

FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES Y MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO

RESUMEN PARA RESPONSABLES DE POLÍTICAS Y RESUMEN TÉCNICO

INFORME ESPECIAL DEL GRUPO
INTERGUBERNAMENTAL DE EXPERTOS
SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO



Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático

Resumen para responsables de políticas

Informe del Grupo de trabajo III del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC)

y

Resumen técnico

Informe aceptado por el Grupo de trabajo III del IPCC pero no aprobado en detalle

Edición a cargo de

Ottmar Edenhofer

Copresidente del Grupo de trabajo III
Instituto de Investigación sobre el Impacto del Clima de Potsdam (PIK)

Ramón Pichs-Madruga

Copresidente del Grupo de trabajo III
Centro de Investigaciones de la Economía Mundial (CIEM)

Youba Sokona

Copresidente del Grupo de trabajo III
Centro africano de políticas sobre el clima de la Comisión Económica para África de las Naciones Unidas (CEPA)

Kristin Seyboth

Patrick Matschoss

Susanne Kadner

Timm Zwickel

Patrick Eickemeier

Gerrit Hansen

Steffen Schlömer

Christoph von Stechow

Unidad de apoyo técnico del Grupo de trabajo III
Instituto de Investigación sobre el Impacto del Clima de Potsdam (PIK)

Publicado por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático

© 2011, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático

ISBN 978-92-9169-331-3

Ilustración de la portada: Espejos parabólicos en una planta solar térmica utilizados para calentar petróleo.

©Michael Melford/National Geographic Stock

Índice

Sección I

Prólogo vii

Prefacio ix

Sección II

Resumen para responsables de políticas 3

Resumen técnico 27

Anexos

Anexo I Glosario, siglas, símbolos químicos y prefijos 161

Anexo II Metodología 181

Anexo III Parámetros recientes del costo y del rendimiento de la energía renovable 209



Prólogo y prefacio

Prólogo

El Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) ofrece un examen completo de estas fuentes y tecnologías, los costos y las ventajas pertinentes, y su posible función dentro del conjunto de opciones de mitigación.

Por primera vez, una serie de datos completos sobre los costos y las emisiones de gases de efecto invernadero de diversas tecnologías y escenarios confirma la función primordial que cumplen las fuentes renovables, independientemente de cualquier acuerdo tangible sobre la mitigación del cambio climático.

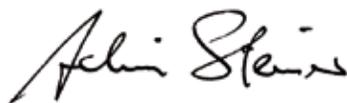
Desde que en 1988 la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) crearan el IPCC, este órgano intergubernamental ha ofrecido con éxito a los responsables de políticas evaluaciones científicas y técnicas más autorizadas y objetivas que, si bien abordan claramente cuestiones de política, nunca han pretendido ser prescriptivas. Además, este Informe especial debería considerarse especialmente significativo en una época en que los gobiernos están sopesando la función que cumplen las fuentes de energía renovables en el contexto de sus respectivas actividades de mitigación del cambio climático.

El Informe especial es una realidad gracias al compromiso y la dedicación de cientos de expertos de distintas regiones y disciplinas. Quisiéramos expresar nuestra profunda gratitud al profesor Ottmar Edenhofer, al doctor Ramón Pichs-Madruga y al doctor Youba Sokona por dirigir incansablemente todo el proceso de elaboración del Informe, así como a todos los autores principales coordinadores, autores principales, autores contribuyentes, editores revisores y revisores, y al personal de la Unidad de apoyo técnico del Grupo de trabajo III.

Valoramos sobremanera el apoyo y la entrega que Alemania ha dedicado generosamente al Informe especial, como lo demuestra en particular su acogida a la Unidad de apoyo técnico del Grupo de trabajo III. Asimismo, deseamos transmitir nuestro reconocimiento a Emiratos Árabes Unidos, por acoger la sesión plenaria en la que se aprobó el Informe, así como a Brasil, Noruega, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte y México, que albergaron las sucesivas reuniones de los autores principales, a todos los patrocinadores que contribuyeron a la labor del IPCC mediante su apoyo financiero y logístico y, por último, al Presidente del IPCC, doctor R. K. Pachauri, por su dirección a lo largo del proceso de elaboración del Informe especial.



M. Jarraud
Secretario General
Organización Meteorológica Mundial



A. Steiner
Director Ejecutivo
Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente

Prefacio

El Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático del Grupo de trabajo III del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) ofrece una evaluación y un análisis pormenorizado de las tecnologías de la energía renovable y de su función actual y potencial en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Los resultados que se presentan en este Informe especial se basan en un examen minucioso de la literatura científica, incluso de aspectos puntuales de estudios concretos, así como también en un conjunto de estudios que se analizaron para obtener conclusiones más generales. El Informe combina datos de estudios sobre tecnologías específicas con los resultados de modelos integrados a gran escala. Ofrece también información pertinente para la formulación de políticas (si bien no prescriptiva) para las instancias decisorias, sobre las características y el potencial técnico de los distintos recursos; la evolución histórica de las tecnologías; sus dificultades de integración y los efectos sociales y medioambientales de su uso, así como una comparación de los costos nivelados de la energía de las tecnologías de la energía renovable disponibles en el mercado y los costos recientes de energías no renovables. Además, el debate en torno a la función que cumplen las fuentes de energía renovables en la prosecución de niveles de estabilización de la concentración de gases de efecto invernadero (GEI), así como la presentación y el análisis de las políticas actuales que promueven el desarrollo y el uso de tecnologías de la energía renovable en materia de mitigación del cambio climático u otros objetivos, responden a importantes preguntas que se plantearon al definir el alcance original del Informe.

Proceso de elaboración del Informe especial

El presente Informe se ha elaborado siguiendo las normas y los procedimientos establecidos por el IPCC y utilizados para los informes de evaluación anteriores. El alcance del presente Informe se definió en una reunión organizada en Lübeck (Alemania) del 20 al 25 de enero de 2008. Seguidamente, durante la 28ª reunión plenaria del IPCC, celebrada en Budapest (Hungría) los días 9 y 10 de abril de 2008, se aprobó el plan general del Informe. Poco después se formó un equipo de redacción constituido por 122 autores principales (33 de países en desarrollo, 4 de países con economías en transición y 85 de países industrializados), 25 editores revisores y 132 autores contribuyentes.

En el proceso de elaboración del Informe se siguió el procedimiento de examen del IPCC, mediante el cual los proyectos de informe redactados por los autores fueron objeto de dos exámenes. Se trataron 24.766 observaciones formuladas por más de 350 revisores, gobiernos y organizaciones internacionales. Los editores revisores de cada capítulo han velado por que todas las observaciones sustantivas de los gobiernos y de los revisores se tomasen debidamente en cuenta.

El Resumen para responsables de políticas fue aprobado línea por línea y el proyecto de Informe final fue aceptado en la 11ª reunión del Grupo de trabajo III, celebrada en Abu Dhabi (Emiratos Árabes Unidos) del 5 al 8 de mayo de 2011. El Informe especial completo fue aceptado en la 33ª reunión plenaria del IPCC, celebrada también en Abu Dhabi del 10 al 13 de mayo de 2011.

Estructura del Informe especial

El Informe especial incluye tres categorías de capítulos: un capítulo de introducción, seis capítulos sobre tecnologías (capítulos 2 a 7) y cuatro capítulos que cubren cuestiones de integración que se aplican a distintas tecnologías (capítulos 8 a 11).

El capítulo 1 es el capítulo de introducción, que tiene por objeto situar a las tecnologías de la energía renovable en el marco más amplio de las opciones de mitigación del cambio climático y definir las características comunes de las tecnologías de la energía renovable.

En cada uno de los capítulos sobre tecnología (2 a 7) se ofrece información sobre el potencial de los recursos disponibles, el estado del desarrollo tecnológico y del mercado y los efectos medioambientales y sociales de las fuentes de energía renovables, entre ellas, la bioenergía, la energía solar directa, la energía geotérmica, la energía hidroeléctrica, la energía oceánica y la energía eólica. Asimismo se abordan las perspectivas futuras de innovación tecnológica y la reducción de costos. Los capítulos concluyen con un debate sobre la posible implantación de esas tecnologías en el futuro.

El capítulo 8 es el primer capítulo de integración y en él se expone de qué manera las tecnologías de la energía renovable se están integrando en los sistemas de distribución de la energía y cómo podrían hacerlo en el futuro. También se abordan las opciones de desarrollo para el uso estratégico de tecnologías de la energía renovable en el sector del transporte, la construcción, la industria y la agricultura.

En el capítulo 9 se estudia la energía renovable en el contexto del desarrollo sostenible, en particular los efectos sociales, medioambientales y económicos de las fuentes de energía renovables, incluidas las posibilidades de un mayor acceso a la energía y un suministro de energía seguro. Se tratan también las barreras específicas a las tecnologías de la energía renovable.

En el capítulo 10 se examinan más de 160 escenarios posibles y se estudia cómo las tecnologías de la energía renovable podrían contribuir a distintos escenarios de reducción de las emisiones de GEI, que van desde escenarios que reflejan el statu quo a escenarios que proyectan niveles ambiciosos de estabilización de la concentración de GEI. Se analizan en detalle cuatro escenarios y se discuten también los costos de una implantación generalizada de las tecnologías de la energía renovable.

En el último capítulo – capítulo 11 –, se describen las tendencias actuales de las políticas de apoyo a las fuentes de energía renovables, así como las tendencias de financiación de las tecnologías de la energía renovable y de inversión en esa esfera. En él, se analizan las experiencias actuales con las políticas sobre fuentes de energía renovables, en particular las medidas destinadas a aumentar la eficacia y la eficiencia, y se aborda la importancia de un entorno favorable que permita garantizar el éxito de aplicación de las políticas.

Si bien los autores del Informe tuvieron en cuenta la literatura más reciente, disponible al momento de la publicación, es importante que los lectores tengan en cuenta que los temas que se tratan en el presente Informe pueden evolucionar rápidamente. Esa evolución puede afectar el estado de desarrollo de algunas tecnologías de la energía renovable, así como el estado de conocimiento de las dificultades de integración, los costos de mitigación, los beneficios conjuntos, los efectos sociales y medioambientales, los criterios de política y las opciones de financiación. Los límites, los nombres y las designaciones utilizadas en los mapas que figuran en el presente Informe no suponen ningún respaldo oficial ni aceptación por parte de las Naciones Unidas. En los mapas del Informe especial, la línea punteada en Jammu y Cachemira representa de forma aproximativa la línea de control acordada por la India y Pakistán. La situación definitiva de Jammu y Cachemira no ha sido acordada aún por las Partes.

Agradecimientos

La elaboración del presente Informe especial ha constituido una gran empresa en la que han participado muchas personas de distintas partes del mundo, aportando una gran variedad de contribuciones. Quisiéramos agradecer a los gobiernos y las instituciones que han tomado parte en esta empresa por sus generosas contribuciones, que hicieron posible la participación de autores, editores revisores, gobiernos y revisores en este proceso.

Estamos especialmente agradecidos al Gobierno de Alemania por su contribución y apoyo, en particular al Bundesministerium für Bildung und Forschung (Ministerio Federal de Educación y de Investigación) por financiar la Unidad de apoyo técnico del Grupo de trabajo III. Gregor Laumann y Christiane Textor, del Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Centro Aeroespacial Alemán), coordinaron esa financiación y se mostraron siempre dispuestos a dedicar tiempo y energía para atender a las necesidades del equipo. Quisiéramos dar las gracias también al Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania). Por su parte, el Instituto de Investigación sobre el Impacto del Clima de Potsdam (PIK) acogió y alojó amablemente las oficinas de la Unidad de apoyo técnico.

Quisiéramos también expresar nuestro reconocimiento a los Gobiernos de Brasil, Noruega, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte y México, quienes, en colaboración con instituciones locales, acogieron las decisivas reuniones de los autores principales en São José dos Campos (enero de 2009), Oslo (septiembre de 2009), Oxford (marzo de 2010) y Ciudad de México (septiembre de 2010). Quisiéramos también hacer extensivo nuestro agradecimiento al Gobierno de Estados Unidos de América y al Instituto para la Sostenibilidad quienes, junto con el proyecto Founder Society Technologies for Carbon Management Project,

acogieron una reunión de expertos para examinar el Informe especial, que se celebró en Washington, D. C., en febrero de 2010. Por último, quisiéramos transmitir nuestra gratitud al PIK por acoger en su campus a los autores principales coordinadores del Informe especial para una reunión de clausura en enero de 2011.

La elaboración del presente Informe especial ha sido posible gracias a los conocimientos técnicos, al arduo trabajo y al espíritu de excelencia que ha guiado la labor de los autores principales coordinadores y de los autores principales, quienes se beneficiaron de la importante asistencia de numerosos autores contribuyentes. También quisiéramos expresar nuestra gratitud a los gobiernos y a los revisores por el tiempo y la energía que han puesto en la formulación de observaciones útiles y constructivas a los diferentes proyectos de informe. Los editores revisores han desempeñado también un papel decisivo en la elaboración del Informe especial, ayudando al equipo de autores a tratar las observaciones y a velar por un debate objetivo de las cuestiones pertinentes.

Con placer expresamos nuestro reconocimiento al trabajo incansable del personal de la Unidad de apoyo técnico del Grupo de trabajo III: Patrick Matschoss, Susanne Kadner, Kristin Seyboth, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen, Steffen Schloemer, Christoph von Stechow, Benjamin Kriemann, Annegret Kuhnigk, Anna Adler y Nina Schuetz, quienes recibieron la asistencia de Marilyn Anderson, Lelani Arris, Andrew Ayres, Marlen Goerner, Daniel Mahringer y Ashley Renders. Brigitte Knopf, asesora superior de la Unidad de apoyo técnico, sistemáticamente aportó valiosas contribuciones y ofreció orientación. Agradecemos también la labor de diseño gráfico realizada por Kay Schröder y su equipo en Daily Interactive Digitale Kommunikation, así como la labor de composición por Valarie Morris y Arroyo Writing, LLC.

La Mesa del Grupo de trabajo III, constituida por Antonina Ivanova Boncheva (México), Carlo Carraro (Italia), Suzana Kahn Ribeiro (Brasil), Jim Skea (Reino Unido), Francis Yamba (Zambia), Taha Zatari (Arabia Saudita), y, antes de su nombramiento como Vicepresidente del IPCC, por Ismail A. R. Elgizouli (Sudán), apoyó de forma permanente y constructiva a los copresidentes del Grupo de trabajo III a lo largo del proceso de elaboración del Informe especial.

Quisiéramos dar las gracias a Renate Christ, Secretaria del IPCC, y al personal de la Secretaría, Gaetano Leone, Mary Jean Burer, Sophie Schlingemann, Judith Ewa, Jesbin Baidya, Joelle Fernandez, Annie Courtin, Laura Biagioni, Amy Smith Aasdam y Rockaya Aidara, que brindaron apoyo logístico en el enlace con los gobiernos y la organización de los viajes de los expertos de países en desarrollo y de países con economías en transición.

Expresamos nuestra profunda gratitud al doctor Rajendra Pachauri, presidente del IPCC, por su contribución y apoyo durante la elaboración del Informe especial del IPCC.



Ottmar Edenhofer
Copresidente del Grupo
de trabajo III del IPCC



Ramon Pichs-Madruga
Copresidente del Grupo
de trabajo III del IPCC



Youba Sokona
Copresidente del Grupo
de trabajo III del IPCC



Patrick Matschoss
Jefe de la Unidad técnica de apoyo
del Grupo de trabajo III del IPCC



Kristin Seyboth
Científico principal del Grupo
de trabajo III del IPCC
Director del Informe especial

El presente Informe está dedicado a

Wolfram Krewitt (Alemania)
Autor principal coordinador del capítulo 8

Wolfram Krewitt falleció el 8 de octubre de 2009. Trabajó en el Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Centro Aeroespacial Alemán), ubicado en Stuttgart (Alemania), y a

Raymond Wright (Jamaica)
Autor principal del capítulo 10

Raymond Wright falleció el 7 de julio de 2011. Trabajó en la Petroleum Corporation of Jamaica (Corporación Petrolera de Jamaica) en Kingston (Jamaica).

Wolfram Krewitt aportó importantes contribuciones al Informe especial. Su visión del capítulo 8 sobre la integración de la energía renovable en los sistemas energéticos actuales y futuros sigue estando presente en el texto y por ella le estamos agradecidos. Raymond Wright fue miembro destacado del equipo de autores encargados del capítulo 10 (Potencial y costos de mitigación) y ofreció de forma permanente aportaciones al Informe especial, velando por un equilibrio y credibilidad. Ambos autores eran miembros talentosos, capaces y dedicados del equipo de redacción del IPCC. Su desaparición es una gran pérdida para la comunidad científica internacional que estudia el clima y la energía. Sus colegas autores los recuerdan con afecto.



Resúmenes

Resumen para responsables de políticas

Autores principales coordinadores:

Ottmar Edenhofer (Alemania), Ramón Pichs-Madruga (Cuba), Youba Sokona (Etiopía/Malí), Kristin Seyboth (Alemania/Estados Unidos de América)

Autores principales:

Dan Arvizu (Estados Unidos de América), Thomas Bruckner (Alemania), John Christensen (Dinamarca), Helena Chum (Estados Unidos de América/Brasil), Jean-Michel Devernay (Francia), Andre Faaij (Países Bajos), Manfred Fischedick (Alemania), Barry Goldstein (Australia), Gerrit Hansen (Alemania), John Huckerby (Nueva Zelandia), Arnulf Jäger-Waldau (Italia/Alemania), Susanne Kadner (Alemania), Daniel Kammen (Estados Unidos de América), Volker Krey (Austria/Alemania), Arun Kumar (India), Anthony Lewis (Irlanda), Oswaldo Lucon (Brasil), Patrick Matschoss (Alemania), Lourdes Maurice (Estados Unidos), Catherine Mitchell (Reino Unido), William Moomaw (Estados Unidos de América), José Moreira (Brasil), Alain Nadai (Francia), Lars J. Nilsson (Suecia), John Nyboer (Canadá), Atiq Rahman (Bangladesh), Jayant Sathaye (Estados Unidos de América), Janet Sawin (Estados Unidos de América), Roberto Schaeffer (Brasil), Tormod Schei (Noruega), Steffen Schlömer (Alemania), Ralph Sims (Nueva Zelandia), Christoph von Stechow (Alemania), Aviel Verbruggen (Bélgica), Kevin Urama (Kenya/Nigeria), Ryan Wiser (Estados Unidos de América), Francis Yamba (Zambia), Timm Zwickel (Alemania)

Asesor especial:

Jeffrey Logan (Estados Unidos de América)

Este capítulo debe citarse del siguiente modo:

IPCC, 2011: "Resumen para responsables de políticas", en el Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático del IPCC [edición a cargo de O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow], Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido, y Nueva York, Nueva York, Estados Unidos de América.

Índice

1.	Introducción	6
2.	Energía renovable y cambio climático	7
3.	Tecnologías y mercados de la energía renovable	7
4.	Integración en los sistemas de energía actuales y futuros	15
5.	Energía renovable y desarrollo sostenible	18
6.	Potenciales y costos de mitigación	20
7.	Políticas, implementación y financiación	24
8.	Progresos en los conocimientos sobre energías renovables	26

1. Introducción

El Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático del Grupo de trabajo III evalúa, desde el punto de vista bibliográfico, científico, tecnológico, medioambiental, económico y social, la contribución de seis fuentes de energía renovables a la mitigación del cambio climático. Tiene por objeto ofrecer información sobre políticas pertinentes para los gobiernos, procesos intergubernamentales y otros destinatarios interesados. El presente Resumen para responsables de políticas contiene una descripción general del Informe especial y un resumen de sus conclusiones esenciales.

El Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático consta de once capítulos. El capítulo 1 describe el contexto general en que se sitúan las energías renovables y el cambio climático; los capítulos 2 a 7 contienen información sobre seis tecnologías de la energía renovable, y en los capítulos 8 a 11 se abordan diversos aspectos de su integración (véase la figura RRP.1).

Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático

1. Energía renovable y cambio climático

Capítulo introductorio

2. Bioenergía

3. Energía solar directa

4. Energía geotérmica

5. Energía hidroeléctrica

6. Energía oceánica

7. Energía eólica

Capítulos sobre tecnología

8. Integración de la energía renovable en los sistemas de energía actuales y futuros

9. La energía renovable en el contexto del desarrollo sostenible

10. Potencial y costos de mitigación

11. Políticas, financiación e implementación

Capítulos sobre integración

Figura RRP.1 | Estructura del Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático. [véase la figura 1.1, 1.1.2]

Se han señalado entre corchetes las referencias a los distintos capítulos y secciones, indicando en ellas los números de los capítulos y secciones correspondientes. En el glosario del Informe especial (anexo I) se encontrará una explicación de los términos, siglas y símbolos químicos utilizados en este Resumen. En los anexos II y III se describen las convenciones y metodologías utilizadas para la determinación de los costos, los valores de la energía primaria y otros aspectos analíticos. Se han indicado también, en su caso, los valores de incertidumbre.¹

¹ En este Informe los valores de incertidumbre se indican, por ejemplo, enunciando los resultados de los análisis de sensibilidad e indicando en términos cuantitativos los intervalos de los costos y las horquillas de los resultados de los escenarios. No se ha utilizado la terminología establecida del IPCC, dado que en la fecha de aprobación del Informe sus directrices sobre incertidumbre estaban siendo revisadas.

2. Energía renovable y cambio climático

La demanda de energía y de servicios conexos, con miras al desarrollo social y económico y a la mejora del bienestar y la salud de las personas, va en aumento. Todas las sociedades necesitan de servicios energéticos para cubrir las necesidades humanas básicas (por ejemplo, de alumbrado, cocina, ambientación, movilidad y comunicación) y para los procesos productivos. [1.1.1, 9.3.2] Desde 1850, aproximadamente, la utilización de combustibles de origen fósil (carbón, petróleo y gas) en todo el mundo ha aumentado hasta convertirse en el suministro de energía predominante, situación que ha dado lugar a un rápido aumento de las emisiones del dióxido de carbono (CO₂) [véase la figura 1.6].

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que genera la prestación de servicios energéticos han contribuido considerablemente al aumento histórico de las concentraciones de esos gases en la atmósfera. En el Cuarto Informe de Evaluación (CIE) del IPCC se concluyó que "la mayor parte del aumento observado en el promedio de las temperaturas desde mediados del siglo XX se debe muy probablemente² al aumento observado en las concentraciones de GEI antropogénicas".

Los datos recientemente obtenidos confirman que el consumo de combustibles de origen fósil representan la mayor parte de las emisiones mundiales de GEI de origen antropogénico³. Las emisiones siguen aumentando y, al término de 2010, las concentraciones de CO₂ eran ya superiores a 390 ppm, un 39% por encima de los niveles preindustriales. [1.1.1, 1.1.3]

Hay diversas opciones para disminuir las emisiones de GEI del sistema energético, sin dejar por ello de cubrir la demanda mundial de servicios energéticos. [1.1.3, 10.1] En el CIE se evaluaron algunas de estas opciones, como las relativas a la conservación y eficiencia energéticas, el reemplazo de combustibles de origen fósil, las energías renovables, la energía nuclear, o la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono. Para evaluar completamente una cartera de opciones de mitigación habría que evaluar sus respectivos potenciales de mitigación, su contribución al desarrollo sostenible y todos los riesgos y costos concomitantes. [1.1.6] El presente informe se centrará principalmente en el papel que podría desempeñar una amplia utilización de tecnologías de la energía renovable incorporadas a una cartera de opciones de mitigación.

Además de su gran potencial para mitigar el cambio climático, las energías renovables pueden aportar otros beneficios. Si se utilizan de forma adecuada, las energías renovables pueden contribuir al desarrollo social y económico, favorecer el acceso a la energía y la seguridad del suministro de energía, y reducir sus efectos negativos sobre el medio ambiente y la salud. [9.2, 9.3]

En la mayoría de las situaciones será necesario adoptar políticas orientadas a fomentar modificaciones al sistema energético que incrementen la proporción de la energía renovable en el conjunto de energías. La adopción de tecnologías de la energía renovable ha aumentado rápidamente en los últimos años, y las proyecciones indican que su porcentaje de utilización aumentará sustancialmente en los escenarios de mitigación más ambiciosos [1.1.5, 10.2]. Para conseguir los aumentos de inversión necesarios en materia de tecnología e infraestructura será necesario adoptar políticas adicionales [11.4.3, 11.5, 11.6.1, 11.7.5].

3. Tecnologías y mercados de la energía renovable

El concepto de energía renovable abarca categorías heterogéneas de tecnologías (véase el recuadro RRP.1). Algunos tipos de energía renovable permiten suministrar electricidad y energía térmica y mecánica, y producir combustibles capaces de cubrir las múltiples necesidades de los servicios energéticos [1.2]. Algunas tecnologías de la energía renovable pueden ser adoptadas en el lugar de consumo (en régimen descentralizado) en medios rurales y urbanos, mientras que otras son implantadas principalmente en redes de suministro de gran tamaño (en régimen centralizado) [1.2, 8.2, 8.3, 9.3.2]. Aunque es cada vez mayor el número de tecnologías de la energía renovable técnicamente avanzadas que han sido adoptadas en mediana escala, otras se encuentran en una fase menos evolucionada y su presencia comercial es más incipiente, o bien abastecen nichos del mercado especializados [1.2].

² Según la terminología de incertidumbre utilizada en el CIE, la expresión 'muy probablemente' indica una probabilidad de suceso superior al 90%.

³ Según el CIE, la contribución de las emisiones antropogénicas de GEI respecto de las emisiones totales durante 2004 fueron, expresadas en CO₂eq, las siguientes: el 56,6%, en el caso del dióxido de carbono de los combustibles fósiles; el 17,3%, en el caso del dióxido de carbono de la deforestación, la descomposición de la biomasa, etc.; el 2,8%, en el caso del dióxido de carbono de otras procedencias; en el caso del metano, el 14,3%; del óxido nitroso, el 7,9%, y de los gases fluorados, el 1,1% [véase la figura 1.1b del capítulo 1 del Grupo de trabajo III del CIE. Para más amplia información por sectores, incluida la silvicultura, véanse también la figura 1.3b y sus notas a pie de página].

La energía proporcionada por las tecnologías de la energía renovable puede ser: i) variable y (en cierta medida) impredecible en diferentes escalas temporales (de minutos a años), ii) variable pero predecible, iii) constante, o iv) controlable [8.2, 8.3].

Recuadro RRP.1 | Fuentes y tecnologías de la energía renovable consideradas en el presente Informe.

La **bioenergía** puede obtenerse mediante diversas fuentes de biomasa, a saber, de residuos forestales, agrarios o pecuarios; una rotación rápida de plantaciones forestales; cultivos energéticos; componentes orgánicos de residuos sólidos urbanos, y otras fuentes de desechos orgánicos. Mediante diversos procesos, esos materiales pueden ser utilizados para producir de forma directa electricidad o calor, o para generar combustibles gaseosos, líquidos o sólidos. Las tecnologías de la bioenergía son muy diversas y su grado de madurez técnica varía considerablemente. Algunas ya comercializadas son las calderas de pequeño o gran tamaño, los sistemas de calefacción central por gránulos, o la producción del etanol a partir del azúcar y el almidón. Las centrales de energía avanzadas de ciclos combinados de gasificación integrada a partir de biomasa y los combustibles para el transporte obtenidos de la lignocelulosa son ejemplos de tecnologías todavía no comercializadas, mientras que la producción de biocombustibles líquidos a partir de algas y otros métodos de conversión biológica se encuentran en la fase de investigación y desarrollo (I+D). Las tecnologías de la bioenergía tienen aplicaciones en contextos, tanto centralizados como descentralizados, y su aplicación más extendida es la utilización tradicional de la biomasa en los países en desarrollo⁴. La producción de bioenergía suele ser constante o controlable. Los proyectos de la bioenergía dependen generalmente del combustible disponible a nivel local y regional, aunque en los últimos tiempos parece haber indicaciones de que la biomasa sólida y los biocombustibles líquidos están cada vez más presentes en el comercio internacional. [1.2, 2.1, 2.3, 2.6, 8.2, 8.3]

Las tecnologías de la **energía solar directa** explotan la energía irradiada por el sol para producir electricidad mediante procesos fotovoltaicos o mediante la energía por concentración solar, generando energía térmica (con fines de calefacción o refrigeración, y por medios pasivos o activos) para usos de iluminación directa y, posiblemente, para producir combustibles para el transporte o de otra índole. El grado de evolución de las aplicaciones solares abarca desde las tecnologías de I+D (por ejemplo, en la producción de combustibles a partir de la energía solar) hasta otras relativamente maduras (por ejemplo, la energía por concentración solar) o maduras (por ejemplo, la calefacción solar pasiva y activa, o la tecnología de la energía fotovoltaica con placas de silicio). Otras tecnologías —aunque no todas— son modulares, por lo que pueden ser utilizadas tanto en sistemas de energía centralizados como descentralizados. La energía solar es variable y, en cierta medida, impredecible, aunque en determinadas circunstancias el perfil temporal de la producción de la energía solar está bastante correlacionado con la demanda de energía. El almacenamiento de energía térmica ofrece la posibilidad de mejorar el control de la producción en algunas tecnologías, como la energía por concentración solar o la calefacción solar directa. [1.2, 3.1, 3.3, 3.5, 3.7, 8.2, 8.3]

La **energía geotérmica** explota la energía térmica accesible del interior de la Tierra. En esta modalidad, el calor es extraído de reservorios geotérmicos mediante pozos, o por otros medios. Los reservorios que se hallan suficientemente calientes y permeables en estado natural se denominan "reservorios hidrotérmicos", mientras que otros, cuya temperatura es suficientemente elevada pero que es necesario mejorar mediante estimulación hidráulica, se denominan "sistemas geotérmicos mejorados". Una vez en la superficie, es posible utilizar fluidos a distintas temperaturas para generar electricidad, o destinarlos más directamente a aplicaciones alimentadas de energía térmica, en particular la calefacción de áreas residenciales o la utilización de calor a baja temperatura extraído de pozos poco profundos y enviado a bombas de calor geotérmicas, utilizadas con fines de calefacción o refrigeración. Las centrales de energía hidrotérmica y las aplicaciones térmicas de la energía geotérmica son tecnologías evolucionadas, mientras que los proyectos de sistemas geotérmicos mejorados se encuentran en fase de demostración o fase piloto, y están todavía en fase de I+D. Cuando se utilizan para generar electricidad, las centrales de energía geotérmica ofrecen, por lo general, una producción constante. [1.2, 4.1, 4.3, 8.2, 8.3]

La **energía hidroeléctrica** explota la energía del agua en su caída, principalmente para generar electricidad. Los proyectos de energía hidroeléctrica pueden consistir en presas con embalses, proyectos a lo largo de un río o en mitad de la corriente, y pueden abarcar todo tipo de escalas. Esta diversidad confiere a la energía hidroeléctrica capacidad para responder a necesidades urbanas centralizadas y en gran escala, pero también a las necesidades rurales descentralizadas. Las tecnologías de la energía hidroeléctrica se encuentran en fase avanzada. Los proyectos de energía hidroeléctrica explotan un recurso que varía a lo largo del tiempo. Sin embargo, la producción controlable generada en embalses por las centrales hidroeléctricas permite cubrir los picos de la demanda eléctrica, y ayuda a equilibrar otros sistemas de electricidad cuya producción de energía renovable es muy variable. La utilización de los embalses de energía hidroeléctrica refleja frecuentemente sus múltiples usos de agua potable, riego, control de crecidas y sequías, navegación, o suministro de energía, entre otros. [1.2, 5.1, 5.3, 5.5, 5.10, 8.2]

4 La biomasa tradicional ha sido definida por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) como el consumo de biomasa del sector residencial de los países en desarrollo, y hace referencia a la utilización, frecuentemente insostenible, de madera, carbón vegetal, residuos agrarios y estiércol para la cocina y la calefacción. Todos los demás usos de la biomasa son definidos como modernos [véase el anexo I].

La **energía oceánica** se obtiene a partir de la energía potencial, cinética, térmica o química del agua de mar, que puede ser transformada para suministrar electricidad, energía térmica o agua potable. Es posible utilizar tecnologías muy diversas: muros de contención de la amplitud de la marea, turbinas submarinas para las corrientes de marea y oceánicas, intercambiadores de calor para la conversión de energía térmica oceánica, y una gran diversidad de dispositivos que permiten controlar la energía del oleaje y los gradientes de salinidad. Si se exceptúan los muros de contención de la marea, las tecnologías oceánicas se encuentran en fase de demostración o de proyecto piloto, y muchas de ellas deben pasar todavía por una fase de I+D. Algunas presentan pautas de producción de energía variables con diferentes grados de predictibilidad (por ejemplo, las que explotan las olas, el desnivel de las mareas o las corrientes), mientras que otras pueden ser utilizadas en régimen prácticamente constante, o incluso controlable (por ejemplo, las basadas en el gradiente térmico o de salinidad del océano). [1.2, 6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.6, 8.2]

La **energía eólica** explota la energía cinética del aire en movimiento. La aplicación de mayor interés para la mitigación del cambio climático consiste en producir electricidad a partir de grandes turbinas eólicas instaladas en tierra firme (en tierra) o en el mar o agua dulce (aguas adentro). Algunas tecnologías de energía eólica en tierra están siendo ya comercializadas y adoptadas en gran escala. Las tecnologías de la energía eólica aguas adentro ofrecen más posibilidades para conseguir avances técnicos. La energía eólica es, en cierta medida, variable e impredecible, pero la experiencia y ciertos estudios detallados en numerosas regiones indican que la integración de la energía eólica no suele tropezar con obstáculos técnicos insuperables. [1.2, 7.1, 7.3, 7.5, 7.7, 8.2]

A nivel mundial, se estima que, en 2008, las energías renovables representaron un 12,9% de los 492 exajulios totales⁵ del suministro de energía primaria (véase el recuadro RRP.2 y la figura RRP.2). La energía renovable más utilizada fue la biomásica (10,2%), en su mayor parte (aproximadamente un 60%) a partir de biomasa tradicional utilizada para cocinar y para la calefacción en los países en desarrollo, aunque con un componente creciente de técnicas biomásicas modernas⁶. La energía hidroeléctrica representó un 2,3%, mientras que otras fuentes de energía renovables representaron un 0,4%. [1.1.5] En 2008, las energías renovables representaron aproximadamente un 19% del suministro de electricidad mundial (un 16% de energía hidroeléctrica, y un 3% de otras energías renovables), mientras que los biocombustibles representaron un 2% del suministro de combustible mundial para el transporte en carretera. En conjunto, la biomasa tradicional (17%), las técnicas biomásicas modernas (8%) y las energías térmica solar y geotérmica (2%) cubrieron un 27% de la demanda mundial total de calor. La contribución de la energía renovable al suministro de energía primaria varía considerablemente según el país y la región. [1.1.5, 1.3.1, 8.1]

La implantación de la energía renovable ha aumentado rápidamente en los últimos años (véase la figura RRP.3). Diversos tipos de políticas gubernamentales, el abaratamiento de numerosas tecnologías de la energía renovable, las variaciones en el precio de los combustibles de origen fósil, el aumento de la demanda de energía y otros factores han fomentado la utilización creciente de las energías renovables. [1.1.5, 9.3, 10.5, 11.2, 11.3] Pese a las dificultades financieras mundiales, la capacidad de energía renovable siguió aumentando rápidamente en 2009 en comparación con la capacidad acumulativa instalada del año anterior, incluidas la energía eólica (que aumentó un 32%, ó 38 gigavatios (GW)), la energía hidroeléctrica (3% de aumento, ó 31 GW), las energías fotovoltaicas conectadas a la red (53% de aumento, ó 7,5 GW), la energía geotérmica (4% de aumento, ó 0,4 GW), y el calentamiento del agua o la calefacción solar por agua (21% de aumento, ó 31 GW_{th}). Los biocombustibles representaron un 2% de la demanda mundial de combustibles para el transporte en carretera en 2008 y cerca de un 3% en 2009. Al término de 2009, la producción anual del etanol había aumentado hasta 1,6 EJ (76.000 millones de litros), y la del biogasoílido hasta 0,6 EJ (17.000 millones de litros). [1.1.5, 2.4, 3.4, 4.4, 5.4, 7.4]

De los aproximadamente 300 GW de nueva capacidad de producción de electricidad creados en todo el mundo entre 2008 y 2009, 140 GW correspondían a energías renovables. En conjunto, los países en desarrollo disponen de un 53% de la capacidad mundial de la producción de electricidad mediante energías renovables [1.1.5]. Al término de 2009, las energías renovables utilizadas para calentar agua o destinadas a la calefacción eran las técnicas biomásicas modernas (270 GW_{th}), la energía solar (180 GW_{th}) y la energía geotérmica (60 GW_{th}). En el ámbito rural, ha aumentado también la utilización de energías renovables descentralizadas (exceptuando las biomásicas tradicionales) para cubrir las necesidades de energía a nivel de los hogares o de aldea en forma de estaciones hidroeléctricas, de diversas opciones modernas de biomasa, sistemas fotovoltaicos, eólicos o híbridos que combinan múltiples tecnologías. [1.1.5, 2.4, 3.4, 4.4, 5.4]

5 1 exajulio = 10¹⁸ julios = 23,88 millones de toneladas de equivalente en petróleo.

6 Además de este porcentaje del 60% de biomasa tradicional, hay otros usos de la biomasa estimados en entre un 20% y un 40%, que no figuran en las bases de datos oficiales sobre energía primaria, y que abarcan el estiércol, la producción no contabilizada de carbón vegetal, la tala ilegal de árboles, la recogida de leña o los usos agrarios residuales [2.1, 2.5].

Recuadro RRP.2 | Contabilización de la energía primaria en el Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático.

No existe un único método inequívoco de contabilización para calcular la energía primaria proveniente de fuentes de energía no combustibles (por ejemplo, las renovables no combustibles o la energía nuclear). Para contabilizar el suministro de la energía primaria, se ha adoptado en el Informe especial el "método directo equivalente". Dicho método consiste en contabilizar los combustibles de origen fósil y la bioenergía en términos de su valor calorífico, mientras que las fuentes de energía no combustibles, incluidas la energía nuclear y todas las energías renovables no combustibles, son contabilizadas atendiendo a la energía secundaria que producen. Mediante la aplicación de este método, la contribución de las energías renovables no combustibles y de la energía nuclear estaría infravalorada, en comparación con la bioenergía y los combustibles de origen fósil, en un factor de 1,2 a 3 aproximadamente. La selección del método de contabilización afecta también a los porcentajes relativos de diferentes fuentes de energía. A efectos ilustrativos, se comparan en el Informe especial los datos y gráficos correspondientes a los combustibles de origen fósil y la bioenergía, por una parte, y a las energías renovables no combustibles y la energía nuclear, por otra. [1.1.9, anexo II.4]

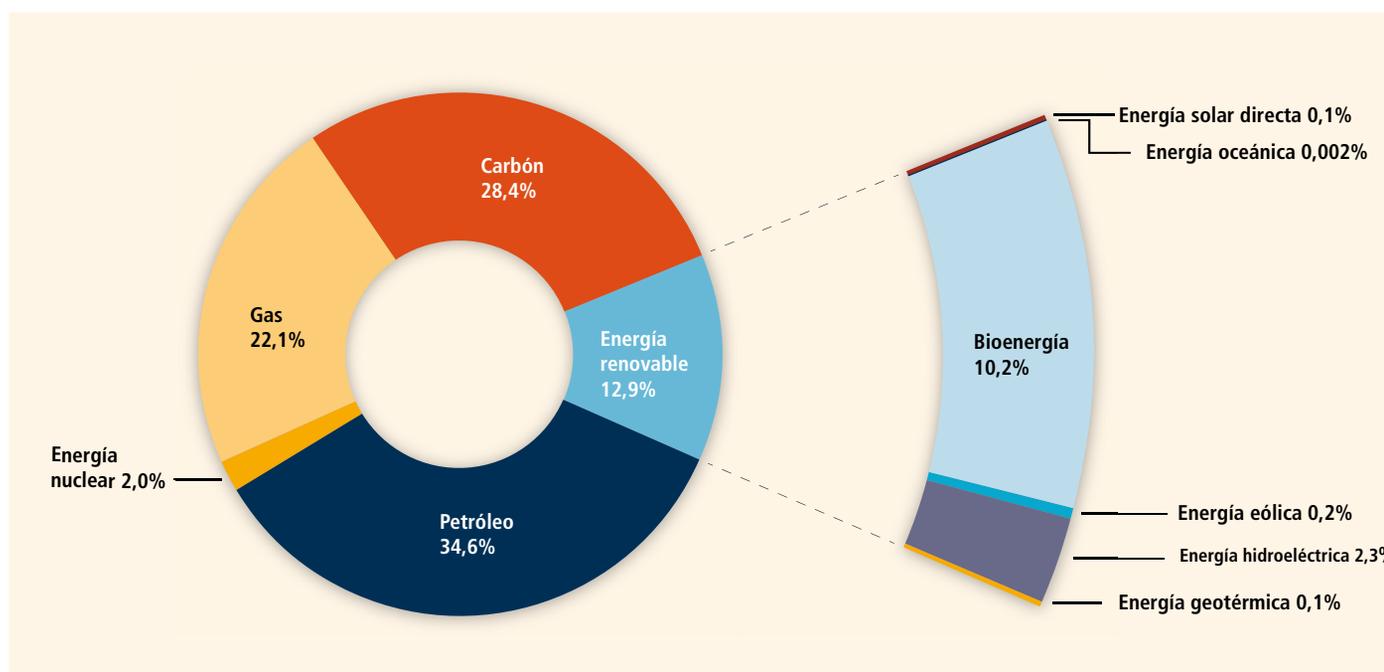


Figura RRP.2 | Porcentaje que representan las fuentes de energía respecto de la totalidad del suministro mundial de la energía primaria en 2008 (492 EJ). Las técnicas de biomasa modernas representaron un 38% del porcentaje de la biomasa total. [véase la figura 1.10, 1.1.5]

Notas: los datos de origen han sido convertidos con objeto de contabilizar el suministro de la energía primaria mediante el método directo equivalente. [RRP.2, 1.1.9, anexo II.4]

El potencial técnico mundial⁷ de las fuentes de energía renovables no limitará el crecimiento sostenido de las energías renovables. Aunque las estimaciones publicadas son muy diversas, los estudios coinciden en concluir que el potencial técnico mundial total de las energías renovables es considerablemente superior a la demanda mundial de energía (véase la figura RRP.4) [1.2.2, 10.3, anexo II]. El potencial técnico de la energía solar es el mayor de todas las fuentes de energía renovables, aunque las seis fuentes de energía renovable tienen un potencial técnico no desdeñable. Incluso en las regiones con potenciales técnicos relativamente bajos de todas las fuentes de energía renovables suele haber abundantes oportunidades para fomentar su implantación. [1.2.2, 2.2, 2.8, 3.2, 4.2, 5.2, 6.2, 6.4, 7.2, 8.2, 8.3, 10.3] A largo plazo y para usos más

⁷ Las definiciones de potencial técnico varían según los autores. En el Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático, el término "potencial técnico" se utiliza en el sentido de la producción de la energía renovable que es posible obtener mediante la implantación integral de tecnologías o prácticas demostradas. No se hace ninguna referencia explícita a los costos, los obstáculos o las políticas. Sin embargo, los potenciales técnicos indicados en las publicaciones y evaluados en el Informe especial pueden estar condicionados por limitaciones prácticas y, cuando es ese el caso, así se ha señalado explícitamente en el informe de base. [véase el anexo I]

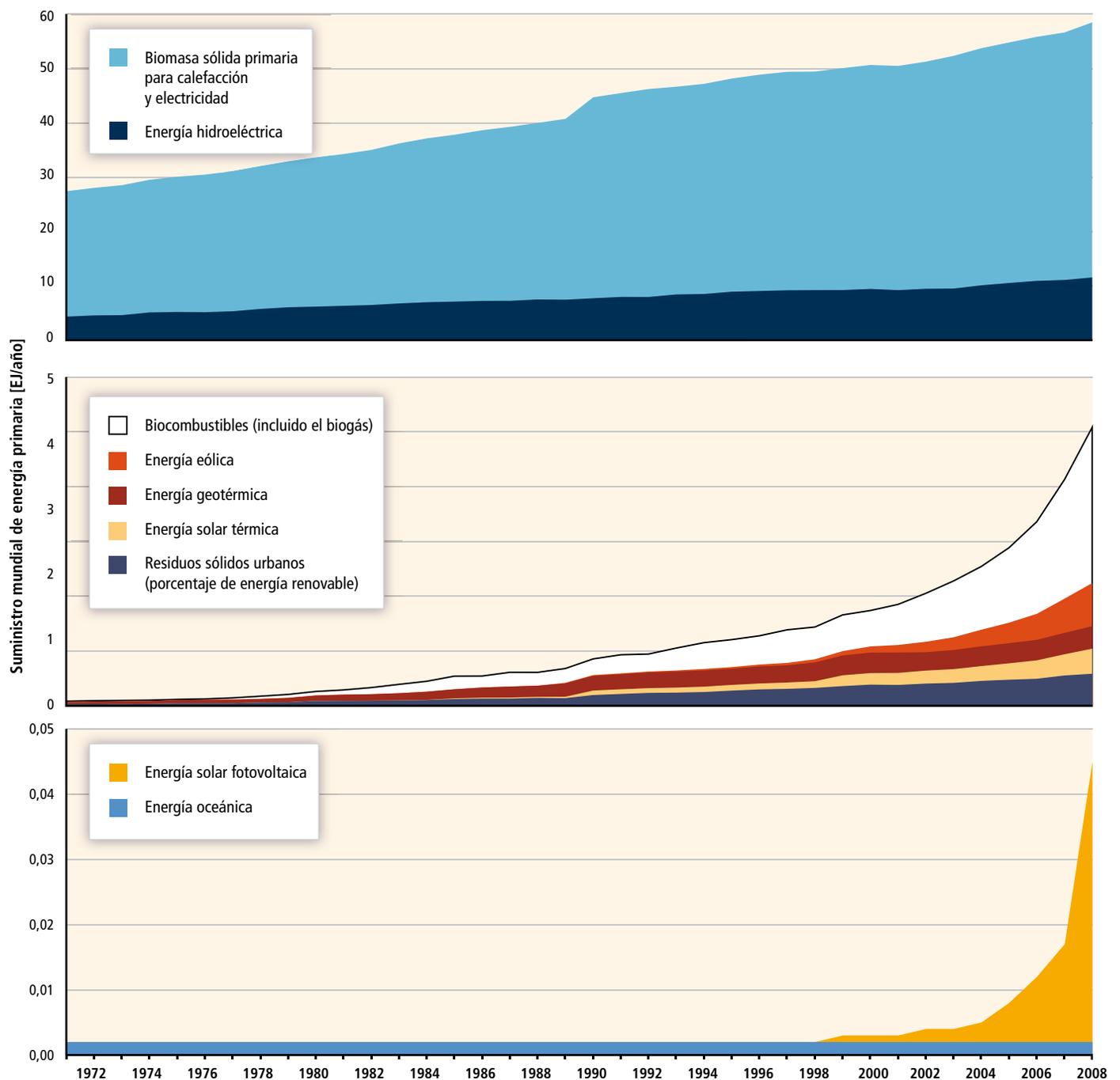


Figura RRP.3 | Desarrollo histórico del suministro mundial de la energía primaria a partir de energías renovables entre 1971 y 2008 [véase la figura 1.12, 1.1.5].

Notas: las tecnologías aparecen referidas a unidades verticales solo a efectos visuales. Los datos originales han sido convertidos para contabilizar el abastecimiento de la energía primaria mediante el método directo equivalente [recuadro RRP.2, 1.1.9, anexo II.4], con la salvedad de que el contenido de energía de los biocombustibles aparece en forma de energía secundaria (la biomasa primaria utilizada para producir el biocombustible sería mayor, debido a las pérdidas por conversión [2.3, 2.4]).

asiduos, sin embargo, los potenciales técnicos indican la existencia de un límite a la contribución que pueden aportar ciertas tecnologías de la energía renovable. Otros factores (sostenibilidad [9.3], aceptación del público [9.5], integración de los sistemas y limitaciones de infraestructura [8.2], o factores económicos [10.3]) pueden limitar también la implantación de las tecnologías de la energía renovable.

El cambio climático afectará, tanto en su extensión como en su distribución geográfica, al potencial técnico de las fuentes de energía renovables, aunque las investigaciones sobre la magnitud de esos posibles efectos apenas han comenzado. Dado que las fuentes de energía renovables son en muchos casos dependientes del clima, el cambio climático mundial afectará al acervo de recursos de la energía renovable, aunque la naturaleza y magnitud exactas de esos efectos son inciertas. El potencial técnico futuro de la bioenergía podría acusar la influencia del cambio climático, debido a sus efectos sobre la producción de biomasa, particularmente por alteración de las condiciones del suelo, precipitación, productividad de los cultivos y otros factores. A nivel mundial, se espera que el impacto general de un cambio de la temperatura media mundial inferior a 2° C sea relativamente pequeño en términos del potencial técnico de la bioenergía. Sin embargo, cabe esperar diferencias regionales considerables y mayores márgenes de incertidumbre, de más difícil evaluación, en comparación con otras opciones de la energía renovable, debido al gran número de mecanismos de retorno utilizados. [2.2, 2.6] Con respecto a la energía solar, pese a que el cambio climático influirá previsiblemente en la distribución y variabilidad de la cubierta de nubes, se espera que el efecto de estos cambios sobre el potencial técnico sea, en conjunto, pequeño [3.2]. En el caso de la energía hidroeléctrica, se espera que el impacto general sea ligeramente positivo en términos del potencial técnico mundial. Sin embargo, los resultados indican también que son posibles las variaciones sustanciales entre unas y otras regiones, e incluso entre países. [5.2] Las investigaciones realizadas hasta la fecha parecen indicar que no es previsible que el cambio climático afecte en gran medida al potencial técnico mundial del desarrollo de la energía eólica, aunque sí son de esperar cambios en la distribución regional de los recursos de esa forma de energía [7.2]. No se prevé que el cambio climático afecte considerablemente al tamaño o a la distribución geográfica de los recursos de energía geotérmica u oceánica [4.2, 6.2].

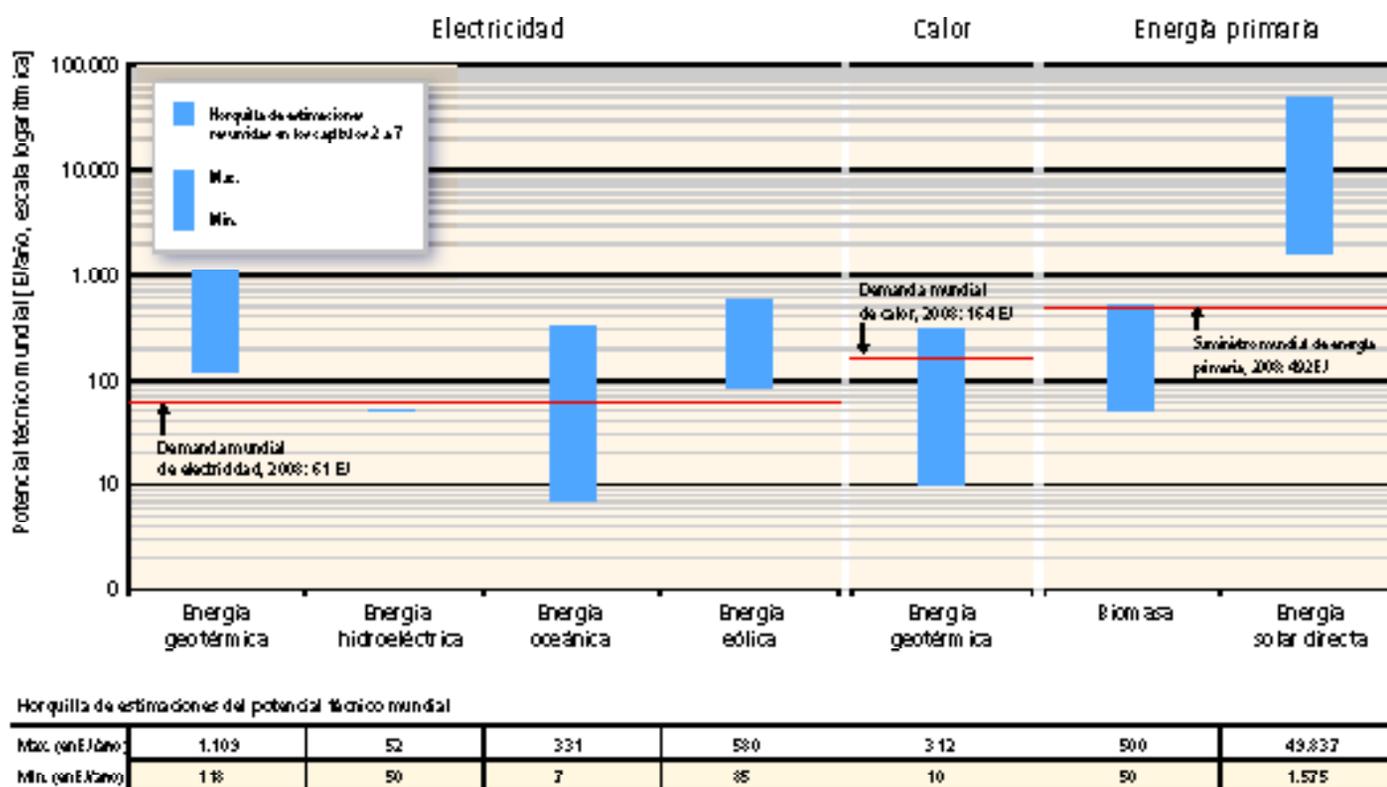


Figura RRP.4 | Valores del potencial técnico mundial de las fuentes de energía renovables, según los estudios indicados en los capítulos 2 a 7. Las energías biomásica y solar aparecen como energías primarias debido a sus múltiples usos; cabe resaltar que el gráfico está representado en escala logarítmica, debido al extenso intervalo de valores de los datos examinados [véase la figura 1.17, 1.2.3].

Notas: los potenciales técnicos aquí indicados representan potenciales mundiales del suministro anual de la energía renovable, sin deducir el potencial que está siendo ya utilizado. Obsérvese que las fuentes de electricidad provenientes de la energía renovable pueden utilizarse también con fines de calefacción, mientras que los recursos de biomasa y solares figuran solo como energías primarias pero pueden utilizarse para responder a distintas necesidades de servicios energéticos. Los intervalos de valores están basados en diversos métodos, y hacen referencia a distintos años futuros; por ello, los intervalos resultantes no son estrictamente

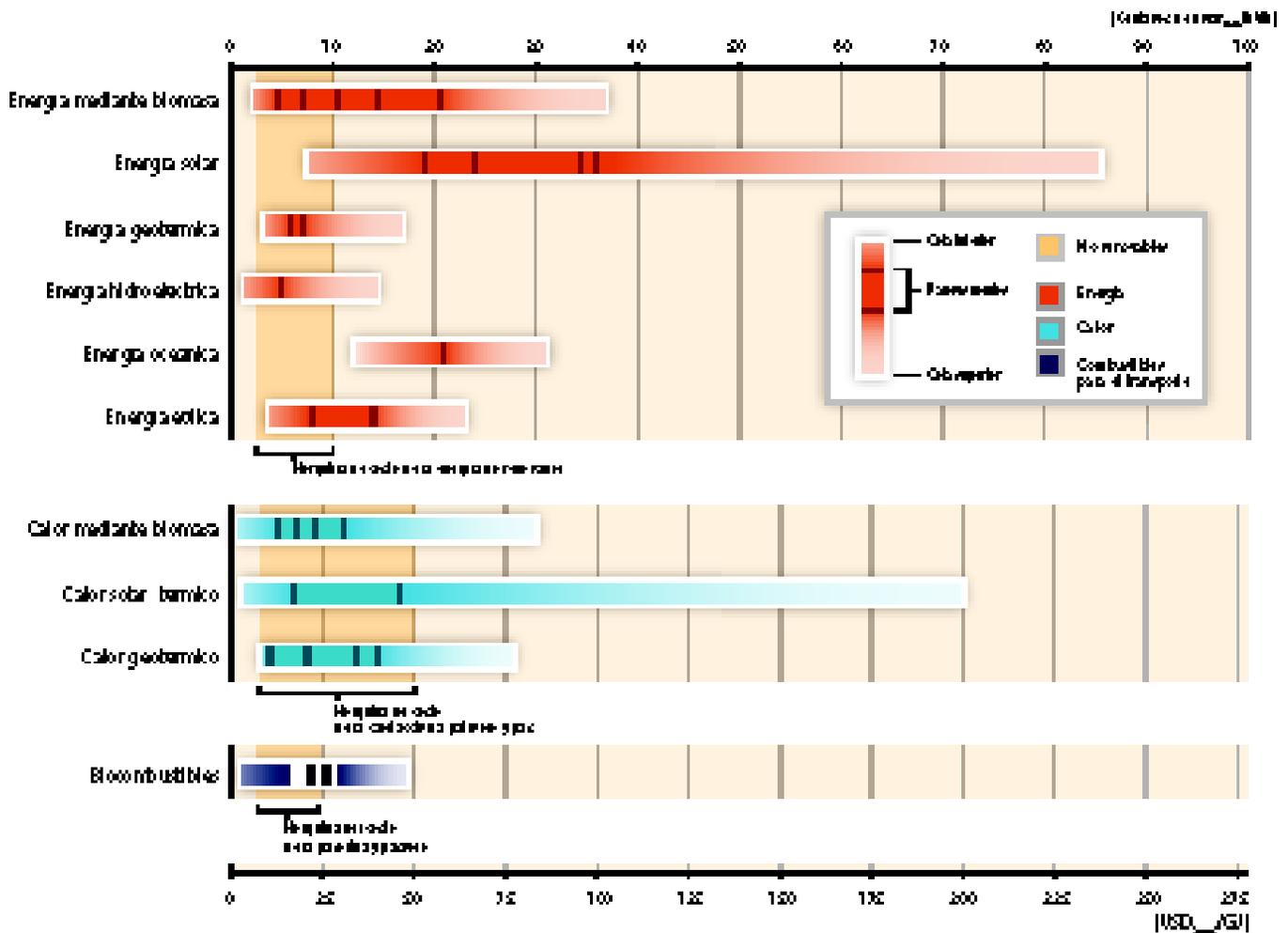
El costo nivelado de la energía⁸ de numerosas tecnologías de la energía renovable es actualmente superior a los precios de la energía, aunque en algunas situaciones la energía renovable es ya económicamente competitiva. Para ciertas tecnologías de la energía renovable recientes y comercialmente disponibles, el costo nivelado de la energía exhibe un amplio margen, en función de factores tales como las características tecnológicas, las variaciones regionales del costo y el rendimiento, o las distintas tasas de descuento (véase la figura RRP.5). [1.3.2, 2.3, 2.7, 3.8, 4.8, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5, anexo III] Algunas tecnologías de la energía renovable son, en términos generales, competitivas frente a los precios actuales de la energía. Muchas de las otras tecnologías de la energía renovable permiten prestar servicios competitivos en determinadas circunstancias, por ejemplo, en las regiones en que los recursos presentan condiciones favorables, o en que se carece de la infraestructura necesaria para otros tipos de suministro de energía de bajo costo. En la mayoría de las regiones del mundo sigue siendo necesario adoptar políticas que favorezcan una implantación más rápida de numerosas fuentes de energía renovables. [2.3, 2.7, 3.8, 4.7, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5]

Al monetizar los costos externos del suministro de energía se conseguiría mejorar la competitividad relativa de las energías renovables. Lo mismo cabría decir si los precios del mercado aumentaran por otras razones (véase la figura RRP.5). [10.6] El costo nivelado de la energía no es el único determinante de la utilidad o competitividad económica de una tecnología. El atractivo de determinada opción del suministro de energía depende también de muy diversos aspectos económicos, medioambientales y sociales, y de la medida en que la tecnología contribuya a la prestación de determinados servicios energéticos (por ejemplo, el abastecimiento de los picos de demanda eléctrica) o los dificulte en razón de los costos secundarios del sistema energético (por ejemplo, los costos de integración). [8.2, 9.3, 10.6]

En la mayoría de los casos, el costo de las tecnologías de la energía renovable ha disminuido, y los adelantos técnicos esperados podrían permitir reducir aún más el costo. En los últimos decenios ha habido importantes avances de las tecnologías de la energía renovable, con la consiguiente reducción de los costos a largo plazo, aunque durante algunos períodos los precios hayan aumentado (debido, por ejemplo, al aumento de la demanda de la energía renovable en exceso de la oferta) (véase la figura RRP.6). La contribución de diferentes elementos impulsores (por ejemplo, la I+D, la economía de escala, el aprendizaje orientado a la implantación, o el aumento de la competencia entre proveedores de la energía renovable) no siempre es perfectamente conocida. [2.7, 3.8, 7.8, 10.5] Cabe esperar ulteriores reducciones en los costos, que mejorarían las posibilidades de implantación y, por consiguiente, redundarían en una mitigación del cambio climático. Algunos aspectos importantes en que podrían conseguirse avances tecnológicos son los relativos a los sistemas de producción y suministro de insumos nuevos y mejorados; nuevos procesos para la producción de biocombustibles (denominados también biocombustibles avanzados o de nueva generación, como los lignocelulósicos), y tecnologías de biorrefinado avanzadas [2.6]; tecnologías fotovoltaicas avanzadas y procesos de fabricación [3.7]; sistemas geotérmicos mejorados [4.6]; una multiplicidad de tecnologías oceánicas nuevas [6.6], y diseños de anclajes y de turbinas de energía eólica aguas adentro [7.7]. En el futuro, las reducciones en los costos de la energía hidroeléctrica serán previsiblemente menos notables que con otras tecnologías de la energía renovable, aunque existen oportunidades de I+D para realizar proyectos de energía hidroeléctrica técnicamente factibles en muy distintos tipos de ubicaciones, y para mejorar el rendimiento técnico de los proyectos nuevos y existentes [5.3, 5.7, 5.8].

A fin de que las energías renovables puedan mejorar considerablemente su contribución a la reducción de las emisiones de GEI será necesario enfrentarse a una diversidad de problemas específicamente tecnológicos (además del costo). Para conseguir una utilización más asidua y sostenible de la bioenergía, el empleo de un diseño adecuado y de unos marcos de implantación y seguimiento de la sostenibilidad podría reducir al mínimo los impactos negativos y optimizar los beneficios en las vertientes social, económica y medioambiental [RRP.5, 2.2, 2.5, 2.8]. En el caso de la energía solar, las barreras reglamentarias e institucionales pueden dificultar su implantación, al igual que los problemas de integración y de transmisión [3.9]. En el caso de la energía geotérmica, sería importante demostrar que es posible adoptar unos sistemas geotérmicos mejorados de manera económica, sostenible y generalizada [4.5, 4.6, 4.7, 4.8]. Los nuevos proyectos de energía hidroeléctrica pueden tener impactos ecológicos y sociales muy específicos en cada emplazamiento, y su mayor implantación podría hacer necesarias el uso de herramientas para evaluar la mejora de la sostenibilidad, así como colaboraciones a nivel regional y multilateral con el fin de responder a las necesidades de la energía y del agua [5.6, 5.9, 5.10]. La implantación de la energía oceánica podría beneficiarse de los centros que ponen a prueba proyectos de demostración, y de unas políticas y reglamentaciones específicas que fomenten una rápida implantación [6.4]. Con respecto a la energía eólica, podrían ser especialmente importantes las soluciones técnicas e institucionales a los factores que limitan su transmisión, a los problemas operacionales que plantea su integración, y a los problemas de aceptación del público en razón de su impacto en el paisaje [7.5, 7.6, 7.9].

⁸ El costo nivelado de la energía representa el costo de un sistema generador de energía durante todo su ciclo de vida; se calcula en términos del precio unitario que debería asignarse a la generación de energía a partir de una fuente específica y durante todo su ciclo de vida para no arrojar pérdidas. Suele incluir la totalidad de los costos privados acumulados a medida que se incorpora valor añadido, pero no incluye ni el costo de la entrega para el cliente final, ni el costo de la integración, ni los costos medioambientales externos o de otra índole. Las subvenciones y los créditos fiscales tampoco están incluidos.



Energía	Calor	Combustibles para el transporte
Biomasa: 1. Generación centralizada 2. Generación centralizada en campo cerrado con el pago de subsidios para el transporte por carretera 3. Generación centralizada y generación distribuida en campo cerrado 4. Generación centralizada en campo cerrado en pagadero por el transporte 5. Generación centralizada en campo cerrado en pagadero por el transporte en la planta	Calor a partir de la biomasa: 1. Generación centralizada en campo cerrado con el pago de subsidios para el transporte 2. Generación centralizada en campo cerrado en pagadero por el transporte 3. Generación centralizada en campo cerrado en la planta y el transporte 4. Combustibles para el transporte	Biomasa para el transporte: 1. Biomasa para el transporte 2. Biomasa para el transporte 3. Biomasa para el transporte 4. Biomasa para el transporte 5. Biomasa para el transporte
Energía solar: 1. Tecnología solar fotovoltaica 2. Tecnología solar térmica a gran escala 3. Tecnología solar térmica 4. Tecnología solar térmica a pequeña escala	Calor a partir de la energía solar: 1. Tecnología solar térmica a gran escala 2. Tecnología solar térmica a pequeña escala	
Energía geotérmica: 1. Tecnología geotérmica a gran escala 2. Tecnología geotérmica a pequeña escala	Calor geotérmico: 1. Tecnología geotérmica a gran escala 2. Tecnología geotérmica a pequeña escala	
Energía hidroeléctrica: 1. Tecnología hidroeléctrica		
Energía eólica: 1. Tecnología eólica 2. Tecnología eólica		

La energía eléctrica a partir de la biomasa y la energía solar térmica a pequeña escala se refieren a tecnologías que generan electricidad a partir de la biomasa y la energía solar térmica a pequeña escala, respectivamente. Los costos de la energía solar térmica a pequeña escala se refieren a tecnologías que generan electricidad a partir de la energía solar térmica a pequeña escala. Los costos de la energía solar térmica a gran escala se refieren a tecnologías que generan electricidad a partir de la energía solar térmica a gran escala. Los costos de la energía solar térmica a gran escala se refieren a tecnologías que generan electricidad a partir de la energía solar térmica a gran escala. Los costos de la energía solar térmica a gran escala se refieren a tecnologías que generan electricidad a partir de la energía solar térmica a gran escala.

Figura RRP.5 | Valores del costo nivelado de la energía de determinadas tecnologías recientes de la energía renovable comercializadas, en comparación con los costos recientes de la energía renovable. La cifra se ha obtenido totalizando las subcategorías tecnológicas y las tasas de descuento. En cuanto a las cifras no totalizadas o parcialmente totalizadas véase [1.3.2, 10.5, anexo III].

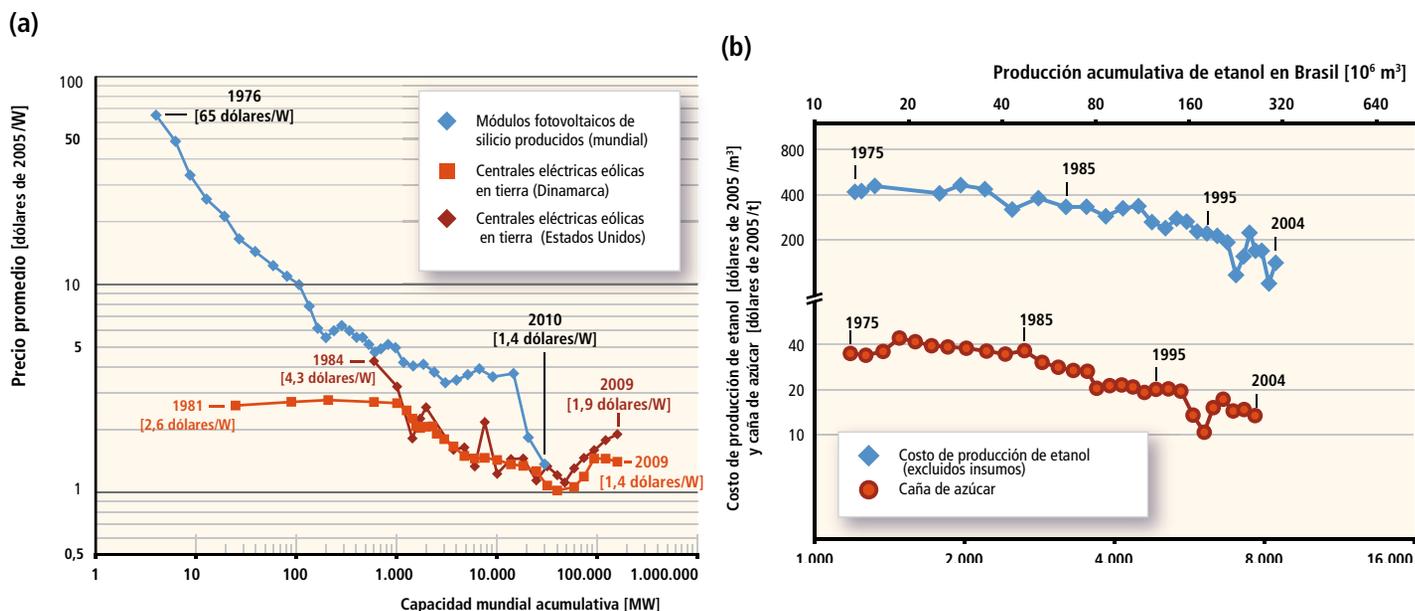


Figura RRP.6 | Selección de curvas que reflejan, en escala logarítmica, la evolución experimentada por: a) el precio de los módulos fotovoltaicos de silicio y de las centrales de energía eólica en tierra firme, por unidad de capacidad, y b) el costo de la producción del etanol a partir de la caña de azúcar [datos obtenidos de la figura 3.17, 3.8.3, la figura 7.20, 7.8.2, y la figura 2.21, 2.7.2].

Notas: según el tipo de entorno, puede haber reducciones de los costos a distintas escalas geográficas. Los ejemplos de países aquí indicados han sido tomados de los estudios publicados. No se ha podido acceder a ningún conjunto de datos de alcance mundial sobre los precios o costos de las centrales eólicas. Las reducciones del costo o del precio de una tecnología por unidad de capacidad infravaloran las reducciones del costo nivelado de la energía respecto de esa misma tecnología cuando se consiguen mejoras del rendimiento [7.8.4, 10.5].

4. Integración en los sistemas de energía actuales y futuros

Hay ya varios tipos de recursos de la energía renovable que están siendo integrados satisfactoriamente en los sistemas de suministro de energía [8.2] y en los sectores de uso final [8.3] (véase la figura RRP.7).

Las características de diferentes fuentes de energía renovables pueden influir en la escala del desafío de la integración. Algunos recursos de la energía renovable se hallan ampliamente distribuidos en términos geográficos. Otros, como los de la energía hidroeléctrica en gran escala, pueden estar más centralizados, aunque conllevan opciones de integración limitadas por la ubicación geográfica. Ciertos recursos de la energía renovable son variables y tienen una predictibilidad limitada. En algunos casos, presentan densidades de energía física menores y diferentes especificaciones técnicas a las de los combustibles de origen fósil. Tales características pueden limitar la facilidad de integración y traer aparejados costos sistémicos adicionales, particularmente cuando se alcanzan elevados índices de penetración de las energías renovables. [8.2]

En la mayoría de los casos, la integración acelerada de la energía renovable en los sistemas del suministro de energía y los sectores de uso final (de manera que incremente la penetración de la energía renovable) es tecnológicamente factible, aunque acarreará problemas adicionales. Se espera conseguir mayores índices de penetración de la energía renovable, adoptando una cartera de tecnologías de bajos niveles de emisión de GEI [10.3, tablas 10.4 a 10.6]. Tanto con fines de electricidad como de calefacción, refrigeración o combustibles gaseosos o líquidos, incluida la integración directa en los sectores de uso final, los problemas que plantea la integración de las energías renovables son contextuales y específicos para cada ubicación, y obligan a introducir ajustes en los sistemas actuales del suministro de energía [8.2, 8.3].

En un porcentaje de casos cada vez mayor, los costos y las dificultades de integración de la energía renovable en los sistemas de suministro de energía ya existentes dependerán del porcentaje actual que represente la energía renovable, de la disponibilidad y las características de los recursos de la energía renovable, de las características del sistema, y de la manera en que este evolucione y se desarrolle en el futuro.

- Las energías renovables pueden ser integradas en todo tipo de sistemas eléctricos, desde las grandes redes interconectadas a escala continental [8.2.1] hasta los pequeños sistemas autónomos o los edificios [8.2.5]. Algunas características importantes de los sistemas son las modalidades de generación y su flexibilidad, la infraestructura de las redes, los diseños y las normas institucionales del mercado energético, la ubicación y el perfil de la demanda, y la capacidad de control y de comunicación. La energía eólica, la energía solar fotovoltaica y la energía por concentración solar sin almacenamiento pueden ser más difíciles de integrar

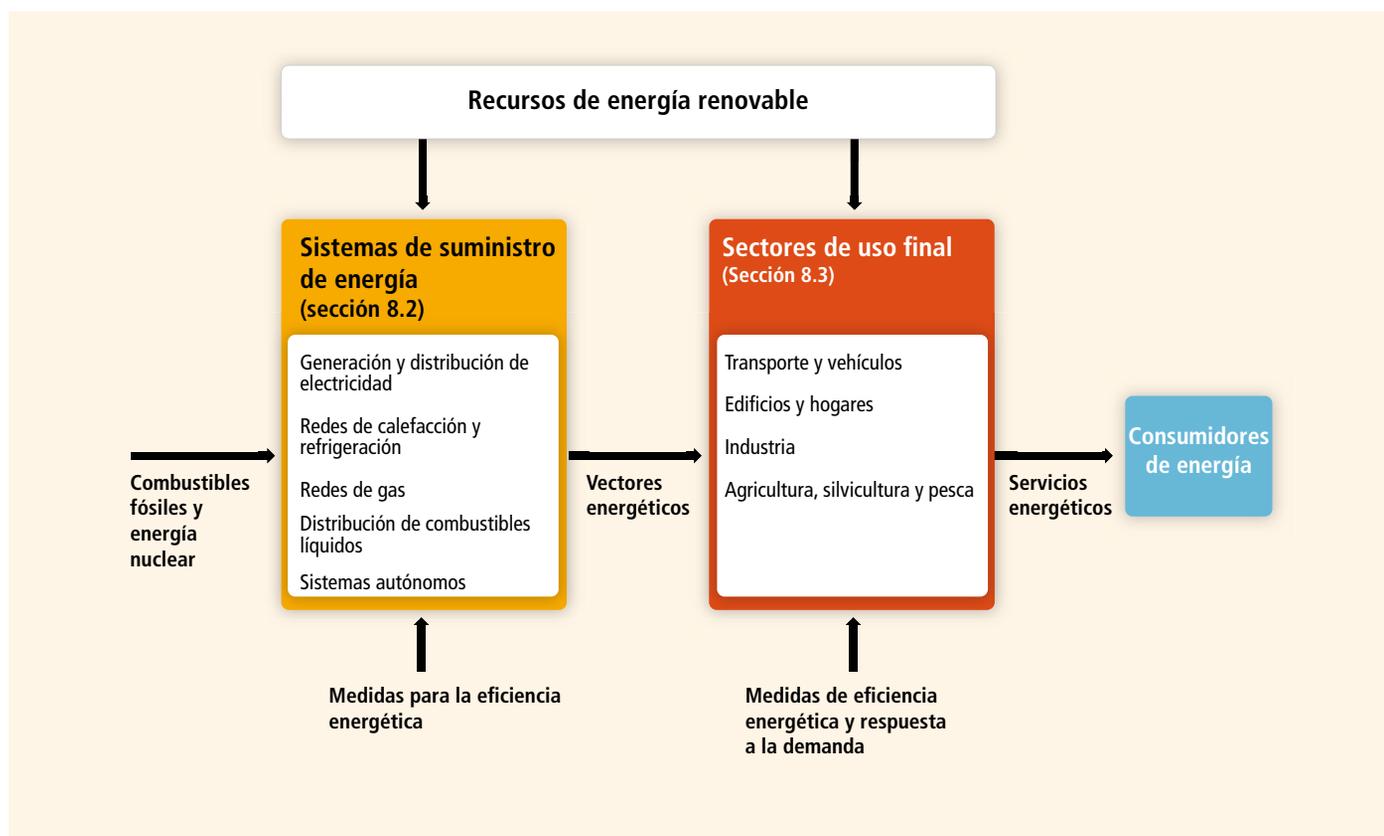


Figura RRP.7 | Trayectorias de integración de la energía renovable para la prestación de servicios energéticos, o bien en forma de sistemas de suministro de energía o bien in situ, para uso de los sectores de usuarios finales. [véase la figura 8.1, 8.1]

que la energía hidroeléctrica, la bioenergía, la energía por concentración solar con almacenamiento o la energía geotérmica, que son controlables⁹.

A medida que aumenta la penetración de las fuentes de energía renovables variables, la fiabilidad del sistema puede resultar más difícil y costosa de mantener. Una solución para reducir los riesgos y costos de integración de las energías renovables consistiría en reunir una cartera de tecnologías de la energía renovable complementarias. Otras soluciones podrían consistir en el desarrollo de planes de generación flexibles y complementarios, o la utilización más flexible de los planes existentes; la mejora de la predicción a corto plazo y de las herramientas de utilización y planificación de los sistemas; una demanda eléctrica capaz de responder a la oferta disponible; tecnologías de almacenamiento de energía (en particular, la tecnología hidroeléctrica de almacenamiento), y la modificación de las disposiciones institucionales. Podría ser necesario reforzar y ampliar la transmisión de las redes eléctricas (incluidas las interconexiones entre sistemas) y/o la infraestructura de distribución, debido en parte a la distribución geográfica y al emplazamiento fijo y distante de numerosos recursos de la energía renovable. [8.2.1]

- Los *sistemas de calefacción central de barrios o ciudades* pueden alimentarse de energías renovables térmicas de baja temperatura (por ejemplo, los sistemas de calor solar y geotérmico o de biomasa) y, en particular, de insumos no muy solicitados para otros fines (por ejemplo, los combustibles obtenidos de desechos). Para la *refrigeración central de barrios o ciudades* pueden utilizarse vías fluviales naturales de agua fría. La capacidad de almacenamiento térmico y la cogeneración flexible pueden resolver los problemas de variabilidad del suministro y de la demanda, y ofrecer una respuesta a la demanda en el caso de los sistemas eléctricos. [8.2.2]

⁹ Las centrales eléctricas que permiten planificar la generación de energía eléctrica cuando y donde se necesite se clasifican como controlables [8.2.1.1, anexo I]. Las tecnologías de la energía renovable variables son parcialmente controlables (es decir, solo lo son cuando el recurso de energía renovable está disponible). Las centrales de energía por concentración solar se clasifican como controlables cuando el calor que generan es almacenado para ser utilizado en las noches o durante períodos de baja insolación.

- En las *redes de distribución de gas* es posible inyectar biometano (o, en un futuro, hidrógeno obtenido mediante energías renovables y gas natural de síntesis) para diversas aplicaciones, pero para una integración satisfactoria es necesario cumplir unas normas de calidad del gas y, en caso necesario, mejorar las tuberías [8.2.3].
- Los *sistemas de combustible líquido* pueden integrar biocombustibles en las aplicaciones para el transporte, o para la cocina y la calefacción. Los biocombustibles puros (100%) o, más habitualmente, los mezclados con combustibles a base de petróleo, necesitan por lo general cumplir unas normas técnicas que concuerden con las especificaciones de los combustibles de los motores de los vehículos. [8.2.4, 8.3.1]

Son múltiples las trayectorias por seguir para mejorar la penetración de la energía renovable en todos los sectores de uso final. La facilidad de integración variará en función de la región, de las características específicas del sector y de la tecnología.

- Por lo que respecta al *transporte*, los biocombustibles líquidos y gaseosos están ya (y, previsiblemente, seguirán estando) integrados en los sistemas de suministro de combustibles de un número creciente de países. Las modalidades de integración podrían consistir en la producción —descentralizada in situ, o centralizada— de hidrógeno obtenido mediante energías renovables para vehículos con pilas de combustible, o de electricidad obtenida mediante energías renovables para vehículos ferroviarios y eléctricos [8.2.1, 8.2.3], en función de la infraestructura y de los avances tecnológicos que experimenten los vehículos [8.3.1]. La demanda futura de vehículos eléctricos podría potenciar también los sistemas de generación eléctrica flexibles [8.2.1, 8.3.1].
- En el sector de la *construcción*, las tecnologías de la energía renovable pueden ser integradas en estructuras nuevas y existentes para producir electricidad, calefacción y refrigeración. Con ellas, el suministro de energía excedentario sería posible, particularmente en los edificios de diseño energéticamente eficiente [8.3.2]. En los países en desarrollo, la integración de los sistemas de abastecimiento de la energía renovable es viable incluso en las viviendas con características modestas [8.3.2, 9.3.2].
- Tanto la agricultura como las *industrias* de elaboración de alimentos y fibras recurren frecuentemente a la biomasa para responder a la demanda directa de calor y de energía eléctrica in situ. Pueden ser también exportadores netos de combustible, calor y electricidad excedentarios enviados a sistemas de suministro adyacentes [8.3.3, 8.3.4]. Una mayor integración de la energía renovable para uso de la industria es una posibilidad en algunos subsectores; por ejemplo, mediante tecnologías electrotérmicas o, a más largo plazo, mediante la utilización de hidrógeno obtenido de energías renovables [8.3.3].

Los costos asociados a la integración de la energía renovable, tanto para la producción de electricidad como para la calefacción o refrigeración, o para la obtención de combustibles gaseosos o líquidos, son contextuales, específicos para cada lugar y, por lo general, difíciles de determinar. Pueden incluir costos adicionales de inversión en concepto de infraestructuras de red, operaciones, o pérdidas del sistema, o para otros ajustes necesarios en los sistemas de suministro existentes. No son muchos los estudios publicados que aborden los costos de integración, y las estimaciones son a menudo inexistentes o varían considerablemente.

Para poder dar cabida a unos porcentajes de la energía renovable elevados, los sistemas energéticos necesitarán evolucionar y experimentar adaptaciones [8.2, 8.3]. A largo plazo, las medidas de integración podrían consistir en inversiones destinadas a habilitar la infraestructura; una modificación de los marcos institucionales y de gobernanza; atención a los aspectos sociales, a los mercados y a la planificación, y creación de capacidad, anticipándose al crecimiento de las energías renovables [8.2, 8.3]. Además, para poder integrar otras tecnologías menos evolucionadas, entre ellas, los biocombustibles obtenidos mediante nuevos procesos (denominados también biocombustibles avanzados o de última generación), los combustibles generados mediante energía solar, los sistemas de refrigeración solar, las tecnologías de energía oceánica, las pilas de combustible y los vehículos eléctricos, será necesario seguir invirtiendo en investigación, desarrollo y demostración (I+D+D), creación de capacidad y otras medidas de apoyo [2.6, 3.7, 11.5, 11.6, 11.7].

Las energías renovables podrían configurar los sistemas futuros del suministro y uso final de la energía, particularmente en el sector de la energía eléctrica, que incrementará previsiblemente su porcentaje mundial de la energía renovable antes que los sectores de combustibles para usos de calefacción o transporte [10.3]. Esa tendencia podría ir acompañada de avances paralelos en los vehículos eléctricos [8.3.1], de un mayor uso de la electricidad con fines de calefacción y refrigeración (en particular mediante bombas de calor) [8.2.2, 8.3.2, 8.3.3], de unos servicios que respondan de manera flexible a la demanda (por ejemplo, mediante contadores eléctricos inteligentes) [8.2.1], o de mejoras en el almacenamiento de energía y otras tecnologías.

A medida que evolucionan la infraestructura y los sistemas energéticos, y pese a las complejidades existentes, son pocos, por no decir ninguno, los límites tecnológicos fundamentales que impiden conformar una cartera de tecnologías de la energía renovable, que cubra un porcentaje mayoritario de la demanda total en ubicaciones en que existan o sea posible instalar unos recursos de la energía renovable adecuados. Sin embargo, el ritmo de integración actual y los porcentajes de la energía renovable

resultantes estarán influidos por factores tales como el costo, las políticas, los aspectos medioambientales y los aspectos sociales. [8.2, 8.3, 9.3, 9.4, 10.2, 10.5]

5. Energía renovable y desarrollo sostenible

Históricamente, el desarrollo económico ha estado estrechamente correlacionado con un mayor consumo de energía y un aumento de las emisiones de GEI, y las energías renovables pueden ayudar a romper esa correlación, contribuyendo al desarrollo sostenible. Aunque la contribución exacta de la energía renovable al desarrollo sostenible debe ser evaluada en el contexto de cada país, las energías renovables ofrecen la oportunidad de contribuir al desarrollo social y económico, a un mayor acceso a las fuentes de energía, a un suministro de energía seguro, a la mitigación del cambio climático y a la reducción de los impactos medioambientales y sanitarios negativos. [9.2] La posibilidad de acceder a unos servicios de energía modernos ayudaría a la consecución de los Objetivos de desarrollo del Milenio. [9.2.2, 9.3.2]

- **Las energías renovables pueden contribuir al desarrollo social y económico.** En condiciones favorables, es posible economizar costos en comparación con el uso de las energías no renovables, particularmente en zonas apartadas y en medios rurales pobres que carecen de acceso centralizado a la energía. [9.3.1, 9.3.2.] En muchos casos, es posible reducir el costo de la importación de la energía adoptando tecnologías de la energía renovable en pequeña escala que sean ya competitivas [9.3.3]. Las energías renovables pueden influir de forma positiva en la creación de empleo, aunque los estudios disponibles difieren con respecto a la magnitud del empleo neto [9.3.1].
- **Las energías renovables pueden ayudar a conseguir un más rápido acceso a la energía, particularmente para las 1.400 millones de personas que no tienen acceso a la electricidad y para otras 1.300 millones que utilizan la biomasa tradicional.** Los niveles básicos de acceso a los servicios energéticos modernos pueden reportar beneficios importantes a nivel de la comunidad o de los hogares. En muchos países en desarrollo, las redes descentralizadas que explotan energías renovables y la incorporación de estas a redes centralizadas han ampliado y mejorado el acceso a la energía. Además, las tecnologías de la energía renovable no eléctricas ofrecen también oportunidades para modernizar los servicios energéticos, por ejemplo, utilizando la energía solar para calentar agua o secar cultivos, biocombustibles para el transporte, tecnologías modernas de biogás y biomasa para la calefacción, la refrigeración, la cocina y el alumbrado, o la energía eólica para el bombeo de agua. [9.3.2, 8.1] El número de personas que carecen de acceso a unos servicios energéticos modernos no variará a menos que se adopten políticas nacionales a tal efecto, que podrían ir acompañadas o complementadas por una asistencia internacional adecuada. [9.3.2, 9.4.2]
- **Las opciones de la energía renovable pueden contribuir a un suministro de energía más seguro, aunque es necesario tener en cuenta los problemas específicos que plantea la integración.** La implantación de la energía renovable podría atenuar la vulnerabilidad a las alteraciones del suministro y a la volatilidad de los mercados si aumenta la competencia y se diversifican las fuentes de energía [9.3.3, 9.4.3]. Ciertos estudios basados en escenarios indican que los problemas de seguridad del suministro de energía podrían prolongarse en el futuro a menos que se introduzcan mejoras tecnológicas en el sector del transporte [2.8, 9.4.1.1, 9.4.3.1, 10.3]. En ocasiones, el perfil de la generación variable que presentan ciertas tecnologías de la energía renovable hace necesario adoptar medidas técnicas e institucionales adecuadas a las condiciones locales, con el fin de asegurar la fiabilidad del suministro de energía [8.2, 9.3.3].
- **Además de aminorar las emisiones de GEI, las tecnologías de la energía renovable pueden reportar otros beneficios medioambientales importantes. El aprovechamiento óptimo de tales beneficios dependerá del tipo de tecnología, del régimen de gestión y de las características del emplazamiento que correspondan a cada proyecto de energía renovable.**
 - **Ciertos análisis del ciclo de vida de la producción de electricidad indican que las emisiones de GEI resultantes de las tecnologías de la energía renovable son, por lo general, bastante menores que las ocasionadas por los combustibles fósiles y, en ciertas condiciones, menores que estas últimas acompañadas de captura y almacenamiento del dióxido de carbono.** Los valores medianos para el conjunto de las energías renovables están situados entre 4 y 46 g de CO₂eq/kWh, mientras que los combustibles de origen fósil están comprendidos entre 469 y 1.001 g de CO₂eq/kWh (exceptuando las emisiones debidas a los cambios del uso de la tierra) (véase la figura RRP.8).
 - **La mayoría de los sistemas bioenergéticos actuales, incluidos los biocombustibles líquidos, reducen las emisiones de GEI, y la mayoría de los biocombustibles producidos mediante nuevos procesos (denominados también biocombustibles avanzados o de última generación) pueden potenciar la mitigación de los GEI. El balance de estos puede resultar afectado por los cambios del uso de la tierra y por las correspondientes emisiones y detracciones.** La bioenergía permitiría evitar emisiones de GEI y de sus productos asociados en los residuos y desechos de los vertederos; la combinación de la bioenergía con técnicas de captura y almacenamiento del dióxido de carbono puede reportar todavía más reducciones (véase la figura RRP.8). La

influencia de los cambios de gestión y el uso de la tierra en los GEI en términos de las existencias del carbono presentan incertidumbres considerables. [2.2, 2.5, 9.3.4.1]

- **La sostenibilidad de la bioenergía, particularmente en términos de emisiones de GEI a lo largo de su ciclo de vida, está influida por las prácticas de gestión de tierras y los recursos de la biomasa.** Los cambios del uso o la gestión de tierras y bosques que, según un número considerable de estudios, podrían derivarse *directa o indirectamente* de la producción de biomasa para la obtención de combustibles, la energía eléctrica o el calor, podrían reducir o incrementar las existencias de carbono mundiales. Esos mismos estudios indican también que las variaciones indirectas de las existencias de carbono terrenas presentan incertidumbres considerables, no son directamente observables, son difíciles de modelizar, y difícilmente son atribuibles a una única causa. La adecuada gobernanza del uso de la tierra, la zonificación y la selección de sistemas de producción de la biomasa son consideraciones

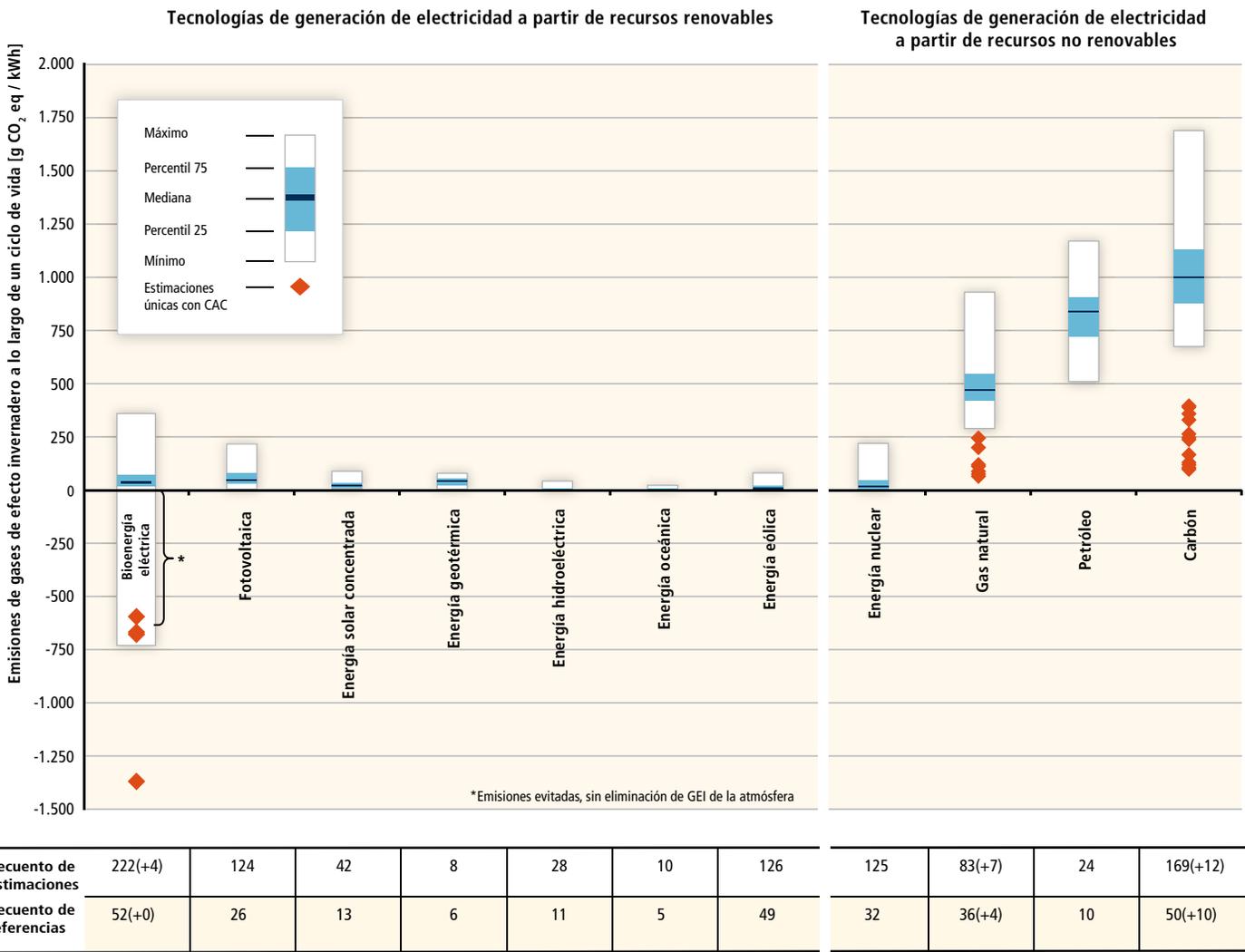


Figura RRP.8. | Estimación de las emisiones de GEI a lo largo de un ciclo de vida (g CO₂eq/kWh) para varios grupos generales de tecnologías de la producción de electricidad, más otras tecnologías integradas con captura y almacenamiento del dióxido de carbono. Se han excluido el cambio neto de las existencias de carbono vinculado al uso de la tierra (que concierne principalmente a la bioenergía eléctrica y a la energía hidroeléctrica generada en embalses) y los efectos de la gestión de tierras; las estimaciones negativas¹ de la bioenergía eléctrica están basadas en ciertos supuestos acerca de las emisiones evitadas en los residuos y desechos de vertedero y sus productos asociados. En el anexo II se ofrecen referencias y se indican los métodos utilizados para la recensión. El número de estimaciones es superior al número de referencias, ya que en un gran número de estudios se ha considerado una multiplicidad de escenarios. Los números que figuran entre paréntesis son referencias adicionales y estimaciones basadas en evaluaciones de tecnologías con captura y almacenamiento del dióxido de carbono. La información distributiva proviene de las estimaciones publicadas en los estudios de evaluación del ciclo de vida, y no son necesariamente valores extremos teóricos o prácticos en origen, o tendencias centrales verdaderas vinculadas al conjunto de condiciones que acompañan la implantación. [véase la figura 9.8, 9.3.4.1]

¹⁰ En la terminología del Informe especial, el término "estimaciones negativas" hace referencia a las emisiones evitadas. A diferencia de lo que sucede con la bioenergía acompañada de captura y almacenamiento del dióxido de carbono, las emisiones evitadas no eliminan los GEI de la atmósfera.

fundamentales para los responsables de políticas [2.4.5, 2.5.1, 9.3.4, 9.4.4]. Se están aplicando ya políticas encaminadas a la explotación de la bioenergía, orientada particularmente al desarrollo rural, a la mejora general de la gestión agrícola y a la mitigación del cambio climático; su eficacia no ha sido evaluada. [2.2, 2.5, 2.8]

- **Las tecnologías de la energía renovable y, en particular, las opciones que no se basan en la combustión, pueden reportar beneficios desde el punto de vista de la contaminación atmosférica y de los consecuentes problemas de salud** [9.3.4.3, 9.4.4.1]. Al mejorar las aplicaciones tradicionales de la biomasa es posible reducir considerablemente la contaminación atmosférica a escala local y en interiores (así como las emisiones de GEI, la deforestación y la degradación de los bosques) y aminsonar los efectos que aquella conlleva para la salud, particularmente en mujeres y niños en los países en desarrollo [2.5.4, 9.3.4.4].
- **La disponibilidad del agua puede influir en la tecnología de la energía renovable seleccionada.** Las centrales eléctricas térmicas convencionales refrigeradas por agua pueden ser especialmente vulnerables a la escasez del agua y al cambio climático. En áreas en que la escasez de agua es ya preocupante, las tecnologías de la energía renovable no térmicas o térmicas mediante refrigeración en seco permiten prestar servicios energéticos sin sobrecargar los recursos hídricos. Los sistemas de la energía hidroeléctrica y ciertos sistemas de la bioenergía dependen de la disponibilidad del agua, y pueden intensificar la competencia o atenuar la escasez del agua. Son muchos los efectos que pueden mitigarse mediante consideraciones sobre el emplazamiento y una planificación integrada. [2.5.5.1, 5.10, 9.3.4.4]
- **Las condiciones específicas para cada lugar determinarán en qué medida afectan a la biodiversidad las tecnologías de la energía renovable.** Los impactos específicos de las energías renovables en la biodiversidad pueden ser positivos o negativos. [2.5, 3.6, 4.5, 5.6, 6.5, 9.3.4.6]
- **Las tecnologías de la energía renovable conllevan bajas tasas de letalidad.** Los riesgos de accidente que conllevan no son desdeñables, pero su estructura, frecuentemente descentralizada, limita en gran medida los posibles desastres en términos de víctimas mortales. En ciertos proyectos de energía hidroeléctrica, sin embargo, las presas pueden entrañar riesgos específicos, debidos a factores vinculados al emplazamiento. [9.3.4.7]

6. Potenciales y costos de mitigación

Los 164 escenarios examinados en el presente Informe especial señalan, en su mayoría, un aumento importante en la implantación de la energía renovable de aquí a 2030, 2050 y a más largo plazo¹⁰. En 2008, la producción total de las energías renovables ascendió a aproximadamente 64 EJ/año (un 12,9% del suministro total de la energía primaria), de los cuales más de 30 EJ/año provenían de la utilización de la biomasa tradicional. Más de un 50% de los escenarios proyectan para 2050 unos niveles de implantación de la energía renovable superiores a 173 EJ/año, llegando en algunos casos a superar los 400 EJ/año (véase la figura RRP.9). Dado que los usos tradicionales de la biomasa disminuyen en la mayoría de los escenarios, las proyecciones indican un aumento correspondiente del nivel de producción de la energía renovable (exceptuando la biomasa tradicional) de tres a diez veces superior, aproximadamente. El porcentaje mundial del suministro de energía primaria mediante energías renovables difiere esencialmente según los escenarios. Más de la mitad de estos contemplan una contribución de la energía renovable superior al 17% del suministro de energía primaria en 2030, que ascendería a más de un 27% en 2050. Los escenarios en que el porcentaje de las energías renovables es más elevado contemplan un 43% en 2030 y un 77% en 2050, aproximadamente. [10.2, 10.3]

Cabe esperar un aumento de la energía renovable, incluso en los escenarios de referencia. La mayoría de estos escenarios contemplan unos niveles de implantación de la energía renovable considerablemente superiores a los de 2008, cifrados en 64 EJ/año, y de hasta 120 EJ/año de aquí a 2030. Desde hoy hasta 2050, numerosos escenarios de referencia apuntan a unos niveles de implantación de la energía renovable superiores a 100 EJ/año y, en algunos casos, de hasta 250 EJ/año aproximadamente (véase la figura RRP.9). Estos valores están basados en una serie de supuestos, entre ellos, un aumento continuo de la demanda de servicios energéticos durante todo este siglo, el potencial de las energías renovables para mejorar el acceso a la energía y, a largo plazo, la disponibilidad limitada de los recursos de origen fósil. Otros supuestos (por

11 A tal efecto, se examinaron 164 escenarios mundiales tomados de 16 modelos integrados de gran escala. Aunque el conjunto de los escenarios permite evaluar la incertidumbre con cierta coherencia, los escenarios examinados no representan una muestra enteramente aleatoria adecuada para un análisis estadístico riguroso y tampoco representan, en todos los casos, la totalidad de las energías renovables (hasta la fecha, por ejemplo, la energía oceánica solo está contemplada en un pequeño número de escenarios) [10.2.2]. Para un análisis más específico, se ha utilizado un subconjunto de cuatro escenarios ilustrativos de los 164. La selección abarca desde un escenario de referencia sin objetivos de mitigación específicos hasta tres escenarios representativos de diferentes niveles de estabilización de CO₂. [10.3]

ejemplo, la mejora de los costos y el rendimiento de las tecnologías de la energía renovable) hacen que estas tecnologías sean cada vez más competitivas en numerosas aplicaciones, incluso en ausencia de una política climática. [10.2]

La implantación de la energía renovable aumenta considerablemente en escenarios con bajas concentraciones de estabilización de los niveles de GEI. Estos escenarios se traducen, en promedio, en una mayor implantación de la energía renovable en comparación con los niveles de referencia. Sin embargo, sean cuales sean los objetivos de concentración de los GEI a largo plazo, los escenarios exhiben niveles de la implantación de la energía renovable muy diversos (véase la figura RRP.9). En los escenarios en que las concentraciones atmosféricas de CO₂ se estabilizan en niveles inferiores a 440 ppm, la mediana del porcentaje de implantación de la energía renovable en 2050 es de 248 EJ/año (139 en 2030), con unos niveles máximos de hasta 428 EJ/año (252 en 2030). [10.2]

Son numerosas las opciones del suministro de energía con bajos niveles de carbono que, acompañadas de mejoras de la eficiencia energética, pueden contribuir a los bajos niveles de concentración de GEI indicados, siendo la energía renovable la opción predominante de aquí a 2050 en la mayoría de los escenarios. Esta gran diversidad de resultados responde a los supuestos adoptados, por ejemplo, en relación con la evolución de las tecnologías de la energía renovable (incluida la bioenergía con captura y almacenamiento del dióxido de carbono), sus acervos de recursos y sus costos; el atractivo, en términos comparativos, de otras opciones de mitigación (por ejemplo, la eficiencia energética de los usos finales, la energía nuclear, la energía de origen fósil con captura y almacenamiento del dióxido de carbono); las pautas del consumo y la producción; los elementos impulsores de la demanda de servicios energéticos (en particular, el crecimiento demográfico y económico futuro); la capacidad para integrar fuentes de energía renovables variables en las redes del suministro eléctrico; los recursos de los combustibles de origen fósil; los tipos de políticas de mitigación, o las trayectorias de emisión seguidas para alcanzar determinados niveles de concentración a largo plazo. [10.2]

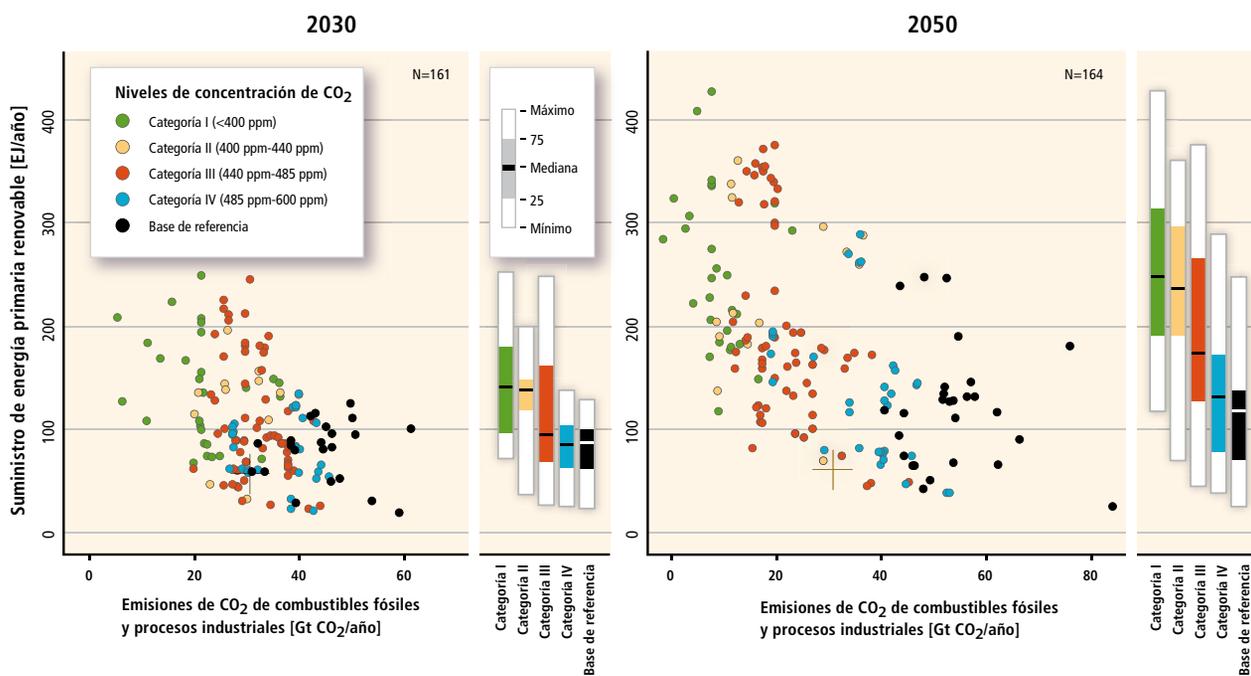


Figura RRP.9 | Suministro mundial de la energía primaria mediante energías renovables (método directo equivalente) en 164 escenarios de largo período, en función de las emisiones de CO₂ industriales y de origen fósil en 2030 y 2050. Los colores asignados están basados en categorías de estabilización de la concentración atmosférica de CO₂, definidas en consonancia con el CIE. Los recuadros que aparecen a la derecha de los valores puntuales indican los niveles de implantación de la energía renovable en cada una de las categorías de concentración de CO₂ en la atmósfera. La línea negra gruesa corresponde a la mediana, el recuadro de color corresponde al intervalo entre cuartiles (percentilos 25 a 75), y los extremos de las barras blancas colindantes corresponden a todo el intervalo del conjunto de los escenarios examinados. Las líneas cruzadas indican la relación en el año 2007. [véase la figura 10.2, 10.2.2.2]

Notas: por razones de comunicación de datos, se han representado solo 161 escenarios respecto de los resultados para 2030, en lugar de los 164 escenarios. Los niveles de implantación de la energía renovable inferiores a los actuales responden a los tipos de resultados de los modelos y a las diferencias en la comunicación de datos sobre la biomasa tradicional. En el recuadro RRP.2 se encontrará más información sobre la utilización del método directo equivalente para contabilizar el suministro de la energía primaria, así como las consiguientes precauciones que deberán adoptarse para interpretar los resultados de los escenarios. Obsérvese que no figuran las categorías V y demás categorías superiores, y que la categoría IV ha sido ampliada de 570 a 600 ppm, debido a que todos los escenarios de estabilización están situados por debajo de 600 ppm de CO₂ en 2100, y a que los escenarios de referencia más modestos alcanzan niveles de concentración ligeramente superiores a 600 ppm de aquí a 2100.

La recensión de escenarios contenida en este Informe especial indica que la energía renovable posee un gran potencial de mitigación de las emisiones de GEI. Cuatro escenarios ilustrativos abarcan una horquilla de valores acumulativos mundiales de ahorro del dióxido de carbono comprendida entre 220 y 560 Gt de CO₂ en el período 2010-2050, frente a las aproximadamente 1.530 Gt de emisiones acumulativas de CO₂ de origen fósil e industrial contempladas en el escenario de referencia del *World Energy Outlook 2009* de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) para ese mismo período. La correspondencia precisa entre los potenciales de mitigación y las energías renovables dependerá del papel que los escenarios atribuyan a determinadas tecnologías de mitigación, del comportamiento de los sistemas complejos y, en particular, de las fuentes de energía desplazadas por las energías renovables. Así pues, deberá ser interpretada con cautela. [10.2, 10.3, 10.4]

En términos generales, los escenarios indican que las energías renovables se extenderán por todo el mundo.

Aunque la distribución precisa de la implantación regional de las energías renovables varía considerablemente según el escenario, la mayoría de estos coinciden en señalar una propagación de las energías renovables por todo el mundo. Además, a largo plazo en la mayoría de los escenarios la implantación total de la energía renovable sería mayor en los países no incluidos en el anexo B¹¹ que en los países incluidos en el anexo I (véase la figura RRP.10). [10.2, 10.3]

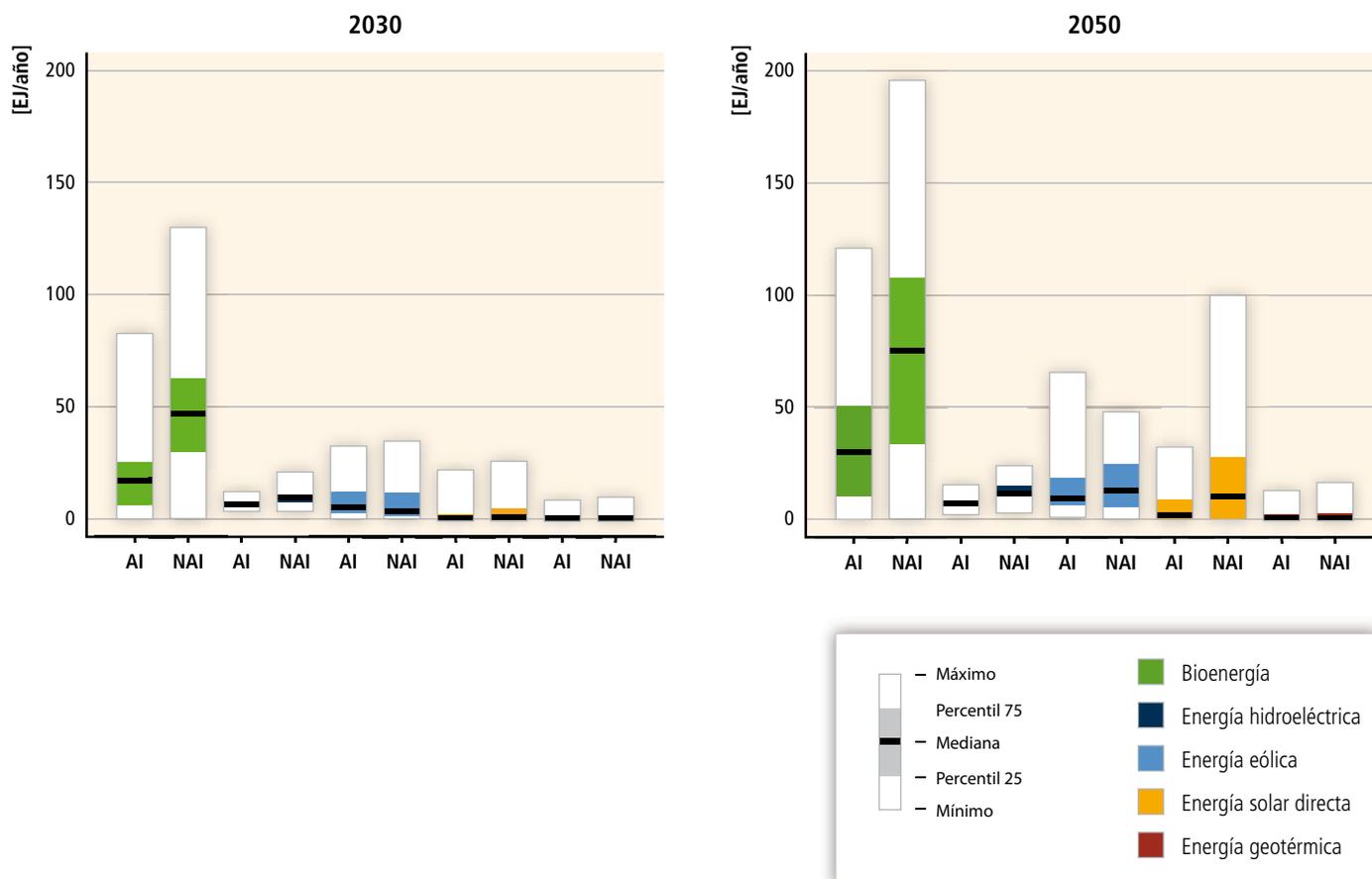


Figura RRP.10 | Suministro mundial de la energía primaria de las energías renovables (método directo equivalente), por fuentes, en los países incluidos en el anexo I y los países no incluidos en el anexo I, en 164 escenarios de largo período, de aquí a 2030 y 2050. La línea negra gruesa corresponde a la mediana, el recuadro de color corresponde al intervalo entre cuartiles (percentilos 25 a 75), y los extremos de las barras blancas colindantes corresponden a todo el intervalo del conjunto de los escenarios examinados. [véase la figura 10.8, 10.2.2.5]

Notas: en el recuadro RRP.2 se encontrará más información sobre la utilización del método directo equivalente para contabilizar el suministro de la energía primaria y las consiguientes precauciones a adoptar para interpretar los resultados de los escenarios. Más específicamente, cabe considerar que las horquillas de valores de la energía secundaria obtenida en forma de bioenergía, energía eólica y energía solar directa son de magnitud equiparable en los escenarios de penetración más optimistas respecto de 2050. No se ha incluido la energía oceánica, ya que son muy pocos los escenarios que contemplan esa tecnología de energía renovable.

¹² Las expresiones "incluidos en el anexo I" y "no incluidos en el anexo I" son categorías de países que hacen referencia a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

Los escenarios no contemplan una única tecnología de la energía renovable claramente predominante a nivel mundial; además, los potenciales técnicos mundiales no limitan, en conjunto, la contribución futura de las energías renovables. Aunque la contribución de las tecnologías de la energía renovable varía según el escenario, la energía de biomasa moderna, la energía eólica y la energía solar directa representan, por lo general, la contribución más importante de las tecnologías de la energía renovable al sistema energético de aquí a 2050 (véase la figura RRP.11). Todos los escenarios evaluados confirman que los potenciales técnicos no serán el factor que limite la propagación de las energías renovables a escala mundial. Pese a las considerables diferencias tecnológicas y regionales, en los cuatro escenarios ilustrativos se utiliza menos de un 2,5% del potencial técnico mundial disponible de energías renovables. [10.2, 10.3]

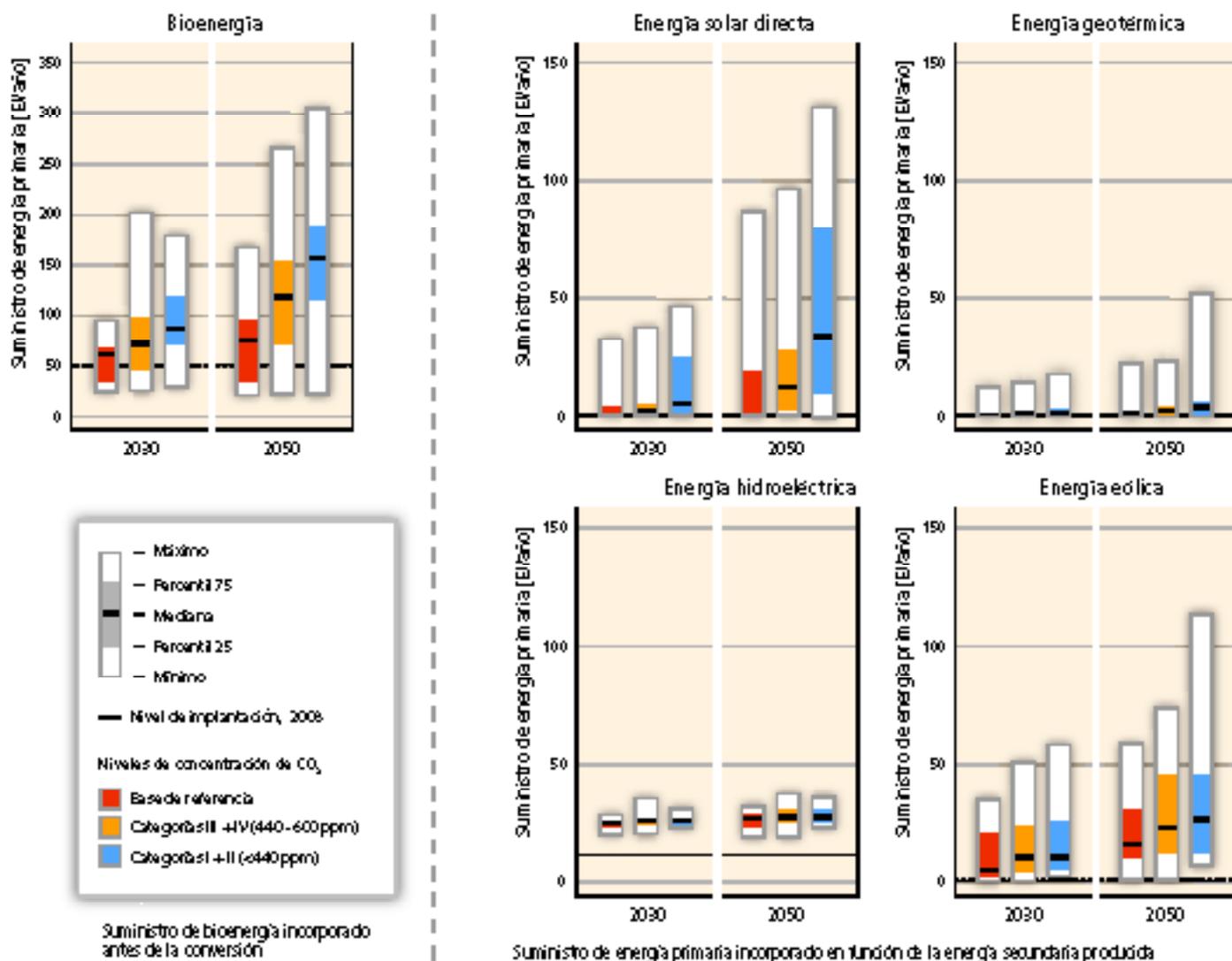


Figura RRP.11. Suministro mundial de la energía primaria (método directo equivalente) en forma de bioenergía, energía eólica, energía solar directa, energía hidroeléctrica y energía geotérmica en 164 escenarios de largo período respecto de 2030 y 2050, y por categorías de niveles de concentración atmosférica de CO₂, definidas en consonancia con el CIE. La línea negra gruesa corresponde a la mediana, el recuadro de color corresponde al intervalo entre cuartiles (percentilos 25 a 75), y los extremos de las barras blancas colindantes corresponden a todo el intervalo del conjunto de los escenarios examinados. [extracto de la figura 10.9, 10.2.2.5]

Notas: en el recuadro RRP.2 se encontrará más información sobre el método directo equivalente para contabilizar el suministro de la energía primaria, y sobre las consiguientes precauciones que deban adoptarse al interpretar los resultados de los escenarios. Más específicamente, cabe considerar que las horquillas de valores de la energía secundaria obtenida en forma de bioenergía, energía eólica y energía solar directa son de magnitud equiparable en los escenarios de mayor penetración respecto de 2050. No se ha incluido la energía oceánica, ya que son muy pocos los escenarios que contemplan ese tipo de tecnología de la energía renovable. Obsérvese que no se han incluido las categorías V y demás categorías superiores, y que la categoría IV ha sido ampliada de 570 a 600 ppm, ya que todos los escenarios de estabilización están situados por debajo de 600 ppm de CO₂ en 2100, y los escenarios de referencia más modestos alcanzan niveles de concentración ligeramente superiores a 600 ppm de aquí a 2100.

Ciertos estudios indican que, si la implantación de la energía renovable fuera limitada, los costos de mitigación aumentarían y no sería posible alcanzar unos valores bajos de estabilización de las concentraciones de GEI. Varios estudios han adoptado para sus escenarios valores de sensibilidad basados en la existencia de limitaciones a la implantación de determinadas opciones de mitigación, entre ellas, las energías renovables, la energía nuclear y la energía extraída de combustibles fósiles con captura y almacenamiento del dióxido de carbono. No hay un acuerdo claro con respecto a la magnitud precisa del aumento de los costos. [10.2]

La transición a una economía con bajos niveles de GEI y altos porcentajes de energía renovable supondría un aumento de las inversiones en tecnología e infraestructura. Los cuatro escenarios ilustrativos analizados en detalle en el Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático comprenden unas estimaciones de las inversiones acumulativas mundiales en energía renovable (solo en el sector de la producción de electricidad) comprendidas entre 1.360 y 5.100 millones de dólares de 2005 de Estados Unidos para el decenio 2011-2020, y entre 1.490 y 7.180 millones de dólares de 2005 de Estados Unidos para 2021-2030. Los valores más bajos corresponden al escenario de referencia del *World Energy Outlook 2009* de la AIE, y los más altos, a un escenario que estabiliza la concentración de CO₂ (únicamente) en la atmósfera a 450 ppm. Los promedios anuales de las inversiones necesarias a tal fin son, todos ellos, inferiores a un 1% del producto interior bruto (PIB) mundial. Haciendo abstracción de las diferencias en el diseño de los modelos utilizados para investigar los escenarios, tales intervalos de valores son explicables, principalmente, considerando las diferencias entre las concentraciones de GEI evaluadas y las limitaciones impuestas al conjunto de tecnologías de mitigación admisibles. Un aumento de la capacidad instalada de las centrales eléctricas de energía renovable reduciría la cantidad de combustibles de origen fósil y nuclear que habría sido necesaria para cubrir una demanda eléctrica dada. Además de la inversión, el funcionamiento y mantenimiento, y (en su caso) el costo de los insumos de las centrales eléctricas de energía renovable, toda evaluación de la carga económica total que acarrearía su aplicación deberá estar basada también en el costo de inversión ahorrado en combustibles y tecnologías de sustitución. Incluso aunque no se tomara en cuenta el costo ahorrado, la horquilla inferior de las inversiones en energía renovable sería inferior a los respectivos valores de inversión conocidos respecto de 2009. Los valores superiores del promedio anual de las inversiones en el sector eléctrico de energías renovables corresponden aproximadamente a un aumento de un quintuplo respecto de la inversión mundial actual en ese sector. [10.5, 11.2.2]

7. Políticas, implementación y financiación

En los últimos años, el aumento en número y diversidad de las políticas de energía renovable —por efecto de múltiples factores—ha inducido un incremento acelerado de las tecnologías de la energía renovable [1.4, 11.2, 11.5, 11.6]. Las políticas gubernamentales desempeñan un papel crucial en acelerar la implantación de la energía renovable. En la mayoría de los países en desarrollo, el acceso a la energía y el desarrollo social y económico han sido los principales elementos impulsores, mientras que en los desarrollados los factores más importantes han sido la seguridad del suministro energético y el respeto al medio ambiente [9.3, 11.3]. El alcance de las políticas, centrado inicialmente en la electricidad obtenida mediante energías renovables, es cada vez más amplio, y actualmente abarca también la calefacción, la refrigeración y el transporte mediante energías renovables [11.2, 11.5].

Las políticas específicas de investigación, desarrollo, demostración e implantación de la energía renovable permiten situarlas en pie de igualdad. Tales políticas pueden consistir en reglamentaciones, por ejemplo, en forma de tarifas compensadas, cuotas, acceso prioritario a las redes, ordenanzas de edificación, necesidades de una combinación de biocombustibles, o criterios de sostenibilidad de la bioenergía. [2.4.5.2, 2.RE, RT.2.8.1] Otras consisten en incentivos fiscales o pagos estatales directos (por ejemplo, descuentos o subvenciones), o en mecanismos financieros del ámbito público (por ejemplo, préstamos o garantías). Otras políticas más generales orientadas a reducir las emisiones de GEI (por ejemplo, los mecanismos de fijación de los precios del carbono) pueden favorecer también el uso de energías renovables.

Las políticas pueden ser sectoriales, pueden ser adoptadas a nivel local, estatal o provincial, nacional y, en algunos casos, regional, y pueden ser complementadas mediante la cooperación bilateral, regional o internacional. [11.5]

Las políticas han fomentado un aumento de las instalaciones con capacidad de energía renovable, gracias a la eliminación de diversas barreras [1.4, 11.1, 11.4, 11.5, 11.6]. Entre las barreras a la implantación de la energía renovable cabe mencionar las siguientes:

- las barreras institucionales y normativas vinculadas a la industria, la infraestructura y la reglamentación existentes del sistema energético;

- los fallos del mercado, particularmente en forma de costos medioambientales y sanitarios no internalizados, de haberlos;
- la falta de información general y de acceso a los datos de interés para la implantación de la energía renovable, y la ausencia de capacidad técnica y de conocimientos, y
- las barreras relacionadas con los valores sociales y personales, y la percepción y aceptación de las tecnologías de la energía renovable. [1.4, 9.5.1, 9.5.2.1]

Las inversiones públicas de I+D en tecnologías de la energía renovable son más eficaces cuando están complementadas por otros instrumentos de política y, particularmente, por políticas de implantación que potencien simultáneamente la demanda de nuevas tecnologías. Además, las políticas de I+D y de implantación crean un ciclo de realimentación positivo que estimula las inversiones del sector privado. La adopción de políticas de implantación en las primeras fases del desarrollo de una tecnología puede acelerar el aprendizaje al estimular las iniciativas de I+D privadas que, a su vez, reducen costos y reportan incentivos adicionales para la utilización de esa tecnología. [11.5.2]

Algunas políticas han demostrado ser un medio eficaz y eficiente para conseguir un aumento rápido de la implantación de la energía renovable. Sin embargo, no existe una única política que tenga validez universal. La experiencia demuestra que diferentes políticas o combinaciones de políticas pueden ser más eficaces y eficientes en función de factores tales como el grado de madurez tecnológica, el capital asequible, la facilidad de integración en los sistemas existentes, o el acervo local y nacional de recursos de la energía renovable. [11.5]

- Varios estudios han concluido que ciertas tarifas compensatorias han promovido de manera eficaz y racional la producción de electricidad mediante energías renovables, debido principalmente a una combinación de precios fijos duraderos o primas compensatorias, conexiones de red, y compra garantizada de toda la electricidad generada mediante energías renovables. Las políticas de cuotas pueden ser eficaces y eficientes si están orientadas a la reducción de riesgos, por ejemplo, en el caso de los contratos de larga duración. [11.5.4]
- Es cada vez mayor el número de gobiernos que adoptan incentivos fiscales a la calefacción y refrigeración mediante energías renovables. La utilización obligatoria de la energía renovable para generar calor está siendo objeto de atención, ya que podría fomentar el crecimiento con independencia de las ayudas públicas. [11.5.5]
- En el sector del transporte, la obligación de incorporar combustibles a partir de energías renovables es un factor dinámico clave para el desarrollo de la mayoría de las industrias de biocombustible modernas. Otras políticas consisten en ayudas públicas directas o desgravaciones fiscales. Tales políticas han influido en el desarrollo de un comercio internacional de los biocombustibles. [11.5.6]

La flexibilidad para adaptarse a medida que evolucionan las tecnologías, los mercados y otros factores constituye un elemento importante. Las particularidades del diseño y la forma de implementación son cruciales a los efectos de determinar la eficacia y eficiencia de una política. [11.5] Un marco de políticas transparente y sostenido puede reducir los riesgos de inversión, y facilitar la implantación de la energía renovable y la evolución de aplicaciones de bajo costo. [11.5, 11.6]

Las políticas ‘propiciadoras’ apoyan el desarrollo y la implantación de la energía renovable. Es posible crear un entorno favorable o propiciador para las energías renovables, abordando las posibles interacciones de una política dada con otras políticas, tanto de esa índole como relacionadas o no con la energía (por ejemplo, en los sectores agrícola, del transporte, de gestión de los recursos hídricos o de planificación urbanística); dando facilidades a los promotores de la energía renovable para obtener fondos y para emplazar satisfactoriamente un proyecto; eliminando barreras para acceder a las redes y a los mercados, tanto en la vertiente de instalación como de generación de la energía renovable; redoblando las actividades relativas a la educación y la sensibilización mediante iniciativas específicas de comunicación y diálogo, y propiciando las transferencias de tecnología. A su vez, la existencia de un entorno ‘propiciador’ puede mejorar la eficiencia y eficacia de las políticas que promuevan las energías renovables. [9.5.1.1, 11.6]

Hay dos fallos del mercado que justifican un mayor apoyo a las tecnologías innovadoras de la energía renovable con gran potencial de desarrollo tecnológico, aun en presencia de un mercado de emisiones (o de una política general de precios en relación con los GEI). El primero de esos fallos son los costos externos de las emisiones de GEI. El segundo concierne a la innovación: si las empresas subestiman los beneficios futuros de la inversión en el aprendizaje de tecnologías de la

energía renovable, o si no son capaces de asignar esos beneficios, invertirán menos de lo que se considera óptimo desde una perspectiva macroeconómica. Además de las políticas de fijación de precios en relación con los GEI, las políticas específicamente orientadas a las energías renovables pueden ser apropiadas desde un punto de vista económico si se aprovechan las oportunidades que aquéllas conllevan para el desarrollo tecnológico (o si se persiguen otras metas, además de la mitigación del clima). Al diseñar una cartera de políticas hay que tener en cuenta las consecuencias potencialmente adversas, como el estancamiento, las fugas de carbono o los efectos rebote. [11.1.1, 11.5.7.3]

Los estudios publicados indican que unos objetivos a largo plazo en relación con las energías renovables y una actitud flexible para aprender de la experiencia serían decisivos para conseguir una penetración generalizada y eficaz en términos de los costos de las energías renovables. Para ello sería necesario desarrollar sistemáticamente unos marcos de políticas que reduzcan los riesgos, y que permitan obtener unos ingresos atractivos que confieran estabilidad a las inversiones durante cierto tiempo. Una combinación apropiada y fiable de instrumentos de política y, en particular, de políticas de eficiencia energética, es todavía más importante en aquellos casos en que la infraestructura energética se encuentra en estadio de desarrollo y las previsiones indican que la demanda de energía aumentará en el futuro. [11.5, 11.6, 11.7]

8. Progresos en los conocimientos sobre energías renovables

La mejora de los conocimientos científicos y técnicos debería traducirse en mejoras del rendimiento y las reducciones del costo de las tecnologías de la energía renovable. Los conocimientos sobre las energías renovables y el papel que éstas desempeñan en la reducción de las emisiones de GEI son todavía mejorables en varios aspectos [para una más amplia información, véase la tabla 1.1], a saber:

- costos futuros y fechas de implantación de las energías renovables;
- potencial técnico realizable de las energías renovables en todas las escalas geográficas;
- dificultades técnicas e institucionales, y costos de integración de diversas tecnologías de la energía renovable en los sistemas energéticos y en los mercados;
- evaluación exhaustiva de los aspectos socioeconómico y medioambiental de las energías renovables y de otras tecnologías de la energía;
- oportunidades para cubrir las necesidades de los países en desarrollo mediante servicios de la energía renovable sostenibles, y
- mecanismos de políticas, institucionales y financieros que permitan implantar las energías renovables de manera eficaz en términos de los costos y en muy diversos contextos.

Los conocimientos sobre las energías renovables y su potencial de mitigación del cambio climático siguen progresando. Los conocimientos científicos actuales son considerables, y pueden facilitar el proceso de la toma de decisiones [1.1.8].

Resumen técnico

Autores principales:

Dan Arvizu (Estados Unidos de América), Thomas Bruckner (Alemania), Helena Chum (Estados Unidos de América/Brasil), Ottmar Edenhofer (Alemania), Segen Estefen (Brasil) Andre Faaij (Países Bajos), Manfred Fischedick (Alemania), Gerrit Hansen (Alemania), Gerardo Hiriart (México), Olav Hohmeyer (Alemania), K. G. Terry Hollands (Canadá), John Huckerby (Nueva Zelanda), Susanne Kadner (Alemania), Ånund Killingtveit (Noruega), Arun Kumar (India), Anthony Lewis (Irlanda), Oswaldo Lucon (Brasil), Patrick Matschoss (Alemania), Lourdes Maurice (Estados Unidos de América), Monirul Mirza (Canadá/Bangladesh), Catherine Mitchell (Reino Unido), William Moomaw (Estados Unidos de América), José Moreira (Brasil), Lars J. Nilsson (Suecia), John Nyboer (Canadá), Ramon Pichs-Madruga (Cuba), Jayant Sathaye (Estados Unidos de América), Janet L. Sawin (Estados Unidos de América), Roberto Schaeffer (Brasil), Tormod A. Schei (Noruega), Steffen Schlömer (Alemania), Kristin Seyboth (Alemania/Estados Unidos de América), Ralph Sims (Nueva Zelanda), Graham Sinden (Reino Unido/Australia), Youba Sokona (Etiopía/Mali), Christoph von Stechow (Alemania), Jan Steckel (Alemania), Aviel Verbruggen (Bélgica), Ryan Wiser (Estados Unidos de América), Francis Yamba (Zambia), Timm Zwickel (Alemania)

Editores revisores:

Leonidas O. Girardin (Argentina), Mattia Romani (Reino Unido/Italia)

Asesor especial:

Jeffrey Logan (Estados Unidos de América)

Este Resumen técnico debe citarse del siguiente modo:

Arvizu, D., T. Bruckner, H. Chum, O. Edenhofer, S. Estefen, A. Faaij, M. Fischedick, G. Hansen, G. Hiriart, O. Hohmeyer, K. G. T. Hollands, J. Huckerby, S. Kadner, Å. Killingtveit, A. Kumar, A. Lewis, O. Lucon, P. Matschoss, L. Maurice, M. Mirza, C. Mitchell, W. Moomaw, J. Moreira, L. J. Nilsson, J. Nyboer, R. Pichs-Madruga, J. Sathaye, J. Sawin, R. Schaeffer, T. Schei, S. Schlömer, K. Seyboth, R. Sims, G. Sinden, Y. Sokona, C. von Stechow, J. Steckel, A. Verbruggen, R. Wiser, F. Yamba, T. Zwickel, 2011: "Resumen técnico", en el Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático [edición a cargo de O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow], Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, Nueva York, Estados Unidos de América.

Índice

1.	Panorama general del cambio climático y la energía renovable	33
1.1	Información general.....	33
1.2	Resumen de los recursos de la energía renovable y de su potencial	38
1.3	Abastecimiento de las necesidades de los servicios energéticos y situación actual.....	40
1.4	Oportunidades, barreras y desajustes.....	40
1.5	El papel de las políticas, la investigación y el desarrollo, y las estrategias de implantación e implementación.....	44
2.	Bioenergía	46
2.1	Introducción a la biomasa y a la bioenergía	46
2.2	Potencial de los recursos bioenergéticos	46
2.3	Tecnología y aplicaciones de la bioenergía.....	48
2.4	Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector	48
2.5	Impactos medioambientales y sociales.....	50
2.6	Perspectivas de mejoras e integración tecnológicas	53
2.7	Costos y tendencias actuales	53
2.8	Niveles de implantación potencial.....	56
3.	Energía solar directa	60
3.1	Introducción	60
3.2	Potencial del recurso	60
3.3	Tecnología y aplicaciones.....	60
3.4	Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector	63
3.5	Integración en el conjunto del sistema energético	65
3.6	Impactos medioambientales y sociales.....	65
3.7	Perspectivas de mejoras e innovación tecnológicas.....	66
3.8	Tendencia de los costos	68
3.9	Implantación potencial	71

4.	Energía geotérmica	71
4.1	Introducción	71
4.2	Potencial del recurso	71
4.3	Tecnología y aplicaciones.....	73
4.4	Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector	74
4.5	Impactos medioambientales y sociales.....	74
4.6	Perspectivas de mejoras, innovación e integración tecnológicas.....	77
4.7	Tendencia de los costos	77
4.8	Implantación potencial.....	78
5.	Energía hidroeléctrica	80
5.1	Introducción	80
5.2	Potencial del recurso	80
5.3	Tecnología y aplicaciones.....	80
5.4	Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector	82
5.5	Integración en sistemas de energía más amplios	82
5.6	Impactos medioambientales y sociales.....	83
5.7	Perspectivas de mejoras e innovación tecnológicas.....	84
5.8	Tendencia de los costos	84
5.9	Implantación potencial.....	86
5.10	Integración en los sistemas de gestión de los recursos hídricos.....	87
6.	Energía oceánica	87
6.1	Introducción	87
6.2	Potencial del recurso	87

6.3	Tecnología y aplicaciones.....	89
6.4	Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector	90
6.5	Impactos medioambientales y sociales.....	92
6.6	Perspectivas de mejoras, innovación e integración tecnológicas.....	93
6.7	Tendencia de los costos	93
6.8	Implantación potencial	94
7.	Energía eólica.....	95
7.1	Introducción	95
7.2	Potencial del recurso.....	95
7.3	Tecnología y aplicaciones.....	96
7.4	Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector	97
7.5	Problemas de integración en la red a corto plazo.....	97
7.6	Impactos medioambientales y sociales.....	99
7.7	Perspectivas de mejoras e innovación tecnológicas.....	100
7.8	Tendencia de los costos	101
7.9	Implantación potencial	103
8.	Integración de la energía renovable en los sistemas energéticos actuales y futuros	103
8.1	Introducción	103
8.2	Integración de la energía renovable en los sistemas de energía eléctrica	105
8.3	Integración de la energía renovable en las redes de calefacción y refrigeración.....	109
8.4	Integración de la energía renovable en las redes de gas	111
8.5	Integración de la energía renovable en los combustibles líquidos.....	112
8.6	Integración de la energía renovable en sistemas autónomos	113
8.7	Sectores de uso final: elementos estratégicos de las trayectorias de transición	113

9.	La energía renovable en el contexto del desarrollo sostenible	119
9.1	Introducción	119
9.2	Interacción entre el desarrollo sostenible y la energía renovable	119
9.3	Efectos sociales, medioambientales y económicos: una evaluación a escala mundial y regional.....	120
9.4	Repercusiones de las trayectorias del desarrollo sostenible en la energía renovable	125
9.5	Barreras y oportunidades de la energía renovable en el contexto del desarrollo sostenible.....	129
9.6	Síntesis, falta de conocimientos y necesidades futuras en materia de investigación	130
10.	Potencial y costos de mitigación	130
10.1	Introducción	130
10.2	Síntesis de escenarios de mitigación de las diferentes estrategias de la energía renovable	131
10.3	Evaluación de escenarios representativos de la mitigación de las diferentes estrategias de la energía renovable	133
10.4	Curvas de los costos regionales de la mitigación con fuentes de energía renovables.....	135
10.5	Costos de comercialización e implantación	137
10.6	Costos y beneficios sociales y medioambientales.....	144
11.	Políticas, financiación e implantación de energías renovables	146
11.1	Introducción	146
11.2	Tendencias actuales: políticas, financiación e inversión	148
11.3	Principales factores impulsores, oportunidades y beneficios	148
11.4	Barreras a la formulación, implantación y financiación de políticas sobre energía renovable	148
11.5	Experiencia en materia de políticas y evaluación de opciones de políticas	150
11.6	Entorno propicio y cuestiones regionales.....	155
11.7	Cambio estructural.....	158

1. Panorama general del cambio climático y la energía renovable

1.1 Información general

Todas las sociedades necesitan de servicios energéticos para cubrir las necesidades humanas básicas (por ejemplo, de alumbrado, cocina, ambientación, movilidad, y comunicación) y para asegurar los procesos productivos. Para un desarrollo sostenible, el suministro de servicios energéticos deberá ser seguro y tener un impacto medioambiental bajo. La consecución de un desarrollo social y económico sostenible presupone un acceso seguro y asequible a los recursos de energía necesarios, a fin de prestar servicios energéticos básicos y sostenibles. Ello podría requerir diferentes estrategias en las distintas etapas del desarrollo económico. A fin de respetar el medio ambiente, la prestación de servicios energéticos deberá tener un impacto medioambiental bajo e ir acompañada de emisiones de gases de efecto invernadero bajas. Sin embargo, en el Cuarto Informe de Evaluación (CIE) del IPCC se señalaba que los combustibles de origen fósil representaban en 2004 un 85%¹ de la energía primaria total, que es el mismo valor que en 2008. Además, la combustión de origen fósil representó un 56,6% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero antropogénicas (CO₂eq)² en 2004. [1.1.1, 9.2.1, 9.3.2, 9.6, 11.3]

Las fuentes de energía renovables cumplen una función en la prestación sostenible de servicios energéticos y, particularmente, en la mitigación del cambio climático. En el presente Informe Especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático se explora la contribución actual y el potencial de las fuentes de energía renovables para la prestación de servicios energéticos, siguiendo una vía de desarrollo social y económico sostenibles. En el Informe se ofrecen evaluaciones de los recursos y las tecnologías de energía renovable disponibles, sus costos y beneficios conjuntos, los obstáculos a los requisitos de adaptación e integración, los escenarios futuros y las opciones de política. En particular, ofrece a los responsables de políticas, al sector privado y a la sociedad civil información sobre lo siguiente:

- la determinación de los recursos de la energía renovable y tecnologías disponibles, y de los impactos del cambio climático sobre esos recursos [véanse los capítulos 2 a 7];
- la situación actual de la tecnología y del mercado, novedades futuras y tasas de implantación proyectadas [véanse los capítulos 2 a 7, y 10];
- las opciones y limitaciones respecto a la integración en el sistema de abastecimiento de la energía y otros mercados, particularmente en las vertientes de almacenamiento de energía, modos de transmisión, integración en los sistemas existentes y otras opciones [véase el capítulo 8];
- los vínculos que existen entre el crecimiento de las energías renovables, las oportunidades y el desarrollo sostenible [véase el capítulo 9];
- los impactos sobre la seguridad del suministro de energía [véase el capítulo 9];
- los costos económicos y medioambientales, beneficios, riesgos e impactos de la implantación [véanse los capítulos 9 y 10];

- el potencial de mitigación de los recursos de la energía renovable [véase el capítulo 10];
- los escenarios que indican la manera de conseguir una implantación acelerada de manera sostenible [véase el capítulo 10];
- la creación de capacidad, transferencia de tecnología y financiación [véase el capítulo 11], y
- las opciones de política, resultados y condiciones para conseguir la eficacia [véase el capítulo 11].

Este informe consta de 11 capítulos. El capítulo 1 describe la situación general en materia de energías renovables y cambio climático; los capítulos 2 a 7 contienen información sobre seis tecnologías de la energía renovable, mientras que en los capítulos 8 a 11 se abordan los aspectos de integración (véase la figura RT.1.1). En los casos en que era procedente, se han indicado también los valores de incertidumbre³. El presente Resumen técnico contiene una descripción general del Informe, junto con un resumen de las conclusiones esenciales.

Aunque el el Resumen técnico refleja en términos generales la estructura del informe completo, las referencias a los capítulos y secciones pertinentes aparecen indicadas mediante los números de capítulo y sección correspondientes entre corchetes. En el anexo I se encontrará una lista de los términos, siglas y símbolos químicos utilizados en el Resumen técnico. En el anexo II se indican las convenciones y metodologías utilizadas para la determinación de costos, los valores de energía primaria y otros temas de análisis. El anexo III contiene información sobre los costos nivelados de las energías renovables.

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que conlleva la prestación de servicios energéticos son una de las principales causas del cambio climático. En el CIE se concluyó que "la mayor parte del aumento observado del promedio mundial de temperatura desde mediados del siglo XX se debe muy probablemente al aumento observado de la concentración de GEI antropogénicas". Desde la fecha del CIE, las concentraciones han seguido aumentando hasta superar las 390 ppm de CO₂, un 39% por encima de los niveles preindustriales al término de 2010. Desde aproximadamente 1850, la utilización de combustibles de origen fósil (carbón, petróleo y gas) en todo el mundo ha aumentado hasta ocupar una posición predominante en el suministro de energía, dando lugar a un rápido crecimiento de las emisiones del dióxido de carbono (CO₂) [véase la figura 1.6]. La cantidad de carbono contenida en las reservas y los recursos de combustibles fósiles todavía no quemados [véase la figura 1.7] podrían añadir a la atmósfera cantidades de CO₂ que –consumidas durante varios siglos– superarían los resultados de cualquiera de los escenarios considerados en el CIE [véase la figura 1.5], o en el capítulo 10 del presente informe. [1.1.3, 1.1.4]

A pesar de la significativa reducción de carbono que llevan aparejada, las proyecciones de los valores de emisión en ausencia de intervención apuntan, en su inmensa mayoría, a valores considerablemente más altos en 2100 que en 2000, y, en consecuencia, a un aumento de la concentración de gases de efecto invernadero, que a su vez, incrementaría las temperaturas medias mundiales. Para evitar tales impactos adversos del cambio climático en los recursos hídricos, los ecosistemas, la seguridad alimentaria, la salud humana y los asentamientos costeros, que ocasionarían cambios abruptos e irreversibles en el sistema climático, los acuerdos de Cancún piden una limitación del

1 El porcentaje mencionado en el CIE es el 80%, que ha sido convertido para sustituir el método de contabilización de energía en función del contenido físico por el método directo equivalente, tal y como este es utilizado en el presente informe. En la sección 1.1.9 y el anexo II (sección A.II.4) se ofrecen más detalles metodológicos.

2 La contribución de otras fuentes y/o gases fue la siguiente: CO₂ por deforestación, degradación de biomasa, etc. (17,3%), CO₂ de otras procedencias (2,8%), CH₄ (14,3%), N₂O (7,9%) y gas fluorado (1,1%).

3 Por ejemplo, los resultados de diversos análisis de sensibilidad, o indicaciones cuantitativas de las horquillas de valores del costo y de los resultados de los escenarios. En el Informe no se ha utilizado la terminología oficial del IPCC sobre incertidumbre, ya que en la fecha de aprobación del texto las directrices del IPCC en esa materia estaban siendo revisadas.

Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático

1. Energía renovable y cambio climático

Capítulo introductorio

2. Bioenergía

3. Energía solar directa

4. Energía geotérmica

5. Energía hidroeléctrica

6. Energía oceánica

7. Energía eólica

Capítulos sobre tecnología

8. Integración de la energía renovable en los sistemas de energía actuales y futuros

9. La energía renovable en el contexto del desarrollo sostenible

10. Potencial y costos de mitigación

11. Políticas, financiación e implementación

Capítulos sobre integración

Figura RT.1.1 | Estructura del informe. [véase la figura 1.1]

aumento promedio de la temperatura mundial no superior a 2° C por encima de los valores de la era preindustrial, y se avienen a considerar la posibilidad de limitar ese aumento a 1,5° C. Para poder estar seguros de conseguir un aumento de temperatura en equilibrio de tan solo entre 2° C y 2,4° C sería necesario estabilizar entre 445 y 490 ppm de CO₂eq la concentración de los gases de efecto invernadero en la atmósfera. Esos valores, a su vez, implican que será necesario reducir (en lugar de seguir incrementando, como hasta ahora) las emisiones mundiales de CO₂ entre un 50% y un 85% por debajo de los niveles de 2000 de aquí a 2050, comenzando no más tarde de 2015. [1.1.3]

A fin de desarrollar estrategias que permitan reducir las emisiones de CO₂, puede utilizarse la identidad de Kaya para descomponer las relacionadas con la energía en cuatro factores: 1) población; 2) producto interior bruto (PIB) por habitante; 3) intensidad energética (es decir, el suministro de la energía primaria total por PIB), y 4) intensidad del carbono (es decir, emisiones de CO₂ por suministro total de la energía primaria). [1.1.4]

Emisiones de CO₂ = población x (PIB/población) x (suministro total de la energía primaria/PIB) x (CO₂/suministro total de la energía primaria)

La variación anual de estos cuatro componentes aparece ilustrada en la figura RT.1.2. [1.1.4]

Aunque el PIB por habitante y el crecimiento demográfico fueron los factores que más influyeron en el aumento de las emisiones durante los decenios anteriores, la menor intensidad energética atenuó considerablemente el aumento de las emisiones entre 1971 y 2008. En el pasado, la intensidad del carbono se redujo debido a las mejoras de eficiencia energética, a la sustitución del carbón por el gas natural y a la expansión de la energía nuclear en los años setenta y ochenta, impulsada particularmente por los países incluidos en el

anexo I⁴. En los últimos años (2000 a 2007), los aumentos de la intensidad del carbono se han debido principalmente a la expansión de los usos del carbón, tanto en los países desarrollados como en desarrollo, aunque la utilización de ese recurso y del petróleo se ha reducido ligeramente desde 2007. En 2008, la tendencia se interrumpió debido a la crisis financiera. Desde los primeros años de la década de 2000, el suministro de energía ha sido más intensivo en carbono, amplificando de ese modo el aumento aparejado al crecimiento del PIB por habitante. [1.1.4]

A nivel mundial, se estima que las energías renovables representaron un 12,9% de los 492 EJ totales de energía primaria suministrados durante 2008. El recurso que más contribuyó fue la biomasa (10,2%), de manera mayoritaria (un 60% aproximadamente) en forma de combustible para usos de cocina y calefacción en los países en desarrollo, aunque con un rápido aumento también de las tecnologías biomásicas modernas⁵. La energía hidroeléctrica representó un 2,3%, mientras que otras fuentes de energía renovables representaron un 0,4% (véase la figura RT.1.3). En 2008, la energía renovable aportó aproximadamente un 19% del suministro de electricidad mundial (16% de energía hidroeléctrica, y 3% de otras energías renovables). [1.1.5]

La implantación de la energía renovable se ha extendido rápidamente en los últimos años. En la mayoría de las situaciones será necesario adoptar políticas orientadas a fomentar modificaciones en el sistema energético, con objeto de incrementar el porcentaje de las energías renovables. Las políticas gubernamentales, el costo cada vez menor de numerosas tecnologías de la energía

4 Véase en el glosario (anexo I) una definición de los países incluidos en el anexo I.

5 No se incluye, ni en esa cifra ni en las bases de datos oficiales, el 20% al 40% adicional estimado de utilización en forma de biomasa tradicional en los sectores no estructurados. [2.1]

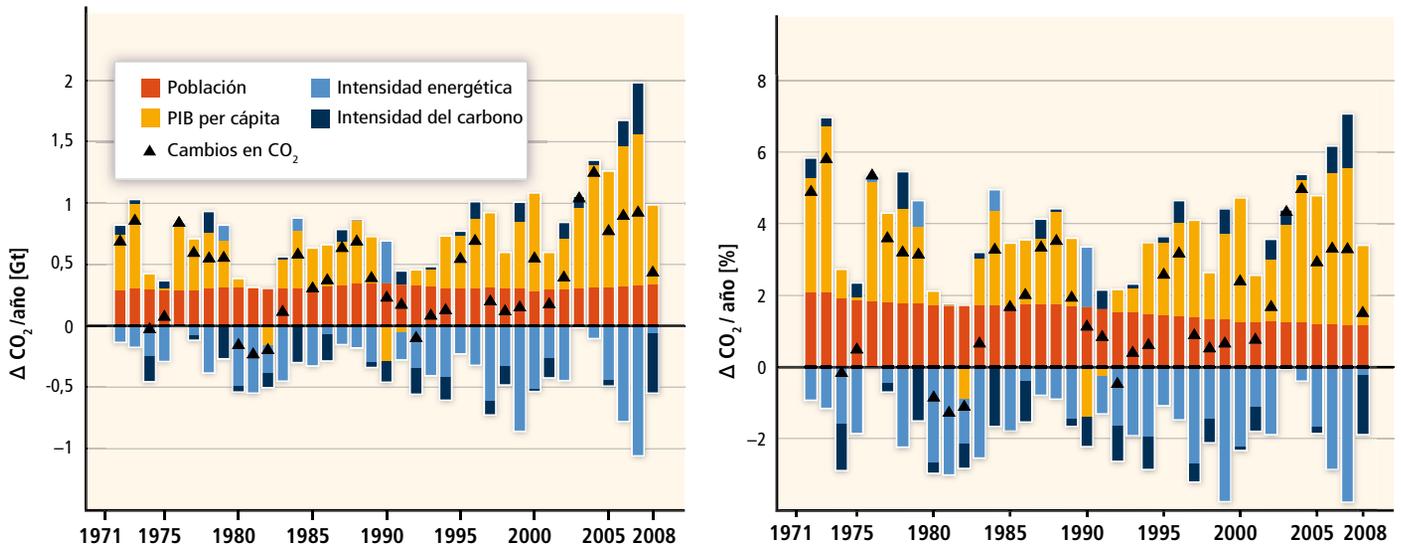


Figura RT.1.2 | Descomposición de (izquierda) la variación absoluta anual y (derecha) la tasa de crecimiento anual de las emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía mediante los factores de la identidad de Kaya; población (rojo), PIB por habitante (naranja), intensidad energética (azul claro), e intensidad del carbono (azul oscuro), entre 1971 y 2008. Los colores denotan las variaciones hipotéticas correspondientes a cada factor por separado, manteniendo constantes los restantes factores. Las variaciones anuales totales aparecen indicadas mediante un triángulo negro. [véase la figura 1.8]

renovable, la variación del precio de los combustibles de origen fósil y otros factores han favorecido un uso creciente de las energías renovables. Aunque el porcentaje que representan es todavía relativamente pequeño, su aumento se ha acelerado en los últimos años, como puede verse en la figura RT.1.4. En 2009, pese a las dificultades financieras mundiales, la capacidad de la energía renovable siguió aumentando con rapidez, particularmente en forma de energía eólica (32%, o un aumento de 38 GW), energía hidroeléctrica (3%, o un aumento de 31 GW), energía fotovoltaica conectada a la red (53%, o un aumento de 7,5 GW), energía geotérmica (4%, o un aumento de 0,4 GW), y energía solar para agua caliente y calefacción (21%, o un aumento de 31 GW_{th}). Los biocombustibles representaron en 2008 un 2% de la demanda

mundial de combustibles para el transporte en carretera, y cerca de un 3% en 2009. La producción anual de etanol aumentó, pasando de 1,6 EJ (76.000 millones de litros) a finales de 2009, y la producción de biodiésel se incrementó hasta 0,6 EJ (17.000 millones de litros). De los aproximadamente 300 GW de capacidad de producción de electricidad agregada a nivel mundial entre 2008 y 2009, en torno a 140 GW provinieron de energías renovables. En conjunto, los países en desarrollo albergan un 53% de la capacidad mundial de generación de electricidad mediante energías renovables (incluida la energía hidroeléctrica en todas las escalas), con China como principal país contribuyente en 2009. Los Estados Unidos y Brasil produjeron en 2009 un 54% y un 35% del bioetanol mundial, respectivamente, mientras que China estuvo a

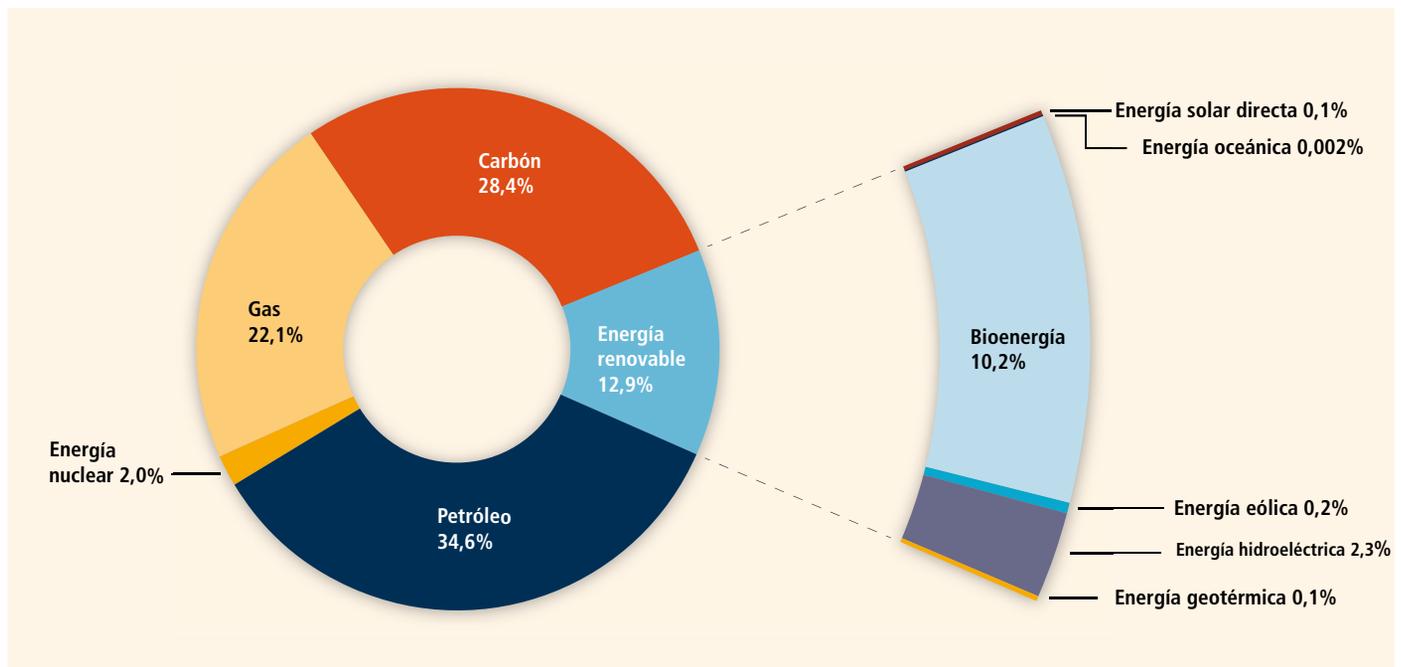


Figura RT.1.3 | Porcentaje de las fuentes de energía respecto del suministro mundial total durante 2008 (492 EJ). Las técnicas biomásicas modernas representaron un 38% del porcentaje de biomasa total. [véase la figura 1.10]

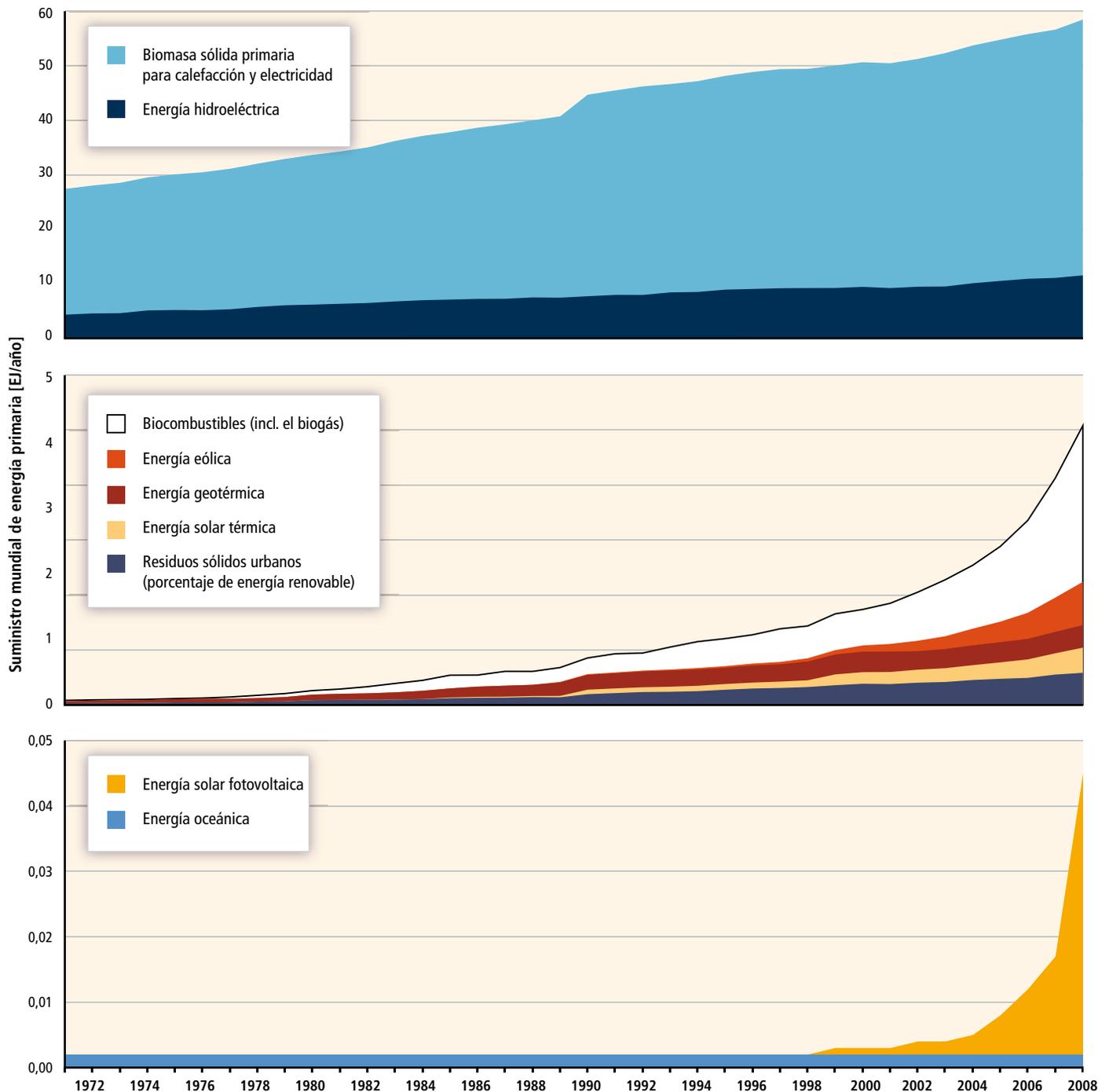


Figura RT.1.4 | Desarrollo histórico del suministro mundial de energía primaria mediante la energía renovable entre 1971 y 2008. [véase la figura 1.12]

Nota: las tecnologías aparecen referidas a unidades verticales solo a efectos visuales. Los datos originales han sido convertidos para contabilizar el abastecimiento de la energía primaria mediante el método directo equivalente [1.1.9, anexo II.4], con la salvedad de que el contenido de energía de los biocombustibles aparece en forma de energía secundaria (la biomasa primaria utilizada para producir el biocombustible sería mayor, debido a las pérdidas por conversión [2.3, 2.4]).

la vanguardia en aplicaciones de agua caliente solar. Al término de 2009, las aplicaciones de la energía renovable en los mercados de agua caliente y calefacción abarcaban las técnicas modernas de biomasa (270 GW_{th}), la energía solar (180 GW_{th}), y la energía geotérmica (60 GW_{th}). La utilización de energías renovables (a excepción de la biomasa tradicional) para cubrir las necesidades de energía en el ámbito rural ha aumentado también, y abarca estaciones de energía hidroeléctrica de pequeña escala, diversas opciones modernas de

biomasa, sistemas de energía fotovoltaicos o eólicos a nivel de los hogares o de las aldeas, y sistemas híbridos que combinan múltiples tecnologías. [1.1.5]

Hay muchas maneras de reducir las emisiones de GEI del sistema energético sin por ello dejar de prestar los servicios deseados. En el CIE se señalaban varias maneras de reducir las emisiones de efecto invernadero de las fuentes de energía sin necesidad de interrumpir los servicios energéticos [1.1.6], a saber:

- mejorando la eficiencia de la conversión, transmisión y distribución de energía desde el punto de vista de la oferta, particularmente en forma de ciclos combinados de electricidad y calor;
- mejorando la eficiencia en los sectores y las aplicaciones respectivos (por ejemplo, en los edificios, procesos industriales y agrarios, el transporte, la calefacción, la refrigeración y el alumbrado) desde el punto de vista de la demanda;
- sustituyendo los vectores energéticos abundantes en GEI, como el carbón o el petróleo, por otros de menor contenido, como el gas natural, los combustibles nucleares u otras fuentes de energía renovables;
- utilizando la captura y el almacenamiento de CO₂ para evitar la incorporación a la atmósfera de este al término de la combustión o de los procesos industriales. La captura y el almacenamiento del dióxido de carbono elimina el CO₂ de la atmósfera durante el procesamiento de la biomasa, por ejemplo mediante combustión o fermentación, y
- modificando los comportamientos, con el fin de gestionar mejor los usos de la energía o de utilizar en menor medida los bienes y servicios con alto contenido de carbono y consumo de energía.

El porcentaje futuro de las aplicaciones de la energía renovable dependerá, en gran medida, de las metas de mitigación del cambio climático, del volumen de servicios energéticos solicitados y de las necesidades de energía resultantes, así como de sus virtudes relativas respecto de las demás tecnologías con emisiones de carbono nulas o bajas (véase la figura RT.1.5). Para evaluar a fondo las posibles carteras de opciones de mitigación sería necesario evaluar sus potenciales de mitigación respectivos, así como la totalidad de los riesgos, los costos que estos conllevan, y su contribución al desarrollo sostenible. [1.1.6]

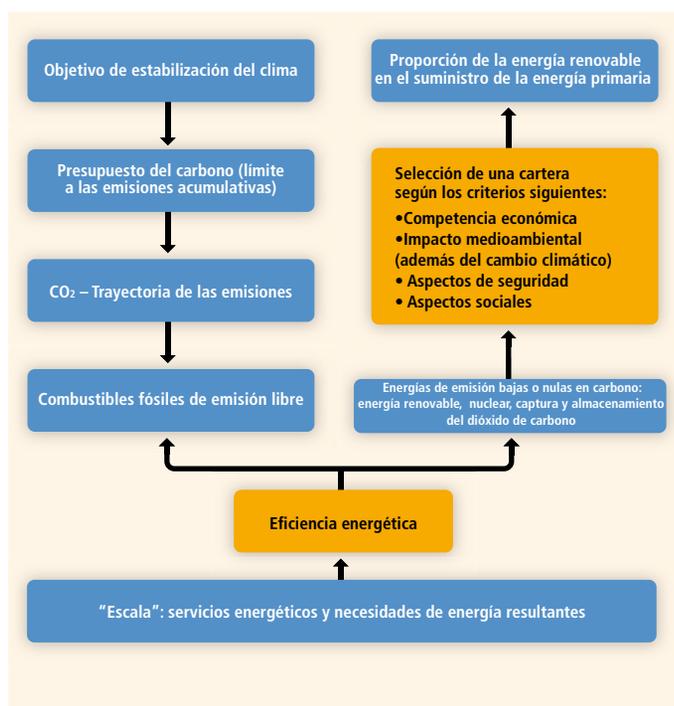


Figura RT.1.5 | Papel que desempeñan las energías renovables en la cartera de opciones de mitigación con emisiones de carbono bajas o nulas (descripción cualitativa). [véase la figura 1.14]

La fijación de una meta de protección del clima en términos de variaciones admisibles de la temperatura media mundial define en términos generales un límite para la concentración de GEI, junto con un presupuesto de CO₂, y una trayectoria posterior de emisiones a lo largo del tiempo, que a su vez define la cantidad admisible de combustibles fósiles que pueden emitir sin control. La contribución complementaria de las energías con emisiones de carbono bajas o nulas al suministro de energía primaria está influida por la 'escala' de los servicios energéticos solicitados. [1.1.6]

Dado que son numerosas las opciones de bajo costo que permiten mejorar la eficiencia energética general y que han sido integradas en los escenarios de no intervención, las oportunidades adicionales de disminuir la intensidad energética para mitigar el cambio climático son limitadas. Para conseguir unas metas ambiciosas de protección del clima no bastan las mejoras de eficiencia energética, sino que hace falta utilizar además tecnologías de emisiones de carbono bajas o nulas. La aportación de las energías renovables a esa cartera de tecnologías dependerá, en gran medida, de la competencia económica entre ellas, de la carga comparativa que representen para el medio ambiente (sin contar el cambio climático), y de los aspectos de seguridad y sociales (véase la figura RT.1.5). [1.1.6]

El conjunto de conocimientos científicos indicados y evaluados en el presente informe sobre las energías renovables y sobre su posible aportación a la consecución de los objetivos de mitigación de GEI es considerable. No obstante, debido en parte a la naturaleza específica del emplazamiento de las energías renovables, a la diversidad de tecnologías de la energía renovable, a la multiplicidad de necesidades de servicios energéticos de uso final que podrían cubrir esas tecnologías, a la diversidad de mercados y reglamentaciones que rigen la integración, y a la complejidad de las transiciones entre los sistemas energéticos, los conocimientos sobre las energías renovables y su potencial de mitigación del clima siguen aumentando. En líneas generales, hay varios aspectos en que se necesitan todavía conocimientos sobre las energías renovables y sobre el papel que éstas podrían desempeñar en la reducción de las emisiones de GEI [1.1.8], a saber:

- los costos futuros y el calendario de la implantación de la energía renovable;
- el potencial técnico realizable de las energías renovables en todas las escalas geográficas;
- los problemas técnicos e institucionales, y el costo de integración de las distintas tecnologías de la energía renovable en los sistemas y mercados energéticos;
- la evaluación integral de los aspectos socioeconómico y medioambiental de las energías renovables y de otras tecnologías energéticas;
- las oportunidades para responder a las necesidades de los países en desarrollo mediante servicios energéticos renovables sostenibles, y
- los mecanismos de políticas institucionales y financieros que permitan una implantación rentable de las energías renovables en términos del costo, en muy diversos contextos.

Aunque es ya mucho lo que se ha aprendido en cada uno de esos aspectos, como se indica en el presente informe, la investigación y la experiencia podrían ayudar a reducir las incertidumbres, facilitando con ello la toma de decisiones sobre la utilización de las energías renovables para mitigar el cambio climático. [1.1.6]

1.2 Resumen de los recursos de la energía renovable y de su potencial

Se denomina energía renovable a todo tipo de energía procedente de fuentes solares, geofísicas o biológicas que se renuevan mediante procesos naturales a un ritmo igual o superior al de su utilización. La energía renovable se obtiene de los flujos de energía constantes o repetitivos que están presentes en el medio ambiente natural, y abarca recursos tales como la biomasa, la energía solar, el calor geotérmico, la energía hidroeléctrica, la energía mareomotriz y del oleaje, la energía térmica oceánica y la energía eólica. Sin embargo, es posible utilizar biomasa con mayor rapidez de la que ésta se acumula, o extraer calor de un campo geotérmico a un ritmo mayor del de reposición. Por otra parte, la tasa de utilización de la energía solar directa no influye en las cantidades de la que viene a parar a nuestro planeta. Los combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural) no responden a esta definición, ya que no se renuevan en un período de tiempo breve en comparación con su tasa de utilización. [1.2.1]

La energía primaria es convertida en vectores energéticos y, por último, en un servicio energético a lo largo de varias etapas. Las tecnologías de la energía renovable son directas, y pueden cubrir todo tipo de necesidades de servicios energéticos. Distintas modalidades de la energía renovable pueden suministrar electricidad y energía térmica o mecánica, y producir combustibles que respondan a muy diversas necesidades de servicios energéticos. En la figura RT.1.6 se ilustran los procesos de conversión en etapas. [1.2.1]

Dado que son servicios energéticos, y no energía, lo que la población necesita, el proceso debe desarrollarse de manera racional, reduciendo el consumo

de energía primaria mediante tecnologías bajas en carbono que reduzcan al mínimo las emisiones de CO₂. Los procesos de conversión en calor para generar electricidad (incluidos los biomásicos y geotérmicos) presentan unas pérdidas aproximadas de entre el 40% y el 90%, que ascienden a un 80% aproximadamente cuando la energía mecánica necesaria para el transporte es suministrada mediante motores de combustión interna. Esas pérdidas por conversión elevan el porcentaje de la energía primaria procedente de combustibles fósiles, y el de la energía primaria necesaria para producir electricidad y energía mecánica a partir del calor obtenido de tales combustibles. La conversión directa de energía fotovoltaica solar, hidroeléctrica, oceánica y eólica en electricidad no experimenta pérdidas del ciclo de potencia termodinámica (conversión de calor en trabajo), aunque adolece de otras ineficacias durante la extracción de energía de los flujos de energía naturales, que pueden ser también relativamente cuantiosas e irreducibles (véanse los capítulos 2 a 7). [1.2.1]

Algunas tecnologías de la energía renovable pueden ser implantadas en el lugar de utilización (régimen descentralizado) en entornos rurales y urbanos, mientras que otras se utilizan principalmente en redes de energía de grandes dimensiones (régimen centralizado). Aunque son numerosas las tecnologías de la energía renovable que están técnicamente maduras y que están siendo implantadas a una escala considerable, otras se encuentran en una fase inicial de evolución técnica y de desarrollo comercial. [1.2.1]

El potencial teórico de las energías renovables excede con mucho la demanda de energía mundial actual y proyectada, pero la gran dificultad consiste en captar y utilizar un porcentaje considerable de ese potencial para prestar los servicios energéticos deseados de manera rentable en términos del costo y respetando el medio ambiente. [1.2.2]

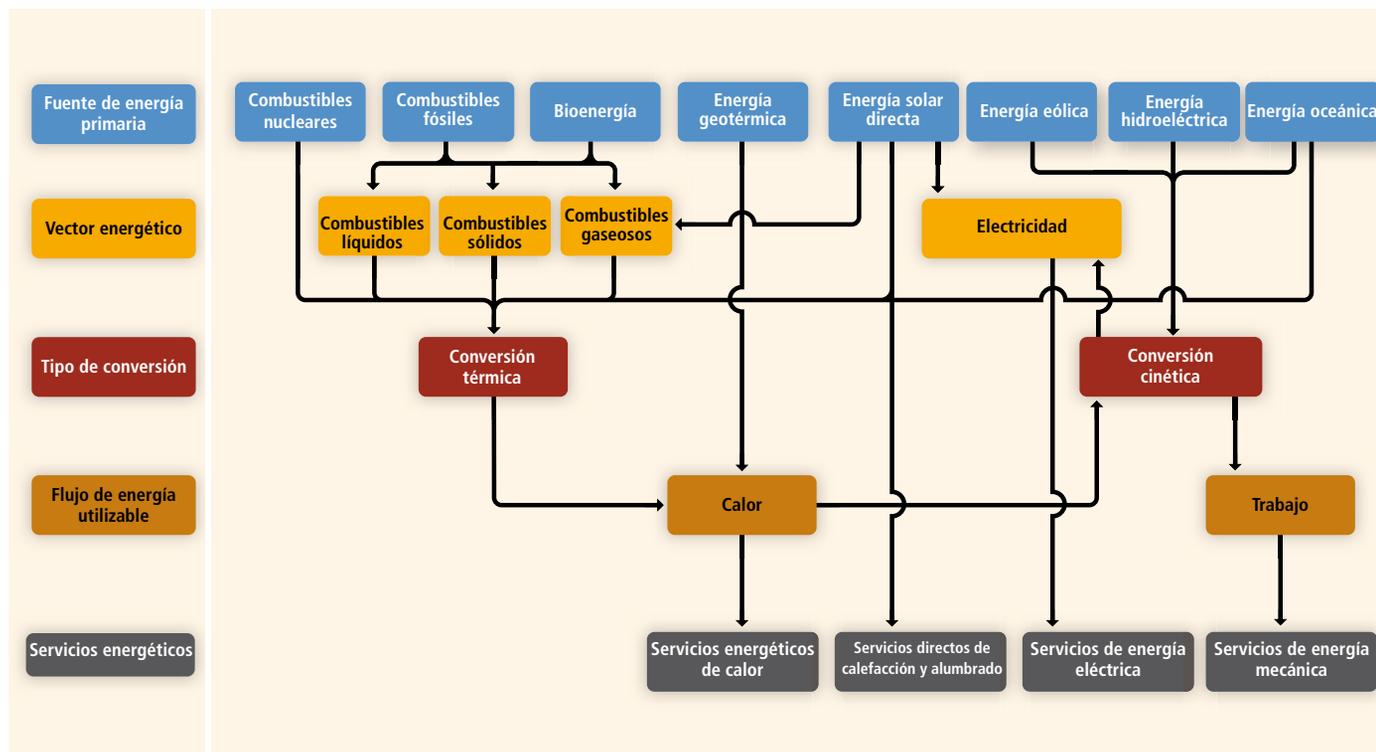


Figura RT.1.6 | Trayectorias ilustrativas de la energía desde sus fuentes hasta los servicios. Todas las líneas continuas indican posibles trayectorias de energía. Los servicios energéticos prestados a los usuarios pueden necesitar diferentes cantidades de energía de uso final. Esta energía, a su vez, puede ser suministrada con un porcentaje mayor o menor de energía primaria de diferentes fuentes, y con diferentes valores de emisión de CO₂ e impactos medioambientales. [véase la figura 1.16]

El potencial técnico mundial de las fuentes de energía renovables no limitará tampoco el crecimiento constante del mercado. Aunque las publicaciones científicas ofrecen estimaciones muy diversas, en los estudios se ha concluido de manera coherente que el potencial técnico mundial total de la energía renovable es considerablemente mayor que la demanda de energía mundial actual y proyectada. El potencial técnico de la energía solar es el más alto de todas las fuentes de energía renovables, pero las demás modalidades poseen también un potencial técnico considerable. La magnitud absoluta del potencial técnico mundial de las energías renovables en su conjunto difícilmente limitará la implantación de esas energías. [1.2.3]

En la figura RT.1.7 puede verse que en 2008 el potencial técnico⁶ superaba con creces la demanda mundial de electricidad y de calor, así como el suministro de energía primaria mundial. Aunque esa cifra permite al lector hacerse una idea de la magnitud relativa de los recursos de la energía renovable en el contexto de la demanda y el suministro de energía actuales, cabe resaltar que los potenciales técnicos conllevan un alto grado de incertidumbre. En la tabla A.1.1 del anexo al capítulo 1 se encontrarán notas y explicaciones más detalladas. [1.2.3]

Las energías renovables pueden ser integradas en todo tipo de sistemas eléctricos, desde grandes redes interconectadas a escala continental hasta pequeños

edificios autónomos. Tanto para producir electricidad como calefacción, refrigeración o combustibles gaseosos o líquidos, la integración de la energía renovable es contextual, específica para cada emplazamiento y compleja. La energía eólica y solar, parcialmente suministrable, puede ser más difícil de integrar que la energía hidroeléctrica, la bioenergía y la energía geotérmica, que son plenamente suministrables. A medida que aumenta la penetración de la electricidad obtenida de energías renovables parcialmente suministrables, la fiabilidad del sistema se hace más difícil y costosa de mantener. Una cartera de soluciones que reduzcan al mínimo los riesgos y costos de integración de las energías renovables podría abarcar la incorporación de sistemas de generación flexibles y complementarios, el reforzamiento y la ampliación de la infraestructura de red y de sus interconexiones, una demanda de electricidad capaz de responder en función de la disponibilidad del suministro, tecnologías de almacenamiento de energía (incluida la energía hidroeléctrica obtenida de embalses), y la modificación de los mecanismos institucionales, en particular los reglamentarios y del mercado. A medida que aumenta el grado de penetración de las energías renovables, se hace necesaria una combinación de sistemas y tecnologías de comunicación poco costosos y eficaces, así como unos contadores eléctricos inteligentes. [1.2.4]

Los servicios energéticos son tareas que utilizan energía. Un servicio energético puede ser prestado de muy distintas maneras y, por consiguiente, puede caracterizarse por una mayor o menor eficiencia energética, que conlleva la

6 Véase en el anexo I una definición completa del concepto de potencial técnico.

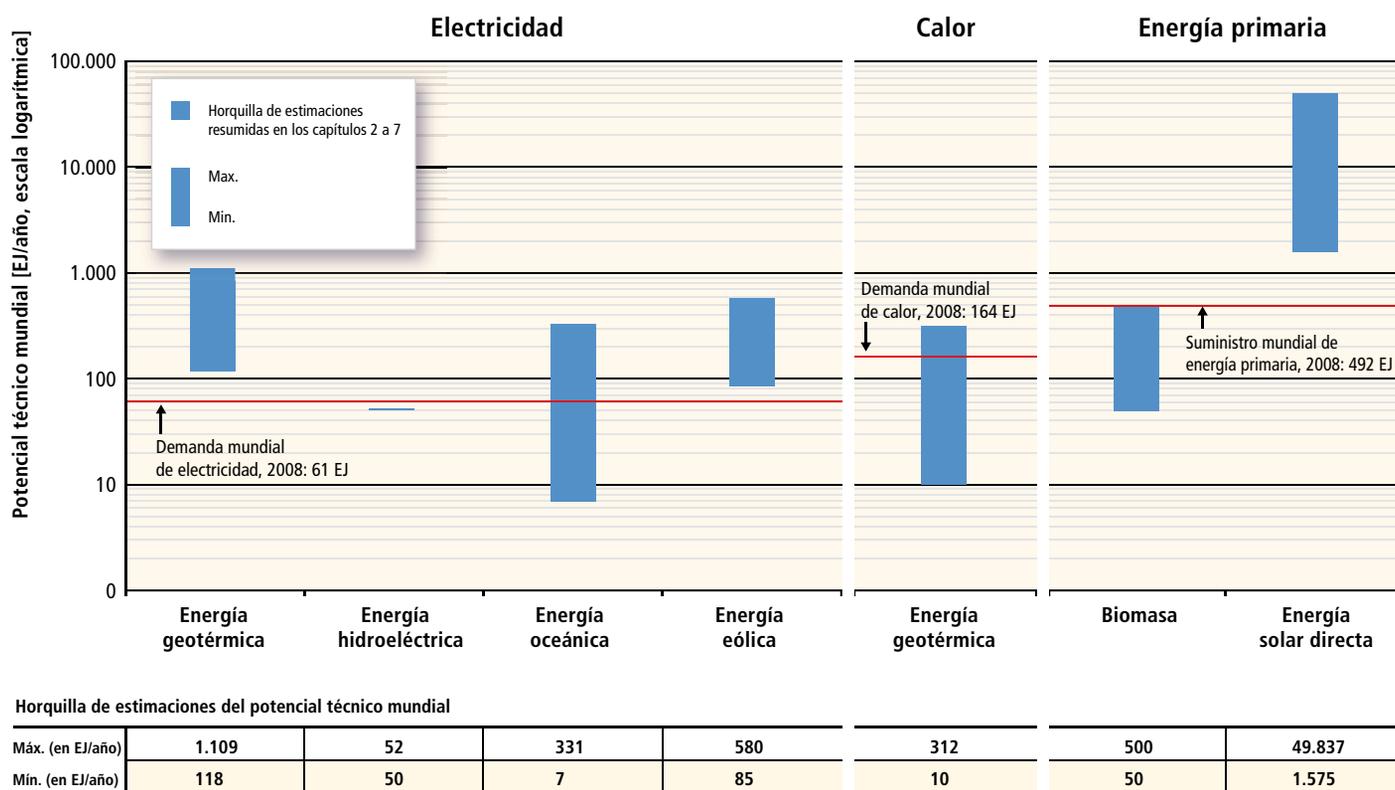


Figura RT.1.7 | Horquillas de valores del potencial técnico mundial de fuentes de energía renovables, según los estudios examinados en los capítulos 2 a 7. La biomasa y la energía solar figuran como energías primarias debido a sus múltiples usos. Obsérvese que la figura está representada en escala logarítmica, debido a la gran diversidad de datos examinados. [véase la figura 1.17]

Notas: los potenciales técnicos aquí indicados representan potenciales mundiales totales del suministro anual de la energía renovable, sin deducir el potencial que está siendo ya utilizado. Obsérvese que las fuentes de electricidad provenientes de la energía renovable pueden utilizarse también con fines de calefacción, mientras que los recursos de biomasa y solares figuran solo como energías primarias pero pueden utilizarse para responder a distintas necesidades de servicios energéticos. Los intervalos de valores están basados en diversos métodos, y hacen referencia a distintos años futuros; por ello, los intervalos resultantes no son estrictamente comparables entre unas y otras tecnologías. En relación con los datos originales de la figura y de sus notas adicionales, véase la tabla A.1.1 (así como los capítulos correspondientes).

emisión de cantidades de CO₂ relativamente menores o mayores (respecto de las demás modalidades de energía). Una manera importante de reducir la demanda de energía primaria consistiría en reducir las necesidades de energía en la etapa de prestación de servicios mediante una mejora de la eficiencia energética. Este aspecto es particularmente importante en el caso de las fuentes de energía renovables, que habitualmente presentan densidades de potencia menores que los combustibles fósiles o nucleares. Las medidas de eficiencia son frecuentemente la opción más económica para reducir la demanda de energía de uso final. En este informe se ofrecen algunas definiciones del concepto de eficiencia desde distintos puntos de vista. [1.2.5]

En la práctica, no siempre se consigue el ahorro de energía que reportan las medidas de eficiencia. Puede aparecer un efecto rebote, consistente en la neutralización parcial de la medida adoptada, dado que la disminución del costo total de la energía (como consecuencia de una menor utilización de ésta) para la prestación de un servicio específico puede dar lugar a la utilización de más servicios energéticos. Se estima que el efecto rebote está probablemente limitado por los efectos de saturación a entre un 10% y un 30% en el caso de la calefacción en las viviendas y del uso de vehículos en los países de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), y es muy pequeño si la mejora afecta a los electrodomésticos y a los sistemas de calentamiento del agua. Sin embargo, una medida de eficiencia que consiga reducir la demanda de energía en el conjunto de la economía reduciría también el precio de aquélla, dando lugar así a una disminución de los costos de la energía en el conjunto de la economía y a un ahorro adicional (descenso de los precios de la energía, y menor utilización de ésta). Se espera que el efecto rebote sea mayor en los países en desarrollo y para los consumidores de menor capacidad adquisitiva. En relación con el cambio climático, el aspecto de ese efecto que más interesa es su influencia en las emisiones de CO₂. [1.2.5]

Las fugas de carbono pueden reducir también la eficacia de las políticas de reducción del carbono. De no aplicarse uniformemente tales políticas en todos los sectores y jurisdicciones políticas, las actividades emisoras de carbono podrían trasladarse a un sector o país que careciera de tales políticas. Las investigaciones recientes parecen indicar, sin embargo, que las estimaciones de la fuga de carbono son excesivamente elevadas. [1.2.5]

1.3 Abastecimiento de las necesidades de los servicios energéticos y situación actual

En la figura RT.1.8 se representan los flujos mundiales y las pérdidas de la energía renovable durante 2008, desde las energías primarias hasta los usos finales, pasando por los vectores. [1.3.1]

En 2008, en torno a un 56% de las energías renovables de todo el mundo estuvo destinado al suministro de calor en los hogares y en los sectores público y de servicios. Esencialmente, esa cifra hace referencia al uso de leña y carbón vegetal, muy utilizados en los países en desarrollo para cocinar. Por otra parte, solo una pequeña parte de las energías renovables se utiliza en el sector del transporte. La producción de electricidad representa un 24% del consumo de uso final. Los biocombustibles representaron en 2008 un 2% del suministro mundial de combustibles para el transporte por carretera y, en conjunto, las técnicas biomásicas tradicionales (17%) y modernas (8%) y las energías térmica solar y geotérmica (2%) abastecieron un 27% de la demanda mundial total de calor en 2008. [1.3.1]

Aunque es un recurso evidentemente abundante, que teóricamente podría abastecer todas las necesidades de energía durante muchos años, el costo

nivelado de las tecnologías de la energía renovable es, en muchos casos, mayor actualmente que los precios vigentes de la energía, aunque en varios contextos esas tecnologías son ya económicamente competitivas. Para algunas tecnologías disponibles en el mercado, los costos nivelados recientes de la energía varían ampliamente en función de diversos factores, entre ellos, las características y la escala de las tecnologías, las variaciones regionales del costo y del rendimiento, y las distintas tasas de descuento (véase la figura RT.1.9). [1.3.2, 2.3, 2.7, 3.8, 4.8, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5, anexo III]

El costo de las tecnologías de la energía renovable ha disminuido en la mayoría de los casos, y los avances técnicos previstos se traducirán en una disminución aún mayor. Esas reducciones, junto con la monetización del costo externo del suministro de energía, podrían mejorar la competitividad relativa de las energías renovables. Lo mismo cabría esperar si los precios del mercado aumentaran por otras razones [1.3.2, 2.6, 2.7, 3.7, 3.8, 4.6, 4.7, 5.3, 5.7, 5.8, 6.6, 6.7, 7.7, 7.8, 10.5]

La contribución de las energías renovables al suministro de energía primaria varían sustancialmente según el país y la región. La distribución geográfica de la generación, el uso y la exportación de energías renovables se está diversificando a medida que penetra en otras regiones en desarrollo, singularmente Asia y, en particular, China. En términos de capacidad de potencia renovable instalada, China es actualmente la primera del mundo, seguida de Estados Unidos de América, Alemania, España y la India. La energía renovable está más uniformemente distribuida que los combustibles de origen fósil, y hay países o regiones ricos en determinados recursos de la energía renovable. [1.3.3]

1.4 Oportunidades, barreras y desajustes

El principal problema mundial en relación con la energía consiste en conseguir un suministro seguro que abastezca una demanda creciente, permitiendo un acceso universal a los servicios energéticos y reduciendo la contribución de la energía al cambio climático. En los países en desarrollo, especialmente los más pobres, la energía es necesaria para estimular la producción, obtener ingresos y desarrollar la sociedad, y para reducir los graves problemas de salud causados por la utilización de leña, carbón vegetal, estiércol y residuos agrícolas como combustibles. En los países industrializados, las principales razones para fomentar la energía renovable son la reducción de las emisiones con objeto de mitigar el cambio climático, la consecución de un suministro de energía seguro y la creación de empleo. La energía renovable puede ofrecer oportunidades para abordar esas múltiples dimensiones medioambientales y de desarrollo social y económico, y en particular la adaptación al cambio climático. [1.4, 1.4.1]

Ciertos tipos de recursos renovables están presentes en todo el mundo, como es el caso de la radiación solar, el viento, las cascadas, las olas, las mareas y el calor almacenado en el océano o en el interior de la Tierra. Además, existen tecnologías capaces de explotar esas formas de energía. Aunque las oportunidades [1.4.1] parecen muchas, existen obstáculos [1.4.2] y desajustes [1.4.3] que frenan la introducción de las energías renovables en las economías modernas. [1.4]

Una oportunidad puede ser definida como un conjunto de circunstancias que permite actuar y obtener beneficios inesperados. En el contexto de las políticas, ese factor inesperado podría ser la contemplación de ciertos beneficios adicionales que podría reportar la implantación de la energía renovable, sin constituir un objetivo en sí mismos. Tales beneficios abarcan cuatro grandes áreas: el desarrollo social y económico; el acceso a la energía; la seguridad energética, y la mitigación del cambio climático, acompañada de una reducción del impacto medioambiental y sanitario. [1.4.1, 9.2–9.4]

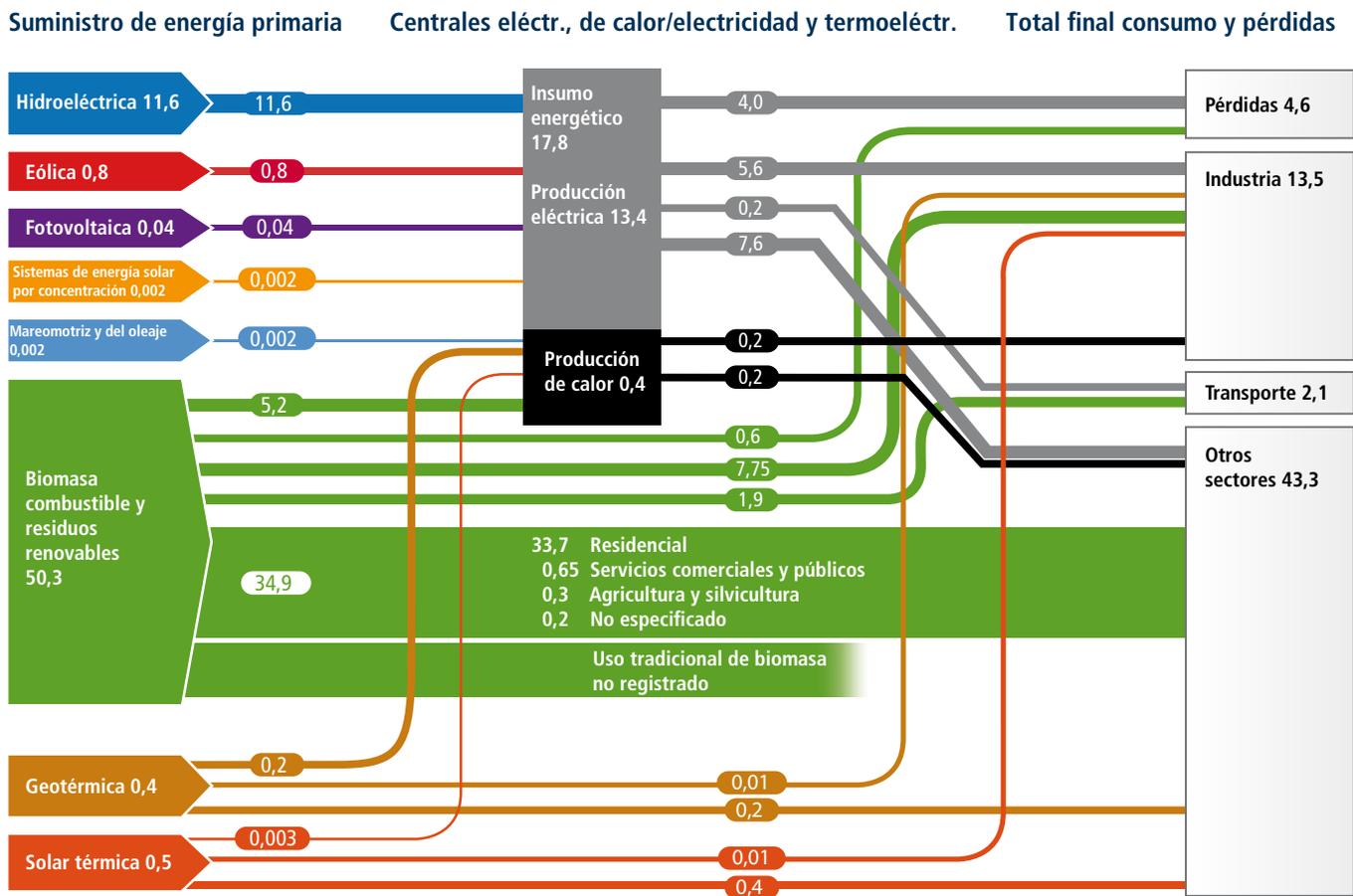


Figura RT.1.8 | Flujos mundiales de energía (EJ en 2008) y pérdidas, desde las energías renovables primarias hasta los usos finales, pasando por los vectores (según datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE)). El concepto 'otros sectores' abarca la agricultura, los edificios comerciales y residenciales, los servicios públicos y otros sectores no especificados. El concepto 'sector del transporte' abarca el transporte por carretera, la aviación internacional y el tráfico internacional de camiones. [véase la figura 1.18]

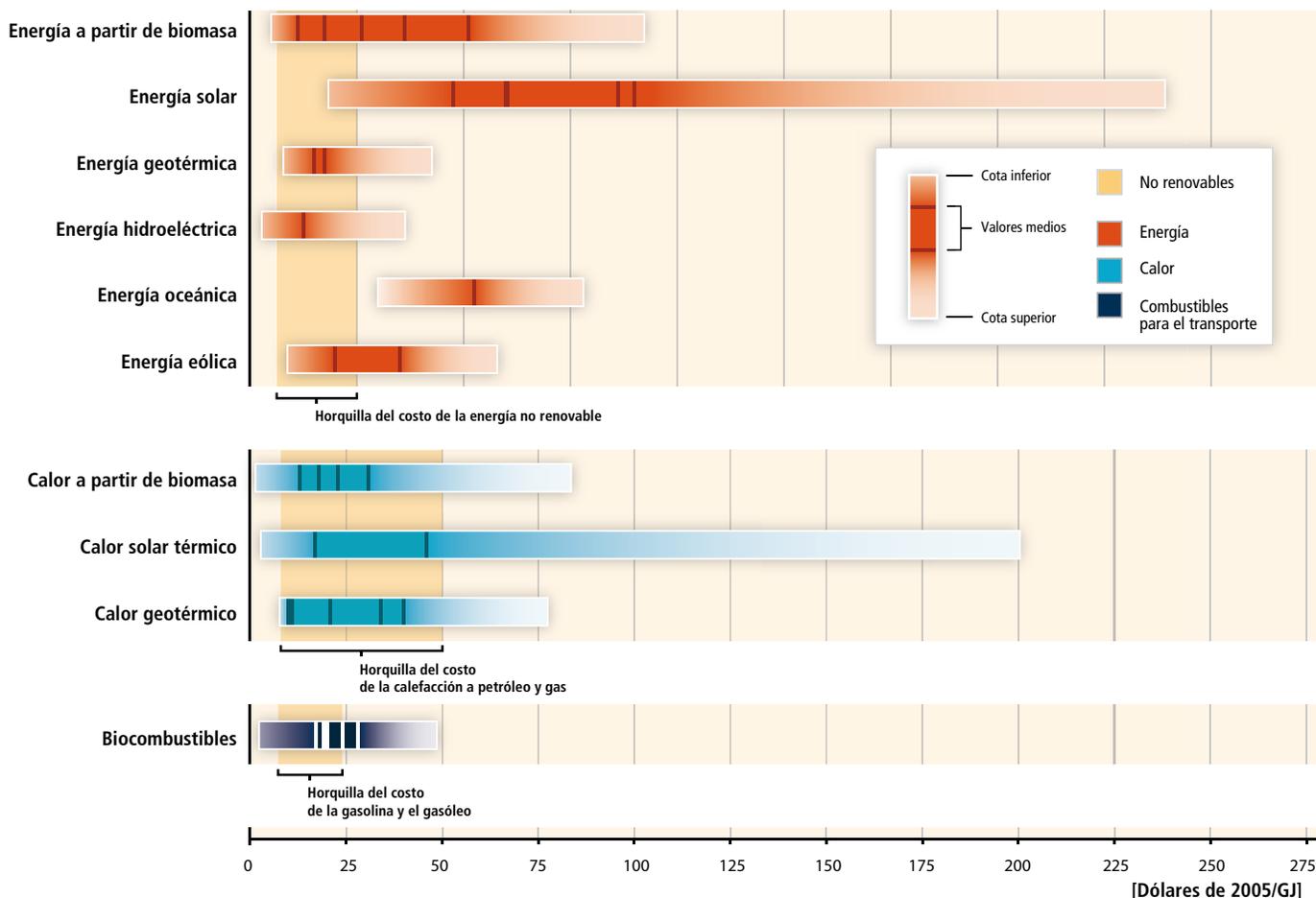
A nivel mundial, los ingresos por habitante y otros indicadores más generales, como el Índice de desarrollo humano (IDH), están positivamente correlacionados con el uso de energía por habitante, y cabe considerar el crecimiento económico como el factor más importante en el aumento del consumo de energía durante los últimos decenios. El desarrollo económico ha mejorado la calidad de la energía eléctrica en detrimento de la obtenida mediante la combustión directa de combustibles. [1.4.1, 9.3.1]

Particularmente en los países en desarrollo, el vínculo existente entre el desarrollo social y económico y la necesidad de unos servicios energéticos modernos es evidente. El acceso a una energía limpia y fiable constituye un prerrequisito importante para ciertos determinantes básicos del desarrollo humano, y contribuye en particular a la actividad económica, a la generación de ingresos, a la atenuación de la pobreza, a la salud, a la educación y a la igualdad de género. Debido a su carácter descentralizado, las tecnologías de la energía renovable pueden desempeñar un papel importante en el fomento del desarrollo rural. La creación de (nuevas) oportunidades de empleo está considerada como uno de los efectos a largo plazo positivos de las energías renovables, tanto en los países desarrollados como en desarrollo. [1.4.1, 9.3.1.4, 11.3.4]

Las energías renovables pueden mejorar el acceso a unos servicios energéticos modernos. En 2008, 1.400 millones de personas en todo el mundo carecían de electricidad, un 85% de ellas en zonas rurales, y el número de personas

que dependían de los usos tradicionales de la biomasa para cocinar se estima en 2.700 millones. En particular, la adopción de las energías renovables en las aplicaciones rurales, la utilización de bioenergía producida a nivel local para generar electricidad y el acceso a unas instalaciones de cocina limpias contribuirán a lograr el acceso universal a los servicios energéticos modernos. La transición a ese tipo de servicios ha sido descrita como un ascenso escalonado, que deja atrás los dispositivos o combustibles tradicionales para sustituirlos por otros más modernos, más respetuosos con el medio ambiente y con menores efectos negativos para la salud. Esa transición está influida por el nivel de ingresos. [1.4.1, 9.3.2]

La implantación de la energía renovable puede también atenuar los problemas de seguridad energética vinculados a la disponibilidad y distribución de los recursos, y a la variabilidad y fiabilidad del suministro de energía. A medida que estas tecnologías ayudan a diversificar la cartera de fuentes de energía, a reducir la vulnerabilidad de las economías a la volatilidad de los precios y a apartar las transacciones de cambio de moneda de las importaciones de energía, se reducen las desigualdades sociales desde el punto de vista del suministro energético. El suministro de energía está actualmente encabezado por los combustibles de origen fósil (petróleo y gas natural), cuyos precios han sido volátiles, lo cual ha tenido importantes implicaciones en la sostenibilidad social, económica y medioambiental durante los últimos decenios, especialmente en los países en desarrollo y en otros con altos porcentajes de combustible importado. [1.4.1, 9.2.2, 9.3.3, 9.4.3]



Notas: Los valores medios de las subcategorías figuran en el orden en que aparecen en sus respectivas horquillas de valores (de izquierda a derecha):

Energía	Calor	Combustibles para el transporte
<p>Biomasa:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Combustión combinada 2. Cogeneración de calor y electricidad a pequeña escala (motor de combustión interna por gasificación) 3. Cogeneración de calor y electricidad directa asignada y por cargador 4. Cogeneración de calor y electricidad a pequeña escala (turbina de vapor) 5. Cogeneración de calor y electricidad a pequeña escala (ciclo orgánico de Rankine) <p>Energía solar:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Energía solar por concentración 2. Energía fotovoltaica a gran escala (eje único, inclinación fija) 3. Fotovoltaica comercial en tejados 4. Fotovoltaica residencial en tejados <p>Energía geotérmica:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Planta de condensación súbita 2. Planta de ciclo binario <p>Energía hidroeléctrica:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Todos los tipos <p>Energía oceánica:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Presa mareomotriz <p>Energía eólica:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. En tierra 2. Aguas adentro 	<p>Calor a partir de biomasa:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Cogeneración de calor y electricidad a partir de residuos sólidos urbanos 2. Cogeneración de calor y electricidad por digestión anaeróbica 3. Cogeneración de calor y electricidad de turbina de vapor 4. Calefacción central por gránulos <p>Calor solar térmico:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sistemas de agua caliente sanitaria en China 2. Calentamiento de agua y calefacción <p>Calor geotérmico:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Invernaderos 2. Estanques acuícolas al aire libre 3. Calefacción centralizada en barrios o ciudades 4. Bombas de calor geotérmicas 5. Calefacción geotérmica de edificios 	<p>Biocombustibles:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Etanol obtenido del maíz 2. Biodiésel de soja 3. Etanol obtenido del trigo 4. Etanol obtenido de la caña de azúcar 5. Biogasóleo del aceite de palma

La horquilla inferior del costo nivelado de la energía para cada tecnología de energía renovable está basada en una combinación de los valores de insumo más favorables, mientras que la horquilla superior está basada en una combinación de los menos favorables. Los intervalos de referencia que aparecen en el fondo de la figura, correspondientes a las opciones de la energía no renovable, son indicativos del costo nivelado de la generación de energía centralizada no renovable. Los intervalos de referencia de los valores térmicos indican el costo reciente de las opciones de suministro mediante petróleo y gas. Los intervalos de referencia de los combustibles para el transporte se basan en los precios al contado recientes del petróleo crudo, cifrados entre 40 y 130 dólares/barril, y los correspondientes costos del gasóleo y la gasolina, excluidos los impuestos.

Figura RT.1.9 | Horquilla de costos nivelados recientes de la energía para varias tecnologías de energía renovable disponibles en el comercio, en comparación con los costos recientes de las energías no renovables. En la figura, las subcategorías tecnológicas y las tasas de descuento aparecen totalizadas. En [1.3.2, 10.5, anexo III] se encontrarán figuras similares más desglosadas o sin totalizar. En [10.5] se ofrece información adicional sobre el costo de las opciones del suministro de energía no renovable. [véase la figura 10.28]

La mitigación del cambio climático es uno de los principales motores del aumento de la demanda de tecnologías de la energía renovable. Además de reducir las emisiones de GEI, las tecnologías de la energía renovable pueden ofrecer beneficios en términos de contaminación atmosférica y en el ámbito de la salud, en comparación con los combustibles de origen fósil. Sin embargo, para evaluar la carga global del sistema energético sobre el medio ambiente y la sociedad, y para identificar posibles condicionantes recíprocos y sinergias, habrá que tener en cuenta también los impactos medioambientales, además de las emisiones de gases de efecto invernadero y las categorías de esos gases. Los recursos pueden resultar también afectados por el cambio climático. Las evaluaciones del ciclo de vida facilitan una comparación cuantitativa de las emisiones de

principio a fin' para diferentes tecnologías de energía. En la figura RT.1.10 se ilustra la estructura del ciclo de vida para los análisis de las emisiones de CO_2 , y se indican en términos cualitativos las implicaciones relativas de los GEI respecto de la energía renovable, la energía nuclear y los combustibles de origen fósil. [1.4.1, 9.2.2, 9.3.4, 11.3.1]

Los usos tradicionales de la biomasa afectan a la salud, debido a sus elevadas concentraciones de partículas y de monóxido de carbono, entre otros contaminantes. A ese respecto, las tecnologías de producción de electricidad a partir de energías renovables sin combustión podrían reducir considerablemente la contaminación atmosférica local y regional, y atenuar los impactos para la salud en comparación con la generación

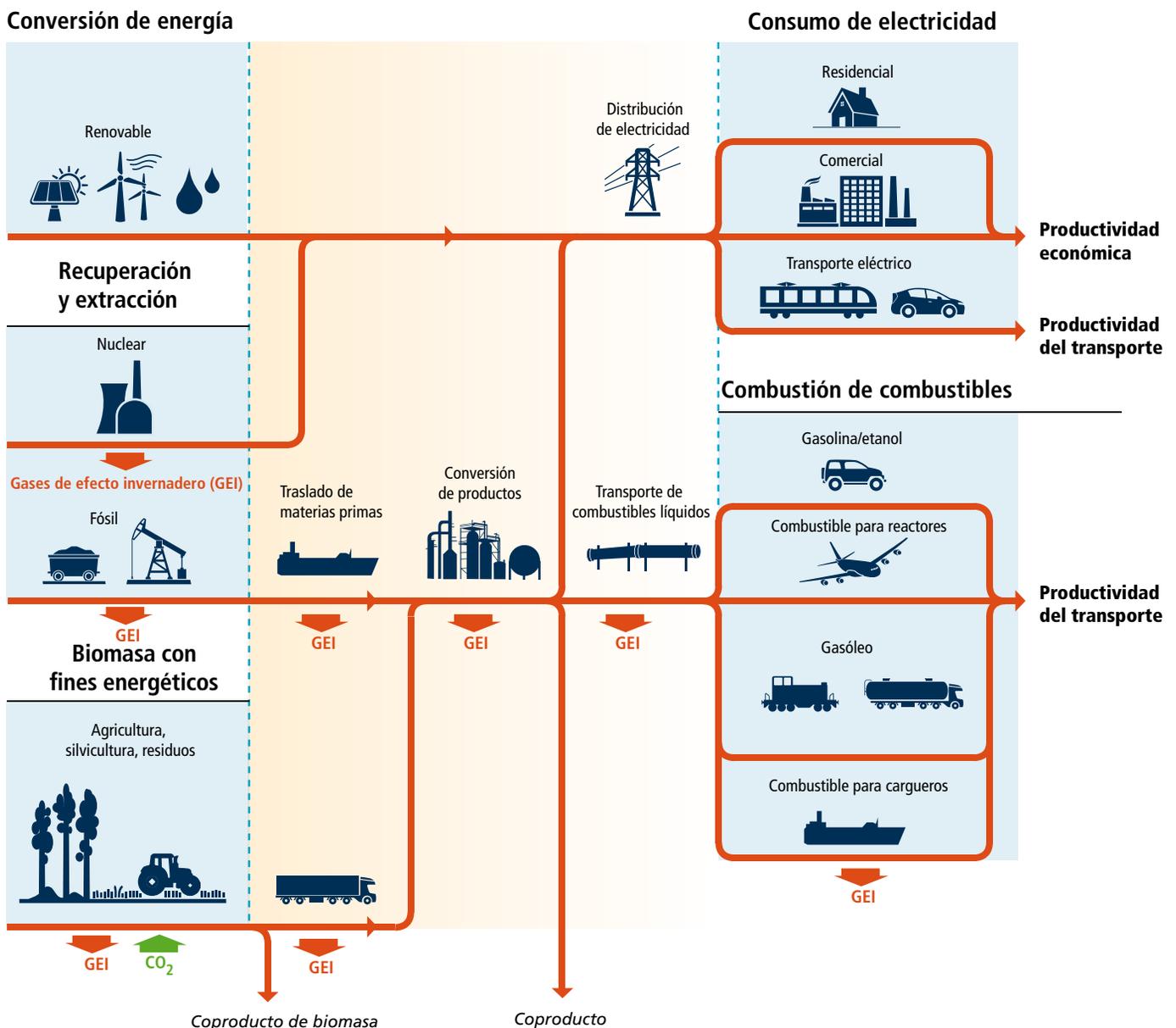


Figura RT.1.10 | Sistema ilustrativo de producción y utilización de energía, que ejemplifica el papel desempeñado por la energía renovable, junto con otras opciones de producción. Para efectuar evaluaciones del ciclo de vida es necesaria una metodología sistémica. [véase la figura 1.22]

de electricidad a partir de recursos de origen fósil. La mejora de los usos tradicionales de la biomasa podría reducir el impacto negativo sobre el desarrollo sostenible y, en particular la contaminación atmosférica a nivel local y en espacios interiores, las emisiones de gases de efecto invernadero, la deforestación y la degradación de los bosques. [1.4.1, 2.5.4, 9.3.4, 9.3.4, 9.4.2]

El impacto de los sistemas energéticos en los recursos hídricos depende, en gran medida, de la tecnología seleccionada y de las condiciones locales. La producción de electricidad mediante energía eólica y energía solar fotovoltaica, por ejemplo, necesita de muy poca agua en comparación con las tecnologías de conversión térmica, y no afecta a la calidad del agua o del aire. Una disponibilidad de agua limitada para la refrigeración de las centrales eléctricas térmicas reduce su eficiencia, y puede afectar a las centrales que utilizan carbón, biomasa, gas, energía nuclear o tecnologías de energía por concentración solar. En Estados Unidos y Francia se ha reducido significativamente, en los últimos años, la potencia de las centrales nucleares y de carbón durante períodos de sequía. El carbón explotado a cielo abierto, en particular, altera seriamente la tierra; las minas de carbón pueden originar un drenaje ácido, y el almacenamiento de cenizas de carbón puede contaminar las aguas superficiales y subterráneas. La producción y el transporte de petróleo han ocasionado importantes vertidos terrestres y acuáticos. La mayoría de las tecnologías renovables generan menos contaminantes atmosféricos y del agua convencionales que los combustibles de origen fósil, aunque podrían necesitar de grandes extensiones de terreno, como es el caso, por ejemplo, de la energía hidroeléctrica obtenida de embalses, de las tecnologías eólica o de los biocombustibles. Dado que es ya inevitable un cierto grado de cambio climático, la adaptación a este es también un componente esencial del desarrollo sostenible. [1.4.1, 9.3.4]

En el CIE se define el concepto de barrera como "todo impedimento que dificulta la consecución de una meta o de un potencial de adaptación o de mitigación que pueda ser superado o atenuado mediante una medida o programa de políticas". Las barreras a la utilización de la energía renovable pueden clasificarse en fallos del mercado y barreras económicas; barreras de información y de sensibilización; barreras socioculturales, y barreras institucionales y de política. En el capítulo 11 se analizan extensamente las políticas y los mecanismos financieros que permitirían superar esas barreras. Cuando una barrera afecta particularmente a determinada tecnología, es examinada en el capítulo correspondiente del presente informe [capítulos 2 a 7]. En la tabla 1.5 del capítulo 1 se ofrece un resumen de las barreras y posibles instrumentos de política que permitirían superar tales impedimentos. Los fallos del mercado responden frecuentemente a factores externos. Estos son consecuencia de actividades humanas, en aquellos casos en que los agentes responsables de tales actividades no han tomado plenamente en cuenta el impacto de esas actividades en otras. Otro fallo del mercado es la apropiación de las rentas por entidades monopolísticas. En lo que se refiere a la implantación de la energía renovable, tales fallos del mercado pueden manifestarse como inversiones insuficientes en invención e innovación en tecnologías de la energía renovable, impactos medioambientales de costo no calculado, y riesgos de la utilización de la energía, como la aparición de monopolios (un único vendedor) o monopsonios (un único comprador) en los mercados de la energía. Otras barreras económicas son los costos de inversión anticipados y los riesgos financieros, vinculados en este último caso a la inmadurez de la tecnología. [1.4.2, 1.5, 11.4]

Entre las barreras relativas a la información y a la sensibilización cabe mencionar las deficiencias de los datos referentes a los recursos naturales, resultantes frecuentemente del carácter específico del emplazamiento (por ejemplo, los regímenes del viento local), de la falta de recursos humanos preparados de manera adecuada (capacidad), especialmente en las zonas rurales de los países en desarrollo, y de una conciencia insuficiente del público y de las instituciones. Las barreras socioculturales están intrínsecamente vinculadas a los valores y normas sociales y personales que afectan a la imagen y aceptación de las energías renovables, cuya evolución puede ser lenta. Las barreras institucionales y de políticas abarcan las reglamentaciones existentes en materia de industrias, infraestructura y mercado energético. Pese a la liberalización de los mercados de la energía en varios países durante los años noventa, las estructuras industriales actuales se hallan todavía muy concentradas, y las reglamentaciones que rigen las empresas energéticas están orientadas todavía, en muchos países, a los proveedores monopolísticos o casi monopolísticos. Las reglamentaciones y normas técnicas han evolucionado con base en el supuesto de que los sistemas de energía son grandes y están centralizados, y poseen una elevada densidad de potencia y/o alta tensión. Los derechos de propiedad intelectual, los aranceles al comercio internacional y la falta de ayudas financieras estatales pueden constituir también barreras. [1.4.2]

Los desajustes no son fáciles de resolver mediante políticas o programas. Un desajuste consiste en que un recurso puede ser demasiado exiguo para ser útil en determinada ubicación o para determinado fin. Ciertos recursos renovables, como el viento o la energía solar, son variables, por lo que no siempre estarán disponibles para ser suministrados cuando son necesarios. Además, la densidad de energía de numerosas fuentes renovables es relativamente baja, por lo que esos niveles de potencia podrían ser insuficientes por sí solos para ciertos fines, como en el caso de las instalaciones industriales de gran escala. [1.4.3]

1.5 El papel de las políticas, la investigación y el desarrollo, y las estrategias de implantación e implementación

Cada vez son más y más diversas las políticas de la energía renovable que – motivadas por diversos factores– han impulsado el crecimiento de las tecnologías de la energía renovable en los últimos años. Para los responsables de políticas que deseen favorecer el desarrollo y la implantación de las tecnologías de la energía renovable con fines de mitigación del cambio climático, es esencial considerar el potencial reductor de emisiones de esas energías desde la perspectiva de su ciclo de vida, como se analiza en los capítulos de este informe dedicados a las distintas tecnologías. Se han diseñado diversas políticas para abordar todas las etapas del desarrollo, entre ellas, las de investigación y desarrollo (I+D), la puesta a prueba, la implantación, la comercialización, la preparación del mercado, la penetración del mercado, el mantenimiento y monitoreo, así como la integración en el sistema existente. [1.4.1, 1.4.2, 9.3.4, 11.1.1, 11.2, 11.4, 11.5]

Son dos los fallos del mercado generalmente abordados: 1) el costo externo de las emisiones de GEI no se traduce en un precio adecuado, y 2) la implantación de tecnologías bajas en carbono, como las energías renovables, reporta a la sociedad beneficios superiores a los previstos por el innovador, lo cual se traduce en unas inversiones insuficientes en tales actividades. [1.4, 1.5, 11.1, 11.4]

Los responsables de políticas y las instancias decisorias afrontan el mercado de distintas maneras. No existe una única lista de opciones o grupos de opciones de política de la energía renovable acordada a nivel mundial. En términos simplificados, las políticas de I+D y de implantación se clasifican en el presente informe con arreglo a las categorías siguientes [1.5.1, 11.5]:

- Incentivos fiscales: otorgamiento a los agentes (individuos, hogares, empresas) de una reducción de su contribución a la Hacienda Pública en forma de impuestos sobre la renta o de otra índole;
- Finanzas públicas: apoyos estatales, de los que se espera obtener un beneficio financiero (préstamos, acciones) o en relación con los cuales se contrae una responsabilidad financiera (garantías), y
- Reglamentaciones: reglas que determinan o controlan la conducta de los reglamentados.

La I+D, la innovación y la difusión e implantación de nuevas tecnologías bajas en carbono reportan a la sociedad beneficios superiores a los previstos por el innovador, lo cual se traduce en una inversión insuficiente en tales actividades. Así, la I+D estatal puede desempeñar un papel importante como impulsora de las tecnologías de energías renovables. Las inversiones públicas de I+D alcanzan su mayor eficacia cuando están complementadas por otros instrumentos de política, orientados particularmente a la implantación de la energía renovable y a fomentar la demanda de nuevas tecnologías de ese tipo. [1.5.1, 11.5.2]

Ciertos elementos de esas políticas han resultado ser más eficaces y racionales a la hora de acelerar la implantación de la energía renovable, pero no existe una única política de validez universal. La experiencia demuestra que la aplicación de diferentes políticas o combinaciones de políticas puede ser más eficaz y racional en función de factores tales como el grado de madurez tecnológica, el capital disponible, la facilidad de integración en los sistemas existentes, o la base de recursos locales y nacionales de energías renovables, a saber:

- Varios estudios han concluido que ciertas tarifas de alimentación han promovido de manera eficaz y racional la electricidad renovable, gracias principalmente a la combinación de precios fijados por largos períodos, el pago de primas, las conexiones a la red, o la compra garantizada de toda la electricidad renovable generada. Las políticas de cuotas pueden ser eficaces y racionales si tienen por objeto la reducción de riesgos, por ejemplo, en los contratos de larga duración.
- Un número creciente de gobiernos está adoptando incentivos fiscales a la calefacción y refrigeración mediante la energía renovable. La utilización obligatoria de la energía renovable para usos de calefacción está suscitando interés, debido a sus posibilidades de fomentar el crecimiento sin necesidad de una ayuda financiera estatal.
- En el sector del transporte, la utilización o mezcla obligatoria de combustibles de la energía renovable es un elemento clave en el desarrollo de la mayoría de las industrias modernas de biocombustibles. Otras políticas pueden consistir en pagos estatales directos o en desgravaciones fiscales. Las políticas han influido en el desarrollo de un comercio internacional de biocombustibles y de gránulos.

Una tarea importante consistirá en encontrar una modalidad de interacción entre las políticas de la energía renovable y de fijación de precios del carbono, de tal modo que ambas se beneficien más de las sinergias que de los condicionantes recíprocos. A largo plazo, el apoyo al aprendizaje de tecnologías renovables podría ayudar a reducir los costos de la mitigación, y la fijación de precios del carbono podría mejorar la competitividad de las energías renovables. [1.5.1, 11.1, 11.4, 11.5.7]

Las tecnologías de la energía renovable pueden desempeñar un papel más destacado si van acompañadas de políticas 'propiciadoras'. Será posible conseguir un entorno favorable, o 'propiciador', para las energías renovables si se abordan las posibles interacciones de una política dada con las restantes políticas de la energía renovable o de otra índole, y la existencia de un entorno propiciador podría mejorar la eficiencia y eficacia de las políticas de fomento de la energía renovable. Dado que todas las modalidades de captación y producción de la energía renovable conllevan consideraciones espaciales, las políticas deberán contemplar el uso de la tierra, el empleo, el transporte, la agricultura, el agua, la seguridad alimentaria y el comercio, así como la infraestructura existente y otros aspectos sectoriales específicos. Las máximas posibilidades de éxito se obtendrán cuando las políticas estatales sean complementarias entre sí. [1.5.2, 11.6]

Así, por ejemplo, para impulsar las tecnologías de la energía renovable en el sector eléctrico serán necesarias políticas que aborden su integración en los sistemas de transmisión y distribución, tanto desde el punto de vista técnico [véase el capítulo 8] como institucional [véase el capítulo 11]. La red deberá tener capacidad para ofrecer un suministro tradicional, frecuentemente más centralizado, y un abastecimiento moderno a partir de energías renovables, que a menudo son de carácter variable y distribuido. [1.5.2, 11.6.5]

En el sector del transporte, es necesario abordar las necesidades de infraestructura para los biocombustibles, la recarga de hidrógeno, los vehículos de batería o vehículos eléctricos híbridos que se alimentan de la red eléctrica o de un suministro eléctrico renovable externo a la red.

Si las instancias decisorias desean mejorar la proporción de energías renovables y al canzar al mismo tiempo unos objetivos ambiciosos de mitigación del clima, será esencial adoptar unos compromisos duraderos, dotarse de flexibilidad y aprender de la experiencia. Para conseguir unos niveles internacionales de estabilización de la concentración de GEI que incorporen elevados porcentajes de la energía renovable, será necesario un cambio estructural de los sistemas energéticos actuales durante los próximos decenios. El tiempo disponible se reduce a unas cuantas decenas de años, y las energías renovables deberán desarrollarse e integrarse en un sistema creado en el contexto de una estructura de energía ya existente, y muy diferente de la que sería necesaria para permitir una mayor penetración de la energía renovable en el futuro. [1.5.3, 11.7]

Una reorientación estructural del sistema energético mundial para incorporar como elemento básico las energías renovables podría comenzar por otorgar un papel destacado a la eficiencia energética y, al mismo tiempo, a las energías renovables. Son necesarias políticas adicionales que no se limiten a la I+D y que apoyen la implantación de esas tecnologías; la creación de un entorno propiciador que comprenda la educación y la sensibilización, y el desarrollo sistemático de políticas integradoras en sectores más amplios, como los de la agricultura, el transporte, la gestión de los recursos hídricos o la planificación urbanística. La conjunción apropiada y fiable de instrumentos de ese tipo es todavía más importante en aquellos casos en que la infraestructura energética no está todavía desarrollada y las previsiones indican un aumento importante de la demanda de energía en el futuro. [1.2.5, 1.5.3, 11.7, 11.6, 11.7]

2. Bioenergía

2.1 Introducción a la biomasa y a la bioenergía

La bioenergía está integrada de manera compleja en los sistemas mundiales de biomasa que producen alimentos, piensos, fibra y productos forestales, así como en la gestión de desechos y residuos. Tal vez más importante sea que la bioenergía cumple una función decisiva y está íntimamente vinculada a los medios de subsistencia cotidianos de miles de millones de personas en los países en desarrollo. En la figura RT.2.1 se ilustran los tipos de biomasa utilizados para obtener bioenergía en los países desarrollados y en desarrollo. Para extender considerablemente la producción de bioenergía será necesaria una gestión sofisticada del uso de la tierra y del agua; un

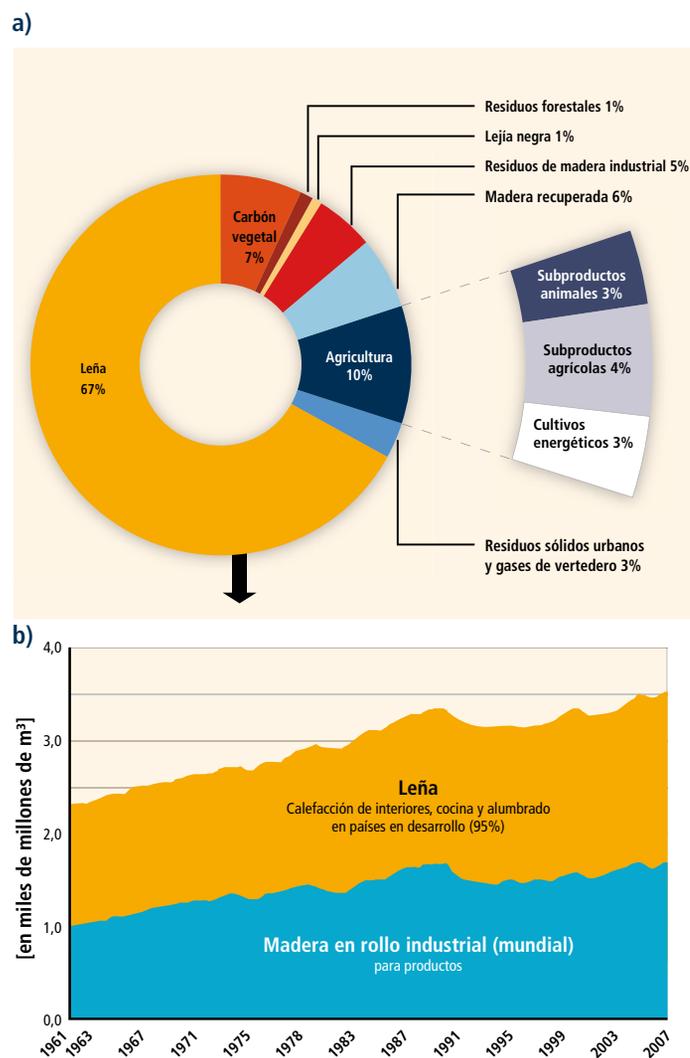


Figura RT.2.1 | (a) Fuentes porcentuales de biomasa primaria para la generación de energía a nivel mundial, y b) uso de la leña en los países en desarrollo, que iguala los niveles de producción industrial mundial de la madera en rollo. [véase la figura 2.1]

Nota: 1. Los productos de madera en rollo constan de madera de aserrar y tableros de chapa utilizados en la industria maderera y de virutas de madera utilizadas para la fabricación de pulpa de madera en las industrias de papel ordinario, papel de periódico y papel de estraza. En 2009, como consecuencia de la crisis económica, se experimentó una disminución de 3,25 (total) y 1,25 (industrial) miles de millones de m³.

aumento de la productividad mundial de insumos para la obtención de productos alimentarios, piensos, fibra, productos forestales y energía; mejoras sustanciales en las tecnologías de conversión, y un conocimiento detallado de las complejas interacciones sociales, energéticas y medioambientales asociadas a la producción y utilización de la bioenergía.

En 2008, la biomasa representó cerca de un 10% (50,3 EJ/año) del suministro mundial de energía primaria (véase la tabla RT.2.1). Los usos principales de la biomasa se dividen en dos grandes categorías:

- Biomasa tradicional de baja eficiencia⁷ (por ejemplo, madera, paja, estiércol u otros tipos de abonos), utilizada para la cocina, la iluminación y la calefacción de interiores, generalmente en las poblaciones más pobres de los países en desarrollo. La mayor parte de esa biomasa es quemada, lo cual acarrea impactos negativos graves en la salud y las condiciones de vida. Cada vez más, el carbón vegetal es el vector de energía secundaria en las zonas rurales aptas para crear cadenas de producción. Como indicador de la magnitud de la utilización de biomasa tradicional, en la figura RT.2.1 b) se ilustra el hecho de que el suministro mundial de energía primaria a partir de la biomasa tradicional evoluciona paralelamente a la producción mundial de madera industrial. [2.5.4, 2.3, 2.3.2.2, 2.4.2, 2.5.7]
- Las tecnologías bioenergéticas modernas altamente eficientes hacen uso de sólidos, líquidos y gases, más convenientes como vectores de energía secundaria para generar calor, electricidad, cogeneración de calor y electricidad y combustibles para el transporte destinados a los diversos sectores. Los biocombustibles líquidos comprenden la cogeneración de calor y electricidad y el etanol para el transporte mundial por carretera y ciertos usos industriales. Los gases obtenidos de la biomasa (principalmente el metano) mediante la digestión anaeróbica de residuos agrícolas y el tratamiento de residuos sólidos urbanos se utilizan para generar electricidad, calor o ambos. La contribución más importante a estos servicios se obtiene del material sólido en forma de virutas, gránulos, madera recuperada de usos anteriores y otras variantes. La calefacción puede consistir en el calentamiento de interiores o del agua, como los sistemas de calefacción central en barrios o ciudades. El suministro total estimado de la biomasa primaria mediante tecnologías bioenergéticas modernas se cifra en 11,3 EJ/año, y la energía secundaria suministrada a los consumidores de uso final, en torno a 6,6 EJ/año. [2.3.2, 2.4, 2.4.6, 2.6.2]

Además, en el sector industrial, que abarca las industrias de la pulpa de madera y papel, la silvicultura y los alimentos, se consume aproximadamente 7,7 EJ de biomasa anuales, principalmente como insumo para la generación de vapor en los procesos industriales. [2.7.2, 8.3.4]

2.2 Potencial de los recursos bioenergéticos

La complejidad inherente a los recursos de biomasa hace que la evaluación de su potencial técnico conjunto sea controvertida y difícil de caracterizar. La horquilla de estimaciones publicadas va desde el potencial técnico cero

7 Se define la biomasa tradicional como el consumo de biomasa en el sector residencial de los países en desarrollo, en referencia a la utilización, frecuentemente insostenible, de madera, carbón vegetal, residuos agrícolas y estiércol destinada a la cocina y la calefacción. Todos los demás usos de la biomasa se definen como biomasa moderna; en este informe se hace también la distinción entre las aplicaciones bioenergéticas modernas y las aplicaciones industriales bioenergéticas altamente eficientes, con distintos grados de eficiencia [véase el anexo I]. La renovabilidad y sostenibilidad de los usos de la biomasa se abordan principalmente en las secciones 2.5.4 y 2.5.5, respectivamente (véanse también la sección 1.2.1 y el anexo I).

Tabla RT.2.1 | Ejemplos de flujos de energía a partir de biomasa tradicional y moderna selecta durante 2008; véanse las notas referentes a los flujos específicos y a los problemas relacionados con la contabilidad en la tabla 2.1. [véase la tabla 2.1]

Tipo	Energía primaria aproximada (EJ/año)	Eficiencia promedio aproximada (%)	Energía secundaria aproximada (EJ/año)
Biomasa tradicional			
Contabilizada en las estadísticas sobre balance energético de la Agencia Internacional de la Energía (AIE)	30,7	10–20	3–6
Valor estimado de los sectores no estructurados (por ej., carbón vegetal [2.1])	6–12		0,6–2,4
Total biomasa tradicional	37–43		3,6–8,4
Bioenergías modernas			
Electricidad y cogeneración de calor y electricidad a partir de biomasa, residuos sólidos urbanos y biogás	4,0	32	1,3
Calefacción en edificios residenciales, públicos y comerciales a partir de biomasa sólida y biogás	4,2	80	3,4
Combustibles para el transporte por carretera (etanol y biodiésel)	3,1	60	1,9
Total bioenergía moderna	11,3	58	6,6

(biomasa no disponible para la producción de energía) hasta un potencial teórico máximo de 1.500 EJ aproximadamente, obtenidos mediante modelos mundiales. En la figura RT.2.2 se ofrece un resumen de los potenciales técnicos contemplados en la mayoría de los estudios, incluidos los datos del análisis de escenarios del capítulo 10. Para situar en perspectiva el potencial técnico de la biomasa generadora de energía, la biomasa mundial utilizada para obtener energía se cifra actualmente en 50 EJ/año aproximadamente, y la totalidad de la biomasa cosechada y destinada a alimentos, piensos y fibra, expresada en equivalentes calóricos, contiene cerca de 219 EJ/año (datos de 2000); sería necesaria prácticamente la totalidad de la cosecha mundial actual de biomasa para obtener una producción de 150 EJ/año de bioenergía, a partir de ahora hasta 2050. [2.2.1]

Mediante una evaluación del potencial técnico basada en un análisis de las publicaciones disponibles en 2007 y en los estudios de modelización, se llegó a la conclusión de que la cota superior del potencial técnico podría ascender en 2050 a unos 500 EJ, representados en la barra desglosada de la figura RT.2.2. El estudio presupone marcos de políticas que aseguren un buen gobierno del uso de la tierra e importantes mejoras de la gestión agrícola y tiene en cuenta las limitaciones de agua, la protección de la biodiversidad, la degradación de los suelos y la competencia por los alimentos. Los residuos provenientes de residuos forestales, agrícolas y orgánicos (incluida la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos, el estiércol, los residuos de procesos, etc.) se estiman en 40 a 170 EJ/año aproximadamente, con una estimación media cifrada en torno a 100 EJ/año. Esta parte del potencial técnico es un dato relativamente certero, pero la

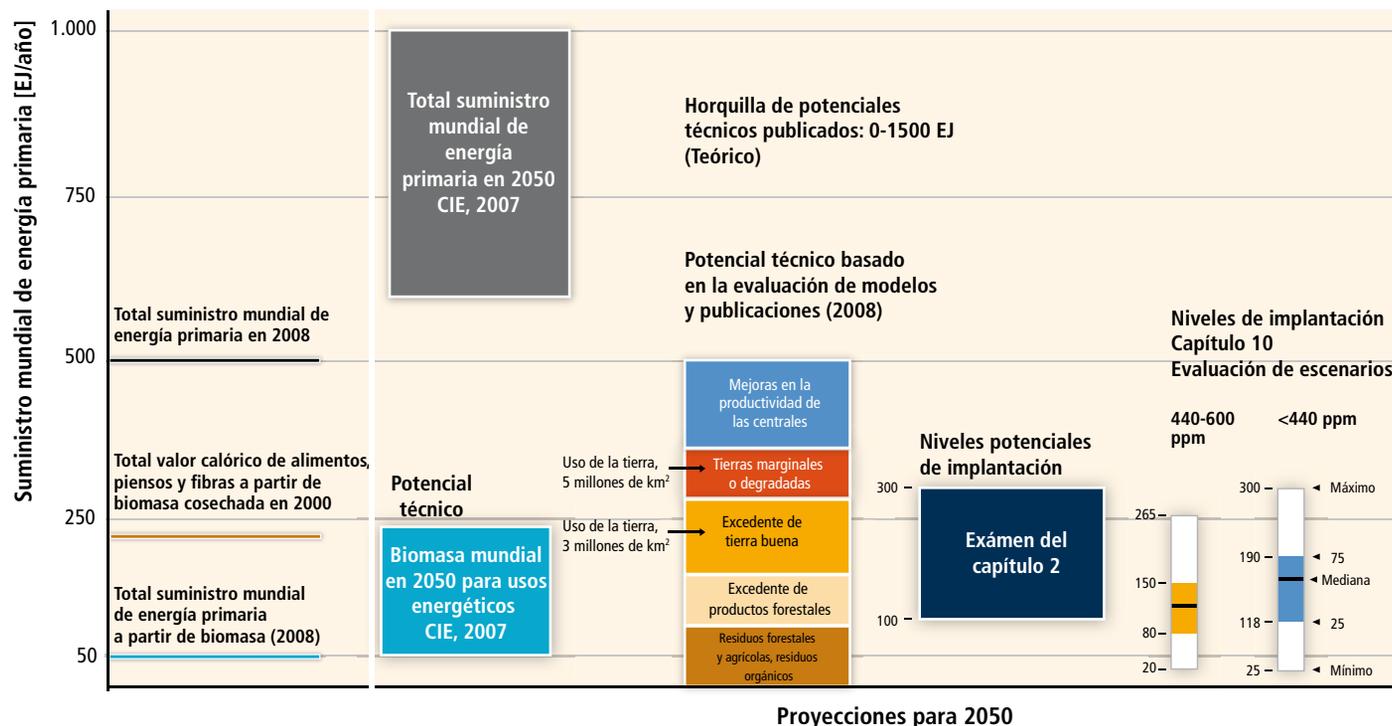


Figura RT.2.2 | Resumen de las principales proyecciones para 2050 del potencial técnico mundial de biomasa terrestre para la generación de energía, y de los posibles niveles de implantación, en comparación con los valores del suministro mundial total de la energía primaria y la biomasa en 2008, así como la energía equivalente de la cosecha mundial total de biomasa. [véase la figura 2.25]

competitividad que existe entre las aplicaciones podría reducir la disponibilidad neta de las aplicaciones energéticas hasta los valores mínimos de la horquilla. El excedente de productos forestales distintos de los residuos tiene un potencial técnico adicional de 60 a 100 EJ/año aproximadamente. Una estimación baja de la producción de cultivos energéticos con posibles excedentes y en tierras de cultivo y pastizales de buena calidad se sitúa en 120 EJ/año. La contribución de las tierras marginales y degradadas escasas en agua podría representar otros 70 EJ/año. Esta cifra abarcaría un área extensa donde la escasez de agua impone limitaciones y la degradación de los suelos es más acentuada. Un aprendizaje sólido de las tecnologías agrícolas que reportase mejoras de la gestión agrícola y pecuaria añadiría otros 140 EJ/año. Estas tres categorías, conjuntamente, arrojan un potencial técnico de hasta aproximadamente 500 EJ/año, según este análisis (véase la figura RT.2.2).

Para desarrollar ese potencial técnico sería necesario un gran despliegue de políticas; la implantación real sería probablemente menor, y la base de recursos de biomasa se limitaría en gran medida a un porcentaje de los residuos y desechos orgánicos de biomasa, una cierta proporción de cultivos bioenergéticos en tierras marginales y degradadas, y algunas regiones en que la biomasa constituyera una opción del suministro energético más económica que las opciones de referencia principales (por ejemplo, la producción de etanol a partir de la caña de azúcar). [2.2.2, 2.2.5, 2.8.3]

Basándose en las publicaciones científicas disponibles, las conclusiones del examen de los expertos son las siguientes: [2.2.2–2.2.4]

- Los factores importantes abarcan: 1) la población y el desarrollo económico y tecnológico, la demanda de alimentos, piensos y fibra (incluidas las dietas), y la evolución de la agricultura y de la silvicultura; 2) los impactos del cambio climático sobre los usos de la tierra futuros y, en particular, su capacidad de adaptación, y 3) el grado de degradación de las tierras y de la escasez de agua, y las necesidades de conservación de la biodiversidad y de la naturaleza.
- Los flujos de residuos en la agricultura y silvicultura, y las tierras agrícolas no utilizadas (o profusamente utilizadas, con lo que se convierten en marginales o degradadas) son fuentes importantes del aumento de la producción de biomasa para la generación de energía, tanto a corto como a largo plazo. Las limitaciones obligadas que impone la biodiversidad, y la necesidad de mantener ecosistemas saludables y de evitar la degradación de los suelos, fijan los límites para la extracción de residuos en los sectores agrícola y forestal.
- El cultivo de especies vegetales apropiadas (por ejemplo, cultivos perennes o especies leñosas) permitiría incrementar los potenciales técnicos gracias a la producción de bioenergía en tierras menos adecuadas para el cultivo de alimentos convencionales; hay que considerar también que los cultivos convencionales en ese tipo de tierras pueden generar emisiones de carbono del suelo.
- Los sistemas del uso de la tierra multifuncionales, cuya producción de bioenergía está integrada en los sistemas agrícola y forestal, pueden contribuir a la conservación de la biodiversidad, y ayudar a restaurar y mantener la productividad de los suelos y ecosistemas saludables.
- Las regiones que padecen escasez de agua pueden tener una producción limitada. Hay que considerar la posibilidad de que la conversión de tierras en plantaciones de biomasa reduzca la disponibilidad de agua corriente abajo. La utilización de cultivos de energía adecuados y tolerantes a las sequías puede facilitar la adaptación en situaciones de escasez de agua. Al evaluar el potencial de los recursos biomásicos hay que considerar más atentamente las limitaciones y oportunidades que entrañan la disponibilidad de agua y la competencia por su consumo.

Teniendo en cuenta las restricciones indicadas más arriba, los expertos concluyeron que los posibles niveles de implantación de la biomasa para la obtención de energía podría, en 2050, situarse entre 100 y 300 EJ. Esta cifra, sin embargo, conlleva un amplio margen de incertidumbre, vinculado por ejemplo a las condiciones del mercado o a las políticas y dependerá, en gran medida, de la rapidez con que evolucione el sector agrícola en la producción de alimentos, piensos y fibra y productos forestales. Uno de los estudios publicados sugiere, por ejemplo, que la bioenergía puede aumentar desde unos 100 EJ/año en 2020 hasta 130 EJ/año en 2030, pudiendo llegar a 184 EJ/año en 2050. [2.2.1, 2.2.2, 2.2.5]

Para alcanzar los valores de implantación más elevados que contempla el estudio, cifrados en 300 EJ/año (véase la figura RT.2.2), sería necesario un despliegue de políticas, orientadas especialmente a mejorar los métodos y la eficiencia del sector agrícola, y una adecuada gobernanza (por ejemplo, mediante la zonificación) del uso de la tierra.

2.3 Tecnología y aplicaciones de la bioenergía

Las aplicaciones comerciales de las tecnologías bioenergéticas abarcan la producción de calor, a escalas que van desde el cocinado de alimentos en el hogar mediante hornillos hasta los grandes sistemas de calefacción central en barrios o ciudades; la producción de energía eléctrica mediante la combustión de biomasa, la cogeneración, o la combustión combinada de biomasa y biocombustibles, así como los biocombustibles líquidos de primera generación obtenidos de cultivos petroleros (biodiésel) y de azúcar o de almidón (etanol), como puede verse en las líneas continuas de la figura RT.2.3. En la figura se ilustra también la evolución de los insumos (por ejemplo, la biomasa acuática), las vías de conversión y los productos⁸. [2.3, 2.6, 2.7, 2.8]

En la sección 2.3 se abordan varias cuestiones esenciales en torno a la producción de biomasa y a la logística del suministro de insumos a los usuarios (para particulares, en el caso de la biomasa tradicional y moderna, o bien para empresas que utilizan y generan productos de energía secundaria o, cada vez más, un sector no estructurado de producción y distribución de carbón vegetal). Las tecnologías de conversión que transforman la biomasa en vectores de energía secundaria adecuada hacen uso de procesos termoquímicos, químicos o bioquímicos, y aparecen resumidas en las secciones 2.3.1 a 2.3.3 y 2.6.1 a 2.6.3. En el capítulo 8 se aborda la integración de productos energéticos en los sistemas de energía actuales y futuros. [2.3.1–2.3.3, 2.6.1–2.6.3]

2.4 Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector

Un análisis de los mercados y las políticas relacionados con la biomasa revela que la bioenergía ha asistido en los últimos años a un rápido desarrollo gracias, por ejemplo, a la utilización de biomasa moderna para obtener vectores energéticos líquidos y gaseosos (que ha aumentado un 37% entre 2006 y 2009). Las proyecciones de la AIE, entre otras, presuponen que la biomasa permitirá un aumento sustancial del porcentaje de energías renovables, en algunos casos con la ayuda de objetivos nacionales. El comercio internacional de biomasa y biocombustibles ha sido también mucho más importante en los últimos años, ya que durante 2009 la participación de los biocombustibles

⁸ Los biocombustibles obtenidos mediante nuevos procesos se denominan también biocombustibles avanzados o de última generación; por ejemplo, los lignocelulósicos.

(etanol y biodiésel solamente) en el comercio internacional fue del 6%, aproximadamente (con niveles que alcanzaron hasta un 9% en 2008), y la tercera parte de la producción total de gránulos para el consumo de energía estuvo destinada a aplicaciones energéticas. Esta última facilitó una mayor utilización de la biomasa en regiones en que los suministros eran limitados, y permitió movilizar los recursos existentes en áreas carentes de demanda. No obstante, subsisten numerosos obstáculos para el desarrollo de un comercio eficaz de productos básicos a partir de biomasa y biocombustibles que, al mismo tiempo, cumpla los criterios de sostenibilidad. [2.4.1, 2.4.4]

En muchos países, el contexto de políticas sobre bioenergías y, en particular, sobre biocombustibles ha evolucionado rápidamente y de manera espectacular en los últimos años. El debate en torno a la biomasa en cuanto a la competencia entre alimentos y combustibles, y la creciente preocupación por otros conflictos, han impulsado fuertemente el desarrollo y la aplicación de criterios y marcos de sostenibilidad, así como la modificación de los objetivos y plazos fijados en relación con la bioenergía y los biocombustibles. Además, las opciones de apoyo a las industrias de biorrefinería moderna y a los biocombustibles de última generación⁹ están favoreciendo una mayor sostenibilidad de la bioenergía. [2.4.5]

La adopción de unas políticas persistentes y estables ha constituido un factor clave en la consolidación de la capacidad de producción y de los mercados de biomasa, que conllevan una infraestructura y una capacidad de conversión cada vez más competitivas. Esas circunstancias han hecho posible el éxito del programa brasileño, hasta el punto en que el costo de producción del etanol es actualmente inferior al de la gasolina. La fibra del bagazo de caña de azúcar genera calor y electricidad, lo cual se traduce en una cartera de energías basada sustancialmente en las renovables, que reduce además al mínimo las importaciones de petróleo del exterior. Suecia y Finlandia han asistido también a un crecimiento importante de la electricidad renovable y a una mejora de su gestión de recursos integrados, que se ha traducido constantemente en innovaciones, como la simbiosis de industrias implantadas. Los Estados Unidos han conseguido también acelerar la producción mediante una armonización de las políticas nacionales y subnacionales energéticas en los años ochenta y noventa, y de los biocombustibles desde los años noventa hasta la actualidad, al tiempo que los precios y la inestabilidad del petróleo en los principales países productores iban en aumento, fomentando también el desarrollo rural y la seguridad del suministro energético. [2.4.5]

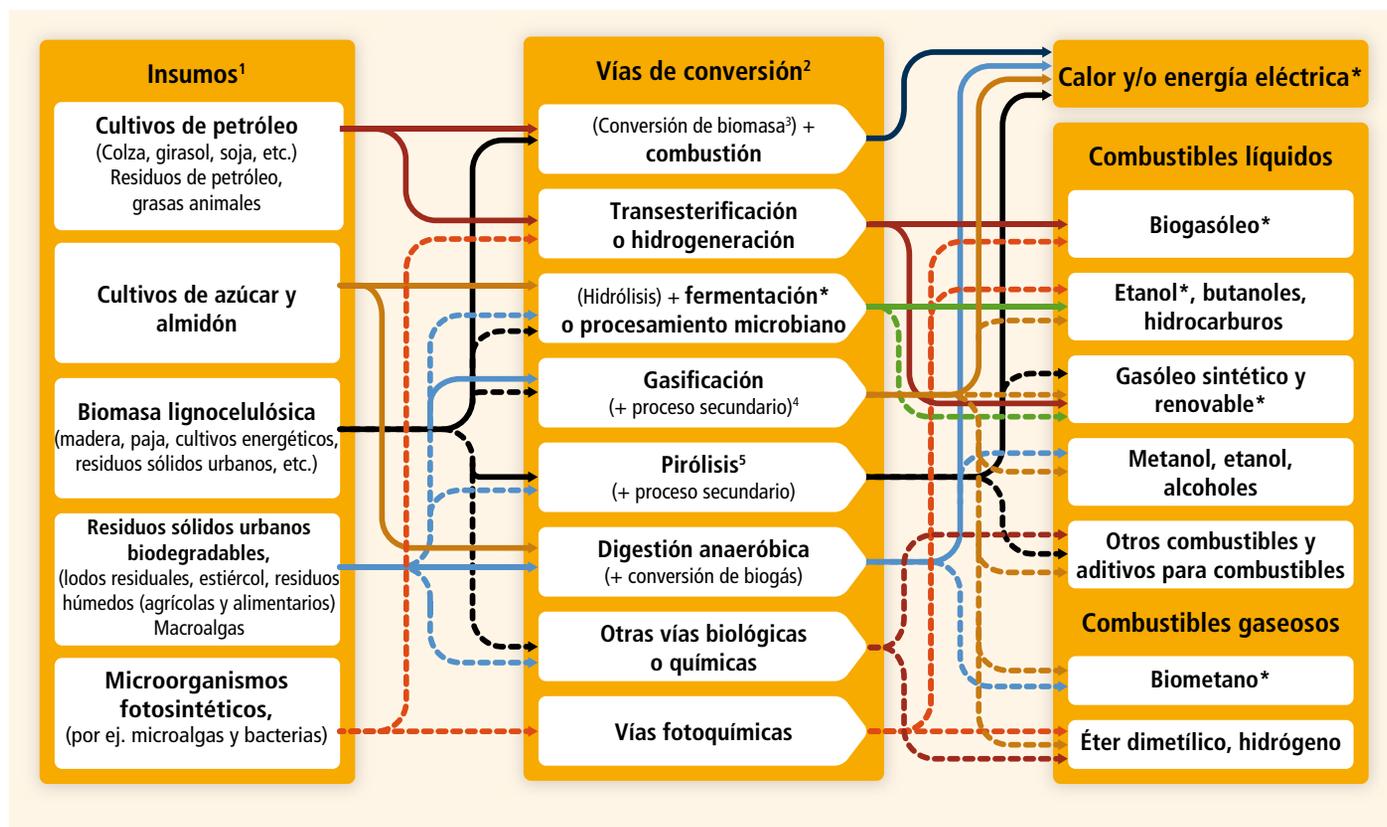


Figura RT.2.3 | Descripción esquemática de las distintas vías comerciales (líneas continuas) y en desarrollo (líneas punteadas) de la bioenergía a partir de insumos de biomasa mediante procesos termoquímicos, químicos, bioquímicos y biológicos de conversión en calor, energía eléctrica, cogeneración de calor y electricidad y combustibles líquidos o gaseosos. Los productos comerciales están marcados con un asterisco. [véase la figura 2.2, 2.1.1]

Notas: 1. Ciertas partes de cada insumo pueden ser utilizadas a lo largo de otras vías. 2. Cada vía puede generar también coproductos. 3. Las mejoras de la biomasa pueden consistir en procesos de densificación (por ejemplo, la granulación, la pirólisis, la torrefacción, etc.). 4. Procesos de digestión anaeróbica de gases que pueden ser convertidos en biometano, esencialmente el metano, que es el componente principal del gas natural. 5. Pueden ser vías de procesamiento térmico diferentes, como los procesos hidrotérmicos, la licuefacción, etc. Otras vías químicas consisten, por ejemplo, en la reformación de fase acuosa. Éter dimetilico.

⁹ Los biocombustibles producidos mediante nuevos procesos (por ejemplo, a partir de biomasa lignocelulósica) se denominan también biocombustibles avanzados.

Los países tienen diferentes prioridades, planteamientos, decisiones tecnológicas y planes de apoyo respecto al desarrollo de la bioenergía. Los mercados y las políticas se vuelven más complejos cuando los países tratan de equilibrar determinadas prioridades en los aspectos relacionados con la agricultura y el uso de la tierra, las políticas y la seguridad energéticas, el desarrollo rural, y la protección del medio ambiente, teniendo presente al mismo tiempo sus etapas de desarrollo específicas, el acceso geográfico a los recursos y la disponibilidad y el costo de estos. [2.4.5, 2.4.7]

En general, a medida que las políticas sobre bioenergía y biocombustibles se vuelven más integradoras, la sostenibilidad pasa a un primer plano como punto de partida. Así está sucediendo en la Unión Europea (UE), Estados Unidos y China, aunque también en numerosos países en desarrollo, como Mozambique y la República Unida de Tanzania. Se trata de un fenómeno positivo, aunque en absoluto definitivo. Las 70 iniciativas registradas durante 2009 en todo el mundo, orientadas al desarrollo y a la implementación de marcos de sostenibilidad y sistemas de certificación de la bioenergía y los biocombustibles, así como de la agricultura y la silvicultura, pueden dar lugar a una fragmentación de los esfuerzos. Se subraya en numerosas ocasiones la necesidad de armonización y de colaboración y diálogo a nivel internacional y multilateral. [2.4.6, 2.4.7]

2.5 Impactos medioambientales y sociales

La producción de bioenergía conlleva interacciones complejas con otros sistemas sociales y medioambientales. Los aspectos preocupantes—desde la salud y la pobreza hasta la biodiversidad y la escasez y la calidad del agua—varían en función de numerosos factores, como las condiciones locales, la tecnología y los insumos seleccionados, la definición de los criterios de sostenibilidad, o el diseño y la ejecución de determinados proyectos. Lo más importante es, posiblemente, la gestión y gobernanza del uso de la tierra cuando se produce biomasa para obtener energía además de abastecer la demanda de alimentos y otras necesidades a partir de la producción agrícola, pecuaria y de fibra. [2.5]

Los cambios directos del uso de la tierra reflejan aquellas situaciones en que la producción de insumos bioenergéticos modifica un uso de la tierra existente, dando lugar a una modificación de las existencias de carbono tanto supratérricas como infratérricas. Los cambios indirectos del uso de la tierra se producen cuando una variación en el volumen de producción de un producto agrícola (es decir, una reducción de la producción alimentaria inducida por la conversión de tierras agrícolas para producir un insumo bioenergético) da lugar a un cambio—provocado por el mercado—de las actividades de gestión de la tierra (es decir, un cambio directo del uso de la tierra) fuera de los límites de la región en que aumenta la producción primaria. Los cambios indirectos del uso de la tierra no son directamente observables, y son difíciles de modelar y de atribuir a una única causa en la medida en que interactúan de forma dinámica una multiplicidad de agentes, industrias, países, políticas y mercados. [2.5.3, 9.3.4.1]

Cuando el incremento del uso de la tierra, debido a la producción de biomasa para generar bioenergía, va acompañado de mejoras de la gestión agraria (por ejemplo, en forma de intensificación de los cultivos perennes, o de la producción pecuaria en tierras degradadas), es posible evitar los efectos indeseables de los cambios indirectos del uso de la tierra. En ausencia de intervención, pueden surgir conflictos. Así pues, el rendimiento general de los sistemas de producción bioenergética está estrechamente vinculado a la gestión de las tierras y al uso de los recursos hídricos. Entre estos existen condicionantes recíprocos que deben gestionarse mediante la adopción de estrategias y decisiones (véase la figura RT.2.4). [2.5.8]

La mayoría de los sistemas bioenergéticos pueden contribuir a la mitigación del cambio climático si sustituyen los usos tradicionales de los combustibles de origen fósil y si se mantienen bajas las emisiones resultantes de la producción de bioenergía. Un valor elevado de las emisiones de óxido nitroso resultantes de la producción de insumos y de la utilización de combustibles de origen fósil (especialmente de carbón) en el proceso de conversión de la biomasa puede afectar considerablemente a la evitación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Para reducir las emisiones de GEI puede recurrirse a la adopción de prácticas más eficaces de gestión de fertilizantes, a la integración de procesos para reducir al mínimo las pérdidas, a la utilización de calor excedente y a la utilización de biomasa o de otras fuentes de energía bajas en carbono como combustible para los procesos. Sin embargo, la eficiencia del desplazamiento (volumen de emisiones de GEI en comparación con el carbono de la biomasa) puede ser baja si se utilizan insumos de biomasa adicionales para procesar energía durante el proceso de conversión, a menos que la energía desplazada provenga del carbón. Si los insumos de biomasa pueden producir tanto combustibles líquidos como electricidad, la eficiencia del desplazamiento puede ser alta. [2.5.1–2.5.3]

Existen diferentes métodos para evaluar las emisiones de GEI de las principales opciones de biocombustible de primera y segunda generación. Los proyectos de bioenergía bien gestionados pueden reducir considerablemente las emisiones de GEI en comparación con las alternativas de origen fósil, especialmente en el caso de la biomasa lignocelulósica utilizada para la generación de energía eléctrica y de calor, y cuando esos insumos están disponibles en el comercio. Es posible obtener ventajas si se utilizan de manera adecuada los residuos agrícolas y los desechos orgánicos, principalmente en forma de residuos animales. La mayoría de los sistemas actuales de producción de biocombustibles reportan reducciones considerables de las emisiones de GEI en comparación con los combustibles fósiles desplazados, sin tomar en cuenta los efectos de los cambios indirectos del uso de la tierra. En la figura RT.2.5 se ofrece una instantánea de los intervalos de valores de emisión de GEI por ciclo de vida en relación con diversas tecnologías de generación de la energía a partir de biomasa moderna, en comparación con los respectivos sistemas de referencia de origen fósil habitualmente utilizados en esos sectores. Las cadenas comerciales (energía eléctrica directa mediante biomasa, biogás por digestión anaeróbica) y algunas tecnologías modernas de calefacción muy eficientes, representadas a la derecha, permiten obtener ahorros de GEI considerables en comparación con los combustibles de origen fósil. En la figura 2.11 se encontrarán más detalles sobre el metaanálisis de los GEI en el que se comparan múltiples tecnologías de generación de electricidad a partir de biomasa; en ella puede apreciarse que la mayoría de las estimaciones de emisiones de GEI por ciclo de vida aparecen agrupadas en torno a 16 y 74 g CO₂eq kWh.

Con respecto al sector del transporte, se han examinado las tecnologías actuales y futuras. Para las aplicaciones en vehículos de bajo rendimiento, la caña de azúcar hoy y los insumos lignocelulósicos a medio plazo pueden reducir considerablemente las emisiones en comparación con la gasolina. En el caso del gasóleo, la horquilla de valores de emisión de gases de efecto invernadero dependerá de la huella de carbono de los insumos. El biometano obtenido mediante biogás reporta también reducciones de las emisiones (en comparación con el gas natural) en el sector del transporte. [2.5.2, 9.3.4.1]

Cuando las tierras con alto contenido de carbono (en particular, los bosques y las extensiones boscosas con suelos de turba especialmente drenados) se convierten en aplicaciones de producción de la bioenergía, las emisiones iniciales pueden dar lugar a un desfase temporal de decenios a siglos antes de poder

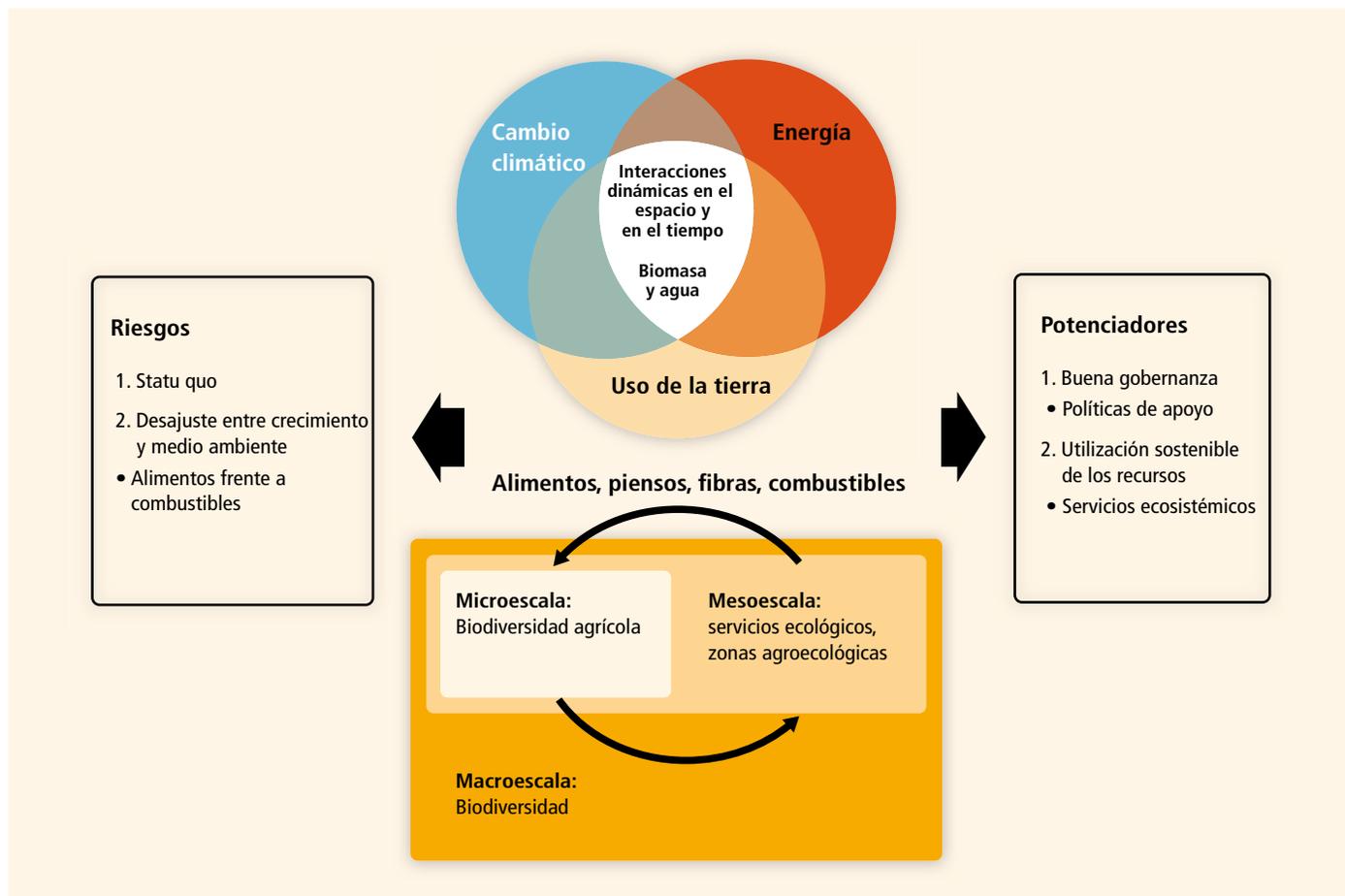


Figura RT.2.4 | Interacciones dinámicas complejas entre la sociedad, la energía y el medio ambiente en relación con la bioenergía. Los criterios de una producción no coordinada de alimentos y combustibles debidos a una gobernanza deficiente del uso de la tierra constituyen ejemplos de prácticas de statu quo. [véase la figura 2.15]

obtener ahorros en las emisiones. Por el contrario, el establecimiento de plantaciones de bioenergía en suelos marginales y degradados puede dar lugar a la asimilación de CO₂ en los suelos y en la biomasa supratérrica y, cuando son utilizadas para producir energía, pueden sustituir el uso de combustibles de origen fósil. Un buen gobierno del uso de la tierra (por ejemplo, mediante una zonificación precisa) y una selección de los sistemas de producción de biomasa son elementos decisivos para conseguir un buen rendimiento. La utilización de desechos de consumo orgánicos y de subproductos de las industrias agrarias y forestales no ocasiona cambios del uso de la tierra, siempre que esas fuentes de biomasa no se utilicen para otros fines. [2.5.3]

Los insumos lignocelulósicos de la bioenergía pueden reducir la presión sobre las tierras de cultivo de buena calidad. El estímulo de la productividad en todas las modalidades del uso de la tierra reduce la presión ejercida por los cambios del uso de la tierra. [2.2.4.2, 2.5.2]

Una evaluación de las publicaciones científicas disponibles sobre los cambios indirectos del uso de la tierra indica que los modelos iniciales carecían de resolución geográfica, con el resultado de que la asignación del uso de la tierra a la deforestación era proporcionalmente más elevada. Si un estudio realizado en 2008 contemplaba un factor de cambios indirectos del uso de la tierra igual a 0,8 (0,8 hectáreas de tierra forestal perdida por cada hectárea de tierra destinada a la generación de bioenergía), los estudios posteriores (2010) basados en modelos macroeconómicos y biofísicos acoplados indicaban una reducción

de entre 0,15 y 0,3. Los principales factores son el ritmo de las mejoras de la gestión agraria y pecuaria, y la tasa de implantación de la producción de bioenergía. El resultado de una mayor sofisticación de los modelos y de una mejora de los datos sobre la dinámica real de la distribución de la tierra en los principales países productores de biocombustibles está provocando impactos inferiores en los cambios del uso de la tierra, en conjunto, aunque todavía con amplios márgenes de incertidumbre. Todos los estudios reconocen que la gestión del uso de la tierra es, en términos generales, esencial. La investigación destinada a mejorar los métodos de evaluación de los cambios del uso de la tierra y aumentar la disponibilidad y calidad de la información sobre el uso de la tierra actual, los productos obtenidos mediante bioenergía y otros posibles impulsores de esos cambios pueden facilitar una evaluación y proporcionar herramientas que permitan atenuar el riesgo de los cambios del uso de la tierra inducidos por la bioenergía. [2.5.3, 9.3.4.1]

Los efectos de la bioenergía en términos de contaminación atmosférica dependen tanto de la tecnología bioenergética (incluidas las tecnologías de control de la contaminación) como de la tecnología energética desplazada. Una mejor utilización de los hornillos de biomasa a partir de biomasa tradicional podría traducirse en una atenuación considerable de las emisiones de GEI, con un costo proporcionalmente bajo y con importantes beneficios conjuntos para los 2.700 millones de personas que dependen de la biomasa tradicional para cocinar y calentarse, y que mejorarían así su salud y su calidad de vida. [2.5.4, 2.5.5]

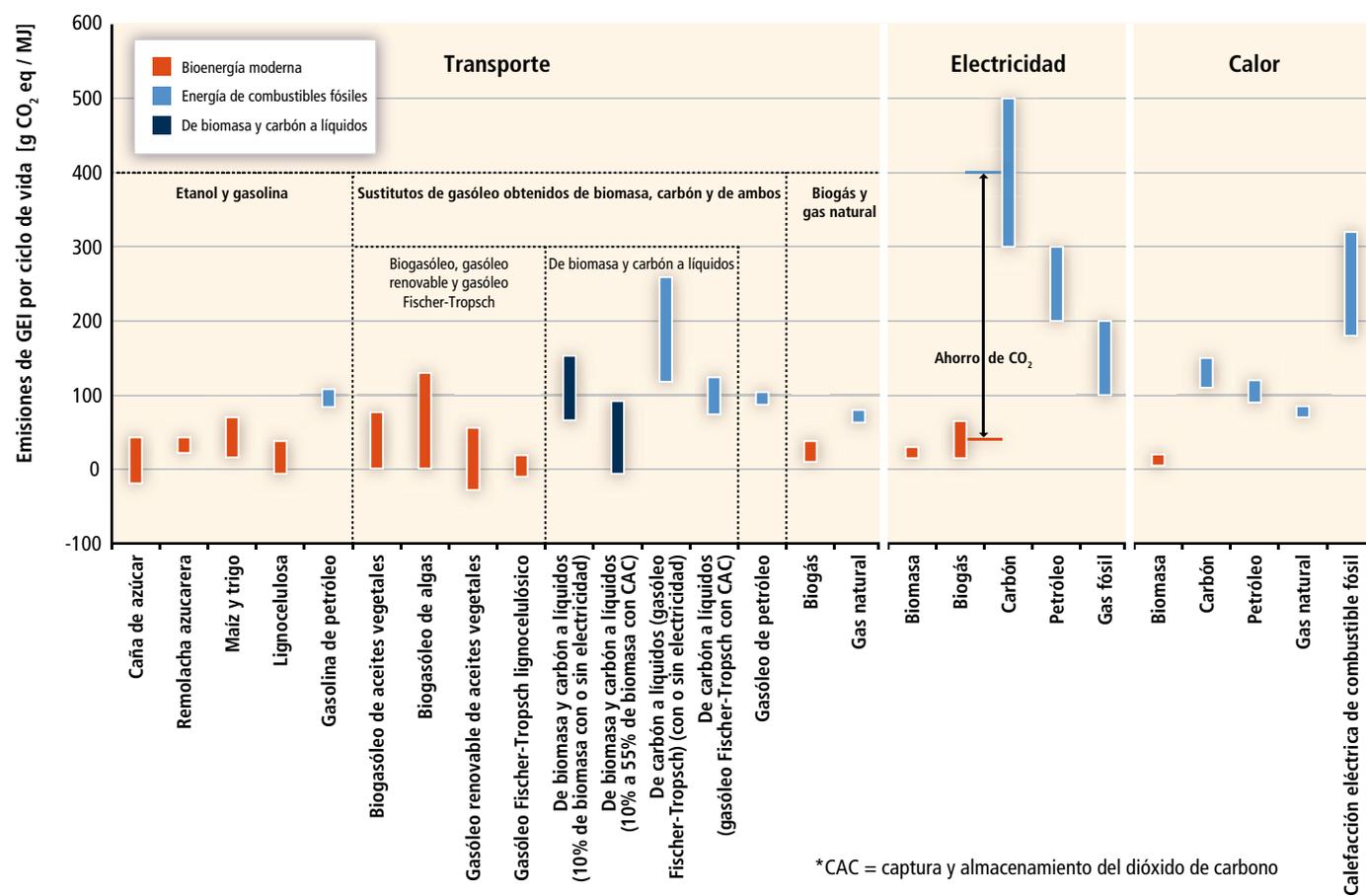


Figura RT.2.5 | Horquillas de emisiones de GEI por producción unitaria de energía (MJ) generada mediante grandes cadenas de bioenergía moderna, en comparación con los sistemas de energía actuales y más avanzados basados en la utilización de combustibles fósiles (excluido el cambio neto de las existencias de carbono por efecto del uso de la tierra, y el impacto de la gestión de tierras). Se han representado en la figura varios sistemas comerciales y en desarrollo (por ejemplo, biocombustibles a partir de algas, y tecnología Fischer-Tropsch) basados en tecnologías biomásicas y de origen fósil. Cuando se han desarrollado tecnologías de captura y almacenamiento del dióxido de carbono, la captura y el secuestro de las emisiones de carbono de la biomasa pueden compensar las emisiones debidas a la producción de energía mediante combustibles de origen fósil. [véase la figura 2.10]

En ausencia de una gestión adecuada, una mayor producción de biomasa podría traer aparejada una mayor competición por el consumo de agua en sectores cruciales, situación que es extremadamente indeseable. El agua es un elemento indispensable que debe ser analizado más a fondo a nivel regional para averiguar todos sus efectos sobre los cambios de vegetación y la gestión del uso de la tierra. Estudios recientes indican que es posible mejorar considerablemente la eficiencia de utilización del agua en los cultivos agrícolas y bioenergéticos convencionales y, en función de la ubicación y del clima, en los sistemas de cultivo perenne mejorando la retención de agua y reduciendo la evaporación directa de los suelos. [2.5.5, 2.5.5.1]

Lo mismo cabe decir de la biodiversidad, pese a que hay una mayor incertidumbre al respecto, debido al actual debate sobre los métodos de evaluación del impacto de la biodiversidad. Manifiestamente, el desarrollo de monocultivos en gran escala a expensas de las extensiones naturales es perjudicial para la biodiversidad, como se señaló en el Convenio sobre la Diversidad Biológica de 2007. Sin embargo, la integración de diferentes especies herbáceas perennes y cultivos leñosos en los paisajes agrarios puede mejorar también el carbono de los suelos y la productividad, reducir los deslizamientos de tierra superficiales y las crecidas repentinas locales, crear corredores ecológicos, reducir la erosión del viento y del agua, y aminorar la cantidad de sedimento y de nutrientes transportados a los sistemas fluviales. La cosecha de biomasa forestal puede mejorar las condiciones de replantación, así como la productividad y el tamaño de la población de árboles, y reducir el riesgo de incendios forestales. [2.5.5.3]

Los impactos sociales que conllevan los grandes aumentos de la producción de bioenergía son muy complejos y difíciles de cuantificar. La demanda de biocombustibles constituye un factor impulsor del aumento de la demanda en los sectores agrícola y forestal, por lo que contribuye al aumento mundial del precio de los alimentos. Incluso considerando los beneficios que el aumento de precios reporta a los agricultores pobres, el aumento de los precios de los alimentos afecta negativamente a los niveles de pobreza, a la seguridad alimentaria y a la malnutrición de los niños. Por otra parte, en los países en desarrollo los biocombustibles pueden ofrecer también oportunidades para lograr avances en el desarrollo rural y en la expansión de la agricultura, especialmente cuando ésta es económicamente sostenible. Además, pueden reducirse los gastos de los combustibles fósiles importados. Sin embargo, los beneficios de ese tipo que obtengan los agricultores rurales dependerán, en gran medida, de la manera en que se organicen las cadenas de producción y en que se administre el uso de la tierra. [2.5.7.4–2.5.7.6, 9.3.4]

La elaboración de marcos y normas de sostenibilidad podría reducir los impactos negativos posiblemente derivados de la producción de bioenergía, y mejorar la eficiencia en comparación con los sistemas actuales. La bioenergía puede contribuir a la mitigación del cambio climático, a la seguridad y diversificación del suministro de energía y al desarrollo económico, tanto en los países desarrollados como en desarrollo, pero los efectos de la bioenergía sobre la sostenibilidad del medio ambiente pueden ser positivos o negativos en función de las condiciones locales, de los criterios que se definan y de la manera en que se diseñen y ejecuten los proyectos, entre otros factores. [2.4.5.2, 2.8.3, 2.5.8, 2.2.5, 9.3.4]

2.6 Perspectivas de mejoras e integración tecnológicas

La mejora de las tecnologías de producción y conversión de los insumos de biomasa sigue siendo posible y necesaria si se espera que la bioenergía contribuya al suministro mundial de energía, como lo indican los niveles de implantación de la figura RT.2.2. El aumento de la productividad de la tierra, tanto con fines alimentarios como energéticos, es un requisito previo crucial para conseguir en el futuro una implantación en gran escala de la biomasa con fines de generación de energía, ya que permitiría producir biomasa en extensiones de terreno mayores y reduciría la consiguiente demanda de tierra. Además, sería posible desarrollar sistemas multifuncionales del uso de la tierra y del agua, integrando la bioenergía y las biorrefinerías en los sistemas agrícola y forestal, contribuyendo así a la conservación de la biodiversidad y ayudando a restaurar y mantener la productividad de los suelos y ecosistemas saludables. [2.6.1]

Los insumos lignocelulósicos son muy prometedores, ya que: 1) no compiten directamente con la producción de alimentos; 2) pueden ser generados específicamente para la producción de energía, permitiendo así mejorar la producción por unidad de superficie y propiciando un gran mercado de productos energéticos; 3) pueden ser cosechados como residuos de la producción de cultivos y otros sistemas que mejoran la eficiencia del uso de la tierra, y 4) permiten integrar las operaciones de gestión de desechos con industrias muy diversas, ofreciendo así perspectivas para la simbiosis industrial a nivel local. Las publicaciones científicas sobre las tecnologías de conversión, así como la tendencia de las inversiones en esas tecnologías, indican que el sector avanza hacia una diversificación de los productos, como sucedió en su momento con la industria petrolera, centrándose más en los combustibles de alta densidad de energía destinados al transporte aéreo, una aplicación para la cual no se han identificado otros combustibles exentos de carbono. [2.6.4]

Una nueva generación de insumos acuáticos que produzcan lípidos de algas para obtener gasóleo, combustibles para reactores o productos de valor más elevados a partir de CO₂, agua y luz solar permitiría adoptar estrategias orientadas a un menor impacto del uso de la tierra, ya que las algas crecen en aguas salobres, en tierras inapropiadas para el cultivo y en aguas de desecho industrial. Las algas pueden desarrollar actividad en la oscuridad y metabolizar azúcares que permiten producir combustibles y sustancias químicas. Hay numerosos microbios que pueden ser utilizados como factorías microscópicas para generar determinados productos, combustibles y materiales, gracias a los cuales la sociedad dependería, en menor medida, de las fuentes de energía de origen fósil. [2.6.1.2, 2.7.3]

Aunque se han logrado progresos técnicos considerables, la mayor complejidad de los procesos requeridos por la biomasa lignocelulósica sólida, y la integración de nuevas etapas conlleva tiempo y apoyo, para que el desarrollo atraviese las fases más duras (conocidas como “valle de la muerte”) en las plantas de demostración y las plantas prototipo, y para la puesta en marcha de la comercialización. Los costos proyectados de los biocombustibles obtenidos a partir de diversas fuentes y variables de proceso son muy sensibles al costo de los insumos, y se sitúan entre 10 y 30 dólares de 2005 de Estados Unidos por GJ. Las Academias Nacionales de los Estados Unidos proyectan una reducción del 40% de los costos de funcionamiento para las vías bioquímicas de aquí a 2035, hasta alcanzar niveles de 12 a 15 dólares de 2005 de Estados Unidos por GJ. [2.6.3, 2.6.4]

La gasificación de la biomasa proporciona actualmente cerca de 1,4 GW_{th} en forma de aplicaciones industriales y térmicas y de combustión combinada. Los sistemas de pequeña escala, desde los hornillos para cocinar y los sistemas de digestión anaeróbica hasta los pequeños gasificadores, han ido aumentando

su eficacia a lo largo del tiempo. Son muchos en ese sector los que están especialmente interesados en las centrales eléctricas de ciclo combinado de gasificación integrada que utilizan bioenergía como insumo. Esas centrales serán, según las proyecciones, más eficientes que los sistemas tradicionales de turbinas de vapor, aunque no han sido todavía enteramente comercializadas. Sin embargo, sería también posible integrarlas más eficazmente en los sistemas de captura y almacenamiento del carbono. Además de proporcionar energía eléctrica, el gas de síntesis de las plantas gasificadoras puede utilizarse para producir diversos tipos de combustible (metanol, etanol, butanoles y gasóleos sintéticos), o combinando la energía eléctrica y los combustibles. Hasta el momento, las dificultades técnicas y prácticas han impedido un desarrollo más rápido de esta tecnología. La conversión de biomasa en líquido está basada en tecnologías comerciales desarrolladas para los combustibles de origen fósil. En la figura RT.2.5 se ilustran las emisiones proyectadas respecto de fuentes que abarcan desde el carbón hasta los combustibles líquidos, y la compensación que podría reportar la biomasa hasta la eliminación de los GEI de la atmósfera, si se utilizara conjuntamente con tecnologías de captura y almacenamiento del dióxido de carbono. Los productos gaseosos (hidrógeno, metano, gas natural de síntesis) tienen un menor costo de producción estimado, y se encuentran en una fase inicial de comercialización. [2.6.3, 2.6.4]

El petróleo pirolítico y el hidrotérmico son combustibles transportables y de bajo costo utilizados en aplicaciones de producción de calor o de cogeneración de calor y electricidad, y podrían ser utilizados como insumos para obtener mejoras, tanto en instalaciones autónomas como conjuntamente con una refinería petroquímica. [2.3.4, 2.6.3, 2.6.4, 2.7.1]

La producción de biogás a partir de diversas corrientes de residuos y su conversión en biometano están siendo ya comercializadas a pequeña escala para múltiples aplicaciones, entre ellas, el transporte en pequeñas redes, en Suecia, y la generación de calor y energía eléctrica en varios países nórdicos y europeos. Un factor clave es la combinación de las corrientes de residuos, incluidos los residuos agrícolas. Es también necesario introducir mejoras y reducir costos. [2.6.3, 2.6.4]

Numerosas vías de bioenergía y biocombustibles permiten utilizar técnicas de captura y almacenamiento del dióxido de carbono y ofrecen, de ese modo, importantes oportunidades de reducción y secuestro de las emisiones. A medida que se desarrollan y verifican las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, la utilización conjunta de fermentación y de corrientes de CO₂ concentradas o del ciclo combinado de gasificación integrada podría permitir obtener combustibles neutros en carbono y, en algunos casos, emisiones netas negativas. A la consecución de esta meta ayudaría la utilización de sistemas diseñados de forma adecuada, que abarquen la selección de la biomasa, el sistema de suministro de insumos, la conversión en vectores energéticos secundarios, y la integración de los vectores en los sistemas de energía existentes y futuros. [2.6.3, 2.6.4, 9.3.4]

2.7 Costos y tendencias actuales

La producción de biomasa, la logística de los suministros y los procesos de conversión contribuyen al costo de los productos finales. [2.3, 2.6, 2.7]

La economía y el rendimiento de los insumos varían ampliamente de una a otra región del mundo y en función de los tipos de insumos, con un costo situado entre 0,9 y 16 dólares de 2005 de Estados Unidos por GJ (datos correspondientes al período 2005-2007). La producción de insumos para la obtención de bioenergía compite con los sectores forestal y alimentario, pero los sistemas de producción integrada (por ejemplo, la agrosilvicultura o los cultivos mixtos) pueden ofrecer sinergias y servicios medioambientales adicionales. El manejo

y el transporte de la biomasa desde los lugares de producción hasta las plantas de conversión podría representar entre un 20% y un 50% del costo total de la producción de bioenergía. Ciertos factores, como el aumento de la escala o las innovaciones tecnológicas, mejoran la competencia y contribuyen a una disminución del costo económico y energético de las cadenas de suministro superior al 50%. La densificación mediante la compactación en gránulos o en pequeños bloques constituye un paso necesario para su transporte hasta distancias superiores a 50 km. [2.3.2, 2.6.2]

En la actualidad, es posible implantar en régimen competitivo varios sistemas de bioenergía importantes y, muy en particular, el etanol obtenido de la caña de azúcar y la generación de calor y energía eléctrica a partir de residuos y de biomasa de desechos. [véanse las tablas 2.6, 2.7]

Con base en la metodología normalizada descrita en el anexo II y en los datos del costo y el rendimiento que figuran resumidos en el anexo III, el costo estimado de producción de los sistemas comerciales de bioenergía a distintas escalas y en función de algunas regiones geográficas aparece resumido en la figura RT.2.6. Se indican en ella los costos de las etapas de producción, logística del suministro y de conversión. [1.3.2, 2.7.2, 10.5.1, anexo II, anexo III]

Los costos varían según la región del mundo, el tipo y el costo del suministro de los insumos, la escala de la producción de bioenergía y el período anual de producción, que suele ser estacional. A título de ejemplo, el costo nivelado de la bioenergía comercial¹⁰ se cifra en un valor estimado entre 2 y 48 dólares de 2005 de Estados Unidos por GJ para los biocombustibles líquidos y gaseosos; entre 3,5 y 25 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos por kWh (entre 10 y 50 dólares de 2005 de Estados Unidos por GJ) para los sistemas de electricidad o cogeneración de calor y electricidad que producen más de 2 MW (con un costo por insumo de 3 dólares de 2005 de Estados Unidos por GJ y un valor calórico de 5 dólares de 2005 de Estados Unidos por GJ en el caso del vapor, o de 12 dólares de 2005 de Estados Unidos por GJ en el caso del agua caliente); y entre 2 y 77 dólares de 2005 de Estados Unidos por GJ, aproximadamente, para los sistemas de calefacción centralizada en barrios o ciudades con unos costos de insumo situados entre 0 y 20 dólares de 2005 de Estados Unidos por GJ (conversión de desechos sólidos en gránulos de madera). Estos cálculos, basados en datos del período 2005-2008, están expresados en dólares de 2005 para una tasa de descuento del 7%. En la figura RT.2.6, la horquilla del costo de los biocombustibles abarca las Américas, la India, China y países europeos. Respecto a los sistemas de calefacción, el costo es, en su mayor parte, europeo, y los costos de electricidad y de cogeneración de calor y electricidad corresponden a países con gran número de usuarios. [2.3.1-2.3.3, 2.7.2, anexo III]

A medio plazo, es posible todavía mejorar considerablemente el rendimiento de las tecnologías de bioenergía actuales, mientras que las nuevas tecnologías permiten esperar una implantación más eficiente y competitiva de la biomasa para la generación de energía (y de materiales). Los sistemas bioenergéticos y, concretamente, los de producción de etanol y de bioenergía eléctrica, muestran una reducción de los costos de aprendizaje de las

tecnologías y concomitantes, con unas tasas de aprendizaje comparables a las de otras tecnologías de la energía renovable. Esta consideración es válida para los sistemas de cultivo (tras los progresos conseguidos en la gestión agrícola de la caña de azúcar y del maíz), para los sistemas de suministro y logísticos (como ya se ha observado en los países nórdicos y en el sector logístico internacional) y para la conversión (producción de etanol, producción de electricidad y biogás), como puede verse en la tabla RT.2.2.

Aunque no todas las opciones de bioenergía examinadas en el capítulo 2 han sido investigadas detalladamente en lo referente al aprendizaje tecnológico, varios sistemas bioenergéticos importantes han reducido su costo y han mejorado su relación con el medio ambiente. Sin embargo, necesitan por lo general de subvenciones estatales orientadas al desarrollo económico (por ejemplo, para reducir la pobreza o asegurar el suministro energético) o a otros fines, según el país. En el caso de la biomasa tradicional, el carbón vegetal obtenido de ella es un combustible importante en los países en desarrollo, que deberían beneficiarse de la adopción de hornos de alta eficiencia. [2.3, 2.6.1, 2.6.2, 2.6.3, 2.7.2, 10.4, 10.5]

La producción competitiva de bioelectricidad (mediante metano o biocombustibles) depende de la integración con los sistemas de uso final, del rendimiento de las alternativas tales como la energía eólica o solar, del desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento del dióxido de carbono combinadas con la conversión del dióxido de carbono, y de la energía nuclear. Las implicaciones de una implantación satisfactoria de la captura y el almacenamiento de carbono conjuntamente con la conversión de biomasa permitirían eliminar los GEI de la atmósfera con un costo de mitigación atractivo, aunque hasta la fecha han sido objeto de una atención limitada. [2.6.3.3, 8.2.1, 8.2.3, 8.2.4, 8.3, 9.3.4]

En la tabla RT.2.3 puede verse que el costo de ciertas tecnologías bioenergéticas claves disminuirá previsiblemente a corto o medio plazo. En relación con los biocombustibles lignocelulósicos, recientes análisis han indicado que el potencial de mejora es suficiente para competir con el petróleo a unos precios de entre 60 y 80 dólares de 2005 de Estados Unidos/barril (0,38 a 0,44 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/litro). Los análisis de escenarios actualmente disponibles indican que, si la I+D y el apoyo del mercado a corto plazo son sólidos, el progreso tecnológico podría permitir su comercialización en torno a 2020 (en función de los precios del petróleo y del carbono). Algunos escenarios indican también que se conseguiría con ello un cambio importante en la implantación de la biomasa para usos energéticos, ya que la producción competitiva desvincularía la implantación de los objetivos de política (mandatos), y la demanda de biomasa pasaría de los cultivos de alimentos a los residuos de biomasa, a la biomasa forestal y a los sistemas de cultivo perenne. Hasta la fecha, las implicaciones de ese (rápido) cambio apenas han sido estudiadas. [2.8.4, 2.4.3, 2.4.5]

En varios países prosigue el desarrollo y la demostración del etanol lignocelulósico. Una etapa clave consiste en el tratamiento previo necesario para vencer la resistencia de la pared celular de los residuos leñosos, herbáceos o agrícolas con el fin de producir polímeros de hidratos de carbono que permitan su hidrólisis (por ejemplo, mediante enzimas) y la fermentación de azúcares para obtener etanol (o butano) y lignina para la obtención de calor o electricidad. Como alternativa, es posible combinar y procesar biológicamente múltiples etapas con múltiples organismos simultáneamente. Un estudio de los progresos logrados en materia de enzimas parece indicar que cabría esperar una reducción del 40% de aquí a 2030 gracias a la mejora de los procesos, con lo que el costo estimado de producción se reduciría, pasando de 18 a 22 dólares de 2005 de Estados Unidos/GJ (datos piloto) hasta entre 12 y 15 dólares de 2005 de Estados Unidos/GJ, considerado un precio competitivo. [2.6.3]

10 Como en el caso de la producción de electricidad en los sistemas de cogeneración de calor y electricidad, en que los cálculos están basados en un valor de calor coproducido, en los sistemas de biocombustible pueden obtenerse dos coproductos, por ejemplo, azúcar y etanol, además de electricidad, a partir de la caña de azúcar. Los ingresos parciales obtenidos del azúcar podrían ascender a aproximadamente 2,6 dólares de 2005 de Estados Unidos por GJ, y desplazarían en esa cuantía el costo del etanol.

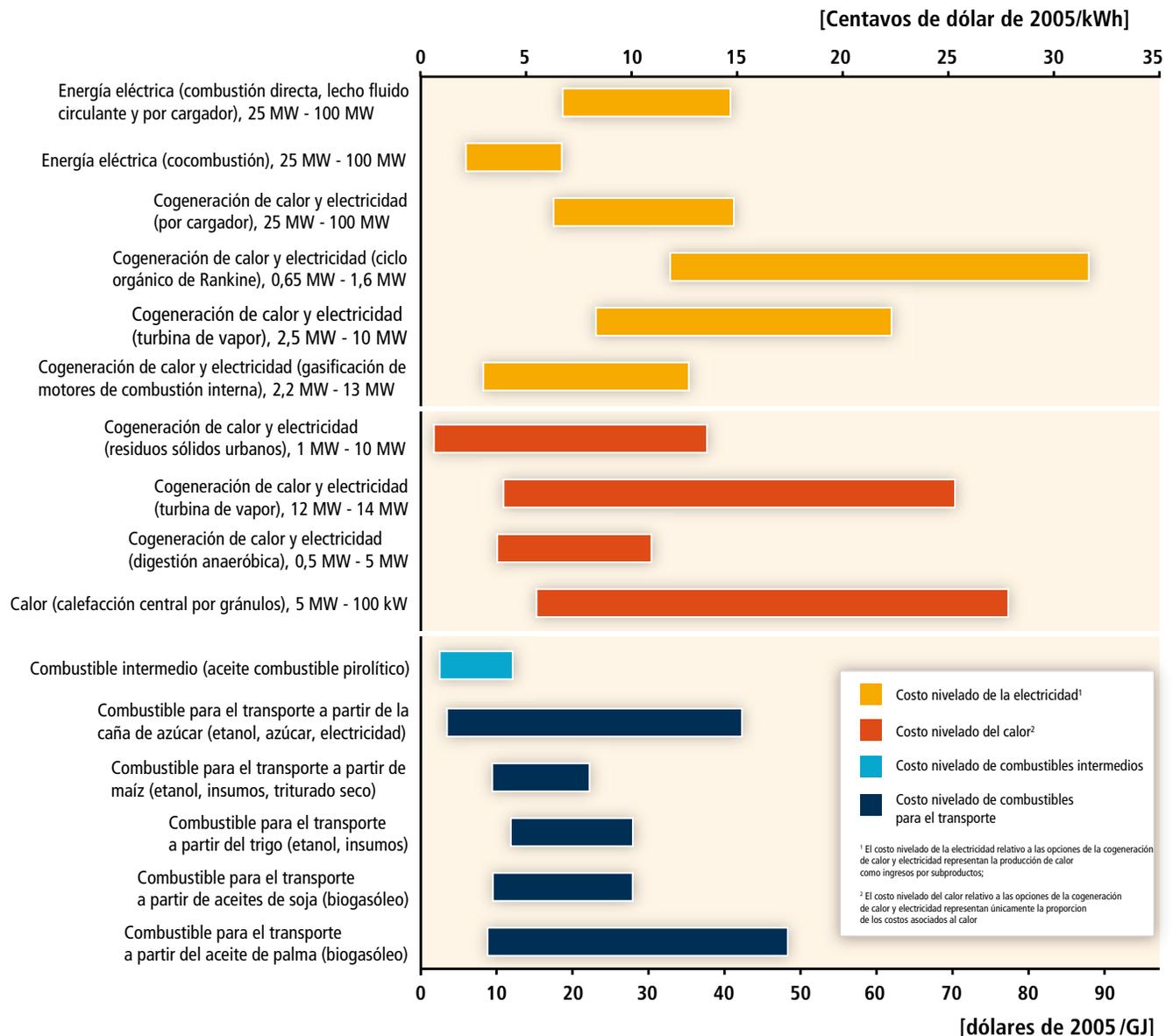


Figura RT.2.6 | Valores típicos del costo nivelado reciente de los servicios energéticos a partir de sistemas de bioenergía disponibles en el comercio, para una tasa de descuento del 7%, calculados a partir del costo anual de los insumos, que difiere según la tecnología. Estos costos no incluyen los intereses, los impuestos, la depreciación ni la amortización. [véase la figura 2.18] Costo nivelado de la electricidad, del calor, de los combustibles, de los combustibles intermedios, del lecho fluido burbujeante, del ciclo orgánico de Rankine, y del motor de combustión interna. En el caso de los biocombustibles, la horquilla de valores del costo nivelado de los combustibles representa la producción en varios países, mientras que los valores del costo nivelado de la electricidad y del calor corresponden únicamente a los principales mercados de usuarios de las tecnologías para las que se disponía de datos. Los cálculos están basados en el valor calorífico superior.

Conjuntamente con la industria petrolera, están siendo también desarrolladas ciertas vías de pirólisis de biomasa y modalidades hidrotérmicas, que han demostrado la posibilidad técnica de convertir petróleo en mezclas de gasolina o gasóleo, e incluso en productos con calidad de combustible para reactores. [2.6.3]

Ciertos organismos fotosintéticos, como las algas, producen biológicamente (mediante CO₂, agua y luz solar) diversos hidratos de carbono y lípidos que pueden ser utilizados directamente o para la obtención de biocombustibles. Esta posibilidad conlleva un potencial importante a largo plazo, dado que la eficiencia fotosintética de las algas es muy superior a la de los cultivos de petróleo. La posibilidad de suministrar bioenergía a partir de las plantas es muy incierta pero, dado que puede utilizarse para ello agua salobre, agua salina o suelos muy salinos, su utilización configura una estrategia de bajo nivel de impacto de los cambios del uso de la tierra. [2.6.2, 3.3.5, 3.7.6]

Se dispone de pocos datos con respecto a la producción de biomateriales, y las estimaciones del costo de las sustancias químicas obtenidas de la biomasa son también escasas en los estudios examinados, aunque las proyecciones futuras y las tasas de aprendizaje son más escasas todavía. En parte, esa situación está relacionada con la circunstancia de que están accediendo al mercado con éxito productos de origen biológico, o bien como componentes parciales de productos obtenidos por otros productos de origen fósil, o bien como polímeros sintéticos enteramente nuevos, como los poliláctidos derivados del ácido láctico obtenido de la fermentación del azúcar. Además de la producción de biomateriales, en sustitución de los combustibles de origen fósil, los análisis efectuados indican que la utilización en cadena de biomateriales y el uso subsiguiente de material de desecho para generar energía podrían reportar un impacto de mitigación más eficaz y de mayor magnitud por hectárea o toneladas de biomasa utilizada. [2.6.3.5]

Tabla RT.2.2 | Curva de experiencia de los principales componentes de los sistemas bioenergéticos y de los vectores energéticos finales, expresada en términos de reducción (%) del costo (o de precios) por cada duplicación de la producción acumulativa: la tasa de aprendizaje; N = número de duplicaciones de la producción acumulativa; R2 = coeficiente de correlación de los datos estadísticos, y funcionamiento y mantenimiento. [véase la tabla 2.17]

Sistema de aprendizaje	Tasa de aprendizaje (%)	Período	Región	N	R ²
Producción de insumos					
Caña de azúcar (toneladas)	32±1	1975–2005	Brasil	2,9	0,81
Maíz (toneladas)	45±1,6	1975–2005	Estados Unidos	1,6	0,87
Cadenas logísticas					
Madera forestal en virutas (Suecia)	15–12	1975–2003	Suecia/Finlandia	9	0,87–0,93
Costos de inversión y de funcionamiento y mantenimiento					
Plantas de cogeneración de calor y electricidad	19-25	1983–2002	Suecia	2,3	0,17–0,18
Plantas de biogás	12	1984–1998	Brasil	6	0,69
Producción de etanol a partir de la caña de azúcar	19±0,5	1975–2003	Estados Unidos	4,6	0,80
Producción de etanol a partir del maíz (costos de funcionamiento y mantenimiento únicamente)	13±0,15	1983–2005		6,4	0,88
Vectores energéticos finales					
Etanol de la caña de azúcar	7 29	1970–1985 1985–2002	Brasil	~6,1	n.a.
Etanol de la caña de azúcar	20±0,5	1975–2003	Brasil	4,6	0,84
Etanol de maíz	18±0,2	1983–2005	Estados Unidos	6,4	0,96
Electricidad por cogeneración de calor y electricidad a partir de biomasa	9-8	1990–2002	Suecia	~9	0,85–0,88
Electricidad de biomasa	15	Desconocido	OCDE	n.a.	n.a.
Biogás	0–15	1984–2001	Dinamarca	~10	0,97

Tabla RT.2.3 | Horquillas del costo de producción (valores proyectados) respecto de varias tecnologías en desarrollo. [véase la tabla 2.18]

Selección de tecnologías bioenergéticas	Sector de la energía (electricidad, térmica, transporte) ⁶	Costos de producción proyectados para 2020-2030 (dólares de 2005/GJ)
Ciclo combinado de gasificación integrada ^{1*}	Electricidad y/o transporte	12,8–19,1 (4,6–6,9 centavos/kWh)
Gasóleo renovable y combustibles para reactores a partir de aceites vegetales	Transporte y electricidad	15–30
Biocombustibles lignocelulósicos a partir del azúcar ²	Transporte	6–30
Biocombustibles lignocelulósicos a partir del gas de síntesis		12–25
Biocombustibles lignocelulósicos mediante pirólisis ⁴		14–24 (componentes de la mezcla de combustibles)
Biocombustibles gaseosos ⁵	Térmica y transporte	6–12
Combustibles y sustancias químicas de origen vegetal acuático	Transporte	30–140

Notas: 1. Costo de alimentación, 3,1 dólares de 2005/GJ, ciclo combinado de gasificación integrada (futuro), 30 a 300 MW, ciclo de vida de 20 años, tasa de descuento, 10%; 2. Etanol, butanol, hidrocarburos microbianos e hidrocarburos microbianos a partir de cultivos de azúcar, almidón o azúcares lignocelulósicos; 3. gasóleo sintético, metanol y gasolina, etc.; vías de fermentación de gas de síntesis para obtener etanol; 4. Pirólisis de biomasa y transformación catalítica en componentes de mezcla de gasolina y de gasóleo, o en combustibles para reactores; 5. Conversión de combustibles sintéticos en gas natural de síntesis, metano, éter dimetilico, hidrógeno obtenido por digestión de biomasa, termoquímica y anaeróbica (en mayor escala). 6. Será posible combinar varias aplicaciones con la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono cuando todas estas, incluidos la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono, hayan evolucionado y estén en condiciones de eliminar los GEI de la atmósfera.

2.8 Niveles de implantación potencial

Entre 1990 y 2008, el uso de la bioenergía aumentó a una tasa promedio anual del 1,5% en el caso de la biomasa sólida, mientras que los usos más modernos de la biomasa para obtener vectores de energía secundaria (por ejemplo, formas líquidas y gaseosas) aumentaron un 12,1% y un 15,4%, respectivamente. En consecuencia, el porcentaje de los biocombustibles en el transporte mundial por carretera ascendió al 2% en 2008. En 2009, la producción de etanol y biodiésel aumentó en 10% y 9%, respectivamente, hasta alcanzar los 90.000 millones de litros, de tal modo que los biocombustibles contribuyeron en cerca de un 3% al transporte mundial por carretera en 2009, mientras que la demanda de petróleo disminuía por primera vez desde 1980. Las políticas gubernamentales adoptadas en varios países se tradujeron en un aumento de un quintuplo de la producción mundial de biocombustibles entre 2000 y 2008. La energía

eléctrica generada a partir de biomasa y desechos renovables ascendió a 259 TWh (0,93 EJ) en 2007 y a 267 TWh (0,96 EJ) en 2008, y representó un 1% de la electricidad mundial, el doble de los valores correspondientes en 1990 (131 TWh (0,47 EJ)). [2.4]

Las previsiones con respecto a la implantación continua de la biomasa para la obtención de energía entre 2020 y 2050 varían considerablemente según los estudios. Un concepto clave inferido de las averiguaciones disponibles indica que la implantación de la biomasa en gran escala depende mucho del desarrollo sostenible de la base de recursos, del buen gobierno del uso de la tierra, del desarrollo de infraestructura y de la reducción del costo de tecnologías clave, entre ellas, la utilización eficiente y completa de biomasa primaria para la obtención de energía a partir de los insumos de primera generación más prometedores y de biomasa lignocelulósica de última generación. [2.4.3, 2.8]

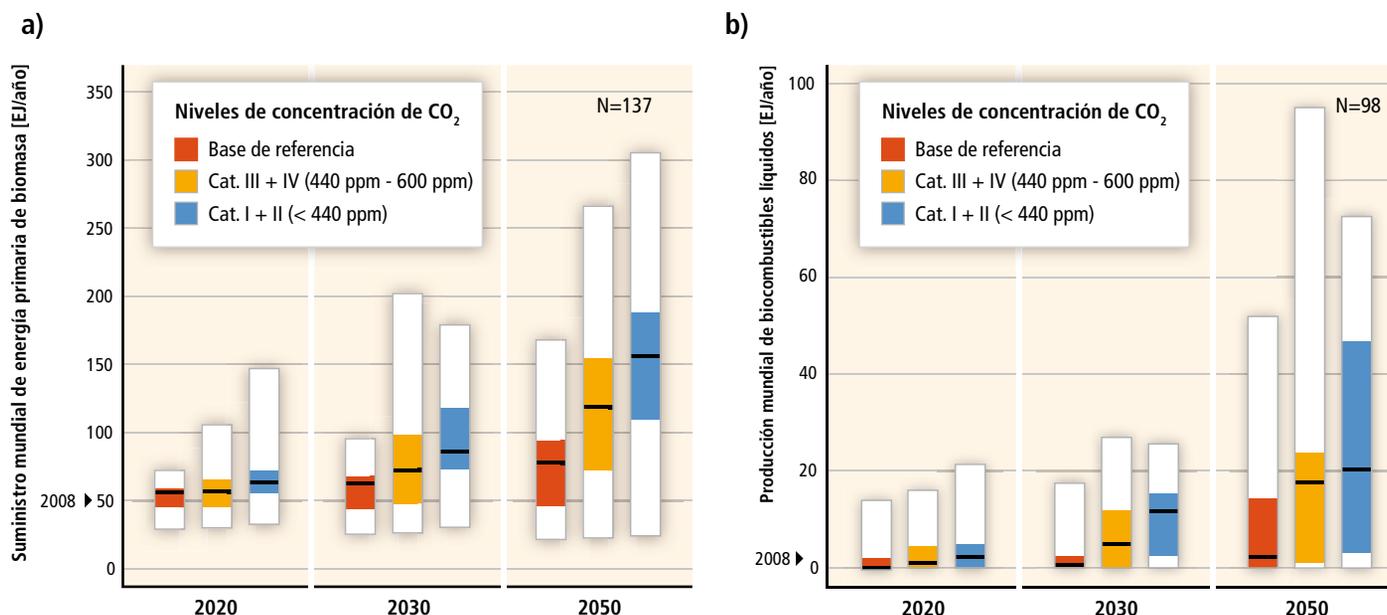


Figura RT.2.7 a) Suministro mundial de energía primaria a partir de biomasa en escenarios a largo plazo de electricidad, calor y biocombustibles, contabilizados todos ellos como energía primaria, y b) producción mundial de biocombustibles en escenarios a largo plazo en términos de energía secundaria. A efectos comparativos, se han indicado mediante flechitas negras de los ejes de abscisas los niveles históricos en 2008. [véase la figura 2.23]

El resumen de los resultados indicados en la figura RT.2.7 se ha obtenido de diversos equipos de modelización y de diversos supuestos, como el crecimiento de la demanda de energía, el costo y la disponibilidad de tecnologías competitivas bajas en carbono, y el costo y la disponibilidad de tecnologías de la energía renovable. Según las proyecciones, la utilización de biomasa tradicional disminuirá en la mayoría de los escenarios, mientras que la utilización de biocombustibles líquidos, biogás y electricidad e hidrógeno producidos a partir de biomasa tenderá a aumentar. Según esos escenarios, la implantación de la biomasa para la generación de energía en 2020, 2030 y 2050 arroja tres intervalos de valores de estabilización de GEI basados en las categorías III y IV (440-600 ppm de CO₂), I y II (<440 ppm de CO₂), y en las bases de referencia (>600 ppm de CO₂) del CIE, todos ellos de aquí a 2100. [10.1–10.3]

Según las proyecciones, la implantación mundial de la biomasa para la generación de energía aumentará si se fijan unos niveles más ambiciosos de estabilización de la concentración de GEI, lo cual indica el papel que desempeña a largo plazo en la reducción de las emisiones de GEI a escala mundial. Los valores medianos se cifran entre 75 y 85 EJ, y entre 120 y 155 EJ respecto de los dos escenarios de mitigación en 2030 y 2050, respectivamente, que representan cerca del doble y el triple del nivel de implantación en 2008, cifrado en 50 EJ. Estos valores son similares a los valores intermedios del examen de los expertos para el año 2050. Los valores de producción mundial de biocombustibles indicados en la figura RT.2.7 b) para 2020 y 2030 son bastante bajos, pero la mayoría de los modelos carecen de una descripción detallada de diferentes trayectorias de conversión y de sus correspondientes potenciales de aprendizaje [2.7.3]. En el escenario de mitigación a niveles inferiores a 440 ppm, la producción de biocombustibles es seis veces (2030) y 10 veces (2050) superior al valor real en 2008, cifrado en 2 EJ. [2.2.5, 2.8.2, 2.5.8, 2.8.3]

A nivel sectorial, la penetración de la bioenergía puede ser acertadamente descrita mediante un modelo único que represente, de manera pormenorizada, el sector del transporte, como el modelo del *World Energy Outlook 2010* (WEO) de la AIE, que modela también las aplicaciones de biomasa, tanto tradicionales como modernas, y que incorpora las inversiones y metas industriales

y gubernamentales previstas. Este modelo proyecta unos aumentos muy considerables de la bioenergía moderna y una disminución del uso de la biomasa tradicional. Las proyecciones concuerdan, en términos cualitativos, con los resultados proporcionados en el capítulo 10. En 2030, según el escenario de mitigación de 450 ppm del WEO, la AIE proyecta para los biocombustibles un 11% del total mundial de combustibles para el transporte, con una contribución de los biocombustibles de segunda generación del 60% de los 12 EJ proyectados, la mitad de los cuales se suministrará en razón de la continuación de las políticas actuales. La biomasa y los desechos renovables representarían un 5% de la generación mundial de electricidad, o 1.380 TWh/año (5 EJ/año), de los cuales 555 TWh/año (2 EJ/año) se obtendrían gracias a la aplicación de la estrategia rigurosa de mitigación del clima. Las aplicaciones de calefacción industrial mediante biomasa para la obtención de vapor industrial y el calentamiento de interiores y de agua en edificios (3,3 EJ en 2008) se duplicarían en términos absolutos respecto de los niveles de 2008. Sin embargo, la demanda total de calefacción disminuiría, ya que se considera que la biomasa tradicional también lo haría. La calefacción está considerada como un elemento clave para la expansión de la bioenergía moderna. Según las proyecciones, los biocombustibles mitigarían un 17% las emisiones resultantes del transporte por carretera y un 3% del transporte aéreo de aquí a 2030. [2.8.3]

2.8.1 Conclusiones sobre la implantación: principales criterios en relación con la bioenergía

Los escenarios a largo plazo examinados en el capítulo 10 revelan aumentos del suministro bioenergético para unos niveles cada vez más ambiciosos de estabilización de la concentración de GEI, dando a entender que la bioenergía podría desempeñar un papel importante a largo plazo en la reducción de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. [2.8.3]

La bioenergía es actualmente la mayor fuente de energía renovable, y lo seguirá siendo probablemente durante la primera mitad del siglo. El potencial de crecimiento es considerable, aunque deberá ser fomentado activamente. [2.8.3]

- Según evaluaciones publicadas en estudios recientes, el potencial técnico de la biomasa para la generación de energía podría ascender a 500 EJ/año de aquí a 2050. Sin embargo, hay un elevado margen de incertidumbre con respecto a factores importantes, como las condiciones del mercado y de política que afectan a ese potencial. [2.8.3]
- La evaluación de expertos que se ofrece en el capítulo 2 parece indicar que de aquí a 2050 la implantación podría situarse entre 100 y 300 EJ/año. La materialización de ese potencial entraña enormes dificultades, pero contribuiría sustancialmente a la demanda mundial de la energía primaria en 2050, aproximadamente igual al equivalente en contenido de calor de la extracción actual de biomasa en todo el mundo en los sectores agrícola y forestal. [2.8.3]
- La bioenergía tiene un considerable potencial de mitigación de los GEI si se desarrollan de manera sostenible los recursos y se aplican tecnologías eficientes. Ciertos sistemas actuales, y las opciones futuras más importantes, entre ellas, los cultivos perennes, los productos forestales y los residuos y desechos de biomasa, así como las tecnologías de conversión avanzadas, pueden mitigar considerablemente los GEI (entre un 80% y un 90%, en comparación con la base de referencia de las energías de origen fósil). Sin embargo, la conversión de tierras y la gestión forestal que conllevan grandes pérdidas de las existencias de carbono y que ocasionan efectos sobre los cambios indirectos del uso de la tierra podrían reducir y, en algunos casos, más que neutralizar, el impacto positivo neto de la mitigación de GEI. [2.8.3]
- A fin de conseguir los niveles más altos de implantación de la biomasa para la generación de energía, los aumentos de la demanda competitiva de alimentos y fibra deberán ser moderados, las tierras deberán ser debidamente gestionadas, y el rendimiento agrícola y forestal deberá aumentar considerablemente. La expansión de la bioenergía en ausencia de seguimiento y de un buen gobierno del uso de la tierra podría desencadenar conflictos importantes en relación con el suministro de alimentos, los recursos hídricos y la biodiversidad, y reducir los beneficios en términos de GEI. Inversamente, la creación de unos marcos de sostenibilidad efectivos podría mitigar esos conflictos y permitiría obtener resultados positivos, por ejemplo, en materia de desarrollo rural, mejoras en las tierras y mitigación del cambio climático y, en particular, oportunidades para combinar las medidas de adaptación. [2.8.3]
- El impacto y el rendimiento de la producción y utilización de biomasa dependen tanto de la región como del emplazamiento. Por consiguiente, en el marco de un buen gobierno del uso de la tierra y del desarrollo rural, las políticas bioenergéticas deberán tener presentes las condiciones y prioridades regionales, juntamente con los sectores agrícola (cultivos y ganado) y forestal. El potencial de los recursos de biomasa está influido por los impactos específicos del cambio climático y guarda relación con ellos, aunque el detalle de esos impactos no se conoce todavía a fondo; a ese respecto, las diferencias regionales serán considerables. La bioenergía y los nuevos sistemas de cultivo (perennes) ofrecen también oportunidades para combinar las medidas de adaptación (por ejemplo, la protección de los suelos, la retención del agua y la modernización de la agricultura) con la producción de recursos de biomasa. [2.8.3]
- Existen varias opciones importantes de bioenergía (entre otras, la producción de etanol a partir de la caña de azúcar en Brasil, determinados sistemas de conversión de desechos en energía, hornillos de biomasa eficientes, cogeneración de calor y electricidad mediante biomasa) que son actualmente competitivos y pueden aportar sinergias importantes para opciones a largo plazo. Los biocombustibles lignocelulósicos en sustitución de la gasolina, el gasóleo y el combustible para reactores, las opciones de bioelectricidad avanzadas y las modalidades de biorrefinería pueden permitir

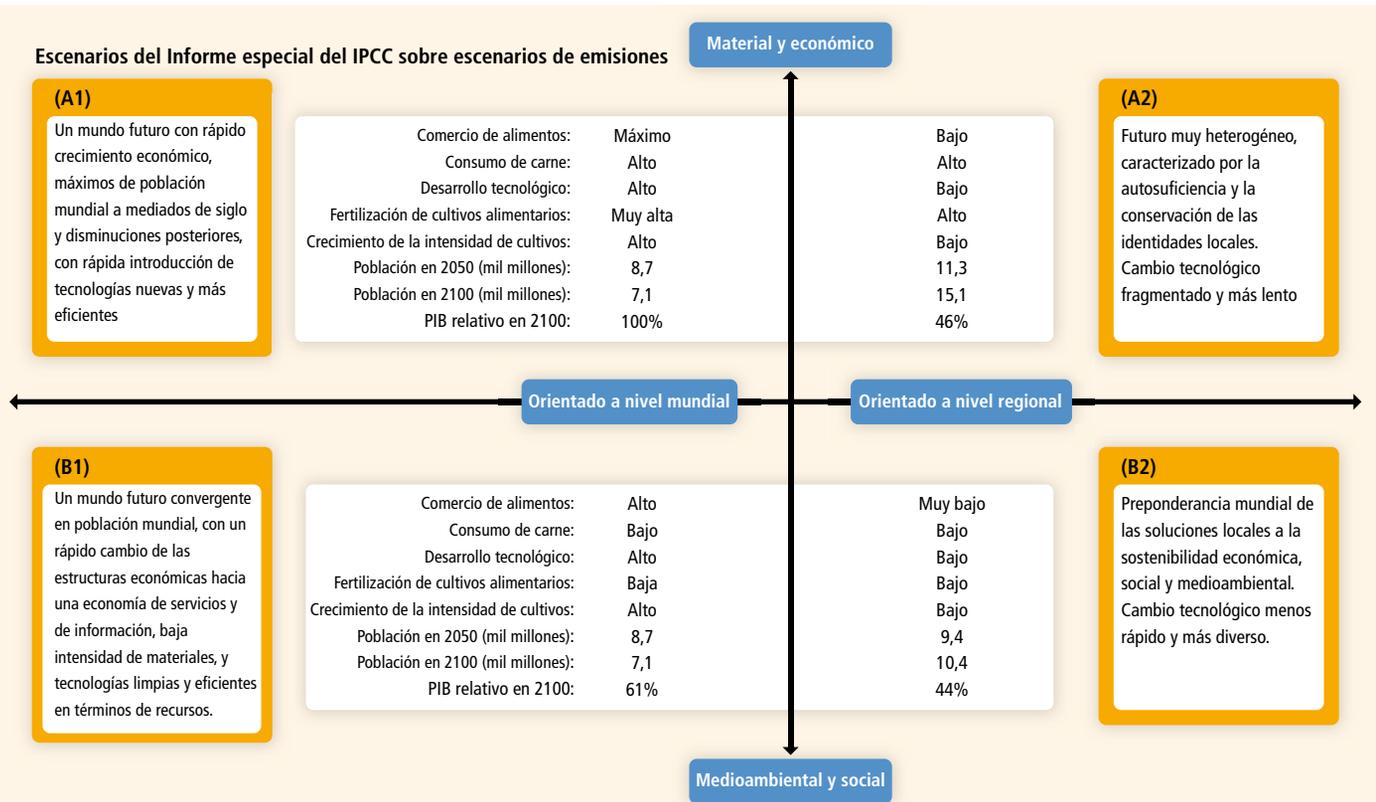


Figura RT.2.8 | Esquema de las variables utilizadas en los principales escenarios Informe especial del IPCC sobre escenarios de emisiones (IEEE) para modelar la biomasa y la bioenergía, como punto de partida de la situación en 2050, adaptadas al presente informe y utilizadas para obtener las barras desglosadas indicativas del potencial técnico de la biomasa en la figura RT.2.2. [véase la figura 2.26]

una implantación competitiva de la bioenergía entre 2020 y 2030. La conversión de biomasa con captura y almacenamiento del dióxido de carbono abre la posibilidad de eliminar los GEI de la atmósfera a largo plazo, condición necesaria para una reducción sustancial de las emisiones de GEI. Los biomateriales avanzados son también prometedores desde el punto de vista de la economía de la producción de bioenergía y de la mitigación, aunque su potencial está menos estudiado que el de la biomasa acuática (algas), que es extremadamente incierto. [2.8.3]

- La rápida evolución general de las políticas, las recientes actividades basadas en mecanismos del mercado, el creciente apoyo brindado a las biorrefinerías avanzadas y a las opciones de biocombustible lignocelulósico y, en particular, el desarrollo de unos criterios y marcos de sostenibilidad, podrían impulsar los sistemas de bioenergía y su implantación con perspectivas sostenibles. Para alcanzar esa meta será necesaria una inversión continuada que reduzca

los costos de las tecnologías más importantes, una mejora de la infraestructura de producción y suministro de biomasa, y unas estrategias de aplicación que se granjeen la aceptación del público y de las esferas políticas. [2.8.3]

En conclusión, y para ilustrar las interrelaciones existentes entre las variables de los escenarios (véase la figura RT.2.8), que son los requisitos clave para desarrollar la capacidad de producción de bioenergía y los impactos resultantes, se representan en la figura RT.2.8 cuatro situaciones diferentes de implantación de biomasa para la generación de energía a escala mundial de aquí a 2050. La horquilla de 100 a 300 EJ obtenida del examen de los potenciales de recursos define los límites inferior y superior de implantación. Los supuestos descritos se ajustan a grandes rasgos a las definiciones del Informe especial del IPCC sobre escenarios de emisiones (IEEE), aplicadas a la bioenergía y resumidas en la figura RT.2.9, figura RT.2.2. [2.8.3]

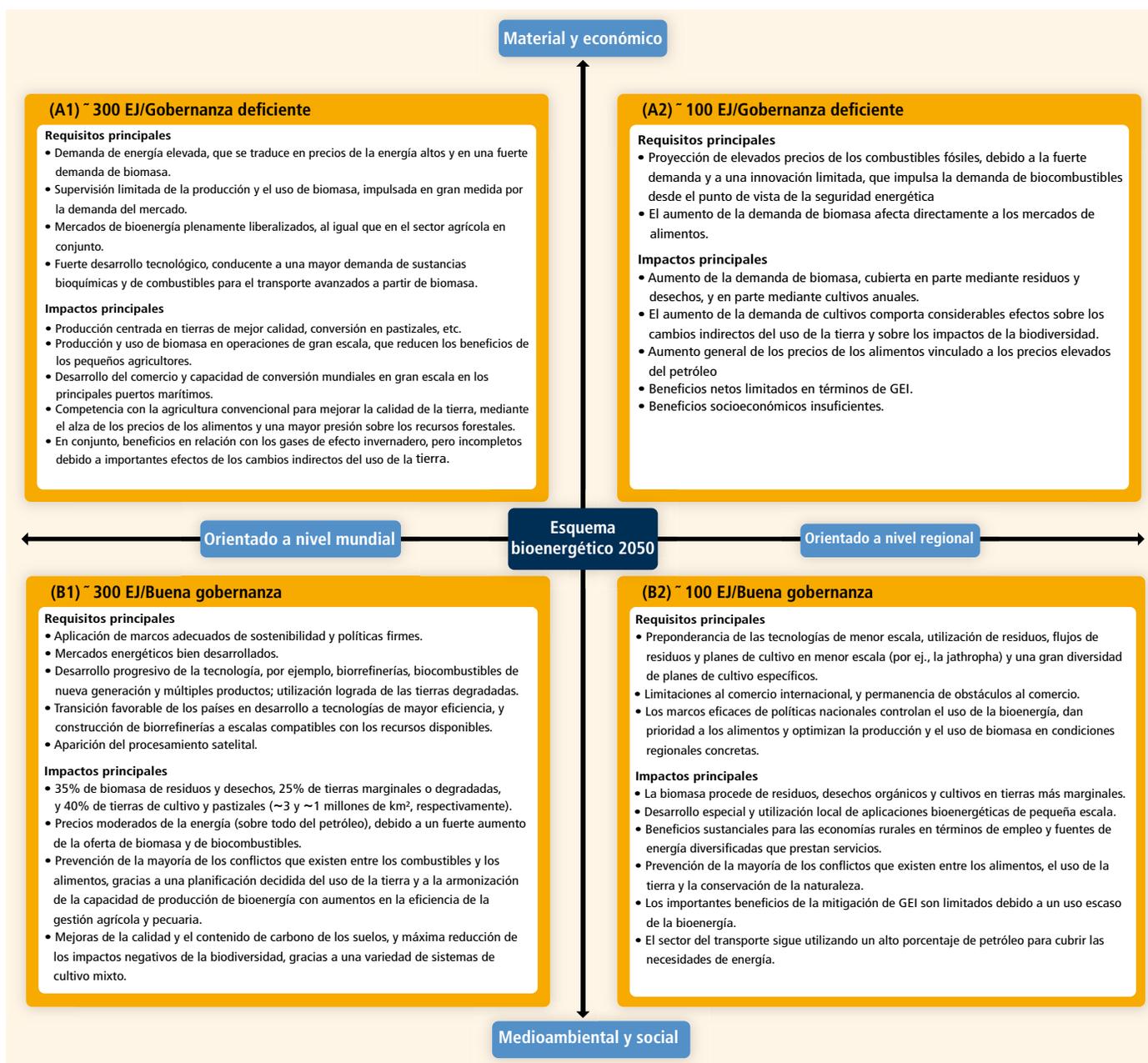


Figura RT.2.9 | Posibles futuros de implantación de la biomasa en 2050 para la generación de energía: cuatro descripciones ilustrativas que describen diferentes requisitos e impactos clave acordes con las situaciones mundiales típicas de las descripciones del IECE del IPCC, resumidas en la figura RT.2.8. [véase la figura 2.27]

La biomasa y sus múltiples productos energéticos pueden ser desarrollados junto con los productos alimentarios, piensos, fibra y productos forestales en régimen, tanto de formas sostenibles como insostenibles. A juzgar por las descripciones de los escenarios del IPCC, sería posible lograr unos niveles de penetración altos y bajos, teniendo en cuenta o haciendo caso omiso de las trayectorias del desarrollo sostenible y de la mitigación del cambio climático. Las descripciones permiten intuir posibilidades en relación con los adelantos en las tecnologías bioenergéticas y los sistemas integrados. [2.8.3]

3. Energía solar directa

3.1 Introducción

Las tecnologías de la energía solar directa son de naturaleza diversa. Constituyen un conjunto de tecnologías que responde a los distintos usos de la energía que le confieren los seres humanos: la calefacción, la electricidad y los combustibles. En este resumen se examinan cuatro grandes tipos de energía solar: 1) la energía solar térmica, utilizada para la calefacción activa y pasiva de edificios, el calentamiento del agua en viviendas y comercios, el calentamiento de piscinas y la obtención de calor para los procesos industriales; 2) la generación de electricidad fotovoltaica por conversión directa de la luz solar mediante células fotovoltaicas; 3) la generación de electricidad mediante la energía por concentración para obtener, por medios ópticos, fluidos o materiales a alta temperatura que alimentan motores y generadores eléctricos, y 4) técnicas que utilizan la energía solar para producir combustibles utilizables. [3.1]

El concepto de energía solar 'directa' hace referencia al conjunto de tecnologías de la energía renovable que explotan directamente la energía del Sol. Ciertas tecnologías renovables, como la eólica o la termooceánica, utilizan la energía solar después de que ésta ha sido absorbida por la Tierra y convertida en otras formas de energía. (En el resto de esta sección se omitirá el adjetivo 'directa' aplicado a la energía solar, por considerarse sobreentendido). [3.1]

3.2 Potencial del recurso

La energía solar es la radiación térmica que emite la capa externa del Sol. En la vecindad inmediata de la atmósfera de la Tierra, esa radiación, denominada irradiancia solar, tiene una magnitud de 1.367 W/m^2 , en promedio, respecto de una superficie perpendicular a los rayos solares. Al nivel del terreno (especificado por lo general como el nivel de una superficie marina situada directamente bajo el Sol), la irradiancia resulta atenuada por la atmósfera, quedando reducida a unos 1.000 W/m^2 con cielo despejado y en torno al mediodía (situación que se denomina 'a pleno sol'). En el exterior de la atmósfera, la energía del Sol es transportada mediante ondas electromagnéticas con longitudes de onda de entre $0,25$ y $3 \mu\text{m}$. Parte de la irradiancia solar proviene de los rayos que llegan directamente del Sol sin dispersarse en la atmósfera. Esa irradiancia 'de haz', que puede ser concentrada utilizando espejos y lentes, está disponible sobre todo en la región de la cubierta de nubes bajas. La irradiancia restante se denomina 'irradiancia difusa'. La suma de las irradiancias de haz y difusa se denomina 'irradiancia solar mundial'. [3.2]

Se ha estimado en $3,9 \times 10^6 \text{ EJ/año}$ el potencial teórico de la energía solar, magnitud que refleja la cantidad de irradiancia en la superficie de la Tierra (tierras y mares), teóricamente disponible para la obtención de energía. Esa cifra, indicada como es evidente con fines ilustrativos, implicaría la utilización de toda la superficie terrestre y marina disponible con una eficiencia de conversión del 100%. Una magnitud más útil es el potencial técnico, basado en la proporción

de tierra firme que puede ser utilizada por los dispositivos de conversión con unos valores de eficiencia más realistas. Las estimaciones del potencial técnico de la energía solar se sitúan entre 1.575 y 49.837 EJ/año , equivalentes a entre 3 y 100 veces el consumo mundial de la energía primaria en 2008. [3.2, 3.2.2]

3.3 Tecnología y aplicaciones

En la figura RT.3.1 se ilustran los tipos de tecnología solar pasiva y activa actualmente utilizados para captar la energía del Sol con el fin de prestar servicios energéticos en los hogares y electricidad directa. En este resumen se analizan en detalle solo las tecnologías de calefacción activa y de electricidad. [3.3.1–3.3.4]

Energía solar térmica: El componente principal de los sistemas activos de energía solar térmica es el colector solar. Un colector solar de placa consiste en una plancha de color negro provista de conducciones por las que circula el fluido que se calentará. Entre los colectores de placa cabe mencionar los no acristalados, que permiten obtener calor a temperaturas en varios grados superiores a la temperatura ambiente; los acristalados, que están cubiertos de una lámina de vidrio u otro material transparente paralelo a la placa y separado de ella unos centímetros, y que permiten generar calor a temperaturas de entre $30 \text{ }^\circ\text{C}$ y $60 \text{ }^\circ\text{C}$; y de vacío, que son similares a los acristalados, con la diferencia de que se ha vaciado el aire contenido entre la placa y la cubierta de vidrio, y que permiten obtener calor a temperaturas de entre $50 \text{ }^\circ\text{C}$ y $120 \text{ }^\circ\text{C}$, aproximadamente. Para resistir la presión del vacío, las placas de este tipo de colectores suelen estar situadas en el interior de tubos de vidrio, que hacen al mismo tiempo las veces de cubierta y de recipiente. Las placas de vacío llevan un recubrimiento negro especial denominado 'superficie selectiva', que ayuda a evitar la reemisión del calor absorbido; ese mismo recubrimiento se utiliza también en las placas acristaladas que no son de vacío. La eficiencia típica de los colectores solares utilizados en el intervalo de temperaturas idóneo se extiende entre el 40% y el 70% a pleno sol. [3.3.2.1]

Los colectores planos se utilizan habitualmente para calentar agua con fines residenciales y comerciales, pero pueden ser utilizados también como dispositivos de calefacción solar activa para proporcionar calor ambiental en el interior de los edificios. Es posible también obtener refrigeración solar, utilizando el calor de los colectores para generar ciclos de refrigeración por absorción. Otras aplicaciones del calor solar son los procesos industriales, ciertas aplicaciones agrícolas, como el secado de cultivos, o las aplicaciones para el cocinado. Para abastecer los períodos diurnos y nocturnos o los períodos cortos de cielo nublado, el calor generado se almacena generalmente en depósitos de agua. Utilizando otras fuentes de energía como suplemento, este tipo de sistemas abastece normalmente entre un 40% y un 80% de la demanda de energía térmica de la aplicación final. [3.3.2.2–3.3.2.4]

En los sistemas de calefacción solar pasiva, es el propio edificio y, particularmente sus ventanas, que actúa como colector solar, y la distribución y el almacenamiento del calor se consiguen por métodos naturales. Los elementos básicos de la infraestructura de calefacción pasiva consisten en ventanas de alta eficiencia orientadas al Ecuador y en una gran masa térmica interna. Además, el edificio debe estar bien aislado e incorporar medios (por ejemplo, dispositivos de control de sombra) que impidan su calentamiento excesivo. Otra característica de la tecnología solar pasiva es la utilización de la luz natural, adoptando estrategias que maximizan el aprovechamiento de la luz solar en el edificio. Los estudios indican que, utilizando tecnologías actuales en los edificios en el norte de Europa o América del Norte, esas estrategias pueden reducir la demanda de calefacción de los edificios hasta un 40%. En edificios ya existentes, adaptados posteriormente para explotar la calefacción pasiva, pueden conseguirse reducciones de hasta un 20%. [3.3.1]

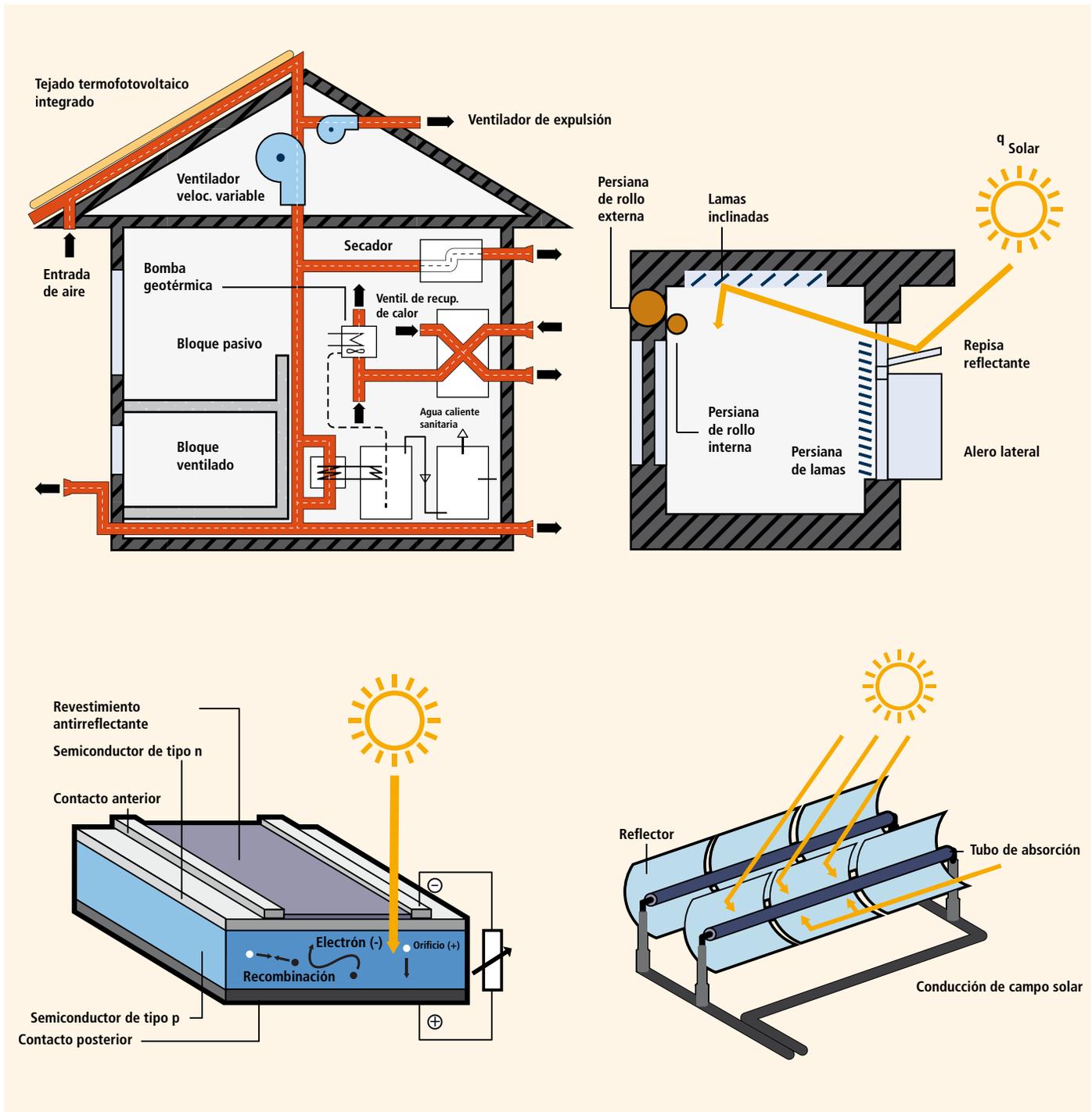


Figura RT.3.1 | Ejemplos de energía solar térmica (parte superior) pasiva y activa integrada en edificios; esquema de un dispositivo fotovoltaico (abajo, a la izquierda) que convierte energía solar directa en electricidad, y dispositivo tipo habitual de concentración solar (abajo, a la derecha): un colector cóncavo. [tomado de las figuras 3.2, 3.5 y 3.7]

Generación de electricidad mediante energía fotovoltaica. El procedimiento de conversión fotovoltaica está detalladamente descrito en numerosos libros de texto. En términos simplificados, consiste en situar bajo el Sol una lámina fina de material semiconductor (por ejemplo, el silicio). La lámina, denominada también 'célula', consta de dos capas diferenciadas que contienen silicio sembrado de impurezas (una capa de tipo "n" y otra de tipo "p"), con una superficie de contacto común.

Los fotones solares que llegan a la célula generan pares electrón-hueco separados espacialmente por un campo eléctrico interno en la interfaz. Se crean de ese modo cargas negativas en un lado de la superficie de contacto, y positivas en el otro. La separación de cargas crea una tensión eléctrica. Al conectar a una carga ambos lados de la célula iluminada, la corriente fluye a través de la carga de uno a otro lado de la célula, generando así electricidad. [3.3.3]

Se han desarrollado paralelamente diversas tecnologías fotovoltaicas. Las de tipo comercial utilizan una oblea de silicio cristalino, al igual que las tecnologías de película fina de disulfuro/(di)seleniuro de cobre, indio y galio telururo de cadmio, silicio en película fina (amorfo y microcristalino), y células solares sensibilizadas mediante tinturas. Además, existen modalidades comerciales de concentración fotovoltaica, consistentes en situar las células de alta eficiencia (por ejemplo, de materiales a base de arseniuro de galio) en el foco de un espejo concentrador o de otro tipo de colector como, por ejemplo, una lente de Fresnel. Las tecnologías fotovoltaicas de oblea de silicio mono y multicristalina (denominada también 'policristalina') (incluidas las tecnologías de cinta), son las predominantes en el mercado de energía fotovoltaica y, en 2009, representaban un porcentaje del mercado de aproximadamente el 80%. Se consiguen con esta tecnología eficiencias máximas superiores al 40% en las células concentradoras a base de arseniuro de galio (AsGa), en torno a un 25% en las monocristalinas, un 20% en las multicristalinas y disulfuro/(di)seleniuro de cobre, indio y galio, un 17% en las de telururo de cadmio, y aproximadamente un 10% en las de silicio amorfo. Por lo general, se instalan varios grupos de células uno junto a otro bajo una lámina transparente (normalmente de vidrio), conectándolas después en serie para formar un 'módulo' de hasta 1 m x 1 m. Es importante diferenciar entre la eficiencia de una célula (indicada más arriba) y la de un módulo; esta última representa normalmente entre un 50% y un 80% de la primera. Los fabricantes siguen mejorando el rendimiento y reduciendo costos gracias a la automatización, a un procesamiento más rápido de las células y a la fabricación a bajo costo y en gran escala. Los fabricantes garantizan normalmente el rendimiento de los módulos por un período de entre 20 y 30 años. [3.3.3.1, 3.3.3.2]

La explotación de las propiedades fotovoltaicas para la obtención de energía útil implica algo más que células y módulos; el sistema fotovoltaico, por ejemplo, contendrá frecuentemente un inversor que convierta la corriente continua generada por las células en corriente alterna, compatible con la mayoría de las redes y aparatos. En las aplicaciones no conectadas a la red, los sistemas pueden contener dispositivos de almacenamiento (por ejemplo, baterías). Se está intentando mejorar la fiabilidad de esos dispositivos, reducir su costo y prolongar su vida útil, para que sean del mismo orden de magnitud que los de los módulos. [3.3.3.4]

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en dos grandes grupos, según estén o no conectados a la red. Los sistemas conectados a la red se clasifican, a su vez, en dos tipos: distribuidos y centralizados. Los sistemas distribuidos están constituidos por un gran número de pequeñas centrales eléctricas locales, algunas de las cuales suministran electricidad principalmente a un cliente in situ, mientras que la electricidad restante alimenta la red. Los sistemas centralizados, en cambio, funcionan como grandes centrales eléctricas. Los sistemas no conectados abastecen por lo general a un cliente único o a un pequeño grupo de clientes y a menudo necesitan de un elemento de almacenamiento eléctrico o un generador eléctrico auxiliar. Estos sistemas albergan un gran potencial en las zonas no electrificadas. [3.3.3.5]

Generación de electricidad mediante concentración solar. Las tecnologías de energía por concentración solar producen electricidad mediante la concentración de los rayos del Sol para calentar un medio físico, que se utiliza seguidamente (de manera directa o indirecta) para propulsar un motor térmico (por ejemplo, una turbina de vapor) que,

su vez, impulsa un generador eléctrico. La tecnología de la energía por concentración solar explota solo el componente fascicular de la irradiación solar, por lo que sus beneficios suelen estar limitados como máximo a una cierta extensión geográfica. El concentrador reúne todos los rayos solares en un punto (foco puntual) cuando los receptores son centrales o de plato parabólico, o en una línea (foco lineal) en los sistemas de plato cóncavo o de tipo Fresnel lineal. (Pueden utilizarse esos mismos sistemas para alimentar procesos termoquímicos de producción de combustibles, como se describe más adelante). En los concentradores cóncavos, largas hileras de reflectores parabólicos que siguen la trayectoria del Sol concentran entre 70 y 100 veces la irradiación solar en un elemento colector de calor instalado a lo largo de la línea focal del reflector. El elemento colector de calor contiene una conducción interior negra (de superficie selectiva) y un tubo externo de vidrio, en condiciones de vacío entre ambos elementos. En los diseños comerciales actuales, la conducción de acero que acumula calor permite la circulación de un aceite que transfiere el calor (a temperaturas cercanas a 400 °C), si bien están en fase de demostración otros sistemas que utilizan distintos fluidos circulantes como, por ejemplo, sales fundidas o vapor directo. [3.3.4]

El sistema de Fresnel lineal, segundo tipo de sistema de foco lineal, utiliza como concentrador una serie de espejos paralelos planos de gran longitud, que llevan acoplado un receptor lineal fijo. Uno de los dos sistemas de foco puntual, el de receptor central (denominado también 'torre de potencia'), utiliza una formación de espejos (heliostato) instalados en tierra firme, cada uno de los cuales sigue la trayectoria del Sol mediante dos ejes, con el fin de concentrarlos en un punto situado en lo alto de una torre elevada. El punto focal está orientado a un receptor, que consta de una cavidad invertida fija y/o de tubos por los que circula el fluido que transfiere el calor. Pueden alcanzar temperaturas más altas (de hasta 1.000 °C) que los sistemas de foco lineal, con lo que el motor térmico puede convertir (al menos teóricamente) una mayor cantidad del calor recolectado en energía eléctrica. En el segundo tipo de sistema de foco puntual, el concentrador parabólico, que es un único receptor paraboloide (frente a las formaciones de múltiples reflectores) y sigue la trayectoria del Sol en torno a dos ejes, se usa para concentrar su energía. El plato concentra los rayos solares en un receptor que se desplaza con aquél a solo un diámetro de distancia. En el motor del receptor las temperaturas pueden alcanzar hasta 900 °C. Una modalidad bastante conocida de este sistema consiste en un motor Stirling que mueve un generador eléctrico, y que está instalado en el foco. Los elementos Stirling son relativamente pequeños y producen generalmente entre 10 y 25 kW, pero pueden ser utilizados en gran número para obtener tanta energía eléctrica como una estación centralizada. [3.3.4]

Estos cuatro tipos de centrales de energía por concentración solar presentan ventajas e inconvenientes relativos. [3.3.4] Todos ellos han sido construidos y han concluido la fase de demostración. Una ventaja importante de ese tipo de tecnologías (excepto las de plato parabólico) es la capacidad de almacenar energía térmica después de que ésta ha sido recolectada en el receptor y antes de ser enviada al motor térmico. Se han considerado como medios de almacenamiento sales fundidas, aire a presión o acumuladores de vapor (solo para los almacenajes de corta duración), partículas cerámicas sólidas, materiales de cambio de fase de alta temperatura, grafito, u hormigón de alta temperatura. Las plantas comerciales de la energía por concentración solar tienen capacidades de almacenamiento térmico de hasta 15 horas, por lo que permiten obtener energía eléctrica despachable. [3.3.4]

Producción de combustibles solares. Las tecnologías solares permiten convertir la energía solar en combustibles químicos, como el hidrógeno o ciertos gases y líquidos sintéticos, como el metanol o el gasóleo. Las tres grandes vías de obtención de combustibles solares, que es posible adoptar por separado o conjuntamente, son: 1) la electroquímica; 2) la fotoquímica y la fotobiológica, y 3) la termoquímica. En el primer caso, se produce hidrógeno mediante un proceso de electrolisis que utiliza la energía eléctrica solar generada por un sistema fotovoltaico o energía por concentración solar. La electrolisis del agua es una tecnología antigua y perfectamente conocida, que convierte electricidad en hidrógeno con una eficiencia típica del 70%. En el segundo caso se utilizan fotones solares para activar reacciones fotoquímicas o fotobiológicas que producen combustibles: en otras palabras, se imita la actividad de las plantas y de los organismos. Como alternativa, puede utilizarse un material semiconductor como ánodo para absorber la luz solar en células fotoelectroquímicas, generando también hidrógeno mediante la descomposición del agua. En el tercer caso, se utiliza el calor a alta temperatura obtenido del Sol (por ejemplo, mediante un receptor central en una planta de energía por concentración solar) para activar una reacción química endotérmica que produzca combustible. En este último caso, los reactantes pueden consistir en combinaciones de agua, dióxido de carbono, carbón, biomasa y gas natural. Los productos así obtenidos, denominados 'combustibles solares', pueden ser cualquiera de los siguientes (o una combinación de ellos): hidrógeno, gas de síntesis, metanol, éter dimetílico y petróleo sintético. Cuando se utiliza un combustible de origen fósil como reactante, el valor calorífico del producto será por lo general superior al del reactante, por lo que se hará necesario quemar menos combustible de origen fósil para obtener la misma cantidad de energía. Es posible también sintetizar combustibles solares a partir de hidrógeno solar y CO_2 , para producir hidrocarburos compatibles con las infraestructuras de energía existentes. [3.3.5]

3.4 Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector

3.4.1 Capacidad instalada y energía generada

Energía solar térmica. Las tecnologías de calefacción y refrigeración solar activa para edificios residenciales y comerciales constituyen un mercado ya maduro. Ese mercado, distribuido en diverso grado en la mayoría de los países del mundo, aumentó en un 34,9% entre 2007 y 2009, y sigue creciendo a un ritmo del 16% anual, aproximadamente. Al término de 2009, se estimaba en 180 GW_{th} la capacidad mundial instalada de energía electrotérmica obtenida mediante tales dispositivos. Las ventas mundiales de sistemas activos de la energía solar térmica totalizaron, según estimaciones, 29,1 GW_{th} en 2008 y 31 GW_{th} en 2009. La mayor parte del mercado mundial está constituida por colectores acristalados. China absorbió un 79% de las instalaciones de colectores acristalados en 2008, y la Unión Europea (UE) un 14,5%, aproximadamente. En Estados Unidos y Canadá, el calentamiento de piscinas es todavía la aplicación predominante, con una capacidad instalada de 12,9 GW_{th} de colectores de plástico no acristalados. En 2008, sobre todo, China fue líder mundial en capacidad instalada de colectores planos y de conducción en vacío, con 88,7 GW_{th} . Europa totalizó 20,9 GW_{th} , y Japón, 4,4 GW_{th} . En Europa, el mercado se triplicó con creces entre 2002 y 2008. Pese a esas ganancias, la energía solar térmica sigue representando una parte relativamente pequeña de la demanda de agua caliente en Europa. En Alemania, por ejemplo, que es el mercado dominante, los hogares con una o dos familias utilizan aproximadamente un

5% de la energía solar térmica. Un indicador de la penetración del mercado es el consumo anual de energía solar por habitante. A ese respecto, el país que encabeza la lista es Chipre, con 527 kW_{th} por cada 1.000 habitantes. Cabe resaltar que no se dispone de información sobre la situación de su mercado de energía solar pasiva ni sobre su grado de implantación por sectores. Por consiguiente, las cifras indicadas más arriba hacen referencia solo a la energía solar activa. [3.4.1]

Generación de electricidad mediante energía fotovoltaica. En 2009 había instalados aproximadamente 7,5 GW de sistemas de energía fotovoltaica. Con ello, la capacidad fotovoltaica instalada acumulativa mundial ascendió, en 2009, a unos 22 GW, con posibilidad de generar hasta 26 TWh (93.600 TJ) anuales. Más de un 90% de esa capacidad está instalada en tres mercados punteros: la UE, con un 73% del total, Japón con un 12%, y Estados Unidos con un 8%. Aproximadamente, un 95% de la capacidad fotovoltaica instalada en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) está conectada a la red, y el remanente no está conectados. En la figura RT.3.2 se ilustra el crecimiento experimentado por los ocho mercados principales de la tecnología de la energía fotovoltaica en 2009. España y Alemania han protagonizado, de lejos, la lista de instalaciones de la energía solar en los últimos años. [3.4.1]

Energía por concentración solar. La energía por concentración solar ha alcanzado una capacidad instalada acumulativa de unos 0,7 GW, hallándose en construcción otros 1,5 GW. Previsiblemente, los factores de capacidad de varias de esas centrales estarán comprendidos entre el 25% y el 75%; estos valores pueden ser más altos que en el caso de la energía fotovoltaica, dado que las centrales de energía por concentración solar pueden agregar almacenamiento térmico cuando hay una necesidad proporcionada de sobredimensionar el campo colector para cargar dicho almacenamiento. El extremo inferior de la horquilla de factores de capacidad corresponde a la ausencia de almacenamiento térmico, mientras que el extremo superior corresponde hasta 15 horas de almacenamiento. [3.8.4] Las centrales comerciales pioneras de la energía por concentración solar fueron los sistemas de producción de electricidad solar de California con una capacidad para producir 354 MW de potencia; instalados entre 1985 y 1991, están todavía en funcionamiento. El período comprendido entre 1991 y los primeros años de 2000 conoció un progreso lento de la energía por concentración solar pero desde 2004, aproximadamente, los planes de generación han progresado con rapidez. Actualmente, el grueso de la generación de energía por concentración solar se obtiene mediante tecnologías de colector cóncavo, pero las tecnologías de receptor

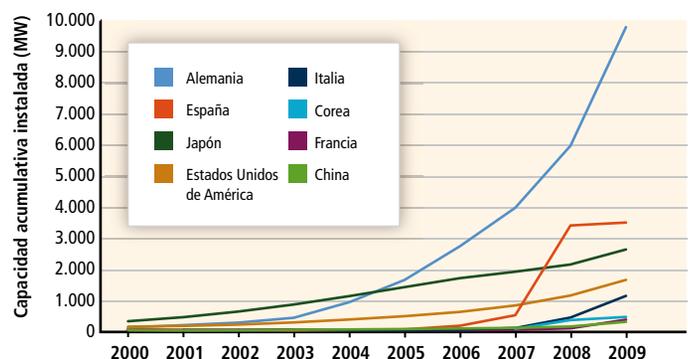


Figura RT.3.2 | Capacidad fotovoltaica instalada en los años 2000 a 2009 en ocho mercados. [véase la figura 3.9]

central representan un porcentaje en aumento, y hay un gran interés comercial por los platos Stirling. A comienzos de 2010, gran parte de la capacidad mundial prevista correspondía a Estados Unidos y España, pero recientemente otros países han anunciado también planes comerciales. En la figura RT.3.3 se muestra la implantación de capacidad de energía por concentración solar actual y prevista para el año 2015. [3.3.4, 3.4.1]

Producción de combustibles solares. La producción de combustibles solares se encuentra actualmente en fase piloto. Se han construido plantas piloto con potencias de 300 a 500 kW para la reducción carbotérmica de óxido de zinc, la reformación de metano en vapor y la gasificación en vapor de coque de petróleo. En Australia hay en funcionamiento un reactor de reformación de vapor, con 250 kW de potencia. [3.3.4, 3.4.1]

3.4.2 Capacidad del sector y cadena de suministro

Energía solar térmica. En 2008, los fabricantes produjeron aproximadamente 41,5 millones de m² de colectores solares, volumen suficiente para emprender la producción en gran escala, aun cuando la producción está distribuida entre gran número de empresas en todo el mundo. De hecho, en la mayor parte del sector se han alcanzado niveles de producción industrial de gran escala. En el proceso de fabricación se utilizan diversos materiales fácilmente asequibles (por ejemplo, cobre, aluminio, acero inoxidable o aislantes térmicos), aplicando diferentes tecnologías para obtener la placa receptora terminada. La caja va cubierta de una tapa de vidrio, generalmente con bajo contenido de hierro, y actualmente fácil de conseguir. La mayoría de la producción se encuentra en China, y está destinada al consumo interno. Los colectores de vacío, adecuados para las técnicas de producción en gran escala, están empezando a dominar el mercado. Hay también una producción importante en Europa, Turquía, Brasil y la India. Gran parte del mercado exportador abarca no solo los colectores solares per se, sino la totalidad de los sistemas de calentamiento solar de agua. Los principales exportadores

de calentadores de agua solares son Australia, Grecia, Estados Unidos y Francia. Las exportaciones australianas constituyen aproximadamente un 50% de su producción. [3.4.2]

Con respecto a la calefacción solar pasiva, una parte de la capacidad del sector y de la cadena de suministro radica en las personas, en particular los ingenieros y arquitectos que deben colaborar sistemáticamente para construir un edificio con calefacción pasiva. En tiempos pasados no había una colaboración estrecha entre ambas disciplinas, pero la difusión de métodos sistemáticos de diseño dados a conocer por diferentes países ha permitido mejorar las capacidades a ese respecto. Las ventanas y el vidrio son una parte importante de los edificios con calefacción pasiva, y la disponibilidad de una nueva generación de ventanas de alta eficiencia (de baja emisividad y rellenas de argón) está impulsando mucho la contribución de la energía solar a las necesidades de calefacción en el sector de la edificación. Estas ventanas son actualmente las más instaladas en la mayoría de los países en latitudes septentrionales. No parece haber problemas de capacidad industrial o de cadena de suministro que dificulten la adopción de unas ventanas más idóneas. Otra característica del diseño pasivo es el aumento de la masa interna de la estructura del edificio. El hormigón y el ladrillo, que son los materiales de almacenamiento más habituales, son fáciles de obtener; y los materiales de cambio de fase (por ejemplo, la parafina), considerados como los materiales de almacenamiento del futuro, no parecen plantear problemas de cadena de suministro. [3.4.2]

Generación de electricidad mediante energía fotovoltaica. En el período 2003-2009, la tasa compuesta de crecimiento anual de la manufactura de dispositivos fotovoltaicos fue superior al 50%. En 2009, la producción de células solares alcanzó los 11,5 GW anuales (capacidad máxima), repartidos entre varias economías: China, que contabilizaba aproximadamente un 51% de la producción mundial (incluido el 14% de la provincia china de Taiwán); Europa, en torno a un 18%; Japón, cerca de un 14%, y Estados Unidos, un 5% aproximadamente. A nivel mundial, son más de 300 las fábricas que producen células y módulos solares. En 2009, las células y módulos de silicio representaron en torno a un 80% del mercado mundial. El 20% restante se distribuía entre el telururo de cadmio, el silicio amorfo y el diseleniuro de cobre, indio y galio. Se espera que el mercado total aumente considerablemente en los próximos años, y que aumente porcentualmente la producción de módulos de película fina. Los fabricantes están evolucionando hacia el diseño original de los elementos de fabricación, y consiguiendo que los componentes de la producción de módulos se vaya aproximando al mercado final. Entre 2004 y comienzos de 2008, la demanda de silicio cristalino (o polisilicio) superó la oferta, con el consiguiente aumento de los precios. Gracias a los nuevos precios, se dispone ahora de una extensa oferta; el mercado de energía fotovoltaica está impulsando actualmente su propio suministro de polisilicio. [3.4.2]

Energía por concentración solar. En los últimos años, la industria de la energía por concentración solar ha resurgido después de un período de estancamiento, y está alcanzando ya los 2 GW encargados o en fase de construcción. Actualmente, son más de diez las empresas que construyen o preparan la construcción de plantas a escala comercial. Hay entre ellas tanto empresas de reciente ejecución como grandes organizaciones, en particular de servicios básicos, que poseen expertos internacionales para la gestión de las operaciones. Ninguna de las cadenas de suministro necesarias para la construcción de centrales está limitada por la disponibilidad de insumos. La ampliación de la capacidad será posible con un período de maduración de unos 18 meses. [3.4.2]

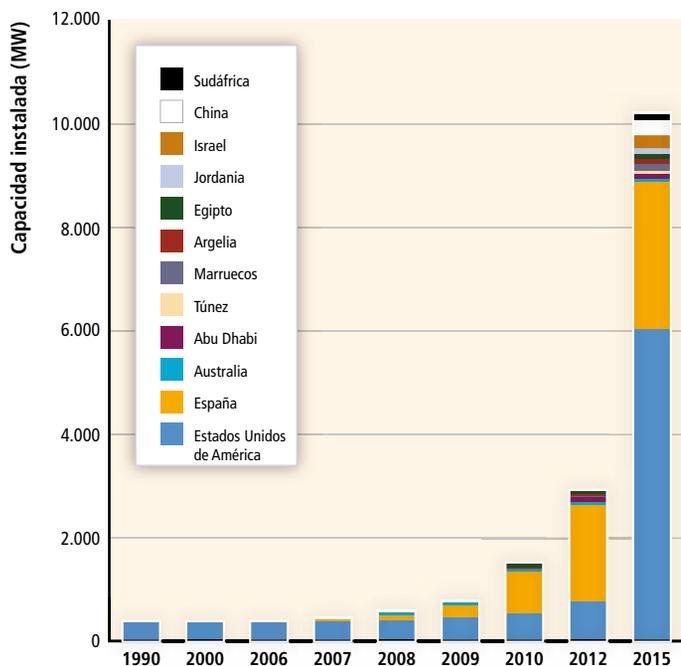


Figura RT.3.3 | Centrales de energía por concentración solar instaladas y previstas, por países. [véase la figura 3.10]

Producción de combustibles solares. La tecnología de combustibles solares se encuentra todavía en su fase inicial, y no existe actualmente ninguna cadena de suministro para aplicaciones comerciales. Los combustibles solares utilizarán, en buena parte, la misma tecnología de recepción solar que utilizan ya otros sistemas de energía por concentración solar de alta temperatura, además de las tecnologías corriente abajo similares a las de la industria petroquímica. [3.4.2]

3.4.3 Repercusión de las políticas

Las tecnologías de la energía solar directa afrontan varias barreras que podrían dificultar su implantación en gran escala. Las tecnologías solares difieren en su nivel de evolución y, aunque algunas aplicaciones son ya competitivas en ciertos mercados localizados, tropiezan por lo general con un impedimento común: la necesidad de reducir costos. Los sistemas de energía por concentración solar y energía fotovoltaica a escala de grandes operadores afrontan barreras diferentes en comparación con las tecnologías distribuidas de calefacción y refrigeración de la energía fotovoltaica y solar. Entre las importantes barreras se encuentran los problemas relacionados con el emplazamiento, la concesión de permisos y la financiación para el desarrollo de terrenos con recursos solares que permitan realizar proyectos a escala de grandes operadores; la falta de acceso a las líneas de transmisión para la ejecución de grandes proyectos alejados de los centros con carga eléctrica; leyes de acceso complejas, trámites para la concesión de permisos y tasas para los proyectos de pequeña escala; una ausencia de normas de interconexión coherentes y de estructuras tarifarias a escala de gran operador, variables a lo largo del tiempo, que reflejen los beneficios de la generación distribuida de electricidad; normas y certificaciones incoherentes y de observancia desigual, y la ausencia de estructuras normativas que reflejen los beneficios de las distintas tecnologías en términos medioambientales y de atenuación de riesgos. Mediante el diseño de unas políticas adecuadas, los gobiernos han demostrado que pueden prestar apoyo a las tecnologías solares financiando la I+D y ofreciendo incentivos para superar los obstáculos económicos. Se han popularizado, por ejemplo, los planes de incentivos basados en los precios al constatar que las políticas de tarifas preestablecidas impulsaban los niveles de implantación fotovoltaica en Alemania y España. En Estados Unidos y China son muy habituales los planes basados en contingentes (por ejemplo, las normas sobre las carteras de la energía renovable o las licitaciones públicas, respectivamente). Además de estos marcos normativos, se recurre frecuentemente a políticas fiscales y mecanismos de financiación (por ejemplo, los créditos fiscales, y los préstamos 'blandos' o los subsidios) para apoyar la fabricación de mercancías solares y fomentar la demanda con fines de consumo. Las políticas solares de mayor éxito han sido concebidas, en su mayoría, en función de los obstáculos que plantean determinadas aplicaciones, y son aquellas que envían señales claras, duraderas y coherentes a los mercados. [3.4.3]

3.5 Integración en el conjunto del sistema energético

Las tecnologías solares reúnen varias características que les permiten integrarse ventajosamente en un sistema energético más amplio. En esta sección se resumen solo los aspectos de integración exclusivos de las tecnologías solares. En particular, una demanda de energía de baja capacidad, la carga de calefacción en barrios o ciudades y otras cargas térmicas, las características de la generación de energía fotovoltaica y los efectos de compensación, y las características de la generación de energía por concentración solar y la estabilización de las redes. [3.5.1–3.5.4]

Por lo que se refiere a las aplicaciones de bajo consumo de potencia, como el alumbrado o el agua caliente solar, las tecnologías solares ofrecen, en ocasiones, una ventaja comparativa frente a las tecnologías de combustibles no renovables. Además, las tecnologías solares se prestan tanto para las aplicaciones descentralizadas en pequeña escala como para las centralizadas de mayor escala. En ciertas regiones del mundo, la integración de la energía solar en los sistemas de calefacción en barrios o ciudades y otros sistemas térmicos ha demostrado ser una estrategia efectiva, especialmente debido a la posibilidad de calentar eficazmente los edificios debidamente aislados mediante vectores energéticos a temperatura relativamente baja. En ciertas ubicaciones, los sistemas de refrigeración y calefacción en barrios o ciudades pueden ofrecer ventajas adicionales frente a los de refrigeración descentralizada y, en particular, un costo ventajoso para las economías de escala, una diversidad de la demanda de refrigeración de diferentes edificios, la reducción de ruidos y de la carga estructural, y un ahorro en espacios de equipamiento. Asimismo, es posible mejorar el factor de capacidad del sistema y los perfiles de emisión si se combinan las tecnologías de la energía de biomasa y la energía solar térmica de baja temperatura. [3.5.1, 3.5.2]

Cuando se genera energía fotovoltaica en un lugar específico, la energía varía sistemáticamente a lo largo del día y del año, pero también de manera aleatoria en función de las condiciones meteorológicas. Esa variación puede influir considerablemente, en algunos casos, en el flujo de tensión y potencia eléctrica en el sistema de transmisión y distribución local, desde las primeras etapas de penetración, y en el equilibrio entre la oferta y la demanda en el funcionamiento del sistema eléctrico total durante la etapa de fuerte penetración. Tal efecto podría restringir la integración de los sistemas de energía fotovoltaica. Sin embargo, las modelizaciones y simulaciones realizadas parecen indicar que numerosos sistemas de energía fotovoltaica deberían acusar, en áreas extensas, variaciones aleatorias menores y más lentas, situación que suele denominarse 'efecto de compensación'. Se están realizando estudios para evaluar y cuantificar los efectos de compensación reales en gran escala (1.000 emplazamientos a distancias de entre 2 y 200 km), y a escalas de tiempo de un minuto o inferiores. [3.5.3]

En una central de energía por concentración solar, incluso en ausencia de almacenamiento, la masa térmica inherente al sistema colector y la masa en rotación de la turbina tienden a reducir considerablemente el efecto de las variaciones transitorias rápidas de la energía solar sobre la producción eléctrica y, por consiguiente, afectan en menor medida a la red. Al incorporar sistemas de almacenamiento térmico integrados sería posible conseguir en un futuro factores de capacidad típicos del funcionamiento con carga base. Además, la integración de las centrales de energía por concentración solar con generadores de combustible de origen fósil, especialmente si son sistemas de ciclo combinado solar integrado alimentados por gas (con almacenamiento), puede reportar una mayor eficiencia del combustible y prolongar las horas de funcionamiento, resultando en último término más rentable que si se utilizan por separado las centrales de energía por concentración solar y/o de ciclo combinado. [3.5.4]

3.6 Impactos medioambientales y sociales

3.6.1 Impactos medioambientales

Además de posibilitar la reducción de GEI, la utilización de energía solar puede reducir la liberación de contaminación —en forma de partículas o gases nocivos— de las centrales de combustibles fósiles a las que sustituye. Las tecnologías de energía solar térmica y energía fotovoltaica no generan ningún tipo de subproducto sólido, líquido o gaseoso durante la producción de electricidad. Según cómo se gestionen, las tecnologías solares pueden tener otros efectos sobre el aire, el agua, la tierra y los ecosistemas. La industria fotovoltaica utiliza ciertos

gases tóxicos y explosivos, así como líquidos corrosivos, en sus líneas de producción. La presencia y cantidad de esos materiales dependerá, en gran medida, del tipo de célula. Sin embargo, las necesidades intrínsecas del proceso productivo de la industria fotovoltaica obligan a introducir unos métodos de control bastante rigurosos que reducen al mínimo la emisión de elementos potencialmente peligrosos durante la producción de los módulos. En las demás tecnologías solares, se espera que la contaminación atmosférica y del agua sean relativamente menores. Además, en ciertas regiones algunas tecnologías solares podrían necesitar de agua para su limpieza, con el fin de mantener el rendimiento. [3.6.1]

En la figura RT.3.4 se muestran varias estimaciones por ciclo de vida de los GEI asociados a distintos tipos de módulos fotovoltaicos y tecnologías de la energía por concentración solar. En el caso de los módulos fotovoltaicos, la mayoría de las estimaciones están agrupadas entre los 30 y los 80 g de CO₂eq/kWh. Según estimaciones recientes, las emisiones de gases de efecto invernadero por ciclo de vida en el caso de la electricidad generada mediante energía por concentración solar ascienden a entre 14 y 32 g de CO₂eq/kWh. Estos niveles de emisión son aproximadamente de una magnitud inferior a los de las centrales eléctricas alimentadas por gas natural. [3.6.1, 9.3.4]

El uso de la tierra constituye otra forma de impacto medioambiental. Para los sistemas termosolares y fotovoltaicos instalados en tejados no representa un problema, pero sí puede serlo para las centrales fotovoltaicas y para los sistemas de energía por concentración solar. Las tierras sensibles en términos medioambientales pueden plantear dificultades especiales para la obtención de permisos de energía por concentración solar. Los sistemas de energía por concentración solar se diferencian de los fotovoltaicos en cuanto a que necesitan refrigerar el fluido circulante, por lo que deben consumir, en ocasiones, un agua no abundante. La utilización del aire ambiental como refrigerante (refrigeración en seco) es una opción viable, pero podría reducir la eficiencia de la central en un porcentaje de entre el 2% y el 10%. [3.6.1]

3.6.2 Impactos sociales

Los beneficios de la energía solar en los países en desarrollo argumentan en favor de su ampliación. Aproximadamente 1.400 millones de personas carecen de acceso a la energía eléctrica. Los sistemas solares para uso doméstico y las redes comunitarias de energía fotovoltaica pueden suministrar energía eléctrica en muchos lugares en que la conexión a la red principal es prohibitiva. Los efectos de las tecnologías de las energías eléctrica y solar sobre la población local se evidencian en una larga lista de beneficios importantes: sustitución de lámparas de keroseno y hornillos de cocina ineficientes, que contaminan los espacios interiores; mayores facilidades para leer en las habitaciones; un menor tiempo dedicado a la recogida de leña para cocinar (que permitiría a mujeres y niños que suelen recogerla atender a otras prioridades); alumbrado público y, por consiguiente, seguridad; mejora de la salud, al disponer de refrigeración para las vacunas y los productos alimentarios y, por último, aparatos de comunicación (televisores, radios). Todos estos constituyen una miríada de beneficios que mejoran la vida de la población. [3.6.2]

La creación de empleo constituye una consideración social importante en relación con las tecnologías de la energía solar. Ciertos análisis indican que la energía solar fotovoltaica posee el potencial más alto de generación de empleos de todas las tecnologías solares. Los sistemas de energía solar permiten crear aproximadamente 0,87 puestos de trabajo/año por GWh, encabezando a los de la energía solar por concentración, con 0,23 puestos/año por GWh. Sabiamente expuestos, estos argumentos pueden ayudar a una más rápida aceptación social, y mejorar la disposición de la población a tolerar las desventajas atribuidas a la energía solar (por ejemplo, su impacto estético). [3.6.2]

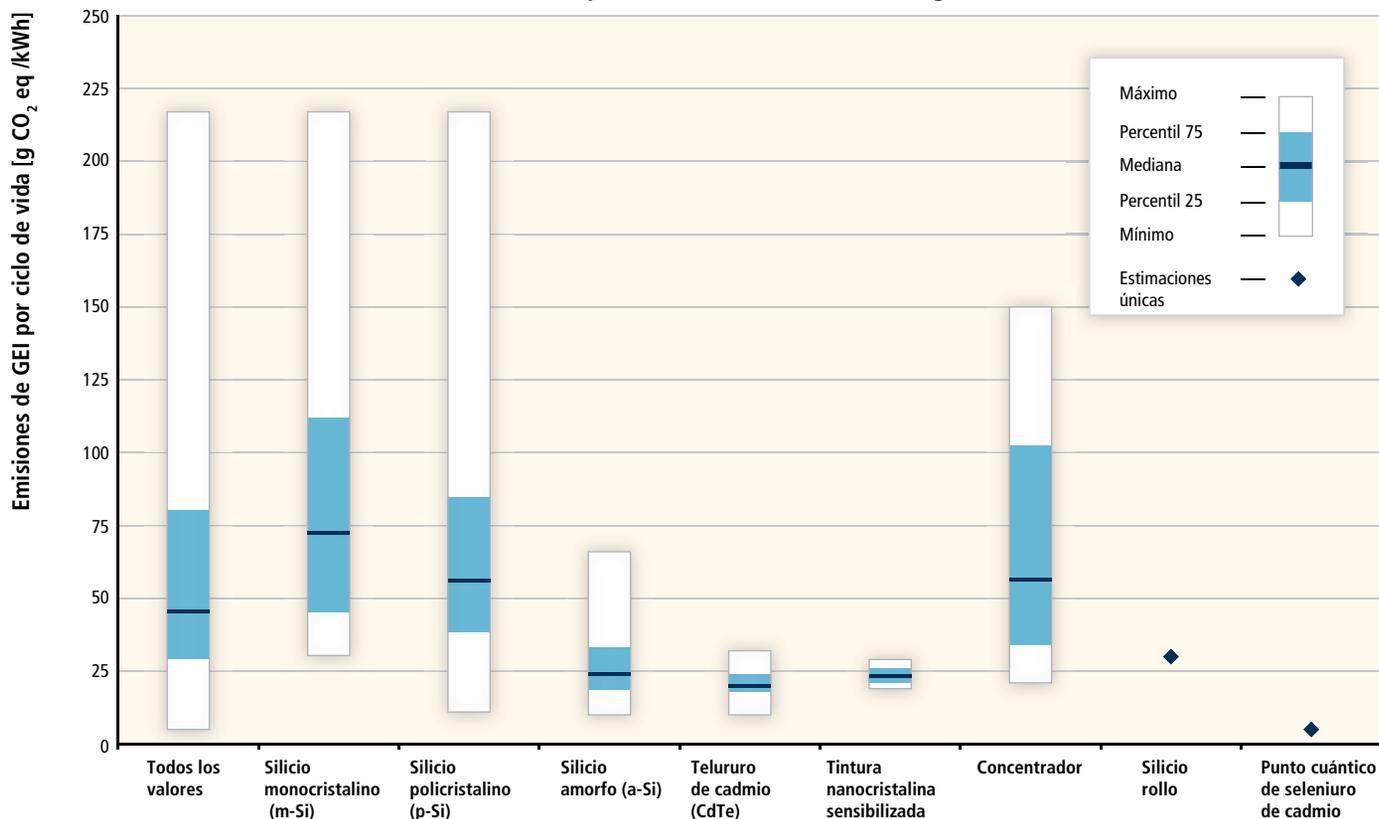
3.7 Perspectivas de mejoras e innovación tecnológicas

Energía solar térmica. Si se incorporan en las primeras etapas de la planificación, los edificios del futuro podrían disponer de paneles solares, entre ellos, de energía fotovoltaica o en forma de colectores térmicos o de sistemas mixtos fotovoltaico-térmicos (híbridos), como principales componentes de tejados y fachadas. Ello podría responder no solo al deseo personal del constructor o del propietario, sino también al cumplimiento de un mandato de políticas públicas, al menos en ciertas zonas. Por ejemplo, la Plataforma tecnológica europea de energía solar térmica contempla la posibilidad de establecer como norma de edificación los 'edificios solares activos' de aquí a 2030, de modo que cada edificio cubra, en promedio, toda su demanda de energía de calentamiento de agua y acondicionamiento de interiores. [3.7.2]

Al señalar los progresos en las tecnologías solares pasivas, cabe distinguir dos climas diferentes: los climas en que predomina la demanda de calefacción, y aquellos en que predomina la de refrigeración. En el primer caso, es previsible la adopción en gran escala de elementos, tales como el acristalamiento al vacío (en lugar de sellados), el aislamiento exterior nocturno dinámico, y los sistemas de acristalamiento translúcido que modifiquen automáticamente el factor de transmisión solar y visible y que sean además buenos aislantes. En el segundo caso, cabe esperar una mayor adopción de tejados refrigerantes (es decir, tejados de colores claros que reflejen la energía solar); técnicas de disipación de calor, utilizando por ejemplo el terreno y el agua como sumideros de calor; métodos para mejorar el microclima en torno a los edificios, y dispositivos de control solar que dejen entrar la luz, pero no el calor, de la energía solar. En ambos tipos de clima, cabe esperar una mejora del almacenamiento térmico integrado en los materiales de construcción. Cabe contemplar también una mejora de los métodos de distribución del calor solar absorbido en torno al edificio y/o en el aire circundante, utilizando posiblemente métodos activos, como los ventiladores. Por último, una mejora de las herramientas de diseño facilitaría todos esos avances. [3.7.1]

Generación de electricidad mediante energía fotovoltaica. Aunque es ya una tecnología relativamente madura, la tecnología de la energía fotovoltaica sigue experimentando rápidas mejoras en el rendimiento y el costo, que se espera continúen. Esos progresos están teniendo lugar en un marco de cooperación intergubernamental, con arreglo a unas "hojas de ruta". Con respecto a las diferentes tecnologías de la energía fotovoltaica, se han identificado cuatro grandes categorías tecnológicas, cada una de ellas con sus propias necesidades de I+D: 1) eficiencia, estabilidad y vida útil de las células; 2) productividad y fabricación de los módulos; 3) sostenibilidad medioambiental, y 4) aplicabilidad, las cuales deberán ser normalizadas y armonizadas. De cara al futuro, las tecnologías de la energía fotovoltaica pueden clasificarse en tres grandes grupos: actuales, de reciente aparición (que representan un riesgo intermedio a medio plazo) (10 a 20 años), y de alto riesgo, que se materializarán previsiblemente a partir de 2030, y cuyo potencial es extraordinario, aunque necesitan todavía de grandes avances técnicos. Algunos ejemplos de células de reciente aparición son las de interfaz múltiple, las de película fina policristalina y las de silicio cristalino con espesores inferiores a 100-µm. Entre las células de alto riesgo se encuentran las células solares orgánicas, los dispositivos biomiméticos y los diseños de punto cuántico, que podrían acrecentar sustancialmente la eficiencia máxima. Por último, se están consiguiendo resultados importantes en el balance de sistemas, integrado por inversores, sistemas de almacenamiento, controladores de carga, estructuras sistémicas, y la red de energía. [3.7.3]

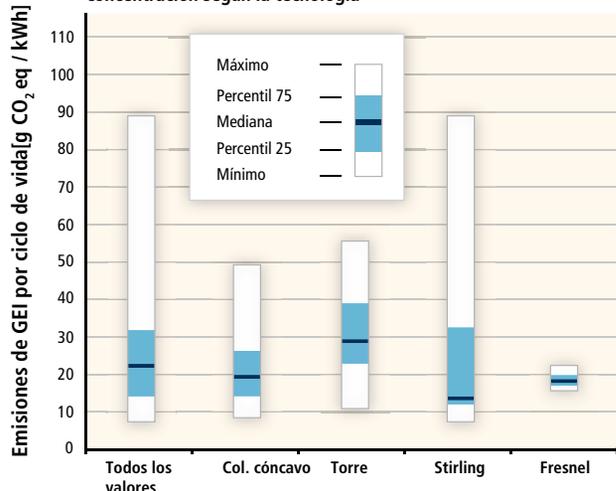
Emisiones de GEI por ciclo de vida de las tecnologías fotovoltaicas



Estimaciones:	124	30	56	12	13	4	6	2*	1
Referencias:	26	9	15	3	3	1	2	2	1

*mismo valor

Emisiones de GEI por ciclo de vida de la energía solar por concentración según la tecnología



Estimaciones:	42	20	14	4	4
Referencias:	13	7	5	3	1

Generación de electricidad mediante energía solar por concentración. Aunque la energía solar por concentración es ya una tecnología demostrada a escala de grandes operadores, está experimentando todavía avances tecnológicos. A medida que se construyen las centrales, la producción en gran escala y las economías de escala permiten reducir los costos. Hay todavía margen para seguir mejorando la eficiencia de conversión solar en electricidad, gracias en parte al aumento de la temperatura en el colector. Con el fin de aumentar la temperatura y la eficiencia, se están desarrollando alternativas a la utilización del petróleo, como los fluidos de transferencia de calor, por ejemplo, el agua (en ebullición en el receptor) o las sales fundidas, que permiten temperaturas de funcionamiento más elevadas. En los sistemas de receptor central, la eficiencia puede ser en general superior, ya que las temperaturas de funcionamiento son más altas, y cabe esperar mejoras que permitan alcanzar valores de eficiencia en pico (de solar a eléctrica), que prácticamente dupliquen los de los sistemas existentes, llegando posiblemente hasta un 35%. La tecnología de colector cóncavo se beneficiará de los constantes avances en superficies de recepción selectiva, y los receptores centrales y platos parabólicos se beneficiarán de unos mejores diseños de receptores y absorbedores que permitan obtener valores más altos de la irradiancia solar en el foco. Cabe esperar una reducción de los costos de capital, gracias a las ventajas que reportan la producción en masa, las economías de escala y la experiencia acumulada. [3.7.4]

Figura RT.3.4 | Emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de los módulos fotovoltaicos (parte superior) y de las tecnologías de la energía por concentración solar (parte inferior). Véase en el anexo II los resultados de las búsquedas bibliográficas y las citas de publicaciones científicas que han contribuido a las estimaciones aquí representadas. [véase la figura 3.14, 3.15]

Producción de combustibles solares. En determinadas aplicaciones restringidas, es posible utilizar la electrolisis solar mediante técnicas de energía fotovoltaica o por concentración solar, aunque con un costo elevado. Se está avanzando en muchas direcciones para desarrollar una tecnología que reduzca el costo de los combustibles solares. Entre ellas, el desarrollo de células electrolíticas de óxido sólido, células electroquímicas (que conjugan en un único dispositivo todas las etapas de la electrolisis solar), procesos termoquímicos avanzados, y procesos fotoquímicos y fotobiológicos, frecuentemente en combinaciones que integran la fotosíntesis artificial en sistemas biomiméticos artificiales y la producción de hidrógeno fotobiológico en organismos vivos. [3.7.5]

Otras posibles aplicaciones futuras. Otros métodos que están siendo investigados para la producción de electricidad mediante tecnologías de energía solar térmica sin ciclo termodinámico intermedio son las variantes termoeléctrica, termoiónica, magnetohidrodinámica y alcalino-metálica. Se ha propuesto también la energía solar espacial, que consistiría en obtener energía solar en el espacio para enviarla mediante microondas a antenas receptoras situadas en tierra. [3.7.6]

3.8 Tendencia de los costos

Aunque el costo de la energía solar varía ampliamente en función de las tecnologías, las aplicaciones, las ubicaciones y otros factores, ha disminuido considerablemente en los últimos 30 años, y los avances técnicos y las políticas estatales de apoyo siguen abriendo posibilidades de reducirlo aún más. El ritmo de innovación que se mantenga influirá notablemente en el grado de implantación de las tecnologías de energía solar. [3.7.2–3.7.5, 3.8.2–3.8.5]

Energía solar térmica. La economía de las aplicaciones de calefacción solar dependerá del diseño apropiado del sistema en relación con las necesidades del servicio energético, que conlleva en ocasiones la utilización de fuentes de energía auxiliares. En ciertas regiones, por ejemplo, en partes meridionales de China, los sistemas de calentamiento de agua solar son competitivos en términos del costo para las opciones tradicionales. Los sistemas de calentamiento de agua solar son, por lo general, más competitivos en regiones soleadas, aunque la situación es distinta para la calefacción de interiores, basada en una carga térmica por lo general más alta. En regiones más frías, los costos de capital pueden ser distribuidos a lo largo de una temporada de calefacción más larga, mejorando con ello la competitividad de la energía solar térmica. [3.8.2]

El costo de inversión de los sistemas de calefacción de la energía solar térmica varía ampliamente en función de la complejidad de la tecnología utilizada y de las condiciones del mercado en el país en que se utilice. Para un sistema instalado, el costo puede variar desde 83 dólares de 2005 de Estados Unidos/m² para los sistemas de calentamiento de agua solar en China hasta más de 1.200 dólares de 2005 de Estados Unidos/m² para ciertos sistemas de calefacción de interiores. El costo nivelado del calor refleja esa amplia variación de los costos de inversión y depende de un número de variables aún mayor, entre las cuales se encuentran el tipo de sistema utilizado, el costo de su inversión, la irradiancia solar disponible en un lugar determinado, la eficiencia de conversión del sistema, los costos de funcionamiento, la estrategia de utilización del sistema, y la tasa de descuento aplicada. Basándose en el método normalizado expuesto en el anexo II y en los datos del costo y el rendimiento resumidos en el anexo III, se ha calculado que el costo nivelado del calor de los sistemas de energía solar térmica, para un gran número y diversidad de parámetros iniciales, varía entre 9 y 200 dólares de 2005 de Estados Unidos/GJ, aunque un análisis paramétrico permitiría obtener estimaciones en contextos más específicos. En la figura RT.3.5 se ha representado el costo nivelado del calor para un número y diversidad relativamente menores de parámetros iniciales.

Más concretamente, puede verse que las previsiones para los sistemas de calentamiento de agua solar con costos comprendidos entre 1.100 y 1.200 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW_{th} y eficiencias de conversión de aproximadamente el 40%, el costo nivelado del calor variará entre poco más de 30 dólares de 2005 de Estados Unidos/GJ y poco menos de 50 dólares de 2005 de Estados Unidos/GJ en regiones comparables a las de Europa central y meridional, llegando hasta casi 90 dólares de 2005 de Estados Unidos/GJ en regiones con menor irradiación solar. Como cabría esperar, las estimaciones del costo nivelado del calor son muy sensibles a todos los parámetros indicados en la figura RT.3.5, incluidos los costos de inversión y los factores de capacidad. [3.8.2, anexo II, anexo III]

En el último decenio, el costo ha descendido en Europa un 20% por cada 50% de aumento de la capacidad instalada de calentadores de agua solares. Según la AIE, es posible reducir todavía más el costo en los países de la OCDE utilizando materiales más baratos, mejorando los procesos de fabricación, introduciendo la producción en gran escala, e integrando directamente los colectores en los edificios como componentes multifuncionales en sistemas modulares y fáciles de instalar. De acuerdo con la AIE, el costo de la energía suministrada en los países de la OCDE terminará disminuyendo entre un 70% y un 75%, aproximadamente. [3.8.2]

Generación de electricidad mediante energía fotovoltaica. Los precios de la energía fotovoltaica han disminuido en más de diez veces durante los últimos 30 años; en la actualidad, sin embargo, el costo nivelado de la energía solar fotovoltaica es, por lo general, superior incluso a los precios del mercado mayorista de electricidad. En ciertas aplicaciones, los sistemas fotovoltaicos son ya competitivos con otras alternativas locales (por ejemplo, para el suministro de electricidad en ciertas zonas rurales en los países en desarrollo). [3.8.3, 8.2.5, 9.3.2]

El costo nivelado de la energía fotovoltaica depende mucho del costo de los componentes de los sistemas, correspondiendo el costo proporcionalmente más alto a los módulos fotovoltaicos. En el costo nivelado de la electricidad se incluyen también los componentes del balance de sistemas, el costo de la mano de obra para la instalación, el costo de funcionamiento y mantenimiento, la ubicación y el factor de capacidad, y la tasa de descuento aplicada. [3.8.3]

El precio de los módulos fotovoltaicos disminuyó, pasando de 22 dólares de 2005 de Estados Unidos/W en 1980 a menos de 1,50 dólares de 2005 de Estados Unidos/W en 2010. Los valores históricos de las tasas de aprendizaje se sitúan entre el 11% y el 26%, con un valor mediano del 20%. El precio de los sistemas completos en dólares/W, incluidos los costos del módulo, del balance de sistemas y de la instalación, han disminuido también continuamente, alcanzando niveles tan bajos como 2,72/W dólares de 2005 de Estados Unidos para ciertas tecnologías de película fina en 2009. [3.8.3]

El costo nivelado de la energía fotovoltaica depende no solo de la inversión inicial, comprende también los costos de funcionamiento y la vida útil de los componentes del sistema, los niveles de irradiación solar local y el rendimiento del sistema. Basándose en la metodología normalizada expuesta en el anexo II y en los datos del costo y el rendimiento resumidos en el anexo III, se ha calculado el costo nivelado de la electricidad reciente para distintos tipos de sistemas de energía fotovoltaica. Los resultados arrojan una variación amplia, desde valores tan bajos como 0,074 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh hasta 0,92 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh, en función de numerosos y muy diversos parámetros iniciales. Si se reduce la horquilla paramétrica, los valores del costo nivelado de la generación de energía fotovoltaica en 2009, a escala de grandes operadores y en regiones con irradiancia solar alta en Europa y Estados Unidos, se sitúan entre aproximadamente 0,15 centavos de dólar de 2005 de

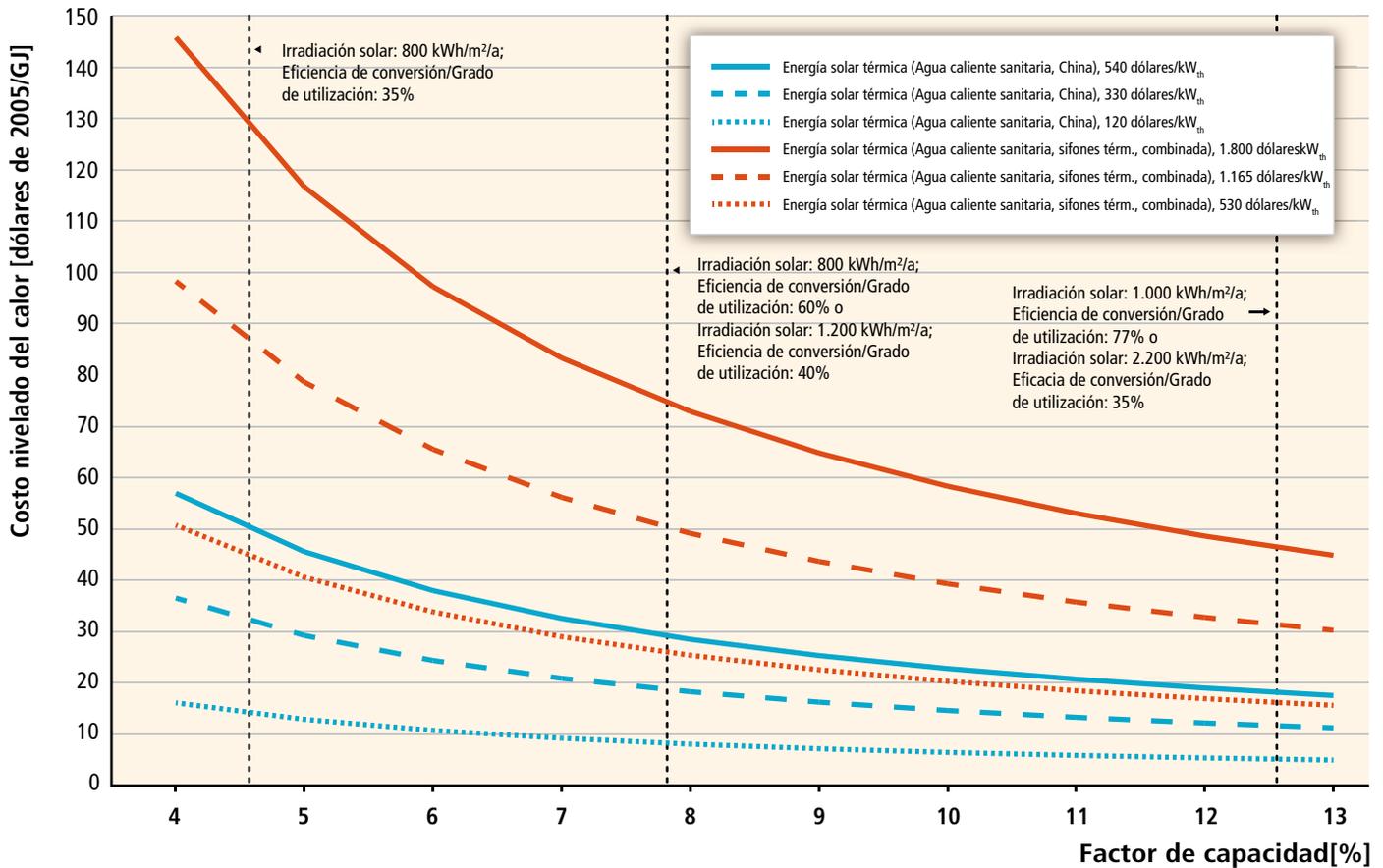


Figura RT.3.5 | Sensibilidad del costo nivelado del calor respecto al costo de inversión, en función del factor de capacidad (teniendo en cuenta una tasa de descuento del 7%, un costo de funcionamiento y mantenimiento anual de entre 5,6 y 14 dólares de 2005/kW, y una vida útil de entre 12,5 y 20 años para sistemas de agua caliente sanitaria en China, y para diversos tipos de sistemas en los países de la OCDE, respectivamente). [véase la figura 3.16]

Estados Unidos/kWh y 0,4 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh con una tasa de descuento del 7%, aunque podrían ser inferiores o superiores en función de los recursos disponibles y de otras condiciones contextuales. En la figura RT.3.6 se muestra una amplia variación del costo nivelado de la energía fotovoltaica en función del tipo de sistema, del costo de inversión, de las tasas de descuento y de los factores de capacidad. [1.3.2, 3.8.3, 10.5.1, anexo II, anexo III]

Las proyecciones de la AIE indican que el costo de generación de electricidad o costo nivelado de la electricidad alcanzarían en 2020 los valores siguientes: entre 14,5 y 28,6 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh para el sector residencial, y entre 9,5 y 19 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh para el sector de grandes operadores, en condiciones favorables; es decir, 2.000 kWh/kW (equivalentes a un factor de capacidad del 22,8%); y de 1.000 kWh/kW en condiciones menos favorables (equivalentes a un factor de capacidad del 11,4%), respectivamente. La meta del Departamento de Energía de Estados Unidos es todavía más ambiciosa, con un objetivo para el costo nivelado de la electricidad de entre 5 y 10 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh, en función de los usuarios finales, de aquí a 2015. [3.8.3]

Generación de electricidad mediante energía por concentración solar. La generación de electricidad mediante la energía por concentración solar constituye una tecnología compleja que opera en un entorno de recursos y financiero también complejo; tal es el número de factores que afectan al costo nivelado de la electricidad. Es frecuente confundir el costo de inversión comunicado respecto de las centrales de energía por concentración solar si se comparan éstas con otras fuentes renovables, ya que diferentes niveles de almacenamiento térmico integrado incrementan la inversión, aunque mejoran también la producción anual y el factor de capacidad de la central.

Para las grandes centrales de colector cóncavo de última generación, se estiman actualmente unos costos de inversión de 3,82 dólares de 2005 de Estados Unidos/W (sin almacenamiento) y de 7,65 dólares de 2005 de Estados Unidos/W (con almacenamiento), en función de los costos de mano de obra y del terreno, de las tecnologías, de la cantidad y distribución de la irradiación fascicular y, sobre todo, del volumen de almacenamiento y de la extensión del campo solar. Los datos sobre el rendimiento de las centrales modernas de energía por concentración solar son limitados, particularmente si éstas están provistas de almacenamiento térmico, ya que las nuevas centrales están en funcionamiento solo desde 2007. Para las del primer tipo, sin almacenamiento, los factores de capacidad se cifraban en un 28%. Para las centrales modernas sin almacenamiento se prevén unos factores de capacidad de entre aproximadamente el 20% y el 30%; para las centrales con almacenamiento térmico, es posible conseguir factores de capacidad de entre el 30% y el 75%. Basándose en la metodología normalizada descrita en el anexo II y en los datos del costo y el rendimiento resumidos en el anexo III, se ha calculado que el costo nivelado de la electricidad de una central solar de colector cóncavo con seis horas de almacenamiento térmico, considerando un gran número y diversidad de parámetros iniciales, se situaba en 2009 entre poco más de 10 y aproximadamente 30 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh. Si se reduce al 10% la horquilla de tasas de descuento, se obtiene un intervalo de valores más reducido, de entre aproximadamente 20 y 30 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh, que concuerda a grandes rasgos con los 18 a 27 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh publicados. Los parámetros específicos del costo y el rendimiento, incluidos la tasa de descuento aplicada y el factor de capacidad, afectan a la estimación del costo nivelado de electricidad en concreto, aunque se espera que el costo nivelado de la electricidad de las diferentes configuraciones del sistema, en condiciones por lo demás idénticas, difiera solo ligeramente [3.8.4]

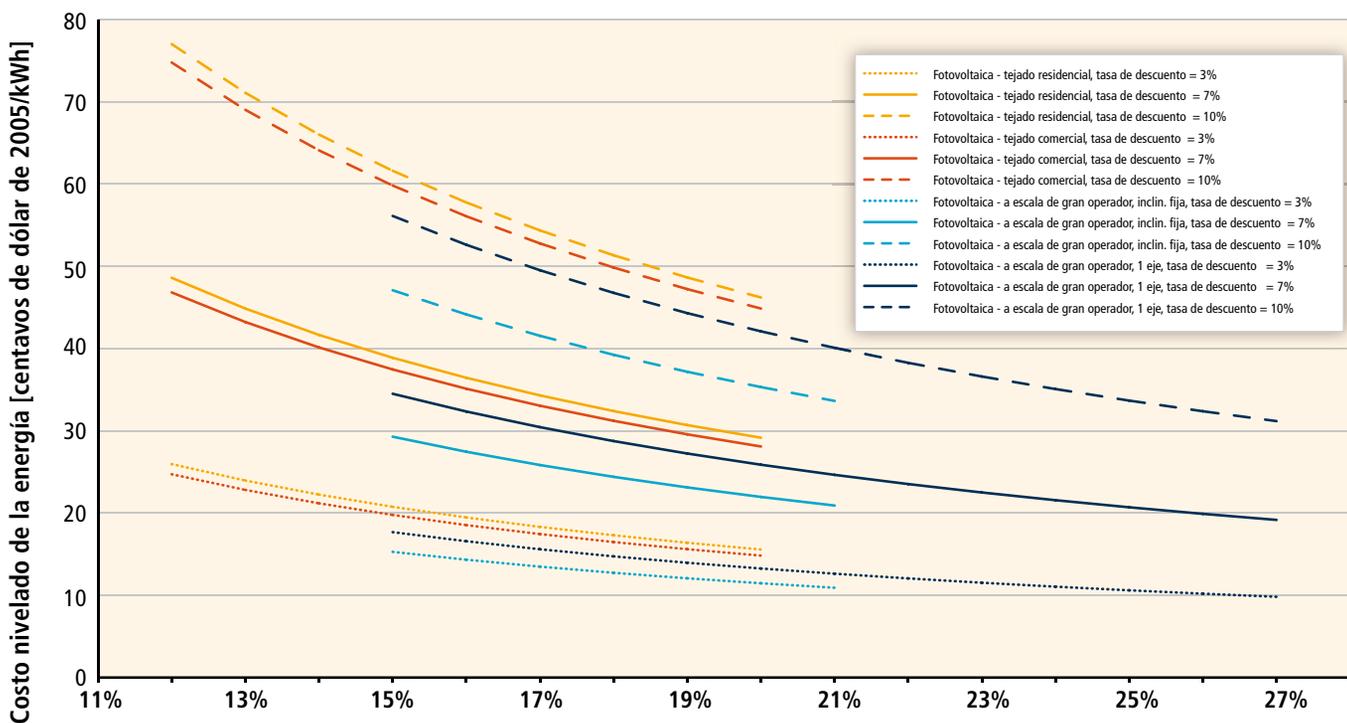
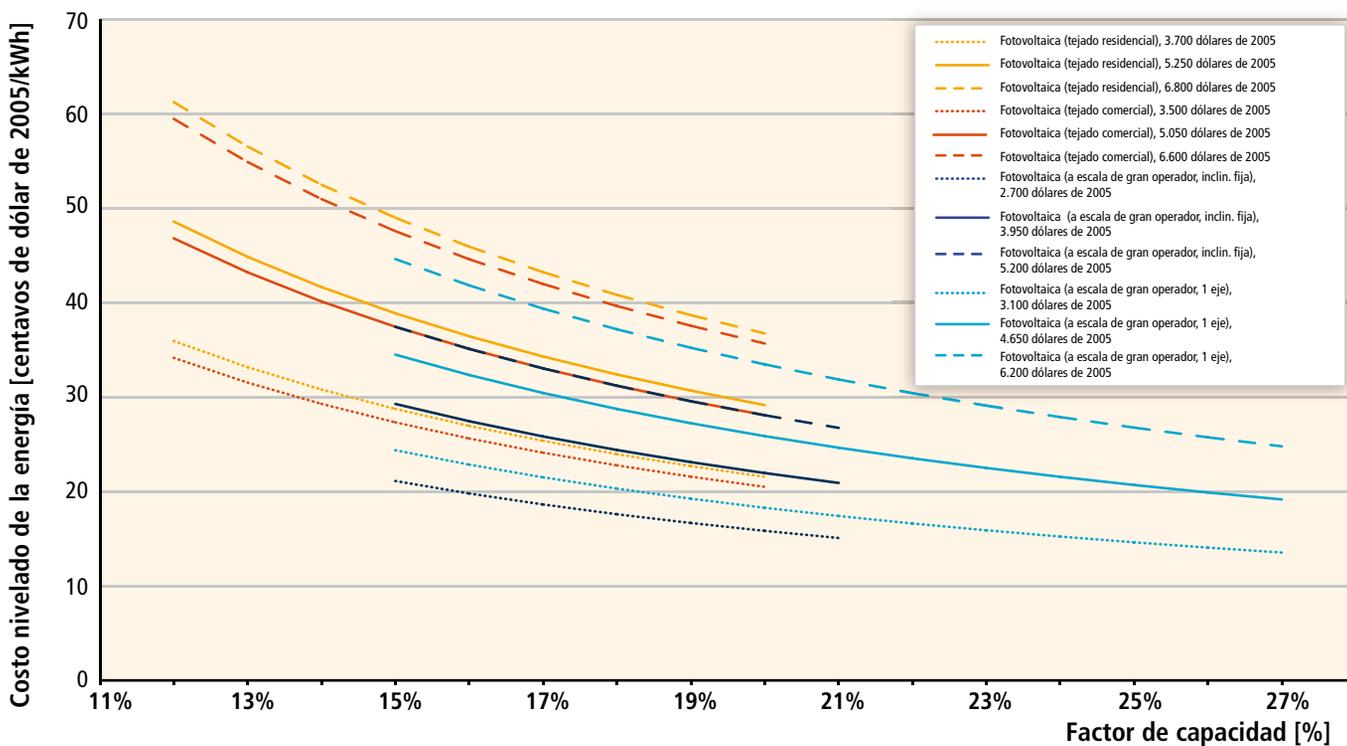


Figura RT.3.6 | Costo nivelado de la generación de energía fotovoltaica, 2008–2009: (figura superior) en función del factor de capacidad y del costo de inversión*, **, y en función del factor de capacidad y de la tasa de descuento**, **. (figura inferior) [véase la figura 3.19]

Notas: * A una tasa de descuento del 7%. ** A un costo de inversión para los sistemas residenciales en tejados de 5.500 dólares/kW; de 5.150 dólares para los sistemas comerciales en tejados; 3.650 dólares/kW para los proyectos de inclinación fija a escala de grandes operadores, y 4.050 dólares/kW para los proyectos de eje único a escala de grandes operadores. *** A un costo anual de funcionamiento y mantenimiento de entre 41 y 64 dólares/kW, para una vida útil de 25 años.

El cociente de aprendizaje de la energía por concentración solar, si se exceptúa el bloque de potencia, se ha estimado en $10 \pm 5\%$. En Estados Unidos se ha cifrado en 6 a 8 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh el objetivo del costo

nivelado de la electricidad con 6 horas de almacenamiento de aquí a 2015, y en 50 a 60 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh con 12 a 17 horas de almacenamiento de aquí a 2020. La UE persigue unas metas similares. [3.8.4]

3.9 Implantación potencial

3.9.1 Previsiones a corto plazo (2020)

En la tabla RT.3.1 se resumen las conclusiones de los estudios disponibles sobre el potencial de implantación de aquí a 2020, según diversos estudios publicados. Los datos tabulados han sido obtenidos de las fuentes siguientes: el Consejo Europeo de Energías Renovables (EREC) - Greenpeace (escenarios de [r]evolución energética, de referencia y avanzados), y la AIE (hojas de ruta para las tecnologías de energía por concentración solar y fotovoltaica). Con respecto a los valores de la energía solar térmica, cabe resaltar que no se han incluido las contribuciones de las tecnologías solares pasivas; aunque éstas reducen la demanda de energía, no forman parte de la cadena de suministro contemplada en las estadísticas de la energía. [3.9]

3.9.2 Implantación a largo plazo en el contexto de la mitigación del carbono

En la figura RT.3.7 se exponen los resultados de más de 150 escenarios de modelización a largo plazo descritos en el capítulo 10. Los escenarios de implantación potencial varían ampliamente, desde aquellos en que la energía solar desempeñaría un papel marginal en 2050 hasta otros en que representaría una de las principales fuentes del suministro energético. Aunque en la actualidad la energía solar directa aporta solo una fracción muy pequeña del suministro mundial de energía, no cabe duda de que esa fuente de energía tiene uno de los potenciales más prometedores.

La reducción de costos es un aspecto clave si se desea que la energía solar directa revista mayor interés comercial y esté en condiciones de hacerse con un porcentaje mayor del mercado de energía mundial. Ello solo podrá lograrse si se reducen los costos de las tecnologías solares a medida que avanzan sus curvas de aprendizaje, que dependen principalmente del volumen del mercado. Además, será necesario desplegar esfuerzos continuados de I+D para asegurarse de que la pendiente de las curvas de aprendizaje no pierda inclinación demasiado pronto. El costo verdadero de la implantación de la energía solar es todavía desconocido, ya que la mayoría de los escenarios de implantación actualmente existentes contemplan una única tecnología. Esos escenarios no tienen en cuenta los beneficios conjuntos de un suministro de la energía renovable y sostenible mediante una diversidad de fuentes de energía renovables y de medidas de eficiencia energética.

La implantación potencial depende de los recursos y disponibilidad reales de las tecnologías respectivas. Sin embargo, el marco normativo y jurídico

existente puede fomentar o dificultar en gran medida la adopción de aplicaciones de energía solar directa. Unas normas de verificación mínimas con respecto a la orientación y el aislamiento de los edificios podrían reducir considerablemente la demanda de energía de estos e incrementar el porcentaje de suministro de las energías renovables, sin elevar la demanda general. La transparencia y optimización de los procedimientos administrativos para la instalación y conexión de fuentes de energía solar en infraestructuras de red ya existentes permitirían reducir aún más el costo de la energía solar directa.

4. Energía geotérmica

4.1 Introducción

Los recursos geotérmicos comprenden la energía térmica presente en el interior de la Tierra, almacenada en rocas y en vapor de agua o agua líquida atrapados en el subsuelo, y se utilizan para generar energía eléctrica en una planta de energía térmica, o para otras aplicaciones domésticas y agroindustriales a base de calor, así como para aplicaciones de cogeneración de calor y electricidad. El cambio climático no influye de manera apreciable en la eficacia de la energía geotérmica. [4.1]

La energía geotérmica es un recurso renovable, ya que el calor extraído de un reservorio activo se repone constantemente gracias a la producción natural de calor, a la conducción y convección desde regiones circundantes más cálidas, y a la reinyección de los fluidos geotérmicos extraídos. [4.1]

4.2 Potencial del recurso

Según se ha estimado, el calor accesible almacenado en rocas cálidas y secas de la Tierra representa entre 110 y 403 x 10⁶ EJ hasta 10 km de profundidad, entre 56 y 140 x 10⁶ EJ hasta 5 km de profundidad, y en aproximadamente 34 x 10⁶ EJ hasta 3 km de profundidad. Con base en estimaciones anteriores de los recursos hidrotérmicos y en diversos cálculos relativos a los sistemas geotérmicos (técnicamente) mejorados, obtenidos a su vez de estimaciones del calor almacenado en el subsuelo, el potencial técnico geotérmico de producción de electricidad se sitúa entre 118 y 146 EJ/año (a 3 km de profundidad) y entre 318 y 1.109 EJ/año (a 10 km de profundidad) y, en el caso de los usos directos, entre 10 y 312 EJ/año (véase la figura RT.4.1). [4.2.1]

Tabla RT.3.1 | Evolución de la capacidad solar acumulativa. [véase la tabla 3.7]

		Calor solar a baja temperatura (GW _{th})			Energía solar fotovoltaica (GW)			Energía solar por concentración (GW)		
		Año	2009	2015	2020	2009	2015	2020	2009	2015
Nombre del escenario	Capacidad instalada acumulativa actual	180			22			0,7		
	EREC - Greenpeace (escenario de referencia)		180	230		44	80		5	12
	EREC - Greenpeace (escenario de [r]evolución)		715	1.875		98	335		25	105
	EREC - Greenpeace (escenario avanzado)		780	2.210		108	439		30	225
	Hojas de ruta de la AIE		n.a.			95 ¹	210		n.a.	148

Notas: 1. Extrapolado de la tasa de crecimiento promedio para el período 2010-2020.

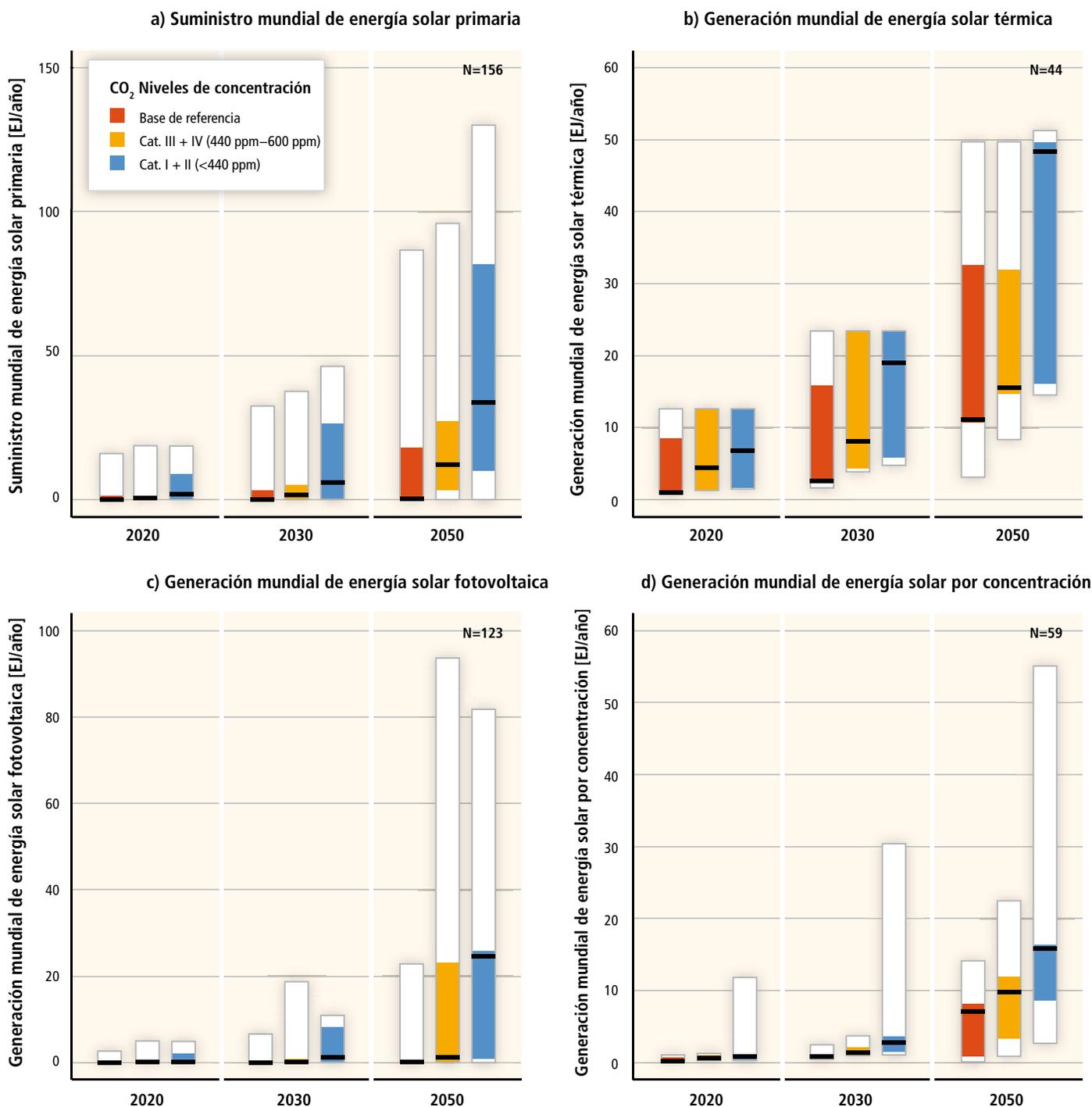


Figura RT.3.7 | Valores mundiales de suministro y generación solar en escenarios a largo plazo (valores medianos, intervalo entre los percentilos 25 y 75, y la totalidad de resultados de los escenarios; los colores asignados están basados en las categorías de niveles de concentración de CO₂ en la atmósfera en 2100; el número específico de escenarios en que está basada la figura aparece indicado en el ángulo superior derecho). a) Suministro mundial de energía solar primaria; b) generación mundial de energía solar térmica; c) generación mundial de energía solar fotovoltaica, y d) generación mundial de energía solar por concentración. [véase la figura 3.22]

En la tabla RT.4.1 pueden verse los potenciales técnicos a nivel regional. El desglose regional está basado en la metodología aplicada por el Electric Power Research Institute para estimar los potenciales geotérmicos teóricos de cada país; a partir de ese desglose, los países han sido clasificados por grupos regionales. Así pues, el desglose actual del potencial técnico mundial está basado en unos factores que reflejan las variaciones regionales del gradiente geotérmico promedio y en la presencia, o bien de

una anomalía geotérmica difusa, o bien de una región a alta temperatura asociada a fenómenos volcánicos o a fronteras entre placas tectónicas. La separación entre potenciales eléctricos y térmicos (usos directos) es un tanto arbitraria, ya que la mayoría de los recursos de alta temperatura pueden ser utilizados indistinta o conjuntamente en las aplicaciones de cogeneración de calor y electricidad, en función de las condiciones de mercado locales. [4.2.2]

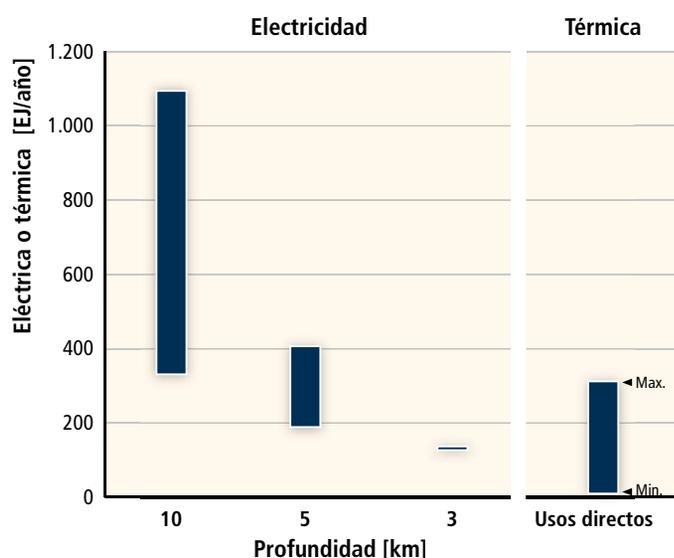


Figura RT.4.1 | Potencial técnico geotérmico de producción de electricidad y para usos directos (calor). Por lo general, los usos directos no necesitan desarrollarse a profundidades superiores a unos 3 km. [véase la figura 4.2].

El calor extraído para materializar los potenciales técnicos puede ser repuesto total o parcialmente a largo plazo, gracias al flujo de calor continental, cifrado en 315 EJ/año, con un valor de flujo promedio de 65 mW/m². [4.2.1]

4.3 Tecnología y aplicaciones

La energía geotérmica se extrae actualmente mediante perforaciones y por otros medios para obtener fluidos a alta temperatura de: a) reservorios hidrotérmicos de permeabilidad naturalmente alta, o b) sistemas geotérmicos mejorados o tecnificados (sistemas geotérmicos mejorados) con trayectorias de fluido artificiales (véase la figura RT.4.2). La generación de electricidad a partir de reservorios hidrotérmicos es una tecnología madura y fiable que se viene utilizando desde hace aproximadamente 100 años. Otra tecnología madura es el calentamiento directo mediante bombas de calor geotérmicas para la calefacción central en barrios o ciudades y otras aplicaciones. Los sistemas geotérmicos mejorados están todavía en fase de demostración. [4.3]

La electricidad obtenida de la energía geotérmica es especialmente adecuada para suministrar energía de carga base, aunque puede ser también despachada y utilizada en respuesta a los picos de demanda. Por consiguiente, la electricidad mediante energía geotérmica puede ser un complemento de la producción de electricidad variable. [4.3]

Dado que los recursos geotérmicos se encuentran en el subsuelo, se han desarrollado métodos de exploración (prospecciones geológicas, geoquímicas y geofísicas) con el fin de localizarlos y evaluarlos. La exploración geotérmica tiene por objeto determinar y clasificar los reservorios geotérmicos prospectivos antes de las perforaciones. En la actualidad, las perforaciones geotérmicas alcanzan profundidades de hasta 5 km mediante métodos de perforación rotatoria convencional similares a los utilizados para acceder a los reservorios de petróleo y gas. Los avances de las tecnologías de perforación permiten trabajar a altas temperaturas y controlar la dirección de la perforación. [4.3.1]

Los dos tipos básicos de plantas de energía geotérmica actualmente en uso consisten en turbinas de condensación de vapor y en unidades de ciclo binario. Las centrales de condensación pueden ser de condensación rápida o de vapor en seco (estas últimas no obligan a separar la salmuera, por lo que son más simples y económicas), y son más habituales que las unidades binarias. Se utilizan en recursos de temperatura media y alta ($\geq 150^{\circ}\text{C}$), a menudo con capacidades de entre 20 y 110 MW_e. En las plantas de ciclo binario, el fluido geotérmico recorre un intercambiador de calor, que calienta a su vez otro fluido de bajo punto de ebullición que, al evaporarse, acciona una turbina. Son aptas para reservorios hidrotérmicos de baja temperatura y para reservorios de sistemas geotérmicos mejorados (por lo general, entre 70°C y 170°C de temperatura), y están frecuentemente construidas en forma de unidades modulares de pocos MW_e de capacidad, conectadas entre sí. Las centrales combinadas o híbridas contienen dos o más de los tipos básicos anteriormente indicados con el fin de mejorar la versatilidad, la eficiencia térmica general y la capacidad de seguimiento de la carga, y son eficientes para abarcar un amplio intervalo de temperaturas del recurso. Por último, las plantas de cogeneración de calor y electricidad producen tanto electricidad como agua caliente para usos directos. [4.3.3]

Tabla RT.4.1 | Potenciales técnicos de la energía geotérmica a nivel continental de las regiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). [véase la tabla 4.3]

REGIÓN ¹	Potencial técnico eléctrico (EJ/año) a profundidades de:						Potenciales técnicos (EJ/año) para usos directos	
	3 km		5 km		10 km		Inferior	Superior
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior		
OCDE - América del Norte	25,6	31,8	38,0	91,9	69,3	241,9	2,1	68,1
América Latina	15,5	19,3	23,0	55,7	42,0	146,5	1,3	41,3
OCDE - Europa	6,0	7,5	8,9	21,6	16,3	56,8	0,5	16,0
África	16,8	20,8	24,8	60,0	45,3	158,0	1,4	44,5
Economías en transición	19,5	24,3	29,0	70,0	52,8	184,4	1,6	51,9
Oriente Medio	3,7	4,6	5,5	13,4	10,1	35,2	0,3	9,9
Países en desarrollo de Asia	22,9	28,5	34,2	82,4	62,1	216,9	1,8	61,0
OCDE - Pacífico	7,3	9,1	10,8	26,2	19,7	68,9	0,6	19,4
Total	117,3	145,9	174,3	421,2	317,6	1.108,6	9,6	312,1

Nota: 1. Véase en el anexo II las definiciones regionales y los grupos de países.

En los reservorios de sistemas geotérmicos mejorados es necesario estimular las regiones subsuperficiales cuando la temperatura es suficientemente alta para ser aprovechada. A tal efecto, se crea un reservorio consistente en una red de fracturas, para disponer de trayectorias de fluido adecuadamente conectadas entre los pozos de inyección y de producción. El calor es extraído haciendo circular agua por el reservorio a lo largo de un circuito cerrado, y puede ser utilizado para generar energía eléctrica o para usos de calefacción industrial o residencial (véase la figura RT.4.2). [4.3.4]

Los usos directos consisten en la calefacción y refrigeración de edificios, particularmente para proporcionar calefacción central en barrios o ciudades, para calentar estanques piscícolas, invernaderos, piscinas recreativas, terapéuticas y de competición, para procesos de purificación y desalinización del agua y calor para procesos industriales destinados al procesamiento de productos agrícolas y al secado de minerales. Aunque es debatible que las bombas de calor geotérmicas sean una aplicación 'genuina' de la energía geotérmica, es posible utilizarlas en casi cualquier lugar del mundo con fines de calefacción y refrigeración, y explotan la temperatura subterránea o freática, relativamente constante en un intervalo de entre 4 °C y 30 °C. [4.3.5]

4.4 Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector

Los recursos geotérmicos están siendo utilizados desde hace casi un siglo para generar electricidad. En 2009, el mercado mundial de electricidad geotérmica abarcaba una gran diversidad de empresas, y representaba un 10,7 GW_e de capacidad instalada. En 2008, se generaron más de 67 TWh_e (0,24 EJ) de electricidad en 24 países (véase la figura RT.4.3), cuya energía abasteció más de un 10% de la demanda eléctrica total en seis de ellos. Mediante aplicaciones geotérmicas directas, se generaron también 50,6 GW_{th} en 78 países, que en 2008 produjeron 121,7 TWh_{th} (0,44 EJ) de calor. De esa capacidad instalada, las bombas de calor geotérmicas generaron un 70% (35,2 GW_{th}) en forma de usos directos. [4.4.1, 4.4.3]

En los cinco últimos años (2005-2010), la tasa media mundial de crecimiento anual de la capacidad de energía geotérmica instalada fue del 3,7% y, en los últimos 40 años (1970-2010), del 7,0%. Para usos geotérmicos directos, las tasas ascendieron al 12,7% (2005-2010), y al 11% entre 1975 y 2010. [4.4.1]

La tecnología de sistemas geotérmicos mejorados se encuentra todavía en fase de demostración, con una pequeña central en funcionamiento en Francia y un proyecto piloto en Alemania. En Australia se ha invertido considerablemente en la exploración y el desarrollo de la tecnología de esos sistemas en los últimos años, y en Estados Unidos ha aumentado el apoyo destinado a la investigación, el desarrollo y la demostración de esa tecnología, en el marco de un programa geotérmico nacional reactivado. [4.4.2]

En 2009, los principales tipos (y porcentajes relativos) de las aplicaciones geotérmicas directas para usos energéticos de periodicidad anual fueron los siguientes: calefacción de interiores en edificios (63%), estanques, piscinas y balnearios (25%), horticultura (invernaderos y calentamiento de suelos) (5%), calor para procesos industriales y secado de productos agrícolas (3%), acuicultura (cultivos piscícolas) (3%), y fusión de nieve (1%). [4.4.3]

Para que la energía geotérmica alcance su capacidad máxima en materia de mitigación del cambio climático será necesario superar barreras técnicas y de otra índole. La adopción de políticas específicamente orientadas a la tecnología de la energía geotérmica podría ayudar a superar esas barreras. [4.4.4]

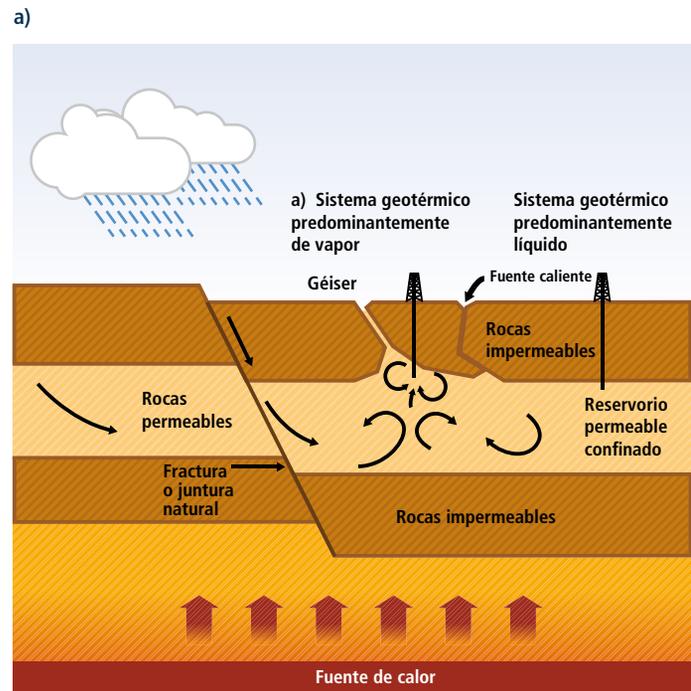


Figura RT.4.2a | Representación esquemática de los recursos convectivos (hidrotérmicos). [véase la figura 4.1a]

4.5 Impactos medioambientales y sociales

Los impactos medioambientales y sociales de la energía geotérmica no son inexistentes, y suelen estar vinculados al emplazamiento y al tipo de tecnología. Por lo general, dichos impactos son manejables, y sus efectos negativos sobre el medio ambiente son menores. El principal gas de efecto invernadero (GEI) emitido en las operaciones geotérmicas es el CO₂, aunque no por combustión sino por emisión natural directamente desde sus fuentes. Una encuesta entre centrales de energía geotérmica operativas en 2001 reveló unas tasas de emisión directa de CO₂ muy diversas, con valores comprendidos entre 4 y 740 g/kWh_e, en función del diseño tecnológico y de la composición del fluido geotérmico del reservorio subterráneo. En los usos directos, las emisiones directas de CO₂ son insignificantes, mientras que las centrales de sistemas geotérmicos mejorados estarán probablemente diseñadas como sistemas de circulación en fase líquida y en circuito cerrado, con emisiones directas nulas. Las evaluaciones por ciclo de vida permiten prever que las emisiones equivalentes en CO₂ serán inferiores a 50 g/kWh_e en las plantas de energía geotérmicas; inferiores a 80 g/kWh_e en las centrales de sistemas geotérmicos mejorados proyectadas, y entre 14 y 202 g/kWh_{th} en los sistemas de calefacción centralizada en barrios o ciudades y bombas de energía geotérmicas. [4.5, 4.5.1, 4.5.2]

El impacto medioambiental de los proyectos geotérmicos obliga a tener en cuenta diversos tipos de efectos sobre la atmósfera local, la tierra y el uso del agua, tanto durante la construcción como en la fase operacional común a la mayoría de los proyectos energéticos y, específicamente, relacionados con la energía geotérmica. Los sistemas geotérmicos, basados en fenómenos naturales, suelen descargar gases mezclados con vapor a través de las aberturas de la superficie, y minerales disueltos en el agua proveniente de manantiales a alta temperatura. Algunos gases pueden ser

b)

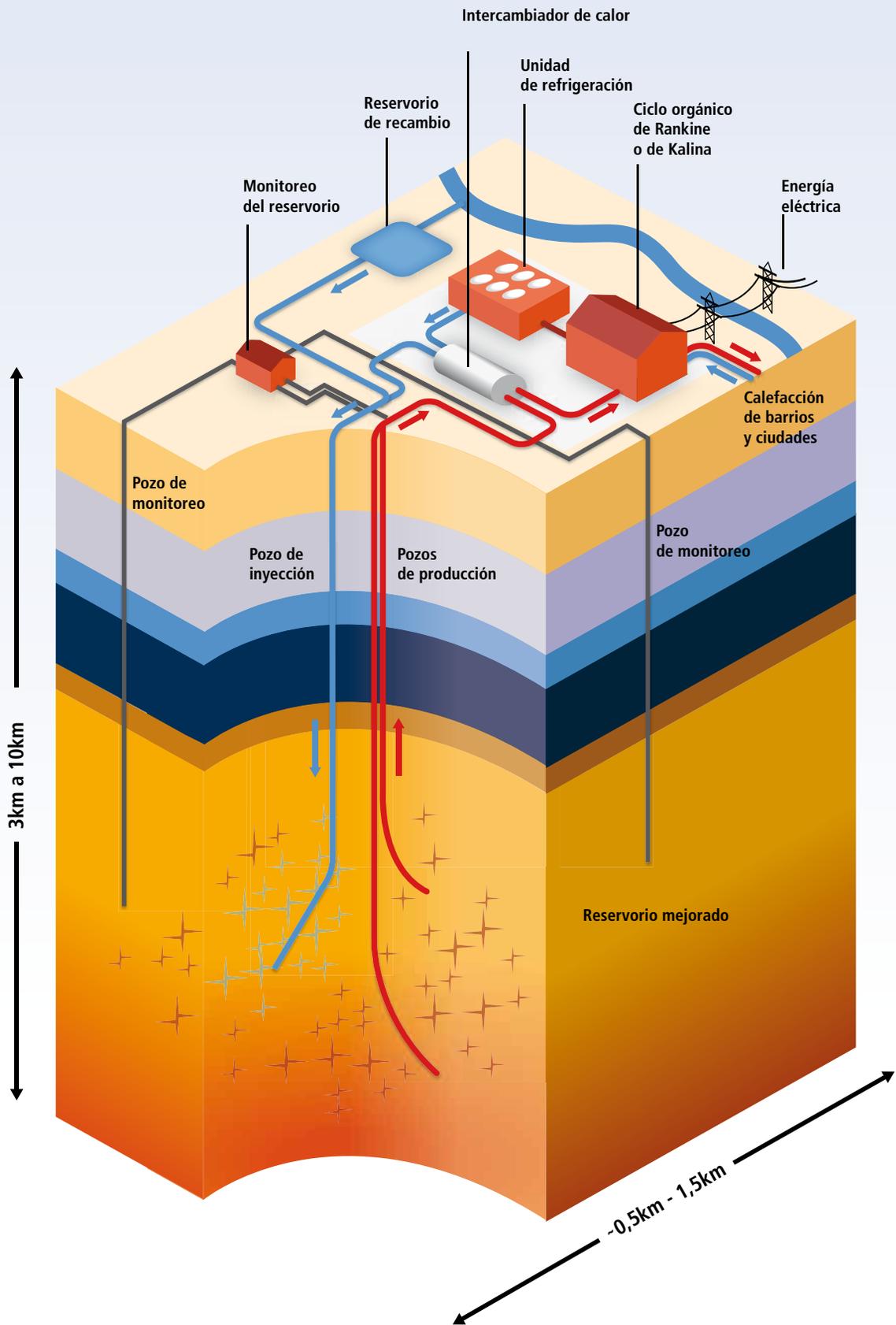


Figura RT 4.2b | Representación esquemática de los recursos conductivos (de sistemas geotérmicos mejorados). [véase la figura 4.1b]

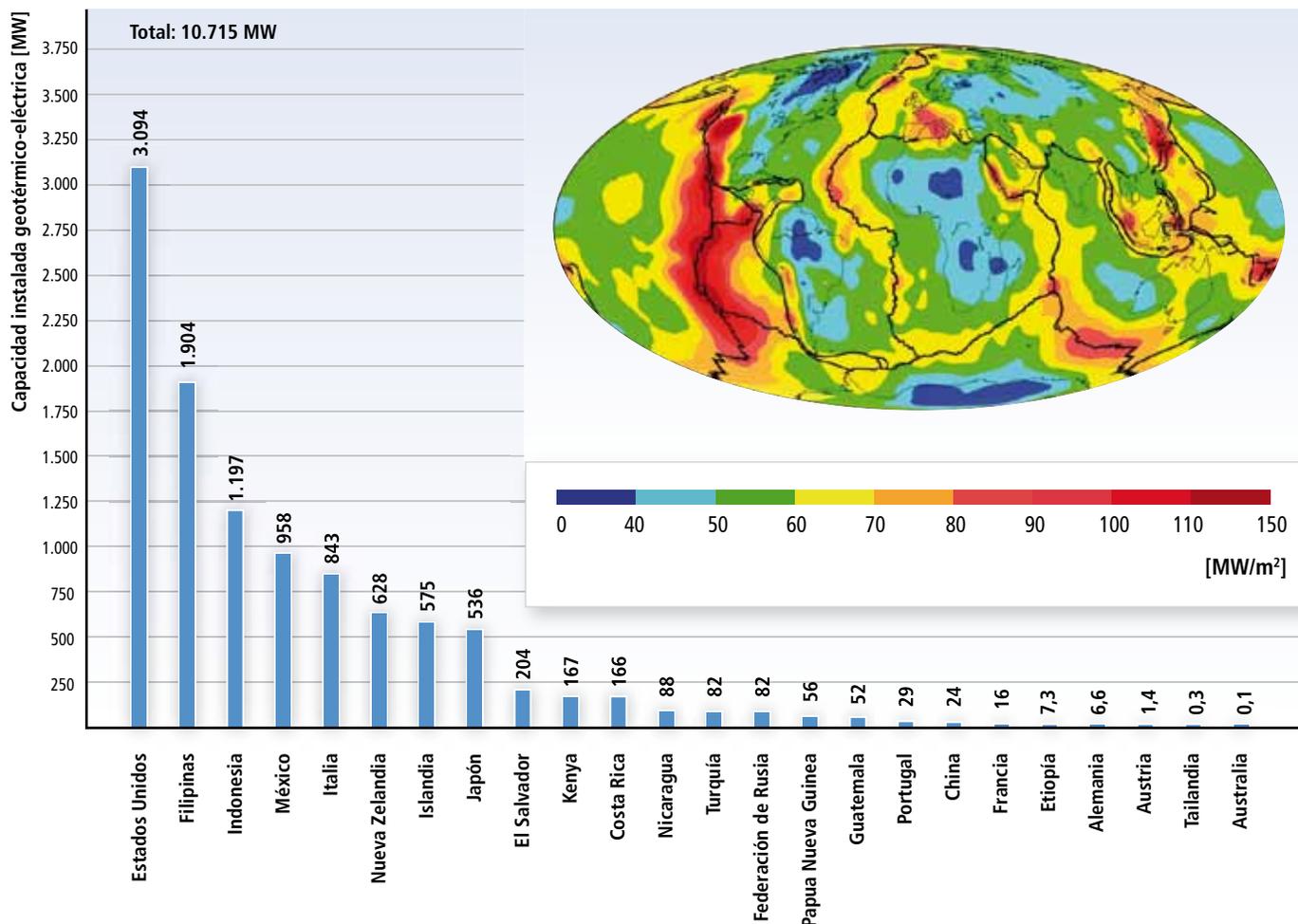


Figura RT.4.3 | Capacidad de energía geotérmica instalada en 2009, por países. En la figura pueden verse el flujo promedio mundial de calor, en mW/m^2 , y las fronteras de las placas tectónicas. [véase la figura 4.5]

peligrosos, pero suelen ser tratados o monitorizados durante el proceso de producción. En tiempos pasados, la evacuación en superficie del agua separada era una práctica más habitual, pero en la actualidad se recurre a ella solo en circunstancias excepcionales. Normalmente, la salmuera geotérmica es inyectada de nuevo en el reservorio para mantener la presión en él y evitar efectos perjudiciales para el medio ambiente. La evacuación en superficie, cuando su caudal es muy superior al del agua caliente en los manantiales naturales y no está muy diluida, puede tener efectos perjudiciales sobre la ecología de los ríos, lagos o mares. [4.5.3.1]

A nivel local, ciertos efectos peligrosos de los fenómenos naturales, como los microseísmos, las erupciones de vapor hidrotérmico o la subsidencia del terreno, pueden resultar influidos por las operaciones geotérmicas. En cien años de desarrollo, no ha habido un solo edificio o estructura de las instalaciones geotérmicas o de la comunidad local que haya sufrido daños considerables en razón de los ligeros seísmos resultantes de la producción geotérmica o de las operaciones de inyección. Algunos proyectos de demostración de los sistemas geotérmicos mejorados, particularmente en las zonas pobladas de Europa, han encontrado oposición social. El

proceso de inyección de agua fría a alta presión en rocas calientes genera pequeños seísmos, que no han sido lo suficientemente intensos como para causar daños a las personas o perjuicios apreciables a los bienes, pero una adecuada gestión de este problema constituirá un importante paso adelante para facilitar la proliferación de los proyectos de los sistemas geotérmicos mejorados en el futuro. [4.5.3.2]

La superficie de tierra necesaria para ese tipo de actividades abarca desde 160 hasta 290 $\text{m}^2/\text{GWh}/\text{año}$, sin incluir las perforaciones, y hasta 900 $\text{m}^2/\text{GWh}/\text{año}$ si se incluyen éstas. El impacto geotérmico en el uso de la tierra puede afectar a las emanaciones naturales de importancia (manantiales, géiseres o fumarolas). En numerosos contextos (por ejemplo, en Japón, Estados Unidos y Nueva Zelandia), los usos de la tierra pueden constituir un serio impedimento para la expansión del desarrollo geotérmico. [4.5.3.3]

Los recursos geotérmicos pueden ofrecer también ventajas importantes en relación con el medio ambiente, en comparación con los usos energéticos que reemplazan. [4.5.1]

4.6 Perspectivas de mejoras, innovación e integración tecnológicas

Los recursos geotérmicos pueden ser integrados en todo tipo de sistemas de suministro de energía eléctrica, desde las grandes redes de transmisión continentales, conectadas entre sí, hasta las instalaciones locales en pequeñas aldeas aisladas o en edificios autónomos. Dado que la energía geotérmica suministra, por lo general, electricidad de carga base, la integración de nuevas centrales eléctricas en los sistemas existentes no plantea grandes dificultades. Respecto a los usos directos de la energía geotérmica, no se han observado problemas de integración y, por lo que respecta a la calefacción y la refrigeración, ese tipo de energía (incluidas las tecnologías con bombas de calor geotérmicas) se halla ya extendida a escala doméstica, comunitaria y de barrios o ciudades. En la sección 8 de este resumen se examinan más detalladamente los problemas de integración. [4.6]

Algunas mejoras e innovaciones tecnológicas en perspectiva podrían reducir el costo de producción de la energía geotérmica, posibilitando una mayor recuperación de energía, una mayor duración de las instalaciones y una mayor fiabilidad. Las prospecciones geofísicas avanzadas, la optimización de los procedimientos de inyección, la inhibición de la deposición calcárea o de la corrosión, y una mejor modelización de los reservorios ayudarán a reducir los riesgos aparejados a esos recursos, gracias a una mayor adaptación de la capacidad instalada a la capacidad de generación sostenible. [4.6]

En la vertiente de exploración, se necesitará impulsar la I+D para localizar sistemas geotérmicos ocultos (por ejemplo, los que carecen de manifestaciones superficiales) y para realizar prospecciones orientadas a las tecnologías de sistemas geotérmicos mejorados. Las exploraciones podrían beneficiarse de una mejora y más amplia utilización de herramientas geotérmicas de reconocimiento rápido, como los sensores hiperespectrales, de infrarrojos térmicos, pancromáticos de alta resolución o radáricos, tanto satelitales como aéreos. [4.6.1]

Es necesario investigar especialmente las tecnologías de perforación y construcción de pozos, para mejorar la velocidad de penetración durante la perforación de rocas duras, y para desarrollar tecnologías avanzadas de orificio estrecho, con el objetivo general de reducir costos y de mejorar la vida útil de las instalaciones de generación geotérmica. [4.6.1]

Hay todavía margen para mejorar la eficiencia de los componentes sistémicos de las plantas de energía geotérmica y de sus usos directos, y es importante desarrollar sistemas de conversión que utilicen más eficazmente la energía del fluido geotérmico producido. Otra posibilidad consiste en utilizar pozos de petróleo y gas capaces de suministrar energía geotérmica para la producción de electricidad. [4.6.2]

Actualmente, los proyectos de sistemas geotérmicos mejorados se encuentran en fase de demostración y experimental. Esas tecnologías requieren métodos innovadores para estimular por medios hidráulicos la conectividad entre los pozos de inyección y de producción, a fin de conseguir unas tasas de producción comercial sostenidas, reduciendo al mismo tiempo el riesgo sísmico, y para mejorar los simuladores numéricos y los métodos de evaluación con el fin de predecir de manera fiable la interacción química entre los geofluidos y las rocas de los reservorios geotérmicos. Se está investigando también la posibilidad de utilizar CO₂ como fluido en los reservorios geotérmicos, particularmente con la tecnología de sistemas geotérmicos mejorados, a fin de reforzar, por consiguiente, los efectos de la implantación geotérmica,

reduciendo además las emisiones de CO₂ en lugar de simplemente generar electricidad a partir de un recurso renovable exento de carbono. [4.6.3]

No existen en la actualidad tecnologías aplicadas que permitan explotar los recursos geotérmicos submarinos, aunque en teoría es posible producir directamente energía eléctrica a partir de un respiradero hidrotérmico. [4.6.4]

4.7 Tendencia de los costos

Normalmente, los proyectos geotérmicos tienen un elevado costo de inversión inicial, debido a la necesidad de perforar pozos y construir centrales eléctricas, y a un costo de explotación relativamente bajo. Aunque los costos varían en función del proyecto, el costo nivelado de la energía en las centrales que utilizan recursos hidrotérmicos es a menudo competitivo en los mercados eléctricos actuales; lo mismo cabe decir de los usos directos del calor geotérmico. Las centrales de sistemas geotérmicos mejorados siguen en fase de demostración, pero las estimaciones de los costos de esa tecnología son más altas que para los reservorios hidrotérmicos. [4.7]

Los costos de inversión de un proyecto geotérmico típico de producción de electricidad abarcan: a) la exploración y confirmación de recursos (del 10% al 15% del total); b) la perforación de los pozos de producción e inyección (del 20% al 35% del total); c) instalaciones en superficie e infraestructura (del 10% al 20% del total), y d) la central eléctrica propiamente dicha (del 40% al 81% del total). Los costos de inversión varían actualmente entre 1.800 y 5.200 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW_e en todo el mundo. [4.7.1]

Se ha calculado que los costos de funcionamiento y mantenimiento de los sistemas de energía geotérmica, incluidos los pozos de compensación (es decir, los perforados para sustituir los malogrados y para restituir la capacidad de producción o inyección perdida) ascienden a entre 152 y 187 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW_e/año, aunque en algunos países pueden ser considerablemente menores (por ejemplo, 83 a 117 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW_e/año en Nueva Zelanda). [4.7.2]

La longevidad de la planta y el factor de capacidad son también parámetros económicos importantes. A nivel mundial, el factor de capacidad de las plantas de energía geotérmicas existentes fue, en promedio, del 74,5% en 2008, y del 90% para las nuevas instalaciones. [4.7.3]

Con base en la metodología normalizada descrita en el anexo II y en los datos del costo y el rendimiento resumidos en el anexo III, se ha calculado que el costo nivelado de la energía de los proyectos geohidrotérmicos, partiendo de un gran número y diversidad de parámetros iniciales, se sitúa entre 3,1 y 17 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh, en función del tipo de tecnología y de las condiciones específicas de cada proyecto. Utilizando un menor número y diversidad de parámetros, en la figura RT.4.4 se indica que, para una tasa de descuento del 7%, los proyectos hidrotérmicos recientemente instalados en nuevos emplazamientos, que operan con un factor de capacidad medio mundial del 74,5% (y en otras condiciones especificadas en [4.7.4]), arrojan un costo nivelado de la energía de entre 4,9 y 7,2 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh para las centrales de condensación súbita, y entre 5,3 y 9,2 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh para las de ciclo binario. Como puede verse, el costo nivelado de la energía varía sustancialmente en función del factor de capacidad, del costo de la inversión y de la tasa de descuento. No se dispone de datos respecto de la tecnología de sistemas geotérmicos mejorados, aunque se han obtenido algunas proyecciones utilizando diferentes modelos para diversos casos, temperaturas y profundidades: por ejemplo, de 10 a 17,5 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh para los recursos de esos sistemas de categoría relativamente alta. [1.3.2, 4.7.4, 10.5.1, anexo II, anexo III]

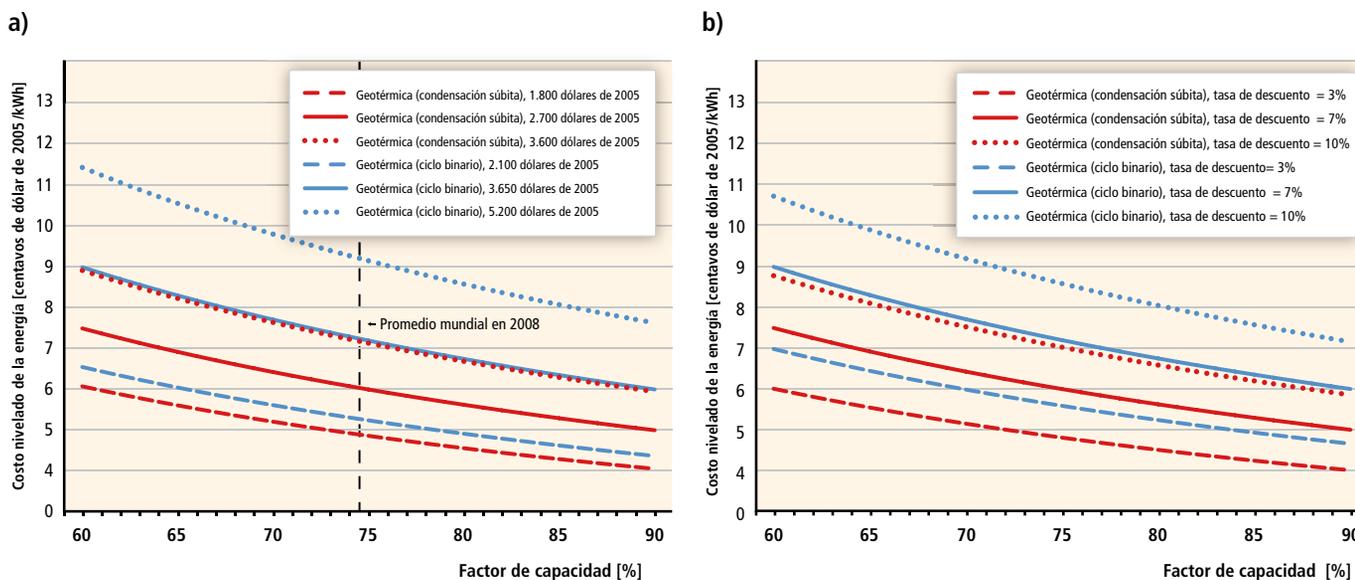


Figura RT.4.4 | Costo nivelado de la energía geotérmica en 2008: a) en función del factor de capacidad y del costo*, ***, y b) en función del factor de capacidad y de la tasa de descuento**, ***. [véase la figura 4.8]

Notas: *Se ha tomado en consideración una tasa de descuento del 7%. **Se ha tomado en consideración un costo de inversión de 2.700 dólares/kW para las centrales de condensación súbita, y de 3.650/kW para las de ciclo binario. ***Se ha tomado en consideración un costo de explotación y mantenimiento anual de 170 dólares/kW, y una vida útil de 27,5 años.

La estimación de las posibles reducciones del costo obtenidas gracias a los cambios de diseño y a los avances técnicos está basada únicamente en los conocimientos expertos sobre la cadena de valor del proceso geotérmico, debido al pequeño número de estudios publicados sobre la curva de aprendizaje. Según se espera, las mejoras técnicas del diseño y las medidas de estímulo de los reservorios geotérmicos, así como la mejora de los materiales y del funcionamiento y mantenimiento, influirán más que ningún otro factor en el costo nivelado de la energía a corto plazo, por ejemplo reportando factores de capacidad superiores y un menor porcentaje del costo de perforación en el costo de inversión total. Con respecto a los proyectos en nuevos emplazamientos previstos para 2020, el promedio del costo nivelado de la energía a escala mundial variaría entre 4,5 y 6,6 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh en las centrales de condensación súbita, y entre 4,9 y 8,6/kWh centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos en las de ciclo binario, para un factor de capacidad mundial promedio de 80%, una vida útil de 27,5 años y una tasa de descuento del 7%. Por consiguiente, se espera obtener una reducción promedio mundial del costo nivelado de la energía de aproximadamente el 7% en las centrales geotérmicas de condensación súbita y binarias de aquí a 2020. Asimismo, se espera que disminuyan los costos de las plantas de los sistemas geotérmicos mejorados. [4.7.5]

En los proyectos de uso directo, el costo nivelado del calor recorre un amplio intervalo de valores en función de los usos específicos, de la temperatura y el caudal requeridos, de los costos de funcionamiento y mantenimiento y mano de obra, y de la producción obtenida. Además, el costo de las instalaciones de reciente construcción es, por lo general, menor que el costo de remodelación de estructuras más antiguas. Los valores del costo indicados en la tabla RT.4.2 están basados en un clima típico de la mitad septentrional de Estados Unidos o Europa. La carga de calefacción sería superior en climas más septentrionales, como los de Islandia, Escandinavia o Rusia. La mayoría de las figuras están basadas en los valores del costo para Estados Unidos, aunque serían similares en los países desarrollados, e inferiores en los países en desarrollo. [4.7.6]

Las aplicaciones industriales son más difíciles de cuantificar, ya que varían considerablemente en función de las necesidades de energía y de la producción prevista. Las centrales del sector operan generalmente con temperaturas más altas y compiten con frecuencia con los usos de las centrales eléctricas; sin embargo, éstas presentan un elevado factor de carga de entre 0,40 y 0,70, que mejora su balance económico. Las aplicaciones industriales pueden ser tan diversas como las de las grandes centrales de procesamiento de alimentos o madera, y las de secado de minerales (Estados Unidos y Nueva Zelanda) o las centrales de pulpa de madera y papel (Nueva Zelanda). [4.7.6]

4.8 Implantación potencial

La energía geotérmica puede contribuir a reducir las emisiones de carbono a corto y largo plazo. En 2008, los usos mundiales de la energía geotérmica representaron tan solo un 0,1% aproximadamente del suministro mundial de energía primaria. Sin embargo, de aquí a 2050 la energía geotérmica podría representar aproximadamente un 3% de la demanda mundial de electricidad, y un 5% de la demanda mundial de calefacción y refrigeración. [4.8]

Teniendo en cuenta los proyectos geotermoeléctricos en construcción o previstos en todo el mundo, se espera que la capacidad geotérmica instalada alcance 18,4 GWe de aquí a 2015. Prácticamente todas las nuevas centrales energéticas que se espera tener en funcionamiento en 2015 serán de condensación súbita y binarias, y utilizarán recursos hidrotérmicos, con una pequeña contribución de los proyectos de sistemas geotérmicos mejorados. Se espera que los usos geotérmicos directos (aplicaciones de calor, incluidas las bombas de calor geotérmicas) aumenten a esa misma tasa anual histórica (un 11% entre 1975 y 2010) hasta llegar a 85,2 GW_{th}. En 2015, la generación total de energía podría alcanzar 121,6 TWh/año (0,44 EJ/año), mientras que la generación directa de calor podría llegar a 224 TWh_{th}/año (0,8 EJ/año), desglosadas a nivel regional como se indica en la tabla RT.4.3. [4.8.1]

La implantación potencial de la energía geotérmica a largo plazo, según una evaluación exhaustiva de numerosos escenarios de modelización, aparece

Tabla RT.4.2 | Costo de inversión y costo nivelado del calor, calculados para varias aplicaciones geotérmicas directas. [véase la tabla 4.8]

Aplicación térmica	Costo de inversión (dólares de 2005/kW _{th})	Costo nivelado del calor (dólares de 2005/GJ) a tasas de descuento del:		
		3%	7%	10%
Calefacción de interiores (edificios)	1.600–3.940	20–50	24–65	28–77
Calefacción de interiores (barrios o ciudades)	570–1.570	12–24	14–31	15–38
Invernaderos	500–1.000	7,7–13	8,6–14	9,3–16
Estanques acuícolas descubiertos	50–100	8,5–11	8,6–12	8,6–12
Bombas de calor geotérmicas (residencial y comercial)	940–3.750	14–42	17–56	19–68

Tabla RT.4.3 | Capacidad instalada a nivel regional (actual y prevista) de la energía geotérmica y de los usos directos (calor), y previsiones de generación de electricidad y calor de aquí a 2015. [véase la tabla 4.9]

REGIÓN ¹	Capacidad actual (2010)		Capacidad prevista (2015)		Generación prevista (2015)	
	Directa (GW _{th})	Eléctrica (GW _e)	Directa (GW _{th})	Eléctrica (GW _e)	Directa (TW _{th})	Eléctrica (TWh _e)
OCDE - América del Norte	13,9	4,1	27,5	6,5	72,3	43,1
América Latina	0,8	0,5	1,1	1,1	2,9	7,2
OCDE - Europa	20,4	1,6	32,8	2,1	86,1	13,9
África	0,1	0,2	2,2	0,6	5,8	3,8
Economías en transición	1,1	0,1	1,6	0,2	4,3	1,3
Oriente Medio	2,4	0	2,8	0	7,3	0
Países en desarrollo de Asia	9,2	3,2	14,0	6,1	36,7	40,4
OCDE - Pacífico	2,8	1,2	3,3	1,8	8,7	11,9
TOTAL	50,6	10,9	85,2	18,4	224,0	121,6

Notas: 1. Véase en el anexo II las definiciones regionales y los grupos de países. La tasa de crecimiento anual promedio estimada para el período 2010-2015 es del 11,5% en el caso de la energía eléctrica, y del 11% para los usos directos. Se ha tomado en consideración un factor de capacidad mundial promedio del 75% (en el caso de la energía eléctrica) y del 30% (para los usos directos) de aquí a 2015.

Tabla RT.4.4 | Potencial de implantación geotérmica para la generación de electricidad y para usos directos entre 2020 y 2050. [véase la tabla 4.10]

Año	Uso	Capacidad ¹ (GW)	Generación (TWh/año)	Generación (EJ/año)	Total (EJ/año)
2020	Electricidad	25,9	181,8	0,65	2,01
	Directa	143,6	377,5	1,36	
2030	Electricidad	51,0	380,0	1,37	5,23
	Directa	407,8	1.071,7	3,86	
2050	Electricidad	150,0	1.182,8	4,26	11,83
	Directa	800,0	2.102,3	7,57	

Notas: 1. Los valores de la capacidad instalada para 2020 y 2030 han sido extrapolados de las estimaciones para 2015, basándose en una tasa de crecimiento anual del 7% para la generación de electricidad, y del 11%, para los usos directos, y los valores correspondientes a 2050 son los valores medios entre las proyecciones con arreglo al capítulo 4. Los valores de la generación de electricidad han sido estimados de conformidad con factores de capacidad promedios a escala mundial en un 80% (2020), un 85% (2030) y un 90% (2050), en el caso de la generación de electricidad, y un 30% para los usos directos.

indicada en la sección 10 del presente resumen, y abarca una amplia horquilla de valores. Las medianas de los escenarios respecto de tres intervalos de valores de estabilización de la concentración de GEI, de acuerdo con la base de referencia del CIE (>600 ppm de CO₂), 440-600 ppm (categorías III y IV) y <440 ppm (categorías I y II), se sitúan entre 0,39 y 0,71 EJ/año de aquí a 2020, entre 0,22 y 1,28 EJ/año de aquí a 2030, y entre 1,16 y 3,85 EJ/año de aquí a 2050.

Las políticas relacionadas con el carbono serán probablemente uno de los principales impulsores de la energía geotérmica en el futuro; de aplicarse las políticas más favorables de estabilización de la concentración de GEI (<440 ppm), la implantación geotérmica en 2020, 2030 y 2050 podría ser considerablemente mayor que los valores medianos indicados más arriba. Mediante una proyección

de las tasas históricas del crecimiento anual promedio de las plantas geotérmicas (7%) y los usos directos (11%) a partir de las estimaciones para 2015, la capacidad geotérmica instalada en 2020 y 2030 para la generación de electricidad y para usos directos podría ser la indicada en la tabla RT.4.4. En 2050, la capacidad geotermoeléctrica podría llegar hasta 150 GW (la mitad de los cuales correspondería a las centrales de sistemas geotérmicos mejorados), con otros 800 GW_{th} adicionales de las centrales de uso directo (véase la tabla RT.4.4). [4.8.2]

Incluso las estimaciones más altas de la contribución duradera de la energía geotérmica al suministro mundial de energía primaria (52,5 EJ/año de aquí a 2050) están comprendidas en el intervalo de potenciales técnicos (de 118 a 1.109 EJ/año para la generación de electricidad, y de 10 a 312 EJ/año para los usos directos),

e incluso en la horquilla superior de los valores de recursos hidrotérmicos (28,4 a 56,8 EJ/año). Así, es improbable que el potencial técnico constituya un impedimento para alcanzar niveles más ambiciosos de implantación geotérmica (electricidad y usos directos), al menos en términos mundiales. [4.8.2]

La evidencia parece indicar que el suministro de energía geotérmica podría alcanzar la horquilla superior de las proyecciones obtenidas de un examen de aproximadamente 120 escenarios energéticos y de reducción de GEI. La energía geotérmica, que tiene una capacidad de almacenamiento térmico natural, es especialmente apropiada para suministrar energía de carga base. Considerando su potencial técnico y sus posibilidades de implantación, la energía geotérmica podría abastecer en torno a un 3% de la demanda mundial de electricidad de aquí a 2050, y un 5% aproximadamente de la demanda mundial de calefacción y refrigeración de aquí a 2050. [4.8.3]

5. Energía hidroeléctrica

5.1 Introducción

La energía hidroeléctrica es una fuente de energía renovable que genera electricidad a partir de la energía del agua cuando ésta desciende de nivel. Es una tecnología probada, madura, predecible y competitiva en términos del costo. La energía mecánica de las cascadas es un medio antiguo, utilizado para el desempeño de diversas actividades desde los tiempos de la Grecia antigua, hace más de 2.000 años. La construcción de la primera central hidroeléctrica de 12,5 kW del mundo entró en funcionamiento sobre el Río Fox, en la central Vulcan Street en Appleton, Wisconsin (Estados Unidos), el 30 de septiembre de 1882. Aunque actualmente la función principal de la energía hidroeléctrica en materia de suministro mundial de energía consiste en generar electricidad en régimen centralizado, las centrales hidroeléctricas pueden funcionar también de manera aislada y abastecer a sistemas independientes, a menudo situados en las zonas rurales y apartadas de nuestro planeta. [5.1]

5.2 Potencial del recurso

El potencial técnico mundial de la generación hidroeléctrica se cifra en 14.576 TWh (52,47 EJ) anuales, con un potencial de capacidad total estimado de 3.721 GW anuales, es decir, el cuádruplo de la capacidad hidroeléctrica mundial actualmente instalada (véase la figura RT.5.1). La capacidad no aprovechada varía entre un 47% en Europa y un 92% en África, porcentajes que denotan un amplio margen y una diversidad geográfica de oportunidades de desarrollo hidroeléctrico en todo el mundo (véase la tabla RT.5.1). El mayor potencial técnico y el mayor volumen de recursos no aprovechados corresponden a Asia y América Latina. Gran parte del potencial total todavía no aprovechado se encuentra en África. [5.2.1]

Cabe señalar que los valores relativos a la totalidad de la capacidad hidroeléctrica instalada de América del Norte, América Latina, Europa y Asia son de un mismo orden de magnitud, mientras que en África y Australasia y Oceanía son de un orden de magnitud menor: en África, a causa del subdesarrollo, y en Australasia y Oceanía, debido a su extensión, al clima y a la topografía. En promedio, el factor de capacidad mundial de las centrales hidroeléctricas es del 44%. El factor de capacidad puede ser indicativo de la manera en que se utiliza la energía hidroeléctrica respecto de las demás formas de energía (por ejemplo, para el suministro de picos de demanda, o para la generación de carga base) o de la disponibilidad de agua, o puede reflejar la oportunidad para aumentar la producción si se introducen mejoras en el equipo y se optimizan las operaciones. [5.2.1]

El potencial de recursos de la energía hidroeléctrica podría resultar alterado por el cambio climático. Con base en un número limitado de estudios, se espera que los efectos del cambio climático sobre los sistemas hidroeléctricos existentes sea ligeramente positivo, aunque determinados países y regiones podrían experimentar cambios positivos o negativos en sus precipitaciones y escorrentías. La capacidad anual de producción eléctrica en 2050 podría aumentar en 2,7 TWh (9,72 PJ) en Asia, con arreglo al escenario A1B del IEEA, y disminuir en 0,8 TWh (2,88 PJ) en Europa. En otras regiones, los cambios serían aún menores. A nivel mundial, se estima que los cambios ocasionados por el cambio climático en el sistema de la producción hidroeléctrica actual son inferiores al 0,1%, aunque será necesario seguir investigando para reducir la incertidumbre de esas proyecciones. [5.2.2]

5.3 Tecnología y aplicaciones

Los proyectos hidroeléctricos suelen estar diseñados en respuesta a determinadas necesidades y condiciones del emplazamiento concretas, y se clasifican en función del tipo de proyecto, la altura del agua (es decir, la altura vertical del agua por encima de las turbinas) o la finalidad (única o múltiple). Las categorías en función del tamaño (capacidad instalada) están basadas en las definiciones nacionales y difieren según el país, debido a la diversidad de las políticas adoptadas. No hay ningún vínculo inmediato directo entre la capacidad instalada, como criterio de clasificación, y las propiedades generales comunes a todas las centrales hidroeléctricas por encima o por debajo de ese límite de megavatio. En conjunto, la clasificación en función del tamaño, pese a ser habitual y simple a efectos administrativos, es –hasta cierto punto– arbitraria: ciertos conceptos generales, como "pequeño" o "grande" no son indicadores técnicos o científicamente rigurosos de un impacto, resultado económico o característica. Sería posiblemente más útil evaluar un proyecto hidroeléctrico en función de su sostenibilidad o de su rendimiento económico, en cuyo caso los indicadores utilizados serían más realistas. En conjunto, los impactos medioambientales y sociales relativos del desarrollo de centrales hidroeléctricas de gran o pequeña escala siguen siendo vagos, y dependen del contexto. [5.3.1]

Las centrales hidroeléctricas reflejan básicamente tres tipos de proyectos: centrales de corriente fluvial, de almacenamiento y de almacenamiento por bombeo. Las centrales de corriente fluvial están situadas en pequeñas cuencas y carecen de capacidad de almacenamiento. En ellas, por consiguiente, la producción eléctrica refleja el ciclo hidrológico de la cuenca de drenaje. En las centrales de corriente fluvial, la producción de electricidad varía en función de la disponibilidad del agua, por lo que pueden ser utilizadas como fuentes de energía variables en ríos pequeños, o como centrales eléctricas de carga base en ríos de gran tamaño. Las centrales de corriente fluvial de gran escala pueden adolecer de limitaciones para regular el caudal de agua, y si operan en cascadas, al unísono con otras centrales hidroeléctricas de almacenamiento en tramos superiores de la corriente, pueden contribuir a regular y equilibrar en conjunto un parque de centrales hidroeléctricas. Una cuarta categoría, la tecnología "sobre río" (hidrocinética), está menos avanzada y funciona como la central de corriente fluvial sin mecanismos de regulación. [5.3.2]

Los proyectos hidroeléctricos provistos de un embalse (energía hidroeléctrica de almacenamiento) prestan diversos servicios energéticos (carga base, suministro en picos, almacenamiento de energía), y operan como reguladores de otras fuentes. Además, ofrecen a menudo servicios que no se limitan al sector de la energía, como el control de crecidas, el abastecimiento de agua, la navegación, el turismo y el regadío. Las centrales de almacenamiento por bombeo almacenan agua como fuente de producción de electricidad. Invertiendo el flujo del agua es posible producir energía eléctrica en respuesta a la demanda, con

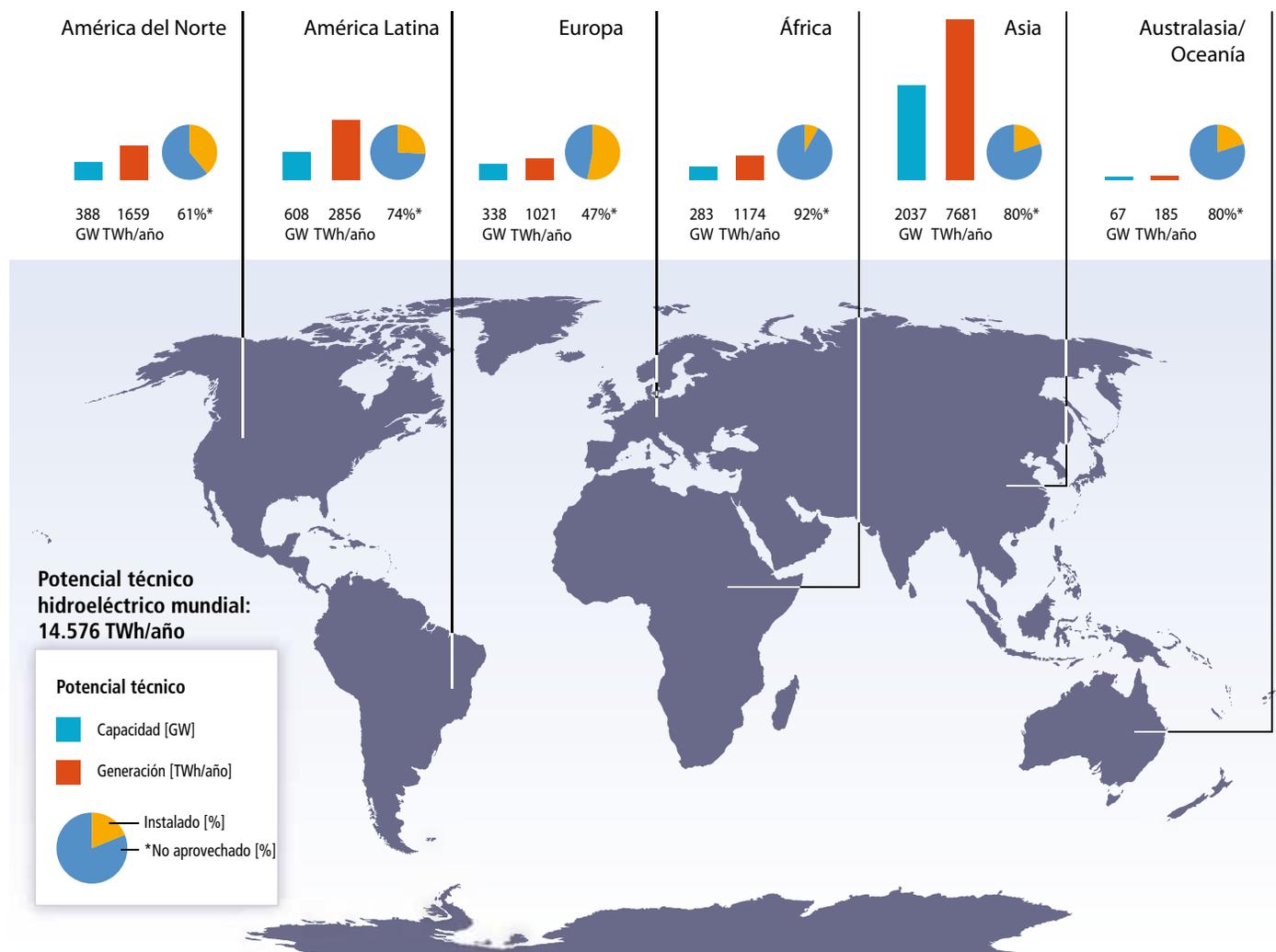


Figura RT.5.1 | Potencial técnico hidroeléctrico regional en términos de generación anual de capacidad instalada, y porcentaje del potencial técnico no aprovechado en 2009. [véase la figura 5.2]

Tabla RT.5.1 | Potencial técnico hidroeléctrico regional, en términos de la generación anual y de la capacidad instalada (GW); y generación anual, capacidad instalada, factor de capacidad promedio y potencial no aprovechado en 2009. [véase la tabla 5.1]

Región del mundo	Potencial técnico, generación anual, TWh/año (EJ/año)	Potencial técnico, capacidad instalada (GW)	Generación total en 2009, TWh/año (EJ/año)	Capacidad instalada en 2009 (GW)	Potencial no aprovechado (%)	Factor de capacidad regional promedio (%)
América del Norte	1.659 (5,971)	388	628 (2,261)	153	61	47
América Latina	2.856 (10,283)	608	732 (2,635)	156	74	54
Europa	1.021 (3,675)	338	542 (1,951)	179	47	35
África	1.174 (4,226)	283	98 (0,351)	23	92	47
Asia	7.681 (27,651)	2.037	1.514 (5,451)	402	80	43
Australasia y Oceanía	185 (0,666)	67	37 (0,134)	13	80	32
Mundo	14.576 (52,470)	3.721	3.551 (12,783)	926	75	44

un tiempo de respuesta muy breve. El almacenamiento por bombeo constituye actualmente la modalidad de almacenamiento de energía con mayor capacidad disponible en las redes eléctricas. [5.3.2.2–5.3.2.3]

El transporte de sedimento y la sedimentación en los embalses son problemas que deben ser analizados a fondo, ya que tienen varios efectos negativos sobre el rendimiento de las centrales, a saber, el eventual agotamiento de la capacidad

de almacenamiento del reservorio; un aumento de la degradación corriente abajo; el aumento del riesgo de crecida corriente arriba del embalse; pérdidas de generación por merma de la eficiencia de las turbinas; una mayor frecuencia de reparación y mantenimiento, y la reducción del período de vida de la turbina y de la regularidad de la producción eléctrica. El problema asociado a la sedimentación puede ser controlado, en último término, mediante políticas orientadas al uso de la tierra y a la protección de la cubierta vegetal. La energía hidroeléctrica

ofrece la máxima eficiencia de conversión de todas las fuentes de energía conocidas (en torno a un 90% de la eficiencia "de agua a cable"), y un cociente de rentabilidad energética muy elevado. [5.3.3]

Normalmente, una central hidroeléctrica dura entre 40 y 80 años. Los componentes eléctricos y mecánicos, así como el equipo de control, se desgastan más rápidamente que las estructuras civiles (al cabo de unos 30 ó 40 años, por lo general), después de lo cual deben ser renovados. La mejora de las instalaciones o del rendimiento debe ser abordada sistemáticamente, ya que hay diversos factores (hidráulicos, mecánicos, eléctricos y económicos) que desempeñan un papel esencial a la hora de decidir la línea de actuación. Desde un punto de vista técnico-económico, la mejora del rendimiento debe ser abordada conjuntamente con otras medidas de renovación y modernización. Frecuentemente, los generadores de rendimiento mejorado pueden ser reacondicionados para dar respuesta a la demanda del mercado, que requiere un funcionamiento más flexible y adaptado a los picos de demanda. La mayor parte de los 926 GW del equipo hidroeléctrico actualmente en funcionamiento (2010) deberá ser modernizado de aquí a 2030 ó 2040. La renovación de las centrales hidroeléctricas existentes mejora con frecuencia la capacidad de generación, tanto en los casos en que se renueva o mejora el rendimiento de las turbinas como en aquellos en que se introducen reformas en la infraestructura civil existente (presas de derivación, represas, diques, túneles en canal, etc.) para incorporar nuevas instalaciones hidroeléctricas. [5.3.4]

5.4 Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector

La energía hidroeléctrica es una tecnología madura, predecible y competitiva en términos de los precios y, en la actualidad, proporciona un 16% aproximadamente de la producción eléctrica mundial y un 86% de toda la electricidad obtenida de fuentes renovables. Aunque la energía hidroeléctrica contribuye en mayor o menor medida a la producción de electricidad en 159 países, cinco de estos (China, Canadá, Brasil, Estados Unidos de América y Federación de Rusia) representan más de la mitad de la producción hidroeléctrica mundial. No obstante, la importancia de la energía hidroeléctrica en la matriz eléctrica de esos países difiere considerablemente. Aunque Brasil y Canadá dependen, en gran medida, de la energía hidroeléctrica, ya que generan el 84% y el 59%, respectivamente, la Federación de Rusia y China producen, respectivamente, solo el 19% y el 16% de su electricidad por medios hidroeléctricos. A pesar del aumento considerable de la producción hidroeléctrica en todo el mundo, el porcentaje de esta modalidad de energía ha disminuido en los tres últimos decenios (de 1973 a 2008), pasando del 21% al 16%, ya que la carga de electricidad y otras fuentes de generación han crecido más rápidamente que la energía hidroeléctrica. [5.4.1]

Los créditos de carbono benefician a los proyectos de energía hidroeléctrica, ya que ayudan a obtener financiación y a reducir riesgos. La financiación es la etapa más decisiva de todo el proceso de desarrollo de los proyectos. Los proyectos hidroeléctricos se cuentan entre los mayores contribuyentes a los mecanismos flexibles del Protocolo de Kyoto y, por consiguiente, a los mercados de crédito de carbono existentes. De los 2.062 proyectos registrados al 1 de marzo de 2010 por la Junta Ejecutiva del mecanismo para un desarrollo limpio (MDL), 562 son hidroeléctricos. Con un 27% del número total de proyectos, la energía hidroeléctrica es la principal fuente de energía renovable del MDL implantada. China, la India, Brasil y México representan aproximadamente un 75% de los proyectos acogidos. [5.4.3.1]

Son numerosos los proyectos económicos de generación hidroeléctrica que tropiezan con dificultades financieras importantes. Su elevado costo inicial es disuasorio para el inversor. Asimismo, la energía hidroeléctrica tiene, en general, períodos de anticipación más largos en las fases de planificación, otorgamiento de permisos y construcción. En las evaluaciones del costo del ciclo de vida, el rendimiento de la energía hidroeléctrica suele ser muy elevado, con un costo anual de funcionamiento y mantenimiento que representa una fracción del capital invertido. Dada la antigüedad y el grado de madurez de la energía hidroeléctrica y de su sector, es de esperar que este consiga satisfacer la demanda que creará la tasa de implantación prevista para los próximos años. Así, por ejemplo, en 2008 la industria hidroeléctrica consiguió instalar más de 41 GW de nueva capacidad en todo el mundo. [5.4.3.2]

El desarrollo de unos modelos de financiación más apropiados plantea grandes dificultades para el sector hidroeléctrico, así como la determinación de las funciones más idóneas que deben cumplir los sectores público y privado. Para el sector hidroeléctrico, el principal problema estriba en granjearse la confianza del sector privado y en reducir riesgos, especialmente antes del otorgamiento de permisos para ejecutar los proyectos. Es indudable que los mercados "verdes" y el comercio de emisiones ofrecerán incentivos al respecto. Asimismo, en las regiones en desarrollo (por ejemplo, en África) la interconexión entre países y la mancomunación de recursos energéticos permiten ganar la confianza de los inversores en esos mercados emergentes. [5.4.3.2]

La clasificación de las centrales hidroeléctricas en "pequeñas" o "grandes", atendiendo a su capacidad instalada (MW), puede constituir un impedimento para el desarrollo de la energía hidroeléctrica. Ese tipo de clasificaciones pueden afectar, por ejemplo, a la financiación de las nuevas centrales, determinando así el papel de la energía hidroeléctrica en las políticas orientadas al cambio climático y a la energía. En función del país, se utilizan diferentes incentivos a la generación hidroeléctrica en pequeña escala (tarifas preestablecidas, certificados "verdes" o bonos), pero no hay incentivo alguno para las centrales de gran escala. La Directiva de enlace de la Unión Europea (UE) establece un límite de hasta 20 MW en bonos de carbono que emiten las centrales hidroeléctricas. Ese mismo límite es el estipulado en las obligaciones de energías renovables del Reino Unido, que es un mecanismo de expedición de certificados "verdes" basados en el mercado. Análogamente, en varios países las tarifas preestablecidas no son aplicables a la energía hidroeléctrica por encima de ciertas dimensiones (por ejemplo, 12 MW en Francia, 5 MW en Alemania, o entre 5 y 25 MW en la India). [5.4.3.4]

La Junta Ejecutiva del MDL de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) ha decidido que los proyectos de almacenamiento de las centrales hidroeléctricas deberán ajustarse al indicador de densidad de potencia, vale decir, la capacidad instalada y el área de embalse en W/m^2 , a fin de acceder a los créditos del MDL. Actualmente, la aplicación del indicador de densidad de potencia parece excluir a la energía hidroeléctrica de almacenamiento de la concesión de créditos del MDL (o ejecución conjunta), y ello puede mermar las posibilidades de desarrollo de los recursos hidroeléctricos, ya que se favorecerá la opción de las centrales de corriente fluvial sin almacenamiento.

5.5 Integración en sistemas de energía más amplios

El amplio intervalo de capacidades de la energía hidroeléctrica, su flexibilidad, su capacidad de almacenamiento (en combinación con un embalse), y su capacidad para operar en modo autónomo o en redes de cualquier tamaño le permite prestar servicios muy diversos. [5.5]

La energía hidroeléctrica puede ser suministrada mediante redes eléctricas nacionales y regionales, mediante pequeñas redes o en modo aislado. En los países en desarrollo se ha ido cobrando conciencia sobre el papel decisivo que desempeñan los planes hidroeléctricos de pequeña escala en el desarrollo socioeconómico de las zonas rurales apartadas, especialmente las montañosas, ya que son éstas las zonas que pueden suministrar energía eléctrica para usos industriales, agrícolas y domésticos. En China, las plantas hidroeléctricas de pequeña escala han sido uno de los ejemplos de mayor éxito de la electrificación rural, siendo así que más de 45.000 plantas pequeñas proporcionan en total más de 55.000 MW de capacidad y producen 160 TWh (576 PJ) anualmente, de los que se benefician más de 300 millones de personas. [5.5.2]

Con un embalse de gran tamaño, en comparación con las dimensiones de la planta hidroeléctrica (o con un flujo fluvial muy previsible), las plantas hidroeléctricas pueden generar potencia en cantidades prácticamente constantes a lo largo del año (es decir, pueden funcionar como plantas de carga base). Como alternativa, cuando la capacidad hidroeléctrica excede con creces el volumen de almacenamiento del embalse, se dice que la planta hidroeléctrica es "de energía limitada". Una central hidroeléctrica de energía limitada agotará su 'suministro de combustible' operando regularmente a su capacidad nominal durante todo el año. En tales casos, la utilización del almacenamiento del embalse permite generar energía hidroeléctrica en los períodos más útiles desde el punto de vista del sistema eléctrico, y no exclusivamente en función de los caudales fluviales. Dado que la demanda eléctrica varía a lo largo del día, la noche, las semanas y las estaciones, la generación hidroeléctrica de almacenamiento puede ser programada para coincidir con los períodos en que el sistema eléctrico afronta una mayor demanda. En parte, esos períodos coincidirán con los picos de la demanda eléctrica. La utilización de las plantas hidroeléctricas que generan electricidad en períodos de alta demanda se denomina "régimen de suministro en picos" (en contraposición al régimen de suministro de carga base). Incluso en la modalidad de almacenamiento, sin embargo, la generación hidroeléctrica seguirá estando limitada por el volumen de almacenamiento, por la capacidad eléctrica nominal de la planta, y por las limitaciones del caudal fluvial corriente abajo para usos de riego, recreativos o medioambientales. Si el aliviadero descarga sobre un río, la generación hidroeléctrica en función de los picos de demanda puede dar lugar a rápidas fluctuaciones del caudal fluvial, de la superficie cubierta de agua, la profundidad y la velocidad. A su vez, y en función de las condiciones locales, esa situación puede afectar negativamente a los ríos a menos que sea objeto de una gestión adecuada. [5.5.3]

Además de servir como recurso auxiliar de las tecnologías basadas en combustibles fósiles o nucleares, la energía hidroeléctrica puede ayudar a reducir los problemas asociados a la integración de recursos renovables variables. En Dinamarca, por ejemplo, el elevado porcentaje de energía eólica variable (>20% de la demanda de energía anual) es gestionado, en parte, mediante una buena interconexión (1 GW) con Noruega, que dispone de importantes recursos de energía hidroeléctrica de almacenamiento. Una mayor interconexión con el resto de Europa permitiría incrementar el porcentaje de energía eólica en Dinamarca y Alemania. Al aumentar la generación variable, aumentará también el número de servicios de compensación, entre ellos, los de regulación y seguimiento de la carga, que necesitan los sistemas eléctricos. En las regiones donde existen centrales hidroeléctricas nuevas y antiguas, la prestación de esos servicios mediante la energía hidroeléctrica podría reducir la utilización de métodos de carga parcial y de funcionamiento en ciclos de las centrales térmicas convencionales para esos fines. [5.5.4]

Aunque la energía hidroeléctrica permitiría ofrecer servicios eléctricos importantes, además de energía y capacidad, la interconexión y fiabilidad de las plantas hidroeléctricas podrían exigir también cambios en los sistemas de producción de electricidad. Para interconectar una planta hidroeléctrica al sistema eléctrico es necesaria una capacidad de transmisión adecuada de las plantas a los centros de la demanda. En el pasado, la incorporación de nuevas plantas hidroeléctricas obligaba a desembolsar inversiones para ampliar la red de transmisión. Si no se dispone de una capacidad de transmisión adecuada, el funcionamiento de las plantas hidroeléctricas puede verse constreñido y ofrecer, por consiguiente, unos servicios más limitados. [5.5.5]

5.6 Impactos medioambientales y sociales

Al igual que las demás opciones de gestión energética y de los recursos hídricos, los proyectos hidroeléctricos ocasionan impactos medioambientales y sociales negativos y positivos. En la vertiente medioambiental, la energía hidroeléctrica podría tener repercusiones importantes a nivel local y regional, pero ofrece ventajas a nivel macroecológico. En la vertiente social, los proyectos hidroeléctricos podrían obligar a reubicar a las comunidades que ocupan el lugar destinado al embalse o a las instalaciones, o que viven en sus inmediaciones, y podrían conllevar el desembolso de compensaciones a las comunidades situadas corriente abajo, así como provocar problemas de salud pública o de otra índole. Con todo, un proyecto hidroeléctrico diseñado de forma adecuada podría dinamizar el desarrollo socioeconómico, aunque la cuestión más importante sigue siendo la manera en que se distribuyen los beneficios. [5.6]

Todas las estructuras hidroeléctricas afectan a la ecología de un río, principalmente alterando sus características hidrológicas, la continuidad ecológica del transporte de sedimento y la migración de los peces, debido a las presas, diques o represas construidos. Sin embargo, el grado en que las características físicas, químicas, biológicas y ecosistémicas de un río resulten modificadas dependerá, en gran medida, del tipo de central. Los proyectos de centrales de corriente fluvial no alteran el régimen de caudal del río, pero la construcción de un embalse para una central hidroeléctrica de almacenamiento conlleva una alteración importante del medio ambiente, ya que transforma un ecosistema fluvial de flujo rápido en un lago artificial permanente. [5.6.1.1–5.6.1.6]

Al igual que el impacto ecológico de los proyectos hidroeléctricos, el alcance de su impacto social en las comunidades locales y regionales, en el uso de la tierra, en la economía, la salud y la seguridad, o en las transmisiones patrimoniales, varía según el tipo de proyecto y las condiciones del emplazamiento. Aunque los proyectos de centrales de corriente fluvial desencadenan, por lo general, pocos cambios sociales, la creación de un embalse en un área densamente poblada puede acarrear importantes dificultades derivadas del reasentamiento, y de sus efectos sobre los medios de subsistencia de las poblaciones situadas corriente abajo. La restauración y mejora de las condiciones de vida de las comunidades afectadas es una empresa difícil y duradera, que ha sido abordada con resultados desiguales en el pasado. El grado en que las centrales de corriente fluvial contribuyan al fomento del desarrollo socioeconómico dependerá, en gran medida, de la manera en que se distribuyan entre los distintos interesados los servicios e ingresos generados. Tales centrales pueden influir también de manera positiva en las condiciones de vida de las comunidades locales y en la economía regional, no solo mediante la generación de electricidad sino también al facilitar —gracias a la formulación de planes de almacenamiento de agua dulce— muchas otras actividades que dependen del agua, como el riego, la navegación, el turismo, la pesca, o un abastecimiento suficiente de agua en municipios e industrias, además de una protección contra las crecidas y sequías. [5.6.1.7–5.6.1.11]

La evaluación y gestión de los impactos medioambientales y sociales de las plantas hidroeléctricas, especialmente las de gran tamaño, constituye un importante obstáculo para el desarrollo de la energía hidroeléctrica. Las consultas con los interesados, que propician la transparencia y los procesos de la toma de decisiones abiertos y participativos, están permitiendo a los proyectos hidroeléctricos actuales y futuros respetar, en mayor medida, el medio ambiente y encontrar soluciones sostenibles. En muchos países se han establecido marcos jurídicos y normativos de ámbito nacional con el fin de determinar en qué manera se deben desarrollar y deben operar los proyectos hidroeléctricos, mientras que numerosos organismos de financiación multilaterales han desarrollado sus propias directrices y requisitos para evaluar el desempeño económico, social y medioambiental de los proyectos hidroeléctricos. [5.6.2]

Una de las principales ventajas medioambientales de la energía hidroeléctrica radica en que no genera contaminantes atmosféricos o desechos en razón de la combustión de combustibles. Sin embargo, todos los sistemas de agua dulce, tanto naturales como artificiales, emiten gases de efecto invernadero (GEI) (por ejemplo, el dióxido de carbono o el metano) debido a la descomposición de la materia orgánica. Los análisis del ciclo de vida sobre los proyectos hidroeléctricos han demostrado, hasta la fecha, la dificultad de generalizar las estimaciones del ciclo de vida de las emisiones de GEI para ese tipo de proyectos bajo todas las condiciones climáticas y cubiertas terrestres previas al embalse, el período de vida, las tecnologías hidroeléctricas, y otras circunstancias específicas de cada proyecto. En la mayoría de los casos, las múltiples finalidades de los proyectos hidroeléctricos son un desafío para la determinación de los efectos causados por cada una de sus finalidades. Hasta la fecha, en un buen número de evaluaciones del ciclo de vida se atribuye a la generación de electricidad todos los impactos de los proyectos hidroeléctricos, con lo cual se podría sobreestimar, en algunos casos, las emisiones atribuidas. En las evaluaciones del ciclo de vida (véase la figura RT.5.2), en que se evalúan las emisiones de gases de efecto invernadero de las plantas hidroeléctricas durante las fases de construcción, funcionamiento, mantenimiento y desmantelamiento, se indica que la mayoría de las estimaciones del ciclo de vida de las emisiones de GEI se sitúan, para la mayoría de los puntos de la gráfica, entre 4 y 14 g CO₂eq/kWh, aunque en ciertos escenarios emitirían cantidades de GEI mucho mayores, como parecen indicar los puntos desagregados. [5.6.3.1]

Aunque algunas masas de agua naturales y embalses de agua dulce pueden absorber incluso más GEI de los que emiten, es indudablemente necesario evaluar, de forma adecuada, la variación neta de las emisiones de GEI a que da lugar la creación de tales embalses. Todas las evaluaciones del ciclo de vida contempladas han hecho referencia únicamente a las emisiones brutas de GEI de los embalses. Se está investigando de forma dinámica si los embalses son o no emisores netos de GEI, teniendo en cuenta las emisiones que se hubieran producido de no existir el embalse. Cuando se consideran las emisiones antropogénicas netas como la diferencia que resulta del ciclo del carbono general entre las emisiones en ausencia de embalses y en presencia de ellos, no existe actualmente un consenso acerca de si los embalses son emisores o sumideros netos. En la actualidad, se está analizando esa cuestión mediante dos iniciativas internacionales: el proyecto de investigación del Programa Hidrológico Internacional de la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura, y el anexo XII del Acuerdo sobre energía hidroeléctrica de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). [5.6.3.2]

5.7 Perspectivas de mejoras e innovación tecnológicas

Aunque la energía hidroeléctrica es una tecnología probada y avanzada, hay todavía margen para mejoras, por ejemplo, mediante la optimización de las operaciones, la mitigación o reducción de los impactos medioambientales, adaptándose a las nuevas necesidades sociales y medioambientales, y aplicando soluciones tecnológicas más robustas y eficaces en términos del costo. Las grandes turbinas hidroeléctricas están ya cerca de su límite de eficiencia teórico, ya que alcanzan hasta un 96% en condiciones óptimas, pero este porcentaje no siempre es realizable, por lo que será necesario seguir investigando para mejorar la eficiencia de las operaciones en condiciones de flujo más diversas. Las turbinas más antiguas pueden tener una eficiencia menor, ya sea por razones de diseño o debido a la corrosión y la cavitación. Sería, pues, posible mejorar la producción de energía incorporando nuevos elementos de equipo de mayor eficiencia y, por lo general, aumentando también la capacidad. La mayoría de los equipos eléctricos y mecánicos actualmente en funcionamiento deberán ser modernizados en los tres próximos decenios, con lo que mejorará tanto su eficiencia como la producción de electricidad y energía. Normalmente, los generadores pueden ser mejorados o sustituidos por otros equipos electromecánicos tecnológicamente más avanzados dos o tres veces durante el período de vida del proyecto, permitiendo así una un aprovechamiento más eficaz del mismo caudal de agua. [5.7]

En la actualidad, la innovación tecnológica y la investigación de materiales sigue su curso, con objeto de ampliar los intervalos de funcionamiento en términos de la altura del agua y descarga, y también para mejorar los efectos sobre el medio ambiente, la fiabilidad, y para reducir costos. Algunas tecnologías prometedoras que están siendo desarrolladas son las de velocidad variable y las matriciales, las turbinas adecuadas para los peces, las turbinas hidrocínicas, las turbinas resistentes a la abrasión, y nuevas tecnologías de tunelación y construcción de presas. Las nuevas tecnologías de aprovechamiento de saltos bajos (<15 m) o muy bajos (<5 m) permitirían explotar la energía hidroeléctrica en numerosos lugares que no estaban al alcance de las tecnologías convencionales. Dado que, en la mayoría de los casos, los datos disponibles sobre el potencial hidroeléctrico están basados en estudios de campo realizados hace varios decenios, cuando la generación hidroeléctrica en saltos bajos no era una prioridad fundamental, es posible que los datos existentes sobre el potencial hidroeléctrico de tales saltos no sean completos. Por último, hay bastantes posibilidades de mejorar el funcionamiento de las plantas hidroeléctricas, utilizando nuevos métodos con la finalidad de optimizar su funcionamiento. [5.7.1–5.7.8]

5.8 Tendencia de los costos

La energía hidroeléctrica es, con frecuencia, competitiva en términos económicos para los precios del mercado actuales, pero el costo de desarrollo, implantación y operación de nuevos proyectos hidroeléctricos variará según el proyecto. Los proyectos hidroeléctricos conllevan frecuentemente una elevada inversión inicial aunque, a cambio, sus costos de funcionamiento y mantenimiento son muy bajos, y su ciclo de vida muy largo. [5.8]

Entre los costos de la inversión hidroeléctrica cabe mencionar la planificación, la obtención de licencias, la construcción de la planta, la reducción del impacto en los peces, fauna y flora silvestres, y en los paisajes recreativos, históricos y arqueológicos, y el control de la calidad del agua. En conjunto, hay dos importantes grupos de costos: los costos de la construcción civil, que suelen ser los más elevados del proyecto, y los costos del equipo electromecánico. Los costos de la construcción civil reflejan la tendencia de los precios en el país en que se va a desarrollar el

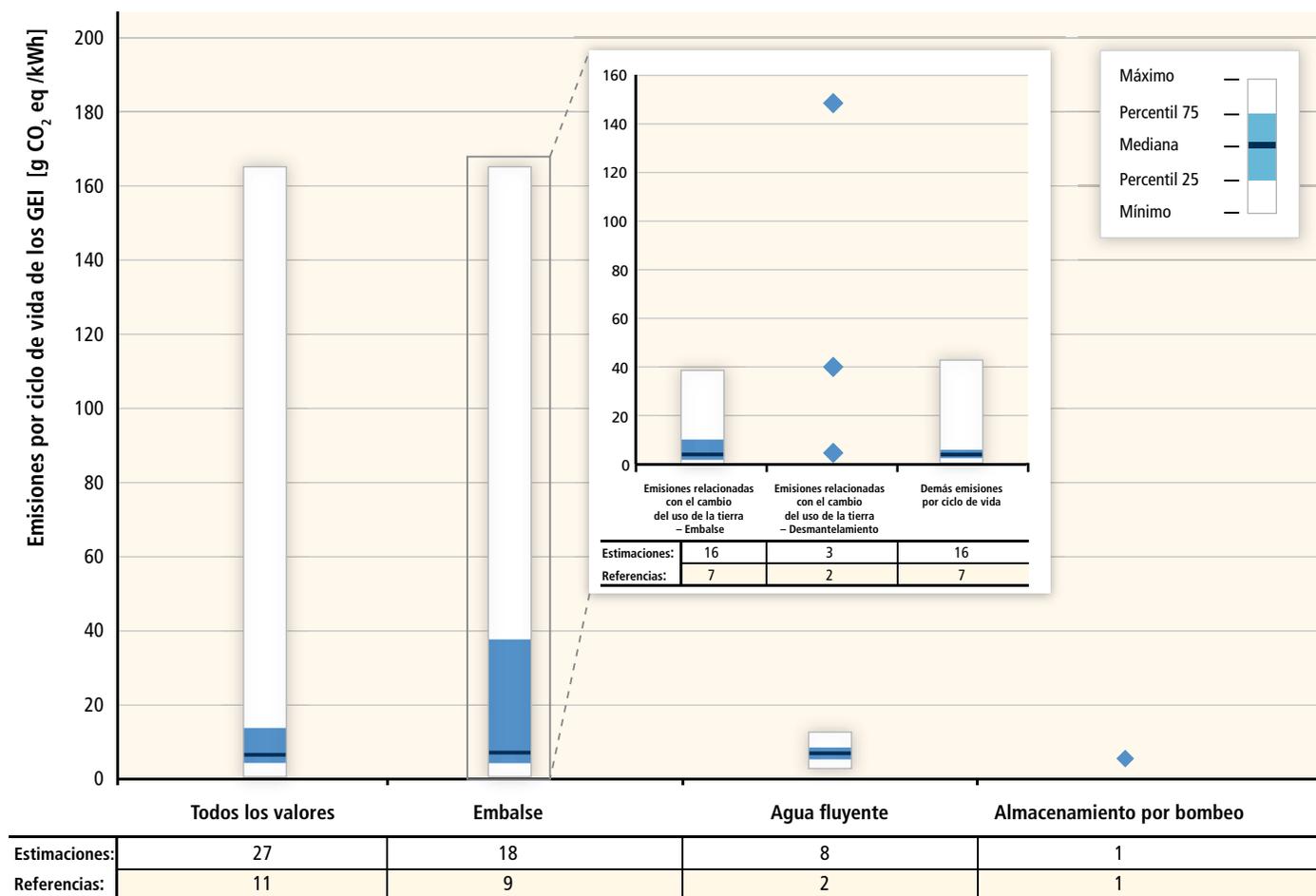


Figura RT.5.2 | Emisiones de gases de efecto invernadero por ciclo de vida de las tecnologías hidroeléctricas (valores publicados no modificados tras una selección cualitativa). En el anexo I se ofrece más información sobre las consultas bibliográficas y las citas científicas que tienen relación con las estimaciones aquí representadas. Las emisiones en superficie de los embalses se conocen como "emisiones brutas de GEI". [véase la figura 5.15]

proyecto. En los países con economías en transición es probable que el costo sea relativamente bajo si se utilizan mano de obra y materiales locales. Los costos del equipo electromecánico reflejan la tendencia mundial de los precios. [5.8.1]

Con base en una metodología normalizada descrita en el anexo II y en los datos del costo y el rendimiento resumidos en el anexo III, se ha calculado que el costo nivelado de la energía de los proyectos hidroeléctricos se sitúa entre 1,1 y 15 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh para un gran número y diversidad de parámetros iniciales, considerando los parámetros del emplazamiento para el costo de inversión de cada proyecto, y basándose en diversos supuestos sobre la tasa de descuento, el factor de capacidad, el período de vida y los costos de funcionamiento y mantenimiento. [1.3.2, 5.8, 10.5.1, anexo II, anexo III]

En la figura RT.5.3 se representa el costo nivelado de la energía de los proyectos hidroeléctricos para un número y diversidad de parámetros ligeramente diferentes, que se corresponden con la mayoría de los proyectos hidroeléctricos, en función del factor de capacidad, con costos de inversión y tasas de descuento distintos.

El factor de capacidad estará determinado por las condiciones hidrológicas, por la capacidad instalada y el diseño de la central, y por la manera en que ésta sea operada. Por lo que respecta a los diseños de las centrales eléctricas de producción máxima (carga base) y/o con cierto grado de regulación, el factor de capacidad variará entre el 30% y el 60%; en la figura se indican los factores de capacidad promedio de las distintas regiones del mundo. En las

centrales eléctricas de suministro en picos, el factor de capacidad puede ser incluso inferior, mientras que en los sistemas de centrales de corriente fluvial, el factor de capacidad variará en una horquilla muy amplia (del 20% al 95%) en función de las condiciones geográficas y climatológicas, de la tecnología y de las características de funcionamiento. Para un factor de capacidad promedio del 44% y unos costos de inversión comprendidos entre 1.000 y 3.000 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW, el costo nivelado de la energía estará situado entre 2,5 y 7,5 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh.

La mayoría de los proyectos que se desarrollen en el futuro inmediato (hasta 2020) tendrán previsiblemente un costo de inversión y un costo nivelado de la energía comprendido en esas horquillas de valores, aunque podrá haber también proyectos con un costo menor o mayor. En condiciones adecuadas, el costo nivelado de la energía hidroeléctrica puede situarse entre 3 y 5 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh. [5.8.3, 8.2.1.2, anexo III]

Los estudios publicados contienen relativamente poca información sobre las tendencias históricas del costo de la energía hidroeléctrica. Teniendo en cuenta, además, que el costo de los proyectos depende en gran medida del emplazamiento, ello se debe en parte a la compleja estructura de costos de las centrales hidroeléctricas, en las que algunos componentes pueden reflejar una tendencia del costo decreciente (por ejemplo, los costos de tunelación), mientras que otros pueden revelar una tendencia creciente (por ejemplo, los costos de mitigación sociales y medioambientales). [5.8.4]

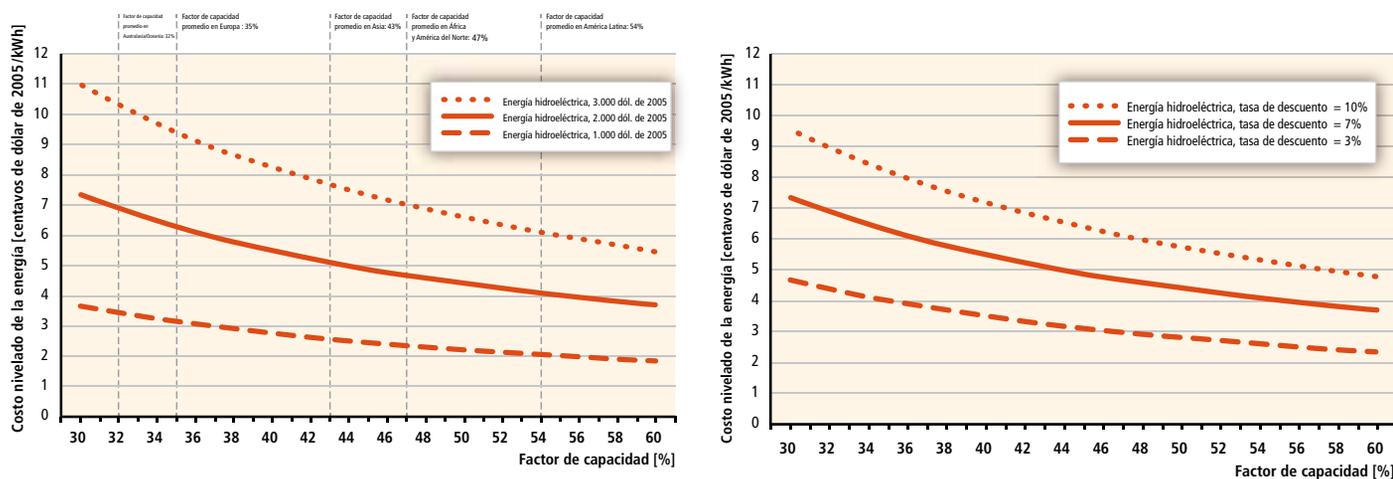


Figura RT.5.3 | Valor estimado reciente y de corto plazo del costo nivelado de la energía hidroeléctrica: a) en función del factor de capacidad y del costo de inversión*, **, ***; y b) en función del factor de capacidad y de la tasa de descuento**, ***. [véase la figura 5.20]

Notas: *Se ha tomado en consideración una tasa de descuento del 7%. **Se ha tomado en consideración un costo de inversión de 2.000 dólares/kW. ***Se ha tomado en consideración un costo anual del 2,5% del costo de inversión en concepto de funcionamiento y mantenimiento, y un período de vida de la central de 60 años.

Un factor que complica la situación cuando se consideran los costos de la energía hidroeléctrica es la necesidad, en los embalses de múltiples finalidades, de compartir o asignar el costo de otros servicios hídricos, por ejemplo, de riego, control de crecidas, navegación, carreteras, abastecimiento de agua potable, pesca, o actividades recreativas. Existen diferentes métodos para asignar el costo a unos u otros fines, con sus correspondientes ventajas e inconvenientes. Una regla básica consiste en que el costo asignado a una finalidad cualquiera no sea superior a los beneficios que reporte esa finalidad, cuyo cumplimiento deberá tener una magnitud de costo diferenciable. El costo diferenciable respecto de una finalidad se obtiene sustrayendo el costo de un proyecto de múltiple finalidad, una vez omitida aquella del costo total del proyecto incluyendo esa misma finalidad. La consideración conjunta de los factores económicos (los precios de venta de la energía y del agua) con los beneficios sociales (del suministro de agua a los agricultores cuando se carezca de ella) y la utilidad del medio ambiente (la conservación de caudales medioambientales mínimos) empieza a ser uno de los métodos utilizados para abordar la distribución de los costos de los embalses de múltiple finalidad. [5.8.5]

5.9 Implantación potencial

La energía hidroeléctrica permite reducir considerablemente las emisiones de carbono a corto y largo plazo. A nivel mundial, la energía hidroeléctrica es un recurso que difícilmente limitará el desarrollo a esas escalas temporales, aunque las consideraciones medioambientales y sociales podrían limitar las oportunidades de implantación si no son gestionadas de forma adecuada. [5.9]

Hasta la fecha, solo un 25% del potencial hidroeléctrico mundial ha sido desarrollado (3.551 TWh de 14.575 TWh) (12,78 EJ de 52,47 EJ). Los diferentes escenarios previstos a largo plazo proponen un aumento continuo durante los próximos decenios. Según varios estudios, el aumento de la capacidad hidroeléctrica de los diez últimos años proseguirá a corto y medio plazo, pasando de 926 GW en 2009 a 1.047 y 1.119 GW en 2015; el incremento actual será de entre 14 GW y 25 GW. [5.9, 5.9.1]

Las proyecciones de referencia indicadas en el capítulo 10 (basadas en el análisis de 164 escenarios a más largo plazo) indican que la función que cumple la energía hidroeléctrica en el suministro de energía mundial representa valores muy

amplios, con una mediana de aproximadamente 13 EJ (3.600 TWh) en 2020, 16 EJ (4.450 TWh) en 2030 y 19 EJ (5.300 TWh) en 2050. En 2009, se alcanzaron 12,78 EJ, por lo que la estimación promedio de 13 EJ para 2020 ha quedado ya probablemente rebasada. Además, algunos escenarios arrojan para 2020, 2030 y 2050 valores inferiores a los de la capacidad instalada actual, resultado que es ilógico si se tienen en cuenta, por ejemplo, los largos períodos de vida de la energía hidroeléctrica, su gran potencial de mercado y otros servicios importantes. Tales resultados podrían obedecer a las deficiencias en los modelos o escenarios (véase, a este respecto, la sección 10.2.1.2 del presente informe). Así pues, el crecimiento de la energía hidroeléctrica sería una realidad incluso en ausencia de políticas de mitigación de GEI, e incluso ante una disminución de la contribución mediana de la energía hidroeléctrica al suministro eléctrico mundial, que pasaría del actual 16% a menos de un 10% de aquí a 2050. A medida que los supuestos en que se basan las políticas de mitigación de GEI se vuelvan más restrictivos en los escenarios alternativos, la contribución de la energía hidroeléctrica irá en aumento: en 2030, la mediana será de aproximadamente 16,5 EJ (4.600 TWh) para los intervalos de estabilización de CO₂ de 440-600 ppm y <440 ppm (frente a una mediana de 15 EJ en los casos de referencia), que aumentaría a unos 19 EJ en 2050 (en comparación con la mediana de 18 EJ para los casos de referencia). [5.9.2]

Las proyecciones regionales de la generación hidroeléctrica para 2035 indican un aumento del 98% en la región de Asia y el Pacífico respecto de los niveles de 2008, y un aumento del 104% en África. Brasil es el principal impulsor del aumento del 46% proyectado para la generación hidroeléctrica en la región de América del Sur y América Central en ese mismo período. En América del Norte, y Europa y Eurasia se esperan aumentos más modestos, del 13% y el 27%, respectivamente, en ese mismo período. [5.9.2]

En conjunto, la evidencia parece indicar que es factible un aumento relativo de la implantación en los próximos 20 años. Incluso aunque disminuyera de aquí a 2050 el porcentaje hidroeléctrico respecto del suministro eléctrico mundial, la energía hidroeléctrica seguiría siendo una fuente atractiva de energía renovable en el contexto de los escenarios mundiales de mitigación del carbono. Además, un mayor desarrollo de las centrales de almacenamiento permitiría una mayor inversión en infraestructuras de gestión de los recursos hídricos, necesarias para afrontar los crecientes problemas en relación con los recursos hídricos. [5.9.3]

5.10 Integración en los sistemas de gestión de los recursos hídricos

El agua, la energía y el cambio climático están inseparablemente vinculados. La disponibilidad de agua es esencial para muchas tecnologías energéticas, entre ellas, la hidroeléctrica, mientras que la energía permite asegurar el abastecimiento de agua para usos agrícolas, industriales y domésticos, particularmente en las zonas con escasez de agua en los países en desarrollo. Esa estrecha relación ha permitido comprender que el vínculo que existe entre el agua y la energía debe ser abordado de manera integral, particularmente en relación con el cambio climático y el desarrollo sostenible. El suministro de energía y el abastecimiento de agua para el desarrollo sostenible podría requerir una gobernanza de los recursos hídricos a escala regional y mundial. Dado que suele estar vinculada a la construcción de instalaciones de almacenamiento de agua, la energía hidroeléctrica se halla en la confluencia de esos caminos, y puede desempeñar un importante papel en reforzar la seguridad de la energía y de los recursos hídricos. [5.10]

En la actualidad, aproximadamente 700 millones de personas viven en países que padecen estrés hídrico o escasez de agua. Las proyecciones indican que, en 2035, 3.000 millones de personas vivirán en condiciones de estrés hídrico agudo. Muchos países en que la disponibilidad de agua es limitada dependen de unos recursos hídricos compartidos, con lo que aumenta el riesgo de conflicto en torno a esos recursos. Por consiguiente, la adaptación a los efectos del cambio climático será un elemento muy importante de la gestión de los recursos hídricos. [5.10.1]

En un contexto en que la energía hidroeléctrica de múltiples finalidades puede constituir un medio para mitigar tanto el cambio climático como la escasez de agua, esos proyectos podrían tener un papel facilitador más allá del sector eléctrico, como instrumento de financiación de embalses, lo cual permitiría asegurar la disponibilidad de agua dulce. Sin embargo, la multiplicidad de sus usos podría agravar los posibles conflictos y reducir la producción de energía en períodos de bajo nivel del agua. Dado que varios países comparten las principales cuencas, es esencial la cooperación a nivel regional e internacional. Esos importantes procesos están recibiendo el apoyo activo de los acuerdos intergubernamentales y de las iniciativas emprendidas por instituciones internacionales. [5.10.2, 5.10.3]

6. Energía oceánica

6.1 Introducción

Mediante la energía oceánica, podrían reducirse las emisiones de carbono a largo plazo, aunque es improbable que ésta aporte una contribución significativa antes de 2020, ya que se encuentra en una fase incipiente de desarrollo. El potencial teórico que contienen los océanos mundiales (7.400 EJ/año) supera con creces las necesidades actuales de los seres humanos. Las políticas gubernamentales están contribuyendo a acelerar la implantación de tecnologías de energía oceánica, al aumentar las expectativas en cuanto a la posibilidad de lograr progresos rápidos. Los seis tipos principales de tecnologías de la energía oceánica ofrecen un gran número de posibilidades de desarrollo, la mayoría de ellas con un impacto medioambiental potencialmente bajo, a tenor de los conocimientos actuales. Hay indicios alentadores de que el costo de inversión de las tecnologías de energía oceánica y el costo nivelado de la

electricidad generada disminuirán respecto de sus niveles actuales (que no son competitivos), a medida que se avance en el ámbito de la investigación y el desarrollo (I+D) y en las pruebas, y cuando se lleve a cabo su implantación. La suficiencia o no de tales reducciones para permitir una implantación en gran escala es la gran incógnita a la hora de evaluar el papel que desempeñará en el futuro la energía oceánica en materia de mitigación del cambio climático. [6 RE, 6.1]

6.2 Potencial del recurso

Puede definirse la energía oceánica como la energía obtenida mediante tecnologías que utilizan el agua del mar como elemento impulsor, o que explotan el potencial químico o calórico del agua. Los recursos oceánicos de la energía renovable provienen de seis fuentes distintas, todas ellas de origen distinto, y aptas para tecnologías de conversión diferentes. Entre ellas cabe mencionar las siguientes:

La **energía del oleaje**, obtenida por transferencia de la energía cinética del viento a la superficie del océano. Su potencia teórica total se cifra en 32.000 TWh/año (115 EJ/año), aunque el potencial técnico es probablemente bastante menor, y dependerá del grado de desarrollo alcanzado. [6.2.1]

La **amplitud de la marea (ascenso y descenso de las mareas)**, obtenida por efecto de las fuerzas gravitacionales del sistema Sol-Tierra-Luna. El potencial teórico mundial de la energía de las mareas representa entre 1 y 3 TW, y está vinculado a masas de agua relativamente someras. Es probable que, en este caso, el potencial técnico sea bastante menor que el teórico. [6.2.2]

Las **corrientes de marea**, resultantes del caudal de agua que ocasiona el llenado y vaciado de las regiones costeras que experimentan las mareas. A nivel regional, el potencial técnico actual de las mareas se ha estimado en 48 TWh/año (0,17 EJ) para Europa, y en 30 TWh/año (0,11 EJ/año) para China. Se han identificado enclaves comercialmente atractivos en la República de Corea, Canadá, Japón, Filipinas, Nueva Zelanda y América del Sur. [6.2.3]

Las **corrientes oceánicas**, movidas por la circulación oceánica de origen eólico y termohalino. El sistema que mejor caracteriza las corrientes oceánicas es la Corriente del Golfo en América del Norte, donde la corriente de Florida presenta un potencial técnico de 25 GW de capacidad eléctrica. Otras regiones oceánicas con un régimen de circulación prometedor son las corrientes de Agulhas (Mozambique) frente a las costas de Sudáfrica, la corriente de Kuroshio frente a las costas del Asia oriental, y la corriente de Australia oriental. [6.2.4]

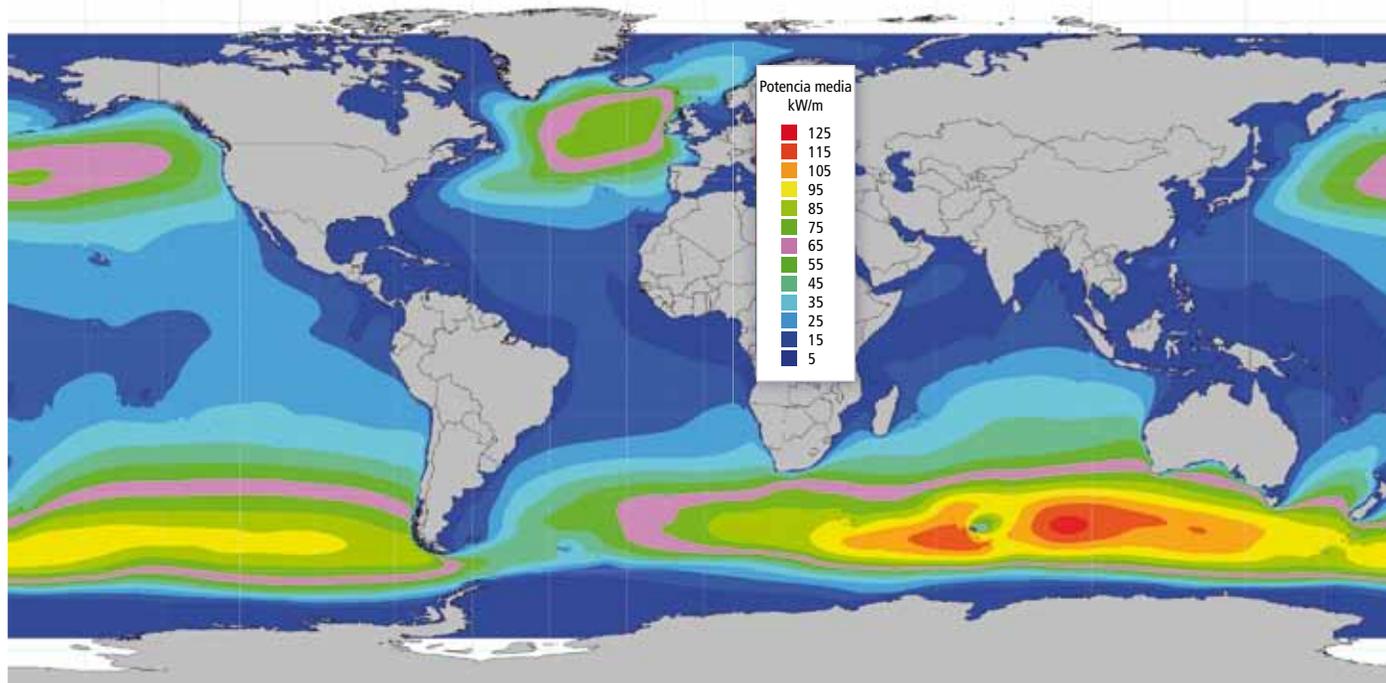
La **conversión de la energía térmica de los océanos (OTEC)**, obtenida a partir de las diferencias de temperatura que existen entre la energía solar almacenada como calor en las capas superiores del océano y en las más frías, generalmente a profundidades inferiores a 1.000 m. Aunque la densidad de la energía de la OTEC es relativamente baja, su potencial total es muy superior al de otras modalidades de energía oceánica. Según un estudio realizado en 2007, podría generar en torno a 44.000 TWh/año (159 EJ/año) de potencia en estado estacionario. [6.2.5]

Los **gradientes de salinidad (energía osmótica)**, resultantes de las diferencias de salinidad entre el agua dulce y el agua del océano en las desembocaduras fluviales. Se estima para este recurso un potencial teórico de 1.650 TWh/año (6 EJ/año). [6.2.6]

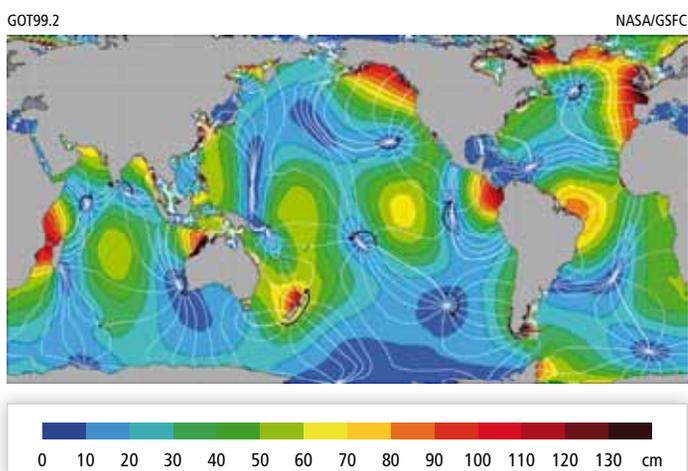
En la figura RT.6.1 se ofrecen varios ejemplos de la distribución mundial de los recursos de energía oceánica. Algunos de ellos, como las corrientes oceánicas o los gradientes de salinidad, están distribuidos por todo el planeta. La energía térmica oceánica está vinculada principalmente a los trópicos, en torno a las latitudes ecuatoriales (entre 0° y 35°), mientras que la energía del oleaje máxima anual se encuentra entre las latitudes 30° y 60°. En el Hemisferio Sur, la energía del oleaje varía

estacionalmente menos que en el Hemisferio Norte. Las corrientes oceánicas, la energía térmica de los océanos, los gradientes de salinidad y, en cierta medida, la energía del oleaje poseen la coherencia suficiente para generar electricidad en régimen de carga base. Considerando el estado incipiente de las publicaciones disponibles y la incertidumbre inherente al potencial técnico de la energía oceánica, las estimaciones relativas a su magnitud varían ampliamente. [6.2.1–6.2.6]

a)



b)



c)

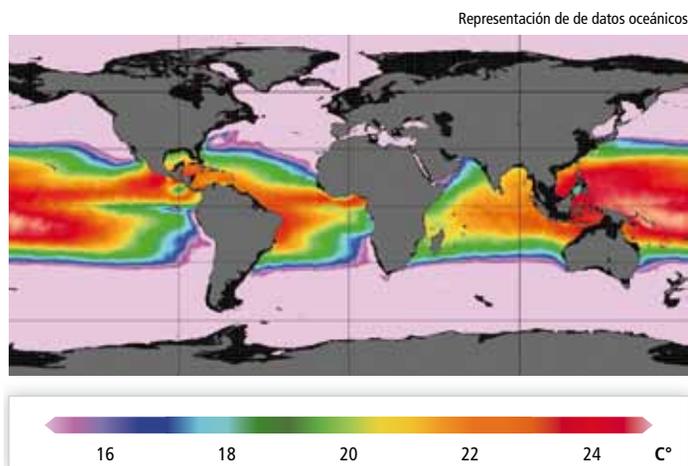


Figura RT.6.1a-c | Distribución mundial de varios recursos de energía oceánica. a) Energía del oleaje, b) Amplitud de la marea, c) Energía térmica oceánica [véanse las figuras 6.1, 6.2, 6.3, 6.4]

d)

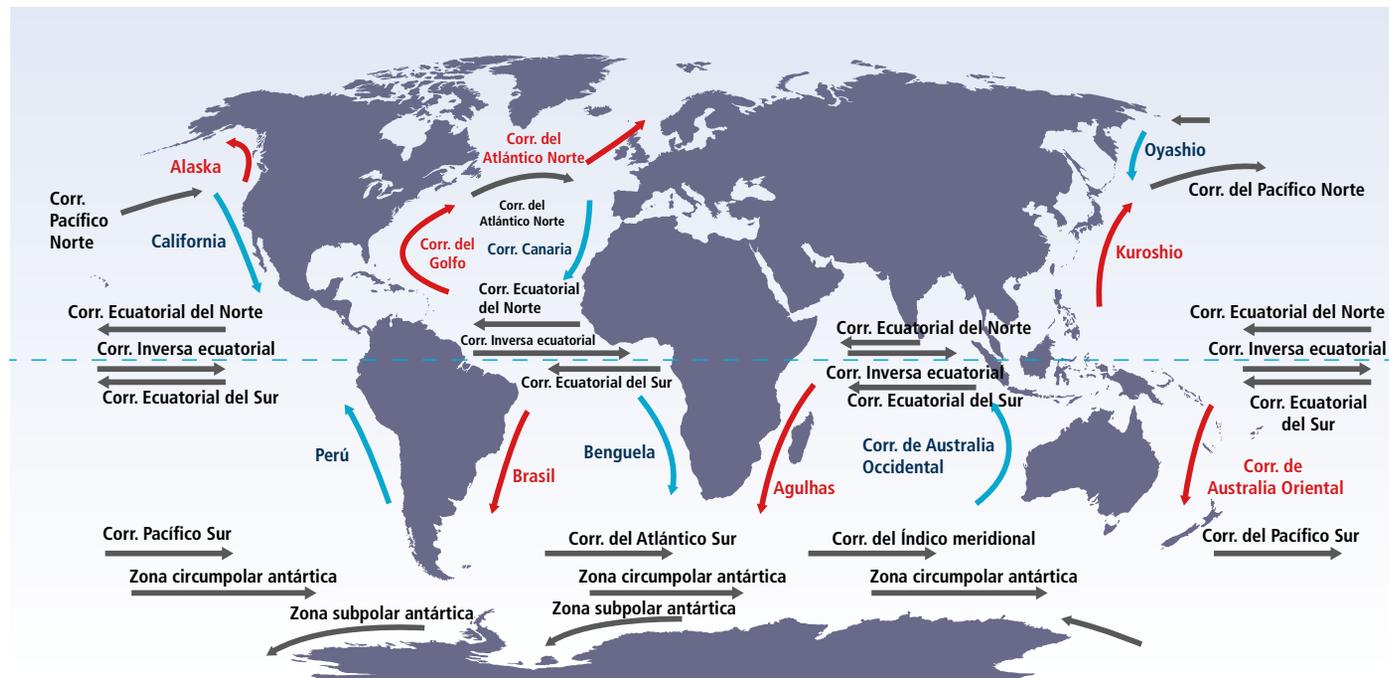


Figura RT.6.1d | Distribución mundial de varios recursos de energía oceánica. d) Corrientes oceánicas [véase la figura 6.3]

6.3 Tecnología y aplicaciones

En la actualidad, el estado de desarrollo de las tecnologías de energía oceánica varía desde la etapa conceptual y puramente de I+D hasta la etapa de prototipo y demostración, y solo la tecnología de la amplitud de la marea puede considerarse madura. Existen actualmente numerosas opciones tecnológicas para cada fuente de energía oceánica y, con la excepción de las presas de amplitud de la marea, la convergencia entre ellas no se ha materializado todavía. Durante los cuatro últimos decenios, otras industrias marinas (principalmente, el petróleo y el gas aguas adentro) han avanzado considerablemente en las esferas de materiales, construcción, corrosión, cables submarinos y comunicaciones. Se espera que la energía oceánica se beneficie directamente de esos progresos. [6.3.1]

Se han concebido, y en muchos casos demostrado, numerosas tecnologías de energía del oleaje representativas de diversos principios de funcionamiento, encaminadas a convertir la energía de las olas en otra forma utilizable de energía. Las principales variables son el método de interacción de las olas en función de sus respectivos tipos de movimiento (movimiento vertical, oleada, cabeceo), altura (altas, medias, bajas) y distancia de la orilla (costeras, cercanas a la costa, alejadas de la costa). Las tecnologías de energía del oleaje pueden clasificarse en tres grupos: columna de agua oscilante (CAO: en tierra, flotante), cuerpos oscilantes (flotantes en superficie o sumergidos), y captadores de olas (costeros, flotantes). [6.2.3] Los principios de funcionamiento aparecen representados en la figura RT.6.2.

La energía de la amplitud de la marea puede ser explotada adaptando las presas hidroeléctricas fluviales a entornos de estuario en los que el estuario está circundado por una presa de derivación. Este puede generar electricidad tanto en el ascenso como en el descenso de la marea, y en el futuro algunas

presas de derivación podrán estar distribuidas en múltiples cuencas para permitir una generación prácticamente continua. Las modalidades técnicas más recientes son las "lagunas de marea" autónomas aguas adentro. [6.3.3]

Se están desarrollando también tecnologías que explotan la energía de las corrientes de marea y oceánicas, pero las turbinas de marea están más avanzadas. Algunas de las tecnologías de energía mareomotriz y de corrientes oceánicas son similares a los aerogeneradores avanzados, pero las turbinas submarinas deben gestionar también la inversión del fluido, la cavitación en el extremo de los álabes, y unas condiciones submarinas rigurosas. Las corrientes de marea tienden a ser bidireccionales, varían con el ciclo de las mareas, y fluyen con relativa rapidez en comparación con las corrientes oceánicas, que suelen ser unidireccionales y de avance lento, aunque continuo. Atendiendo a sus principios de funcionamiento, los convertidores se clasifican en turbinas de flujo axial, turbinas de flujo transversal y dispositivos de acción recíproca, como puede verse en la figura RT.6.3. [6.3.4]

Para generar electricidad, las centrales de conversión de energía térmica de los océanos (OTEC) explotan la diferencia de temperatura entre el agua marina cálida de la superficie del océano y el agua fría de sus profundidades (el nivel de referencia suele ser una profundidad de 1.000 m). Los sistemas de OTEC de ciclo abierto utilizan directamente agua de mar como fluido circulante, mientras que los de ciclo cerrado utilizan intercambiadores de calor y un fluido secundario (por lo general, amoníaco) para accionar una turbina. Los sistemas híbridos operan tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado. Aunque se ha sometido a prueba las tecnologías de OTEC, se ha tropezado con problemas por lo que respecta al mantenimiento del vacío, a las incrustaciones en el intercambiador de calor y a la corrosión. Las investigaciones están actualmente centradas en resolver esos problemas. [6.3.5]

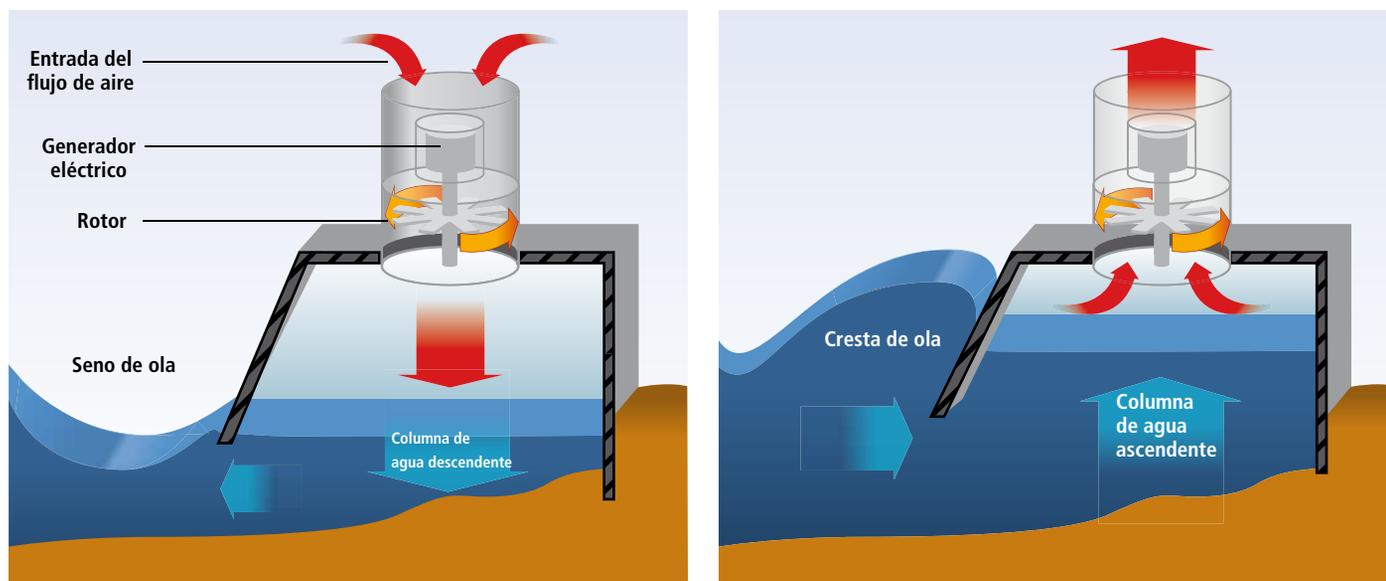


Figura RT.6.2a/b | Convertidores de energía del oleaje y su funcionamiento: dispositivos de columna de agua oscilante; (izquierda) dispositivo de cuerpo oscilante, y (derecha) dispositivo de desbordamiento. [véase la figura 6.6]

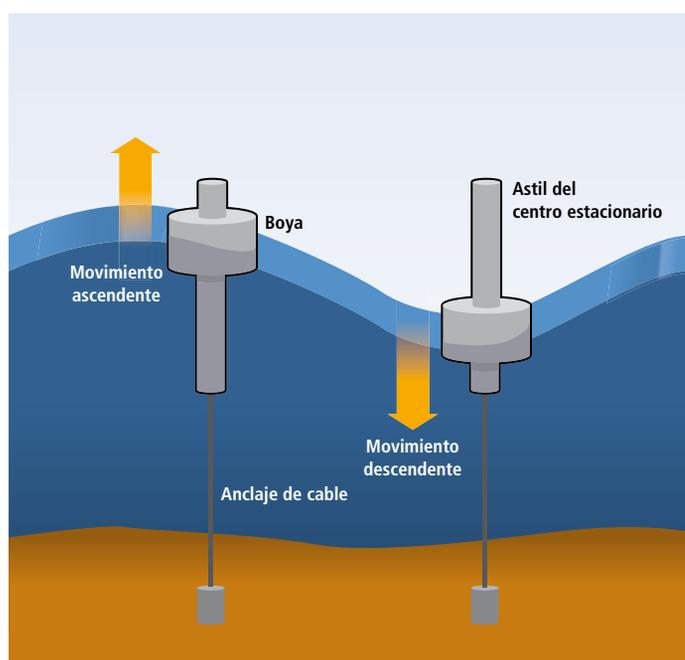
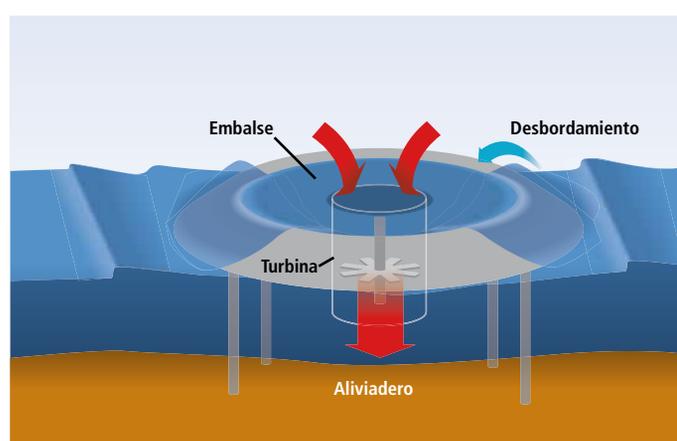


Figura RT.6.2c/d | Convertidores de energía del oleaje y su funcionamiento: dispositivos de columna de agua oscilante (izquierda); dispositivo de cuerpo oscilante, y dispositivo de desbordamiento (derecha). [véase la figura 6.6] (diseño del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL).)

El gradiente de salinidad que existe entre el agua dulce de los ríos y el agua del mar puede ser explotado como fuente de energía eléctrica con al menos dos variantes que se encuentran en fase de desarrollo. El proceso de electrodiálisis inversa consiste en utilizar como fuerza motriz la diferencia del potencial químico entre dos soluciones (véase la figura RT.6.4). La presión osmótica retrasada, denominada también proceso de energía osmótica, está basada en el concepto de ósmosis natural, que es un potencial de presión hidráulica originado por la tendencia del agua dulce a mezclarse con el agua del mar por efecto de las diferentes concentraciones salinas (véase la figura RT.6.5). [6.3.6]



6.4 Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector

Los proyectos de I+D en tecnologías de la energía del oleaje y de corrientes de marea han proliferado en los dos últimos decenios y, en algunos casos, han alcanzado la etapa de prototipo precomercial a escala verdadera. En la actualidad, la única tecnología de energía oceánica a escala verdadera disponible en régimen operacional es la de presas de marea, cuyo ejemplo más destacado es La Rance, de 240 MW de potencia, en el noroeste de Francia, que quedó instalada en 1966. La de Sihwa (Corea del Sur), de 254 MW de potencia, entrará en funcionamiento en 2011. Otras tecnologías que explotan las otras fuentes de energía oceánica, como la OTEC, los gradientes de salinidad o las corrientes oceánicas, se encuentran todavía en fase teórica, de I+D o de primer prototipo. Se están desarrollando actualmente más de 100 tecnologías de energía oceánica diferentes en más de 30 países. [6.4.1]

Los principales inversores en actividades de I+D e implantación de la energía oceánica son los gobiernos nacionales, federales y estatales, seguidos de los principales operadores de energía y de las empresas de inversión. Los gobiernos nacionales y regionales apoyan particularmente el desarrollo de la energía oceánica mediante diversas iniciativas financieras, reguladoras y legislativas. [6.4.7]

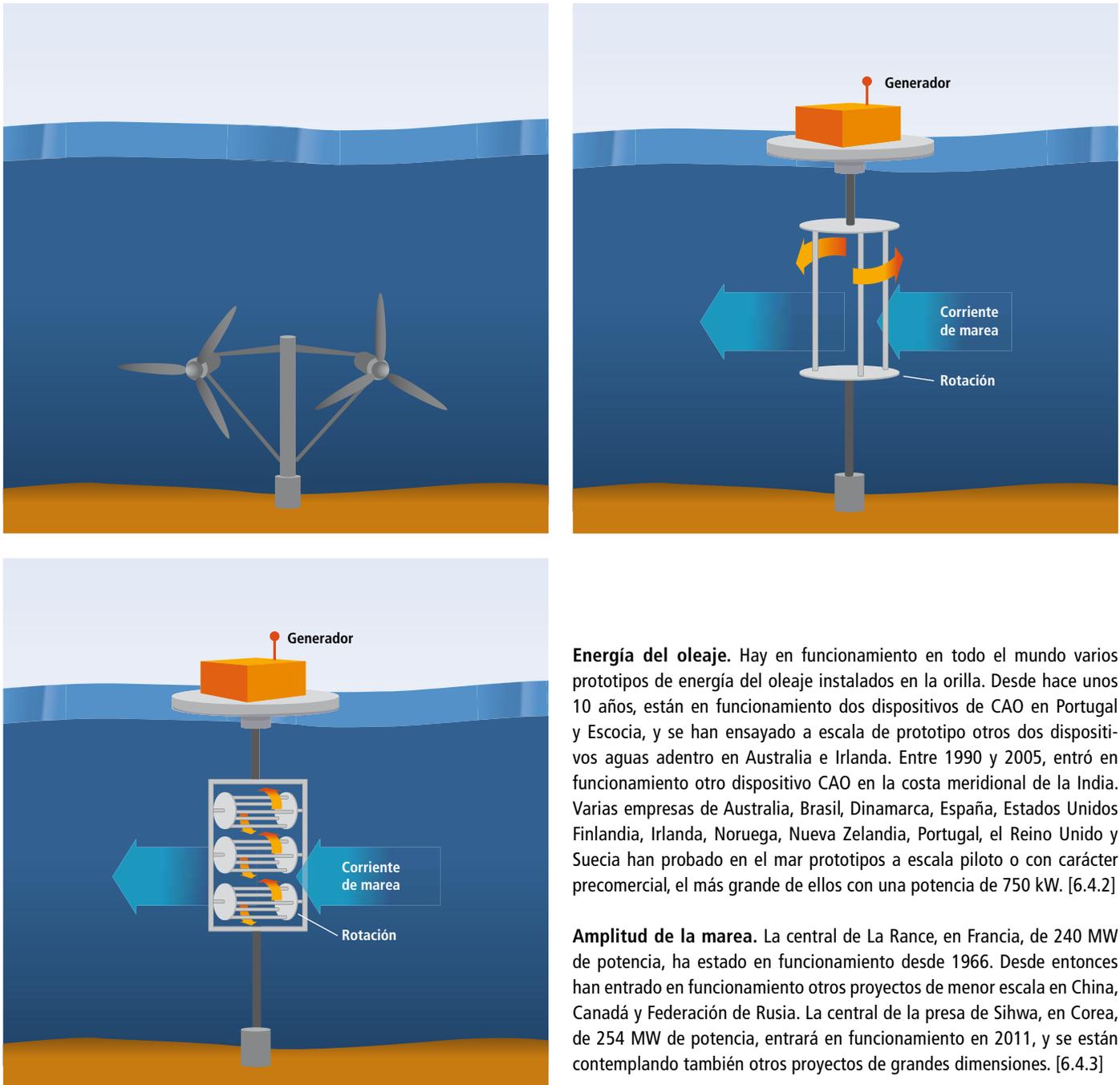


Figura RT.6.3 | Convertidores de energía de corrientes de marea y su funcionamiento: turbinas gemelas de eje horizontal (gráfico superior izquierdo); dispositivo de flujo transversal (gráfico superior derecho), y dispositivo de eje vertical (gráfico inferior). [véase la figura 6.8]

La participación de la industria en la energía oceánica se encuentra en una etapa muy incipiente, y no existe en la actualidad ningún fabricante de sus tecnologías. Un mayor interés al respecto permitiría transferir capacidades y aptitudes de otros sectores próximos, además de ciertos aspectos innovadores. Una particularidad interesante de la energía oceánica es el desarrollo de varios centros nacionales de ensayo de sistemas de energía marina, en los que empiezan a concentrarse actividades de prueba, certificación e I+D avanzado. [6.4.1.2]

El estado de desarrollo del sector puede colegirse de los niveles de implantación actuales y recientes de los sistemas de energía oceánica.

Energía del oleaje. Hay en funcionamiento en todo el mundo varios prototipos de energía del oleaje instalados en la orilla. Desde hace unos 10 años, están en funcionamiento dos dispositivos de CAO en Portugal y Escocia, y se han ensayado a escala de prototipo otros dos dispositivos aguas adentro en Australia e Irlanda. Entre 1990 y 2005, entró en funcionamiento otro dispositivo CAO en la costa meridional de la India. Varias empresas de Australia, Brasil, Dinamarca, España, Estados Unidos, Finlandia, Irlanda, Noruega, Nueva Zelanda, Portugal, el Reino Unido y Suecia han probado en el mar prototipos a escala piloto o con carácter precomercial, el más grande de ellos con una potencia de 750 kW. [6.4.2]

Amplitud de la marea. La central de La Rance, en Francia, de 240 MW de potencia, ha estado en funcionamiento desde 1966. Desde entonces han entrado en funcionamiento otros proyectos de menor escala en China, Canadá y Federación de Rusia. La central de la presa de Sihwa, en Corea, de 254 MW de potencia, entrará en funcionamiento en 2011, y se están contemplando también otros proyectos de grandes dimensiones. [6.4.3]

Corrientes de marea y oceánicas. Existen probablemente más de 50 dispositivos de corrientes de marea en fase de desarrollo, de comprobación teórica o de prototipo, pero no se conocen todavía los costos de su implantación en gran escala. El ejemplo más avanzado es la turbina de mareas de SeaGen, instalada en las proximidades de Irlanda del Norte, que ha suministrado electricidad a la red durante más de un año. Una compañía irlandesa ha sometido a prueba su turbina de anillo abierto en Escocia y, más recientemente, en Canadá. En Noruega y Escocia, dos empresas han demostrado turbinas de eje horizontal a escala verdadera, mientras que otra ha demostrado una turbina de eje vertical en Italia. Por último, en 2009 se demostró en el Reino Unido un dispositivo de acción recíproca. No se ha instalado hasta la fecha ninguna central piloto o de demostración para las corrientes oceánicas, aunque se contemplan escalas mucho mayores si estas tecnologías consiguen explotar las corrientes de menor velocidad. [6.4.4]

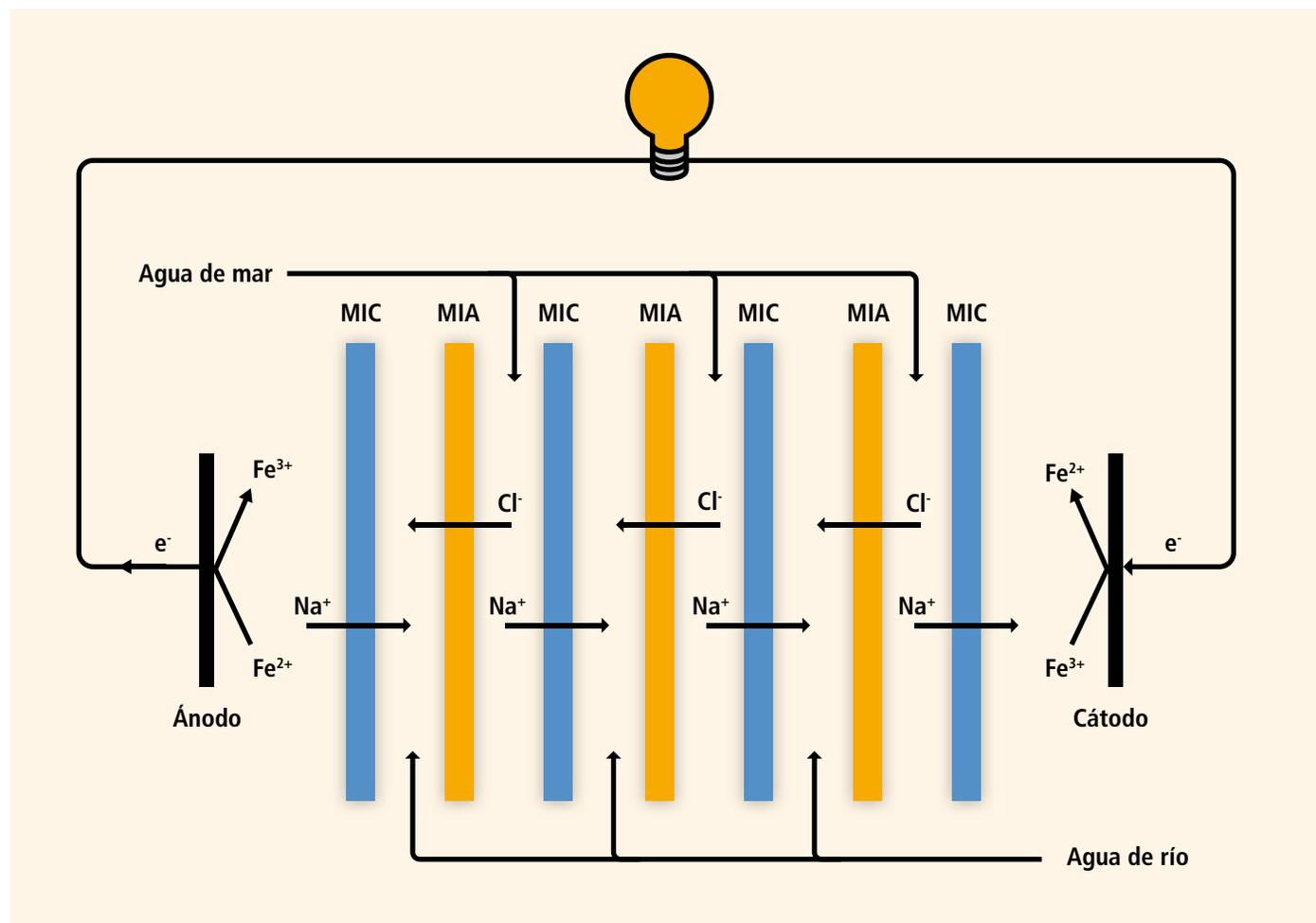


Figura RT.6.4 | Sistema de electrodiálisis inversa. [véase la figura 6.9]

Notas: MIC = membrana de intercambio de cationes; MIA = membrana de intercambio de aniones; Na = sodio; Cl = cloro, Fe = hierro.

OTEC. En Japón, la India, Estados Unidos y otros países se han puesto a prueba proyectos piloto de sistemas de OTEC. Muchos de ellos han tropezado con problemas técnicos en los aspectos de bombeo, retención del vacío, y tendido de conducciones. Los proyectos de OTEC en gran escala podrían tener una demanda de mercado importante en países marítimos tropicales (islas del Pacífico o del Caribe, o países de América Central y África) si las tecnologías llegaran a constituir una opción de suministro rentable. [6.4.5]

Gradientes de salinidad. La energía osmótica está siendo investigada en Noruega, donde ha entrado ya en funcionamiento un prototipo desde 2009, en el marco de una iniciativa de construcción de una central comercial de energía osmótica. Al mismo tiempo, se ha propuesto en los Países Bajos la tecnología de electrodiálisis inversa para la renovación del dique Afluitdijk, de 75 años de antigüedad. [6.4.6]

6.5 Impactos medioambientales y sociales

La energía oceánica no emite directamente CO_2 durante las operaciones; sin embargo, podrían producirse emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de los diferentes aspectos del ciclo de vida de esos sistemas, entre ellos, la extracción de insumos, la fabricación de componentes, la construcción, el mantenimiento y el desmantelamiento. Una revisión completa de los estudios de evaluación del ciclo de vida publicados desde 1980 parece indicar que las emisiones de gases de efecto invernadero por ciclo de vida de los sistemas de oleaje y de marea son inferiores a 23 g CO_2 eq/kWh, con una estimación mediana de las estimaciones de GEI de aproximadamente 8 g CO_2 eq/kWh por ciclo de vida en el caso de la energía del oleaje. No se dispone de estudios suficientes para estimar las emisiones por ciclo de vida para los demás tipos de tecnología de la energía oceánica. En cualquier caso, en comparación con las tecnologías de generación de energía fósil, las emisiones de GEI por ciclo de vida parecen ser escasas en los sistemas oceánicos. [6.5.1]

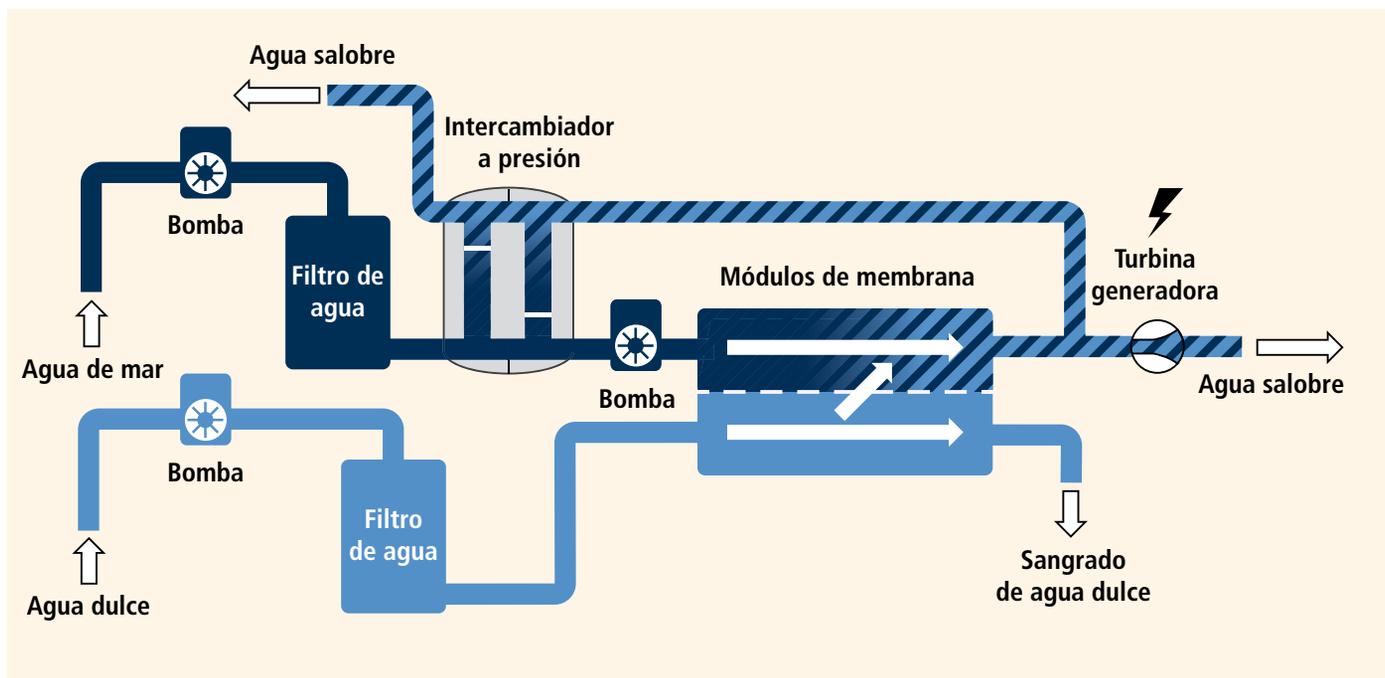


Figura RT.6.5 | Proceso de presión osmótica retrasada. [véase la figura 6.10]

Los impactos medioambientales y sociales de los proyectos de energía oceánica a nivel local están siendo evaluados a medida que avanza su implantación, aunque es ya posible estimar su magnitud a tenor de la experiencia obtenida en otras industrias marítimas y en alta mar. Los riesgos de esas tecnologías para el medio ambiente parecen ser relativamente bajos, pero el carácter incipiente de su implantación suscita incertidumbre acerca de las limitaciones que sus efectos sociales y medioambientales podrían imponer al desarrollo. [6 RE].

Cada tecnología oceánica ocasiona sus propios impactos en el medio ambiente y en la sociedad. Entre los posibles efectos positivos cabría mencionar la evitación de efectos adversos sobre la vida marina gracias a la reducción de otras actividades humanas en el entorno de las centrales, o mejorar el suministro de energía, el crecimiento económico, el empleo y el turismo a nivel regional. Los efectos negativos podrían consistir en el deterioro del paisaje, un menor espacio para los usuarios competidores, ruidos durante la construcción, ruidos y vibraciones durante el funcionamiento, campos electromagnéticos, alteración de la biota y de los hábitats, alteraciones en la calidad del agua y, posiblemente, contaminación causada por vertidos químicos o de petróleo, y otros impactos específicos, de carácter limitado, sobre los ecosistemas locales. [6.5.2]

6.6 Perspectivas de mejoras, innovación e integración tecnológicas

Siendo como son tecnologías nacientes, los dispositivos de energía oceánica podrían impulsar avances tecnológicos importantes. Para ello, no solo serán importantes las actividades de I+D y de implantación para cada tipo de dispositivo, sino que también las mejoras tecnológicas y la innovación en materia de convertidores podrían beneficiarse de los progresos en esferas de actividad cercanas. [6.6]

Para integrar la energía oceánica en redes energéticas de mayor tamaño será necesario tener presente la enorme diversidad de los sistemas de generación para cada recurso. Así, la producción de electricidad mediante corrientes de marea exhibe una gran variabilidad en períodos de una a cuatro horas, pero una variabilidad muy limitada a escala de meses o en períodos más largos. [6.6]

6.7 Tendencia de los costos

Los mercados comerciales no están impulsando todavía el desarrollo de las tecnologías de la energía marina. Los principales impulsores son las iniciativas de I+D con apoyo gubernamental y los incentivos mediante políticas nacionales. Dado que todavía ninguna de las tecnologías de la energía oceánica, a excepción de las presas de marea, ha alcanzado un grado de madurez (con respecto a otras tecnologías solo se tiene información sobre la validación de dispositivos de demostración y prototipos), en la mayoría de los casos es difícil evaluar acertadamente la viabilidad económica de esas tecnologías. [6.7.1]

En la tabla RT.6.1 se indican los datos más significativos disponibles respecto a los factores de costo primarios que influyen en el costo nivelado de la energía, para cada subtipo de energía oceánica. En la mayoría de los casos, los parámetros del costo y el rendimiento están basados en datos dispersos, debido a la ausencia de publicaciones revisadas por homólogos y a la experiencia práctica en la materia, por lo que en muchas ocasiones reflejan estimaciones hipotéticas del costo y el rendimiento basadas en los conocimientos técnicos. En unos pocos casos se han llegado a averiguar los costos de inversión actuales, aunque basados en un pequeño número de proyectos y estudios que podrían no ser representativos del sector. [6.7.1]

Tabla RT.6.1 | Resumen de los parámetros básicos del costo y el rendimiento disponibles respecto de todos los subtipos de tecnologías de energía oceánica. [véase la tabla 6.3]

Tecnología de energía oceánica	Costos de inversión (dólares de ₂₀₀₅ /kW)	Costos de funcionamiento y mantenimiento anuales (dólares de ₂₀₀₅ /kW)	Factor de capacidad (%)	Período de vida nominal (años)
Oleaje	6.200–16.100	180	25–40	20
Amplitud de la marea	4.500–5.000	100	22,5–28,5	40
Corriente de marea	5.400–14.300	140	26–40	20
Corriente oceánica	n.a.	n.a.	n.a.	20
Térmica oceánica	4.200–12.300*	n.a.	n.a.	20
Gradientes de salinidad	n.a.	n.a.	n.a.	20

* Los valores del costo de la energía térmica oceánica no han sido convertidos a dólares de 2005.

Basándose en una metodología normalizada descrita en el anexo II y en los datos sobre el costo y el rendimiento resumidos en el anexo III, se ha calculado que el costo nivelado de la energía de las presas de marea (que constituye actualmente la única tecnología de energía oceánica comercialmente disponible) se sitúa, para un gran número y diversidad de parámetros iniciales, entre 12 y 32 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh. No obstante, habría que considerar estos valores como indicativos, teniendo en cuenta la experiencia actualmente disponible con respecto a la implantación. [1.3.2, 6.7.1, 6.7.3, 10.5.1, anexo II, anexo III]

Dado que se trata de la fase incipiente del desarrollo tecnológico, habría que considerar las estimaciones del costo futuro de la energía oceánica como valores especulativos. No obstante, se espera que su costo disminuya con el tiempo a medida que progresan las actividades de I+D, demostración e implantación. [6.7.1–6.7.5]

6.8 Implantación potencial

Hasta 2008, aproximadamente, la energía oceánica no estaba contemplada en ninguna de las actividades de modelización de los principales escenarios mundiales de energía, por lo que sus posibles impactos en el suministro mundial futuro de energía y la mitigación del cambio climático están empezando apenas

a ser investigados. Por ello, los resultados publicados de esos escenarios son de carácter preliminar y disperso, y reflejan una gran diversidad de futuros posibles. En concreto, se han considerado aquí únicamente los escenarios de implantación basados en tres fuentes principales: la [r]evolución energética 2010, el *World Energy Outlook (WEO)* de 2009 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), y las Perspectivas sobre tecnología energética de 2010. Los informes [R] evolución Energética y Perspectivas sobre tecnología energética contemplaron múltiples escenarios, mientras que el informe WEO tenía documentado solo un escenario de referencia. Cada escenario aparece resumido en la tabla RT.6.2.

Esta presentación preliminar de escenarios, en que se describen niveles alternativos de implantación de la energía oceánica, es uno de los primeros intentos por analizar el papel que esa energía podría desempeñar en los estudios científicos basados en escenarios a medio y largo plazo, con objeto de establecer la posible contribución de la energía oceánica al suministro de energía futuro y a la mitigación del cambio climático. Como indica el reducido número de escenarios existente, la energía oceánica podría ayudar a mitigar a largo plazo el cambio climático, mediante la compensación de las emisiones de gases de efecto invernadero con valores de implantación proyectados que arrojarían un suministro de energía de hasta 1.943 TWh/año (~7 EJ/año) de aquí a 2050. Se han desarrollado otros escenarios que arrojan valores de implantación tan

Tabla RT.6.2 | Características principales de los escenarios a medio y largo plazo, según los principales estudios publicados que consideran la energía oceánica. [véase la tabla 6.5]

Escenario	Implantación, TWh/año (PJ/año)				GW	Notas
	2010	2020	2030	2050	2050	
[R]evolución energética - referencia	n.a.	3 (10,8)	11 (36,6)	25 (90)	n.a.	Sin cambios en las políticas
[R]evolución energética	n.a.	53 (191)	128 (461)	678 (2.440)	303	Reducción del carbono prevista del 50%
[R]evolución energética avanzada	n.a.	119 (428)	420 (1.512)	1.943 (6.994)	748	Reducción del carbono prevista del 80%
WEO 2009	n.a.	3 (10,8)	13 (46,8)	n.a.	n.a.	Valor de base para el escenario E[R] de referencia
ETP-BLUE Map 2050	n.a.	n.a.	n.a.	133 (479)	n.a.	El sector de la energía eléctrica carece casi completamente del dióxido de carbono
ETP BLUE map no CCS 2050	n.a.	n.a.	n.a.	274 (986)	n.a.	Variante de BLUE Map: se ha concluido que no es posible la captura y el almacenamiento de carbono
ETP BLUE map hi NUC 2050	n.a.	n.a.	n.a.	99 (356)	n.a.	Variante de BLUE Map: aumento del porcentaje nuclear hasta 2.000 GW
ETP BLUE Map hi REN 2050	n.a.	n.a.	n.a.	552 (1.987)	n.a.	Variante de BLUE Map: aumento del porcentaje de energías renovables hasta el 75%
ETP-BLUE Map, 3%	n.a.	n.a.	n.a.	401 (1.444)	n.a.	Variante de BLUE Map: se cifran en un 3% las tasas de descuento de los proyectos de generación de energía.

bajos como 25 TWh/año (0,9 EJ/año) para la energía oceánica. La gran diversidad de resultados se debe, en parte, a la incertidumbre acerca del grado en que la mitigación del cambio climático impulsará la transformación del sector energético. Sin embargo, en el caso de la energía oceánica, se debe también a la incertidumbre inherente relativa a la eventualidad de que las diversas tecnologías de la energía oceánica estén disponibles en el mercado a un costo atractivo. Para comprender mejor el papel que podría desempeñar la energía oceánica en la mitigación del cambio climático será necesario no solo un progreso técnico constante, sino que los procesos de modelización de escenarios deberán incorporar cada vez más todos los subtipos posibles de tecnologías de la energía oceánica, con unos datos más representativos del potencial de recursos, de los costos de inversión presentes y futuros, de los costos de funcionamiento y mantenimiento, y de los factores de capacidad previstos. La mayor disponibilidad de datos a escala mundial y regional constituirá un factor decisivo, con miras a la plena incorporación de la energía oceánica en los escenarios publicados. [6.8.4]

7. Energía eólica

7.1 Introducción

La energía eólica viene utilizándose desde hace milenios para aplicaciones muy diversas. Sin embargo, la utilización de la energía eólica para generar electricidad a escala comercial solo empezó a ser viable en los años setenta, como resultado de los avances técnicos y el apoyo de los gobiernos. Hay varias tecnologías eólicas disponibles para aplicaciones muy diversas pero, en lo que respecta a la mitigación del cambio climático, la energía eólica se utiliza principalmente para generar electricidad mediante turbinas eólicas de gran tamaño conectadas a la red, instaladas en tierra firme, o en agua marina o agua dulce ("aguas adentro").¹¹[7.1]

Mediante la energía eólica se podrían reducir considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), tanto a corto (2020) como a largo plazo (2050). La capacidad eólica instalada al término de 2009 logró cubrir aproximadamente un 1,8% de la demanda eléctrica mundial, porcentaje que podría superar el 20% en 2050, de mediar un esfuerzo ambicioso por reducir las emisiones de GEI y por superar otros obstáculos que dificultan su expansión. La implantación de la energía eólica en tierra firme avanza ya a buen ritmo en muchos países, sin que existan obstáculos técnicos insuperables que se opongan a una mayor penetración de esa forma de energía en los sistemas de suministro eléctrico. Además, aunque la velocidad promedio del viento varía considerablemente en función del lugar, en la mayoría de las regiones del mundo el potencial técnico de implantación de la energía eólica es elevado. En algunas zonas con recursos eólicos abundantes, el costo de la energía eólica es ya competitivo en términos de los precios del mercado actual, incluso sin tomar en cuenta los impactos medioambientales relativos. No obstante, en la mayoría de las regiones del mundo sigue siendo necesario adoptar medidas que faciliten una rápida implantación. Con todo, se espera un avance continuo de las tecnologías eólicas en tierra y aguas adentro, que reduciría aún más el costo de la energía eólica e incrementaría el potencial de reducción de las emisiones de GEI. [7.9]

7.2 Potencial del recurso

El potencial técnico mundial de la energía eólica no es un valor inamovible, sino que está vinculado al estado de la tecnología y a los supuestos que se adopten con respecto a otros factores limitadores de su desarrollo. No obstante, mediante un número creciente de evaluaciones mundiales se ha constatado que, a nivel mundial, el potencial técnico es superior a la producción actual de energía eléctrica. [7.2]

No se ha desarrollado todavía ninguna metodología normalizada para estimar el potencial técnico de la energía eólica: la diversidad de datos, métodos, supuestos e incluso definiciones de ese concepto dificultan las comparaciones. Según el CIE, el potencial técnico de la energía eólica en tierra se cifra en 180 EJ/año (50.000 TWh/año). Otras estimaciones, basadas en un número relativamente mayor de limitaciones a su desarrollo, cifran el potencial entre un mínimo de 70 EJ/año (19.400 TWh/año) (únicamente en tierra) y un máximo de 450 EJ/año (125.000 TWh/año) (en tierra y en la costa). Esta horquilla de valores representa aproximadamente entre una y seis veces la producción mundial de electricidad generada en 2008 y podría subestimar el potencial técnico, debido a que varios de los estudios están basados en supuestos caducos, a la exclusión o inclusión solo parcial de la energía eólica aguas adentro en algunos de los estudios y a las limitaciones metodológicas e informáticas. Tan solo las estimaciones del potencial técnico de la energía eólica aguas adentro se sitúan entre 15 y 130 EJ/año (entre 4.000 y 37.000 TWh/año), si se consideran únicamente las aplicaciones en aguas menos profundas y cercanas a la costa; la cifra sería mayor si se consideraran también las aplicaciones en mar abierto, posiblemente basadas en turbinas flotantes. [7.2.1]

Tanto si se subestima como si se sobreestima el potencial técnico de la energía eólica, y aunque son necesarios los métodos de evaluación de los recursos eólicos, es evidente que el potencial técnico difícilmente sea, por sí mismo, un factor limitador de la implantación eólica a escala mundial. Más bien, las limitaciones económicas que impone el costo de la energía eólica, las limitaciones y los costos institucionales que conllevan el acceso a la transmisión y la integración de las operaciones, así como los problemas relacionados con la aceptación social y el impacto en el medio ambiente limitarán posiblemente su crecimiento mucho antes de que se alcance un límite absoluto del potencial técnico mundial. [7.2.1]

Hay, además, un elevado potencial técnico de implantación eólica en la mayoría de las regiones del mundo. Los recursos eólicos, sin embargo, no están uniformemente distribuidos por todo el planeta, ni uniformemente ubicados en las proximidades de centros urbanos, por lo que la energía eólica no contribuirá a satisfacer en la misma medida las necesidades de cada país. El potencial técnico de la energía eólica en tierra en la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) de América del Norte y OCDE de Europa y Eurasia es particularmente elevado, mientras que en otras zonas de Asia que no son de la OCDE y en OCDE de Europa, el potencial en tierra parece ser más limitado. En la figura RT.7.1 puede verse un mapa de los recursos eólicos mundiales, que evidencia la limitación del potencial técnico en ciertas zonas de América Latina y África, pese a que en otras partes de esos continentes el potencial técnico es considerable. Según evaluaciones regionales por menorizadas y recientes, los recursos eólicos son, en general, superiores a lo estimado en evaluaciones anteriores. [7.2.2]

11 Las turbinas eólicas pequeñas, la generación de energía eólica a grandes altitudes y la utilización de esa energía para aplicaciones mecánicas y de propulsión son examinadas solo brevemente en este capítulo.

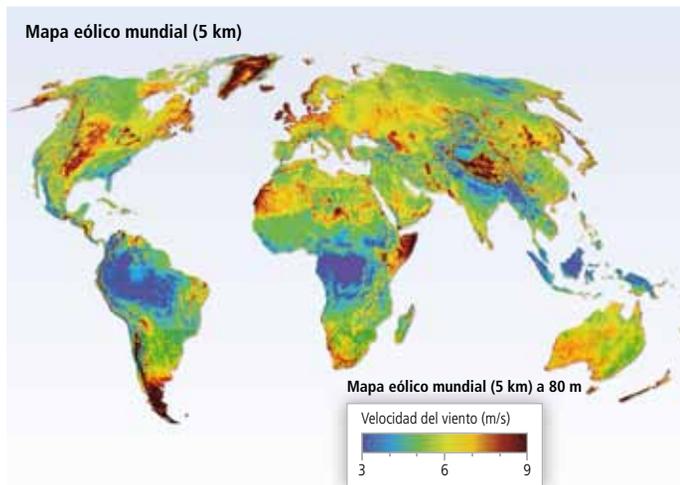


Figura RT.7.1 | Mapa ilustrativo de los recursos eólicos mundiales, con una resolución de 5 km x 5 km. [véase la figura 7.1]

El cambio climático mundial podría alterar la distribución geográfica y/o la variabilidad intra e interanual de los recursos eólicos, así como la calidad de esos recursos y/o la prevalencia de los fenómenos meteorológicos extremos que pudieran afectar al diseño y funcionamiento de las turbinas eólicas. Las investigaciones realizadas hasta la fecha parecen indicar que es improbable que los valores plurianuales de la velocidad media anual del viento varíen en más de un $\pm 25\%$ en la mayor parte de Europa y América del Norte durante el presente siglo, mientras que otras investigaciones relativas al norte de Europa sugieren que las densidades de la energía eólica media anual en períodos plurianuales se mantendrán probablemente en torno a $\pm 50\%$ de los valores actuales. Respecto de otras regiones del mundo, los estudios son más escasos. Aunque las investigaciones en ese ámbito son todavía incipientes y es necesario

seguir estudiando el tema, las realizadas hasta la fecha parecen indicar que el cambio climático podría alterar la distribución geográfica de los recursos eólicos, aunque tales efectos difícilmente afectarán en gran medida al potencial mundial de implantación de la energía eólica. [7.2.3]

7.3 Tecnología y aplicaciones

Las turbinas eólicas comerciales conectadas a la red han evolucionado, pasando de ser simples aparatos pequeños hasta dispositivos de gran tamaño muy sofisticados. Esos avances tecnológicos se han logrado gracias a los conocimientos científicos y técnicos, así como a las mejoras conseguidas en herramientas de computación, normas de diseño, métodos de fabricación, y procedimientos de funcionamiento y mantenimiento. [7.3]

A fin de generar electricidad a partir del viento es necesario que la energía cinética del aire se transforme en energía eléctrica, y el sector se esfuerza por encontrar soluciones técnicas que permitan diseñar aereogeneradores y centrales eléctricas rentables. Aunque se han investigado configuraciones de turbinas muy diversas, las disponibles en el mercado son principalmente dispositivos de eje horizontal provistos de tres álabes e instalados en la parte frontal de una torre. En el intento por reducir el costo nivelado de la energía eólica, el tamaño habitual de las turbinas eólicas ha aumentado considerablemente (véase la figura RT.7.2), y en 2009, la mayor parte de las turbinas eólicas en tierra instaladas en el mundo tenían una capacidad nominal de entre 1,5 y 2,5 MW. A partir de 2010, las turbinas eólicas en tierra estaban normalmente instaladas en torres de 50 m a 100 m de altura, con unos rotores de entre 50 m y 100 m de diámetro; hay en funcionamiento dispositivos comerciales con diámetros de rotor y alturas de torre superiores a los 125 m, y se están desarrollando incluso instalaciones de mayor tamaño. La tecnología de la energía eólica en tierra está siendo ya implementada a nivel comercial, e implantada en gran escala. [7.3.1]

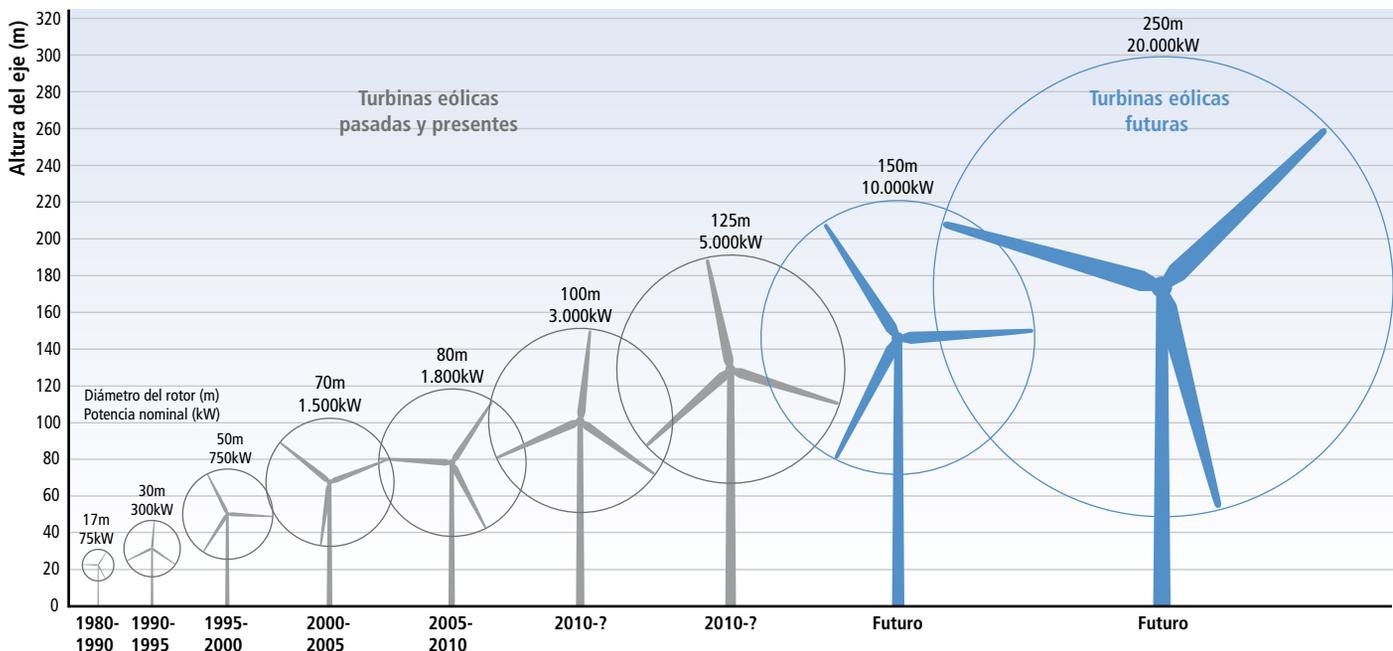


Figura RT.7.2 | Aumento del tamaño de las turbinas eólicas comerciales más habitualmente utilizadas. [véase la figura 7.6]

La tecnología de la energía eólica aguas adentro ha evolucionado menos que la energía eólica en tierra, y sus costos de inversión son mayores. La menor disponibilidad de esas centrales y su mayor costo de funcionamiento y mantenimiento han sido también frecuentes, debido no solo al estado menos avanzado de la tecnología, sino también a las mayores dificultades logísticas que traen aparejadas el mantenimiento y cuidado de las turbinas aguas adentro. Con todo, la energía eólica aguas adentro suscita un interés considerable en la Unión Europea (UE) y, cada vez más, en otras regiones. La principal razón para desarrollar la energía eólica aguas adentro es la posibilidad de acceder a un acervo más amplio de recursos eólicos en zonas en que el desarrollo de esa energía está limitado por el potencial técnico y/o por conflictos con otros usos de la tierra en las fases de planificación y emplazamiento. Otras finalidades pueden consistir en mejorar la calidad de los recursos eólicos marinos; utilizar turbinas eólicas de mayor tamaño, y conseguir de ese modo economías de escala adicionales; construir centrales eléctricas de mayor tamaño que en tierra, obteniendo así economías de escala a nivel de instalación, y reducir la necesidad de ampliar la infraestructura de transmisión terrestre para acceder a la energía eólica desde grandes distancias. Hasta la fecha, la tecnología de turbinas eólicas aguas adentro ha sido muy similar a la de los diseños en tierra, con algunas modificaciones, además de un sistema de anclaje especial. A medida que se adquiere experiencia, es de esperar que las instalaciones se adentren en profundidad y exploten unos regímenes de viento más intensos. La tecnología de la energía eólica, específicamente adaptada para las aplicaciones aguas adentro, prevalecerá a medida que se amplíe ese mercado, en el que previsiblemente llegarán a predominar las turbinas de gran tamaño, con una potencia de entre 5 y 10 MW. [7.3.1.3]

Paralelamente a la evolución del diseño de las turbinas, la Comisión Electrotécnica Internacional ha establecido unas normas con respecto a la mejora de los diseños y de los métodos de prueba. A este respecto, los organismos de certificación dependen de los órganos acreditados responsables en diseño para proporcionar documentación que se pueda rastrear y que permita constatar la conformidad con las normas, a fin de certificar que las turbinas, sus componentes o las centrales eólicas en su totalidad acatan las directrices habituales en materia de seguridad, fiabilidad, rendimiento y actividades de prueba. [7.3.2]

Con respecto a la fiabilidad del sistema eléctrico, un elemento importante de las turbinas eólicas es el sistema de conversión eléctrica. Actualmente, predominan en el mercado las turbinas de velocidad variable, que permiten suministrar una potencia real y reactiva, y que poseen una cierta capacidad para sortear fallos, pero que carecen de respuesta inercial intrínseca (es decir, no incrementan ni disminuyen la potencia suministrada en sincronía con los desequilibrios eléctricos del sistema); los fabricantes han reconocido esa limitación y están tratando de encontrar soluciones. [7.3.3]

7.4 Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector

El mercado de la energía eólica ha aumentado considerablemente, evidenciando así la viabilidad comercial y económica de esa tecnología y de ese sector. Sin embargo, la expansión de la energía eólica se ha centrado en un número limitado de regiones y es probable que, para que esa expansión prosiga, especialmente en regiones con escasa implantación hasta la fecha y aguas adentro, sea necesario adoptar políticas adicionales. [7.4]

La energía eólica se ha consolidado rápidamente como parte integrante de la industria eléctrica. Partiendo de una capacidad acumulativa de 14 GW al término de 1999, la capacidad instalada mundial llegó a ser duodécupla en diez años, hasta alcanzar cerca de 160 GW al término de 2009. La mayor parte de esa capacidad está instalada en tierra, hallándose las instalaciones aguas adentro principalmente en Europa, con un total acumulativo de 2,1 GW. Al final de 2009, los países con mayor capacidad instalada eran Estados Unidos (35 GW), China (26 GW), Alemania (26 GW), España (19 GW) y la India (11 GW). En 2009, el costo de inversión total de las nuevas centrales eólicas instaladas era de 57.000 millones de dólares de 2005 de Estados Unidos, en tanto que los puestos de trabajo directos creados por el sector en 2009 se estiman en unos 500.000 en todo el mundo. [7.4.1, 7.4.2]

Tanto en Europa como en Estados Unidos, la energía eólica representa una de las principales fuentes de capacidad eléctrica añadida. En 2009, aproximadamente un 39% de la capacidad añadida en Estados Unidos y en la UE provenía de la energía eólica; en China, el porcentaje neto fue del 16%. A nivel mundial, en torno a un 11% de la capacidad neta adicional instalada entre 2000 y 2009 procedía de nuevas centrales; solo en 2009, esa cifra representó probablemente más de un 20%. En consecuencia, varios países están empezando a alcanzar niveles de penetración anuales relativamente altos en sus respectivos sistemas eléctricos. Al término de 2009, la capacidad eólica de producción de electricidad permitía cubrir aproximadamente un 20% de la demanda anual en Dinamarca, un 14% en Portugal, un 14% en España, un 11% en Irlanda y un 8% en Alemania. [7.4.2]

Pese a esa tendencia, la energía eólica sigue representando una pequeña fracción del suministro eléctrico mundial. La capacidad eólica total instalada al término de 2009 cubriría, en un año promedio, en torno a un 1,8% de la demanda mundial de electricidad. Además, aunque la tendencia del sector de la energía eólica ha consistido en depender menos de los mercados europeos, con una expansión significativa reciente en Estados Unidos y China, el mercado sigue estando concentrado a nivel regional: las regiones de América Latina, África, Oriente Medio y el Pacífico tienen instalada una capacidad eólica relativamente escasa, pese a su elevado potencial técnico en cada una de esas regiones (véase la figura RT.7.3). [7.4.1, 7.4.2]

La implantación de la energía eólica deberá superar varios obstáculos, entre ellos, el costo relativo de la energía eólica en comparación con los precios del mercado energético, al menos si no se internalizan y monetizan los impactos medioambientales; los efectos de su variabilidad; las dificultades planteadas para la instalación de nuevos sistemas de transmisión; procedimientos de planificación, ubicación y obtención de permisos engorrosos y lentos; la necesidad de realizar progresos técnicos y el mayor costo de la tecnología de energía eólica aguas adentro, y la carencia de conocimientos institucionales y técnicos en regiones en que la implantación eólica no es todavía importante. En consecuencia, su crecimiento está influido por diversas políticas gubernamentales. [7.4.4]

7.5 Problemas de integración en la red a corto plazo

Paralelamente a la mayor implantación de la energía eólica han aumentado también los problemas de integración de esa tecnología en los sistemas eléctricos. La naturaleza y magnitud del problema dependerán de las características del sistema eléctrico existente y del grado de penetración de la electricidad eólica. Además, como se indica en el capítulo 8, los problemas de integración no son exclusivos de la tecnología de energía eólica. No obstante,

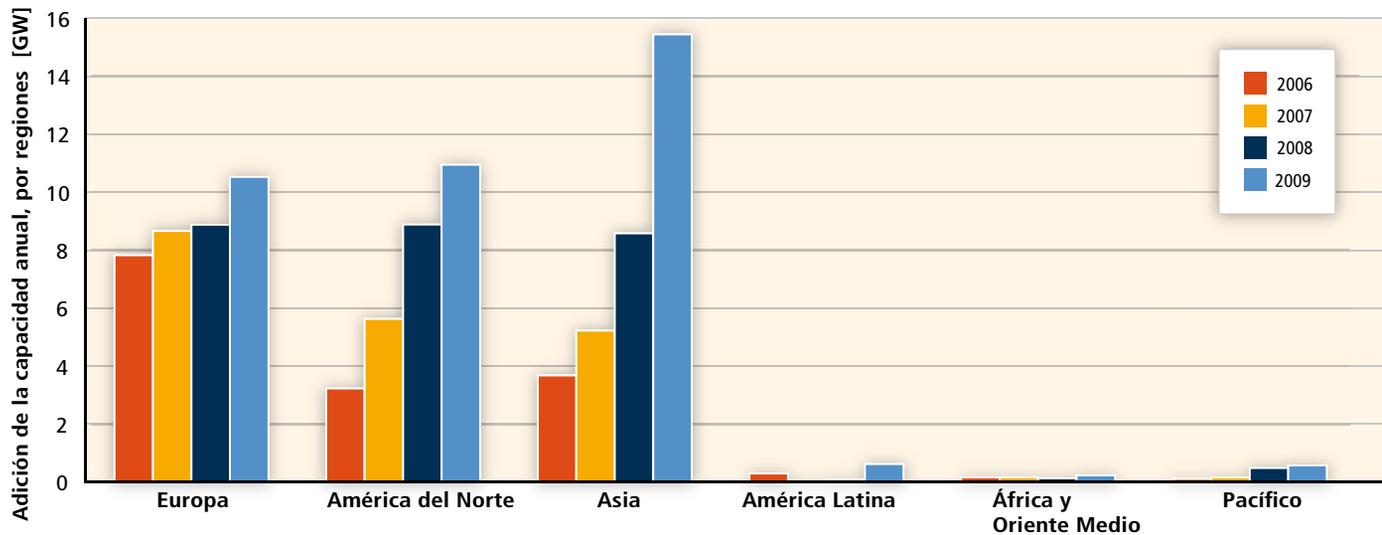


Figura RT.7.3 | Aumento de la capacidad eólica anual de producción de electricidad, por regiones. [véase la figura 7.10]

Nota: las regiones representadas en la figura han sido definidas en el propio estudio.

los análisis efectuados y la experiencia práctica adquirida, principalmente en varios países de la OCDE, parecen indicar que para un nivel bajo a medio de penetración de energía eólica (definida aquí como un 20% de la demanda eléctrica promedio anual total)¹², la integración de la energía eólica por lo general no plantea problemas técnicos insuperables y es económicamente manejable. Al mismo tiempo, incluso para un valor de penetración bajo a medio, hay ciertos problemas técnicos y/o institucionales (y, en ocasiones, específicos para cada sistema) que deben abordarse. Las dificultades (y el costo) asociados a la integración de la energía eólica aumentarán con su implantación, e incluso la consecución de una mayor penetración podría depender de la disponibilidad de opciones tecnológicas e institucionales adicionales, o beneficiarse de ella, que permitan incrementar la flexibilidad y mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda, como se expone en detalle en el capítulo 8 (véase la sección 8.2). [7.5]

La energía eólica posee características que plantean dificultades de integración, circunstancia que debe ser tenida en cuenta durante la planificación y el funcionamiento de los sistemas eléctricos, con el fin de asegurar un funcionamiento fiable y económico del sistema de generación. Entre ellas cabe mencionar el carácter localizado de los recursos eólicos, que podría tener consecuencias para la creación de nuevos sistemas de transmisión, tanto en tierra como aguas adentro; la variabilidad de la producción eléctrica de origen eólico en múltiples escalas temporales, y la escasa predictibilidad de su producción, que es común a muchos otros tipos de centrales eléctricas. En conjunto, la variabilidad e incertidumbre de la producción eléctrica de origen eólico dependerá, en parte, del grado de correlación que existe entre la producción de diferentes centrales eólicas geográficamente dispersas: por lo general, la producción eléctrica de las centrales eólicas se obtiene en puntos distantes entre sí y recíprocamente menos correlacionados, y la variabilidad en periodos breves (minutos) está menos correlacionada que en periodos más largos (varias horas). Las predicciones de su producción eléctrica son

también más acertadas en periodos breves y cuando se consideran varias centrales conjuntamente. [7.5.2]

A fin de asegurarse de que en el futuro el sistema eléctrico se utilice con fiabilidad y de manera económica, los sistemas nuevos y la infraestructura de transmisión de la energía eléctrica son objeto de una detallada planificación. Para ello, los planificadores necesitan modelos de simulación mediante computadora que caractericen con exactitud la energía eólica. Además, dado que la capacidad eólica ha aumentado, las centrales eólicas tienen que participar también más activamente en el mantenimiento de la operabilidad y calidad del suministro eléctrico, y se han implantado diversas normas técnicas sobre las conexiones con la red que ayudarán a evitar los efectos negativos de las centrales eólicas en el sistema eléctrico durante el funcionamiento normal y en situaciones imprevistas. Entre tanto, en las evaluaciones de idoneidad de la transmisión se deberá considerar la dependencia del recurso respecto de su ubicación, así como los condicionantes recíprocos entre el costo que representaría ampliar el sistema de transmisión para acceder a unos recursos eólicos más adecuados y el costo que entrañaría el acceso a unos recursos de menor calidad que precisan de menores inversiones en sistemas de transmisión. Incluso para un nivel bajo a medio de penetración eólica, la incorporación de una gran cantidad de energía eólica, en tierra o aguas adentro, en las zonas con recursos de gran calidad podría obligar a ampliar o mejorar considerablemente el sistema de transmisión. En función del marco jurídico y normativo de cada región, los problemas institucionales que plantea la ampliación de la transmisión pueden ser sustanciales. Por último, los planificadores deberán tener en cuenta la variabilidad de la producción cuando evalúen la contribución de la energía eólica a la idoneidad de la producción de electricidad y, por consiguiente, a la fiabilidad del sistema eléctrico a largo plazo. Aunque los métodos y objetivos varían según la región, la contribución de la energía eólica a un sistema de generación idóneo dependerá, por lo general, de la correlación que existe entre la producción eléctrica de origen eólico y los periodos en que aumente el riesgo de insuficiencia del suministro, que suelen coincidir con los periodos de alta demanda. La contribución marginal de la energía eólica a un sistema de generación adecuado disminuye normalmente a medida que aumenta su penetración, pero la creación de centrales

12 Se ha optado por este valor de penetración para hacer la distinción, a grandes rasgos, entre las necesidades de integración de la energía eólica a plazo relativamente corto y las consideraciones del capítulo 8 sobre los sistemas eléctricos, que son de mayor alcance y de más largo plazo, y no son específicas del viento.

en áreas extensas podría ralentizar esa disminución si se dispone de una capacidad de transmisión adecuada. La contribución promedio, relativamente baja, de la energía eólica a la idoneidad del régimen de generación (en comparación con las unidades de combustibles fósiles) parece indicar que los sistemas eléctricos con un componente eólico abundante tenderán también a una capacidad total de generación nominal considerablemente mayor para abastecer los mismos picos de demanda que los sistemas en que ese componente es menos abundante. Sin embargo, parte de esa capacidad de generación será raramente utilizada, y la combinación de otros sistemas de generación tenderá, por consiguiente (por razones económicas), a unos recursos flexibles de suministro "en picos" e "intermedio", alejándose del suministro de "carga base". [7.5.2]

El carácter singular de la energía eólica tiene también repercusiones importantes en las operaciones de los sistemas eléctricos. Dado que su costo de explotación es muy bajo, se utiliza habitualmente para cubrir la demanda cuando ello es posible; seguidamente, se despacha energía de otros generadores para cubrir la diferencia entre la demanda y la energía eólica disponible (es decir, la "demanda neta"). A medida que aumenta su penetración, la variabilidad de la energía eólica amplifica en conjunto las variaciones de la demanda neta, y reduce la demanda neta mínima. En consecuencia, los precios mayoristas de la electricidad tenderán a disminuir cuando la producción eólica sea alta, cuando la capacidad de los interconectores de transmisión con otros mercados sea limitada, y cuando se recurra a otras centrales para proporcionar un suministro más flexible del necesario en ausencia de energía eólica. En niveles medios a bajos de penetración eólica, se espera que el aumento de la variabilidad en períodos de un minuto sea relativamente pequeño. En la práctica, la principal dificultad estriba en las variaciones de la producción eléctrica en períodos de una a seis horas. La incorporación de las previsiones de la energía eólica en las operaciones de los sistemas eléctricos podría reducir la exigencia de flexibilidad a los demás generadores pero, incluso aunque las predicciones sean de gran calidad, los operadores necesitarán adoptar todo tipo de estrategias para mantener activamente el equilibrio entre la oferta y la demanda, particularmente mediante tecnologías flexibles de producción de electricidad, recortes de la producción de energía eólica, y una mayor coordinación e interconexión entre sistemas eléctricos. La respuesta a la demanda en mercados de gran escala, las tecnologías de almacenamiento masivo de energía, la implantación en gran escala de vehículos eléctricos y la contribución de estos a la flexibilidad de los sistemas gracias a la carga controlada de las baterías, la derivación de la energía eólica excedente a la producción de combustibles o a la calefacción local, y la diversificación geográfica de los emplazamientos de las centrales serán también factores cada vez más ventajosos, a medida que aumente la penetración de la electricidad eólica. Pese a las dificultades, la experiencia práctica adquirida en varias partes del mundo evidencia que los sistemas eléctricos pueden funcionar de manera fiable con una mayor contribución eólica; en cuatro países (Dinamarca, Portugal, España e Irlanda), la energía eólica era, ya en 2010, capaz de suministrar entre un 10% y un 20%, aproximadamente, de la demanda anual de electricidad. Sin embargo, la experiencia es limitada, particularmente en lo que se refiere a los fallos del sistema y al elevado nivel de penetración instantánea. A medida que aumente la implantación eólica en diversas regiones y sistemas eléctricos se adquirirán más conocimientos sobre su integración. [7.5.3]

Además de la experiencia práctica, se han realizado varios estudios de calidad sobre el aumento de los recursos de transmisión y generación necesarios para incorporar la energía eólica, principalmente en los países de la OCDE. Aunque basados en metodologías diversas y con objetivos diferentes,

sus resultados evidencian que el costo de integración (hasta un 20%) de la energía eólica en los sistemas eléctricos es, en la mayoría de los casos, modesto, aunque no insignificante. En concreto, para un nivel bajo a medio de penetración eólica, las publicaciones disponibles (en su mayoría, como en el caso anterior, referentes a un subconjunto de países de la OCDE) parecen indicar que el costo adicional que representan la gestión de la variabilidad e incertidumbre de los sistemas eléctricos, la consecución de una generación idónea y la incorporación de nuevos sistemas de transmisión para dar cabida a la energía eólica dependerán de cada sistema en concreto pero, en términos generales, estará situado entre 0,7 y 3 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh. Los resultados indican que los problemas técnicos y los costos de integración aumentan con la penetración de la tecnología de la energía eólica. [7.5.4]

7.6 Impactos medioambientales y sociales

La energía eólica podría reducir considerablemente (lo está haciendo ya) las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, varios intentos por cuantificar el impacto relativo de diversas tecnologías de suministro eléctrico parecen indicar que la energía eólica tiene una impronta medioambiental comparativamente pequeña. Sin embargo, al igual que otras actividades industriales, la energía eólica podría afectar de manera negativa al medio ambiente, a las actividades humanas y al bienestar de las personas; para reducir esos impactos, numerosos gobiernos locales y nacionales han establecido requisitos con respecto a la planificación y el emplazamiento. A medida que aumenta la implantación eólica y el tamaño de las centrales contempladas, las preocupaciones se agudizan y otras nuevas vienen a añadirse a ellas. [7.6]

Aunque, en la mayoría de los casos, los principales beneficios medioambientales de la energía eólica se obtienen por desplazamiento de la electricidad generada mediante combustibles fósiles, resulta un tanto difícil estimar su cuantía, debido a las características operacionales del sistema eléctrico y a las decisiones de inversión adoptadas en relación con las nuevas centrales. A corto plazo, el aumento del componente eólico desplazará a las operaciones de las centrales alimentadas por combustibles de origen fósil. A largo plazo, sin embargo, se necesitarán nuevas centrales, y la presencia de la energía eólica podrá influir en los tipos de centrales que se construyan. Habrá que considerar también el impacto causado por la fabricación, el transporte, la instalación, el funcionamiento y el desmantelamiento de las turbinas eólicas, aunque una revisión completa de los estudios disponibles evidencia que la energía utilizada y los GEI emitidos durante esas etapas son escasos en comparación con la energía generada y con las emisiones evitadas a lo largo del ciclo de vida de las centrales eólicas. Según se estima, la intensidad de emisión de GEI de la energía eólica está comprendida entre 8 y 20 g CO₂/kWh en la mayoría de los casos, con unos períodos de retribución de entre 3,4 y 8,5 meses. Además, la gestión de la variabilidad de la energía producida no parece haber rebajado mucho los beneficios de la energía eólica en lo que se refiere a las emisiones de GEI. [7.6.1]

Algunos estudios han considerado el impacto ecológico del desarrollo de energía eólica a nivel local. La construcción y el funcionamiento de las centrales eólicas en tierra o aguas adentro afecta a la fauna y flora silvestres debido a las colisiones de aves y murciélagos, y a las modificaciones del hábitat y de los ecosistemas, con unas características y magnitud de impacto específicas para cada emplazamiento y especie biológica. En el caso de la energía eólica aguas adentro, por lo general hay que considerar también las implicaciones respecto a los recursos bentónicos, la pesca y

la vida marina. Se está investigando el posible impacto de esas centrales en el clima local. La mortalidad de aves y murciélagos que chocan con las turbinas eólicas son algunos de los efectos medioambientales más conocidos. Aunque es mucho lo que queda por averiguar acerca de la naturaleza y las implicaciones de esos impactos en esa población, se han comunicado unas tasas de mortalidad aviaria de entre 0,95 y 11,67 por megavatio y por año. La mortalidad de aves rapaces, pese a ser muy inferior en términos absolutos, ha suscitado especial preocupación en ciertos casos, y con la proliferación de las centrales eólicas aguas adentro se ha expresado también preocupación por las aves marinas. La mortalidad de murciélagos no ha sido tan investigada, pero se han comunicado entre 0,2 y 53,3 muertes anuales por megavatio; el impacto de las centrales eólicas sobre la población de murciélagos es particularmente preocupante. La magnitud de la mortalidad de aves y murciélagos, y sus consecuencias sobre esa población, pueden contemplarse también desde el punto de vista de las muertes causadas por las actividades humanas en general. La mortalidad de aves en las centrales eólicas actuales parece ser inferior en varios órdenes de magnitud a la causada por otras actividades antropogénicas, y se ha sugerido que las centrales eólicas en tierra no están afectando de manera considerable a la población aviar, teniendo en cuenta que otras opciones de suministro afectan también a esas especies por efecto de colisiones, modificaciones de su hábitat y contribuciones al cambio climático mundial. Hay que aprender a evaluar mejor esos impactos en cada especie y población, así como las posibilidades de mitigarlos, y a comparar de manera coherente el impacto de la energía eólica con el de otras opciones de suministro eléctrico. [7.6.2]

Las centrales eólicas pueden afectar también a los hábitats y ecosistemas, obligando a sus ocupantes a mantenerse alejados, destruyendo su entorno y reduciendo su reproducción. Además, a medida que ha aumentado el desarrollo marino se han ido perfilando más nítidamente los efectos de las centrales eólicas sobre la vida marina. El impacto en la vida marina de la energía eólica en tierra varía según la fase de instalación, funcionamiento o desmantelamiento que se considere, así como en gran medida del emplazamiento, y puede ser negativo o positivo. Entre los impactos negativos cabe señalar los ruidos y vibraciones subacuáticos, los campos electromagnéticos, las alteraciones físicas, y el establecimiento de especies invasoras. No obstante, las estructuras físicas pueden crear nuevas áreas de reproducción o abrigos que actúen como arrecifes artificiales o que favorezcan la acumulación de peces. Es necesario investigar mejor esos impactos y sus consecuencias a largo plazo en las distintas poblaciones, aunque no parecen ser desproporcionadamente significativos en comparación con los de la energía eólica en tierra. [7.6.2]

Según las encuestas, la energía eólica ha tenido una amplia aceptación entre el público en general. Sin embargo, para traducir ese apoyo en una mayor implantación hay que contar a veces con el apoyo de las comunidades y/o las instancias decisorias locales. Además de los problemas ecológicos, para ello habrá que afrontar otros frecuentemente achacados a las centrales eólicas en las comunidades locales. Tal vez sea más importante que la tecnología de la energía eólica moderna utiliza estructuras de gran tamaño, por lo que las turbinas eólicas son elementos inevitables del paisaje. Otros impactos importantes son los efectos sobre el uso de la tierra y sobre las actividades marinas (en particular, la interferencia en los radares), los impactos en las inmediateces en forma de ruidos o destellos, o alteraciones del valor de la propiedad. Con independencia del tipo e importancia de los problemas sociales y medioambientales, su resolución es un elemento esencial en la planificación y el emplazamiento

de las centrales eólicas, y la participación de los residentes locales es frecuentemente un aspecto inseparable de ese proceso. Aunque algunos de esos problemas pueden ser fácilmente mitigados, otros —como los estéticos— son más difíciles de afrontar. Será necesario conocer más a fondo la naturaleza y magnitud de los restantes impactos, reducirlos al mínimo y mitigarlos a la par que avanza la implantación de la energía eólica. En la práctica, las reglamentaciones sobre planificación y el emplazamiento varían enormemente según la jurisdicción, y los procesos correspondientes han obstaculizado el desarrollo de la energía eólica en ciertos países y contextos. [7.6.3]

7.7 Perspectivas de mejoras e innovación tecnológicas

En los tres últimos decenios, las innovaciones en el diseño de turbinas eólicas han permitido reducir considerablemente los costos. Los programas públicos y privados de investigación y desarrollo (I+D) han desempeñado un papel importante en esos avances, que han permitido mejorar tecnológicamente los sistemas y los componentes así como las evaluaciones de los recursos, normas técnicas, la integración en los sistemas eléctricos, la predicción de la energía eólica y otros aspectos. Entre 1974 y 2006, el presupuesto estatal de I+D destinado a la energía eólica en los países de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) ascendió a un total de 3.800 millones de dólares de 2005 de Estados Unidos, que representaba un 1% de los gastos totales de I+D en el sector energético. En 2008, se destinaron en la OCDE fondos para la investigación en materia de energía eólica por un total de 180 millones de dólares de 2005 de Estados Unidos. [7.7, 7.7.1]

Aunque la tecnología de energía eólica en tierra está siendo ya implementada a nivel comercial e implantada en gran escala, es de esperar que su constante crecimiento permita mejorar los procedimientos de diseño de las turbinas, utilizar más eficazmente los materiales, aumentar la fiabilidad y la captación de la energía, reducir los costos de funcionamiento y mantenimiento, y prolongar el período de vida de los componentes. Además, a medida que la tecnología aguas adentro recibe mayor atención, van surgiendo nuevos problemas tecnológicos y se abre la puerta a innovaciones tecnológicas más radicales. Las centrales y turbinas eólicas son sistemas complejos que deben ser diseñados de manera integrada para optimizar el costo y el rendimiento. A nivel de las centrales, hay que considerar aspectos tales como la selección de turbinas eólicas que correspondan a determinados regímenes de recursos eólicos; procedimientos de emplazamiento, separación e instalación de las turbinas; metodologías de funcionamiento y mantenimiento, e integración en el sistema eléctrico. Ciertos estudios han identificado varios aspectos en que podrían lograrse avances tecnológicos con el fin de modificar el costo de inversión, la producción anual de energía, la fiabilidad, el costo de las actividades de funcionamiento y mantenimiento, y la integración de la energía eólica en el sistema eléctrico. [7.3.1, 7.7.1, 7.7.2]

A nivel de componentes, se está trabajando en varias direcciones: modalidades avanzadas de torre, que reducen la necesidad de grandes soportes y la demanda de materiales; rotores y álabes avanzados de nuevo diseño, acompañados de una mejora de los materiales y de los métodos de fabricación; menor pérdida de energía, y mayor disponibilidad mediante el control avanzado de la turbina y el monitoreo de su estado; mejora de los engranajes, generadores y componentes electrónicos, y mejora de los conocimientos sobre los procesos de fabricación. [7.7.3]

Hay, además, varios aspectos en que podrían conseguirse mejoras, más específicamente, en las centrales eólicas aguas adentro, en materia de procedimientos de funcionamiento y mantenimiento, planes de instalación y ensamblado, diseño de la estructura de apoyo, y desarrollo de turbinas de mayor tamaño, posiblemente incorporando conceptos de diseño nuevos. En particular, las innovaciones en las estructuras de anclaje permitirían acceder a aguas más profundas, mejorando con ello el potencial técnico de la energía eólica. Históricamente, las turbinas marinas o lacustres han sido instaladas en aguas relativamente someras, de hasta 30 metros de profundidad, con una estructura de pilastra única que es esencialmente una prolongación de la torre, aunque las estructuras de gravedad son ya más habituales. Todos estos métodos, así como otras modalidades más apropiadas para aguas profundas, como las plataformas flotantes, aparecen representados en la figura RT.7.4. Además, el tamaño de las turbinas aguas adentro no está sujeto a las mismas limitaciones que el de las turbinas en tierra, y el costo relativamente mayor del anclaje favorece la construcción de turbinas de mayor tamaño. [7.7.3]

Las turbinas eólicas están diseñadas para soportar gran número de dificultades con un grado de atención mínimo. Es, pues, necesario conocer más a fondo el entorno en el que operan, con el fin de propiciar una nueva generación de turbinas eólicas fiables, seguras y rentables, y de seguir optimizando el emplazamiento y diseño de las centrales eólicas. Las investigaciones realizadas, particularmente en las vertientes de la aeroelástica, la aerodinámica no estacionaria, la aeroacústica, los sistemas de control avanzados o las ciencias atmosféricas podrían ayudar a perfeccionar las herramientas de diseño, mejorando de ese modo la fiabilidad de la tecnología y fomentando nuevas innovaciones en esa materia. Este tipo de investigaciones, en aspectos fundamentales de la energía eólica, ayudarán

a mejorar el diseño de las turbinas, las estimaciones del rendimiento de las centrales, la evaluación de los recursos, las predicciones a corto plazo, y las estimaciones del impacto climático de su implantación en gran escala a nivel local, así como los posibles efectos del cambio climático sobre los recursos eólicos. [7.7.4]

7.8 Tendencia de los costos

Aunque el costo de la energía eólica ha disminuido considerablemente desde los años ochenta, es necesario adoptar unas políticas que permitan su rápida implantación en la mayoría de las regiones del mundo. Con todo, en ciertas zonas en que los recursos eólicos son abundantes el costo de la energía eólica es competitivo frente a los precios del mercado actuales, incluso sin tener en cuenta los impactos relativos en el medio ambiente. Además, se espera un avance tecnológico constante, que favorecerá la reducción de los costos. [7.8]

El costo nivelado de la energía en las centrales eólicas, en tierra o aguas adentro, está influido por cinco grandes factores: la producción de energía anual; los costos de inversión; los costos de funcionamiento y mantenimiento; los costos de financiación, y el ciclo de vida económico atribuido a la central¹³. Entre el decenio de 1980 y aproximadamente 2004 disminuyó el costo de inversión de las centrales eólicas en tierra. De 2004 a 2009, sin embargo, los costos de inversión aumentaron, debido principalmente a los factores siguientes: un aumento del costo de la mano de obra y de los materiales de insumo; un aumento de los márgenes de beneficio de los fabricantes de

¹³ No se aborda en esta sección la competitividad económica de la energía eólica en comparación con otras fuentes de energía, que deberá abarcar necesariamente otros factores, como las subvenciones o las externalidades medioambientales.

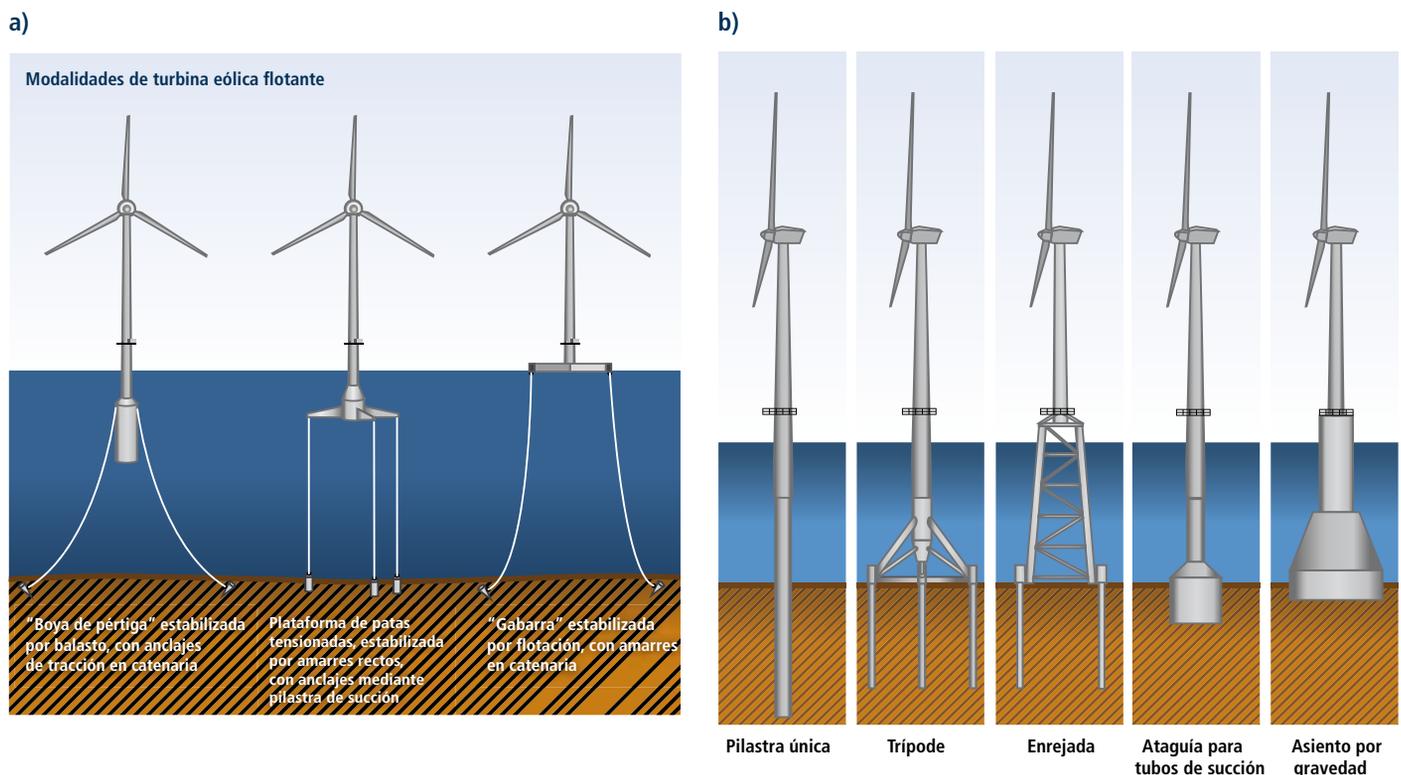


Figura RT.7.4 | Diseños de anclaje de turbinas eólicas aguas adentro: a) diseños de turbina flotante, y b) diseños a corto plazo. [véase la figura 7.19]

turbinas y de sus proveedores; la fortaleza relativa del euro, y el aumento del tamaño de los rotores de las turbinas y de la altura de sus ejes. En 2009, el costo de inversión promedio de las centrales eólicas en tierra instaladas en todo el mundo ascendía a aproximadamente 1.750 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW, con un buen número de centrales situadas entre 1.400 y 2.100 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW; en China, durante 2008 y 2009, el costo de inversión se cifraba entre 1.000 y 1.350 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW, aproximadamente. Hay mucho menos experiencia respecto de las centrales en tierra, cuyo costo de inversión depende en gran medida del emplazamiento. No obstante, su costo de inversión ha sido históricamente entre un 50% y un 100% superior al de las centrales en tierra; los costos de funcionamiento y mantenimiento son también mayores en las centrales aguas adentro. En estas últimas, el costo está influido también por algunos de los factores que elevaron el costo de las centrales terrestres entre 2004 y 2009 y por otros factores muy específicos. Los costos de inversión de las centrales no terrestres más recientemente instaladas o anunciadas se cifran entre 3.200 y 5.000 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW. Pese al constante aumento de la profundidad del anclaje de las centrales aguas adentro, la mayoría de las que están en funcionamiento se hallan situadas en aguas relativamente someras. El rendimiento de las centrales eólicas es muy específico para cada emplazamiento, y está regido principalmente por las características del régimen del viento local, aunque influyen también en él la optimización del diseño de las turbinas, su rendimiento, su disponibilidad, y la eficacia de los procedimientos de funcionamiento y mantenimiento. Por consiguiente, el rendimiento varía en función del lugar, aunque ha aumentado en términos generales con el paso del tiempo. Frecuentemente, las centrales eólicas aguas adentro se benefician de un viento más abundante. [7.8.1–7.8.3]

Con base en una metodología normalizada descrita en el anexo II y en los datos del costo y el rendimiento resumidos en el anexo III, se ha calculado el costo nivelado de la energía de las centrales eólicas, en tierra y aguas adentro, para un gran número y diversidad de parámetros iniciales, entre 3,5 y 17 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh, y entre 7,5 y 23 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh, respectivamente. [1.3.2, 10.5.1, anexo II, anexo III]

En la figura RT.7.5 puede verse el costo nivelado de la energía eólica, en tierra y aguas adentro, para un número y diversidad de parámetros ligeramente distinto; en ella, el costo nivelado de la energía varía sustancialmente en función de los supuestos que se adopten respecto al costo de inversión, la producción de energía o la tasa de descuento. Por lo que respecta a la energía eólica en tierra, las estimaciones corresponden a las centrales construidas en 2009, y en cuanto a las centrales aguas adentro, se trata de las construidas entre 2008 y 2009 así como de las previstas para comienzos de 2010. Según se estima, el costo nivelado de la energía eólica en tierra para regímenes de viento entre favorables y excelentes representa en promedio entre 5 y 10 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh, aproximadamente, pudiendo llegar a más de 15/kWh centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos en zonas con escasez de recursos. Aunque las estimaciones del costo de centrales aguas adentro son más inciertas, el costo nivelado de la energía típico esta estimado en valores comprendidos entre 10 y más de 20 centavos de dólar de 2005 de Estados Unidos/kWh para las centrales construidas recientemente o las proyectadas en aguas relativamente poco profundas. Cuando los recursos en tierra explotables son limitados, las centrales aguas adentro pueden competir en ocasiones con las centrales en tierra. [7.8.3, anexo II, anexo III]

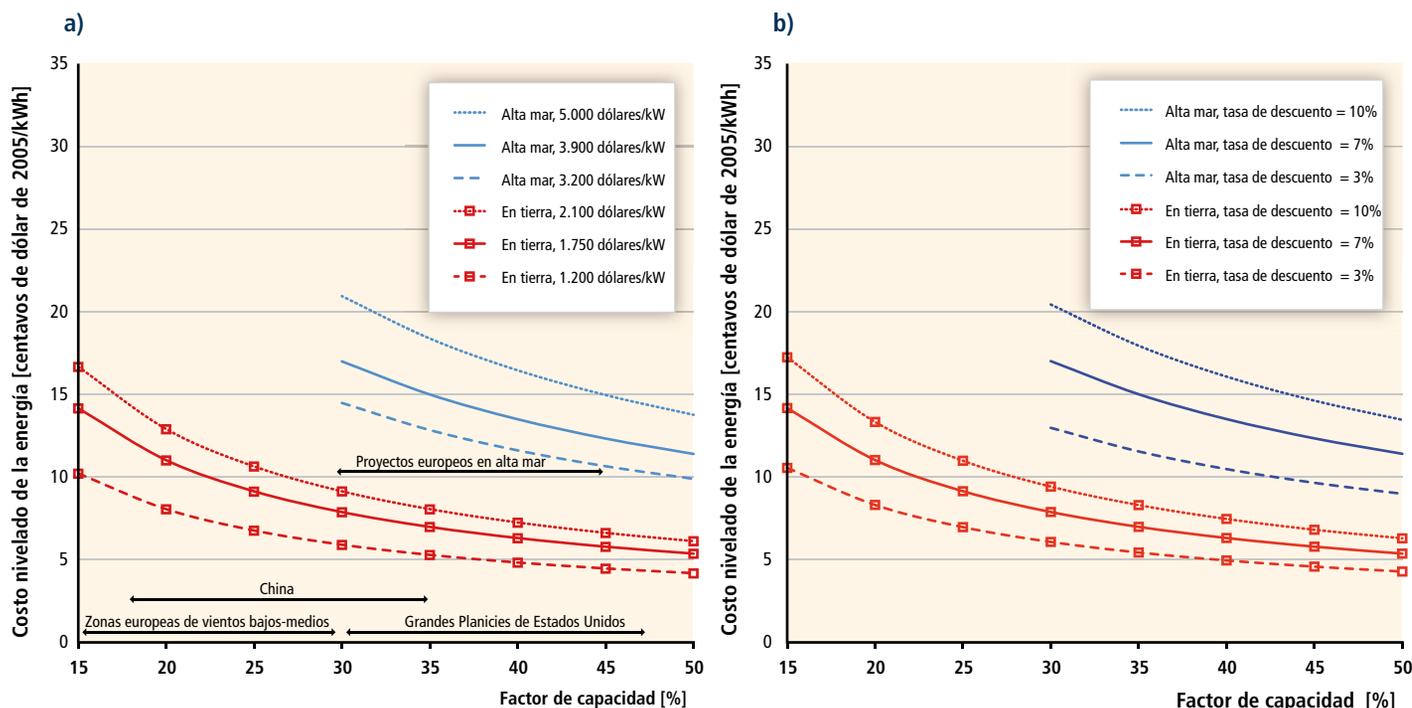


Figura RT.7.5 | Estimaciones del costo nivelado de la energía eólica en tierra y aguas adentro en 2009, en función del factor de capacidad y del costo de inversión*, y b) en función del factor de capacidad y de la tasa de descuento**. [véase la figura 7.23]

Notas: * Se ha tomado en consideración una tasa de descuento del 7%. ** Se ha tomado en consideración un costo de inversión en tierra de 1.750 dólares de 2005/kW, y de 3.900 dólares de 2005/kW para las centrales aguas adentro.

Algunos de los estudios contienen predicciones de las trayectorias del costo para la energía eólica en tierra y aguas adentro, basándose en diferentes combinaciones de estimaciones de la curva de aprendizaje, modelos técnicos y/o valoraciones de expertos. En ellos, el año de comienzo de las predicciones, las metodologías y los niveles de implantación supuestos de la energía eólica difieren. No obstante, un examen de esos estudios refuerza la idea de que la I+D, las pruebas técnicas y la experiencia obtenida podrían lograr una reducción del costo nivelado de la energía eólica en tierra de entre el 10% y el 30% de aquí a 2020. Se prevé que la energía eólica aguas adentro experimente reducciones del costo ligeramente mayores, de entre el 10% y el 40% de aquí a 2020, aunque algunos estudios han identificado escenarios en que los factores del mercado traerían aparejados aumentos del costo a corto o medio plazo. [7.8.4]

7.9 Implantación potencial

En vista de la evolución comercial y el costo de la tecnología de la energía eólica en tierra, una mayor utilización de la energía eólica permitiría reducir considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero a corto plazo. Ese potencial no está condicionado a las grandes innovaciones tecnológicas, y no existen obstáculos técnicos insuperables que impidan aumentar la penetración de la energía eólica en los sistemas de suministro eléctrico. En consecuencia, según numerosos estudios, proseguirá el rápido aumento de la capacidad eólica a corto y medio plazo de entre 2000 y 2009. [7.9, 7.9.1]

Además, varios estudios han evaluado el potencial de la energía eólica a más largo plazo, frecuentemente en el contexto de los escenarios de estabilización de la concentración de GEI. Con base en un examen de esas publicaciones (que abarcan 164 escenarios diferentes a largo plazo), y tal como se resume en la figura RT.7.6, la energía eólica podría desempeñar un papel importante a largo plazo en la reducción de las emisiones mundiales de GEI. De aquí a 2050, la contribución mediana de la energía eólica en los escenarios con valores de estabilización de la concentración de GEI comprendidos entre 440 y 600 ppm de CO₂ e inferiores a 440 ppm sería de 23 a 27 EJ/año (de 6.500 a 7.600 TWh/año), que aumentaría a entre 45 y 47 EJ/año en el percentil 75 de los escenarios (de 12.400 a 12.900 TWh/año), y a más de 100 EJ/año en el estudio más optimista (31.500 TWh). Para lograr esa contribución sería necesario que la energía eólica representara en torno a un 13% o un 14% del suministro eléctrico mundial en los valores medianos obtenidos de los escenarios de aquí a 2050, que aumentaría a entre 21% y 25% en el percentil 75 de los escenarios examinados. [7.9.2]

Para alcanzar los valores más elevados de esa horquilla de valores sería necesario probablemente no solo adoptar políticas de apoyo económico suficientemente sólidas y predecibles, sino también propagar a nivel regional la utilización de la energía eólica, depender en mayor medida de la energía eólica aguas adentro en ciertas regiones, adoptar soluciones técnicas e institucionales para superar las limitaciones de la transmisión y los problemas de integración a nivel operacional, y esforzarse activamente por mitigar y gestionar los problemas sociales y medioambientales. Según se espera, un aumento de la I+D permitiría reducir aún más el costo de la energía eólica en tierra, y una mayor inversión en I+D sería especialmente importante para las tecnologías de energía eólica aguas adentro. Por último, en los mercados con un buen potencial de recursos eólicos pero que acceden por primera vez a esa forma de energía, la transferencia de conocimientos y de tecnología podría favorecer una pronta instalación de centrales eólicas. [7.9.2]

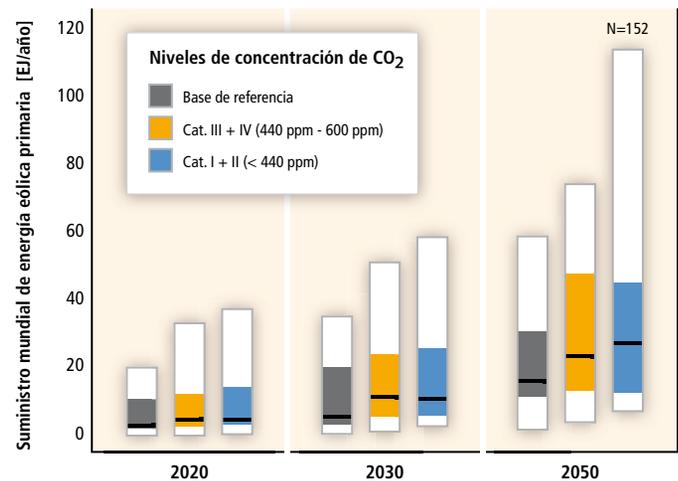


Figura RT.7.6 | Suministro mundial de la energía eólica primaria en escenarios a largo plazo (mediana, intervalo entre los percentilos 25 a 75, y totalidad de los resultados de los escenarios; los colores están basados en las categorías de niveles de concentración de CO₂ en la atmósfera en 2100; el número de escenarios en que está basada la figura aparece indicado en el ángulo superior derecho). [véase la figura 7.24]

8. Integración de la energía renovable en los sistemas energéticos actuales y futuros

8.1 Introducción

En numerosos países los sistemas de suministro de energía han evolucionado a lo largo del tiempo, lo que ha dado lugar a una distribución eficiente y rentable de la electricidad, el gas, el calor y los vectores energéticos para el transporte destinada al suministro de servicios energéticos útiles a los usuarios finales. Es probable que la transición a un futuro bajo en carbono, en que se aplique una gran proporción de energías renovables, exija inversiones considerables en nuevas tecnologías e infraestructuras en la materia, en particular por lo que respecta a redes eléctricas más flexibles, una expansión de los planes de calefacción y refrigeración centrales en barrios o ciudades, sistemas de distribución de gases y combustibles líquidos derivados de energías renovables, sistemas de almacenamiento de energías, nuevos métodos de transporte e innovadores sistemas de distribución y control de la energía en el ámbito de la construcción. Una mejor integración de las energías renovables permitiría suministrar una gama completa de servicios energéticos a las grandes y pequeñas comunidades de los países desarrollados y en desarrollo. Independientemente de los sistemas de suministro de energía en marcha actualmente o de las comunidades con abundancia o escasez de recursos energéticos, a largo plazo, y gracias a una planificación e integración controladas del sistema, existen pocos límites técnicos, de haberlos, para incrementar el porcentaje de energías renovables a escala nacional, regional y local, así como el de los edificios, aunque es probable que deban superarse otras barreras. [8.1, 8.2]

Los sistemas de suministro de energía están evolucionando continuamente, con miras a aumentar la eficiencia de la conversión tecnológica, al reducir las pérdidas y abaratar los costos relacionados con la prestación de servicios energéticos a usuarios finales. El suministro de un mayor porcentaje de calefacción, refrigeración, combustibles para el transporte y electricidad a partir de energías renovables podría exigir, en el tiempo, cambios en las políticas

y mercados y en los sistemas de suministro de energía actuales, a fin de que estos puedan dar cabida a una mayor implantación de modo que pueda suministrarse, a su vez, un mayor porcentaje de energías renovables. [8.1]

Todos los países tienen acceso a algún recurso de la energía renovable y, en muchas partes del mundo, dichos recursos abundan. Gran parte de esos recursos presentan características que los diferencian de los combustibles de origen fósil y de los sistemas nucleares. Algunos de ellos, como las energías solar y oceánica, se distribuyen ampliamente, mientras que otros, como la energía hidroeléctrica a gran escala, están condicionados por su ubicación geográfica y, por lo tanto, las opciones de integración correspondientes están más centralizadas. Algunos recursos de la energía renovable son variables y tienen una predictibilidad limitada. Otros presentan densidades de energía menores y especificaciones técnicas distintas a las de los combustibles fósiles, sólidos, líquidos y gaseosos. Este tipo de características de los recursos de la energía renovable pueden dificultar la integración y acarrear costos sistémicos adicionales, particularmente cuando se alcanzan elevados índices de penetración de las energías renovables. [8.1, 8.2]

De acuerdo con el planteamiento estructural presentado en el capítulo 8, los recursos de la energía renovable pueden utilizarse mediante la integración en las redes de suministro de energía destinado a los consumidores, a través de vectores energéticos con diversos índices de la energía renovable o bien integrándolos directamente en los sectores de uso final como los del transporte, la construcción, la industria y la agricultura (véase la figura RT.8.1). [8.2, 8.3]

Los requisitos generales y concretos para una buena integración de las energías renovables en los sistemas de suministro de energía se conocen

bastante bien. Sin embargo, ya que los problemas de integración tienden a ser específicos para cada lugar, la capacidad para analizar costos adicionales característicos de las opciones de integración es limitada y es necesario seguir investigando su uso en la modelización de escenarios. Por ejemplo, no está clara la forma en que una posible tendencia hacia sistemas de suministro de energía más descentralizados podría afectar, más adelante, a los futuros costos de aplicación de suministros de calefacción y electricidad centralizados, evitando la construcción de nuevas infraestructuras. [8.2]

Los sistemas de energía centralizados, basados principalmente en los combustibles de origen fósil, han evolucionado para poder prestar a los usuarios finales servicios energéticos rentables, mediante una gama de vectores energéticos, como los combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, la electricidad y la calefacción. La implantación de tecnologías de energías renovables obliga a integrarlas en sistemas ya existentes, superando las correspondientes barreras técnicas, económicas, medioambientales y sociales. La aparición de sistemas energéticos descentralizados podría ofrecer nuevas oportunidades de implantación. [8.1, 8.2]

En el futuro, en algunas regiones los sistemas de electricidad generada por energías renovables podrían ser una fuente de energía predominante, en particular cuando la demanda de calefacción y transporte también se satisfaga con electricidad. Esto podría ser el resultado de un desarrollo paralelo de vehículos eléctricos, de más calefacción y refrigeración que utilizan electricidad (en particular las bombas de calor), de servicios flexibles de respuesta a la demanda (en particular el uso de contadores eléctricos inteligentes), y de otras tecnologías innovadoras. [8.1, 8.2.1.2, 8.2.2, 8.3.1–8.3.3]

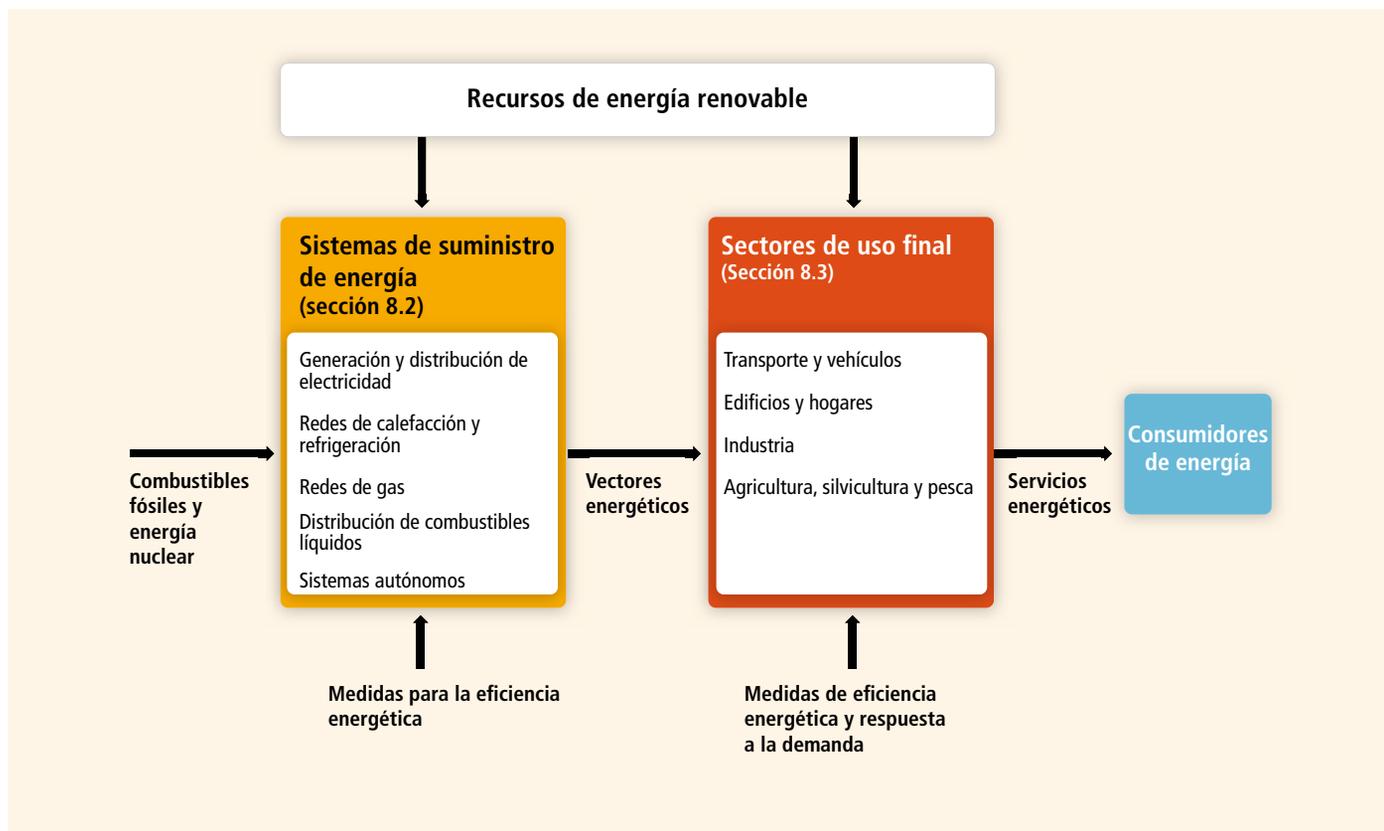


Figura RT.8.1 | Trayectorias de integración de las energías renovables para la prestación de servicios energéticos, ya sea en sistemas de suministro de energía o bien in situ, para uso de los sectores de usuarios finales. [véase la figura 8.1]

Los diversos sistemas energéticos difieren considerablemente unos de otros según los países y las regiones del mundo y cada uno presenta su propia complejidad. Es por ello que, para fomentar la integración de energías renovables, hay que contar con una serie de conceptos que van de centralizados a descentralizados. Antes de proceder a cualquier cambio significativo para reforzar la integración de energías renovables en un sistema de suministro de energía, convendría realizar una evaluación cuidadosa de la disponibilidad de recursos de energías renovables; la conveniencia de las tecnologías existentes; las limitaciones institucionales, económicas y sociales; los posibles riesgos, y las necesidades correspondientes en materia de creación de capacidad y desarrollo de competencias. [8.1, 8.2]

La mayoría de los escenarios que presentan una estabilización de la concentración en unos 450 ppm CO₂eq de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera muestran que, en 2050, las energías renovables superarán el 50% de la energía primaria baja en carbono. Esta transición puede ilustrarse con varios escenarios, como el incremento de las acciones en el mercado que se observa en la figura RT.8.2, basado en el "Escenario de política 450" del World Energy Outlook 2010 de la AIE. Para que en 2035 pueda alcanzarse ese incremento en el porcentaje de la energía primaria y al consumidor a partir de energías renovables, es preciso que el crecimiento anual promedio de las energías renovables primarias triplique al menos del nivel actual a un 4,0 EJ/año. [8.1, 10.2, 10.2.2.4]

A fin de lograr una mayor implantación de energías renovables en los sectores del transporte, la construcción, la industria y la agricultura, hay que conocer mejor ciertos elementos estratégicos y aspectos sociales. Las trayectorias de transición para mejorar la penetración de cada una de las energías renovables variarán en función de las características particulares del sector, de la tecnología y de la región. El objetivo final debería consistir en facilitar una fácil integración en los sistemas de suministro de energía y en ofrecer múltiples beneficios a los usuarios finales. [8.2, 8.3]

Varias tecnologías avanzadas de energías renovables han sido ya integradas con éxito en una amplia gama de sistemas de suministro de energía, en porcentajes relativamente bajos pero que superan en algunos casos el 30% (en particular la energía hidroeléctrica, la energía eólica, el calor y la energía geotérmicos, los biocombustibles de primera generación y los sistemas de calentamiento solar del agua a pequeña y gran escala). Ello ha obedecido principalmente a los precios cada vez más competitivos y a que las políticas de ayuda y el apoyo del público se han reforzado debido a las amenazas asociadas a la inseguridad del suministro de energía y al cambio climático. Entre los ejemplos destacables figuran los casos de Noruega e Islandia en que la hidroelectricidad a gran escala, para el primero, y la energía hidroeléctrica y geotérmica para el segundo, representan cerca del 100% de la electricidad proveniente de energías renovables, lo que también han logrado algunas pequeñas islas y ciudades. [8.2.1.3, 8.2.5.5, 11.2, 11.5]

Otras tecnologías menos evolucionadas requieren una inversión continua en materia de investigación, desarrollo y demostración, infraestructura, creación de capacidad y otras medidas de apoyo a largo plazo. Entre estas tecnologías figuran los biocombustibles avanzados, las pilas de combustible, los combustibles generados mediante energía solar, los sistemas de control de generación de energía eléctrica distribuida, los vehículos eléctricos, la refrigeración por absorción solar y los sistemas geotérmicos mejorados. [11.5, 11.6]

El estado actual de la aplicación de energías renovables varía en función de cada sector de uso final. Asimismo, las acciones futuras para eliminar obstáculos y aumentar la integración varían considerablemente en función

de las regiones. Por ejemplo, en el sector de la construcción, la integración de tecnologías de la energía renovable es muy variable, según se trate de rascacielos y apartamentos comerciales ubicados en megaciudades, o en aldeas pequeñas y modestas situadas en países en desarrollo que tienen actualmente un acceso limitado a los servicios energéticos. [8.3.2]

La mayoría de los sistemas de suministro de energía pueden asumir un índice de penetración de energías renovables mayor del que existe en la actualidad, especialmente si los porcentajes de la energía renovable son relativamente bajos (por lo general, se consideran como tales los que están por debajo del 20% de la electricidad, calefacción, mezcla de gases de conducción y de biocombustibles). Para, en un futuro, poder dar cabida a unos porcentajes de la energía renovable más elevados, la mayoría de los sistemas de energía deberán evolucionar y adaptarse. En cualquier caso, los índices máximos de utilización de energías renovables dependerán de las tecnologías aplicadas, de la disponibilidad de recursos de la energía renovable y del tipo y antigüedad de los sistemas energéticos actuales. Es posible aumentar la integración y fomentar un incremento de los índices de implantación mediante iniciativas locales, nacionales y regionales. El objetivo general del capítulo 8 consiste en presentar los conocimientos actuales sobre las oportunidades y desafíos relacionados con la integración de energías renovables para aquellos gobiernos que deseen desarrollar un marco coherente que permita preparar, de cara al futuro, índices de penetración de la energía renovable más elevados. Los sistemas de suministro de energía, las redes de gas natural, los sistemas de calefacción y refrigeración, las redes de distribución de combustible a base de petróleo para el transporte y los vehículos existentes pueden adaptarse para utilizar más fácilmente los suministros de la energía renovable superiores a los actuales. Las tecnologías de la energía renovable abarcan desde las más avanzadas hasta las que se encuentran en una etapa de demostración inicial del concepto. Las nuevas tecnologías podrían facilitar una mayor utilización de energías renovables y su integración dependerá de su rentabilidad, aceptación social y fiabilidad, así como del apoyo político de las autoridades nacionales y locales, con la finalidad de aumentar su parte en el mercado. [8.1.2, 11.5]

La adopción de un enfoque holístico de todo el sistema energético podría ser un requisito previo para garantizar una integración eficiente y flexible de las energías renovables. Ello implicaría lograr un apoyo mutuo entre los diferentes sectores energéticos, una estrategia inteligente de previsión y control y una planificación coherente a largo plazo. La unión de estos elementos permitiría consolidar los vínculos que existen entre los suministros de electricidad, calefacción, refrigeración y transporte. La combinación óptima de tecnologías y mecanismos sociales que permitan un índice elevado de integración de energías renovables varía según las limitaciones impuestas por las condiciones específicas del lugar, las características de los recursos de energías renovables disponibles y la demanda local de energía. Es decir, las medidas para adaptar y reforzar los sistemas actuales de suministro y demanda de energía y dar cabida a porcentajes más elevados de energías renovables, y los costos adicionales que conlleva su integración dependen de determinadas circunstancias, por lo que se tiene que seguir estudiando la cuestión. Este es el caso, en particular, del sector de la energía eléctrica, pues existe una gran variedad de sistemas y escalas de generación de electricidad que difieren según los países y las regiones. [8.2.1, 8.2.2, 8.3]

8.2 Integración de la energía renovable en los sistemas de energía eléctrica

Desde finales del siglo XIX, los sistemas de energía eléctrica han estado en permanente evolución. Actualmente, las escalas y la complejidad tecnológica

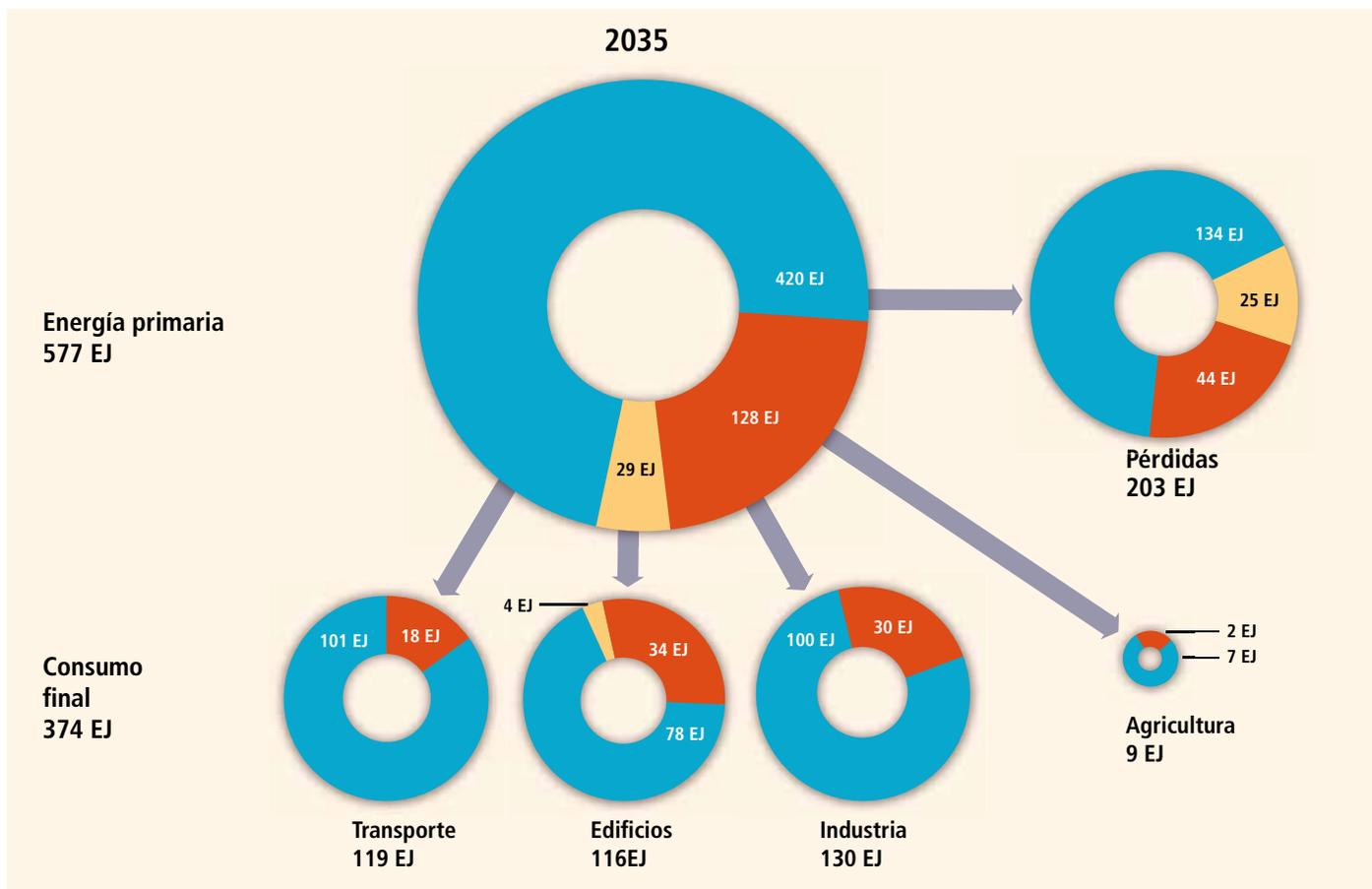
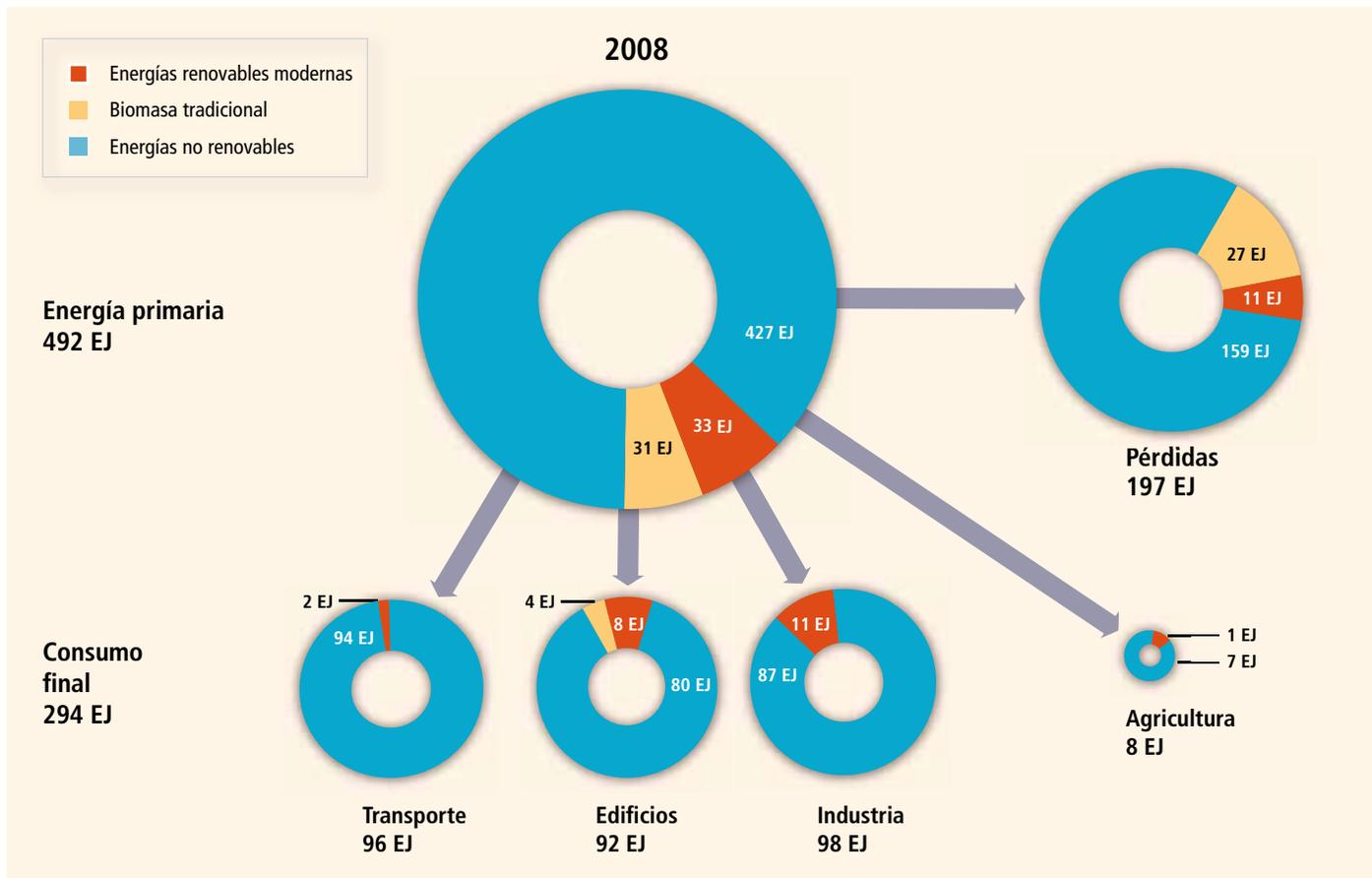


Figura RT.8.2 | Porcentaje de la energía renovable (en rojo) utilizada en el consumo primario y final de la energía en los sectores del transporte, la construcción (incluida la biomasa tradicional), la industria y la agricultura en 2008, y proyección estimada del incremento del porcentaje de energías renovables necesario para ajustarse al nivel de estabilización de 450 ppm CO₂eq. en 2035. [véase la figura 8.2]

Notas: los círculos tienen un tamaño a escala aproximada. Las pérdidas de energía del sistema ocurren durante los procesos de conversión, refinamiento y distribución de las fuentes primarias de energía para la producción de servicios energéticos destinados al consumo final. Entre las energías "no renovables" (en azul) figuran el carbón, el petróleo, el gas natural (en 2035, con y sin captura y almacenamiento del dióxido de carbono) y la energía nuclear. Este ejemplo de escenario está basado en datos extraídos del World Energy Outlook 2010 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), convertidos en equivalentes directos [véase el anexo II.4]. En las proyecciones para 2035 se han incluido mejoras en la eficiencia energética superiores a la base de referencia. Las energías renovables del sector de la vivienda comprenden combustibles tradicionales de biomasa sólida (en amarillo) para la cocina y calefacción de 2.700 millones de personas en los países en desarrollo [2.2], junto con cierta cantidad de carbón. En 2035, parte de la biomasa tradicional se habrá sustituido por sistemas modernos de conversión de la bioenergía. Al excluir la biomasa tradicional, la eficiencia general del sistema de energía renovable (transformándola de primaria en energía para el consumo) se mantiene en un 66%.

de estos sistemas varían, y van desde la interconexión oriental sincronizada de América del Norte a los pequeños sistemas individuales autónomos alimentados por diésel, pasando por algunos sistemas, como el de China, que están experimentando una rápida expansión y transformación. Sin embargo, a pesar de estas diferencias, los sistemas eléctricos funcionan y están planificados con el mismo propósito, el cual consiste en proporcionar un suministro de electricidad fiable y económico. Se prevé que en el futuro la importancia de los sistemas de energía eléctrica siga aumentando, ya que estos suministran una energía moderna, facilitan el transporte de energía en largas distancias, y ofrecen la posibilidad de proporcionar energía baja en carbono. [8.2.1]

Los sistemas de energía eléctrica presentan algunas características importantes que dificultan la integración de energías renovables. La mayoría de los sistemas de energía eléctrica funcionan utilizando corriente alterna, mediante la cual gran parte de la generación está sincronizada y opera a una frecuencia de aproximadamente 50 ó 60 Hz, dependiendo de la región. La demanda de electricidad varía según el día, la semana y la estación, en función de las necesidades de los usuarios. En conjunto, para ajustarse a estas diferencias de la demanda, la programación y las instrucciones de despacho de las unidades generadoras se van modificando para mantener un equilibrio constante entre la oferta y la demanda. Los generadores y otros equipos del sistema eléctrico se utilizan para facilitar un control activo de la energía que mantiene la frecuencia del sistema, y un control reactivo de la energía que circunscribe el voltaje dentro de unos límites específicos. Las variaciones de la oferta y la demanda minuto a minuto se gestionan mediante un control automático de producción, a través de servicios conocidos, como de regulación y seguimiento de carga, mientras que los cambios a largo plazo en escalas temporales que van de horas a días están controlados mediante el despacho y la programación de las unidades generadoras (en particular mediante el apagado y encendido de los generadores, lo cual se conoce también como dependencia de compromiso). Cualquiera que sea el mecanismo utilizado para lograrlo, este equilibrio debe mantenerse constantemente. Algunas regiones optan por mercados organizados de electricidad con el fin de determinar cuáles son las dependencias de producción que se han de comprometer y/o cómo se deben despachar. Incluso los sistemas autónomos tienen que aplicar métodos para mantener un equilibrio entre la producción y la demanda (mediante generadores controlables, cargas controlables, o equipos de almacenamiento, como las baterías). [8.2.1.1]

Además de mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda, los sistemas de energía eléctrica tienen también que transferir la electricidad desde el punto de producción al punto de demanda mediante redes de transmisión y distribución que cuentan con una capacidad limitada. Para garantizar que se pueda disponer de una producción y una capacidad de redes adecuadas, la planificación deberá abarcar un período de varios años. En los sistemas de planificación de la energía eléctrica se tiene en cuenta que los diversos componentes del sistema, incluidos los de la generación y las redes, fallarán periódicamente (se trata de un plan de contingencia). Sin embargo, se puede lograr cierto grado de

fiabilidad creando los recursos adecuados. El crédito de capacidad es un importante indicador que se utiliza para determinar la contribución de la unidad generadora, ya sea de origen fósil o renovable, con la finalidad de satisfacer la demanda de acuerdo con un objetivo del grado de fiabilidad. [8.2.1.1]

En función de las particularidades de los sistemas de energía eléctrica, algunas características de las energías renovables son importantes para su integración en dichos sistemas de energía. En particular, conviene tener en cuenta la variabilidad y predictibilidad (o incertidumbre) de las energías renovables para la programación y el despacho del sistema de energía eléctrica. La ubicación de los recursos de energías renovables es un factor importante para determinar las necesidades de las redes eléctricas, y el factor de capacidad, el crédito de capacidad y las características de las centrales eléctricas son indicadores pertinentes para realizar comparaciones, por ejemplo, con la producción térmica. [8.2.1.2]

Algunos recursos de la energía renovable de la producción de electricidad (en particular, las energías oceánica, solar y eólica) son variables y solo se pueden despachar parcialmente: la generación a partir de esos recursos se puede reducir en caso de necesidad, pero la producción máxima depende de la disponibilidad del recurso de la energía renovable (por ejemplo, las corrientes de marea, el sol o el viento). El crédito de capacidad puede ser bajo si la generación no está correlacionada de manera adecuada con los períodos de demanda elevada. Además, la variabilidad y predictibilidad parcial de algunas energías renovables incrementarán la carga sobre el despacho de las unidades generadoras o sobre otros recursos para garantizar el equilibrio entre la oferta y la demanda, teniendo en cuenta las desviaciones de esas energías renovables. En muchos casos, la variabilidad y predictibilidad parcial están en cierto modo atenuadas por la diversidad geográfica: los cambios y errores de pronóstico no siempre ocurren al mismo tiempo ni son de la misma índole. Sin embargo, un desafío general en relación con la mayoría de las energías renovables es que los recursos renovables se hallan en un lugar específico y, por lo tanto, es probable que la electricidad concentrada proveniente de energías renovables deba transportarse a una distancia considerable, con lo cual será necesario expandir las redes de distribución. Los recursos renovables disponibles (en particular la energía hidroeléctrica, la bioenergía, la energía geotérmica y la energía por concentración solar con almacenamiento térmico) pueden, en muchos casos, ofrecer una flexibilidad suplementaria para que el sistema integre otros recursos renovables, y a menudo poseen un alto crédito de capacidad. [8.2.1.2]

En la tabla RT.8.1 se presenta un resumen muy breve de las características concretas que influyen en la selección de diferentes tecnologías. [8.2.1.3]

Se cuenta ya con una experiencia considerable en materia de operación de sistemas de energía eléctrica que incorporan un importante porcentaje de fuentes de energía renovables, en particular en el ámbito de las energías hidroeléctrica y geotérmica. El almacenamiento de energía hidroeléctrica y las sólidas interconexiones establecidas brindan un apoyo a la gestión de fluctuaciones de las

Tabla RT.8.1 | Resumen de las características de integración para la selección de tecnologías de la energía renovable. [véase la tabla 8.1]

Tecnología	Horquilla de valores del tamaño de las plantas (MW)	Variabilidad: escalas temporales características del funcionamiento del sistema eléctrico (Escala temporal)	Despachabilidad (Véase leyenda)	Potencial de la diversidad geográfica (Véase leyenda)	Predictibilidad (Véase leyenda)	Horquilla de valores del factor de capacidad (%)	Horquilla de valores del crédito de capacidad (%)	Energía activa, control de frecuencia (Véase leyenda)	Voltaje y control de potencia reactiva (Véase leyenda)
Bioenergía	0,1–100	Estaciones (dependiendo de la disponibilidad de biomasa)	+++	+	++	50–90	Similar a la térmica y a la cogeneración de calor y electricidad	++	++
Energía solar directa	0,004–100 modular 50–250	De minutos a años De horas a años	+ ++	++ + ²	+ ++	12–27 35–42	<25–75 90	+ ++	+ ++
Energía geotérmica	2–100	Años	+++	N/A	++	60–90	Similar a la térmica	++	++
Energía hidroeléctrica	0,1–1.500 1–20.000	De horas a años De días a años	++ +++	+ +	++ ++	20–95 30–60	0–90 Similar a la térmica	++ ++	++ ++
Energía oceánica	0,1–300 1–200 1–200	De horas a años De horas a años De minutos a años	+ + +	+ + ++	++ ++ +	22,5–28,5 19–60 22–31	<10% 10–20 16	++ + +	++ ++ +
Energía eólica	5–300	De minutos a años	+ +	++ ++	+ +	20–40 en tierra, 30–45 aguas adentro	5–40	+ +	++ ++

Notas: 1. Con base en un sistema de energía por concentración solar con seis horas de almacenamiento térmico en el suroeste de Estados Unidos.

2. En zonas con irradiación directa normal >2.000 kWh/m²/año (7.200 MJ/m²/año).

Tamaño de la planta: horquilla de valores de la capacidad nominal normal de una planta.

Escalas temporales características: escalas temporales dentro de las cuales la integración del sistema eléctrico puede experimentar variaciones.

Despachabilidad: grado de despachabilidad de la planta: + despachabilidad parcial baja, ++ despachabilidad parcial, +++ despachable.

Potencial de la diversidad geográfica: grado en que la ubicación de la tecnología puede mitigar la variabilidad y mejorar la predictibilidad, sin tener que disponer de una importante red adicional: + potencial moderado, ++ potencial elevado de diversidad.

Predictibilidad: precisión con la cual se puede predecir la producción de electricidad de una planta dentro de escalas temporales pertinentes para apoyar el funcionamiento del sistema eléctrico: + precisión moderada de previsión (valor normal < 10% de error cuadrático medio de la potencia nominal a un día vista), ++ precisiones con alta precisión.

Control de energía activa y de frecuencia: posibilidades tecnológicas que permiten que la planta participe en el control de energía activa y en la respuesta de la frecuencia en situaciones normales (situación tranquila, dinámica) y durante situaciones de fallos de la red (por ejemplo, apoyo de la energía reactiva para resistir un fallo): + buenas posibilidades, ++ posibilidades de control total.

Control de voltaje y de energía reactiva: posibilidades tecnológicas que facilitan la participación de la planta en el control del voltaje y energía reactiva en situaciones normales (situación tranquila, dinámica) y durante situaciones de fallos en la red (por ejemplo, apoyo de energía reactiva para resistir un fallo): + buenas posibilidades, ++ posibilidades de control total.

corrientes fluviales. La generación variable conlleva costos de compensación cuando existen diferencias entre la generación programada (de acuerdo con las previsiones) y la producción real. La variabilidad y la incertidumbre incrementan la necesidad de compensaciones. En general, se prevé que el equilibrio sea cada vez más difícil de lograr a medida que aumente el índice de penetración de energías renovables parcialmente despachables. Los estudios demuestran claramente que la combinación de diferentes energías renovables variables y de recursos de zonas geográficas más extensas contribuirán de forma positiva a moderar la variabilidad y disminuir la incertidumbre general de los sistemas energéticos. [8.2.1.3]

La cuestión fundamental es la importancia de la infraestructura de redes, tanto para transportar la electricidad desde la planta de producción hasta el consumidor final como para lograr un equilibrio en regiones más extensas. La consolidación de las conexiones dentro de un sistema de energía eléctrica y la introducción de interconexiones adicionales en otros sistemas puede ser un medio para mitigar directamente los efectos de la variabilidad y la incertidumbre de las fuentes de energía renovables. En cuanto a la mayoría de las energías renovables es necesario ampliar la red, aunque el grado de ampliación dependa de los recursos y de la ubicación de las infraestructuras de redes existentes. Uno de los desafíos consistirá en ampliar la infraestructura de redes en medio de la oposición de la población a los gastos que acarrea dicha infraestructura. En términos generales, se tendrán que realizar cambios importantes en la mezcla de plantas de producción, la infraestructura de los sistemas de energía eléctrica y en los procedimientos operacionales, a fin de que se logre una transición a una mayor generación de energía de fuentes renovables, al tiempo que se mantengan los costos y la eficacia medioambiental. Esos cambios exigirán inversiones considerables con la anticipación suficiente, a fin de mantener un suministro de electricidad fiable y seguro. [8.2.1.3]

Asimismo, la experiencia práctica o los estudios han permitido identificar otros importantes factores de integración para mejorar la infraestructura de redes, a saber:

Mayor flexibilidad en la generación. A medida que aumenta el índice de penetración de las fuentes variables de energía renovables, crece la necesidad de gestionar la variabilidad y la incertidumbre y se precisa una mayor flexibilidad de la mezcla de generación. En la generación reside la mayor parte de la flexibilidad existente del sistema de energía eléctrica que permite resolver los problemas planteados por la variabilidad y la incertidumbre, acelerando o frenando la producción, y creando los ciclos necesarios. El incremento de la necesidad de flexibilidad puede conllevar, ya sea inversiones en una nueva generación flexible o mejoras en las plantas eléctricas existentes, para facilitar un funcionamiento más flexible. [8.2.1.3]

Medidas desde la perspectiva de la demanda. Aunque, históricamente, las medidas adoptadas desde la perspectiva de la demanda se han centrado únicamente en reducir la demanda media o la demanda durante los períodos de mayor carga, es posible que las medidas adoptadas puedan contribuir a satisfacer las necesidades de una mayor generación variable de la energía renovable. El desarrollo de una tecnología de comunicaciones avanzada, junto con contadores eléctricos inteligentes vinculados a los centros de control, ofrece la posibilidad de lograr un grado de flexibilidad considerablemente mayor gracias a la demanda. Se pueden ofrecer a los usuarios de electricidad incentivos para que modifiquen o reduzcan su consumo, mediante una escala de tarifas que varíe según los períodos, en particular elevando los precios durante los períodos de mayor demanda. Mediante esta reducción de la demanda durante los períodos en que es elevada, se pueden mitigar los efectos del bajo crédito de capacidad de algunos de los tipos de generación variable. Es más, para acumular reservas se puede restringir la demanda, rápidamente y sin previo aviso, en cualquier momento del año, en vez de exigir recursos

de generación para proporcionar dichas reservas. Se puede programar la demanda para satisfacerla en cualquier momento del día o establecer tarifas en tiempo real para fomentar un equilibrio cotidiano, mitigando así los problemas operacionales que, según lo previsto, van a ir en aumento con la generación variable. [8.2.1.3]

Almacenamiento de la energía eléctrica. Es posible reducir las restricciones de energías renovables, almacenando la energía eléctrica cuando la producción de recursos renovables es alta y la demanda baja, y generando electricidad cuando la producción de energías renovables es baja y la demanda alta, permitiendo así que la generación de carga base del sistema funcione de forma más eficiente. Mediante el almacenamiento también se puede moderar la congestión de los conductores y reducir la necesidad o los retrasos de las ampliaciones de transmisión. Algunas tecnologías, como las baterías o los volantes de inercia, que permiten almacenar pequeñas cantidades de energía (de minutos a horas) pueden, en principio, utilizarse para suministrar electricidad en horas programadas con objeto de regular el equilibrio entre la oferta y la demanda. [8.2.1.3]

Mejores métodos de planificación de las operaciones y del mercado. Con el propósito de hacer frente a la variabilidad y la incertidumbre asociadas a las fuentes variables de generación, es posible apoyarse en una combinación de previsiones de producción con métodos mejorados de operación, determinando así tanto las reservas necesarias para mantener el equilibrio entre la demanda y la producción como la elaboración de un programa óptimo de generación. Adoptar decisiones de programación a corto plazo (por ejemplo, acortar el plazo antes del plazo de cierre de los mercados) y con mayor frecuencia permite aplicar una información más reciente y precisa a la hora de despachar las unidades generadoras. Asimismo, en caso de una cantidad considerable de generación variable, conviene abarcar áreas de equilibrio más extensas o compartir el equilibrio entre las diferentes áreas, a causa de los beneficios agregados de fuentes de energía renovables numerosas y dispersas. [8.2.1.3]

En resumen, las energías renovables pueden ser integradas en todo tipo de sistemas de electricidad, desde las grandes redes interconectadas a escala continental hasta los pequeños sistemas autónomos. Algunas características importantes de los sistemas tales como la infraestructura de las redes, los modelos de demanda y su ubicación geográfica, la mezcla de generación, la capacidad de control y comunicación combinadas con la localización, las particularidades geográficas, la variabilidad y la predictibilidad de los recursos renovables determinan el grado de dificultad de la integración. Por lo general, a medida que vayan aumentando los recursos de la energía renovable se tendrá que crear otra infraestructura de redes eléctricas (de transmisión y/o distribución). Los recursos variables de la energía renovable, como la energía eólica, pueden ser más difíciles de integrar que los recursos renovables despachables, como la bioenergía y, a medida que aumenta el uso de esos recursos variables, la fiabilidad del sistema puede resultar más difícil y costoso de mantener. Una solución para reducir los riesgos y los costos de integración de las energías renovables consistiría en reunir una cartera con opciones de tecnologías de la energía renovable, como las redes eléctricas interconectadas, el desarrollo de planes de generación flexibles y complementarios, la ampliación de las zonas de equilibrio, los mercados de períodos inferiores a una hora, una demanda capaz de responder a la oferta disponible, tecnologías de almacenamiento, y mejores predicciones a corto plazo y herramientas de utilización y planificación de los sistemas.

8.3 Integración de la energía renovable en las redes de calefacción y refrigeración

Las redes de sistemas de calefacción o refrigeración centrales pueden alimentarse con muchas fuentes de energía (véase la figura RT.8.3) para establecer la

conexión con los numerosos consumidores mediante el bombeo de vectores energéticos (agua caliente o fría y, a veces, vapor), a través de tuberías subterráneas debidamente aisladas. La producción centralizada de calefacción puede facilitar el uso del calor a bajo costo y/o con un bajo grado de la energía renovable, a partir de los sistemas geotérmico o solar térmico o de la combustión de la biomasa (en particular de insumos no muy solicitados para otros fines y combustibles obtenidos de residuos que a menudo no sirven para los sistemas de calefacción individual). También se pueden utilizar los residuos de la cogeneración de calor y electricidad y de los procesos industriales. Como resultado de esta flexibilidad existe competencia entre las diferentes fuentes de calor, combustibles y tecnologías. Además, comparativamente con el funcionamiento de una multitud de pequeñas calderas individuales, la producción centralizada de calor puede también facilitar la aplicación de medidas económicas que reducen la contaminación atmosférica local. Al ser flexibles en cuanto a las fuentes de calor o frío utilizadas, las redes de calefacción o refrigeración centrales admiten una incorporación constante de los diversos tipos de la energía renovable y, por lo tanto, normalmente es factible sustituir paulatina o rápidamente otros combustibles fósiles. [8.2.2]

Los ocupantes de edificios e industrias conectados a una red pueden aprovechar un sistema central gestionado de forma profesional y, por lo tanto, evitar la necesidad de poner en funcionamiento y mantener un equipo individual de calefacción o refrigeración. En algunos países de latitudes altas, se cuenta ya con un índice de

penetración del mercado de calefacción central en barrios o ciudades del 30% al 50%, e Islandia posee un 96% gracias a sus recursos geotérmicos. Se calcula que el suministro mundial anual de calefacción central en barrios o ciudades asciende aproximadamente a 11 EJ, aunque estos datos no están confirmados. [8.2.2.1]

Los sistemas de calefacción central en barrios o ciudades pueden suministrar electricidad a través de instalaciones con sistemas de cogeneración de calor y electricidad así como ofrecer opciones de respuesta a la demanda que pueden facilitar una mayor integración de energías renovables, en particular, utilizando la electricidad a partir de energías renovables para las bombas de calor y las calderas eléctricas. Los sistemas de almacenamiento térmico pueden subsanar las diferencias que existen entre la oferta y la demanda de calor que puedan surgir a raíz de procesos variables, discontinuos o que no están sincronizados. Por lo que respecta al almacenamiento a corto plazo (horas y días), se puede utilizar la capacidad térmica de la misma red de distribución. Los sistemas de almacenamiento térmico con períodos de acumulación de más de varios meses a temperaturas superiores a cientos de grados Celsius utilizan diversos materiales y los correspondientes mecanismos de almacenamiento con una capacidad superior a varios terajulios. La producción combinada de calor, frío y electricidad (trigeneración), así como la posibilidad de almacenar de forma diaria o estacional el calor y el frío, permiten conseguir un sistema general de gran eficiencia e índices de penetración de energías renovables más elevados gracias a una integración cada vez mayor. [8.2.2.2, 8.2.2.3]

Sistema integrado de calefacción y refrigeración centralizada en barrios o ciudades con energías renovables

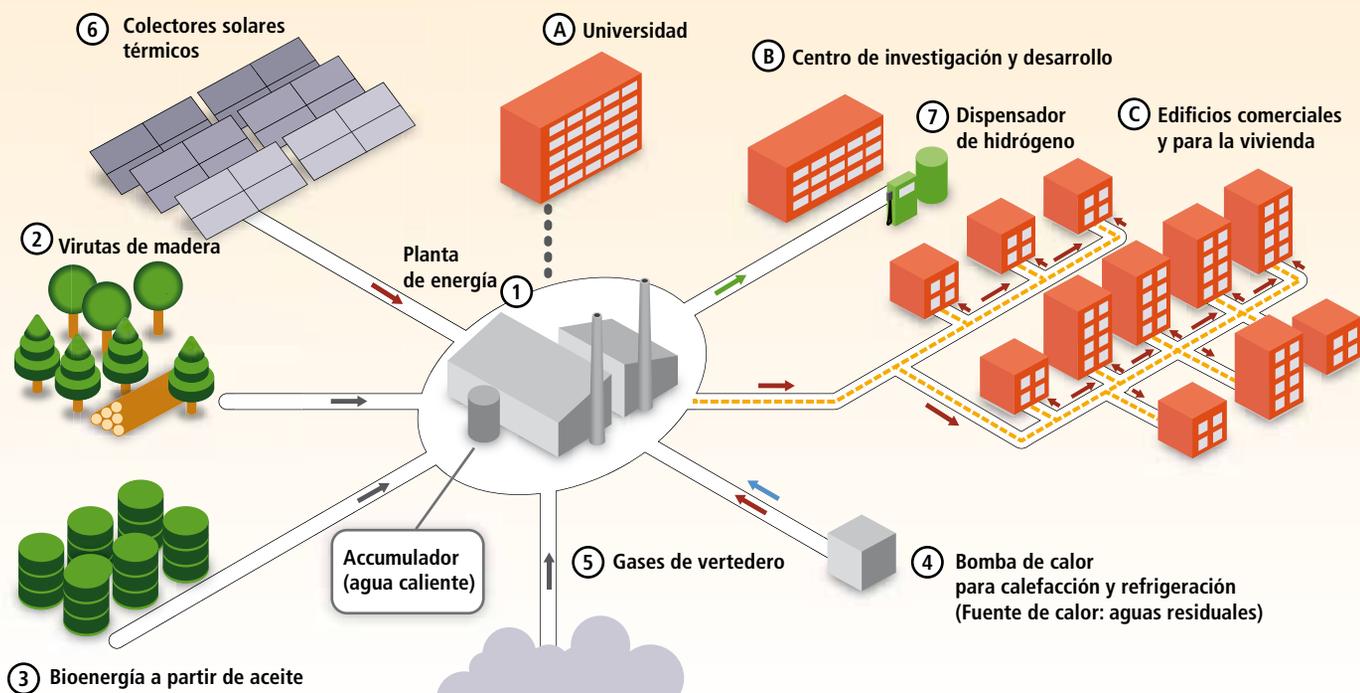


Figura RT.8.3 | Una planta de producción de energía basada en la integración de energías renovables en Lillestrøm (Noruega) que suministra energía a la universidad, a un centro de investigación y desarrollo, y a varios edificios comerciales o residenciales. Asimismo, en la planta se aplica un sistema de calefacción y refrigeración centrales que incorpora varias fuentes de calor provenientes de energías renovables, almacenamiento térmico y un sistema de producción y distribución de hidrógeno. (Inversión total de aproximadamente 25 millones de dólares de 2005 de Estados Unidos y un proyecto por completar en 2011). 1) Sistema central de energía con un contenedor de acumulación y almacenamiento de agua caliente de 1.200 m³; 2) sistema de combustión de madera de 20 MW térmicos (con recuperación de calor en la salida de gases); 3) quemador de biocombustible de 40 MW térmicos; 4) bomba de calor de 4,5 MW térmicos; 5) quemador de gases de residuos de vertedero de 1,5 MW térmicos y un conducto de 5 km; 6) sistema colector de energía solar térmica de 10.000 m², y 7) producción de hidrógeno a partir de energías renovables (utilizando electrólisis del agua y reformación de sorción reforzada de vapor de metano de los gases de vertedero) y sistema de suministro a vehículos. [véase la figura 8.3]

Muchas plantas que producen calor geotérmico o a partir de biomasa y cogeneración de calor y electricidad con fines comerciales se han integrado con éxito en los sistemas de calefacción central en barrios o ciudades sin contar con un apoyo gubernamental. En Dinamarca, Noruega y en otros lugares se han construido diversos sistemas de energía solar térmica a gran escala, con una superficie de colectores de unos 10.000 m² (véase la figura RT.8.3). La mejor combinación de fuentes de calor y de frío, y las tecnologías de transferencia y almacenamiento de calor dependen, en gran medida, de las condiciones locales, en particular de las pautas de demanda de los usuarios. Por consiguiente, la combinación del suministro de energía destinado a la calefacción varía considerablemente según los diferentes sistemas. [3.5.3, 8.2.2]

El establecimiento o la expansión de instalaciones de calefacción central en barrios o ciudades acarrea altos costos de capital inicial para la construcción de redes de tuberías. Solo los costos de distribución pueden representar aproximadamente la mitad del costo total, aunque están sujetos a grandes variaciones según la densidad de la demanda de calor y las condiciones locales para construir las redes de tuberías aisladas. El crecimiento urbano favorece la calefacción central en barrios o ciudades, puesto que los costos de capital de la red son más bajos en sitios totalmente nuevos y cuanto más elevada es la densidad de demanda de calor menores son las pérdidas de distribución por unidad de calor. Lo normal es que las pérdidas de calor durante la distribución se mantengan dentro de una horquilla del 5% al 30%, aunque el punto a partir del cual son consideradas un problema dependerá de la fuente y del costo del calor. [8.2.2.1, 8.2.2.3]

La ampliación del uso de plantas de cogeneración de calor y electricidad mediante energía geotérmica profunda y biomasa en los sistemas de calefacción central en barrios o ciudades puede fomentar un porcentaje más elevado de fuentes de energía renovables, pero para que sean económicamente viables suele ser necesario que el sistema en general tenga una gran carga de calor. Por lo tanto, algunos gobiernos realizan inversiones para apoyar las redes de calefacción de zonas urbanas y ofrecen incentivos adicionales para la utilización de energías renovables en el sistema. [8.2.2.4]

Con el diseño y el uso de los edificios modernos se tiende a reducir la demanda de calefacción adicional, mientras que la demanda mundial de refrigeración tiende a crecer. La demanda de una refrigeración que permita vivir cómodamente ha aumentado en algunas regiones de latitudes bajas, donde el nivel de vida de los países ha aumentado y, en algunos países de latitudes altas, donde los veranos se han vuelto más calurosos. Las reducciones de la carga de refrigeración se pueden lograr eligiendo opciones de diseño de edificios con refrigeración pasiva o mediante soluciones basadas en energías renovables activas, en particular los dispositivos de aire acondicionado que funcionan por absorción solar. Tal y como ocurre con la calefacción central en barrios o ciudades, el índice de eficiencia energética para reducir la demanda de refrigeración, la implantación de nuevas tecnologías y la estructura del mercado determinarán si es viable desarrollar un sistema de refrigeración central. Los sistemas modernos de refrigeración central, cuyo poder energético va de 5 MW a 300 MW térmicos, han funcionado con éxito durante muchos años, utilizando como fuente de frío acuíferos naturales, vías de agua, el mar o lagos profundos, clasificados como una forma de energía renovable. [8.2.2.4]

Habitualmente, los sistemas de calefacción y refrigeración central en barrios o ciudades se han establecido en situaciones en donde existía una sólida planificación de la energía como, por ejemplo, las economías de planificación centralizada, los campus universitarios de Estados Unidos, los países de Europa occidental con multitud de instalaciones, y las zonas urbanas controladas por las autoridades locales.

8.4 Integración de la energía renovable en las redes de gas

Durante los últimos 50 años, se han instalado importantes redes de gas natural en varias partes del mundo. Más recientemente, ha empezado a surgir un interés cada vez mayor por adaptarlas a un concepto "verde", integrando gases provenientes de energías renovables. La mayor parte de los combustibles gaseosos de fuentes de energía renovables se generan a partir de biomasa y pueden lograrse, ya sea por digestión anaeróbica para producir biogás (principalmente, metano y dióxido de carbono) o mediante un proceso químico y térmico para obtener gas de síntesis o de producción (principalmente hidrógeno y monóxido de carbono). El biometano, el gas de síntesis y, a más largo plazo, el hidrógeno a partir de energías renovables pueden inyectarse en los gasoductos existentes para su distribución nacional, regional o local. Es probable que las diferencias en la infraestructura, la calidad del gas y los niveles de producción y consumo actuales dificulten la planificación de un incremento del índice de integración de energías renovables en redes existentes. [8.2.3, 8.2.3.1]

La producción de biogás está creciendo rápidamente y, actualmente, algunas grandes compañías de gas están previendo mejoras en las importantes cantidades de inyección de gas en los niveles de calidad requeridos, en los gasoductos de transmisión nacionales o regionales. Gran parte del biometano producido actualmente en el mundo se distribuye mediante sistemas de tuberías locales, principalmente a los fines de calefacción. Según la distancia y el volumen del transporte anual, puede que los costos por unidad de energía suministrada (véase la figura RT.8.4) de esta opción sean menores que en el caso del transporte por camiones (normalmente para el llenado de estaciones de suministro a vehículos alimentados por gas) [8.2.3.4]

La utilización de gases puede llegar a ser muy eficiente mediante la combustión destinada a la calefacción y la generación de electricidad que permita alimentar motores, calderas o turbinas de gas, o mediante diversos procesos que comprimen o convierten los gases en diferentes combustibles líquidos para su uso

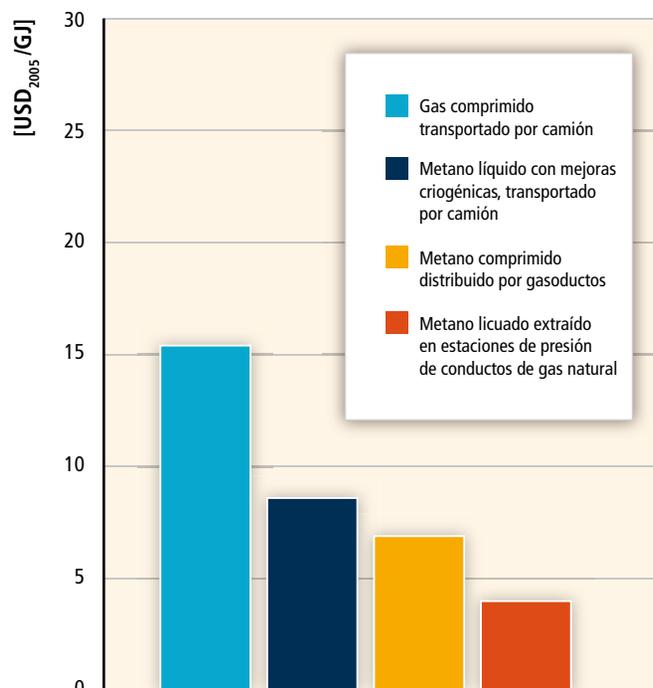


Figura RT.8.4 | Costos relativos de la distribución y el despacho de biometano (ya sea comprimido o licuado) de mediana escala, por camión o por gasoducto en Europa. [véase la figura 8.9]

en vehículos. Por ejemplo, el biogás o el gas de vertederos puede quemarse in situ para producir calor y/o electricidad; se pueden limpiar y mejorar para conseguir biometano con calidad de gas natural e inyectarlo en las redes de gas, o, después de comprimirlo o licuarlo, distribuirlo en estaciones de servicio para su utilización en vehículos de gas o híbridos. [8.2.3.2–8.2.3.4]

Los problemas técnicos están relacionados con la fuente, composición y calidad del gas. Los únicos que se pueden inyectar en las redes de gas existentes son el biogás o el gas de síntesis de una calidad determinada; por consiguiente, la etapa de limpieza es fundamental pues sirve para extraer de la corriente de gas el agua, el dióxido de carbono (incrementando así el valor calórico) y los subproductos adicionales. El costo asociado a mejorar esa calidad varía según el grado de facilidad y el procedimiento, que puede consumir aproximadamente entre un 3% y un 6% del contenido energético del gas. Los sistemas de gas a partir de energías renovables pueden precisar una importante capacidad de almacenamiento para poder responder a la variabilidad y estacionalidad del suministro. El tamaño y las características de las instalaciones de almacenamiento, así como la cantidad necesaria de gas almacenado, dependerán de la principal fuente de energía de producción y de su uso final. [8.2.3]

Para obtener hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables se pueden aplicar diferentes métodos, entre ellos, la gasificación de biomasa, la reformación de biometano o la electrólisis del agua. Por lo tanto, las posibilidades de fuentes de energía renovables para el hidrógeno son mayores que para el biogás o el gas de síntesis. La futura producción de hidrógeno a partir de recursos de la energía renovable, como la electrólisis con energía eólica o solar, dependerá en gran medida de la relación con los sistemas de electricidad existentes y del grado de capacidad de energía excedentaria. A corto plazo, una opción podría consistir en mezclar hidrógeno con gas natural (hasta un 20% por volumen) y transportarlo en largas distancias a través de las redes de gas existentes. A largo plazo, para la distribución de hidrógeno puro es posible construir gasoductos fabricados en un acero especial que evite su degradación. Probablemente, el capital y el tiempo necesarios para construir una nueva infraestructura de hidrógeno y los costos adicionales para almacenarlo a fin de ajustarse a fuentes variables de energía renovables son los factores que podrían limitar el índice de implantación del hidrógeno. [8.2.3.2, 8.2.3.4]

A fin de integrar un gas de energía renovable en una red, la fuente de dicho gas tiene que estar situada cerca del sistema existente para evitar los altos costos de la construcción de un gasoducto adicional. Cuando una planta está situada en una zona alejada debido a la disponibilidad de recursos, es mejor utilizar el gas del lugar, siempre que sea posible, para no tener que transportarlo y para mejorar su calidad. [8.2.3.5]

8.5 Integración de la energía renovable en los combustibles líquidos

La mayor parte de la demanda prevista de biocombustibles líquidos está destinada al sector del transporte, aunque es posible que surja una demanda de biolubricantes y bioquímicos, como el metanol, por parte de la industria. Además, puede que finalmente una gran cantidad de la biomasa sólida tradicional sea sustituida por combustibles líquidos más prácticos, seguros y limpios, como el éter dimetilico o los geles de etanol que provienen de energías renovables. [8.2.4]

Se sabe mucho de la producción de combustibles, como el bioetanol y el biodiésel, derivados de diversos cultivos habitualmente utilizados para la alimentación. (véase la figura RT.8.5). En cuanto a estos biocombustibles se pueden aprovechar componentes de la infraestructura existente, como el almacenamiento, la mezcla, la distribución y el suministro, que ya se están utilizando para combustibles derivados del petróleo. Sin embargo, la combinación de una infraestructura de productos petrolíferos (contenedores de almacenamiento, conductos, camiones) con el etanol o con mezclas puede acarrear problemas a causa de la absorción del agua y de la corrosión del equipo; por consiguiente, podrían ser necesarias algunas inversiones en materiales o revestimientos especiales. La producción descentralizada de biomasa, la estacionalidad y la situación de las zonas agrícolas, lejos de las refinerías de petróleo o de los centros de distribución de combustible existentes, pueden tener repercusiones en la logística de la cadena de suministro y en el almacenamiento de biocombustibles. Las tecnologías siguen evolucionando para producir biocombustibles a partir de materias primas agrícolas no alimentarias y que, además, sean más compatibles con los combustibles y las infraestructuras petrolíferas existentes. Conviene establecer procedimientos del control de la calidad para garantizar

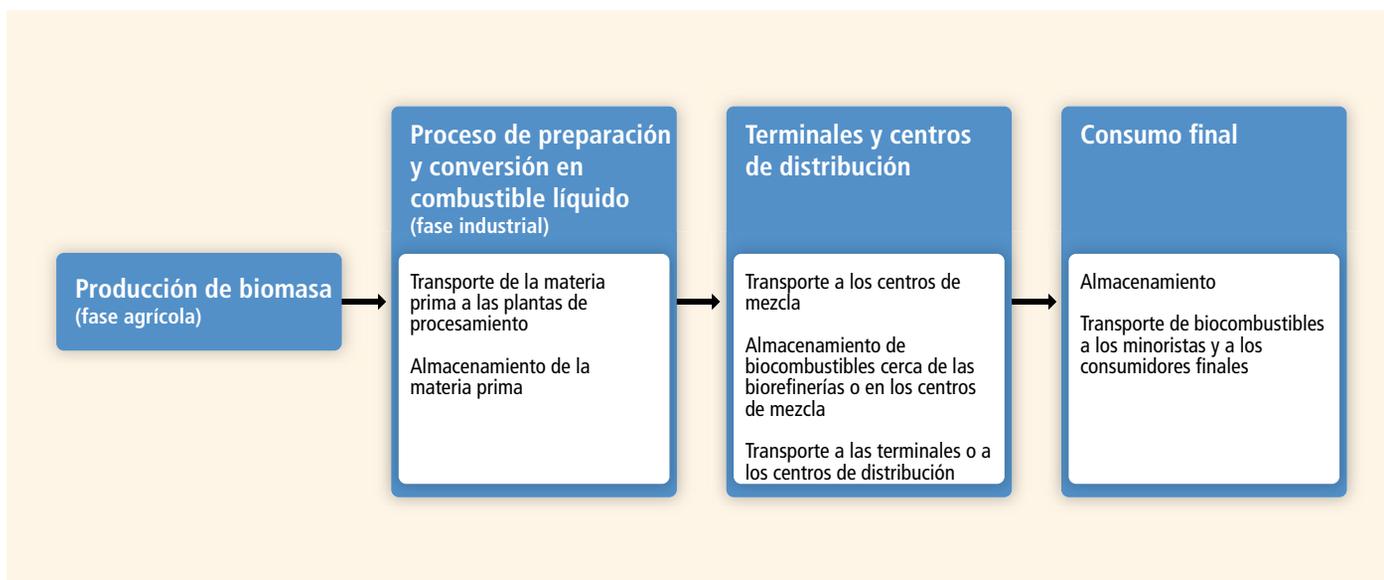


Figura RT.8.5 | El sistema de producción, mezcla y distribución de varios biocombustibles líquidos es similar, independientemente del insumo utilizado para la biomasa. [véase la figura 8.11]

que estos biocombustibles cumplen con todas las especificaciones correspondientes a los productos. [8.2.4.1, 8.2.4.3, 8.2.4.4]

La utilización de combustibles mezclados, producidos mediante el reemplazo de una parte de la gasolina (habitualmente entre el 5% y el 25%, aunque puede llegar a sustituirse en un 100%) con etanol o del diésel con biodiésel exige una inversión en infraestructura, en particular en contenedores y bombas adicionales en las estaciones de servicio para los vehículos. Aunque el costo del suministro de biocombustibles solo representa una pequeña fracción del costo general, las necesidades logísticas y de capital para una integración y expansión a gran escala podrían plantear dificultades si no se planifican debidamente. Dado que la densidad de energía a partir del etanol representa únicamente las dos terceras partes de la densidad de la gasolina (en términos de volumen), en el almacenamiento y el transporte de una misma cantidad de energía se contemplan sistemas de almacenamiento más amplios, un mayor número de vagones o de embarcaciones, y tuberías con mayor capacidad. Ello incrementa los costos de almacenamiento y de suministro del combustible. Aunque, en teoría, las tuberías deberían constituir el medio más económico de suministro, y pese a que se han entregado con éxito cargas de etanol a través de éstas, sigue persistiendo cierto número de problemas técnicos y logísticos. En general, el volumen de etanol actualmente producido en una región agrícola para responder a la demanda local o para la exportación es demasiado bajo para justificar los costos de inversión correspondientes y las dificultades operacionales de construir un conducto especial para ello. [8.2.4.3]

8.6 Integración de la energía renovable en sistemas autónomos

Habitualmente, los sistemas autónomos del suministro de energía funcionan a pequeña escala y a menudo están situados en lugares alejados de las redes existentes, en pequeñas islas o en edificios aislados que no tienen acceso a un suministro de la energía a través de conductos y redes. Existen varios tipos de sistemas autónomos que pueden utilizar, ya sea un único vector energético, como en el caso de la electricidad, el calor o los combustibles líquidos, gaseosos o sólidos, o una combinación de vectores. [8.2.5, 8.2.5.1]

En principio, los problemas planteados para la integración de energías renovables en los sistemas autónomos son similares a los de los sistemas centralizados, a saber, lograr un equilibrio entre la oferta y la demanda de los sistemas de suministro de electricidad; seleccionar las opciones de calefacción y refrigeración, y producir biocombustibles líquidos de uso local. Sin embargo, a diferencia de los sistemas centralizados de suministro con mayor capacidad, los sistemas autónomos son más pequeños y tienen a menudo menos opciones en cuanto a la disponibilidad de recursos locales de la energía renovable. Además, algunas de las opciones técnicas o institucionales que se aplican para conseguir una integración en redes más importantes tienden a ser más difíciles o incluso imposibles para los pequeños sistemas autónomos, como son las previsiones de suministro de la energía renovable, los procedimientos de compromiso probabilístico de unidad, las normas estrictas de calidad para el combustible, y las ventajas de la diversidad geográfica y técnica. [8.2.1–8.2.5]

Por lo general, cuanto más pequeño es un sistema de suministro, más reducidas son las opciones de integración. Por consiguiente, se depende en mayor medida de los recursos fácilmente accesibles. Los sistemas autónomos se centran en recursos variables de la energía renovable pues las opciones de interconexión y de procedimientos de operación y planificación son limitadas y, por lo tanto, mostrarán una tendencia natural hacia las opciones de almacenamiento de energía, varios tipos de respuesta a la demanda, y una importante generación

flexible de combustibles fósiles para poder equilibrar la oferta y la demanda. Los métodos de suministro de recursos renovables que mejor se ajusten a los perfiles locales de carga, o que son despachables, pueden escogerse de entre otras opciones de bajo costo que no corresponden estrechamente a las pautas de carga o que son variables. La integración de la energía renovable en el marco de sistemas autónomos será —aún tratándose del mismo tipo de energía renovable— más costosa que en redes integradas más importantes, en razón de la cantidad limitada de opciones aunque, en la mayoría de los casos como en las islas o las zonas rurales remotas, los usuarios de energía no tienen posibilidades de escoger. Una de las consecuencias consiste en que los usuarios y diseñadores de los sistemas autónomos de electricidad puedan hacer frente a una difícil incompatibilidad entre el deseo de contar con un suministro fiable y continuo y una minimización de los costos generales de ese suministro. [8.2.5]

En un sistema de energía autónomo, la integración de tecnologías de conversión de energías renovables, las opciones de equilibrio y las tecnologías de uso final dependen de la disponibilidad de recursos de la energía renovable propios del lugar y de la demanda local de energía. Todo ello variará en función del clima y de las costumbres locales. Cuando se diseñan e implantan sistemas autónomos de energía, el equilibrio entre el costo y la fiabilidad es fundamental, en particular para las zonas rurales de economías en desarrollo, ya que el costo adicional de proporcionar un suministro constante y fiable puede ser más elevado para los pequeños sistemas autónomos. [8.2.5.2]

8.7 Sectores de uso final: elementos estratégicos de las trayectorias de transición

El constante progreso y la continua evolución de las tecnologías de energías renovables ha permitido una mayor implantación en los sectores del transporte, la construcción, la industria, la agricultura, la silvicultura y la pesca. Para lograr una mayor implantación de la energía renovable en todos los sectores se deberán resolver tanto los problemas de orden técnico como de otra índole. En cada sector existen variaciones a escala regional debido al estado actual de asimilación de las energías renovables, a la gran variedad de tipos de sistemas de energía, a la correspondiente infraestructura ya en marcha, a las diferentes trayectorias posibles que permiten fomentar una mayor integración de las energías renovables, a las dificultades de transición que todavía se han de superar, y a las tendencias futuras que dependen de la evolución de las aspiraciones y las culturas nacionales y locales. [8.3, 8.3.1]

8.7.1 El transporte

Las tendencias y proyecciones recientes muestran un fuerte crecimiento de la demanda en el ámbito del transporte, en particular en lo que se refiere al creciente número de vehículos en todo el mundo. Para satisfacer esta demanda, al tiempo que se logra un suministro de energía baja en carbono y seguro, habrá que contar con sólidas iniciativas en materia de políticas, un cambio tecnológico rápido, incentivos monetarios y/o la voluntad de los usuarios de asumir costos adicionales. [8.3.1]

En 2008, el consumo de combustibles de origen fósil para el transporte representó alrededor de un 19% de la energía primaria mundial utilizada, fue equivalente al 30% del consumo total de energía y produjo aproximadamente un 22% de las emisiones de gases de efecto invernadero, además de una importante proporción de las emisiones locales de contaminantes atmosféricos. A escala mundial, los vehículos ligeros fueron responsables de más de la mitad del consumo de combustible para el transporte, los vehículos pesados del 24%, la aviación del 11%, la navegación del 10% y el servicio ferroviario del 3%.

La demanda de movilidad está creciendo rápidamente y se prevé que, para 2050, se triplique la cantidad de vehículos motorizados y el transporte aéreo. Por consiguiente, el sector del transporte está seriamente preocupado por asegurar el suministro de energía pues, en la actualidad, aproximadamente un 94% de los combustibles para el transporte provienen de productos petrolíferos importados por la mayoría de los países. [8.3.1]

Para la conversión de la fuente primaria de energía en un vector energético (o combustible) en la etapa de uso final se pueden seguir trayectorias múltiples, ya sea mediante vehículos modernos de motor de combustión interna, vehículos eléctricos de batería, vehículos eléctricos híbridos, vehículos híbridos con enchufe o vehículos con celdas de combustible que funcionan con hidrógeno (véase la figura RT.8.6). [8.3.1.2]

Se ha determinado que para lograr a largo plazo una reducción considerable de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero es esencial aumentar la eficiencia del sector del transporte e ir eliminando el carbono. Entre los criterios para reducir las emisiones relacionadas con el transporte figuran la reducción de la demanda de viajes, vehículos más eficientes, el cambio a modalidades de transporte más eficientes, y el reemplazo de combustibles derivados del petróleo por combustibles alternativos bajos o nulos en carbono (en particular biocombustibles, electricidad o hidrógeno producidos a partir de fuentes primarias de energía bajas en carbono). Los estudios de escenarios realizados

demuestran claramente que si se aspira a lograr, para el año 2050, una reducción de entre el 50% y el 80% (en comparación con los índices actuales) de las emisiones de gases de efecto invernadero y, al mismo tiempo, satisfacer la demanda creciente de energía para el transporte, se tendrá que contar con una combinación de tecnologías (véase la figura RT.8.7). [8.3.1.1]

Actualmente, la utilización de energías renovables para el transporte representa solo un pequeño porcentaje de la demanda total de energía, y se usa principalmente en el ferrocarril eléctrico y en la mezcla de biocombustibles líquidos con productos petrolíferos. La flota mundial cuenta ya con millones de vehículos ligeros, capaces de funcionar con mezclas altas en biocombustibles, pues se trata de soluciones con una tecnología comercial avanzada, como el uso del biometano comprimido en vehículos adaptados para funcionar con gas natural comprimido. [8.2.3]

No obstante, la transición a nuevos combustibles y tipos de motores es un proceso complejo que implica un desarrollo tecnológico, costos, infraestructura, aceptación del consumidor, y efectos sobre el medio ambiente y los recursos. Los problemas asociados a la transición varían según se trate de biocombustibles, de hidrógeno, o de vehículos eléctricos (véase la tabla RT.8.2), y ninguna de esas opciones es claramente la "ganadora" pues hace falta todavía varios decenios para la implantación de todas a gran escala. Los biocombustibles han demostrado su eficiencia y, en 2008, contribuyeron a cerca del 2% de los

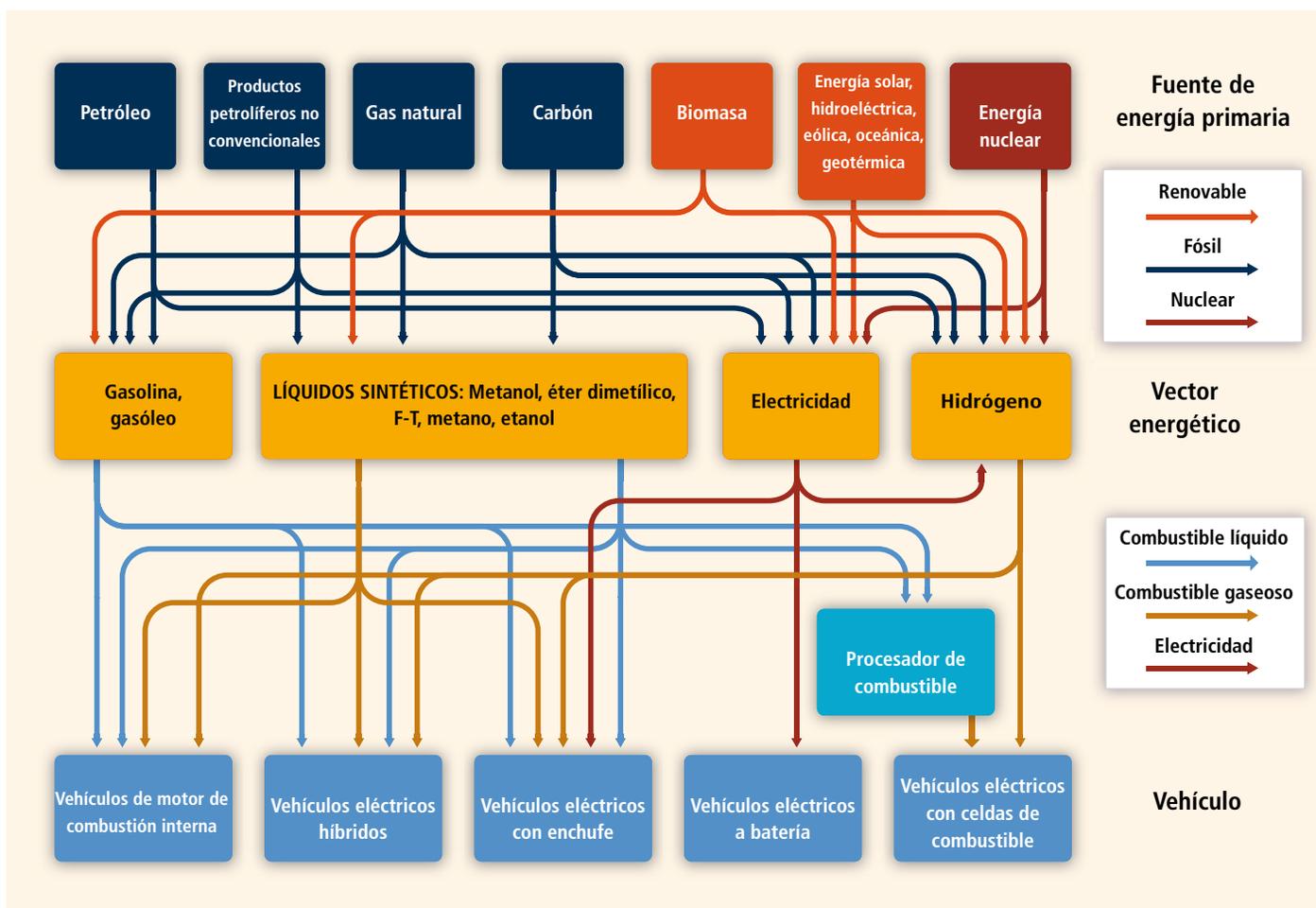


Figura RT.8.6 | Diferentes trayectorias posibles para los combustibles destinados a vehículos ligeros, desde fuentes de energía primaria (arriba) a vectores energéticos, hasta las opciones de tracción para el uso final de los vehículos (abajo) (recursos de energía renovable resaltados en verde). [véase la figura 8.13]

Notas: F-T= Proceso Fischer-Tropsch; por "productos petrolíferos no convencionales" se entiende arenas asfálticas, pizarra bituminosa, y otros crudos pesados.

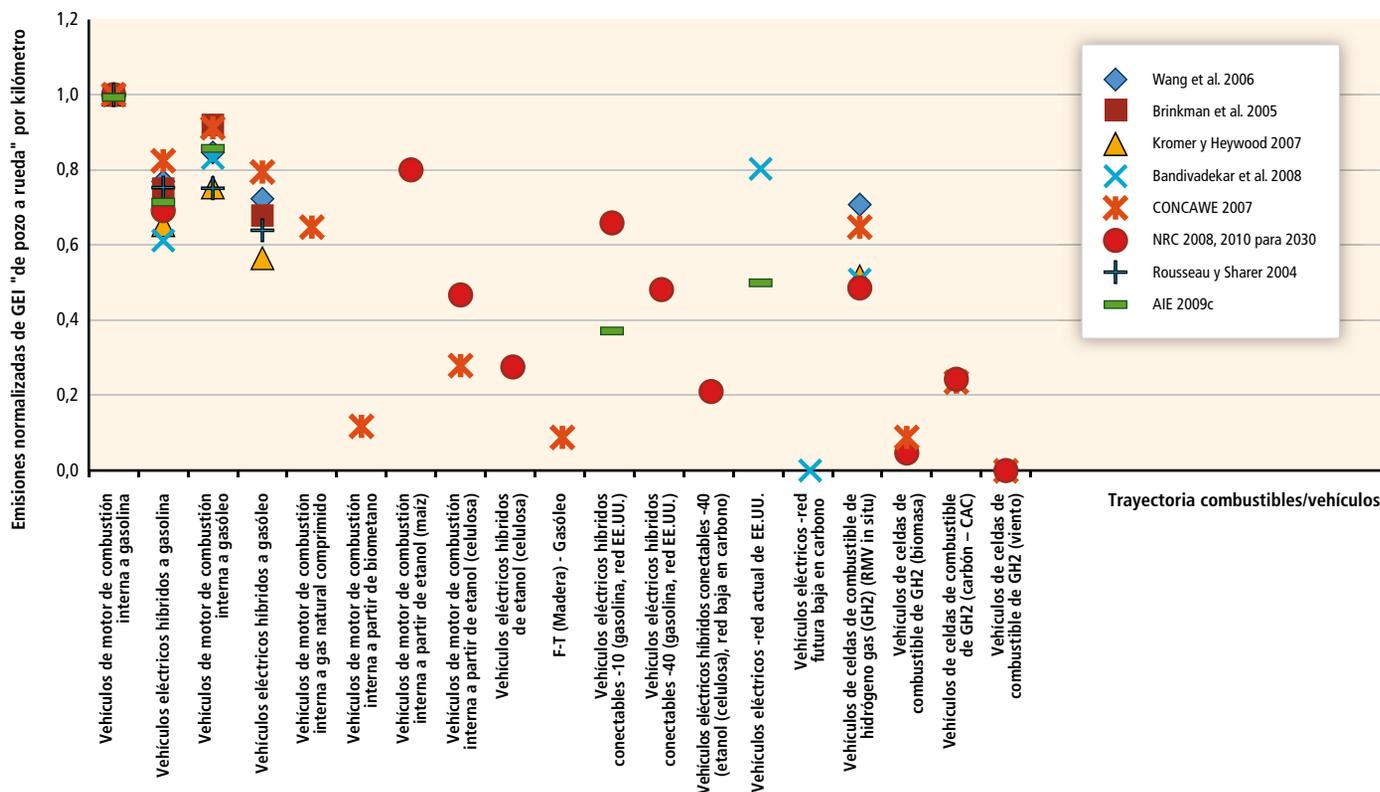


Figura RT.8.7 | Valores de reducción de las emisiones de GEI "de pozo a rueda" por kilómetro viajado; las horquillas de valores han sido tomadas de diversos estudios de trayectorias alternativas para vehículos con combustibles de bajo rendimiento, normalizados a los valores de emisión de GEI de un vehículo de bajo rendimiento de motor de combustión interna de gasolina. [véase la figura 8.17]

Notas: para facilitar la comparación entre los diferentes estudios, se normalizaron las emisiones de gases de efecto invernadero de pozo a rueda por kilómetro a partir de vehículos de motor de combustión interna, considerando que la "gasolina para vehículos de motor de combustión interna" equivale a 1, según cada estudio y clasificación de entre 170 g y 394 g CO₂/km. En cuanto a las trayectorias del hidrógeno, en todos los casos se almacena el gas a bordo del vehículo bajo forma de gas comprimido (GH2). GNC= gas natural comprimido.

combustibles del transporte por carretera. aunque existen problemas de sostenibilidad [2.5]. Se han probado muchos vehículos con celdas de combustible que funcionan con hidrógeno, pero es poco probable que se puedan comercializar hasta por lo menos entre 2015 y 2020, a causa de las dificultades que plantean la duración de las celdas de combustible, el costo, el almacenamiento de hidrógeno a bordo y la disponibilidad de infraestructuras. Es probable que el consumidor difícilmente acepte vehículos eléctricos y vehículos eléctricos híbridos a causa del costo y de la vida útil relativamente corta de las tecnologías de baterías actuales, del tiempo limitado entre las recargas y de la duración de las mismas. Recientemente, gracias al incentivo de iniciativas de políticas en todo el mundo, el diseño de vehículos eléctricos y de vehículos eléctricos híbridos está progresando rápidamente, y varias compañías han anunciado planes para su comercialización. Una estrategia podría consistir en introducir primero vehículos eléctricos híbridos mientras se sigue investigando y mejorando la tecnología de las baterías. En lo que se refiere a vehículos de hidrógeno y vehículos eléctricos es probable que la implantación de un sistema de transporte práctico tarde todavía varios decenios pues habría que establecer la infraestructura necesaria a gran escala.

Una ventaja de los *biocombustibles* es su relativa compatibilidad con las infraestructuras ya existentes para combustibles líquidos. Pueden mezclarse con productos petrolíferos y la mayoría de los vehículos con motor de combustión interna pueden funcionar con mezclas y algunos incluso con un 100% de biocombustibles. Son similares a la gasolina o al diésel en tér-

minos del rendimiento del vehículo¹⁴ y de los períodos entre las recargas, aunque algunos tienen límites en cuanto a las concentraciones dentro de las mezclas y, para su distribución, es necesario modificar los conductos de combustibles pues los existentes no se pueden utilizar con facilidad para ese fin. La sostenibilidad de los recursos disponibles de biomasa es un problema serio en el caso de algunos biocombustibles. [2.5, 8.2.4, 8.3.1.2]

El *hidrógeno* se puede extraer de numerosos nuevos recursos de energía para facilitar un transporte con emisiones cero o cercanas a cero. La tecnología mediante la cual se consigue hidrógeno a partir de la gasificación de biomasa está progresando y podría ser competitiva a partir de 2025. Más que la viabilidad técnica o la disponibilidad de recursos, el problema para obtener hidrógeno por electrólisis a partir de fuentes de energía renovables reside en el costo de la operación. Inicialmente, se podrían utilizar energías renovables y otras tecnologías bajas en carbono para generar electricidad, un avance que podría permitir coproducir un hidrógeno casi nulo en carbono con electricidad o calor en futuros complejos energéticos. El hidrógeno todavía no está distribuido a gran escala en comparación con la electricidad, el gas natural, la gasolina, el diésel o los biocombustibles pero puede que en un futuro se le conceda preferencia para los

¹⁴ En este caso, en el rendimiento no se tiene en cuenta el contenido de energía. Generalmente, el contenido de energía de los biocombustibles es más bajo que el del producto petrolífero equivalente.

Tabla RT.8.2 | Dificultades planteadas por la transición al uso de biocombustibles, hidrógeno y electricidad como combustibles para el transporte de vehículos ligeros. [Resumido del párrafo 8.3.1]

Nivel de la tecnología	Biocombustibles	Hidrógeno	Electricidad
Recursos primarios existentes y potenciales	Azúcar, almidones y, oleaginosos; cultivos celulósicos; residuos forestales, agrícolas y sólidos; algas y otros aceites biológicos.	Combustibles fósiles; energía nuclear; todas las energías renovables. La base de recursos de las energías renovables es amplia pero la ineficiencia y los costos que acarrea su conversión en gas hidrógeno pueden plantear problemas.	Combustibles fósiles; energía nuclear; todas las energías renovables. La base de recursos de energías renovables es amplia.
Producción de combustibles	Primera generación: etanol a partir del azúcar y de almidones, biometano, y biodiésel. Al menos después de 2015, segunda generación avanzada de biocombustibles, por ejemplo, de biomasa celulósica, desechos orgánicos, aceites biológicos, y algas.	Gas hidrógeno comercial de origen fósil para aplicaciones industriales a gran escala, que no es competitivo como combustible para el transporte. El gas hidrógeno renovable es generalmente más caro.	Electricidad comercial fácilmente accesible. Puede que la electricidad de energías renovables sea más cara pero se prefiere para el transporte a causa de sus bajas emisiones de GEI, sobre la base de su ciclo de vida.
Vehículos	Millones de vehículos con combustible flexible utilizan un alto porcentaje de etanol. Vehículos de motor de combustión interna limitados a bajas concentraciones de mezclas de etanol (<25%). Algunos tractores y maquinaria comercial agrícola pueden funcionar con 100% de biodiésel.	Los vehículos de celdas de combustible de hidrógeno son de demostración. Los vehículos comerciales no estarán disponibles hasta 2015-2020.	Los vehículos eléctricos híbridos con enchufe son de demostración. No estarán disponibles hasta 2012 -2015. Actualmente, el uso de vehículos eléctricos es limitado y estos no se comercializarán hasta 2015 -2020.
Costos ¹ comparados con los vehículos de motor de combustión interna de gasolina			
Incremento del precio del vehículo comparado con los futuros vehículos de motor de combustión interna de gasolina (USD ₂₀₀₅)	Precio similar.	Los vehículos de celdas de combustible de hidrógeno experimentarán (en 2035) un incremento en el precio superior a USD 5.300	Los vehículos eléctricos híbridos con enchufe experimentarán (en 2035) un incremento del precio superior a USD 5.900; en el caso de los vehículos eléctricos el incremento será superior a USD 14.000
Costo del combustible (USD ₂₀₀₅ /km)	El costo del combustible por kilómetro varía según el tipo de biocombustible y el grado de subvenciones agrícolas. El biocombustible puede resultar competitivo si el precio por unidad de energía equivale al de la gasolina o al diésel por unidad de energía. En Brasil, el etanol es competitivo sin subvención.	Un objetivo optimista puede ser el costo del combustible de USD 3 a USD 4 por kilo de hidrógeno avanzado. Cuando se usa en vehículos de celdas de combustible de hidrógeno, compete con la gasolina en el orden de USD 0,40 a USD 0,53 por litro. Se supone que los vehículos de celdas de combustible de hidrógeno economizan el doble del combustible que los vehículos de motor de combustión interna de gasolina. El gas hidrógeno derivado de energías renovables es entre 1,5 y 3 veces más caro que el que proviene de otras fuentes.	El costo de la electricidad por kilómetro, cuando ésta se compra a entre USD 0,10 y USD 0,30 por kWh, compete con la gasolina a un precio de entre USD 0,3 y USD 0,9 por litro (siempre y cuando el vehículo eléctrico pueda ahorrar combustible tres veces más que un vehículo de motor de combustión interna de gasolina).
Compatibilidad con las infraestructuras existentes	Parcialmente compatible con el sistema de distribución de petróleo actual. Por lo que respecta al etanol, probablemente se necesitará una infraestructura de distribución y almacenamiento por separado.	Se necesitan nuevas infraestructuras para el gas hidrógeno y nuevas fuentes de producción de gas hidrógeno renovable. La creación de infraestructuras debe ir a la par del crecimiento del mercado automotriz.	Existe una extensa infraestructura eléctrica. Se tienen que añadir los costos de los puntos de recarga públicos e internos y fuentes de generación de energía renovable, además de mejorar la transmisión y distribución (en particular para los cargadores rápidos).
Aceptación del consumidor	Depende de los costos comparativos del combustible. Los vehículos que funcionan con alcohol pueden tener menor aceptación que los de gasolina. Posibles repercusiones de los costos en los cultivos alimentarios. Entre los factores posibles figuran los problemas relacionados con el uso de la tierra y del agua.	Depende de los costos comparativos de los vehículos y del combustible. De la percepción pública respecto de la seguridad. Hay escasez de estaciones públicas de recarga en los mercados iniciales	Alto costo inicial del vehículo. Alto costo de electricidad al recargar en horas pico. Escasa variedad a no ser que sean vehículos eléctricos híbridos con enchufe. Tiempo de recarga largo aunque es posible recargar a domicilio. El rendimiento disminuye considerablemente durante los inviernos de frío extremo o los veranos muy calientes. Hay escasez de estaciones públicas de recarga en los mercados iniciales
Grado de emisiones de GEI	Depende del insumo, de la trayectoria y de los problemas relacionados con el uso de la tierra ² . Bajo para los combustibles provenientes de residuos de biomasa, en particular el azúcar de caña. A corto plazo, puede ser elevado para el etanol a partir del maíz. Probablemente será menor con los biocombustibles avanzados de segunda generación.	Depende de la mezcla de producción de gas hidrógeno. Comparado con los futuros vehículos híbridos de motor de combustión interna de gasolina, las emisiones de GEI de pozo a rueda de los vehículos de celdas de combustión de hidrógeno que utilicen gas hidrógeno a partir del gas natural pueden ser ligeramente superiores o inferiores según las consideraciones. En el caso de las energías renovables o de la producción nuclear estas emisiones pueden aproximarse a cero.	Depende de la mezcla de redes. En el caso de utilizar mezcla de redes que utilizan predominantemente el carbón, los vehículos eléctricos y los vehículos eléctricos híbridos con enchufe pueden producir emisiones de GEI de pozo a rueda similares o superiores a los vehículos eléctricos híbridos de gasolina. En el caso de una mayor proporción de energía renovable y de electricidad baja en carbono, las emisiones de pozo a rueda serán más bajas.
Consumo de petróleo	Bajo para las mezclas	Muy bajo	Muy bajo
Cuestiones medioambientales y de sostenibilidad			
Grado de contaminación atmosférica	Similar al de la gasolina. Problemas adicionales en el caso del etanol debido a filtraciones de compuestos orgánicos volátiles a través de los cierres de los contenedores de combustible. Emisiones de aldehído.	Vehículo con emisiones cero.	Vehículo con emisiones cero.
Uso del agua	Más que la gasolina pues depende de las necesidades de riego de la materia prima y de los cultivos.	Puede ser bajo pero está sujeto al modo de producción, ya que la reformación por electrólisis y vapor depende del agua.	Puede ser muy bajo pero depende de la trayectoria utilizada para la generación de electricidad.
Uso de la tierra	Probable competencia entre los cultivos y la producción de alimentos y fibras.	Depende de la trayectoria.	Depende de la trayectoria.
Uso de materiales		Platino en las celdas de combustible. Neodimio y otros minerales raros en motores eléctricos. Reciclado de material.	Litio en las baterías. Neodimio y otros minerales raros en motores eléctricos. Reciclado de material.

Notas: 1. Los costos estimados no siempre abarcan la compensación de los costos adicionales del primer vehículo. 2. No se incluye el uso indirecto de la tierra relacionado con las emisiones de GEI causadas por biocombustibles.

grandes vehículos pesados con largo alcance, que además necesitan períodos de recarga relativamente rápidos. Para ofrecer hidrógeno a un mayor número de vehículos se tendría que construir una nueva infraestructura de recarga, lo que podría llevar varios decenios. En numerosos países ya se han dado los primeros pasos en cuanto al suministro de hidrógeno destinado al ensayo de flotas y a la demostración de tecnologías de recarga en miniredes. [2.6.3.2, 8.3.1, 8.3.1.2]

A fin de que, en futuros mercados, se pueda alimentar con electricidad a un gran número de vehículos eléctricos y vehículos eléctricos híbridos con enchufe a partir de energías renovables será necesario aportar varias innovaciones, como mejoras en las baterías y la disponibilidad del suministro eléctrico a bajo costo destinados a la recarga cuando sea necesario. En caso de utilizar recargas en tarifa nocturna o en horario valle, es probable que sea menos necesario aumentar la capacidad y, en algunos lugares, se podría lograr una buena combinación temporal con recursos eólicos o hidroeléctricos. Es probable que también se tenga que disponer de fuentes de energía renovables para dar flexibilidad a la red y/o almacenar energía, logrando así un equilibrio con la demanda de electricidad para la recarga de vehículos. [8.2.1]

Además de los vehículos ligeros, es posible introducir opciones de la energía renovable y emisiones de gases de efecto invernadero más bajas en otros sectores del transporte, a saber, los vehículos pesados, la aviación, la navegación y el transporte ferroviario. La utilización de biocombustibles es la clave para incrementar el índice de penetración de la energía renovable en estos subsectores pero, probablemente, se deberán modificar los modelos actuales de motores de combustión interna para que puedan funcionar con mezclas más ricas en biocombustibles (superiores al 80%). Es probable que la aviación sea el subsector con menos posibilidades para cambiar de combustible, ya que debe tener en cuenta las necesidades relativas a la seguridad y minimizar el peso del combustible y el volumen. No obstante, muchos operadores de aerolíneas y constructores de aeronaves han realizado vuelos de prueba, utilizando diversas mezclas de biocombustibles, aunque estos precisen de un procesamiento más complejo que los combustibles para el transporte en carretera, con el fin de poder garantizar el cumplimiento de las especificaciones restrictivas para el combustible del sector aeronáutico, particularmente en condiciones de temperaturas frías. En cuanto al transporte ferroviario, dado que el 90% del sector se alimenta con diésel, las dos principales opciones para la introducción de energías renovables serían una mayor electrificación y un aumento del uso del biodiésel. [8.3.1.5]

Habida cuenta de todas estas incertidumbres y de los problemas asociados a la reducción de costos es importante mantener una cartera de opciones que abarque un largo período de tiempo y que tenga en cuenta cambios de comportamiento (por ejemplo, la reducción de kilómetros recorridos anualmente por vehículos o por aviones), vehículos energéticamente más eficientes, y una variedad de combustibles bajos en carbono. [8.3.1.5]

8.7.2 El sector de la construcción y la vivienda

Tanto en los países desarrollados como en desarrollo, el sector de la construcción proporciona abrigo y presta diversos servicios energéticos en apoyo a los medios de vida y el bienestar de la población. En 2008, el consumo de este sector representó aproximadamente 120 EJ (un 37%) del uso final total de la energía a escala mundial (entre ellos, entre 30 EJ y 45 EJ de energía primaria a partir de biomasa tradicional para la cocina y la calefacción). Por lo general, los combustibles de origen fósil (calderas de gasóleo, calentadores de gas) y la electricidad (ventiladores y aire acondicionado) cubren un porcentaje elevado de la demanda total de energía en este sector. En muchas regiones, estos se pueden reemplazar a costos más económicos mediante redes urbanas de calefacción y refrigeración centrales o aplicando directamente en los edificios modernos sistemas de energías

renovables, como las instalaciones que funcionan con gránulos de biomasa y las calderas estancas, las bombas de calor (en particular con fuente geotérmica), la calefacción y los calentadores de agua alimentados por energía solar térmica, y los sistemas de refrigeración por absorción solar. [2.2, 8.2.2, 8.3.2]

Las tecnologías de generación de electricidad con energías renovables integradas en las construcciones (como los paneles solares fotovoltaicos) brindan a los edificios la posibilidad de convertirse en proveedores de energía más que en consumidores de la misma. La integración de energías renovables en los entornos urbanos existentes, combinada con aplicaciones para una energía eficaz y diseños arquitectónicos "verdes", es fundamental para seguir adelante con la implantación. Tanto para los subsectores de la vivienda como para los edificios comerciales, los vectores energéticos y los sistemas de suministro de servicios energéticos varían según las características locales y las fuentes de energía renovables de una región, su riqueza, y la edad promedio de los edificios y la infraestructura actuales que afectan a la rotación de las existencias. [8.3.2]

Las características y condiciones de la demanda de energía en edificios antiguos o nuevos y las perspectivas de integración de la energía renovable difieren según su ubicación y diseño. En los países desarrollados, la mayoría de las construcciones tienen servicios de electricidad, agua y alcantarillado, tanto en el entorno rural como en los asentamientos urbanos. En estos países, el índice de renovación del parque inmobiliario es bajo (aproximadamente el 1% anual) y, por lo tanto, la futura adaptación de los edificios existentes desempeñará un importante papel en la integración de energías renovables y en las mejoras destinadas a lograr una mayor eficiencia energética. A título de ejemplo se puede mencionar la instalación de calentadores de agua solar y las bombas de calor geotérmicas, así como la construcción o ampliación de redes de calefacción y refrigeración de barrios o ciudades que, gracias a su flexibilidad en cuanto a fuentes de calor o de frío, permitirán a largo plazo una transición a un mayor porcentaje de energías renovables. Todo ello puede acarrear costos de inversión inicial relativamente altos así como largos períodos de recuperación, pero estos pueden probablemente atenuarse mediante modificaciones en los permisos de planificación y en los reglamentos, para dar cabida a mejoras en la eficiencia energética y ofrecer incentivos económicos y acuerdos financieros. [8.2.2, 8.3.2.1]

La mayoría de las zonas urbanas de los países en desarrollo dispone de una red de suministro de electricidad aunque a menudo el sistema tiene una capacidad limitada y no es fiable. Una mayor integración de las tecnologías de la energía renovable, mediante las fuentes locales de energía renovables, puede garantizar una mayor seguridad y un mejor acceso al suministro de energía. En los asentamientos urbanos y rurales de los países en desarrollo, los modelos de consumo de energía a menudo presentan un uso insostenible de biomasa y carbón. El reto consiste en invertir el crecimiento de los modelos tradicionales de consumo de biomasa, facilitando un mayor acceso a los vectores y servicios energéticos modernos e incrementando el índice de penetración de energías renovables mediante medidas de integración. Por muy escasas que sean, la energía solar y otras fuentes de energía renovables tienen una distribución natural que facilita su integración en las construcciones nuevas y en las existentes, incluso las viviendas de las zonas rurales que no están conectadas a las redes de suministro eléctrico. [8.2.2.2, 8.2.5]

8.7.3 La industria

La industria manufacturera representa un 30% del consumo final de la energía a escala mundial aunque el porcentaje difiere considerablemente según los países. El sector ofrece una gran diversidad, pero aproximadamente el 85% de la energía utilizada en el mismo corresponde al consumo intensivo de industrias "pesadas", entre otras, las del hierro y el acero, de metales no ferrosos, de productos químicos y fertilizantes, de pulpa y papel así como refinerías de petróleo y minería. [8.3.3.1]

A largo plazo, el incremento del uso directo e indirecto de energías renovables en la industria no presenta serias limitaciones técnicas. Sin embargo, la integración a corto plazo puede verse condicionada por factores tales como las restricciones de tierra y espacio o la necesidad de un funcionamiento altamente fiable y constante. Además de lograr mayores índices de penetración de energías renovables, existen otras medidas críticas para reducir la demanda de energía para la industria y/o las emisiones de gases de efecto invernadero, a saber, la eficiencia energética; el reciclado de materiales; la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono emitido por industrias como las fábricas de cemento, y la sustitución de los combustibles de origen fósil. Asimismo, la industria puede ofrecer instalaciones de oferta y demanda para facilitar en el futuro una presencia más importante de sistemas eléctricos con un mayor índice de penetración de fuentes variables de energía renovables. [8.3.3.1]

Entre las principales oportunidades para integrar las energías renovables en la industria figuran:

- la utilización directa de combustibles provenientes de biomasa, el procesamiento de residuos para la producción in situ, y el empleo de biocombustibles, calor, y cogeneración de calor y electricidad; [2.4.3]
- la utilización indirecta, con un uso más intensivo de la electricidad obtenida de energías renovables, por ejemplo, mediante procedimientos electrotérmicos; [8.3.3]
- la utilización indirecta a través de otros vectores energéticos de la energía renovable, como el calor, los combustibles líquidos, el biogás y, probablemente en mayor grado en el futuro, el hidrógeno; [8.2.2–8.2.4]
- la utilización directa de energía solar térmica para satisfacer la demanda de calor y vapor, aunque actualmente existan pocos ejemplos, [3.3.2]
- la utilización directa de recursos geotérmicos para responder a la demanda de calor y vapor. [4.3.5]

La industria no solo es un usuario potencial de energías renovables sino que puede llegar a ser proveedor de bioenergía obtenida como producto subsidiario. En el uso directo actual de la energía renovable en la industria predomina la biomasa producida en la industria de la pulpa y el papel, y el azúcar y el etanol, como subproductos del procesamiento empleados en la generación mixta de calor y electricidad. Tales energías están principalmente destinadas a un consumo interno durante el proceso de producción, pero a veces también se venden al exterior. Asimismo, para muchas pequeñas y medianas empresas, como las fábricas de ladrillos, la biomasa es un importante combustible, y se usa además como carbón en los países en desarrollo. [8.3.3.1]

Las posibles trayectorias para una mayor utilización de energías renovables en las industrias que consumen gran cantidad de energía varían según los diferentes subsectores industriales. Por ejemplo, desde un punto de vista técnico, los combustibles fósiles se podrían sustituir con biomasa en calderas, hornos y calefactores, o los productos petroquímicos se podrían reemplazar con materias primas y productos químicos de origen biológico. Sin embargo, la dificultad para conseguir un volumen de biomasa suficiente que permita ajustarse a la escala de muchas operaciones industriales podría ser un factor limitante. En algunos lugares, la baja insolación anual puede restringir la utilización de tecnologías solares. El suministro directo de energía hidroeléctrica a las fundiciones de aluminio no es habitual; sin embargo, en el caso de muchos procesos que consumen gran cantidad de energía, la opción principal consistiría en una integración indirecta de energías renovables, reemplazando las fuentes actuales con energías renovables a través de la red o, en el futuro, con hidrógeno. Los procesos electrotérmicos ofrecen una gran diversidad de opciones para producir electricidad baja en carbono y versatilidad de utilización, por lo que podrían cobrar importancia en el futuro y sustituir a los combustibles fósiles en una serie de actividades industriales. [8.3.3.2]

Aunque numerosas, las industrias "ligeras" que consumen menos energía, entre ellas, las plantas de procesamiento de alimentos, la industria textil, las fábricas de electrodomésticos y aparatos electrónicos, las plantas de ensamblaje de vehículos, y los aserraderos representan un porcentaje del uso total de energía inferior al de las industrias pesadas. En su mayor parte, la demanda de energía de esas industrias "ligeras" está destinada a la iluminación, calefacción, refrigeración, ventilación y equipo de oficina de los edificios comerciales. En general, al tratarse de la integración de energías renovables, estas industrias ligeras son más flexibles y ofrecen una mayor facilidad y mejores oportunidades que las industrias pesadas. [8.3.3.3]

La introducción de energías renovables para producir calor es viable a temperaturas inferiores a 400 °C, utilizando la combustión de biomasa (incluido el carbón), así como la energía solar térmica o la energía geotérmica directa. En caso de tener que satisfacer una demanda de calor superior a los 400 °C, los recursos de energías renovables son menos adecuados, a excepción de las altas temperaturas solares (véase la figura RT.8.8). [8.3.3.3]

Debido a la complejidad y diversidad del sector y a la variedad de condiciones geográficas y climáticas locales, es difícil conocer exactamente cuáles son las posibilidades y los costos de incrementar la utilización de energías renovables en la industria. Una mayor utilización de residuos, la cogeneración de calor y electricidad en las industrias que usan biomasa, y la sustitución de combustibles fósiles utilizados para la calefacción podrían ser métodos que permitirían conseguir mayores índices de penetración de energías renovables a corto plazo. Las tecnologías de energía solar térmica son prometedoras y se está estudiando cómo mejorar los colectores, el almacenamiento térmico, los

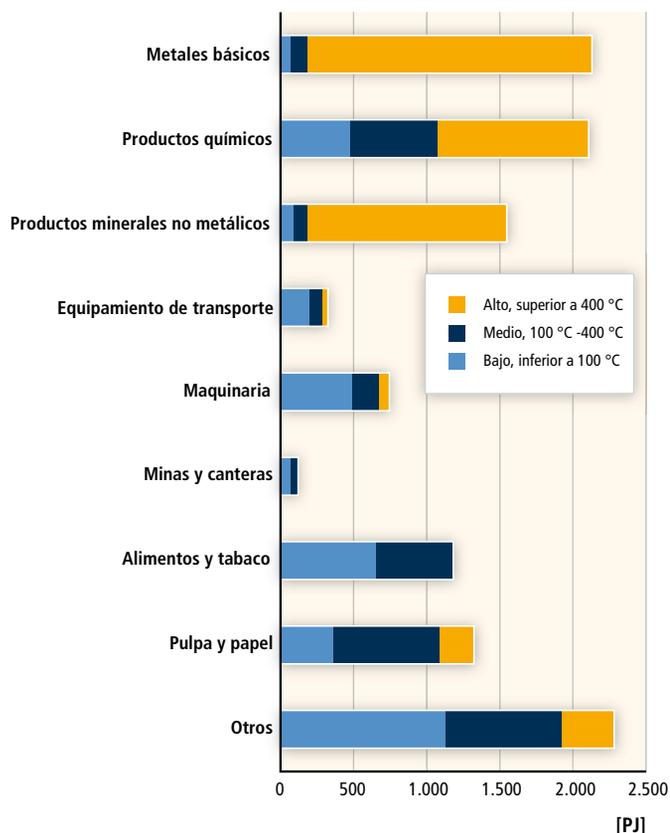


Figura RT.8.8 | Demanda de calor industrial para diversos grados de temperatura por parte de los subsectores de industrias pesadas y ligeras, según una evaluación realizada en 32 países europeos. [véase la figura 8.23]

sistemas de apoyo, la adaptación de los procedimientos y la integración. La incorporación de energías renovables mediante electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables para las tecnologías eléctricas puede aportar resultados muy interesantes, tanto a corto como a largo plazo. [8.3.3.2, 8.3.3.3]

En el pasado, el empleo de energías renovables en la industria de muchas regiones ha planteado dificultades en términos de la competencia, debido a los precios relativamente bajos de los combustibles fósiles y a que los impuestos a la energía y el carbón eran moderados o inexistentes. En diferentes países, las políticas de apoyo a las energías renovables tienden a centrarse en los sectores del transporte y la construcción, más que en el de la industria y, por consiguiente, resulta difícil determinar las posibilidades de integrar la energía renovable en este sector. En los casos en que se han aplicado políticas de apoyo se ha conseguido una implantación de energías renovables satisfactoria. [8.3.3.3]

8.7.4 Agricultura, silvicultura y pesca

El sector agrícola es un consumidor de energía relativamente pequeño pues utiliza solo un 3% del total de la energía consumida a escala mundial. El sector abarca importantes explotaciones agrícolas y forestales pertenecientes a grandes empresas, así como pequeños agricultores y pescadores en los países en desarrollo. En este sector, también se incluye el considerable uso indirecto de energía para la producción de fertilizantes y de maquinaria. Generalmente, el bombeo de agua para el riego representa una de las demandas más altas de energía en el sector agrícola, además del diésel utilizado para la maquinaria y la electricidad para la producción lechera, la refrigeración y el equipamiento. [8.3.4.1]

En muchas regiones, las tierras de cultivo se pueden utilizar al mismo tiempo para la producción de la energía renovable. El uso múltiple de la tierra a los fines agrícolas y energéticos está siendo cada vez más común, como las turbinas eólicas construidas sobre los pastizales; las plantas de biogás utilizadas para tratar el estiércol animal con los nutrientes reciclados de la tierra; las vías de agua utilizadas para pequeños y micro sistemas hidroeléctricos; los residuos de los cultivos que se recogen y queman para obtener calor y electricidad, y las plantaciones cultivadas y gestionadas específicamente para proporcionar reservas de biomasa destinada a la producción de biocombustibles líquidos, calor y electricidad (con productos combinados que se pueden usar para alimentos y fibras). [2.6, 8.3.4.2, 8.3.4.3]

Dado que en las zonas rurales abundan los recursos de la energía renovable, como las energías eólica y solar, los residuos de cosechas y los residuos animales, su captura e integración permiten al agricultor o al encargado de la explotación utilizarlos en las operaciones agrícolas locales. Además, la comercialización exterior de vectores energéticos, como la electricidad o el biogás provenientes de energías renovables, pueden aportar ingresos adicionales. [8.3.4]

A pesar de los obstáculos para lograr una mayor implantación de tecnologías de energía renovable, entre otros, los elevados costos de capital, la falta de financiación disponible y la distancia geográfica de la demanda, es probable que en el futuro el sector agrícola mundial aumente la utilización de la energía renovable para responder a la demanda de la producción primaria y de las operaciones poscosecha, tanto a pequeña como a gran escala. [8.3.4.1–8.3.4.2]

Las estrategias de integración que permitirían incrementar la implantación de la energía renovable en el sector primario dependerán, en parte, de los recursos de energía renovable locales y regionales, de los modelos de demanda energética de las explotaciones agrícolas, de las oportunidades de financiación de los proyectos y de los mercados energéticos existentes. [8.3.4.3]

9. La energía renovable en el contexto del desarrollo sostenible

9.1 Introducción

El desarrollo sostenible se ocupa de todo lo que interesa a la relación que existe entre la sociedad humana y la naturaleza. Tradicionalmente, el desarrollo sostenible se ha enmarcado en un modelo de tres pilares, a saber, la economía, la ecología y la sociedad, que ha dado lugar a una clasificación esquemática de los objetivos de desarrollo en que los tres pilares dependen unos de otros y se refuerzan mutuamente. Dentro de otro marco conceptual, el desarrollo sostenible se mantiene en una línea continua entre los dos paradigmas de la sostenibilidad: la sostenibilidad débil y la sostenibilidad fuerte. Ambos paradigmas difieren en cuanto a la forma de concebir la posibilidad de sustituir el capital natural y el capital humano. Las energías renovables pueden contribuir a los objetivos de desarrollo del modelo de los tres pilares y también integrarse en los dos paradigmas de sostenibilidad, el débil y el fuerte, pues la utilización de la energía renovable se define como la conservación de un capital natural, siempre y cuando el empleo del recurso no disminuye el potencial de un aprovechamiento futuro. [9.1]

9.2 Interacción entre el desarrollo sostenible y la energía renovable

La relación que existe entre la energía renovable y el desarrollo sostenible puede entenderse como una jerarquía de objetivos y limitaciones que se han de tener en cuenta tanto a escala mundial como regional o local. Aunque la aportación exacta de la energía renovable al desarrollo sostenible se tiene que evaluar en el contexto de cada país, las energías renovables ofrecen la oportunidad de contribuir a varios objetivos de desarrollo sostenible importantes, a saber: 1) el desarrollo social y económico; 2) el acceso a la energía; 3) la seguridad energética, y 4) la mitigación del cambio climático y la reducción de sus efectos sobre el medio ambiente y la salud. La mitigación de un cambio climático antropogénico peligroso es considerada un importante elemento impulsor del uso cada vez mayor de la energía renovable en todo el mundo. [9.2, 9.2.1]

Estos objetivos pueden aplicarse a los dos modelos de desarrollo sostenible: el de los tres pilares y el de los paradigmas de sostenibilidad débil y fuerte. Ambos conceptos facilitan a los responsables de políticas un marco útil para evaluar la contribución de las energías renovables al desarrollo sostenible y para formular medidas económicas, sociales y medioambientales adecuadas. [9.2.1]

La aplicación de indicadores puede ser de utilidad a los países para vigilar que los progresos realizados en los subsistemas energéticos estén en consonancia con los principios de sostenibilidad, aunque estos indicadores de desarrollo sostenible se pueden clasificar de formas muy diversas. En las evaluaciones realizadas para el informe y el capítulo 9 se han utilizado diversas herramientas metodológicas, entre las cuales figuran los índices ascendentes derivados del análisis del ciclo de vida o los datos estadísticos sobre la energía, conceptos dinámicos de modelos integrados y análisis cualitativos. [9.2.2]

Con objeto de evaluar la contribución de la energía renovable al desarrollo social y económico se analizan los índices convencionales del crecimiento económico (producto interior bruto [PIB]) así como el Índice de desarrollo humano (IDH) de más amplio espectro. Se han examinado las posibles oportunidades de empleo que, en algunos países, son una motivación para apoyar la implantación de energías renovables, así como las interrogantes cruciales relativas a la financiación de los países en desarrollo. [9.2.2]

El acceso a servicios energéticos modernos, ya sea que provengan de fuentes renovables o no renovables, está estrechamente correlacionado con las medidas de desarrollo, en particular en los países que se encuentran en las primeras etapas de desarrollo. A fin de lograr cualquiera de los ocho Objetivos de desarrollo del Milenio es fundamental facilitar a los miembros más pobres de la sociedad el acceso a sistemas de energía actualizados. Entre los indicadores concretos que se aplican figuran el consumo final de energía per cápita en relación con el ingreso, así como un desglose del acceso a la electricidad (dividido en zonas rurales y urbanas), y cifras sobre aquellos sectores de la población que utilizan carbón o biomasa tradicional para cocinar. [9.2.2]

A pesar de que no existe una definición comúnmente aceptada, se puede entender el término "seguridad energética" como la solidez probada frente a las interrupciones (repentinas) del suministro de energía. Existen dos cuestiones importantes relacionadas con la seguridad energética, ya sea en relación con los sistemas actuales o en lo referente a la planificación de futuros sistemas de energía renovable: la disponibilidad y distribución de los recursos, y la variabilidad y fiabilidad del suministro de energía. Los indicadores utilizados para proporcionar información sobre el criterio de seguridad energética en el marco del desarrollo sostenible son la magnitud de las reservas, la relación que existe entre las reservas y la producción, el porcentaje de importación en el consumo total de energía primaria, el porcentaje de importación de la energía como parte del total de las importaciones, así como la proporción de fuentes variables e imprevisibles de la energía renovable. [9.2.2]

Para evaluar la carga general del sistema energético sobre el medio ambiente y para determinar posibles formas de equilibrio, hay que tener en cuenta varios efectos y categorías. Entre ellos cabe citar las emisiones masivas en la atmósfera (especialmente, los gases de efecto invernadero (GEI)) y en el agua, y la utilización de agua, energía y tierra por unidad de energía generada. Todas ellas deben evaluarse en cada una de las diferentes tecnologías. Tras reconocer que los análisis del ciclo de vida no ofrecen la única respuesta posible en cuanto a la sostenibilidad de una tecnología en concreto, no dejan de ser particularmente útiles para determinar los efectos de una tecnología dada sobre el sistema en general, que puede servir de base para efectuar comparaciones. [9.2.2]

Los análisis de escenarios permiten comprender el grado en que los modelos integrados tienen en cuenta los cuatro objetivos del desarrollo sostenible de las diferentes trayectorias de implantación de la energía renovable. Estas trayectorias se entienden fundamentalmente como los resultados de escenarios que permiten abordar las complejas interrelaciones que existen entre las diferentes tecnologías energéticas a escala mundial. Por consiguiente, en el capítulo 9 se hace mención principalmente de los escenarios mundiales obtenidos a partir de modelos integrados, que también son el tema central de los análisis que figuran en el capítulo 10. [9.2.2]

9.3 Efectos sociales, medioambientales y económicos: una evaluación a escala mundial y regional

Los países, independientemente de su nivel de desarrollo, tienen distintos incentivos para realizar progresos en materia de energía renovable. En los países en desarrollo, las razones más probables para adoptar tecnologías de energía renovable consisten en facilitar el acceso a la energía, crear oportunidades de empleo en la economía formal (es decir, con normas e impuestos), y reducir los costos de la importación de energía (o, en el caso de los exportadores de energía de origen fósil, prolongar el período de vida de sus reservas naturales de recursos). En lo que se refiere a los países industrializados, entre

las razones principales para fomentar el uso de las energías renovables figuran la reducción de emisiones de carbono destinada a mitigar el cambio climático, mejoras en la seguridad energética, y un fomento activo destinado a un cambio estructural en la economía, por ejemplo, al compensar las pérdidas de empleo en los sectores industriales en decadencia con nuevas oportunidades de empleo relacionadas con la energía renovable. [9.3]

9.3.1 Desarrollo social y económico

En general, existe una correlación positiva entre los ingresos per cápita y el consumo de energía per cápita. Por otra parte, el crecimiento económico puede ser considerado el factor subyacente más importante en relación con el aumento del consumo de energía de los últimos decenios. Sin embargo, no existe un acuerdo sobre la dirección de la relación causal que existe entre el uso de la energía y el incremento de la producción a escala macroeconómica. [9.3.1.1]

A medida que se expande y diversifica la actividad económica surge una demanda por fuentes de energía más complejas y flexibles: desde un punto de vista sectorial, los países que se encuentran en una etapa temprana de desarrollo son responsables del consumo de la mayor parte de la energía primaria total en el sector residencial (y, en menor medida, el agrícola); en los países con economías emergentes prevalece el sector industrial, mientras que en los países totalmente industrializados, los servicios y el transporte representan un porcentaje en constante crecimiento (véase la figura RT.9.1). [9.3.1.1]

A pesar de la estrecha correlación que existe entre el PIB y el consumo energético, existe una gran diversidad de pautas del consumo de energía en todos los países: algunos han logrado altos niveles de ingreso per cápita con un consumo energético relativamente bajo. Otros siguen siendo bastante pobres a pesar de los elevados niveles del consumo de energía, en particular los países dotados con abundantes recursos de combustibles de origen fósil, en donde la energía está a menudo altamente subsidiada. Existe una hipótesis según la cual podrían disociarse el crecimiento económico y el consumo de energía mediante una disminución constante de la intensidad energética. Es más, a menudo se afirma que las economías en desarrollo y las economías en transición podrían dar un "salto tecnológico" al limitar su consumo de energía, adoptando tecnologías energéticas modernas y de gran eficiencia. [9.3.1.1, recuadro 9.5]

El acceso a una energía limpia y fiable es un requisito previo importante de algunos factores determinantes fundamentales del desarrollo humano, como son la salud, la educación, la igualdad de género y la seguridad del medio ambiente. Si se utiliza el IDH como indicador indirecto del desarrollo, los países que han logrado un IDH elevado consumen, en general, cantidades relativamente considerables de energía per cápita y ningún país ha alcanzado un IDH alto o incluso medio sin tener un acceso importante al suministro de energía no tradicional. Es necesaria una cantidad mínima de energía para garantizar un nivel de vida aceptable (por ejemplo, 42 GJ per cápita), a partir de la cual el aumento del consumo de energía aporta únicamente leves mejoras a la calidad de vida. [9.3.1.2]

Los cálculos relativos a los efectos actuales netos de la energía renovable sobre el empleo son variables, debido al desacuerdo general que existe en torno a la aplicación de una metodología apropiada. Sin embargo, parece existir un acuerdo sobre los efectos positivos a largo plazo de la energía renovable como importante contribución a la creación de empleo, lo cual se ha resaltado en muchas estrategias nacionales de crecimiento ecológico. [9.3.1.3]

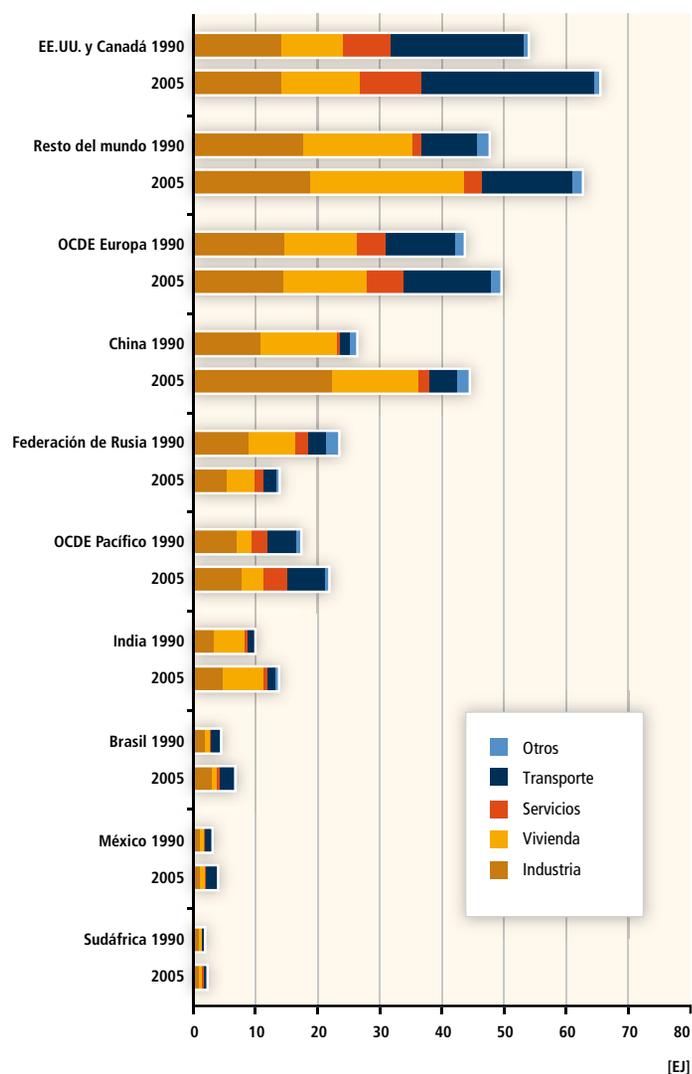


Figura RT.9.1 | Consumo de energía (EJ) por sector económico. Cabe señalar que los datos se han calculado utilizando el método de contenido físico de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y no el método directo equivalente.¹

Nota: Resto del mundo. [véase la figura 9.2] 1. Solo se ha podido acceder a los datos históricos en materia de energía en lo que respecta al consumo de energía por sector económico. Para una conversión de los datos mediante el método directo equivalente deberían conocerse los diferentes vectores energéticos utilizados por cada sector económico.

En general, los costos puramente económicos de la energía renovable superan, en la mayoría de los casos, los de la producción de energía a partir de combustibles fósiles. En particular, en los países en desarrollo, los costos conexos son un importante factor que determina la conveniencia de utilizar energías renovables para satisfacer una mayor demanda energética, y se ha manifestado ya la inquietud de que el incremento de los precios de la energía podría afectar a las perspectivas de desarrollo de los países de reciente industrialización. En general, las consideraciones en materia de costos no pueden examinarse independientemente del sistema de distribución de costos que se haya adoptado, es decir, sin que se especifique quién asumirá los costos de los beneficios que se obtendrán gracias a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que podrían considerarse como un bien público mundial. [9.3.1.4]

9.3.2 Acceso a la energía

En la actualidad, un importante porcentaje de la población mundial no tiene acceso a servicios energéticos limpios y modernos o bien tiene un acceso limitado. Desde la perspectiva de un desarrollo sostenible, una expansión sostenible de la energía consistiría en poner estos servicios energéticos al alcance de grupos que actualmente no disponen de ellos o tienen un acceso limitado, es decir, los pobres (de acuerdo con los índices de riqueza, ingresos u otros más relacionados con la integración), los de las zonas rurales y los que no están conectados a una red. [9.3.2]

Habida cuenta de las limitaciones actuales en relación con la disponibilidad y calidad de los datos, con base en los cálculos de 2009, aproximadamente 1.400 millones de personas no tienen acceso a la electricidad. En los países en desarrollo, 2.700 millones de personas utilizan biomasa tradicional para cocinar, lo cual provoca daños nocivos para la salud (en particular, la contaminación del aire al interior de las viviendas) y demás cargas sociales (por ejemplo, el tiempo invertido en buscar combustible). Dada la fuerte correlación que existe entre los ingresos por hogar y la utilización de combustibles de baja calidad (véase la figura RT.9.2), una de las dificultades principales consiste en revertir las pautas del consumo ineficiente de biomasa, sustituyendo el uso actual, a menudo insostenible, por alternativas más sostenibles y eficientes. [9.3.2]

Al definir el acceso a la energía como el "acceso a servicios energéticos limpios, fiables y asequibles para la cocina y la calefacción, el alumbrado, la comunicación y los usos de producción" se ilustran los procedimientos y las etapas que permiten avanzar hacia mejores servicios energéticos; incluso al nivel más básico, disponer de servicios energéticos modernos puede aportar beneficios considerables a una comunidad o a un hogar. [9.3.2]

En los países en desarrollo, se han ido extendiendo redes descentralizadas basadas en energías renovables, mejorando así el acceso a la energía. Generalmente, suelen ser más competitivas en las zonas rurales que se hallan a grandes distancias de la red nacional, y la escasez de electrificación rural ofrece oportunidades notables para los sistemas de miniredes alimentados con energías renovables. Asimismo, las tecnologías de energía renovable no eléctrica permiten modernizar directamente los servicios energéticos, por ejemplo, mediante la energía solar para calentar el agua y secar las cosechas, los biocombustibles para el transporte, el biogás y la biomasa moderna para la calefacción, refrigeración, cocina y alumbrado, y la energía eólica para el bombeo de agua. Aunque no se conoce bien la función específica de las energías renovables en facilitar el acceso de forma más sostenible que otras fuentes de energía, algunas de estas tecnologías permiten a las comunidades locales ampliar su abanico de opciones energéticas, estimulan a las economías, ofrecen incentivos para las actividades empresariales locales, y satisfacen las necesidades y los servicios básicos relacionados con el alumbrado y la cocina, aportando así beneficios complementarios en materia de salud y educación. [9.3.2]

9.3.3 Seguridad energética

La utilización de energías renovables permite ir sustituyendo el suministro cada vez más escaso de recursos de combustibles fósiles; los cálculos actuales respecto de la proporción de reservas comprobadas frente a la producción actual muestran que las reservas mundiales de petróleo y de gas natural se agotarán en unos cuatro a seis decenios, respectivamente. [9.3.3.1]

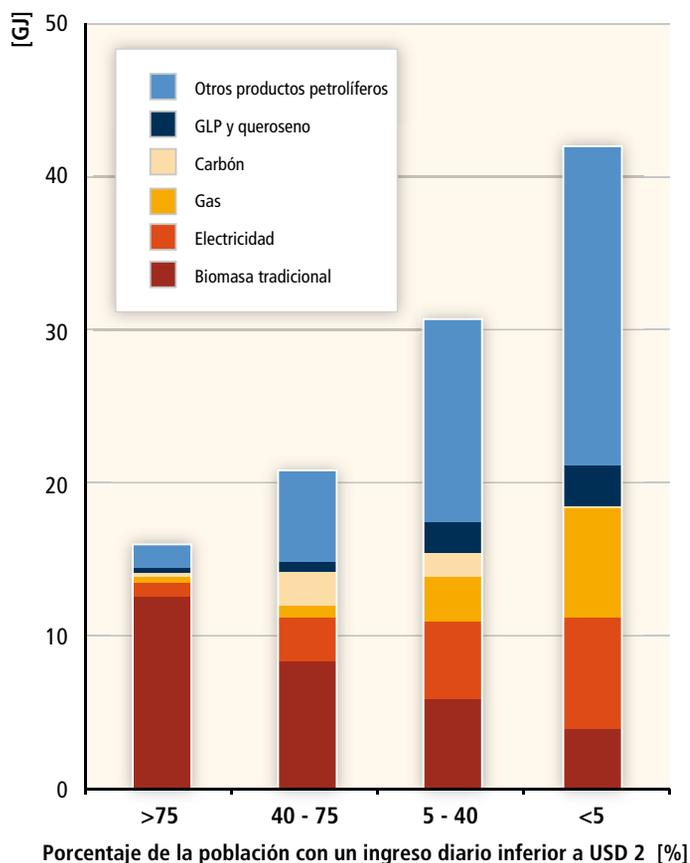


Figura RT.9.2 | Relación entre el consumo final de energía per cápita y el ingreso en los países en desarrollo. Los datos corresponden al año más reciente disponible para el período 2000 a 2008. [véase la figura 9.5]

Nota: GLP = gas licuado del petróleo.

En vista de que muchos recursos renovables son locales y no se pueden comercializar internacionalmente, incrementar su porcentaje en la cartera energética de un país disminuiría la dependencia de la importación de combustibles de origen fósil, cuya distribución espacial de reservas, producción y exportación es muy desigual y altamente concentrada en unas pocas regiones (véase la figura RT.9.3). Mientras los mercados de energía renovable no se caractericen por ese tipo de suministro geográficamente concentrado, esto permite diversificar la cartera de fuentes de energía y atenuar la vulnerabilidad de la economía a la volatilidad de los precios. En el caso de los países en desarrollo importadores de petróleo, la mayor aceptación de las tecnologías de energía renovable podría admitir una reorientación de los flujos del intercambio de divisas, destinándolos a la importación de bienes que no pueden producirse a nivel local, tales como los bienes de capital de alta tecnología, en vez de asignarlos a la importación de energía. Por ejemplo, Kenya y Senegal gastan más de la mitad de sus ingresos procedentes de las exportaciones en importar energía, mientras que la India gasta más del 45%. [9.3.3.1]

Sin embargo, también puede surgir una dependencia de las importaciones de las tecnologías para la implantación de energías renovables, con un acceso seguro a las materias primas minerales inorgánicas requeridas, que son escasas, a precios razonables, lo cual podría ser un desafío para todas las industrias. [9.3.3.1]

El perfil de producción variable de algunas tecnologías de energía renovable a menudo precisan de medidas técnicas e institucionales adecuadas a las condiciones locales, a fin de garantizar un suministro de energía constante y fiable.

En los países en desarrollo, el acceso a la energía es un desafío importante y los indicadores de fiabilidad de los servicios de infraestructuras muestran que en el África subsahariana, prácticamente el 50% de las compañías tienen su propio equipo generador. Por lo tanto, en muchos países en desarrollo se vincula específicamente el acceso a la energía con las cuestiones relativas a la seguridad, al ampliar la definición de seguridad energética mediante la aplicación de los conceptos de estabilidad y fiabilidad del suministro local. [9.3.3.2]

9.3.4 Mitigación del cambio climático y reducción de sus efectos sobre el medio ambiente y la salud

El desarrollo sostenible debe garantizar la calidad del medio ambiente y prevenir daños medioambientales indebidos. No es posible implantar a gran escala una tecnología sin que ello influya en el medio ambiente, y existe una literatura profusa en que se evalúan los diversos efectos medioambientales de un amplio abanico de tecnologías energéticas (energías renovables, de origen fósil y nuclear) desde un enfoque ascendente. [9.3.4]

En general, el impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero en el clima se ha abordado ampliamente, y los análisis del ciclo de vida [véase el recuadro 9.2] facilitan una comparación cuantitativa de las emisiones "de la cuna a la tumba" en todas las tecnologías. Si bien muchos estudios examinan las emisiones de los contaminantes atmosféricos y el uso operacional del agua, existen pocas referencias a las emisiones del ciclo de vida en el agua, el uso de la tierra y las consecuencias sobre la salud distintas a las relacionadas con la contaminación atmosférica. En lo referente a las emisiones de gases de efecto invernadero, el análisis se centra en los sectores mejor evaluados en la literatura especializada, como la generación de electricidad y los combustibles para el transporte. La calefacción y la electricidad para la vivienda se examinan solo brevemente, en particular en lo referente a la contaminación atmosférica y la salud. Los efectos sobre la biodiversidad y los ecosistemas son por lo general propios a un lugar y difíciles de cuantificar, y se presentan desde una perspectiva sobre todo cualitativa. Con el propósito de explicar las cargas asociadas con los accidentes, en contraste a la actividad normal, se facilita un resumen general de los riesgos vinculados a las tecnologías energéticas. [9.3.4]

En cuanto a la generación de electricidad, en el análisis del ciclo de vida se señala que las *emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de tecnologías de energía renovable* son, por lo general, considerablemente inferiores a las generadas por las opciones de combustibles de origen fósil y, bajo ciertas condiciones, menores que las de los combustibles fósiles que aplican la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono. En lo referente a la energía solar por concentración, la geotérmica, la hidroeléctrica, la oceánica y la eólica, la máxima estimación es menor o equivalente a 100 g CO₂eq/kWh, y los valores medios para todas las energías renovables oscilan entre 4 g y 46 g CO₂eq/kWh. Por lo que respecta a la energía fotovoltaica y bioenergía eléctrica se calcula que el cuartil más elevado de la distribución duplica o triplica el valor máximo de las otras tecnologías de energía renovable. No obstante, se plantean más incertidumbres en cuanto a la cantidad de gases de efecto invernadero resultantes de la producción de bioenergía: salvo cuando se trata de cambios del uso de la tierra, la bioenergía podría reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los sistemas alimentados por combustibles de origen fósil, y evitar las emisiones de esos gases producidas por residuos, desechos y otros productos secundarios de los vertederos; al combinar la bioenergía con la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono se podrían lograr reducciones aun mayores. (véase la figura RT.9.4). [9.3.4.1]

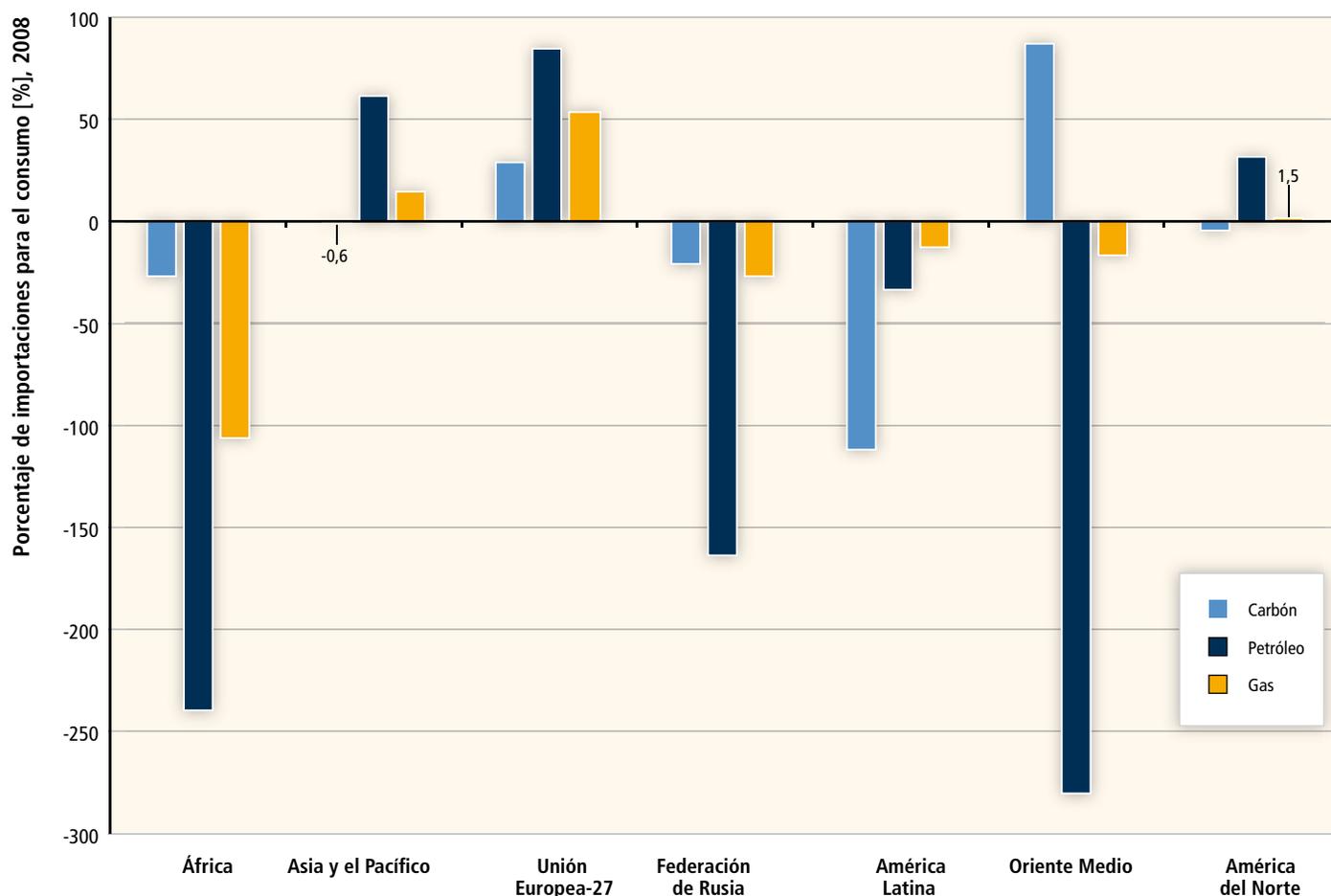


Figura RT.9.3 | Porcentaje de la importación de energía del consumo total de energía primaria (%) para el carbón (hulla y lignito), el petróleo crudo y el gas natural, en determinadas regiones del mundo (2008). Los valores negativos ilustran las exportaciones netas de los vectores energéticos. [véase la figura 9.6]

Teniendo en cuenta los distintos grados de calidad de la energía producida, las posibles alteraciones del funcionamiento de las redes a causa de la integración de fuentes variables de generación, y el cambio directo o indirecto del uso de la tierra podrían mermar los beneficios de una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero conseguida gracias al cambio a una electricidad generada con fuentes renovables, pero es poco probable que dejen de apreciarse los beneficios. [9.3.4.1]

Durante los últimos años, en el caso de algunas energías renovables (por ejemplo, la eólica y la fotovoltaica), las medidas relativas al tiempo de retorno energético, que describen la eficiencia energética de las tecnologías o los combustibles, han ido disminuyendo rápidamente en razón de los avances tecnológicos y de las economías de escala. Las tecnologías de energía de origen fósil y nuclear se caracterizan por una necesidad constante de recursos energéticos para la extracción y el procesamiento del combustible, lo que podría cobrar cada vez más importancia a medida que disminuye la calidad del suministro de combustibles convencionales y aumenta la proporción de los no convencionales. [9.3.4.1]

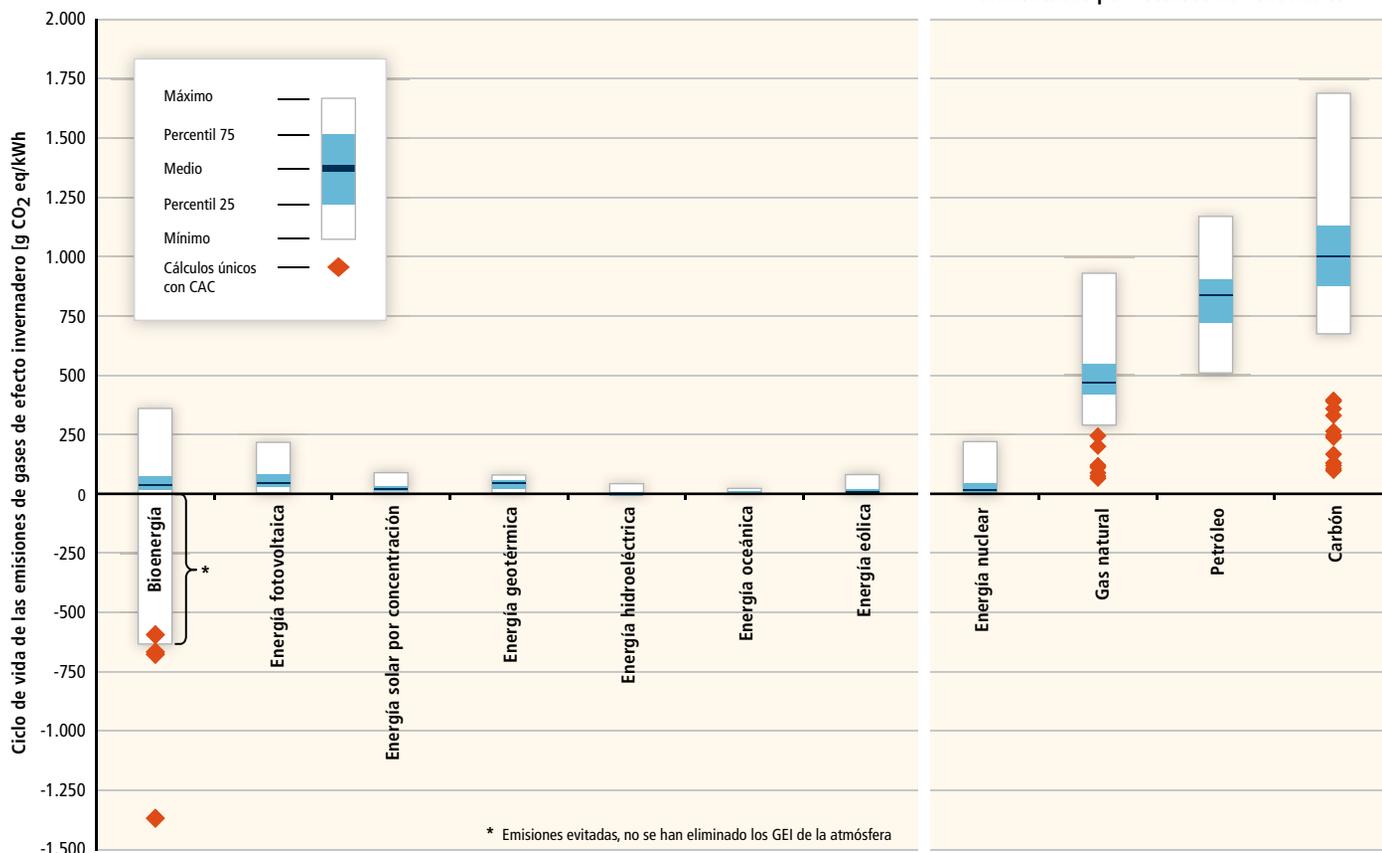
Con objeto de analizar las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes de los combustibles para el transporte, se han comparado determinados combustibles petrolíferos, biocombustibles de primera generación (por ejemplo, el etanol obtenido del azúcar y de almidones, el biodiésel extraído de semillas de oleaginosos y el diésel renovable) y biocombustibles de nueva generación derivados de biomasa lignocelulósica (como el etanol y el diésel Fischer-Tropsch) sobre una base pozo a rueda. En esta comparación, se han excluido las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del cambio (directo e

indirecto) del uso de la tierra y otros efectos indirectos (como el efecto rebote del consumo de petróleo) que se analizarán por separado más adelante. La sustitución de combustibles derivados del petróleo por biocombustibles puede permitir reducir el ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero directamente asociadas con la cadena del suministro de combustibles. Mientras que los biocombustibles de primera generación presentan un potencial de mitigación de gases de efecto invernadero relativamente moderado (-19 g a 77 g CO₂eq/MJ para los combustibles de primera generación frente a 85 g a 109 g CO₂eq/MJ para los combustibles derivados del petróleo), gran parte de los biocombustibles de nueva generación (con un ciclo de vida de emisiones de gases de efecto invernadero de entre -10 g y 38 g CO₂eq/MJ) pueden resultar más beneficiosos para el clima. Los cálculos estimados del ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero son variables e inciertos, tanto en el caso de los biocombustibles como en el de los combustibles derivados del petróleo; ello se debe principalmente a las consideraciones sobre los parámetros biofísicos, las cuestiones metodológicas y a dónde y cómo se obtiene la materia prima. [9.3.4.1]

Es difícil cuantificar el ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del cambio del uso de la tierra, ya que las prácticas de ordenación de los recursos de la tierra y de la biomasa influyen considerablemente en cualquiera de los beneficios obtenidos con la reducción de emisiones de esos gases y, por lo tanto, en la sostenibilidad de la bioenergía. Los cambios en el uso o en la gestión de tierras, ocasionados directa o indirectamente por la producción de biomasa destinada a los combustibles, la energía o el calor, pueden aportar alteraciones en las existencias terrestres de carbono. De acuerdo con las condiciones anteriores de la tierra afectada, puede que, inicialmente, su

Tecnologías de generación de electricidad alimentadas por recursos renovables

Tecnologías de generación de electricidad alimentadas por recursos no renovables



* Emisiones evitadas, no se han eliminado los GEI de la atmósfera

Total cálculos estimados	222(+4)	124	42	8	28	10	126	125	83(+7)	24	169(+12)
	52(+0)	26	13	6	11	5	49	32	36(+4)	10	50(+10)
Total de referencias											

Figura RT.9.4 | Estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de un ciclo de vida (g CO₂eq/kWh) para categorías amplias de tecnologías de generación eléctrica, más otras tecnologías integradas con captación y almacenamiento del dióxido de carbono. Se han excluido el cambio neto de las existencias de carbono vinculado al uso de la tierra (que concierne principalmente a la bioenergía eléctrica y a la energía hidroeléctrica generada en reservorios) y los efectos de la gestión de tierras; las estimaciones negativas¹ de la bioenergía eléctrica están basadas en ciertos supuestos acerca de las emisiones evitadas de residuos y desechos en vertederos y sus productos asociados. En el anexo II se proporcionan referencias y se indican los métodos utilizados para la recensión. El número de estimaciones es superior al número de referencias, ya que en un gran número de estudios se ha considerado una multiplicidad de escenarios. Los números que figuran entre paréntesis son referencias adicionales y estimaciones basadas en evaluaciones de tecnologías con captación y almacenamiento del dióxido del carbono. La información distributiva proviene de estimaciones publicadas en estudios del análisis del ciclo de vida, y no son necesariamente valores extremos teóricos o prácticos en origen, o tendencias centrales verdaderas vinculadas al conjunto de condiciones que acompañan a la implantación. [véase la figura 9.8]

Notas: 1. Según la terminología de los análisis del ciclo de vida presentados en este informe, el término "estimaciones negativas" hace referencia a las emisiones evitadas. A diferencia de lo que sucede con la bioenergía acompañada de captación y almacenamiento del dióxido de carbono, las emisiones evitadas no eliminan los gases de efecto invernadero de la atmósfera.

conversión redunde en importantes emisiones, en vista de lo cual se tendría que esperar de decenios a siglos antes de aprovechar los beneficios netos, o puede que mejore la absorción del carbono en los suelos y la biomasa de superficie. A la hora de observar, medir y definir un cambio indirecto del uso de la tierra, los análisis de los efectos netos de los gases de efecto invernadero provenientes de la bioenergía se ven obstaculizados por factores como el contexto medioambiental, económico, social y político que pueden dificultar las observaciones directas o la atribución de una causa única. Las estimaciones ilustrativas de las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con los cambios directos e indirectos del uso de la tierra a causa de trayectorias de transición de biocombustibles de primera generación facilitan las tendencias principales para un período de 30 años (sobre la base de diferentes métodos

de informes), por ejemplo, en el caso del etanol (cereales en la Unión Europea, maíz en Estados Unidos, caña de azúcar en Brasil) de 5 g a 82 g CO₂eq/MJ, y en el caso del diésel (soya y colza) de 35 g a 63 g CO₂eq/MJ. [9.3.4.1]

Los efectos de la contaminación atmosférica local y regional representan otra importante categoría de análisis, pues los contaminantes atmosféricos (en particular, las partículas, el óxido nítrico (N₂O), el dióxido de azufre (SO₂) y los componentes orgánicos volátiles que no contienen metano) tienen repercusiones a escala mundial [véase el recuadro 9.4], regional y local. En comparación con la generación de electricidad a partir de recursos de origen fósil, las tecnologías de producción de electricidad basadas en energías renovables que no requieren combustión poseen el potencial de

reducir considerablemente la contaminación atmosférica regional y local, atenuando así los correspondientes efectos sobre la salud (véase más adelante en esta sección). Sin embargo, en lo que se refiere a los combustibles para el transporte, todavía se desconoce el efecto sobre las emisiones de los gases de escape causadas por el cambio hacia biocombustibles. [9.3.4.2]

Las emisiones locales de contaminantes atmosféricos a causa de la combustión de combustibles y biomasa de origen fósil son las mayores responsables de las consecuencias negativas de la energía sobre *la salud humana*. La contaminación ambiental y la exposición a la contaminación atmosférica al interior de las viviendas, a causa de la combustión del carbón y de la biomasa tradicional, afectan gravemente a la salud y son consideradas algunas de las causas más importantes de morbilidad y mortalidad en todo el mundo y, en particular, de mujeres y niños de los países en desarrollo. Por ejemplo, en 2000 las cuantificaciones comparativas de los riesgos para la salud demostraron que más de 1,6 millones de decesos y más de 38,5 millones de años de vida ajustados por discapacidad (AVAD) se debieron al humo interior producido por combustibles sólidos. Además de un cambio de combustible, otras opciones de mitigación consistirían en mejorar el diseño de estufas, sistemas de ventilación y construcciones, así como cambiar las pautas de comportamiento. [9.3.4.3]

Los efectos sobre el *agua* tienen relación con el consumo de agua de la corriente arriba para el funcionamiento de sistemas energéticos y con la calidad de los recursos hídricos. Estos efectos son propios de cada lugar y se tienen que estudiar en función de los recursos y de las necesidades locales. Las tecnologías de energía renovable como, por ejemplo, la energía hidroeléctrica y algunos sistemas bioenergéticos, dependen de la disponibilidad del agua y pueden intensificar la competencia o atenuar la escasez de los recursos hídricos. En las zonas en donde el agua escasea, las tecnologías de energía renovable no térmicas (por ejemplo, la energía eólica y la fotovoltaica) pueden proporcionar electricidad limpia sin añadir un estrés adicional a los recursos hídricos. Es probable que las tecnologías de energía renovable que utilizan refrigeración térmica convencional (por ejemplo, la energía solar por concentración, la energía geotérmica, la bioenergía eléctrica) utilicen más agua para su funcionamiento que las tecnologías que no se basan en energías renovables, aunque esos efectos se pueden reducir con sistemas de refrigeración en seco (véase la figura RT.9.5). Los procesos de algunas tecnologías energéticas pueden hacer un uso intensivo del agua, en particular para la extracción del petróleo y la producción de insumos a partir de biomasa; en este último caso, en particular, la generación de electricidad a partir de biomasa puede tener actualmente para los recursos hídricos consecuencias cientos de veces más graves que las acarreadas por el consumo del agua necesaria para el funcionamiento de las plantas de energía térmica. La producción de insumos, las operaciones de minería y el procesamiento del petróleo pueden también afectar a la calidad del agua. [9.3.4.4]

La mayoría de las tecnologías energéticas tienen *necesidades considerables en materia de tierras* cuando abarcan toda la cadena de suministro. Si bien la literatura especializada sobre las estimaciones del ciclo de vida en relación con el uso de la tierra dedicada a las tecnologías energéticas es escasa, los indicios disponibles sugieren que el ciclo de vida en la tierra utilizada por las cadenas de energía de origen fósil es comparable o mayor al de la tierra destinada a fuentes de energía renovables. La mayoría de las fuentes de energía renovables tienen más necesidades en relación con el uso de la tierra durante la etapa operacional. Una excepción es la intensidad de la tierra para la producción de bioenergía a partir de materias primas especialmente asignadas para ese fin, que es notablemente más alta que para cualquier otra tecnología energética, y cuyo rendimiento energético por hectárea muestra diferencias sustanciales según las materias primas y las zonas climáticas. Varias tecnologías de energía

renovable (la energía eólica, la energía del oleaje y la energía oceánica) ocupan grandes superficies pero permiten usos paralelos como la agricultura, la pesca y las actividades recreativas. [9.3.4.5]

Las repercusiones en *los ecosistemas y la biodiversidad* (particulares a cada lugar) están vinculadas con el uso de la tierra. Estos efectos se manifiestan de diferentes maneras aunque los más notables son, de forma directa, las repercusiones físicas a gran escala en los hábitats, y de forma más indirecta, el deterioro de los mismos. [9.3.4.6]

El análisis comparativo de los *riesgos de accidente* es un aspecto fundamental de una evaluación exhaustiva de las cuestiones relacionadas con la seguridad energética y el rendimiento de la sostenibilidad de sistemas energéticos actuales y futuros. Los riesgos que plantean para la sociedad y el medio ambiente las diversas tecnologías energéticas no solo se presentan durante la generación de energía, sino en todas las etapas de la cadena de producción. Los riesgos de accidente de las tecnologías de energía renovable no son insignificantes, pero la estructura de estas tecnologías, a menudo descentralizadas, limita considerablemente las probables consecuencias desastrosas en términos de accidentes mortales. Si bien, en general, las tecnologías de energía renovable revelan tasas de letalidad bajas, las represas necesarias para algunos proyectos de energía hidroeléctrica podrían representar un riesgo real dependiendo de las características propias del lugar. [9.3.4.7]

9.4 Repercusiones de las trayectorias del desarrollo sostenible en la energía renovable

Tras un análisis más estático de los efectos de los sistemas de energía renovable actuales y futuros sobre los cuatro objetivos del desarrollo sostenible, se han analizado de una forma más dinámica las repercusiones que tendrían en el futuro las posibles trayectorias en la integración de las energías renovables, incorporando así el componente intertemporal del desarrollo sostenible. En vista de que no se puede prever la interacción entre las futuras trayectorias de la energía renovable y el desarrollo sostenible sobre la base de un análisis parcial de cada tecnología energética por separado, el estudio se basa en los resultados de escenarios, en los que se trata habitualmente una cartera de alternativas tecnológicas en el marco de un sistema energético mundial o regional. [9.4]

La gran mayoría de modelos utilizados para generar los escenarios analizados (véase la sección 10.2 del capítulo 10,) determinan la interacción que existe entre las diferentes opciones de suministro, transformación y consumo de energía. Estos modelos, denominados modelos integrados en el presente documento, abarcan desde modelos regionales de economía energética hasta modelos de evaluación integrada. Tradicionalmente, estos modelos se han centrado mucho más en los aspectos tecnológicos y macroeconómicos de la transición de energías y, en el proceso, han proporcionado gran cantidad de medidas agregadas de penetración tecnológica o de energía generada por fuentes específicas de suministro. El valor de esos modelos al generar escenarios a largo plazo y la oportunidad que ofrecen para entender la relación que existe entre el desarrollo sostenible y la energía renovable se funda en su capacidad de examinar las interacciones existentes entre un importante conjunto de actividades humanas a diferentes escalas regionales y temporales. Los modelos integrados están experimentando mejoras constantes, algunas de las cuales son fundamentales para representar las cuestiones relativas a la sostenibilidad en el futuro, por ejemplo, al incrementar la resolución temporal y espacial, permitiendo así una mejor representación de la distribución de la riqueza en toda la población, o al incorporar más detalles sobre las características humanas y físicas del Sistema Terrestre. [9.4]

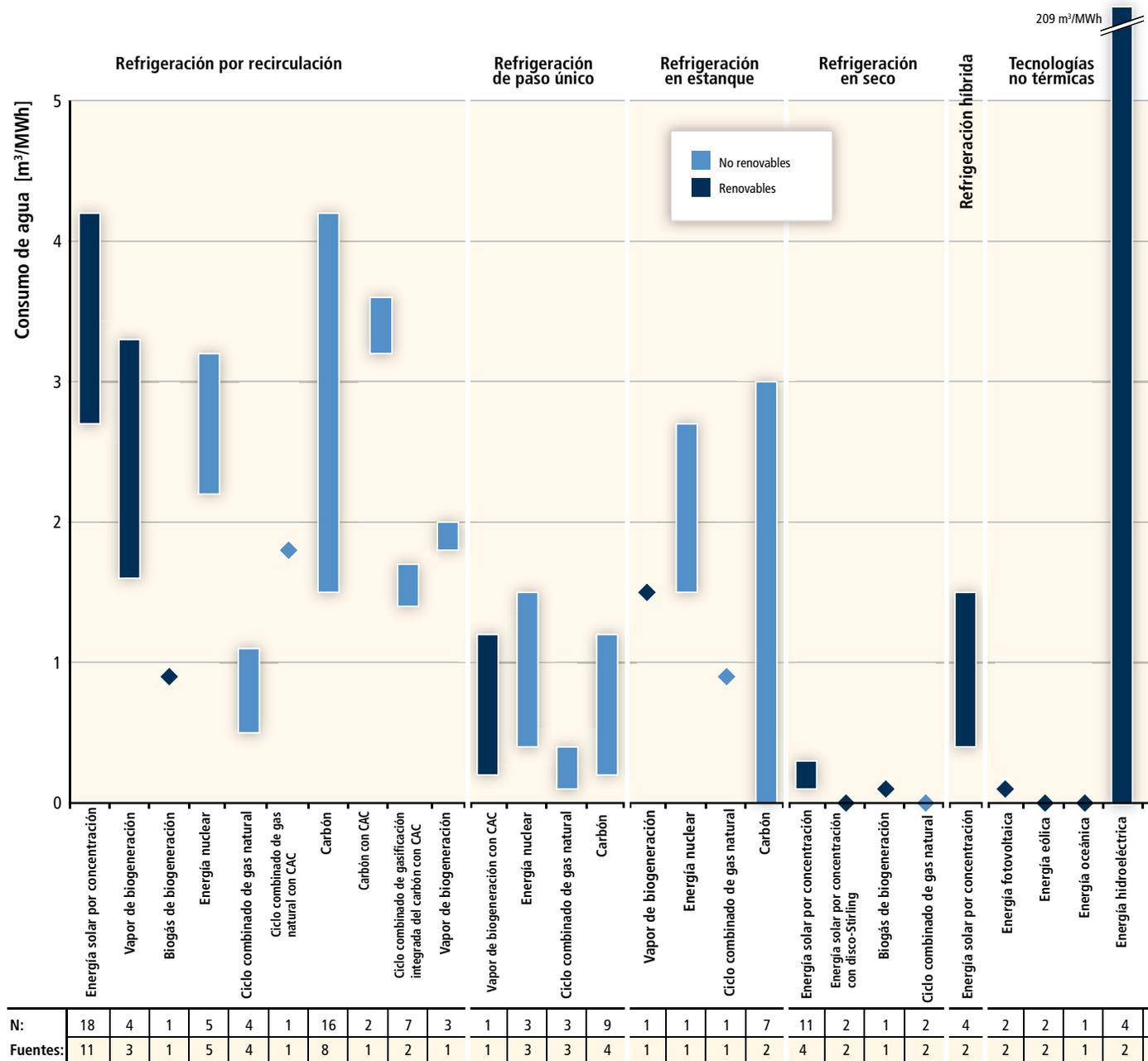


Figura RT.9.5 | Horquilla de valores del consumo de agua de las tecnologías de generación de electricidad térmica y no térmica, sobre la base de un análisis de la literatura disponible (m³/MWh). Las barras representan valores absolutos extraídos de la literatura disponible, los rombos representan estimaciones únicas, y la “n” representa la cantidad de estimaciones que figuran en las fuentes. Los métodos y las referencias utilizados en este análisis figuran en el anexo II. Cabe señalar que los valores más altos de la energía hidroeléctrica son el resultado de unos pocos estudios en los que se miden los valores brutos de evaporación, y pueden no ser representativos (véase el recuadro 5.2). [véase la figura 9.14]

La evaluación se centra en lo que revelan los análisis actuales basados en modelos respecto a las trayectorias del desarrollo sostenible y al papel que desempeñan las energías renovables, y en ella se evalúa la forma en que los análisis basados en modelos pueden mejorarse para facilitar un mejor conocimiento de las cuestiones relativas a la sostenibilidad en el futuro. [9.4]

9.4.1 Desarrollo social y económico

Por lo general, los modelos integrados aplican una marcada macroperspectiva y no tienen en cuenta las condiciones avanzadas de bienestar [9.2.2, 9.3.1]. En cambio, se centran en el crecimiento económico, el cual por sí solo es una medida de sostenibilidad insuficiente que, sin embargo, puede utilizarse como

medida indicativa de bienestar en el contexto de las diferentes trayectorias de estabilización. Los escenarios de mitigación suelen incluir fuertes restricciones provisionales a la sostenibilidad, estableciendo un límite alto de futuras emisiones de gases de efecto invernadero. Ello conlleva pérdidas de bienestar (habitualmente medidas en PIB o en consumo) sobre la base de las estimaciones en cuanto a la disponibilidad y los costos de las tecnologías de mitigación. Una limitación de la disponibilidad de las alternativas tecnológicas con objeto de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero aumenta las pérdidas de bienestar. Los estudios que evalúan concretamente las repercusiones asociadas a una restricción de las energías renovables de los diferentes niveles de estabilización de la concentración de gases de efecto invernadero muestran que una amplia disponibilidad de todas las tecnologías de energía renovable es

fundamental para lograr niveles bajos de estabilización, y que una disposición total de las tecnologías bajas en carbono, en particular las energías renovables, es crucial para mantener relativamente bajos los costos de mitigación, incluso para los niveles de estabilización menos estrictos. [9.4.1]

Con respecto a los efectos a escala regional, los análisis de escenarios muestran que los países en desarrollo podrían experimentar gran parte de la expansión de la producción de energías renovables. Dado que, en el caso de la energía renovable, todavía queda por resolver el problema que representa el alto costo nivelado de la energía de las tecnologías de energía renovable, estos resultados parecen sugerir que los países en desarrollo podrían evitar las trayectorias de un desarrollo con altas emisiones, que ya recorrieron los países desarrollados. Sin embargo, las oportunidades de mitigación en el ámbito regional variarán en función de muchos factores, entre otros, la disponibilidad de tecnologías o el crecimiento demográfico y económico. Asimismo, en un régimen de mitigación mundial del clima, los costos dependerán también de la concesión de permisos negociables de emisión, tanto inicialmente como en el tiempo. [9.4.1]

En general, los análisis de escenarios indican que en los países en desarrollo y en los desarrollados existen los mismos vínculos entre la energía renovable, la mitigación y el crecimiento económico. Cabe resaltar que solo los países no incluidos en el anexo I tienen más peso que los países incluidos en el anexo I, debido a que han logrado un crecimiento económico más rápido con la carga consiguiente de mitigación a lo largo del tiempo. Sin embargo, las estructuras de modelización utilizadas para generar escenarios mundiales a largo plazo generalmente parten del supuesto de que los mercados económicos y las infraestructuras institucionales funcionan perfectamente en todas las regiones del mundo. Asimismo, excluyen las circunstancias especiales que prevalecen en todos los países, en particular en los países en desarrollo en donde ese supuesto puede ser infundado. Este tipo de diferencias y la influencia que pueden tener en el desarrollo social y económico en los diversos países debería ser en el futuro objeto de una investigación dinámica. [9.4.1]

9.4.2 Acceso a la energía

Hasta ahora, los modelos integrados a menudo se han basado en la información y las experiencias de los países desarrollados y han considerado que los sistemas energéticos en otras partes del mundo así como en las diferentes etapas de desarrollo seguían las mismas pautas. Habitualmente, los modelos no captan las dinámicas importantes y determinantes de los países en desarrollo, tales como la elección de combustibles, la heterogeneidad en el comportamiento y las economías informales. Ello imposibilita una evaluación de la interacción que existe entre la energía renovable y la futura disponibilidad de los servicios energéticos de las diferentes poblaciones, en particular en lo referente a las tareas básicas del hogar, el transporte, y la energía para el comercio, la industria y la agricultura. Sin embargo, algunos modelos han empezado a integrar factores, tales como la escasez del suministro, las economías informales y diversos grupos de ingresos, así como a aumentar la resolución de la distribución. [9.4.2]

Los análisis de escenarios disponibles todavía presentan importantes incertidumbres. En la India, los resultados sugieren que la distribución de los ingresos en una sociedad es igualmente importante para incrementar el acceso a la energía como el aumento de los ingresos. Además, un mayor acceso a la energía no es necesariamente provechoso para todos los aspectos del desarrollo sostenible, ya que una transición a una energía moderna que se aparta, por ejemplo, del uso de la biomasa tradicional podría sencillamente significar un cambio hacia combustibles de origen fósil. En general, los análisis de escenarios disponibles subrayan la función que desempeñan los sectores político y financiero a la hora de incrementar el acceso a la energía, aun cuando las transiciones forzadas

a energías renovables que brindarían un acceso a los servicios energéticos modernos habrían de afectar al presupuesto de los hogares. [9.4.2]

Las nuevas mejoras en cuanto a la resolución de la distribución y la rigidez estructural (la incapacidad de muchos modelos de captar los fenómenos sociales y los cambios estructurales subyacentes en la utilización que hacen las personas de las tecnologías energéticas) son un desafío importante. Los modelos mundiales actuales tienden a excluir de su conjunto de resultados la representación explícita de las consecuencias de la energía en los más pobres, las mujeres, los grupos étnicos concretos en los países o en determinadas zonas geográficas. Con el fin de facilitar una perspectiva más completa de la serie de opciones posibles para acceder a la energía, los futuros modelos deberían ofrecer una representación más gráfica de los factores determinantes pertinentes, tales como los combustibles tradicionales, las formas de electrificación, y la distribución de los ingresos y vincularlos con las representaciones de vías alternativas de desarrollo. [9.4.2]

9.4.3 Seguridad energética

La energía renovable puede influir en la seguridad energética, atenuando las inquietudes en cuanto a la disponibilidad y distribución de los recursos, y la variabilidad de las fuentes de energía [9.2.2, 9.3.1]. A medida que la implantación de energías renovables en escenarios de mitigación reduzca el riesgo general de fallos mediante la diversificación de la cartera de fuentes de energía, el sistema energético será menos proclive a interrupciones (repentinas) del suministro. En los escenarios, esta función de la energía renovable variará según la forma de energía utilizada. Las energías solar, eólica y oceánica, estrechamente vinculadas a la producción de electricidad, tienen el potencial de sustituir en los sectores de la construcción y de la industria a los combustibles fósiles concentrados y cada vez más escasos. En cierta medida, la aplicación de políticas adecuadas de mitigación del carbono permitirá liberar de carbono a la generación de electricidad. Por el contrario, la demanda de combustibles líquidos para el sector del transporte seguirá siendo inflexible mientras no se logren progresos tecnológicos significativos. Si bien la bioenergía podría desempeñar un papel importante, ello dependerá de la disponibilidad de sistemas de captura y almacenamiento del dióxido de carbono, que podría desviar su uso hacia una generación de electricidad con captura y almacenamiento del dióxido de carbono y dar lugar a emisiones netas negativas de carbono para el sistema, así como facilitar considerablemente las actividades generales de mitigación. [9.4.1, 9.4.3]

Ante esta situación, la inquietud suscitada en el pasado en cuanto a la seguridad energética en relación con las interrupciones del suministro del petróleo podrían seguir siendo una preocupación preponderante en el futuro. Para los países en desarrollo el problema podría ser incluso más acuciante, ya que su proporción del consumo total del petróleo a escala mundial aumenta en todos los escenarios analizados (véase la figura RT.9.6b). Mientras que las alternativas tecnológicas para el petróleo, por ejemplo, los biocombustibles y/o la electrificación del sector del transporte no cumplan una función predominante en los análisis de escenarios en lo referente al consumo acumulado del petróleo, la mayoría de los escenarios de mitigación no presentarán diferencias significativas entre los escenarios de referencia y de política (véase la figura RT.9.6a). [9.4.3]

Un mercado bioenergético más amplio podría suscitar en el futuro problemas adicionales para la seguridad energética en caso de que dicho mercado esté compuesto por un número reducido de proveedores y, por lo tanto, muestre similitudes con el mercado actual del petróleo. En ese entorno, habría que mitigar el riesgo de que se vinculen los precios de los alimentos a la volatilidad de

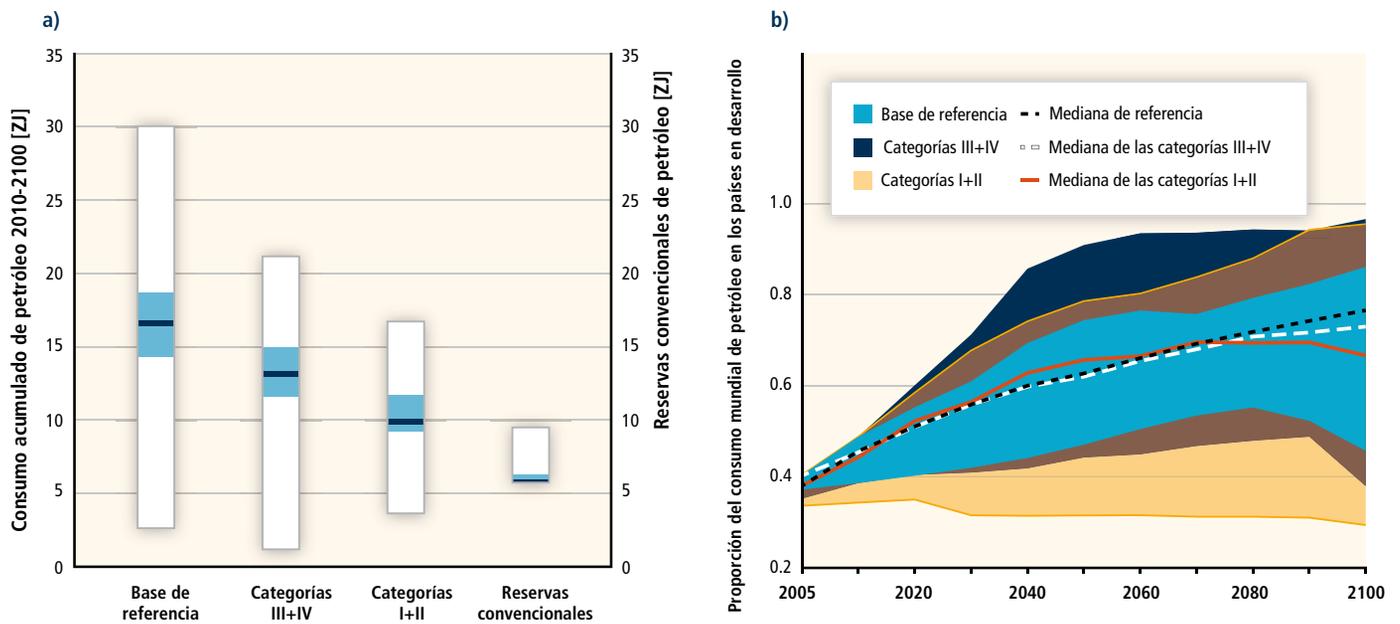


Figura RT.9.6 | a) Reservas convencionales de petróleo comparadas con el consumo acumulado de petróleo previsto (ZI) de 2010 a 2100, en los escenarios analizados en el capítulo 10 de las diferentes categorías de escenarios, a saber, los escenarios con valores de referencia, escenarios de categorías III y IV y escenarios con valores bajos de estabilización (categorías I+II). La línea fina en azul marino corresponde a la mediana, la barra celeste corresponde al intervalo entre cuartiles (percentilos 25 a 75), y los extremos de las barras blancas colindantes corresponden al intervalo total para el conjunto de los escenarios examinados. La última columna muestra el intervalo de las reservas comprobadas de petróleo convencional recuperable (barra celeste) y una estimación de las reservas adicionales (barra blanca colindante). b) Porcentaje del petróleo mundial consumido en los países no incluidos en el anexo I de las diferentes categorías de escenarios en el tiempo, sobre la base de los escenarios analizados en el capítulo 10. [véase la figura 9.18]

los mercados de bioenergía, a fin de evitar graves consecuencias para el desarrollo sostenible, ya que el alza y la volatilidad de los precios de los alimentos perjudicarían a los pobres. [9.4.3]

Asimismo, la introducción de tecnologías de la energía renovable variables plantea nuevos problemas, tales como la vulnerabilidad a fenómenos naturales extremos o a las fluctuaciones internacionales de los precios, que todavía no son abordados de forma satisfactoria en modelos integrados grandes. Es probable que los esfuerzos adicionales destinados a reforzar la fiabilidad del sistema conlleven un aumento de los costos y exijan equilibrar las necesidades (como conservar las reservas de energía), la puesta en marcha de un sistema de generación complementario y flexible, una infraestructura e interconexiones de redes sólidas, tecnologías de almacenamiento de energía y modificaciones en los acuerdos institucionales, en particular en lo referente a normativas y mecanismos del mercado. [7.5, 8.2.1, 9.4.3]

Actualmente, las consideraciones sobre seguridad energética suelen centrarse en las cuestiones de seguridad energética que se hayan planteado recientemente de forma más destacada. Sin embargo, es probable que en el futuro los aspectos de la seguridad energética vayan mucho más allá de esas cuestiones como podrían ser las materias primas cruciales para las tecnologías de la energía renovable. Estas preocupaciones de mayor alcance así como las opciones para resolverlas, por ejemplo, el reciclaje, distan mucho de formar parte de los futuros escenarios de mitigación y de energía renovable. [9.4.3]

9.4.4 Mitigación del cambio climático y efectos sobre el medio ambiente y la salud en los escenarios del futuro

La sustitución de combustibles de origen fósil por energías renovables u otras tecnologías bajas en carbono puede contribuir considerablemente a reducir

las emisiones de óxidos de nitrógeno y de dióxido de azufre. Varios modelos han incluido una representación explícita de factores, como la contaminación por sulfatos, que afectan al medio ambiente y a la salud. Los resultados de algunos escenarios muestran que las políticas en materia del clima pueden ayudar a mejorar los problemas locales de contaminación atmosférica (es decir, las partículas), aunque por sí solas las políticas de reducción de la contaminación no necesariamente aportan reducciones de las emisiones de gases de efecto invernadero. Otra consecuencia de algunas trayectorias potenciales de la energía es una desviación eventual del uso de la tierra para destinarla a la producción de biocombustibles. Los resultados de escenarios han resaltado la posibilidad de que si no están acompañadas de otras medidas, las políticas sobre el clima podrían provocar una extensa deforestación al cambiar el uso de la tierra por cultivos destinados a la generación de bioenergía, con las posibles consecuencias adversas para el desarrollo sostenible y, en particular, con las correspondientes emisiones de gases de efecto invernadero. [9.4.4]

Lamentablemente, en la literatura especializada sobre los escenarios actuales no se tratan de forma concreta los numerosos aspectos del desarrollo sostenible de la energía que no están relacionados con las emisiones, como la utilización del agua, las repercusiones de las opciones de energía empleadas en los servicios prestados a los hogares o la calidad del aire al interior de las viviendas. Ello puede explicarse en parte por modelos diseñados para la observación de regiones del mundo considerablemente extensas, sin tener en cuenta la distribución de ingresos o geográfica. Para un análisis más profundo de las repercusiones medioambientales a escala regional y local, los modelos deberían considerar los efectos geográficos a escalas más pequeñas, lo cual es objeto de investigación actual. Finalmente, muchos modelos no permiten incorporar explícitamente los resultados de los análisis del ciclo de vida de las alternativas tecnológicas. Sería útil seguir investigando cuáles son esos efectos, si se tienen o no se tienen que comparar entre las diferentes categorías, y si es oportuno incorporarlos en futuros escenarios. [9.4.4]

9.5 Barreras y oportunidades de la energía renovable en el contexto del desarrollo sostenible

La formulación de una estrategia destinada a la implantación de energías renovables dentro del marco del desarrollo sostenible supone que se toma en consideración la mayoría de los efectos medioambientales, sociales y económicos. Una integración de los procesos de planificación, las políticas y la implantación puede servir de apoyo, al anticipar y superar las posibles barreras así como al aprovechar las oportunidades de la implantación de la energía renovable. [9.5]

Las barreras especialmente pertinentes para un contexto de desarrollo sostenible que podrían dificultar la implantación de la energía renovable o bien compensar los criterios de desarrollo sostenible son socioculturales, de información y sensibilización públicas, del mercado y económicas. [9.5.1]

Las barreras o dificultades socioculturales obedecen a diferentes causas y están intrínsecamente vinculados a los valores y las normas sociales y personales. Tales valores y normas influyen en la forma en que individuos, grupos y sociedades perciben y aceptan las tecnologías de la energía renovable y las posibles consecuencias de su implantación. Desde la perspectiva del desarrollo sostenible estas barreras pueden surgir cuando no se presta la atención adecuada a ese tipo de problemas socioculturales, entre las que cabe mencionar las barreras relacionadas con el comportamiento, los hábitats naturales y los sitios de patrimonio natural y humano, en particular los efectos sobre la biodiversidad y los ecosistemas, la estética del paisaje, la utilización del agua y el uso de la tierra, derechos de la utilización del agua y el uso de la tierra, así como su disponibilidad para otros usos competidores. [9.5.1.1]

La sensibilización y aceptación de la población son elementos importantes para avanzar rápidamente hacia la implantación de la energía renovable, permitiendo así el cumplimiento de los objetivos de mitigación del cambio climático. Una implantación a gran escala solo se puede llevar a cabo de forma satisfactoria si se cuenta con la comprensión y el apoyo del público. Para ello, puede que sean necesarias iniciativas especializadas de comunicación para favorecer los logros y las oportunidades relativos a las aplicaciones a mayor escala. No obstante, al mismo tiempo la participación de la población en las decisiones de planificación así como en las consideraciones sobre una forma justa y equitativa de distribuir los beneficios y los costos de la integración de energías renovables cumple una función igualmente importante y no se puede ignorar. [9.5.1.1]

En los países en desarrollo, la limitación de capacidades técnicas y comerciales y la ausencia de sistemas de apoyo técnico están particularmente manifiestos en el sector de la energía, en el que la sensibilización en materia de información y difusión entre los posibles consumidores, referente a las opciones disponibles y adecuadas de energía renovable, es un factor determinante para la captación y creación de un mercado. Esta falta de sensibilización se percibe a menudo como el único factor de gran importancia que interfiere con la implantación de la energía renovable y con la evolución de pequeñas y medianas empresas que contribuyen al crecimiento económico. Además, es necesario centrar la atención en la capacidad de los actores privados para desarrollar, implantar e integrar tecnologías de energía renovable, que incluye aumentar la capacidad técnica y comercial a nivel micro o de empresa. [9.5.1.2]

No solo la racionalidad sino también la actitud y el factor psicológico influyen en la postura que se adopta frente a las energías renovables. Para poder

conseguir resultados satisfactorios, ello debe tenerse explícitamente en cuenta durante el proceso de implantación y en las actividades y estrategias de información y sensibilización. [9.5.1.2]

A fin de analizar el aspecto económico de las energías renovables en el contexto del desarrollo sostenible, hay que tener una idea clara de los correspondientes costos y beneficios sociales. Se debería evaluar la energía renovable de acuerdo con criterios cuantificables centrados en la rentabilidad, la utilidad en el ámbito regional, y las consecuencias sobre el medio ambiente y la distribución. El tamaño de la red y las tecnologías son factores determinantes de la viabilidad económica de la energía renovable y la competitividad de la misma, en comparación con las energías no renovables. A menudo, las tecnologías de energía renovable adecuadas, que son económicamente viables, permiten que las zonas rurales al margen de las redes tengan acceso a la energía, particularmente mediante aplicaciones de sistemas autónomos más pequeños y de miniredes. [9.5.1.3]

En los casos en que la implantación de energías renovables es viable desde un punto de vista económico, pueden existir otras barreras económicas y financieras que obstaculicen dicha implantación. Los altos costos iniciales de inversión, en particular asociados a la instalación y la conexión de redes, son ejemplos de barreras que se han identificado con frecuencia en relación con la implantación de energías renovables. En los países en desarrollo, son necesarios los sistemas de políticas de apoyo empresarial a la par de la implantación de energías renovables para estimular el crecimiento económico y el desarrollo sostenible e impulsar las economías monetarias de las zonas rurales y periurbanas. La carencia de datos adecuados sobre el potencial de los recursos afecta en forma directa a la incertidumbre en cuanto a la disponibilidad de recursos, que puede conllevar primas de riesgo más altas para los inversores y promotores de proyectos. La integración de las externalidades medioambientales y sociales frecuentemente aporta cambios a la clasificación de diversas fuentes y tecnologías de energía, así como importantes lecciones para los objetivos y estrategias del desarrollo sostenible. [9.5.1.3]

Las estrategias del desarrollo sostenible a escala internacional, nacional y local, así como en las esferas privadas y no gubernamentales de la sociedad, pueden ayudar a superar las barreras y crear oportunidades para la implantación de energías renovables, mediante la integración de políticas y prácticas en materia de energías renovables y desarrollo sostenible. [9.5.2]

La incorporación de políticas de energía renovable en las estrategias nacionales y locales del desarrollo sostenible (explícitamente aceptado en la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible (2002)) ofrece un marco de referencia a los países, con la finalidad de seleccionar estrategias eficaces de desarrollo sostenible y energías renovables, y alinearlas con las medidas de política internacional. Para ello, las estrategias nacionales deberían establecer la eliminación de los mecanismos financieros existentes perjudiciales para un desarrollo sostenible. Por ejemplo, la supresión de subvenciones a los combustibles de origen fósil podría ofrecer nuevas oportunidades de un uso más extendido de energías renovables, o incluso para un ingreso de las mismas al mercado; no obstante, cualquier reforma a la subvención destinada al uso de tecnologías de la energía renovable tendrá que tener en cuenta las necesidades específicas de los pobres y requerirá de un análisis de cada caso particular. [9.5.2.1]

El mecanismo para un desarrollo limpio previsto en el Protocolo de Kyoto constituye un ejemplo práctico de un mecanismo en apoyo al desarrollo sostenible, que incorpora las externalidades medioambientales y sociales. Sin embargo, no existen normas internacionales relativas a la evaluación de la sostenibilidad (en particular, índices comparativos para el desarrollo sostenible) que

permitirían contrarrestar los fallos del sistema actual en cuanto a la conformidad de la misma. Entre los elementos aportados a las negociaciones para un régimen climático después de 2012 figuran varias propuestas sobre reformas al mecanismo para un desarrollo limpio, para facilitar la aplicación de nuevos y mejores mecanismos en apoyo al desarrollo sostenible. [9.5.2.1]

Las oportunidades de la energía renovable para cumplir una función en las estrategias nacionales de desarrollo sostenible pueden abordarse mediante la integración de objetivos de desarrollo sostenible y de las energías renovables en las políticas de desarrollo, y mediante la formulación de estrategias sectoriales de la energía renovable que contribuyan al crecimiento ecológico y a un desarrollo bajo en carbono y sostenible, entre otros, los avances tecnológicos. [9.5.2.1]

A nivel local, las iniciativas en materia de desarrollo sostenible emprendidas por ciudades, gobiernos locales y organizaciones privadas y no gubernamentales pueden ser los elementos impulsores del cambio y contribuir a superar la resistencia local frente a la instalación de la energía renovable. [9.5.2.2]

9.6 Síntesis, falta de conocimientos y necesidades futuras en materia de investigación

Las energías renovables pueden contribuir en diferentes grados al desarrollo sostenible y a los cuatro objetivos evaluados. Si bien los beneficios que aportan en cuanto a la reducción de los efectos sobre el medio ambiente y la salud se perciben claramente, su contribución exacta al desarrollo social y económico, por ejemplo, resulta más ambigua. Además, los países pueden asignar prioridades a los cuatro objetivos según su nivel de desarrollo. No obstante, esos objetivos de desarrollo sostenible están también en cierta medida estrechamente relacionados entre sí. En muchos países en desarrollo, la mitigación del cambio climático constituye por sí misma un requisito previo necesario para lograr un desarrollo social y económico satisfactorio. [9.6.6]

De acuerdo con ese razonamiento, la mitigación del cambio climático puede evaluarse en el marco del paradigma del desarrollo sostenible fuerte cuando los objetivos de mitigación se imponen como una restricción a las futuras trayectorias de desarrollo. En caso de que la mitigación del cambio climático se contraponga al crecimiento económico o a otros criterios socioeconómicos, la problemática se enmarca dentro del paradigma del desarrollo sostenible débil, permitiendo establecer un equilibrio entre esos objetivos y utilizando análisis de costo-beneficio como orientación para establecer un orden de prioridades. [9.6.6]

Sin embargo, la incertidumbre y la ignorancia en calidad de componentes inherentes a cualquier trayectoria de desarrollo, así como la existencia de posibles costos de oportunidad conexos, "absurdamente altos" exigirán ajustes continuos. En el futuro, los modelos integrados podrían encontrarse en una situación favorable para vincular mejor los paradigmas de desarrollo sostenible débil y fuerte mediante procesos de toma de decisiones. Estos modelos pueden explorar, dentro de unos límites de seguridad bien definidos, escenarios de diferentes trayectorias de mitigación, que tengan en cuenta los objetivos de desarrollo sostenible restantes, mediante la incorporación de índices ascendentes críticos y pertinentes. Según el tipo de modelo, estas trayectorias alternativas de desarrollo pueden optimizarse para conseguir beneficios sociales. No obstante, la introducción de los datos del análisis del ciclo de vida relacionados con las emisiones de gases de efecto invernadero también será fundamental para obtener una definición clara de los niveles adecuados de estabilización de la concentración de esos gases. [9.6.6]

Con objeto de reforzar los conocimientos sobre las interrelaciones que existen entre el desarrollo sostenible y las energías renovables, y de encontrar respuestas a las transformaciones eficaces del sistema energético, económicamente rentables y socialmente aceptadas, se tiene que fomentar una mayor integración de los conceptos aportados por las ciencias sociales, naturales y económicas (por ejemplo, mediante sistemas de análisis de riesgos), reflejando así las diferentes dimensiones de la sostenibilidad (en particular, la intertemporal, espacial e intergeneracional). Hasta la fecha, la base de conocimientos se ve a menudo condicionada por perspectivas muy limitadas de disciplinas específicas de investigación, que no pueden abarcar toda la complejidad de la cuestión. [9.7]

10. Potencial y costos de mitigación

10.1 Introducción

Las estimaciones de emisiones futuras de gases de efecto invernadero (GEI) dependen en sumo grado de la evolución de numerosas variables, como el crecimiento económico y demográfico, la demanda de energía, los recursos energéticos y los costos y el rendimiento futuros del suministro de energía, así como las tecnologías de uso final. En el futuro, las estructuras de políticas de mitigación y de otra índole también influirán en la implantación de tecnologías de mitigación y, por lo tanto, en las emisiones de gases de efecto invernadero y en la capacidad de cumplir con los objetivos del clima. Al analizar la función que cumplirán las energías renovables en la mitigación del cambio climático [véase la figura 1.14] no solo se han de tener en cuenta simultáneamente todas esos elementos claves diferentes, sino que además es actualmente imposible conocer con toda certeza su posible evolución a lo largo de los próximos decenios. [10.1].

Las interrogantes sobre el papel que las fuentes de energía renovable podrían desempeñar en el futuro y sobre cómo podrían contribuir a diferentes formas de mitigación de los gases de efecto invernadero se tienen que examinar dentro de este contexto más amplio. En el capítulo 10, se procede a realizar ese análisis mediante el examen de 164 escenarios de medio a largo plazo tomados de modelos integrados de gran escala. En ese examen exhaustivo se analiza la gama de niveles de implantación de la energía renovable a escala mundial que han aparecido en escenarios recientemente publicados y, además, se identifican muchos de los principales elementos impulsores de las variaciones entre escenarios (cabe señalar que en el capítulo no se presentan nuevos escenarios y que este se basa exclusivamente en los que ya han sido publicados). Ello se lleva a cabo a escala de las energías renovables como un todo, así como en el contexto de cada tecnología de energía renovable en particular. El examen subraya la importancia de las interacciones y de la competencia con otras tecnologías y, de forma más general, de la evolución de la demanda de energía. [10.2]

El presente examen a gran escala se completa con uno más detallado sobre la implantación de la energía renovable en el futuro, utilizando 4 de los 164 escenarios como ejemplos ilustrativos. La selección de escenarios abarca una gama de proyecciones futuras en cuanto a las características de las energías renovables, se basa en diferentes metodologías y representa diversos niveles de estabilización de la concentración de los gases de efecto invernadero. Este enfoque permite analizar en más detalle la función que cumplen las energías renovables en materia de mitigación del cambio climático, haciendo una distinción entre las diferentes aplicaciones (generación de electricidad, calefacción y refrigeración, y transporte) y regiones. [10.3]

En vista de que los costos constituyen un factor importante para determinar el grado de implantación de la energía renovable, se presenta un estudio más general sobre las curvas de los costos y sus características. Este examen empieza con una evaluación de las fortalezas y carencias de las curvas de suministro de las energías renovables y la mitigación de los gases de efecto invernadero, para después examinar los datos disponibles sobre las curvas regionales del suministro de energía renovable y sobre las curvas de reducción de los costos que corresponden a la mitigación, mediante el uso de energías renovables. [10.4]

A continuación, se abordan los costos de comercialización e implantación de la energía renovable. En el capítulo se analizan los costos actuales de las tecnologías de energía renovable, así como las previsiones en cuanto a su posible evolución futura. Para facilitar la evaluación de los volúmenes del mercado y de las necesidades de inversión en el futuro se estudian, a partir de los resultados de los cuatro escenarios ilustrativos, las inversiones en energía renovable, teniendo particularmente en cuenta las posibles necesidades de lograr objetivos ambiciosos de protección del clima. [10.5]

Las medidas económicas comunes no abarcan todo el conjunto de costos. Por consiguiente, se han sintetizado y analizado los costos y beneficios sociales y medioambientales de una mayor implantación de la energía renovable con relación a la mitigación del cambio climático y el desarrollo sostenible. [10.6]

10.2 Síntesis de escenarios de mitigación de las diferentes estrategias de la energía renovable

Existe un número cada vez mayor de análisis integrados de escenarios, capaces de facilitar perspectivas significativas sobre la posible contribución de las energías renovables en el suministro futuro de energía y en la mitigación del cambio climático. Para facilitar un contexto general que permita entender la función que cumplen las energías renovables en materia de mitigación y su influencia en los costos, se han examinado 164 escenarios mundiales tomados de 16 modelos de economía energética y de evaluación integrada. Los escenarios se recopilaron mediante una convocatoria abierta. Estos abarcan una extensa muestra de niveles de concentración del dióxido de carbono (CO₂) (concentraciones atmosféricas del CO₂ que van de 350 a 1.050 ppm en 2100) y presentan tanto escenarios de mitigación como de referencia. [10.2.2.1]

Aunque estos escenarios representen algunas de las ideas más recientes y complejas sobre la mitigación del cambio climático y el papel que desempeñan las energías renovables en la misma a mediano y largo plazos, se tienen que interpretar con cautela como ocurre con cualquier análisis de proyecciones que abarque varios decenios en el futuro. Todos los escenarios se diseñaron utilizando modelos cuantitativos, pero existen enormes variaciones en cuanto a los detalles y la estructura de estos modelos. Además, los escenarios examinados no representan una muestra aleatoria de posibles escenarios que podrían utilizarse para una evaluación formal de la incertidumbre. Algunos grupos de modelos han proporcionado más escenarios que otros. En los análisis de conjuntos de escenarios basados en una recopilación de diferentes estudios, como en este caso, es inevitable que exista un conflicto entre el hecho de que dichos escenarios no son realmente una muestra aleatoria y la sensación de que la variación en los mismos facilita una percepción real y a menudo clara de nuestros conocimientos sobre el futuro, o de la falta de ellos. [10.2.1.2, 10.2.2.1]

En cuanto a la función que cumple la energía renovable en materia de mitigación del cambio climático es fundamental determinar hasta qué punto los índices de penetración de la energía renovable están correlacionados con las

concentraciones atmosféricas de CO₂ a largo plazo o con los objetivos del clima conexos. Los escenarios indican que, aunque exista una importante correlación entre las trayectorias de emisiones de CO₂ de origen fósil e industrial y los objetivos a largo plazo de concentración del dióxido de carbono, el vínculo entre la implantación de la energía renovable y los objetivos de concentración del dióxido de carbono es mucho menos fiable (véase la figura RT.10.1). En general, el proceso de implantación de la energía renovable aumenta considerablemente cuanto más riguroso es el objetivo de concentración del dióxido de carbono; sin embargo, independientemente de esos objetivos, los niveles correspondientes de implantación de la energía renovable son muy diversos. Por ejemplo, en los escenarios en que las concentraciones atmosféricas de CO₂ se estabilizan en niveles inferiores a 440 ppm (categorías I y II), la mediana del porcentaje de implantación de la energía renovable es de 139 EJ/año en 2030 y 248 EJ/año en 2050, con unos niveles máximos de hasta 252 EJ/año en 2030 y 428 EJ/año en 2050. Se trata de niveles considerablemente más elevados que los correspondientes a la incorporación de energías renovables en los escenarios de referencia, aunque debe reconocerse que existe un amplio margen de la implantación de la energía renovable en cada una de las categorías de estabilización de CO₂. [10.2.2.2]

Asimismo, cabe señalar que a pesar de la variación, la magnitud absoluta de la implantación de la energía renovable es mucho más significativa que la actual en la gran mayoría de los escenarios. En 2008, el método directo equivalente del suministro mundial de energía primaria renovable era aproximadamente de 64EJ/año, de los cuales la mayoría —unos 30EJ/año— correspondía a la biomasa tradicional. En contraste, varios escenarios indican que para 2030 el índice de implantación de la energía renovable será el doble o más del actual, todo ello acompañado en la mayoría de los escenarios por una reducción de la biomasa tradicional que conlleva un crecimiento sustancial de las fuentes no tradicionales de energías renovables. En 2050, los niveles de implantación de la energía renovable en la mayoría de los escenarios superan los 100EJ/año (la mediana se sitúa en 173 EJ/año), alcanzando 200 EJ/año en muchos de ellos y llegando en algunos casos a superar los 400 EJ/año. Dado que los usos tradicionales de la biomasa disminuyen en la mayoría de los escenarios, las proyecciones indican un aumento correspondiente del nivel de la producción de la energía renovable (excepcionalmente la biomasa tradicional) de entre tres a más de diez veces su nivel actual. Más de la mitad de estos muestran una contribución de la energía renovable superior al 17% del suministro de energía primaria en 2030, que ascendería a más de un 27% en 2050. Los escenarios en que el porcentaje de las energías renovables es más elevado alcanzan un 43% en 2030 y un 77% en 2050, aproximadamente. Los índices de implantación serán aún más elevados después de 2050, lo que representa una expansión extraordinaria de la producción de energía a partir de fuentes renovables. [10.2.2.2]

Es cierto que la implantación de la energía renovable es muy importante en muchos de los escenarios de referencia que no contemplan un nivel de estabilización de la concentración de gases de efecto invernadero. En 2030, se prevé que los niveles de integración de la energía renovable asciendan a aproximadamente 120 EJ/año, llegando a más de 100 EJ/año en 2050 en muchos escenarios de referencia y, en algunos casos, superando los 250 EJ/año. Estos importantes valores están basados en varios supuestos de los correspondientes escenarios, por ejemplo, en el supuesto de que el consumo de energía seguirá aumentando considerablemente durante todo este siglo, de que la capacidad de la energía renovable contribuirá a un acceso mejorado de la energía, de la disponibilidad de recursos fósiles y otras consideraciones (por ejemplo, la mejora de los costos y el rendimiento de las tecnologías de energía renovable) que darían lugar a una mayor competitividad entre las tecnologías en numerosas aplicaciones, incluso en ausencia de una política sobre el clima. [10.2.2.2]

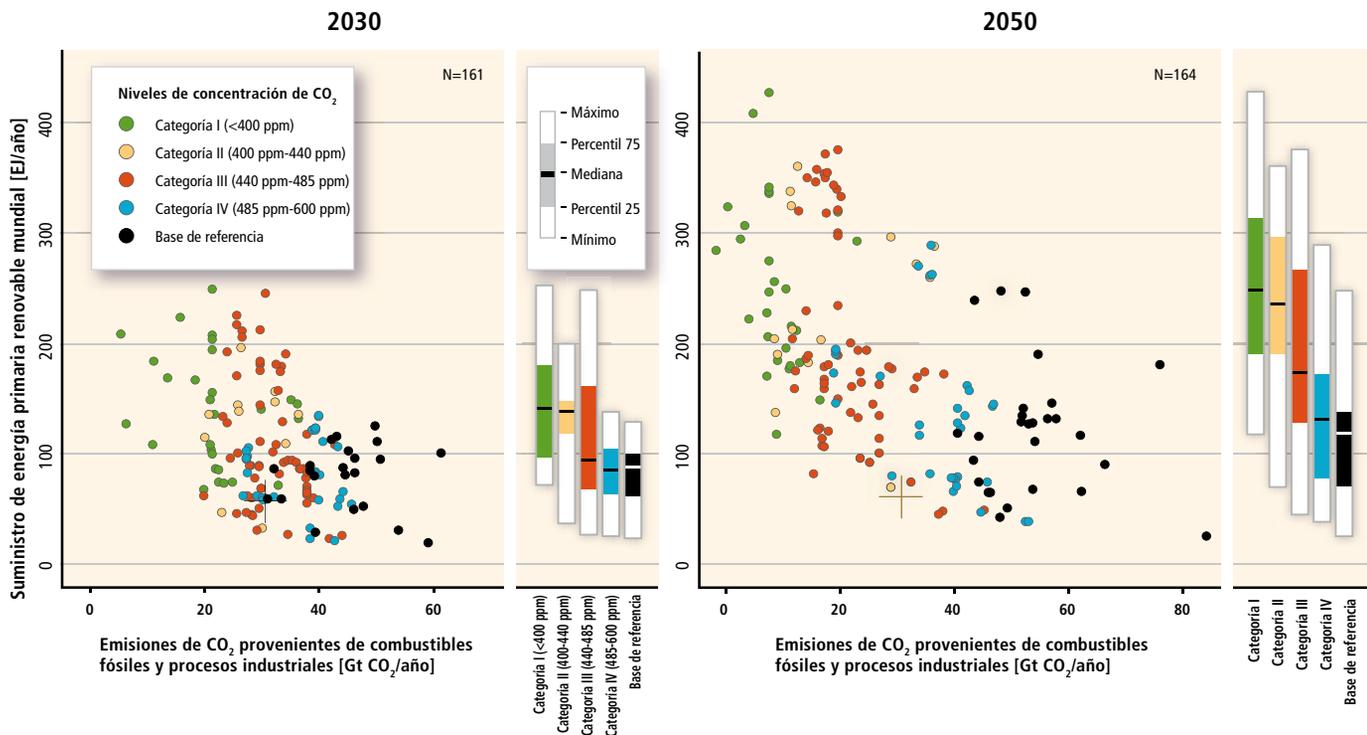


Figura RT.10.1 | Suministro mundial de energía primaria mediante energías renovables (método directo equivalente) de 164 escenarios de largo período, en función de las emisiones de CO₂ industriales y fósiles en 2030 y 2050. Los colores asignados están basados en las categorías de los niveles de concentración atmosférica de CO₂ en 2100. Los recuadros que aparecen a la derecha de la gráfica de dispersión indican los niveles de implantación de la energía renovable en cada una de las categorías de concentración de CO₂ en la atmósfera. La línea negra gruesa corresponde a la mediana, el recuadro de color corresponde al intervalo entre cuartiles (percentilos 25 a 75) y los extremos de las barras blancas colindantes corresponden a todo el intervalo del conjunto de los escenarios examinados. Las líneas cruzadas azules muestran la relación en el año 2007. Los coeficientes de correlación de Pearson de los dos conjuntos de datos son -0,40 (2030) y -0,55 (2050). Por razones de comunicación de datos, se han representado solo 161 escenarios en relación con los resultados de 2030, en lugar del conjunto de 164 escenarios. Los niveles de implantación de la energía renovable inferiores a los actuales resultan de los modelos y de las diferencias en la comunicación de datos de la biomasa tradicional. [véase la figura 10.2]

La incertidumbre en cuanto al papel que desempeña la energía renovable en materia de mitigación del cambio climático es el resultado de la incertidumbre relativa a algunos elementos claves que influyen en la implantación de energías renovables. Dos factores importantes son el crecimiento de la demanda de energía y la competencia con otras opciones para reducir las emisiones de CO₂ (principalmente la energía nuclear y la energía de origen fósil con captura y almacenamiento del dióxido de carbono). La consecución de los objetivos del clima a largo plazo exige la reducción de las emisiones de CO₂ provenientes de fuentes de energía y otras antropogénicas. En cada objetivo del clima, esta reducción está bastante bien definida; existe una estrecha relación entre las emisiones de CO₂ de origen fósil e industrial y la implantación de la energía de origen fósil de emisión libre (véase la figura RT.10.2). La demanda de energía baja en carbono (en particular la energía renovable, la energía nuclear y la energía de origen fósil con captura y almacenamiento del dióxido de carbono) es simplemente la diferencia entre la demanda total de la energía primaria y la producción de la energía de origen fósil de emisión libre; es decir, no se puede reemplazar cualquier energía con una energía de origen fósil de emisión libre, ya que las restricciones climáticas exigen un suministro, ya sea de energía baja en carbono o por medidas destinadas a la reducción del consumo de energía. Sin embargo, hay escenarios que en la actualidad muestran una incertidumbre notable en cuanto al crecimiento de la demanda de energía, particularmente los que presentan proyecciones varios decenios en el futuro. Esta variación es por lo general mucho más importante que el efecto de la mitigación sobre el consumo de energía. De ahí que exista una variabilidad considerable en materia de energía baja en carbono para los diferentes objetivos de concentración del dióxido de carbono, debido a la variabilidad en la demanda de energía (véase la figura RT.10.2). [10.2.2.3]

La competencia entre la energía renovable, la energía nuclear y la energía de origen fósil con captura y almacenamiento del dióxido de carbono añade otro factor de variabilidad en la relación entre la implantación de la energía renovable y el objetivo de concentración del dióxido de carbono. Asimismo, hay incertidumbre en cuanto al costo, el rendimiento y la disponibilidad de las diferentes opciones de suministro, es decir, la energía nuclear y la energía de origen fósil con captura y almacenamiento del dióxido de carbono. Si se limita la opción de implantar esas otras tecnologías de mitigación desde la perspectiva de la oferta en razón del costo y el rendimiento, o a causa de barreras medioambientales, sociales o de seguridad nacional y, siempre que las demás condiciones no varíen, los niveles de implantación de la energía renovable serán entonces más elevados. (véase la figura RT.10.3). [10.2.2.4]

Existen también variaciones notables en cuanto a las características de implantación de cada tecnología de la energía renovable. Los índices absolutos de penetración varían considerablemente según las tecnologías y se observa además que, comparadas con otras, algunas de estas tecnologías presentan una magnitud de implantación con una mayor variación de valores (véanse las figuras RT.10.4 y RT.10.5). Además, la escala temporal de implantación varía según las diferentes fuentes de energía renovable, reflejando en gran parte las diferencias en los niveles de implantación actuales y (a menudo) los supuestos correspondientes respecto a la evolución de la tecnología correspondiente. [10.2.2.5]

En términos generales, los escenarios indican que, a largo plazo, la implantación de la energía renovable será mayor en los países no incluidos en el anexo I que en los países incluidos en el anexo I. Prácticamente todos los escenarios consideran que, en algún momento, el crecimiento económico y

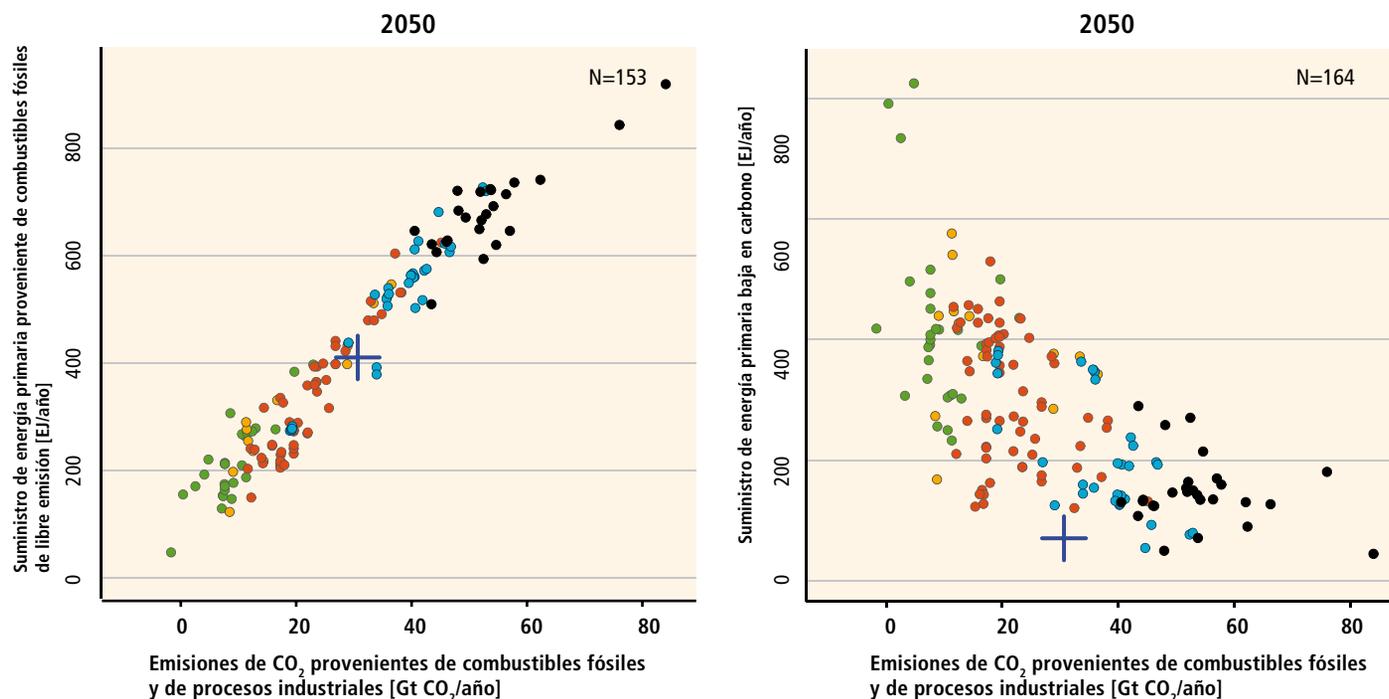


Figura RT.10.2 | Valores mundiales de combustibles fósiles de emisión libre (gráfico izquierdo; método directo equivalente) y suministro de energía primaria baja en carbono (gráfico de la derecha; método directo equivalente) en 164 escenarios a largo plazo en 2050, como parte de la función de emisiones de CO₂ de origen fósil e industrial. La energía baja en carbono se refiere a la energía obtenida con recursos renovables, a la energía de origen fósil con captura y almacenamiento del dióxido de carbono y a la energía nuclear. Los colores asignados corresponden a las categorías de los niveles de la concentración atmosférica de CO₂ en 2100. Las líneas cruzadas azules muestran la relación en 2007. Los coeficientes de correlación de Pearson de los dos conjuntos de datos corresponden a 0,97 (valores combustible fósil de emisión libre) y de -0,68 (energía baja en carbono). Por razones de comunicación de datos, se han representado solo 153, y se incluyen 161 escenarios en los resultados de energía de combustible fósil de emisión libre y la energía primaria baja en carbono, respectivamente, en lugar del conjunto completo de 164 escenarios. [véase la figura 10.4 (cuadro de la derecha) y la figura 10.5 (cuadro de la derecha)].

el aumento de la demanda de energía será mayor en los países no incluidos en el anexo I que en los países incluidos en el anexo I. Por consiguiente, los países no incluidos en el anexo I representan una proporción cada vez mayor de emisiones de CO₂ en los casos de referencia o en ausencia de políticas y deben, por lo tanto, proceder a efectuar mayores reducciones de emisiones a largo plazo (véase la figura RT.10.4). [10.2.2.5]

Otra cuestión fundamental relativa a la energía renovable y la mitigación es el vínculo que existe entre la energía renovable y los costos de mitigación. Varios estudios han adoptado para sus escenarios valores de sensibilidad basados en las limitaciones a la implantación de opciones de mitigación, entre ellas, la energía renovable, la energía nuclear y la energía de origen fósil con captura y almacenamiento del dióxido de carbono (véanse las figuras RT. 10.6 y RT. 10.7). Estos estudios demuestran que los costos de mitigación son más altos cuando no se dispone de opciones, en particular la energía renovable. Es cierto que el costo adicional a las restricciones de la energía renovable es, a menudo, al menos del mismo orden de magnitud que el incremento resultante de la restricción de energía nuclear y de origen fósil con captura y almacenamiento del dióxido de carbono. Además, los estudios también indican que posiblemente no se puedan establecer objetivos de concentración más ambiciosos si no se dispone de opciones de energía renovable o de otras alternativas bajas en carbono. Al mismo tiempo, cuando se tienen en cuenta todos los supuestos del conjunto total de escenarios examinados en esta evaluación, no se observa una relación significativa entre las medidas de costos (por ejemplo, los precios del carbono) y los niveles absolutos de la implantación de la energía renovable. Esta variación refleja el hecho de que los modelos integrados a gran escala utilizados para crear escenarios se caracterizan por una gran variedad de precios del carbono y de los costos de mitigación basados tanto en los

supuestos de parámetros como en la estructura del modelo. En resumen, si bien en la literatura especializada se acepta comúnmente que aumentarán los costos de la mitigación de limitarse la implantación de las tecnologías de energía renovable y si no se consiguen niveles de estabilización de la concentración más ambiciosos, hay poco acuerdo en cuanto a la magnitud exacta del incremento de los costos. [10.2.2.6]

10.3 Evaluación de escenarios representativos de la mitigación de las diferentes estrategias de la energía renovable

Un análisis en profundidad de los cuatro escenarios ilustrativos extraídos del conjunto más amplio de los 164 escenarios ha permitido comprender más en detalle la posible contribución de determinadas tecnologías de la energía renovable en diferentes regiones y sectores. Como escenario de referencia, se escogió el escenario del *World Energy Outlook 2009* de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), mientras que los otros escenarios planteaban niveles claros de estabilización de la concentración de los gases de efecto invernadero. Los escenarios de mitigación seleccionados son el ReMIND-RECIPE del Instituto Potsdam, el MiniCAM EMF 22 del Foro de estudios 22 sobre creación de modelos energéticos y el escenario [R]evolución de la energía del Centro Aeroespacial de Alemania, Greenpeace Internacional y el Consejo Europeo de Energías Renovables (ER 2010). Los escenarios funcionan como ejemplos ilustrativos, aunque no son representativos en sentido estricto. No obstante, representan cuatro trayectorias futuras diferentes basadas en diversas metodologías y varios supuestos. En particular, representan las diferentes trayectorias de implantación de la energía renovable que van desde una perspectiva de referencia común a un escenario con una trayectoria optimista de ejecución,

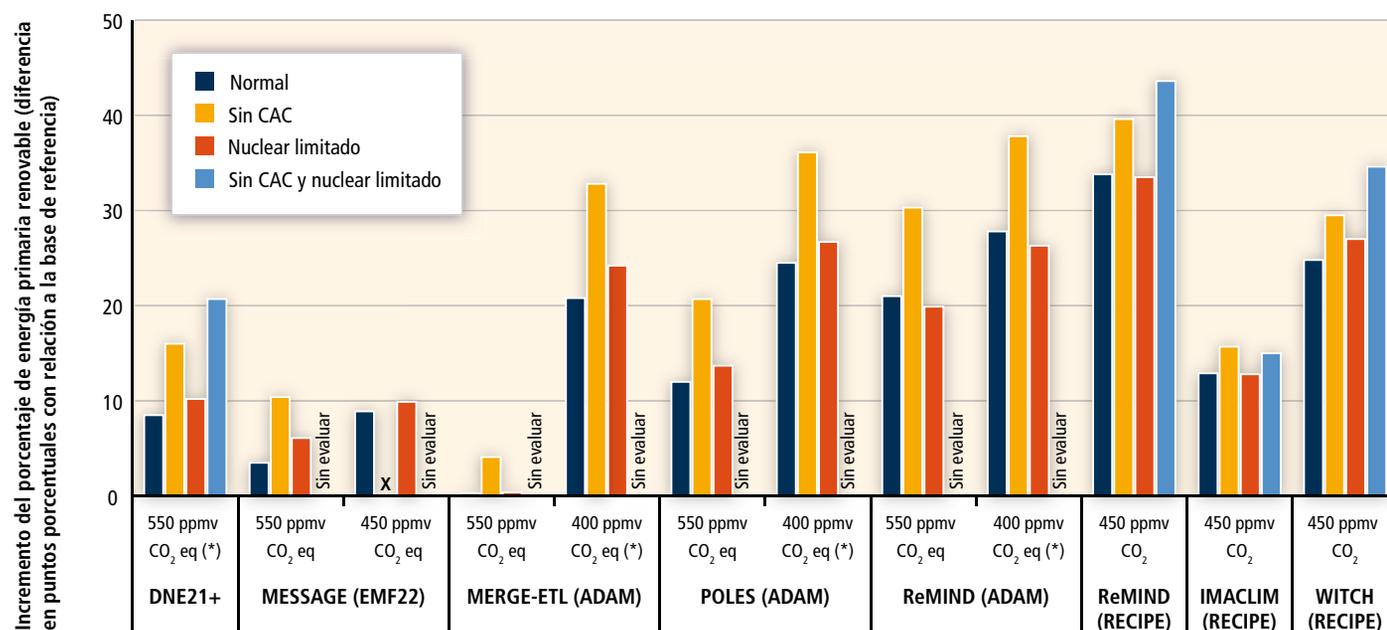


Figura RT.10.3 | Incremento del porcentaje de la energía primaria renovable a escala mundial (método directo equivalente) en 2050 para determinados escenarios de tecnología restringida en comparación con los escenarios de referencia respectivos. La "X" indica que, para ese escenario, no se ha logrado el correspondiente nivel de concentración. La definición de los casos de la "energía nuclear limitada" y la "no captura y almacenamiento del dióxido de carbono" varía en todos los modelos. Los escenarios DNE21+, MERGE-ETL y POLES representan retiradas progresivas de la energía nuclear a diferentes ritmos; los escenarios MESSAGE limitan la implantación a 2010, y los escenarios ReMIND, IMACLIM y WITCH limitan la energía nuclear a la contribución en los respectivos escenarios de referencia, que puede tener en cuenta una expansión considerable en comparación con los actuales niveles de implantación. El escenario ReMIND (ADAM) con 400 ppmv de "no captura y almacenamiento del dióxido de carbono" se refiere a un escenario en que el almacenamiento acumulativo del CO₂ se limita a 120 Gt del CO₂. En el caso del MERGE-ETL con 400 ppmv "sin captura y almacenamiento del dióxido de carbono" se tolera un almacenamiento acumulativo del CO₂ de aproximadamente 720 Gt de CO₂. El escenario POLES con 400 ppmv "sin captura y almacenamiento del dióxido de carbono" no era factible y, por lo tanto, el nivel de concentración correspondiente se estableció en aproximadamente 50 ppm del CO₂. El escenario DNE21+ muestra aproximadamente 550 ppmv del CO₂eq de acuerdo con la trayectoria de las emisiones hasta 2050. [véase la figura 10.6]

teniendo en cuenta que se puede mantener el ritmo actual altamente dinámico (del incremento de los índices) en el sector, entre otras cosas, gracias a la aplicación de políticas específicas. [10.3.1]

En la figura RT.10.8 se ofrece una perspectiva general de la producción resultante de la energía primaria por fuente de los cuatro escenarios seleccionados, en 2020, 2030 y 2050, y una comparación de las cifras con la gama del suministro mundial de la energía primaria. Con base en el método directo equivalente, en 2050 la bioenergía posee la mayor proporción del mercado en todos los escenarios seleccionados, seguida por la energía solar. En 2050, el porcentaje total de la energía renovable en la combinación de energía primaria varía considerablemente en los cuatro escenarios. Con un 15% en 2050 —más o menos el nivel actual (12,9% en 2008)—, el escenario del *World Energy Outlook 2009* de la AIE proyecta el índice más bajo de energía primaria renovable, mientras que el ER 2010 alcanza el índice más alto con un 77%. En el MiniCam EMF 22 se prevé que un 31% de la demanda mundial de energía primaria se verá satisfecha por energías renovables en 2050, y en el ReMIND-RECIPE se prevé un 48%. La amplitud de la horquilla de valores de los índices de penetración de la energía renovable son una función de los diversos supuestos en cuanto a los datos tecnológicos del costo y el rendimiento, la disponibilidad de otras tecnologías de mitigación (por ejemplo, captura y almacenamiento del dióxido de carbono y energía nuclear), limitaciones en la infraestructura o la integración, barreras que no son de orden económico (por ejemplo, aspectos de sostenibilidad), políticas específicas, y proyecciones de la demanda de energía en el futuro. [10.3.1.4]

Además, a pesar de que la implantación de las diferentes tecnologías aumenta considerablemente en el tiempo, la consecuente contribución de la energía renovable a la mayoría de ellas en los escenarios de las diversas regiones

del mundo es considerablemente menor a sus potenciales técnicos correspondientes (véase la figura RT.10.9). En general, en 2050 la implantación total de la energía renovable en todos los escenarios analizados representa menos de un 3% del potencial técnico de la energía renovable disponible. En 2050, a escala regional la mayor proporción de la implantación de la energía renovable en relación con el potencial técnico general se ha situado en China, con un total del 18% (ER 2010), seguido por la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) de Europa con un 15% (ER 2010), y por la India con un 13% (MiniCam EMF 22). Dos regiones presentan índices de implantación de aproximadamente un 6% del potencial técnico disponible de la energía renovable a escala regional en 2050: los países en desarrollo de Asia con un 7% (MiniCam EMF 22) y la OCDE de América del Norte con un 6% (ER 2010). Las cinco regiones restantes utilizan menos de un 5% del potencial técnico disponible de la energía renovable. [10.3.2.1]

A partir de los resultados de la implantación de la energía renovable de los cuatro escenarios ilustrativos examinados, se ha calculado el correspondiente potencial de mitigación de los gases de efecto invernadero. Para cada sector, se han especificado los factores de emisión y se ha estudiado el tipo de generación de electricidad o de suministro de calor que ha sido sustituido por la energía renovable. Dado que la forma de energía reemplazada depende del comportamiento general del sistema, ello no se puede llevar a cabo con exactitud sin realizar un análisis del escenario nuevo y coherente o un análisis complejo del despacho de carga de la planta de energía. Por consiguiente, los cálculos se tienen que basar necesaria e ineludiblemente en supuestos simplificados y solo se pueden considerar como cálculos indicativos. Por regla general, la atribución de un potencial de mitigación exacto a la energía renovable debe observarse con cautela. [10.3.3]

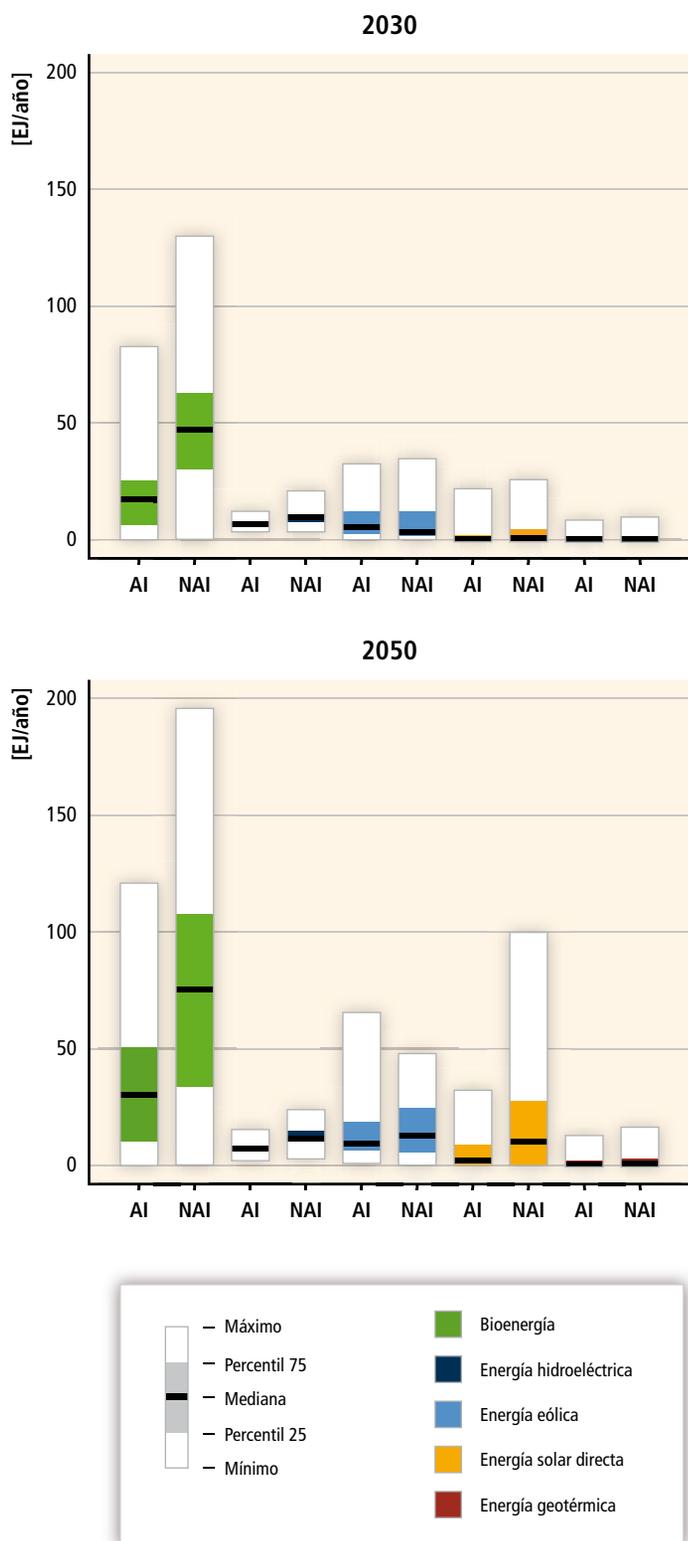


Figura RT.10.4 | Suministro mundial de energía primaria de la energía renovable (método directo equivalente) según la fuente, en los países incluidos en el anexo I (AI) y los países no incluidos en el anexo I (NAI), en 164 escenarios de largo periodo, de aquí a 2030 y 2050. La línea negra gruesa corresponde a la mediana, el recuadro de color corresponde al intervalo entre cuartiles (percentilos 25 a 75) y los extremos de las barras blancas colindantes corresponden a todo el intervalo del conjunto de los escenarios examinados. Según la fuente, el número de escenarios en los que se basan estas figuras varía entre 122 y 164. Aunque resulte ilustrativo para la interpretación de la información, es importante señalar que los 164 escenarios no representan una muestra enteramente aleatoria para un análisis estadístico oficial. (Una de las razones por las que el suministro de bioenergía parece ser mayor que los suministros de otras fuentes es que en esta figura el método directo equivalente se utiliza para representar energías primarias. La bioenergía se contabiliza como un primer paso para la conversión a combustibles, como el etanol o la electricidad. Las otras tecnologías producen electricidad primaria (aunque no por completo) y se contabilizan según la electricidad producida. Si se utilizaran equivalentes primarios basándose en el método de sustitución en vez de basarse en métodos directos equivalentes, entonces la producción de la energía a partir de la energía renovable no derivada de la biomasa triplicaría aproximadamente la que se muestra en la figura). No se ha incluido la energía oceánica, ya que son muy pocos los escenarios que contemplan ese tipo de tecnología de energía renovable. [véase la figura 10.8]

de combustibles de origen fósil en el escenario de referencia; nivel medio: valor promedio específico de emisiones de CO₂ respecto de la combinación de todos los combustibles en el escenario de referencia, y nivel bajo: valor promedio específico de emisiones de CO₂ respecto de la combinación del escenario analizado). Los biocombustibles y otras opciones de energía renovable para el transporte han sido excluidos del cálculo, dado que los datos disponibles son limitados.

Además, con el fin de reflejar las emisiones subsumidas de GEI por usos bioenergéticos para la calefacción directa, al realizar el cálculo se ha tenido en cuenta solo la mitad del ahorro teórico del dióxido de carbono. Teniendo en cuenta el nivel elevado de incertidumbre y de la variabilidad de las emisiones subsumidas de GEI, se trata, una vez más, necesariamente de un supuesto simplificado. [10.3.3]

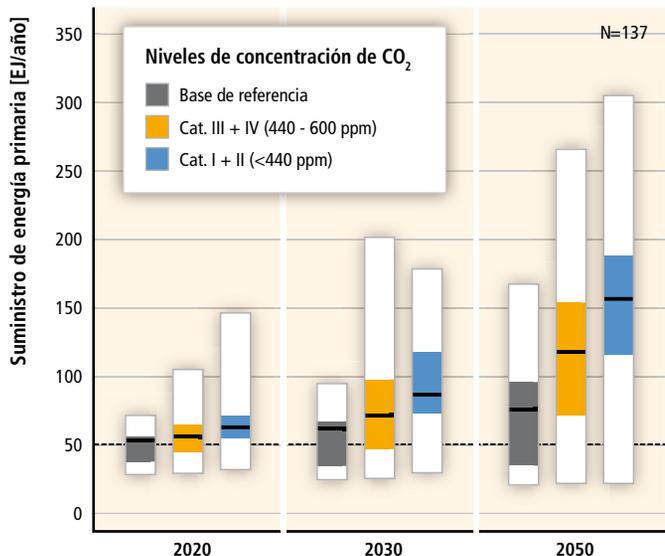
En la figura RT.10.10 se presentan los potenciales acumulativos de reducción del dióxido de carbono de las fuentes de energía renovable de acuerdo con los resultados de los cuatro escenarios examinados en detalle en el presente capítulo, para 2020, 2030 y 2050. En los escenarios analizados se señala un potencial acumulativo de reducción (de 2010 a 2050) en el enfoque del caso de mediano plazo, que oscila entre 244 Gt CO₂ (AIE WEO 2009) bajo las condiciones de referencia, 297 Gt CO₂ (MiniCam EMF 22), 482 Gt CO₂ (ER 2010) y 490 Gt CO₂ (en el escenario ReMIND-RECIPE). La horquilla completa de valores de todos los casos y escenarios calculados comprende ahorros acumulativos de CO₂ de entre 218 Gt CO₂ (AIE WEO 2009) y 561 Gt CO₂ (ReMIND-RECIPE), frente a las aproximadamente 1.530 Gt de emisiones de CO₂ acumulativas de origen fósil e industrial contempladas en el escenario de referencia del *World Energy Outlook 2009* para ese mismo periodo. Sin embargo, estas cifras excluyen los ahorros de CO₂ del uso de la energía renovable en el sector del transporte (en particular los biocombustibles y los vehículos eléctricos) y, por lo tanto, el potencial de mitigación puede ser aún mayor. [10.3.3]

Con bastante frecuencia, se supone que las aplicaciones de energía renovable han de reemplazar íntegramente la actual combinación de combustibles fósiles, pero en términos reales esa eventualidad podría no ser cierta, ya que las energías renovables pueden competir, por ejemplo, con la energía nuclear o en el contexto de la propia cartera de energías renovables. Para dar cuenta de las incertidumbres, siquiera parcialmente con el fin de especificar el factor de emisión, se han diferenciado tres casos (nivel alto: valor promedio específico de emisiones de CO₂ respecto de una combinación

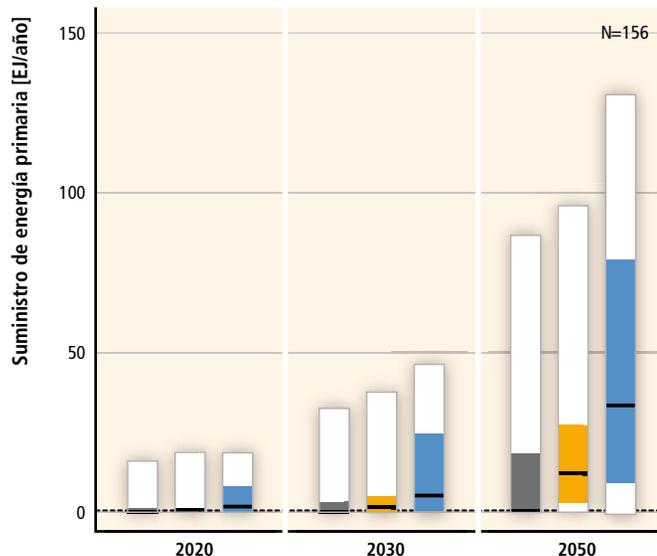
10.4 Curvas de los costos regionales de la mitigación con fuentes de energía renovables

Las curvas de oferta en relación con la supresión del carbono, la energía o la energía conservada tienen todas el mismo fundamento. Por lo general, esas curvas constan de medidas moderadas, cada una de las cuales guarda relación con el costo marginal de las medidas de supresión, tecnologías de la generación de

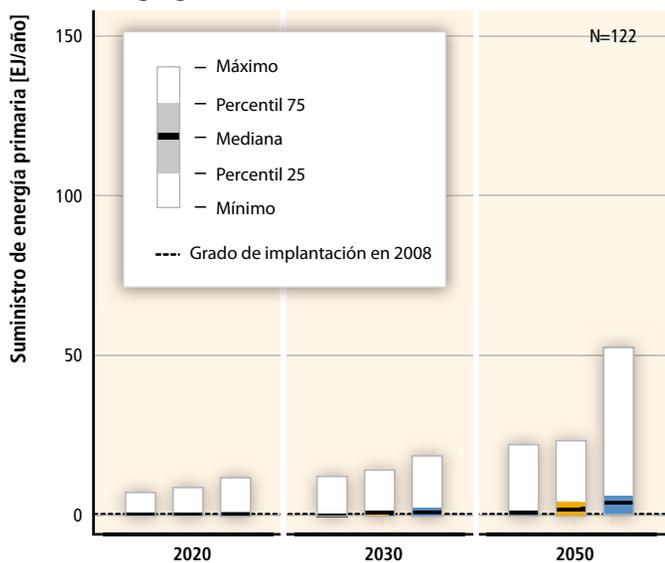
Bioenergía



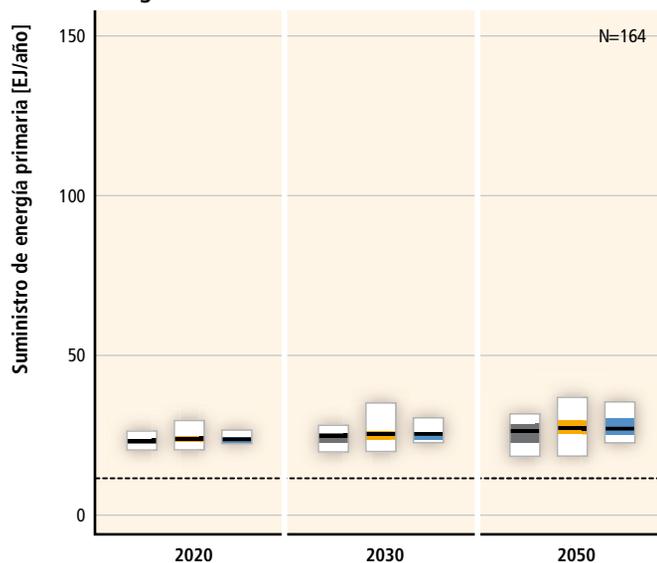
Energía solar directa



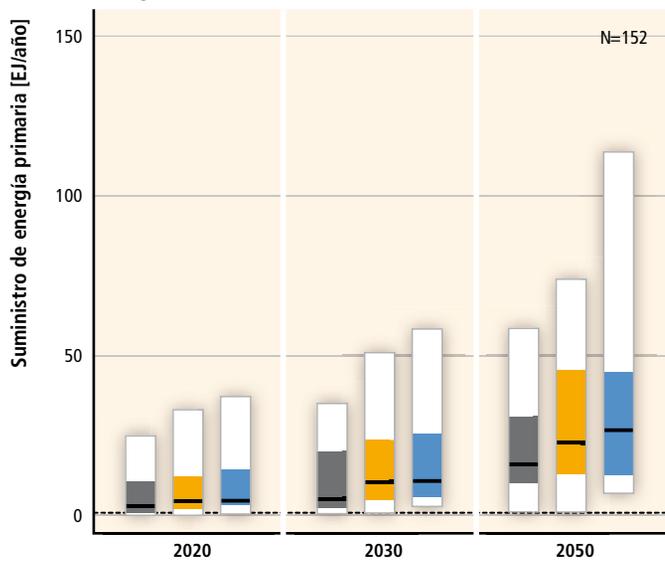
Energía geotérmica



Energía hidroeléctrica



Energía eólica



Porcentaje de electricidad proveniente de energía eólica y energía solar fotovoltaica

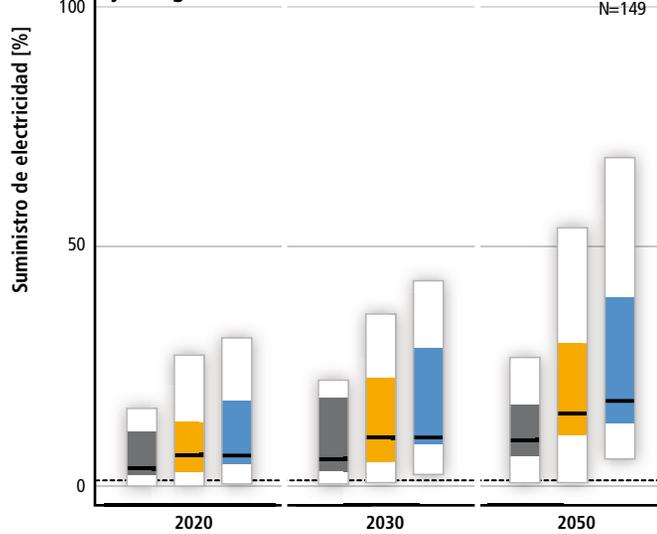


Figura RT.10.5 | Suministro mundial de la energía primaria (método directo equivalente) de biomasa, energía eólica, energía solar, energía hidroeléctrica y energía geotérmica en 164 escenarios de largo periodo en 2020, 2030 y 2050, y por categorías de niveles de concentración atmosférica de CO₂ en 2100. La línea negra gruesa corresponde a la mediana, el recuadro de color corresponde al intervalo entre cuartiles (percentilos 25 a 75) y los extremos de las barras blancas colindantes corresponden a todo el intervalo del conjunto de los escenarios examinados. [véase la figura 10.9]

Notas: por razones de comunicación de datos, la cantidad de escenarios que figuran en cada uno de los cuadros varía considerablemente. En la esquina superior derecha de cada cuadro se indica el número de escenarios que se han incluido en lugar del conjunto completo de 164 escenarios. Una de las razones por las que se presenta un suministro de bioenergía mayor al suministro de otras fuentes es que en esta figura el método directo equivalente se utiliza para representar energías primarias. La bioenergía se contabiliza como un primer paso para la conversión a combustibles, como los biocombustibles, a la electricidad y el calor. Las otras tecnologías producen principalmente electricidad y calor (aunque no del todo) y se contabilizan en la producción de esa energía secundaria. Si se utilizaran equivalentes primarios con base en el método de sustitución en vez del método directo equivalente, entonces la producción de energía a partir de la energía renovable no derivada de la biomasa se duplicaría o triplicaría más de lo mostrado en la figura). No se ha incluido la energía oceánica, ya que son muy pocos los escenarios que contemplan ese tipo de tecnología de energía renovable. Finalmente, tampoco se han incluido las categorías V y demás categorías superiores, y la categoría IV ha sido ampliada de 570 a 600 ppm, debido a que todos los escenarios de estabilización se sitúan por debajo de 600 ppm de CO₂ en 2100.

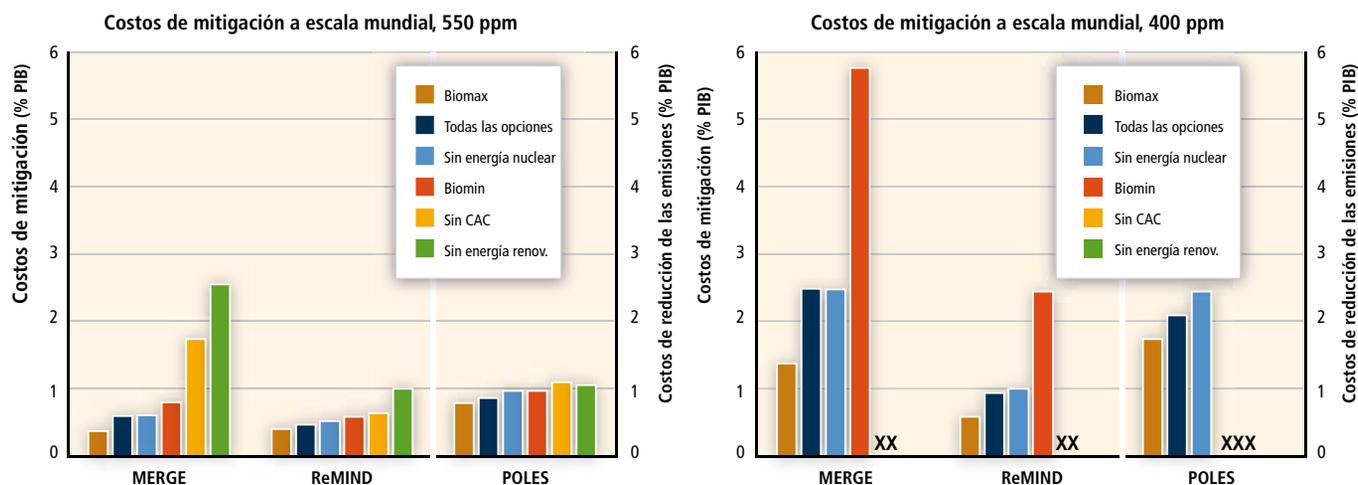


Figura RT.10.6 | Costos mundiales de mitigación (medidos en términos de pérdidas de consumo) del proyecto ADAM, que se basa en diversos supuestos relativos a la disponibilidad de tecnología de los niveles de estabilización a largo plazo de 550 y 400 ppmv CO₂eq. "Todas las opciones" se refiere a una cartera estándar de tecnologías en los diferentes modelos, mientras que "biomax" y "biomin" se refieren al doble y a la mitad, respectivamente, del potencial estándar de la biomasa de 200 EJ. La "no captura y almacenamiento del dióxido de carbono" excluye la captura y almacenamiento del dióxido de carbono de la cartera de mitigación y "la ausencia de energía nuclear" y de la "energía renovable" limitan los niveles de la implantación de la energía nuclear y la energía renovable a la base de referencia, que sigue siendo una expansión considerable en comparación con la actual. La "X" en el cuadro de la derecha indica que no se ha alcanzado el nivel de 400 ppmv CO₂eq en el caso de las opciones tecnológicas limitadas. [véase la figura 10.11]

energía o disposiciones para conservar el potencial de la energía; estas medidas se clasifican de acuerdo con su costo. En términos gráficos, la curva comienza en el costo más bajo a la izquierda, y se añade el costo más alto a la derecha para el costo siguiente y así sucesivamente, presentando así una curva de pendiente ascendente de izquierda a derecha que representa los costos marginales. Como resultado de ello, se obtiene una curva que puede interpretarse de forma similar al criterio relativo a las curvas de oferta en la economía tradicional. [10.4.2.1]

El concepto de curvas de oferta de la conservación de la energía se utiliza a menudo, pero tiene limitaciones comunes y concretas. En este contexto, las limitaciones más citadas se refieren a la controversia que existe entre científicos en cuanto a los potenciales con costos negativos; la simplificación de la realidad, ya que los actores también basan sus decisiones en otros criterios distintos a los reflejados en las curvas; la incertidumbre económica y tecnológica inherente a las predicciones del futuro, en particular referentes a la evolución de los precios de la energía y a las tasas de descuento; una mayor incertidumbre debida a una marcada agregación; una importante sensibilidad a las consideraciones de referencia y a toda la cartera futura de generación y transmisión; el examen de las medidas por separado, sin tener en cuenta la interdependencia que existe entre las medidas que se aplican conjuntamente o en un orden diferente, y, en el caso de las curvas de la disminución del carbono, una importante sensibilidad a las consideraciones sobre los factores (incierto) de la emisión. [10.4.2.1]

Teniendo en cuenta esas críticas, conviene también señalar que es muy difícil comparar los datos y los resultados del costo de reducción de la energía renovable y las curvas de oferta, ya que muy pocos estudios han aplicado un enfoque exhaustivo y coherente que ofrezca un examen detallado de los criterios empleados. Muchos de los estudios regionales y nacionales ofrecen una reducción inferior al 10% de las emisiones de referencia de CO₂ a mediano plazo con unos costos de reducción de aproximadamente 100 dólares de 2005 de Estados Unidos/t CO₂. El potencial consiguiente de reducción a bajo costo es bastante bajo comparado con el potencial de mitigación que resulta en muchos de los escenarios examinados. [10.4.3.2]

10.5 Costos de comercialización e implantación

Algunas tecnologías de la energía renovable son muy competitivas frente a los precios de la energía en el mercado actual. Muchas otras permiten prestar servicios energéticos competitivos en determinadas circunstancias como, por ejemplo, en regiones con condiciones favorables para los recursos, o en los que se carece de la infraestructura necesaria para otros tipos de suministro de energía de bajo costo. No obstante, en la mayoría de las regiones del mundo aun deben adoptarse medidas políticas para asegurar una rápida implantación de muchas fuentes de energía renovables. [2.7, 3.8, 4.6, 5.8, 6.7, 7.8, 10.5.1, véase la figura RT.1.9]

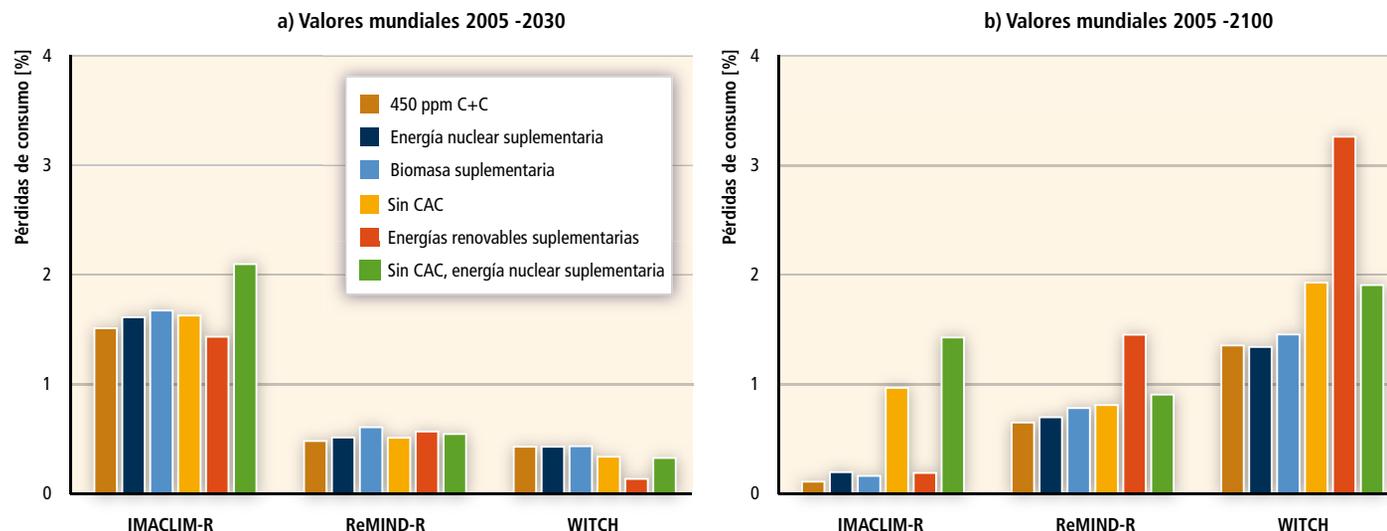


Figura RT.10.7 | Costos de mitigación del proyecto RECIPE, sobre la base de diversos supuestos en relación con la disponibilidad de tecnologías del nivel de estabilización a largo plazo de 450 ppmv CO₂. Valores de las opciones tecnológicas en términos de las pérdidas de consumo de los escenarios en que se prevé la opción indicada (captura y almacenamiento del dióxido de carbono) o limitada a los niveles de referencia (todas las demás tecnologías) para los períodos de a) 2005 a 2030 y b) de 2005 a 2100. Los valores de las opciones se calculan con base en las diferencias de las pérdidas de consumo de un escenario en que el uso de determinadas tecnologías está limitado con respecto al escenario de referencia. Cabe señalar que en el escenario “fix-RE” del proyecto WITCH se ha considerado que no se podrá disponer de una tecnología de respaldo genérica. [véase la figura 10.12]

En las figuras RT.10.11 y RT.10.12 se presentan datos adicionales sobre los costos nivelados de la energía, también denominados costos nivelados por unidad o costos nivelados de la generación, de determinadas tecnologías de la energía renovable y la calefacción, respectivamente. En la figura RT. 10.13 se muestra el costo nivelado de los combustibles para el transporte. El costo nivelado de la energía comprende todos los costos (es decir, los costos de inversión, los costos de funcionamiento y mantenimiento, los costos de combustibles y los costos de desmantelamiento) de una instalación de la conversión de energía, y

asigna dichos costos a la producción de energía durante el período de tiempo, aunque no se tienen en cuenta los subsidios o los incentivos de política. Dado que algunas tecnologías de la energía renovable (por ejemplo, la energía fotovoltaica, la energía solar por concentración y la energía eólica) se caracterizan por un importante porcentaje de costos de inversión en relación con los costos variables, la tasa de descuento aplicada ejerce una influencia decisiva en el costo nivelado de la energía de esas tecnologías (véanse las figuras RT.10.11, RT.10.12 y RT.10.13). [10.5.1] El costo nivelado de la energía se extrae del

Proyecciones de la penetración de energías renovables a escala mundial por fuentes

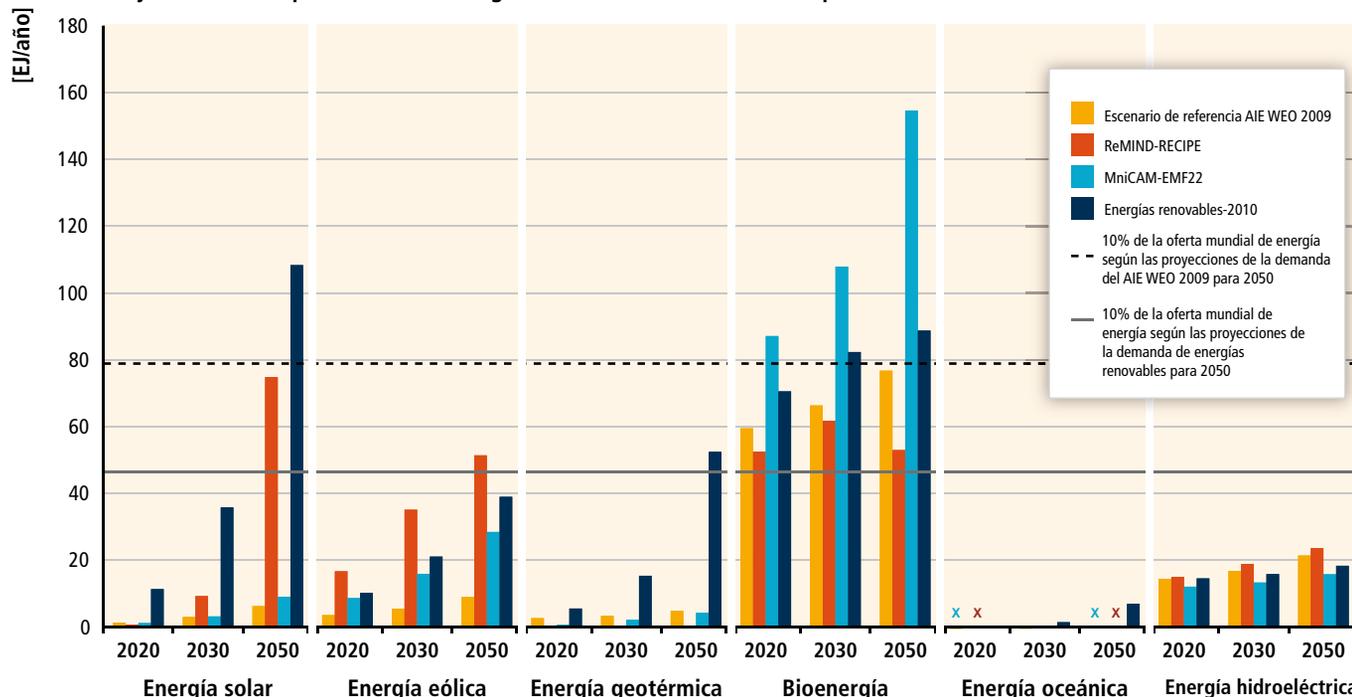
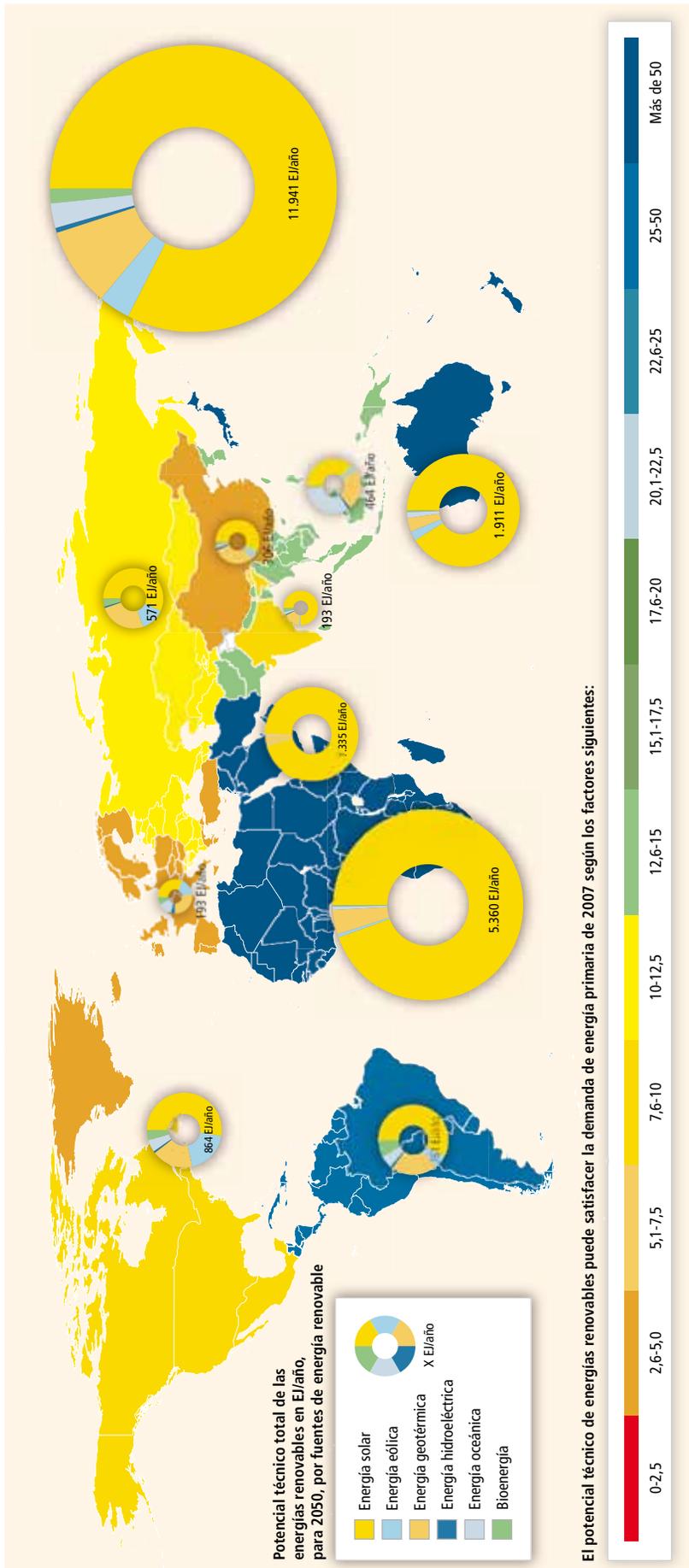


Figura RT.10.8 | Proyecciones mundiales de la evolución de la energía renovable y porcentaje mundial de la energía primaria renovable de un conjunto de cuatro escenarios ilustrativos por fuente. [véase la figura 10.14]

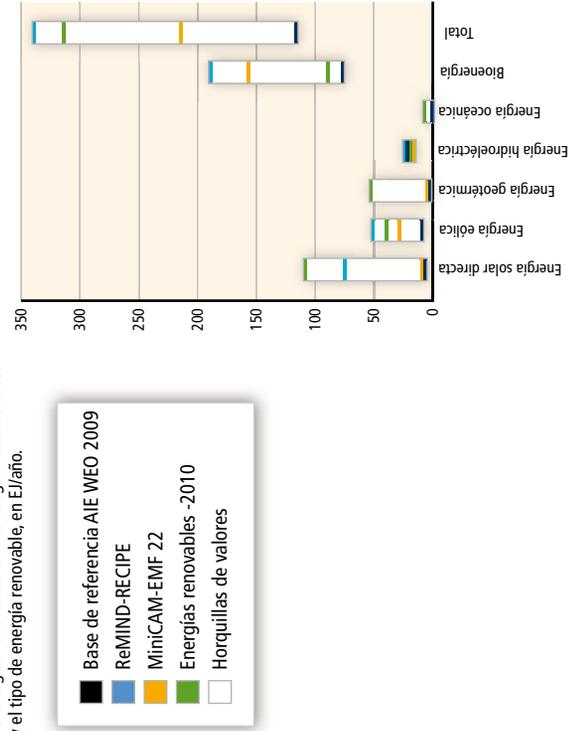


Análisis de los potenciales de las energías renovables: en esta figura están representados los potenciales técnicos de energías renovables a escala mundial y regional, de acuerdo con una compilación de estudios publicados antes de 2009 por Krewitt y otros (2009). No se ha deducido ninguna de las capacidades que ya se esté utilizando para producir energía. Debido a diferencias de metodologías y métodos de contabilidad entre los diferentes estudios, no es posible una comparación estricta de estas estimaciones entre tecnologías y regiones, así como con la demanda de energía primaria. Los análisis del potencial técnico de las energías renovables que se han publicado después de 2009 arrojan resultados más elevados en algunos casos pero no se han incluido en esta figura. No obstante, algunas de las tecnologías de energía renovable pueden entrar en competencia por el uso de la tierra lo que podría mermar el potencial general de las energías renovables.

Datos del escenario: Escenario de referencia IEA WEO 2009 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), 2009; Teske y otros, 2010; Escenario ReMIND-RECIPE de estabilización en 450 ppm (Luderer y otros, 2009); Primer mejor Escenario MiniCAM EMF22 que sobrepasa los 2,6 W/m² (Calvin y otros, 2009); Escenario Advanced Energy (Revolution 2010 (Teske y otros, 2010).

Gráfico de horquillas de valores: grado de implantación de energías renovables en 2050 según los escenarios y el tipo de energía renovable, en EJ/año.

A escala mundial - EJ/año



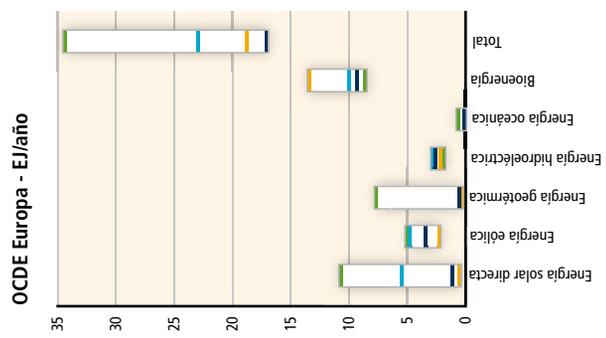
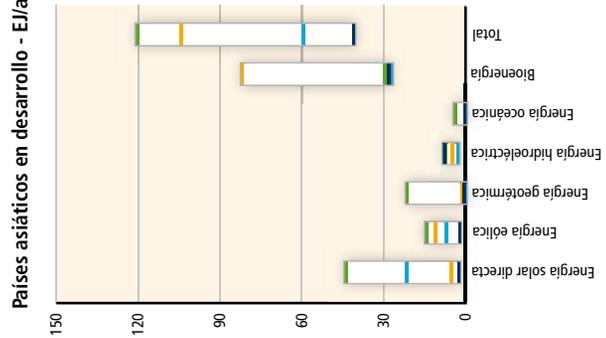
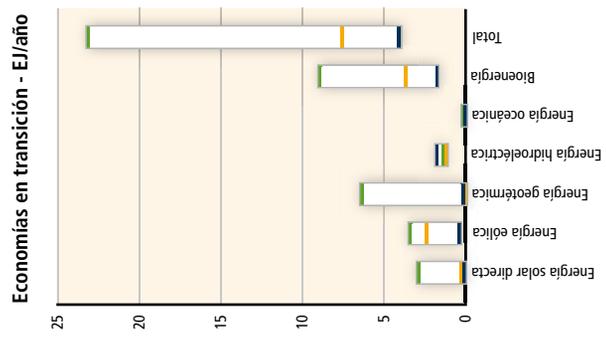
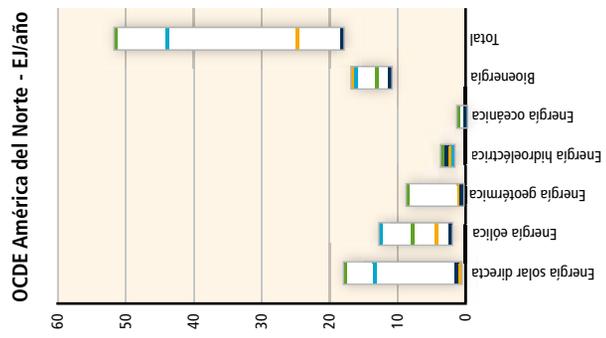
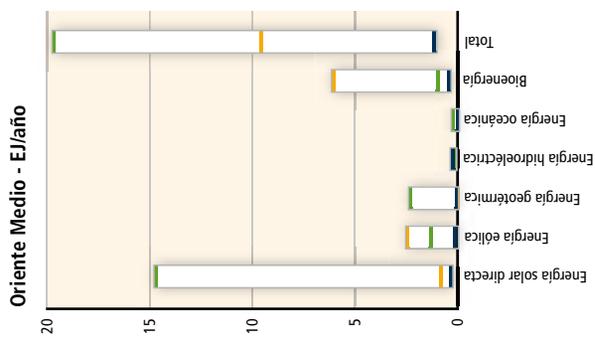
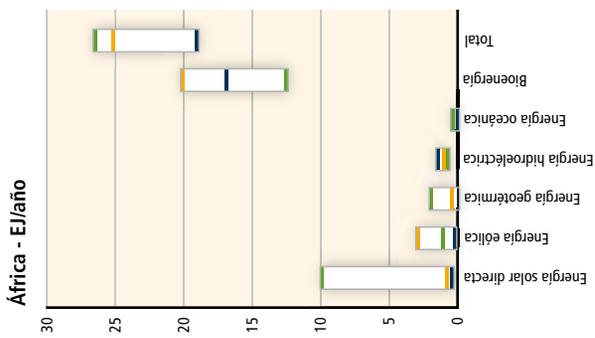
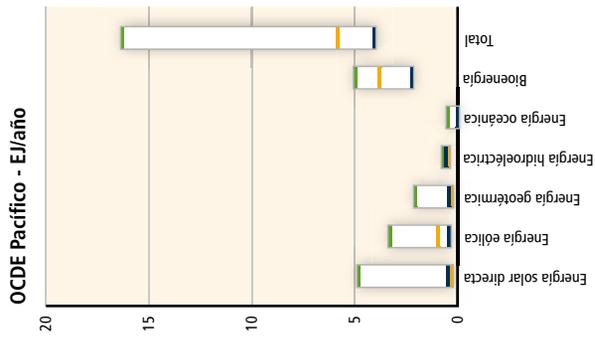
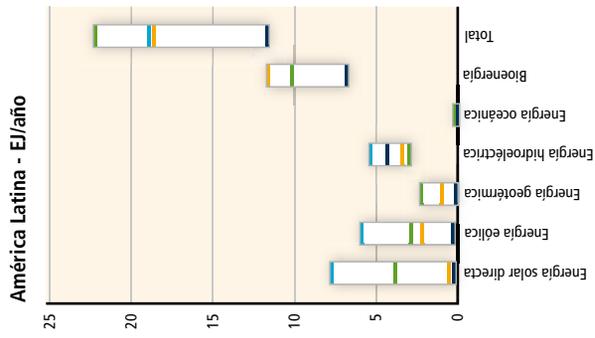


Figura RT.10.9 | Desglose regional de la implantación de la energía renovable en 2050 de un conjunto ilustrativo de cuatro escenarios y comparación de la posible implantación con el potencial técnico correspondiente a las diferentes tecnologías. Los cuatro escenarios ilustrativos que se han seleccionado forman parte de un estudio exhaustivo de 164 escenarios. Esta selección abarca desde un escenario de referencia (AIE WEO 2009), que no contempla niveles específicos de estabilización de concentración de gases de efecto invernadero hasta tres escenarios que representan diferentes categorías de concentración de CO₂, uno de ellos (REMind-RECIPE) pertenece a la categoría III (de 440 a 485 ppm) y los otros dos (MiniCam EMF 22 y ER 2010) a la categoría I (<400 ppm). De estos últimos, el escenario MiniCam EMF 22 comprende la energía nuclear y la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono como opciones de mitigación y permite sobrepasar los límites para alcanzar el nivel de concentración, mientras que el ER 2010 sigue una trayectoria optimista de aplicación de la energía renovable. Los países con economías en transición son países que pasaron de una anterior economía de planificación centralizada a un sistema de libre mercado. [véase la figura 10.19]

análisis de la literatura especializada y representa los datos disponibles más actuales sobre los costos. Las horquillas de valores respectivas son bastante amplias, pues el costo nivelado de tecnologías idénticas puede variar en todo el mundo, dependiendo de las existencias de recursos de la energía renovable y de los costos de inversión, financiación y funcionamiento y mantenimiento locales. Las comparaciones entre las diferentes tecnologías no deben basarse únicamente en los datos sobre los costos presentados en las figuras RT.10.9, RT.10.11, RT.10.12 y RT.10.13; sería preferible tener también en cuenta las condiciones específicas del sitio, proyecto y/o inversor. En los capítulos sobre tecnología [2.7, 3.8, 4.7, 5.8, 6.7, 7.8] se ofrecen valores útiles de sensibilidad a ese respecto. [10.5.1]

La horquilla de valores de los costos que se facilita en el presente Informe no refleja los costos de integración (capítulo 8), los costos o beneficios externos (capítulo 9) o los costos de las políticas (capítulo 11). En condiciones adecuadas, los extremos inferiores de las horquillas indican que, en muchas regiones del

mundo, algunas tecnologías de la energía renovable pueden ya competir con formas tradicionales a los precios actuales del mercado de la energía. [10.5.1]

Las curvas de oferta de los costos [10.4.4, figuras 10.23, 10.25, 10.26 y 10.27] ofrecen información adicional sobre la base de recursos disponible (presentada como una función del costo nivelado de la energía en asociación con su explotación). En contraste, las curvas de oferta de los costos [10.3.2.1, figuras 10.15–10.17] ilustran la cantidad de energías renovables aprovechadas (nuevamente como una función del costo nivelado de la energía) en diferentes regiones, toda vez que se sigan las trayectorias concretas para la expansión de estas energías. Además, cabe destacar que la mayoría de las curvas de oferta de los costos se refiere a puntos futuros en el tiempo (por ejemplo, 2030 ó 2050), mientras que el costo nivelado de la energía facilitado en las secciones sobre costos de los capítulos sobre tecnología así como los presentados en las figuras RT.10.11, RT.10.12 y RT.10.13 (y en el anexo III) se refieren a los costos actuales. [10.5.1]

Valores acumulativos mundiales de ahorro de CO₂ para trayectorias diferentes de escenarios de implantación de energías renovables desde 2010 hasta 2020, 2030 y 2050

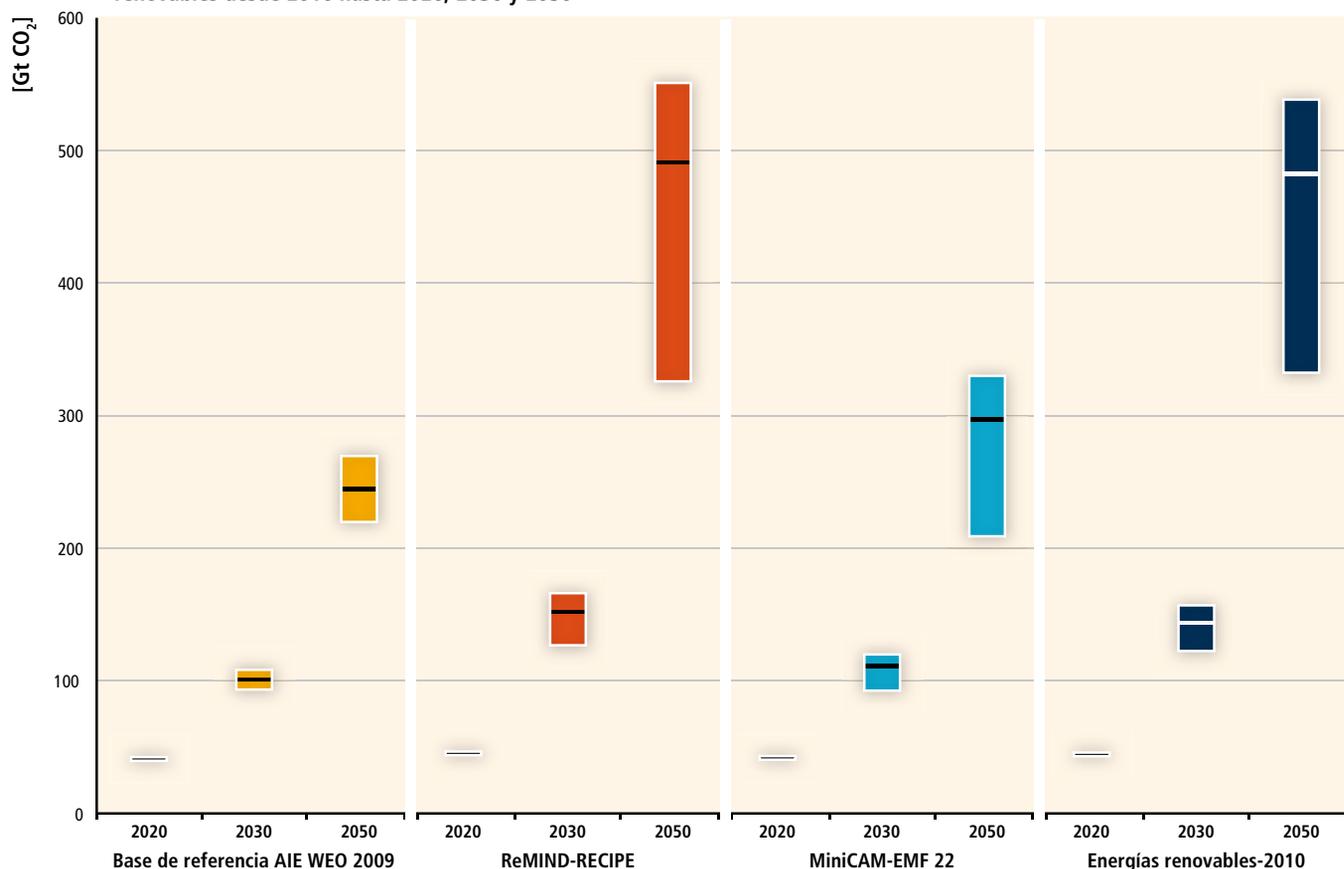


Figura RT.10.10 | Valores acumulativos mundiales de ahorro de CO₂ entre 2010 y 2050 de cuatro escenarios ilustrativos. Las horquillas de valores presentadas indican un alto grado de incertidumbre en lo referente a las fuentes convencionales de energía reemplazadas. Mientras que el límite superior tiene en cuenta una sustitución total de los combustibles de origen fósil, el límite inferior contempla específicamente las emisiones de CO₂ en el propio escenario analizado. La línea del medio se calculó teniendo en cuenta que las energías renovables desplazan la combinación de energías correspondiente a un escenario de referencia. [véase la figura 10.22]

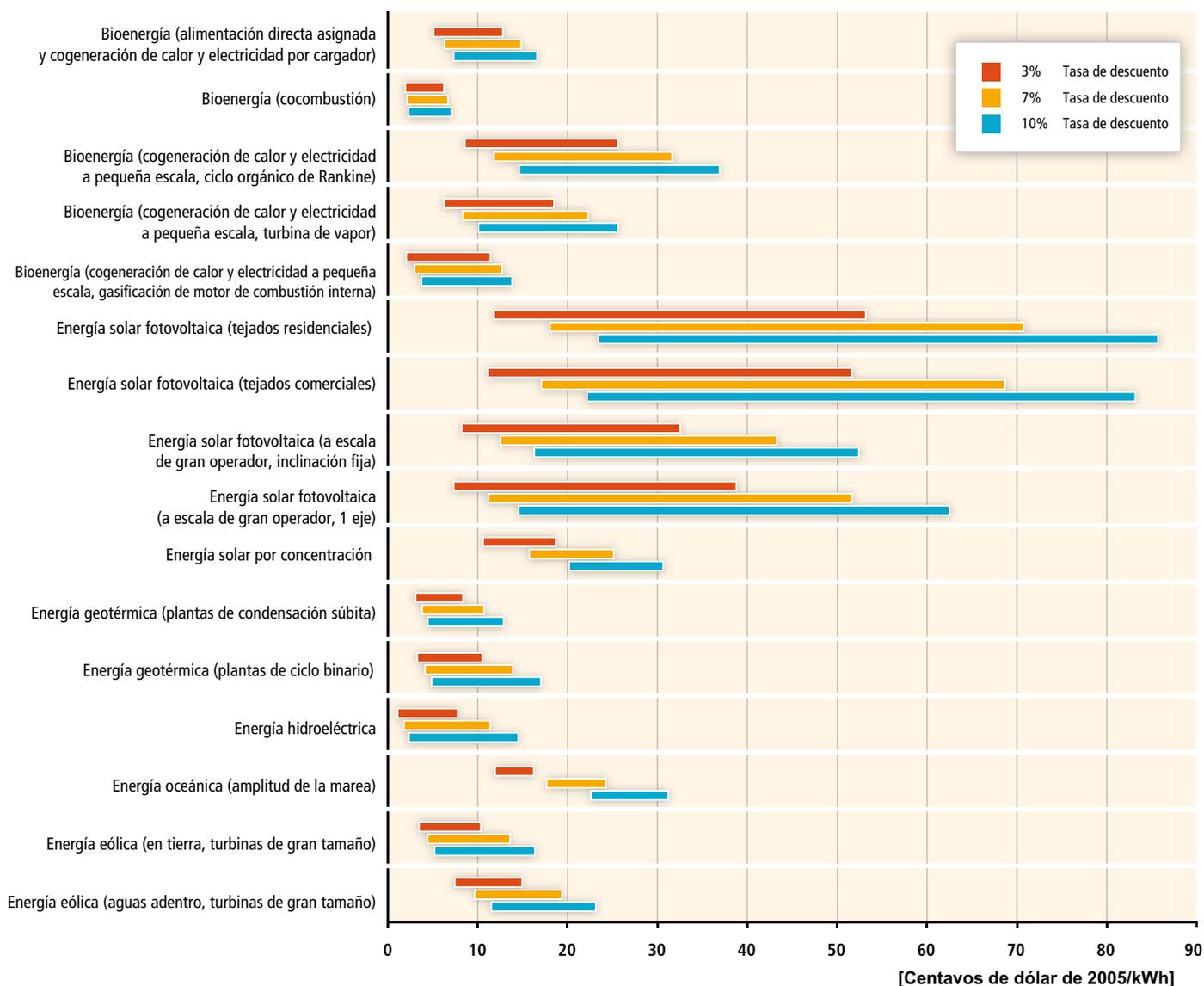


Figura RT.10.11 | Costo nivelado de la electricidad de las tecnologías de la energía renovable disponibles en el mercado, con tasas de descuento del 3%, el 7% y el 10%. Las estimaciones del costo nivelado de la electricidad de todas las tecnologías se basan en los datos de los insumos que aparecen resumidos en el anexo III y en la metodología presentada en el anexo II. El límite inferior de la horquilla de valores del costo nivelado se basa en el extremo inferior de la horquilla de inversión, funcionamiento y mantenimiento, y de ser necesario, en el costo del insumo, y el límite superior de las horquillas de los factores de capacidad y el período de vida así como, de ser necesario, del extremo superior de la eficiencia de conversión y del ingreso procedente de los subproductos. Por consiguiente, el límite superior de la horquilla de valores de los costos nivelados se basa en el límite superior de la horquilla de inversión, funcionamiento y mantenimiento y, de ser necesario, en el costo del insumo, y el límite inferior de la horquilla de los factores de capacidad y el período de vida así como, de ser necesario, en el límite inferior de la eficiencia de la conversión y el rendimiento de subproductos. Cabe resaltar que la eficiencia de la conversión, el ingreso procedente de los subproductos y el período de vida se ajustan, en algunos casos, a los valores de referencia o a los valores medios. Para mayor información y datos, véase el anexo III (OCR: ciclo orgánico de Rankine). [véase la figura 10.29]

Durante los últimos decenios se han demostrado los progresos considerables realizados en materia de tecnologías de la energía renovable y las consiguientes reducciones en los costos, aunque no siempre se conozca en detalle la contribución e interacción mutua de los diferentes elementos impulsores (por ejemplo, el aprendizaje mediante la investigación, el aprendizaje empírico, el aprendizaje por aplicación, el aprendizaje mediante la interacción, la adaptación de las tecnologías y las economías de escala). [2.7, 3.8, 7.8, 10.5.2]

Desde un punto de vista empírico, la disminución de costos que se ha conseguido puede describirse con curvas de experiencia (o de "aprendizaje"). En cuanto a la duplicación de la capacidad instalada (acumulativa), muchas tecnologías revelan una disminución porcentual más o menos constante en los

costos específicos de la inversión (o en el costo nivelado o precio unitario, según el indicador del costo elegido). El valor numérico que describe esa mejora se llama tasa de aprendizaje. En la tabla RT.10.1 figura un resumen de las tasas de aprendizaje observadas. [10.5.2]

Cualquier evaluación de costos futuros mediante la extrapolación de curvas históricas de experiencia debe tener en cuenta la incertidumbre de la tasa de aprendizaje así como las salvedades y lagunas en los conocimientos anteriormente mencionadas. [10.5.6, 7.8.4.1] Como método complementario, se podrían utilizar las clarificaciones de los expertos para reunir información adicional sobre el futuro potencial de la reducción de los costos, que podrían cotejarse con las evaluaciones realizadas a partir de las tasas de aprendizaje.

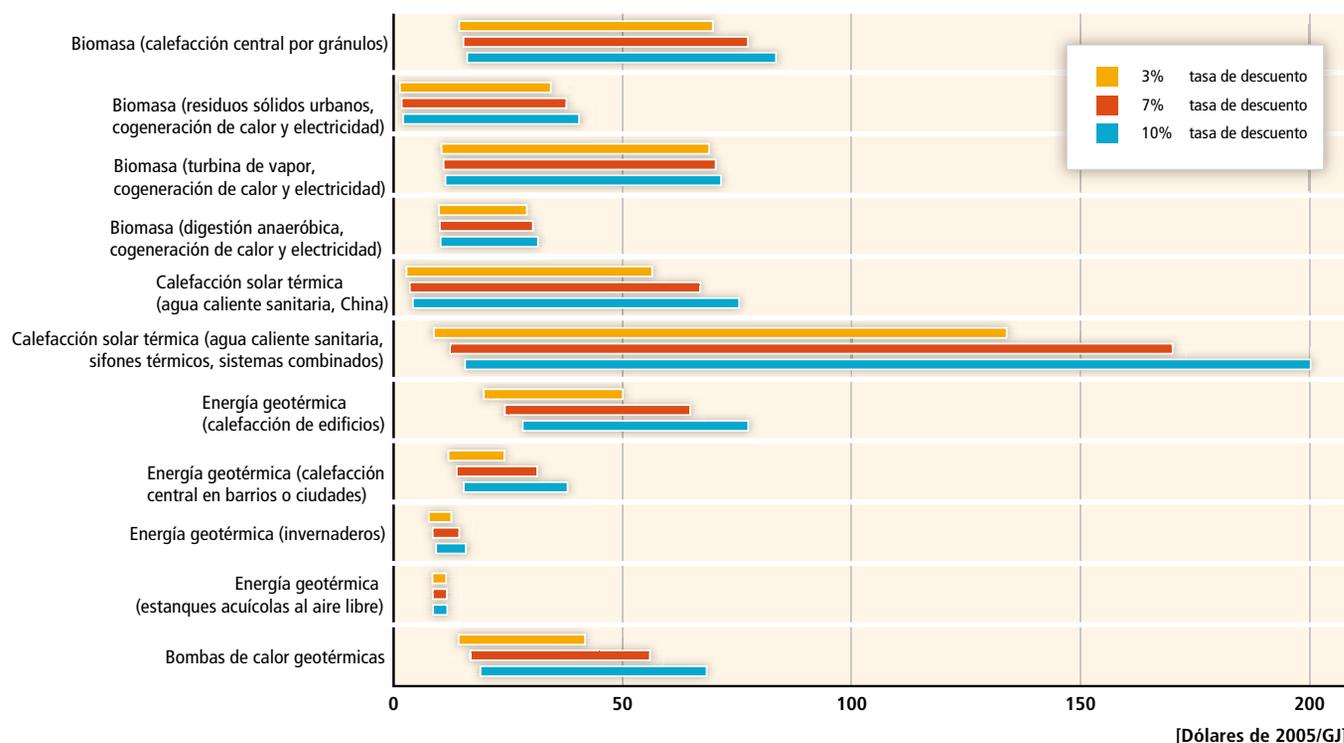


Figura RT.10.12 | Costo nivelado del calor de las tecnologías de la energía renovable disponibles en el mercado, con tasas de descuento del 3%, el 7% y el 10%. Las estimaciones del costo nivelado del calor de todas las tecnologías se basan en los datos que aparecen resumidos en el anexo III y en la metodología presentada en el anexo II. El límite inferior de la horquilla del costo nivelado se basa en el extremo inferior de la horquilla de inversión, funcionamiento y mantenimiento y, de ser necesario, en el costo del insumo y el extremo superior de los factores de capacidad y el período de vida así como, de ser necesario, del límite superior de la eficiencia de la conversión y el ingreso procedente de los subproductos. Por consiguiente, el límite superior de la horquilla de los costos nivelados se basa en el extremo superior de la horquilla de inversión, funcionamiento y mantenimiento y, de ser necesario, en el costo del insumo, y el extremo inferior de los factores de capacidad y el período de vida así como, de ser necesario, en el extremo inferior de la eficiencia de la conversión y el rendimiento del ingreso procedente de los subproductos. Cabe resaltar que la eficiencia de la conversión, el ingreso procedente de los subproductos y el período de vida se ajustan, en algunos casos, a los valores de referencia o a los valores promedio. Para mayor información y demás datos, véase el anexo III. [véase la figura 10.30]

Además, los análisis técnicos de los modelos para identificar el potencial de mejoras tecnológicas podrían también aportar datos complementarios para la elaboración de las proyecciones de costos. [2.6, 3.7, 4.6, 6.6, 7.7, 10.5.2]

Por ejemplo, se prevén posibles adelantos tecnológicos y las correspondientes reducciones en los costos en los ámbitos de aplicación siguientes: biocombustibles de nueva generación y biorrefinerías; tecnologías avanzadas de energía fotovoltaica y energía solar por concentración y procesos de fabricación; sistemas geotérmicos mejorados; una multiplicidad de tecnologías oceánicas nuevas, y diseños de anclajes y de turbinas de energía eólica aguas adentro. En el futuro, las reducciones en el costo de la energía hidroeléctrica serán previsiblemente menos notables que en otras tecnologías de la energía renovable, aunque existen oportunidades de investigación y desarrollo (I+D) que permiten llevar a cabo proyectos de energía hidroeléctrica factibles desde el punto de vista técnico en una diversidad de condiciones naturales y mejorar el rendimiento técnico de los nuevos proyectos y existentes. [2.6, 3.7, 4.6, 5.3, 5.7, 5.8, 6.6, 7.7]

No es posible responder a la pregunta sobre la justificación de realizar una inversión inicial en una tecnología innovadora mientras ésta se trate de forma aislada. En un primer intento de aclarar esta cuestión y, en particular, a fin de estudiar la competencia mutua de las posibles tecnologías orientadas a la protección del clima, los autores de modelos integrados de evaluación han empezado a elaborar modelos de aprendizaje tecnológico de forma endógena. Los resultados obtenidos de los ejercicios de comparación

correspondientes indican que, en el contexto de objetivos rigurosos sobre el clima, en la mayoría de los casos se puede justificar la inversión inicial. [10.5.3.]

No obstante, como se puede observar en los diferentes escenarios de la figura RT.10.14 y en otros estudios, todavía existe mucha incertidumbre en cuanto al volumen exacto y los plazos de estas inversiones. [10.5.4]

Los cuatro escenarios ilustrativos que se han analizado en detalle en la sección 10.3 abarcan estimaciones de inversiones acumulativas mundiales decenales (en el sector de la generación de electricidad), que van de 1.360 a 5.100 millones de dólares de 2005 de Estados Unidos para el decenio 2011-2020, y de 1.490 a 7.180 millones de dólares de 2005 de Estados Unidos para 2021-2030. Estas cifras permiten efectuar una evaluación de los futuros volúmenes del mercado y las consecuentes oportunidades de inversión. Los valores más bajos corresponden al escenario de referencia del *World Energy Outlook 2009* de la AIE y los más altos a un escenario que procura estabilizar la concentración atmosférica (únicamente) del dióxido de carbono a 450 ppm. El promedio de inversión anual del escenario de referencia es ligeramente inferior a los valores de inversión respectivos publicados en 2009. Entre 2011 y 2020, los valores más altos de los promedios anuales de la inversión en el sector de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables corresponden a un aumento que prácticamente triplica las inversiones mundiales actuales en ese sector. Para el decenio siguiente (de 2021 a 2030) se prevé un incremento de un quíntuplo. Incluso

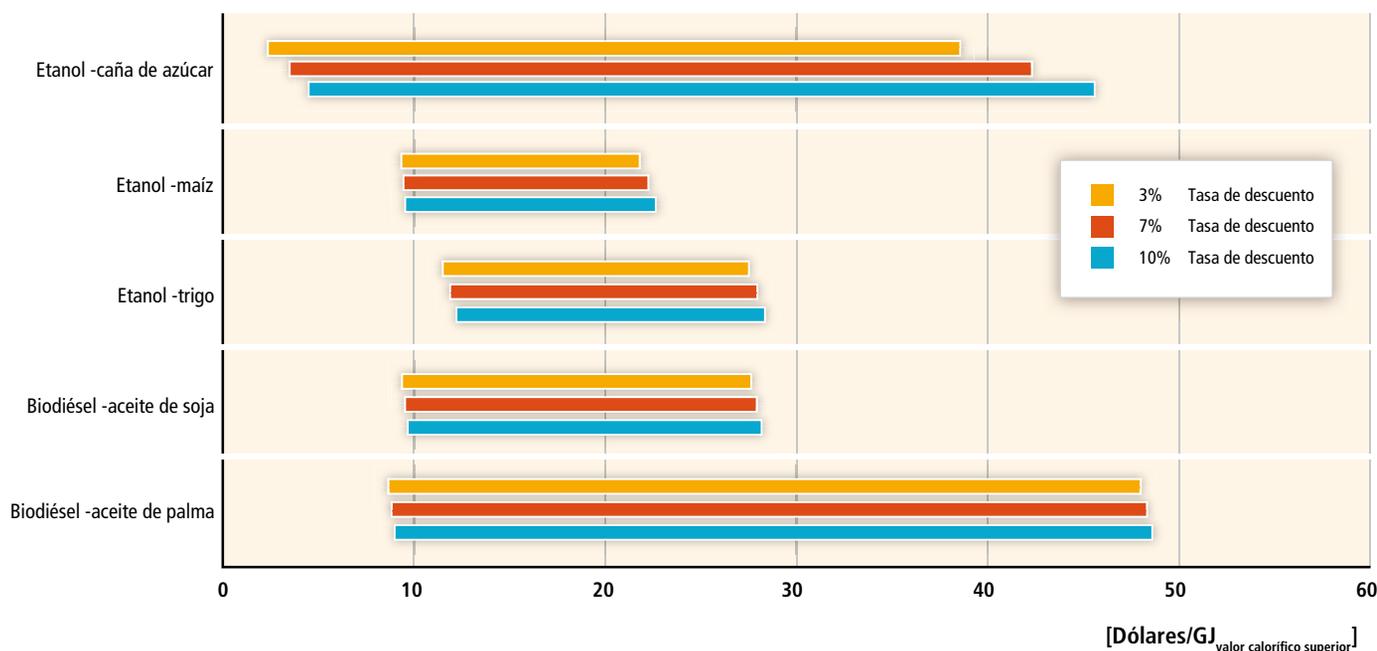


Figura RT.10.13 | Costo nivelado de los biocombustibles de las tecnologías de conversión de la biomasa disponibles en el mercado, con tasas de descuento del 3%, el 7% y el 10%. Las estimaciones del costo nivelado de los biocombustibles de todas las tecnologías se basan en los datos que aparecen resumidos en el anexo III y en la metodología presentada en el anexo II. El límite inferior de la horquilla de los costos nivelados se basa en el extremo inferior de la inversión, funcionamiento y mantenimiento y el costo del insumo. Por consiguiente, el límite superior de la horquilla de los costos nivelados se basa en el extremo superior de la inversión, funcionamiento y mantenimiento y el costo del insumo. Cabe resaltar que la eficiencia de la conversión, el ingreso procedente de los subproductos y el período de vida se ajustan, en algunos casos, a los valores de referencia o a los valores promedio. Para mayor información y demás datos, véase el anexo III. [véase la figura 10.31]

el nivel superior de las inversiones anuales es inferior al 1% del producto interior bruto (PIB) mundial. Además, una mayor capacidad operativa de las centrales eléctricas de energía renovable permitiría reducir la cantidad de combustibles fósiles y nucleares que, de otro modo, serían necesarios para satisfacer una demanda de electricidad determinada. [10.5.4]

10.6 Costos y beneficios sociales y medioambientales

La extracción, conversión y utilización de la energía influyen considerablemente en el medio ambiente y los costos externos. Si bien el reemplazo de la energía de origen fósil por tecnologías de energía renovable a menudo puede reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y, en cierta medida, otros efectos medioambientales y costos externos, estas tecnologías pueden también repercutir en el medio ambiente y en los costos externos, según la fuente de energía y la tecnología utilizadas. Estos efectos y costos se han de tener en cuenta si se realiza una evaluación exhaustiva de los costos. [10.6.2]

En la figura RT.10.15 se muestra el amplio margen de incertidumbre de dos componentes primordiales relativos a los costos externos, en particular los costos relacionados con el clima y la salud. La combustión de biomasa a pequeña escala en las plantas de cogeneración de calor y electricidad conlleva costos externos relativamente altos, a causa de las emisiones de las partículas nocivas para la salud. Al parecer la energía eólica aguas adentro acarrea menos costos externos. Las estimaciones de los costos externos de la energía nuclear no aparecen en esta figura porque la naturaleza y la evaluación de estos costos y el riesgo que supone la liberación de los radionucleidos debido a accidentes poco probables o a fugas en los depósitos de residuos en un futuro lejano son muy diferentes,

por ejemplo, del cambio climático y la contaminación atmosférica, que son prácticamente inevitables. Sin embargo, esos efectos externos relacionados con la energía nuclear pueden ser objeto de examen y juicio por parte de la sociedad. Los riesgos de accidente en términos de víctimas mortales debido a las diversas cadenas de producción de la energía (por ejemplo, el carbón, el petróleo, el gas y el hidrógeno) son, en general, más altos en los países que no son de la OCDE que en los países de la OCDE. [10.6.3, 9.3.4.7]

En vista de que en la figura RT.10.15 solo se muestran los costos externos por tecnología, pueden derivarse beneficios si se tiene en cuenta que una tecnología sustituye a otra. Las fuentes de energía renovables y las tecnologías que las utilizan para la generación de electricidad por lo general tienen costos externos más bajos por unidad producida en comparación con las tecnologías basadas en combustibles fósiles. No obstante, conviene estudiar cada caso por separado pues también pueden presentarse algunas excepciones. [10.6.3]

No obstante, hay mucha incertidumbre en materia de evaluación y valoración de los efectos externos de las fuentes de energía. En la evaluación de los daños físicos, biológicos y sobre la salud hay mucha incertidumbre y por lo general las estimaciones se basan en modelos de cálculo, cuyos resultados son a menudo difíciles de validar. Rara vez se pueden asignar a los daños o a los cambios valores de mercado que podrían facilitar una estimación de los costos; por lo tanto, debe utilizarse información indirecta u otros criterios para la valoración de los daños. Además, muchos de estos daños ocurrirán en un futuro lejano o en sociedades muy distintas a las que se benefician del uso de la producción de la energía examinada, lo que hace más difícil la realización de una evaluación. Todos estos factores contribuyen a la incertidumbre de los costos externos. [10.6.5]

Tabla RT.10.1 | Tasas de aprendizaje observadas de las diversas tecnologías del suministro de energía. Cabe señalar que los valores mencionados en las publicaciones más antiguas son menos fiables, ya que se refieren a períodos de tiempo más cortos. [véase la tabla 10.10]

Tecnología	Fuente	País/región	Período	Tasa de aprendizaje (%)	Medida de rendimiento
Energía eólica en tierra					
	Neij, 1997	Dinamarca	1982-1995	4	Precio de la turbina eólica (USD/kW)
	Mackay y Probert, 1998	EE.UU.	1981-1996	14	Precio de la turbina eólica (USD/kW)
	Neij, 1999	Dinamarca	1982-1997	8	Precio de la turbina eólica (USD/kW)
	Durstewitz, 1999	Alemania	1990-1998	8	Precio de la turbina eólica (USD/kW)
	AIE, 2000	EE.UU.	1985-1994	32	Costos de producción de la electricidad (USD/kWh)
	AIE, 2000	Unión Europea	1980-1995	18	Costos de producción de la electricidad (USD/kWh)
	Kouvaritakis et al., 2000	OCDE	1981-1995	17	Precio de la turbina eólica (USD/kW)
	Neij, 2003	Dinamarca	1982-1997	8	Precio de la turbina eólica (USD/kW)
	Junginger et al., 2005a	España	1990-2001	15	Costos de inversión llave en mano (EUR/kW)
	Junginger et al., 2005a	Reino Unido	1992-2001	19	Costos de inversión llave en mano (EUR/kW)
	Söderholm y Sundqvist, 2007	Alemania, Reino Unido, Dinamarca	1986-2000	5	Costos de inversión llave en mano (EUR/kW)
	Neij, 2008	Dinamarca	1981-2000	17	Costos de producción de la electricidad (USD/kWh)
	Kahouli-Brahmi, 2009	Mundo	1979-1997	17	Costos de inversión (USD/kW)
	Nemet, 2009	Mundo	1981-2004	11	Costos de inversión (USD/kW)
	Wiser y Bolinger, 2010	Mundo	1982-2009	9	Costos de inversión (USD/kW)
Energía eólica aguas adentro					
	Isles, 2006	8 países de la Unión Europea	1991-2006	3	Costo de inversión de los parques eólicos (USD/kW)
Energía fotovoltaica					
	Harmon, 2000	Mundo	1968-1998	20	Precio del módulo fotovoltaico (USD/vatios pico)
	AIE, 2000	EE.UU.	1976-1996	21	Precio del módulo fotovoltaico (USD/vatios pico)
	Williams, 2002	Mundo	1976-2002	20	Precio del módulo fotovoltaico (USD/vatios pico)
	Centro de Investigación de la Energía (Países Bajos), 2004	EE.UU.	1976-2001	20-23	Precio del módulo fotovoltaico (USD/vatios pico)
	Centro de Investigación de la Energía (Países Bajos), 2004	Alemania	1992-2001	22	Precio del equilibrio de los costos del sistema
	van Sark et al., 2007	Mundo	1976-2006	21	Precio del módulo fotovoltaico (USD/vatios pico)
	Kruck y Eltrop, 2007	Alemania	1977-2005	13	Precio del módulo fotovoltaico (USD/vatios pico)
	Kruck y Eltrop, 2007	Alemania	1999-2005	26	Precio del equilibrio de los costos del sistema
	Nemet, 2009	Mundo	1976-2006	15-21	Precio del módulo fotovoltaico (USD/vatios pico)
Energía solar por concentración					
	Enermodal, 1999	EE.UU.	1984-1998	8-15	Costos de inversión de la planta (USD/kW)
Biomasa					
	AIE, 2000	Unión Europea	1980-1995	15	Costos de producción de la electricidad (USD/kWh)
	Goldemberg et al., 2004	Brasil	1985-2002	29	Precio del etanol (USD/m ³)
	Junginger et al., 2005b	Suecia, Finlandia	1975-2003	15	Precio de la viruta (EUR/GJ)
	Junginger et al., 2006	Dinamarca	1984-1991	15	Costos de producción del biogás (EUR/Nm ³)
	Junginger et al., 2006	Suecia	1990-2002	8-9	Precio de la cogeneración de calor y electricidad a partir de biomasa (EUR/kWh)
	Junginger et al., 2006	Dinamarca	1984-2001	0-15	Costos de producción del biogás (EUR/Nm ³)
	Junginger et al., 2006	Dinamarca	1984-1998	12	Plantas de biogás (€/m ³ biogas/día)
	Van den Wall Bake et al., 2009	Brasil	1975-2003	19	Etanol de la caña de azúcar (USD/m ³)
	Goldemberg et al., 2004	Brasil	1980-1985	7	Etanol de la caña de azúcar (USD/m ³)
	Goldemberg et al., 2004	Brasil	1985-2002	29	Etanol de la caña de azúcar (USD/m ³)
	Van den Wall Bake et al., 2009	Brasil	1975-2003	20	Etanol de la caña de azúcar (USD/m ³)
	Hettinga et al., 2009	EE.UU.	1983-2005	18	Etanol del maíz (USD/m ³)
	Hettinga et al., 2009	EE.UU.	1975-2005	45	Costos de producción del maíz (USD/t)
	Van den Wall Bake et al., 2009	Brasil	1975-2003	32	Costos de producción de la caña de azúcar (USD/t)

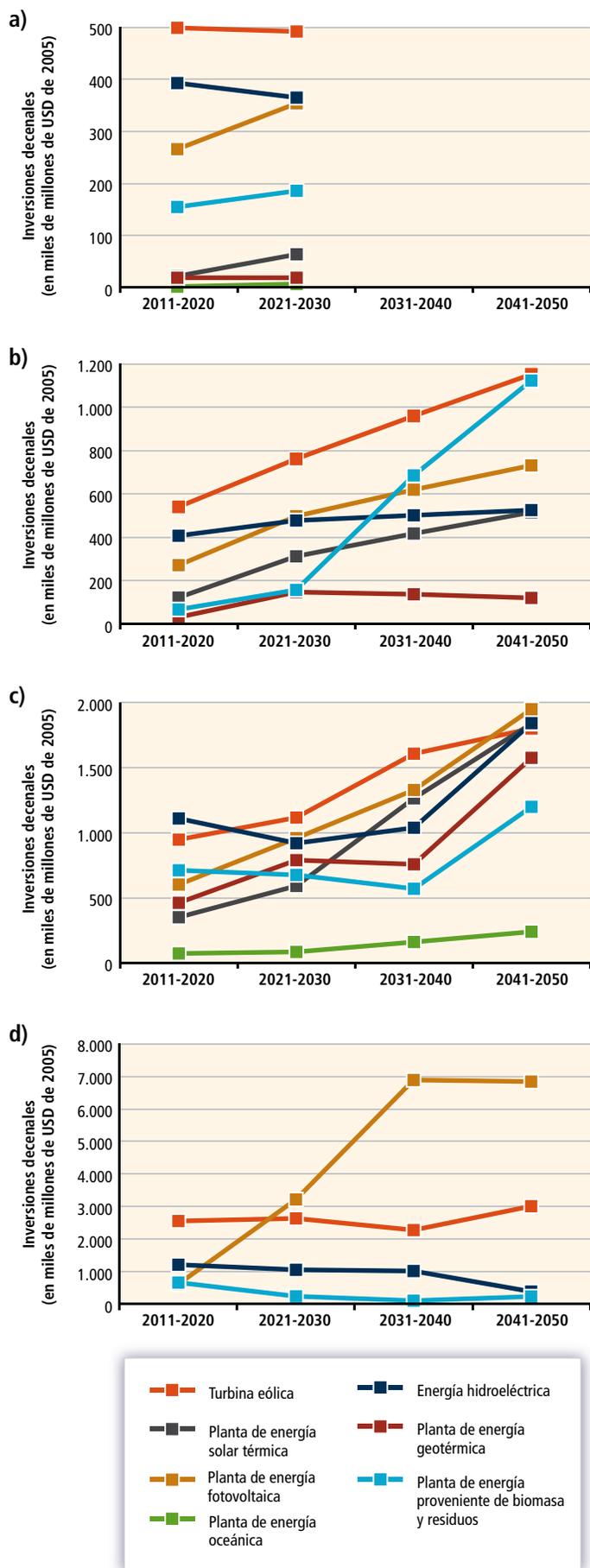


Figura RT.10.14 | Valor decenal mundial ilustrativo de la inversión (en miles de millones de dólares de 2005 de Estados Unidos) necesaria para alcanzar unas metas ambiciosas de protección del clima: b) MiniCAM-EMF22 (mejor escenario de exceso a 2,6 W/m²; admite las tecnologías nuclear y de captación de carbono); c) ER-2010 (450 ppm CO₂eq; no admite las tecnologías nuclear ni de captación de carbono); y d) ReMIND-RECIPE (450 ppm CO₂; admite centrales nucleares y tecnologías de captación de carbono). En comparación con los demás escenarios, el porcentaje de energía fotovoltaica es alto en d), ya que no se ha considerado la tecnología de la energía por concentración solar. A título comparativo, a) representa el valor de referencia AIE-WEO2009 (escenario de referencia sin protección frente al clima). Fuentes: a) AIE (2009); b) Calvin et al. (2009); c) Teske et al. (2010), y d) Luderer et al. (2009)

Sin embargo, el conocimiento sobre los costos y los beneficios externos debidos a fuentes de energía renovables pueden proporcionar cierta orientación a la sociedad que le permita optar por las mejores alternativas y dirigir el sistema energético hacia una eficiencia general y al logro de importantes beneficios para el bienestar. [10.6.5]

11. Políticas, financiación e implantación de energías renovables

11.1 Introducción

Aunque la capacidad de las energías renovables esté creciendo rápidamente en todo el mundo, siguen existiendo barreras que limitan su progreso. Por ello, es probable que se tengan que aplicar diversas políticas que brinden un apoyo económico y potencien un entorno propicio, facilitando así que la energía renovable contribuya sustancial y rápidamente a la mitigación del cambio climático. [11.1]

Las políticas de energía renovable han impulsado un incremento de los índices de penetración de energías renovables, ayudando a eliminar diversas barreras que obstaculizan su avance e implantación. Estas políticas pueden ser adoptadas en todos los ámbitos gubernamentales (local, estatal, provincial, nacional e internacional) y abarcar numerosos procesos (desde los primeros pasos de investigación y desarrollo (I+D) para el desarrollo tecnológico pasando por el apoyo a sistemas de energía renovable en funcionamiento, hasta la producción de electricidad, calor o combustibles). En algunos países, los organismos reguladores y los servicios públicos pueden ser los responsables, por encargo o por iniciativa propia, de formular y aplicar los mecanismos de apoyo a las energías renovables. También es importante el papel de actores no gubernamentales, como organismos internacionales y bancos de desarrollo. [1.4, 11.1, 11.4, 11.5]

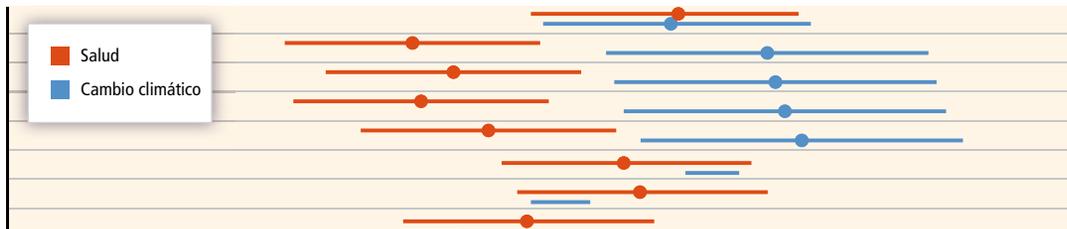
Se puede medir el grado de implantación de las energías renovables mediante parámetros adicionales, como el tiempo y la fiabilidad de suministro (disponibilidad), o mediante otros indicadores relacionados con la integración de las energías renovables en las redes. Además, tanto gobiernos como otros actores pueden hacer mucho por crear un entorno propicio para las energías renovables. [11.1, 11.6]

11.1.1 Motivos para la implantación de políticas específicas de energía renovable, además de las políticas sobre cambio climático

Las energías renovables pueden aportar beneficios considerables a la sociedad. Algunas tecnologías de energía renovable son muy competitivas respecto de los precios actuales de la energía, y entre las que todavía no lo son, muchas pueden prestar servicios energéticos competitivos en determinadas circunstancias. Sin embargo, en la mayor parte de las regiones del mundo, todavía se tienen que adoptar medidas políticas que impulsen la implantación de energías renovables. [11.1, 10.5]

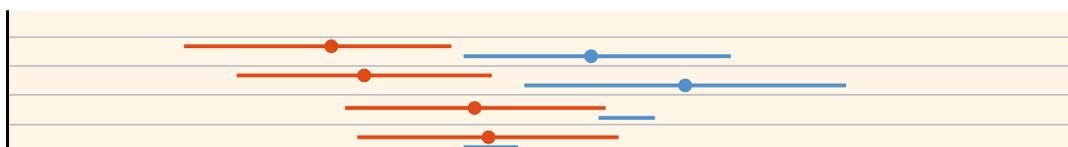
Plantas de combustión de carbón

- A) Plantas existentes en EE.UU.
- B) Ciclo combinado con carbón $\eta=46\%$
- B) Carbón $\eta=43\%$
- B) Ciclo combinado con lignito $\eta=48\%$
- B) Lignito $\eta=40\%$
- C) Hulla 800 MW
- C) Hulla con postcombustión. CAC
- C) CAC con combustible oxigenado de lignito



Plantas de combustión de gas natural

- A) Plantas existentes en EE.UU.
- B) Gas natural $\eta=58\%$
- C) Ciclo combinado con gas natural
- C) Gas natural con postcombustión. CAC



Energías renovables

- B) Energía solar térmica
- B) Energía geotérmica
- B) Energía eólica 2,5 MW, aguas adentro
- B) Energía eólica 1,5 MW, en tierra
- C) Energía eólica, aguas adentro
- B) Energía hidroeléctrica a 300 kW
- B) Energía fotovoltaica (2030)
- B) Energía fotovoltaica (2000)
- C) Energía fotovoltaica en Europa meridional
- C) Cogeneración de calor y electricidad a partir de biomasa 6MWel
- D) Caldera de parrilla a partir de biomasa (ESP 5) y combustible (10MW)

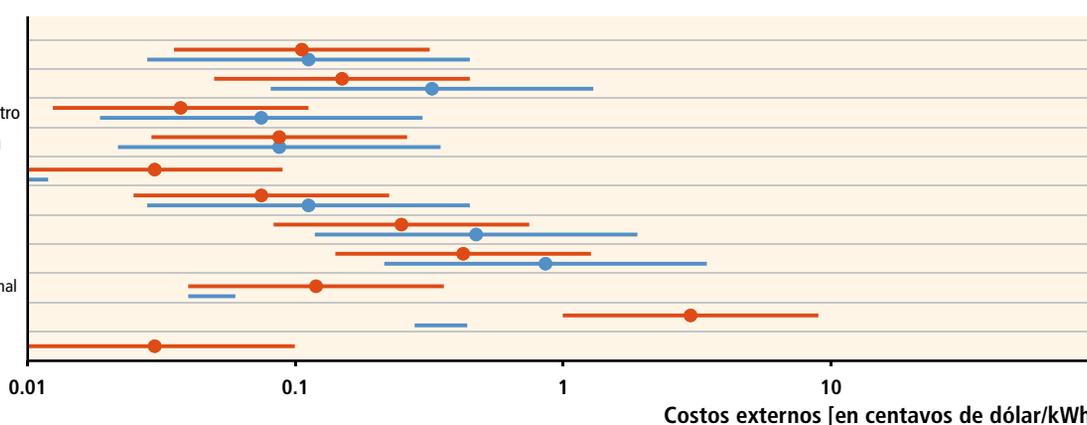


Figura RT.10.15 | Ilustración de los costos externos debidos al ciclo de vida de la producción de electricidad a partir de la energía renovable y la energía de origen fósil. Cabe resaltar la escala logarítmica de la figura. Las líneas negras representan la horquilla de los costos externos debidos al cambio climático y las líneas rojas la horquilla de los costos externos debidos a los efectos de la contaminación atmosférica sobre la salud. Por regla general, los costos externos debidos al cambio climático prevalecen en la energía de origen fósil que no cuenta con captura y almacenamiento del dióxido de carbono; η = factor de eficiencia. Los resultados se basan en cuatro estudios con diferentes supuestos (A -D). Se considera una triplicación de la incertidumbre en relación con los costos externos asociados a los efectos sobre la salud triplicada. [véase la figura 10.36]

Las políticas climáticas (impuestos sobre el carbono, intercambio de derechos de emisión o políticas normativas) tienen como resultado una disminución de los costos relativos de las tecnologías bajas en carbono frente a las tecnologías con altas emisiones de carbono. No obstante, es dudoso que las políticas climáticas (por ejemplo, el precio del carbono) puedan, por sí solas, impulsar las energías renovables con la fuerza suficiente para lograr los objetivos medioambientales, económicos y sociales más amplios relacionados con éstas. [11.1.1]

Hay dos fallos del mercado que justifican un mayor apoyo a las tecnologías de energía renovable innovadoras con gran potencial de desarrollo tecnológico, incluso cuando existe un mercado de emisiones (o una política general de fijación de precios en relación con los gases de efecto invernadero). El primer fallo se refiere al costo externo de las emisiones de gases de efecto invernadero. El segundo fallo se produce en el ámbito de la innovación: si las empresas subestiman los beneficios futuros de las inversiones en el aprendizaje de tecnologías de energía renovable o si no pueden aprovechar esos beneficios, invertirán a niveles no óptimos desde una perspectiva macroeconómica. Además de las políticas de fijación de precios en relación con los gases de efecto invernadero, las políticas específicamente orientadas a las energías renovables pueden ser apropiadas desde un punto de vista económico si se aprovechan las oportunidades que aquéllas conllevan para el desarrollo tecnológico (o si se persiguen otras metas, además de la mitigación del cambio climático). Al diseñar una cartera de políticas

hay que tener en cuenta las consecuencias potencialmente adversas, como el efecto cerrojo, las fugas de carbono o el efecto de rebote. [11.1.1, 11.5.7.3]

11.1.2 Solidez de las políticas y momento oportuno para su implantación

La solidez de las políticas de I+D, la decisión sobre el momento oportuno para su aplicación y el grado de coordinación de esas políticas respecto de las políticas de implantación de energías renovables repercuten en la eficiencia y eficacia de dichas políticas y en el costo total para la sociedad. Ello se percibe en tres aspectos decisivos, a saber: 1) si un país fomenta inmediatamente las energías renovables o espera hasta que los costos disminuyan; 2) una vez que un país decide apoyar las energías renovables, el momento que escoge para que las políticas de I+D cedan paso a las políticas de implantación, el grado de coordinación de esas políticas y su solidez; y 3) el costo y beneficio de la implantación de políticas para acelerar la "demanda del mercado" frente a una demanda más lenta. En lo referente al primer aspecto, se tendrán que realizar importantes inversiones iniciales en energías renovables para conseguir una competitividad absoluta respecto de las tecnologías de combustibles fósiles, al menos hasta que se alcance un punto de equilibrio. El momento de proceder a dichas inversiones depende del objetivo. Si la comunidad internacional aspira a estabilizar el incremento de la temperatura mundial en 2 °C, las inversiones en tecnologías bajas en carbono deberían iniciarse casi de inmediato.

11.2 Tendencias actuales: políticas, financiación e inversión

En los últimos años, el aumento en número y diversidad de las políticas de energía renovable ha impulsado un desarrollo acelerado de las tecnologías de energía renovable. Hasta principios de los años noventa, pocos países contaban con políticas destinadas a fomentar el uso de energías renovables. Desde entonces, y en particular desde principios o mediados del decenio de 2000, se ha empezado a adoptar políticas en la materia en un número cada vez mayor de países en el ámbito municipal, estatal, provincial y nacional, así como a nivel internacional (véase la figura RT.11.1). [1.4, 11.1, 11.2.1, 11.4, 11.5]

Inicialmente, la mayoría de las políticas se adoptaron en los países desarrollados; sin embargo, entre finales de los años noventa y principios del decenio de 2000, un número cada vez mayor de países en desarrollo ha ido implantando marcos políticos en diversos ámbitos gubernamentales para potenciar las energías renovables. Entre los países que a principios del decenio de 2010 disponían de políticas sobre electricidad obtenida mediante energías renovables, aproximadamente la mitad eran países en desarrollo de distintas regiones del mundo. [11.2.1]

La mayor parte de los países con políticas de energía renovable disponen de más de un tipo de mecanismo, y muchas de las medidas y objetivos se han consolidado a lo largo del tiempo. Más allá de las políticas nacionales, el número de políticas y asociaciones internacionales ha ido creciendo. Asimismo, varios centenares de ciudades y gobiernos locales en todo el mundo han establecido objetivos o políticas para potenciar las energías renovables y otros mecanismos para impulsar la implantación local de energías renovables. [11.2.1]

El alcance de las políticas de energía renovable, centrado inicialmente y de forma casi exclusiva en la electricidad obtenida mediante energías renovables, es cada vez más amplio y abarca actualmente también la calefacción, la refrigeración y el transporte. Estas tendencias se han visto acompañadas del éxito cada vez mayor del desarrollo, la producción y la implantación de una serie de tecnologías de energía renovable (véanse los capítulos 2 a 7), así como de un rápido incremento de las inversiones anuales en energías renovables y una diversificación de instituciones financieras, particularmente desde 2004/2005. [11.2.2]

Desde 2004-2005, un entorno normativo cada vez más propicio ha potenciado, a escala mundial, un importante incremento de las inversiones en todo el sector de la energía renovable. Las inversiones se aportan a una línea secuencial o de etapas de desarrollo tecnológico. Los cinco segmentos de esta línea secuencial son: 1) I+D; 2) desarrollo de la tecnología y comercialización; 3) fabricación del equipo y ventas; 4) construcción del proyecto, y 5) refinanciación y venta de empresas, en gran parte mediante fusiones y adquisiciones. A lo largo del tiempo la financiación ha ido creciendo en cada una de esas etapas, facilitando indicaciones del estado actual del sector de energías renovables y de su crecimiento previsto: [11.2.2]:

- Las tendencias de 1) financiación en I+D y de 2) las inversiones en tecnología son un indicador de las expectativas a medio y largo plazo del sector: el plazo de recuperación de las inversiones realizadas se dará varios años después de que la tecnología esté totalmente comercializada. [11.2.2.2, 11.2.2.3]
- Las tendencias de 3) las inversiones en la producción y las ventas son un indicador de las expectativas a corto plazo del sector, esencialmente de que la demanda del mercado va a seguir creciendo. [11.2.2.4]
- Las tendencias de 4) las inversiones en construcción son un indicador de la actividad actual del sector, en particular de la forma en que la internalización de los costos asociados a los gases de efecto invernadero pueden aportar un nuevo flujo financiero a los proyectos de energía renovable. [11.2.2.5]

- Las tendencias de 5) las fusiones y adquisiciones de la industria pueden reflejar la madurez general del sector, y una mayor actividad de refinanciación a lo largo del tiempo indicará que inversores más importantes y convencionales están entrando en el sector, comprando a las empresas pioneras las inversiones iniciales realizadas con éxito. [11.2.2.6]

11.3 Principales factores impulsores, oportunidades y beneficios

Las energías renovables pueden aportar beneficios considerables a la sociedad. Además de la reducción de las emisiones de CO₂, los gobiernos han adoptado políticas de energía renovable para cumplir con ciertos objetivos, entre ellos la creación de beneficios locales en materia de medio ambiente y salud; un acceso más fácil a la energía, en particular en las áreas rurales; avances para lograr los objetivos de seguridad energética al diversificar la cartera de tecnologías y recursos energéticos, y un mayor desarrollo social y económico gracias a oportunidades de empleo potenciales y al crecimiento económico. [11.3.1–11.3.4]

La importancia relativa de los factores impulsores de las energías renovables difiere de un país a otro y puede variar a lo largo del tiempo. Se ha descrito el acceso a la energía como el factor impulsor principal en los países en desarrollo mientras que la seguridad energética y los problemas medioambientales han cobrado mayor importancia en los países desarrollados. [11.3]

11.4 Barreras a la formulación, implantación y financiación de políticas sobre energía renovable

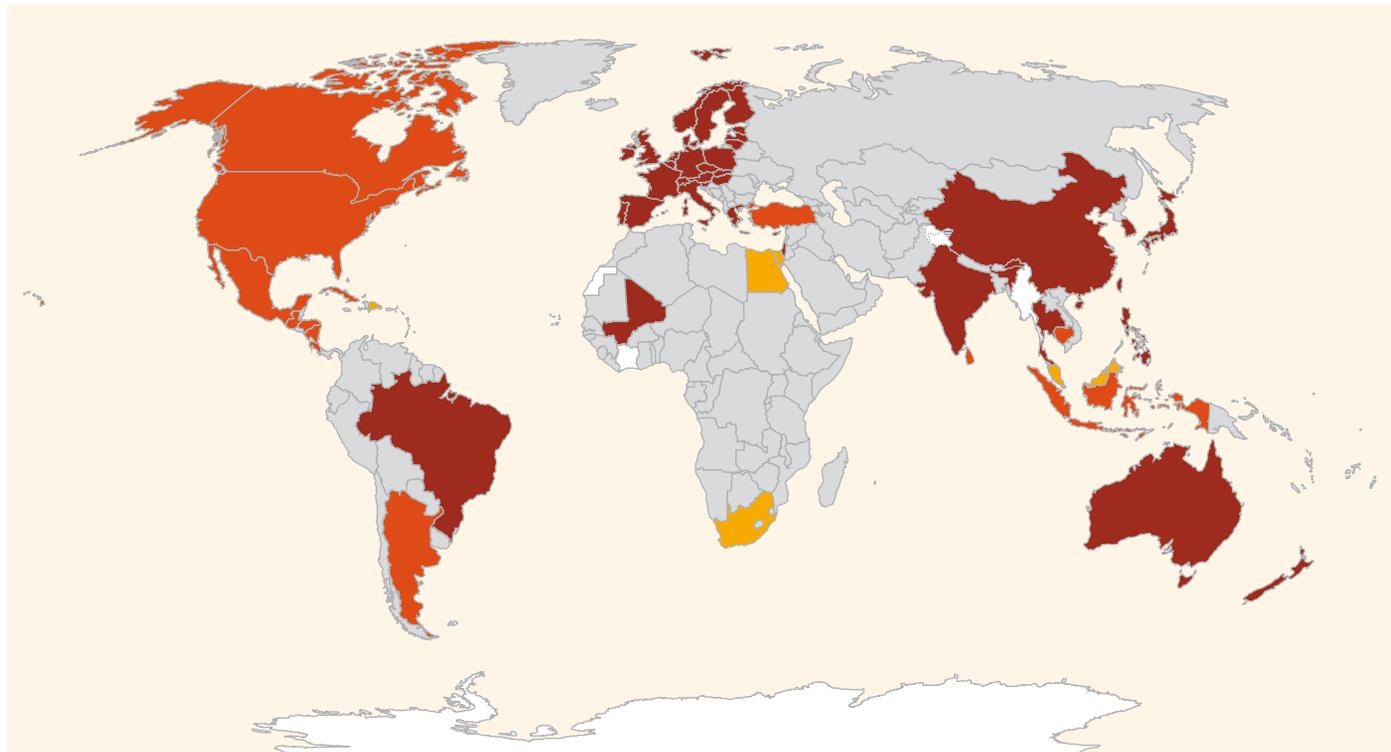
Las políticas han promovido un aumento de los índices de penetración de las energías renovables ayudando a superar diversas barreras que dificultan el desarrollo tecnológico y la implantación de energías renovables. Las barreras que obstaculizan específicamente la formulación, implantación y financiación de políticas sobre energía renovable (por ejemplo, los fallos de mercado) pueden complicar la implantación de energías renovables. [1.4, 11.4]

Las barreras a la formulación e implantación de políticas consisten, entre otras, en la falta de información y sensibilización sobre las opciones de recursos, tecnologías y políticas de energía renovable; la falta de conocimientos sobre las mejores políticas o sobre cómo llevar a cabo la transición de una energía a otra; las dificultades asociadas a la cuantificación e internalización de costos externos y beneficios, y el efecto cerrojo en tecnologías y políticas existentes. [11.4.1]

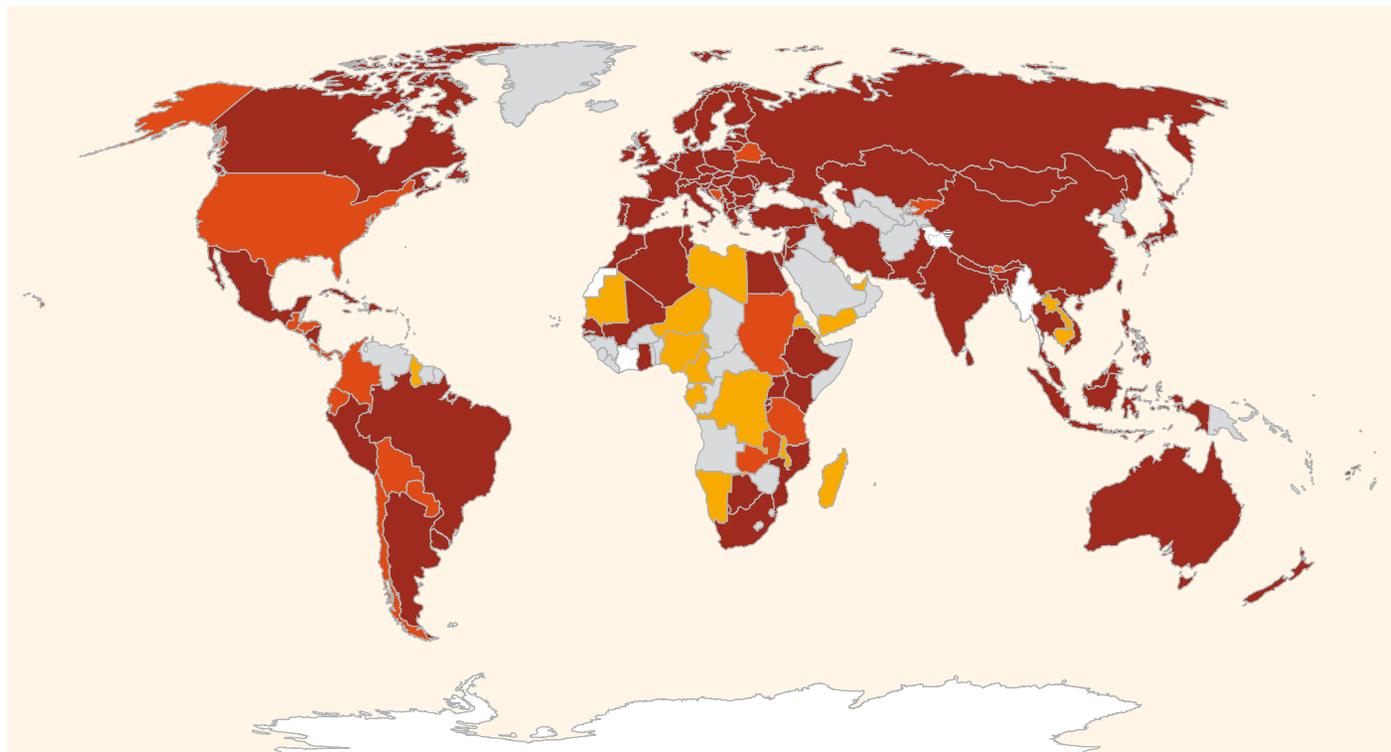
Entre las barreras a la implantación de políticas figuran los conflictos con la normativa existente, la carencia de trabajadores capacitados y/o la ausencia de capacidad institucional para aplicar políticas de energía renovable. [11.4.2]

Entre las barreras a la financiación se encuentran la falta de conocimiento y de información oportuna y apropiada entre los financieros; los asuntos relacionados con la estructura financiera y la escala del proyecto; los problemas relacionados con la disponibilidad limitada de antecedentes y, en algunos países, las deficiencias institucionales con, entre otros, mercados de capital imperfectos y un acceso insuficiente a financiación asequible. Todos estos factores incrementan el riesgo percibido y por lo tanto los costos, además de dificultar la obtención de fondos para proyectos de energía renovable. Más importante aún, muchas de las tecnologías de energía renovable no son económicamente competitivas respecto de los precios de mercado actuales de la energía, lo que merma su rentabilidad para los inversores ante la ausencia de diversas formas de políticas de apoyo y, por consiguiente, limita la inversión de capital. [11.4.3]

2005



Principios de 2011



■ Países con al menos una política específica en materia de energía renovable y al menos un objetivo relativo a la energía renovable
 ■ Países con al menos una política específica en materia de energía renovable

■ Países con al menos un objetivo relativo a la energía renovable
 ■ Países que no disponen ni de políticas ni de objetivos en materia de energía renovable

Figura RT.11.1 | Países que, a mediados de 2005 y a principios de 2010, contaban con al menos un objetivo de energía renovable y/o al menos una política específica de energía renovable. Esta figura presenta únicamente objetivos y políticas nacionales (sin incluir el ámbito municipal, estatal o provincial) y no es necesariamente exhaustiva. [Figura 11.1]

11.5 Experiencia en materia de políticas y evaluación de opciones de políticas

Existen numerosas opciones de políticas orientadas a promover las tecnologías de energía renovable, que abarcan desde las etapas iniciales hasta la demostración y comercialización, pasando por la madurez e implantación a mayor escala. Entre esas opciones de políticas figuran las políticas gubernamentales en materia de I+D (potenciar la oferta) para promover tecnologías de energía renovable y las políticas de implantación (impulsar la demanda), cuyo objetivo consiste en crear un mercado para las tecnologías de energía renovable. Las políticas pueden clasificarse de varias maneras y no existe una lista mundialmente consensuada de las opciones o grupos de políticas de energía renovable. Para simplificar el análisis, las políticas de I+D e implantación se han clasificado en las categorías siguientes [11.5]:

- **incentivos fiscales:** los actores (personas, hogares, empresas) tienen derecho a una reducción de su contribución al tesoro público a través de su declaración de ingresos o de otros impuestos, o perciben pagos por parte de hacienda en forma de descuentos o subsidios;
- **financiación pública:** apoyo público por el que se espera un rendimiento financiero (préstamos, valores de renta variable) o que acarrea una responsabilidad económica (garantía), y
- **normativa:** reglas para orientar o regir el comportamiento de los sujetos a los que se aplica la normativa.

Si bien los objetivos constituyen un componente esencial de las políticas, puede que en algunas de ellas no se tengan que definir objetivos concretos para lograr resultados. Aunque también es poco probable que se logren alcanzar los objetivos que no cuenten con políticas orientadas a su consecución. [11.5]

Para determinar hasta qué punto un instrumento de política contribuye al logro de resultados satisfactorios, se comprueba si cumple, entre otros, los objetivos o criterios siguientes:

- **eficacia:** grado de cumplimiento de los objetivos previstos;
- **eficiencia:** balance entre resultados y aportaciones, u objetivos de energía renovable alcanzados en relación con los recursos económicos invertidos;
- **equidad:** repercusiones y consecuencias distributivas que pueda tener una política, y
- **viabilidad institucional:** grado en que un instrumento de política puede percibirse como legítimo, ser aceptado, adoptado y aplicado, y en particular la capacidad de implantar una política una vez que ésta haya sido formulada y adoptada. [11.5.1]

La mayor parte de los estudios publicados se centra en la eficacia y la eficiencia de las políticas. Los elementos que configuran una opción de política en particular, así como la manera de formular e implantar esa política, son factores que determinarán su capacidad y grado de cumplimiento de diversos criterios. En última instancia, la selección de políticas y los detalles de su formulación dependerán de los objetivos y prioridades de los responsables de políticas. [11.5.1]

11.5.1 Políticas de investigación y desarrollo en materia de energías renovables

Las actividades de investigación y desarrollo, innovación, difusión e implantación de nuevas tecnologías bajas en carbono generan beneficios sociales superiores a los previstos por los que las han iniciado y, por consiguiente, las inversiones en esos ámbitos suelen ser insuficientes. En consecuencia, los

gobiernos pueden desempeñar un papel importante en la promoción de las energías renovables poniendo a disposición su capacidad de I+D. Si bien es cierto que no todos los países disponen de fondos públicos suficientes para brindar apoyo a la I+D, en la mayoría de los que se puede prestar cierto grado de ayuda, la I+D pública sobre energías renovables contribuye a mejorar el rendimiento de las nuevas tecnologías que así pueden satisfacer la demanda de los usuarios pioneros. La I+D también impulsa el progreso de las tecnologías que están funcionando en entornos comerciales. [11.5.2]

Las políticas gubernamentales de I+D abarcan incentivos fiscales, como la financiación de actividades académicas de investigación y desarrollo, subvenciones, primas, desgravaciones fiscales y la utilización de centros públicos de investigación, así como mecanismos de financiación pública, por ejemplo préstamos blandos o convertibles, emisiones públicas de acciones y fondos públicos de capital de riesgo. Las inversiones asignadas a la partida de I+D abarcan una gran variedad de actividades a lo largo de todo el ciclo de vida del desarrollo tecnológico, desde la localización de recursos de energía renovable hasta las mejoras de las tecnologías comerciales en materia de energía renovable. [11.5.2]

Hay varios factores que influyen en los resultados de las políticas de I+D, algunos de ellos están claramente definidos y otros son objeto de debate en los estudios publicados. El logro de resultados satisfactorios en los programas de I+D no sólo depende de la cantidad total de fondos asignados, sino también de la continuidad de esa financiación año tras año. La interrupción y reanudación de las operaciones de I+D van en detrimento del aprendizaje técnico. La adquisición de conocimientos y la reducción de costos dependen de la continuidad y la organización de las tareas, así como del compromiso con que se realicen, de la forma en que se asignan los fondos y a quién se destinan, y de la intensidad del esfuerzo invertido. En los estudios publicados, se debate sobre el nivel de progresión más apropiado de una política de I+D: un progreso gradual (la investigación produce mejoras graduales) o un progreso innovador (avances tecnológicos radicales), y existen argumentos que favorecen ya sea una u otra opción o una combinación de ambas. La experiencia ha demostrado que es importante que los subsidios para la I+D (y las etapas subsiguientes) se conciben con una "estrategia de salida", es decir, que esos subsidios se retiren progresivamente a medida que la tecnología se vaya comercializando, dando lugar así a un sector que funcione de forma sostenible. [11.5.2.3]

Una de las conclusiones más contundentes tanto de los estudios teóricos como de los estudios de casos tecnológicos es que las inversiones en I+D son más eficaces cuando están complementadas por otros instrumentos de política, particularmente (aunque no únicamente) por políticas que potencien simultáneamente la demanda de nuevas tecnologías de energía renovable. La adopción de políticas de implantación en las primeras fases del desarrollo de una tecnología puede acelerar el aprendizaje, ya sea a través de la I+D o a través de la utilización (como resultado de la producción), y la reducción de costos. Las políticas de I+D, junto con las políticas de implantación, crean un ciclo de realimentación positivo que estimula las inversiones del sector privado en I+D (véase la figura RT.11.2). [11.5.2.4]

11.5.2 Políticas de implantación de energías renovables

Los mecanismos políticos adoptados específicamente para fomentar la implantación de energías renovables son muy diversos y pueden aplicarse a todos los sectores energéticos. Entre ellos figuran los incentivos fiscales (subsidios, pagos por producción de energía, descuentos, desgravaciones, exenciones o reducciones fiscales, depreciación variable o acelerada), los mecanismos de financiación pública (inversiones de capital, garantías, préstamos, licitaciones), y la normativa

(cuotas, licitaciones/concursos, tarifas de alimentación, etiquetado verde y compra de energía verde, medición neta de energía, acceso prioritario o garantizado, despacho prioritario). Mientras que la normativa y sus efectos varían considerablemente de un sector de uso final a otro, los incentivos fiscales y la financiación pública se aplican generalmente a todos los sectores. [11.5.3.1]

Los incentivos fiscales pueden reducir los costos y riesgos que conlleva invertir en energías renovables, disminuyendo los costos iniciales de inversión asociados a las instalaciones, así como los costos de producción, o incrementando los pagos percibidos por la generación de energía renovable. Asimismo, los incentivos fiscales compensan diversos fallos del mercado que colocan a la energía renovable en una situación de desventaja competitiva frente a la energía fósil y nuclear, y ayudan a aliviar la carga financiera de una inversión en energías renovables. [11.5.3.1]

Los incentivos fiscales suelen ser más eficaces cuando se combinan con otros tipos de políticas. En general, se prefiere subsidiar la producción en lugar de la investigación pues así se fomenta el resultado deseado, es decir, la generación de energía. Sin embargo, las políticas deben adaptarse a cada tecnología y a su correspondiente grado de madurez, y los subsidios a la inversión pueden ser de ayuda cuando la tecnología es todavía relativamente cara o cuando se aplica a pequeña escala (por ejemplo, pequeños sistemas solares para tejados), en particular si van acompañados de normas tecnológicas y certificaciones que garanticen una calidad mínima de los sistemas y de la instalación. La experiencia en materia de políticas de energía eólica indica que los pagos por producción de energía y los descuentos pueden ser más convenientes que las desgravaciones

fiscales, ya que sus beneficios son los mismos para individuos con diferentes niveles de ingresos y, por lo tanto, promueven mayores inversiones y utilización. Pueden resultar también más beneficiosos porque generalmente se entregan en el momento mismo o casi en el momento de la compra o de la producción, con lo cual promueven un crecimiento regular a lo largo del tiempo (frente a la tendencia a invertir en mayor capacidad a medida que se acerca el final de un período fiscal). Históricamente se ha tendido a utilizar los incentivos fiscales para fomentar únicamente las tecnologías más maduras y más baratas. Por lo general, las desgravaciones fiscales funcionan mejor en países donde las pueden aprovechar numerosas empresas del sector privado que son rentables y pagan impuestos. [11.5.3.1]

Los mecanismos de financiación pública tienen un doble objetivo: movilizar o propiciar directamente inversiones comerciales en proyectos de energía renovable y crear indirectamente mercados que permitan que esas tecnologías avancen progresivamente y sean comercialmente sostenibles. Además de las políticas tradicionales de financiación pública, como préstamos blandos y garantías, se están creando varios mecanismos innovadores en diversos ámbitos gubernamentales, incluido el municipal. Entre ellos figuran la financiación de proyectos de energía renovable mediante la concesión de préstamos a largo plazo a propietarios de instalaciones, que permiten un reembolso acorde con los ahorros de energía (por ejemplo, el mecanismo utilizado para la evaluación de instalaciones de energía limpia en California denominado "Property Assessed Clean Energy"), y el "reciclado" de fondos gubernamentales para propósitos múltiples (por ejemplo, la utilización de fondos públicos obtenidos gracias a mejoras de la eficiencia energética en proyectos de energía renovable). [11.5.3.2]

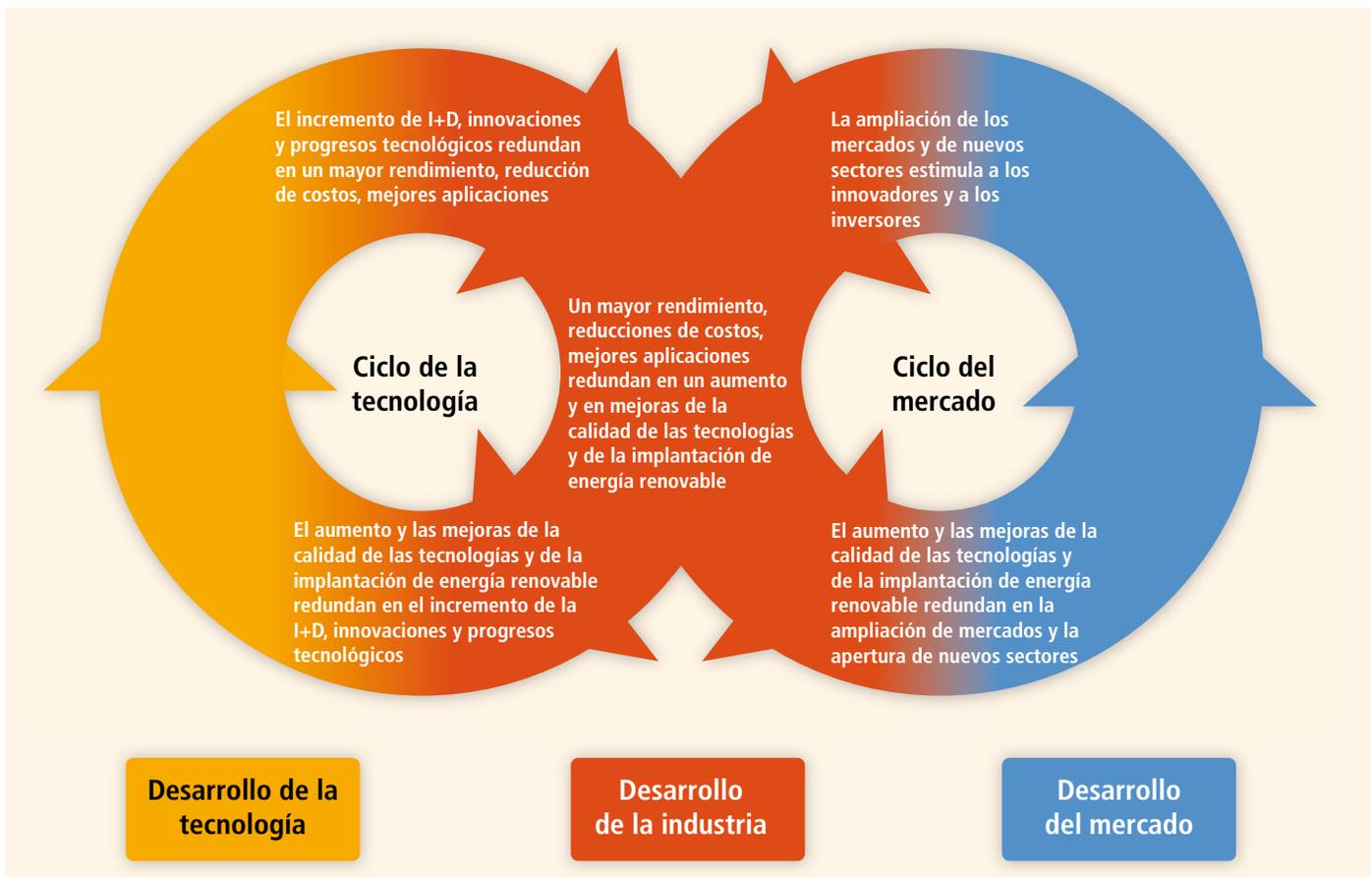


Figura RT.11.2 | Los ciclos de desarrollo tecnológico y de implantación de tecnologías en el mercado se refuerzan mutuamente, lo que conlleva una reducción de los costos tecnológicos. [Figura 11.5]

Se citan con frecuencia las adquisiciones públicas de tecnologías de energía renovable y de suministros energéticos a pesar de que son mecanismos que no se utilizan a menudo para estimular el mercado de energía renovable. Los gobiernos pueden apoyar el desarrollo de energía renovable comprometiéndose a comprar esta energía para sus propias instalaciones o fomentando opciones de energía limpia entre los consumidores. El potencial de estos mecanismos es considerable: en muchas naciones, los gobiernos son los mayores consumidores de energía, y las compras de energía representan la partida más importante de su gasto público. [11.5.3.2]

Las políticas normativas engloban políticas basadas en la cantidad y políticas basadas en los precios, como las cuotas y las tarifas de alimentación, aspectos cualitativos e incentivos, e instrumentos de acceso, como la medición neta de energía. Las políticas basadas en la cantidad fijan la cantidad que se ha de alcanzar y permiten que el mercado determine el precio, mientras que las políticas basadas en los precios establecen el precio y permiten que el mercado decida la cantidad. Las políticas basadas en la cantidad pueden aplicarse en todos los sectores de uso final bajo forma de obligaciones o normas. Los incentivos de calidad abarcan la compra de energía verde y los programas de etiquetado verde (a veces, aunque no siempre, exigidos por los gobiernos), que facilitan información a los consumidores sobre la calidad de los productos energéticos para que éstos puedan tomar decisiones voluntarias, determinando así la tendencia de la demanda de energía renovable. [11.5.3.3]

Políticas de implantación de energías renovables: electricidad

Hasta la fecha se han adoptado muchas más políticas para promover la utilización de energías renovables en la generación de electricidad que en relación con la calefacción y refrigeración o el transporte. Entre estas políticas figuran los incentivos fiscales y la financiación pública para fomentar la inversión en la generación de electricidad producida con energía renovable, así como una serie de políticas normativas diversas específicamente dirigidas al sector. Aunque los gobiernos apliquen diferentes tipos de políticas para promover la electricidad generada mediante energía renovable, las más comunes son las tarifas de alimentación y las cuotas o las normas sobre las carteras de energías renovables. [11.5.4]

Se han publicado muchos estudios en donde se evalúan las políticas basadas en la cantidad (cuotas, normas sobre las carteras de energía renovables y políticas sobre licitaciones/concursos) y las políticas basadas en los precios (tarifas de alimentación con precio fijo y prima). Estos estudios han examinado principalmente las cuotas y las tarifas de alimentación, centrándose en criterios de eficacia y eficiencia. Varios estudios históricos, en particular los realizados para la Comisión Europea, han concluido que, hasta la fecha, las tarifas de alimentación "debidamente definidas y aplicadas" han demostrado ser las políticas más eficientes (comparación entre el apoyo total recibido y el costo de generación) y eficaces (capacidad de aumentar la proporción de electricidad procedente de fuentes de energía renovables consumida) para promover la electricidad proveniente de energía renovable. [11.5.4]

Una de las principales razones del éxito de tarifas de alimentación debidamente aplicadas consiste en que normalmente garantizan un alto grado de seguridad de la inversión gracias a la combinación de precios fijos a largo plazo, la conexión a redes y un acceso a la red garantizado para toda la producción. Las tarifas de alimentación debidamente definidas han fomentado la diversidad tecnológica y geográfica, y han resultado ser más adecuadas para la promoción de proyectos de diferente envergadura. Los resultados de las políticas sobre tarifas de alimentación dependen de los detalles. Las políticas más eficaces y eficientes incluyen la mayoría, o la totalidad, de los elementos siguientes: [11.5.4.3]:

- obligación de compra de energías renovables;
- acceso y despacho prioritarios;
- tarifas que se basan en el costo de generación y que varían según el tipo de tecnología o el alcance del proyecto, con valores iniciales cuidadosamente calculados;
- evaluaciones del diseño frecuentes y a largo plazo y ajustes a corto plazo de los pagos; estos ajustes a la alza se incorporan en la ley con objeto de reflejar los cambios tecnológicos y de mercado, fomentar la innovación y el cambio tecnológico y controlar los costos;
- tarifas para todos los generadores potenciales, incluidos los servicios públicos;
- tarifas garantizadas durante un período suficientemente prolongado que permita obtener una tasa de retorno adecuada;
- integración de los costos en la base tarifaria y distribución equitativa en el país o la región;
- normas y procedimientos de conexión claros para asignar los costos de transmisión y distribución;
- procesos administrativos y de aplicación racionalizados, y
- consideración especial a grupos exentos preferentes, por ejemplo los usuarios principales en ámbitos competitivos o usuarios vulnerables o con bajos ingresos.

En varios países, la experiencia ha demostrado que los sistemas de cuotas pueden ser muy eficaces y que puede garantizarse su cumplimiento cuando se emiten certificados de energía renovable en el marco de políticas bien diseñadas, con contratos a largo plazo que disminuyen (o, según el caso, eliminan) la volatilidad de los precios y reducen el riesgo. No obstante, se ha observado que benefician a las tecnologías más maduras y económicas. Este efecto puede abordarse al diseñarse la política si se contemplan diferentes opciones de energía renovable o si se combinan dichas opciones con otros incentivos. Los mecanismos basados en la cantidad que han resultado más eficaces y eficientes incluyen la mayoría, o la totalidad, de los elementos siguientes, y en particular los que ayudan a minimizar los riesgos [11.5.4.3]:

- aplicación a un amplio segmento del mercado (únicamente cuotas);
- normas de elegibilidad claramente definidas, en particular sobre los recursos y actores que reúnan las condiciones de elegibilidad (se aplica a las cuotas y a las licitaciones/concursos);
- equilibrio adecuado de las condiciones de oferta y demanda con un claro énfasis en las nuevas capacidades – las cuotas deberían superar la oferta existente, pero se tendría que poder cumplir con ellas a un precio razonable (únicamente cuotas);
- contratos a largo plazo/obligaciones de compra y fechas de vencimiento específicas, sin interrupciones entre una cuota y la siguiente (únicamente cuotas);
- penalizaciones adecuadas en caso de incumplimiento y sanciones apropiadas (se aplica a cuotas y a licitaciones/concursos);
- objetivos a largo plazo de al menos 10 años (únicamente cuotas);
- divisiones o categorías específicas para cada tecnología con el fin de brindar un apoyo diferenciado (se aplica a las cuotas y a las licitaciones/concursos), y
- pagos mínimos para facilitar un retorno y una financiación adecuados (se aplica a cuotas y a licitaciones/concursos).

La medición neta de energía permite que los pequeños productores "vendan" en la red, a precio minorista, toda la electricidad que produzcan a partir de fuentes de energía renovables y que exceda su demanda total en tiempo real, siempre que el exceso de producción se vea compensado por un exceso

de carga de usuarios en otros momentos a lo largo del período de medición designado. Se considera un instrumento de bajo costo y fácil de administrar, y sirve para incitar a los usuarios a que inviertan en la producción de energía a pequeña escala y a que la suministren a la red al tiempo que también se beneficia a los proveedores mejorando los factores de la carga cuando la electricidad proveniente de energías renovables se genera durante períodos pico de demanda. No obstante, la medición neta es generalmente insuficiente por sí sola para estimular un crecimiento significativo de tecnologías menos competitivas, como la energía fotovoltaica, al menos cuando los costos de generación son más altos que los precios de venta al por menor. [11.5.4]

Políticas de implantación de energías renovables: calefacción y refrigeración

Un número cada vez mayor de gobiernos está creando incentivos y adoptando normas para promover las tecnologías de energía renovable para la calefacción y refrigeración. La naturaleza de la generación de calor, con frecuencia distributiva, coloca a los responsables de políticas ante una dificultad singular a la hora de adoptar medidas de apoyo a la calefacción y refrigeración producidas con fuentes de energía renovables. Los servicios de calefacción y refrigeración pueden suministrarse a través de instalaciones de pequeña a mediana escala que abastecen a una sola vivienda, o pueden utilizarse en instalaciones de gran escala para suministrar calefacción y refrigeración centrales en barrios o ciudades. Los instrumentos de política que rigen la producción de calefacción y refrigeración mediante fuentes de energía renovables tienen que abordar de forma específica las características heterogéneas de los recursos, en particular la gran variedad de escalas, diversas capacidades para proporcionar diferentes niveles de temperatura, una demanda extensamente distribuida, la relación con la carga térmica, la variedad de usos y la ausencia de un mecanismo central de distribución o comercialización. [11.5.5]

En los últimos años, al multiplicarse las políticas de apoyo a las fuentes de energía renovables para la producción de calefacción y refrigeración, la generación de calor y frío mediante fuentes de energía renovables ha ido en aumento. No obstante, la mayor parte de los mecanismos de apoyo se han centrado en la calefacción generada a partir de fuentes de energía renovables. Entre las políticas adoptadas para promover ese tipo de calefacción figuran los incentivos fiscales, como descuentos y subvenciones, las reducciones de impuestos y las desgravaciones fiscales; las políticas de financiación pública, como los préstamos; las normas, como las obligaciones de uso, y los esfuerzos en materia de educación. [11.5.5.1–11.5.5.3, 11.6]

Hasta ahora los incentivos fiscales han sido el instrumento político preva- leciente, y las subvenciones han sido los mecanismos más comúnmente aplicados. Aunque todavía se tenga escasa experiencia con las desgravaciones fiscales que se aplican después de la instalación de un sistema de calefacción generada a partir de fuentes de energía renovables (es decir, retroactivamente), esta opción puede representar una ventaja logística frente, por ejemplo, a las subvenciones que requieren una aprobación previa a la instalación. Los mecanismos normativos, como las obligaciones de uso y las cuotas, están despertando un interés cada vez mayor gracias a su potencial para impulsar el crecimiento de sistemas de calefacción mediante fuentes de energía renovables independientes de los presupuestos públicos, si bien hasta la fecha se dispone de poca experiencia respecto de esas políticas. [11.5.5]

Tal y como ocurre con la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y con los transportes que utilizan ese tipo de energía, las políticas en materia de calefacción y refrigeración mediante energía renovable se adaptarían mejor a determinadas circunstancias o ubicaciones si, en la elaboración de dichas políticas, se tuviera en cuenta el grado de madurez de una tecnología

dada, y de los mercados y las cadenas de suministro existentes. Los incentivos a la producción se consideran más eficaces en el caso de sistemas de calefacción y refrigeración más grandes, como las redes de calefacción central en barrios o ciudades, que en el de instalaciones de generación de frío y calor más pequeñas, con una distribución local, para las que se dispone de unos pocos procedimientos rentables de medición o de vigilancia. [11.5.5]

Aunque existan algunos ejemplos de políticas de apoyo a las tecnologías de refrigeración mediante energía renovable, en términos generales las políticas orientadas a fomentar únicamente la implantación de refrigeración mediante energía renovable están considerablemente menos avanzadas que las que promueven la calefacción mediante energía renovable. Muchos de los mecanismos descritos en los párrafos anteriores podrían también aplicarse a la refrigeración mediante energía renovable, generalmente con ventajas y desventajas similares. La falta de experiencia con políticas de implantación para la refrigeración mediante energía renovable se debe probablemente a que muchas de las tecnologías de refrigeración mediante energía renovable están en una etapa temprana de desarrollo. Por lo tanto, el apoyo a la I+D, así como el apoyo normativo, para lograr un desarrollo temprano del mercado y para constituir las primeras cadenas de suministro podrían ser particularmente importantes con miras a fomentar la implantación de tecnologías de refrigeración mediante energía renovable en un futuro próximo. [11.5.5.4]

Políticas de implantación de energías renovables: transportes

Se ha adoptado una serie de políticas en apoyo a la implantación de energías renovables para los transportes, aunque la gran mayoría de éstas y de las experiencias conexas se han centrado concretamente en los biocombustibles. El objetivo de las políticas de apoyo a los biocombustibles consiste en fomentar el consumo interno mediante incentivos fiscales (por ejemplo, la exención de impuestos a los biocombustibles en las estaciones de carga) o normas (por ejemplo, las normas sobre mezcla de combustibles), o en promover la producción nacional mediante financiación pública (por ejemplo, préstamos) destinada a las instalaciones de producción, apoyo a las materias primas o incentivos fiscales (por ejemplo, la exención de impuestos indirectos). Por lo general, los gobiernos adoptan una combinación de políticas. [11.5.6]

Generalmente, los incentivos fiscales se utilizan en apoyo a los biocombustibles pues así influyen en la competitividad de su costo frente a los combustibles fósiles. Se pueden aplicar en toda la cadena de valor de los biocombustibles aunque es más común que se concedan ya sea a los productores (por ejemplo, exención de impuestos indirectos o desgravaciones fiscales) o a los consumidores finales (por ejemplo, reducción de los impuestos sobre los biocombustibles en la estación de carga). [11.5.6]

No obstante, varios países europeos y otros del Grupo de los Ocho más Cinco han emprendido una transición gradual de las desgravaciones fiscales para los biocombustibles a normas sobre mezclas de combustibles. Es difícil evaluar el grado de apoyo resultante de las normas en materia de biocombustibles pues los precios impuestos por esas obligaciones generalmente no son públicos (en contraste con, por ejemplo, el sector de la electricidad). Aunque las normas son factores decisivos en el desarrollo y crecimiento de la mayor parte de las industrias modernas de biocombustibles, resultan menos apropiadas para promover determinados tipos de combustible ya que los proveedores tienden a mezclar biocombustibles de bajo costo. Por su naturaleza, las normas tienen que diseñarse cuidadosamente e incorporar los correspondientes requisitos para conseguir una distribución más equitativa y minimizar los posibles efectos negativos sobre la sociedad y el medio ambiente. Los países con

mayor proporción de biocombustibles en el consumo de carburantes disponen de sistemas híbridos que combinan normas (en particular penalizaciones) con incentivos fiscales (principalmente exenciones de impuestos). [11.5.6]

Síntesis

Algunas políticas han demostrado ser un medio eficaz y eficiente para conseguir un aumento rápido de la implantación de las energías renovables y para ayudar a los gobiernos y a la sociedad a alcanzar determinados objetivos. Las particularidades del diseño y la implantación de una política pueden ser tan decisivas para determinar su eficacia y eficiencia como las políticas mismas que se utilizan. Entre los elementos fundamentales de una política figuran [11.5.7]:

- los subsidios y las tarifas de alimentación, entre otros incentivos, cuyo valor baste para cubrir los costos de forma que los inversores puedan recuperar su inversión a una tasa de retorno que se corresponda con los riesgos;
- un acceso garantizado a las redes y a los mercados o, como mínimo, excepciones claramente definidas a este acceso garantizado;
- contratos a largo plazo para reducir los riesgos y, en consecuencia, los costos de financiación;
- medidas que tengan en cuenta la diversidad de tecnologías y aplicaciones. Las tecnologías de energía renovable presentan grados de madurez desiguales, tienen distintas características y, con frecuencia, se enfrentan a barreras muy diferentes. Puede que sean necesarias múltiples fuentes y tecnologías de energía renovable para mitigar el cambio climático y algunas de ellas, a pesar de estar menos avanzadas o de ser más costosas que otras, podrían desempeñar un papel determinante en el futuro, satisfaciendo las necesidades energéticas y reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero;
- incentivos que vayan disminuyendo de forma previsible a lo largo del tiempo a medida que evolucionan las tecnologías y los mercados;
- disposiciones transparentes y fácilmente comprensibles para que los actores puedan entender el contenido de la política en cuestión y su funcionamiento, así como los requisitos para entrar en el mercado y los criterios de cumplimiento. La política debe incluir también disposiciones transparentes sobre sus objetivos, como las metas a medio y largo plazo;
- un carácter inclusivo, es decir que ofrece un gran potencial de participación tanto para el sector de la oferta (productores tradicionales, distribuidores de tecnologías y proveedores de energía, ya sea electricidad, calor o combustible), como para el de la demanda (empresas, hogares, etc.), que les permita "autogenerarse" gracias a la distribución de energía renovable, lo que fomentará una mayor participación de actores que aporten más capital para inversiones, ayudará a recabar más apoyo público para las energías renovables y generará mayor competencia;
- consideración especial a grupos exentos preferentes, por ejemplo los principales usuarios en ámbitos competitivos o usuarios con bajos ingresos o vulnerables por motivos de equidad y distribución.

Asimismo, es importante reconocer que no existe una política que tenga validez universal y que los responsables de políticas pueden aprender de la experiencia y, cuando proceda, ajustar los programas en consecuencia. Las políticas tienen que responder a necesidades y condiciones locales de orden político, económico, social, ecológico, cultural y financiero, y dependen de factores tales como el grado de madurez tecnológica, la disponibilidad de capital asequible y el acervo local y nacional de recursos de energía renovable. Además, generalmente se necesitará una combinación de políticas para superar las diversas barreras a las que se enfrenta la energía renovable. Un marco de políticas transparente y sostenido desde la predictibilidad de una política dada a la fijación de precios del carbono y otras externalidades, pasando por objetivos a largo

plazo en materia de energías renovables – es decisivo para reducir los riesgos de inversión y facilitar la implantación de energías renovables y la evolución de aplicaciones de bajo costo. [11.5.7]

Repercusiones macroeconómicas de las políticas de energía renovable

Los pagos en apoyo a las energías renovables mediante un mecanismo de empuje de la oferta suelen provenir de los presupuestos públicos (internacionales, nacionales y locales), mientras que el costo de un mecanismo de tirón de la demanda a menudo es asumido por los usuarios finales. Por ejemplo, si una política sobre electricidad generada con energía renovable se aplica al sector eléctrico de un país, el costo adicional repercute a menudo en los consumidores de energía eléctrica, si bien se hacen exenciones o reasignaciones que pueden reducir los costos para la industria o para los usuarios vulnerables que lo necesiten. De todas formas, sea cual sea el mecanismo aplicado existen costos que hay que asumir. Si se pretende transformar el sector energético durante los próximos decenios, es importante minimizar los costos durante todo ese período, así como incorporar todos los costos y beneficios sociales en esos cálculos. [11.5.7.2]

Es una tarea muy exigente llevar a cabo un análisis integrado de los costos y beneficios de la energía renovable pues son muchos los elementos que hay que tener en cuenta para determinar sus efectos netos. Las consecuencias se pueden clasificar en tres categorías: costos directos e indirectos del sistema, así como beneficios de la expansión de las energías renovables; efectos distributivos (los actores o grupos económicos aprovechan los beneficios o soportan las cargas como resultado del apoyo a las energías renovables), y aspectos macroeconómicos, como las repercusiones en el producto interior bruto (PIB) o en el empleo. Por ejemplo, las políticas de energía renovable ofrecen oportunidades de crecimiento económico y creación de empleo, pero resulta complejo e incierto medir sus efectos netos debido a que los costos adicionales del apoyo a las energías renovables generan consecuencias distributivas y presupuestarias en la economía. Algunos estudios han examinado este tipo de efectos sobre las economías nacionales o regionales; no obstante, los análisis realizados generalmente han revelado un efecto neto positivo sobre la economía. [11.3.4, 11.5.7.2]

Interacciones y posibles efectos no deseados de las políticas sobre energía renovable y cambio climático

Debido a la superposición de factores impulsores de la implantación de energías renovables y de los diferentes motivos que justifican esa implantación, así como al solapamiento de las jurisdicciones local, nacional e internacional, pueden producirse, en ciertos momentos, interacciones significativas entre diferentes políticas que produzcan efectos no deseados. Por consiguiente, es crucial entender claramente las interacciones entre las políticas y sus efectos acumulativos. [11.3, 11.5.7, 11.6.2]

En caso de no implantarse íntegra y mundialmente, las políticas de fijación de precios del carbono y las políticas de energía renovable conllevan un riesgo de "fuga de carbono". Cuando, a raíz de la aplicación de políticas sobre energía renovable en un sector o jurisdicción, la demanda de energía fósil se reduce en esa jurisdicción o sector, los precios internacionales de esos combustibles fósiles, ceteris paribus, bajan y, por consiguiente, la demanda de este tipo de combustible aumenta en otras jurisdicciones o sectores. Incluso si se implantan mundialmente, las políticas de fijación de precios del carbono y de energía renovable no óptimas pueden llevar a un aumento de las emisiones de CO₂. Por ejemplo, si los que explotan recursos fósiles temen que a largo plazo se adopten políticas que brinden un mayor apoyo a la implantación de energías renovables, podrían decidir incrementar la extracción de recursos mientras dicho apoyo se mantiene moderado. De forma similar, la perspectiva de futuros aumentos de

los precios del carbono puede incitar a los propietarios de pozos de petróleo y de gas a extraer más rápidamente los recursos mientras las tasas sobre el carbono permanecen bajas, lo que socava los objetivos climáticos y de expansión de tecnologías de energía renovable que han fijado los responsables de políticas. Para que se dé este tipo de "paradoja verde" tienen que existir unas condiciones bastante específicas: los precios del carbono tendrían que arrancar a niveles bajos e ir incrementándose rápidamente. Al mismo tiempo, las energías renovables que se benefician de subsidios tendrían que seguir siendo más caras que las tecnologías de combustibles fósiles. Sin embargo, cuando los precios del carbono y los subsidios a las energías renovables se fijan desde el principio a niveles elevados es poco probable que se pueda dar este tipo de paradojas verdes. [11.5.7]

La combinación de políticas de fijación de precio del carbono, como impuestos sobre el carbono, con subsidios a las energías renovables tiene importantes efectos acumulativos: en otras palabras, completar los impuestos sobre el carbono con subsidios a las energías renovables reduce las emisiones y aumenta la implantación de energías renovables. Sin embargo, la combinación de políticas de precios endógenas, como el comercio de derechos de emisión y/o las obligaciones de cuotas de energía renovable, no suelen tener efectos tan directos sobre el sistema energético. Combinar políticas de energía renovable con un sistema de comercio de derechos de emisión reduce normalmente los precios del carbono lo que, a su vez, hace que las tecnologías que producen altas emisiones de carbono (por ejemplo, las basadas en el carbón) sean más atractivas en comparación con otras opciones que no se benefician de las reducciones que se aplican a la producción de energía renovable, como el gas natural, la energía nuclear y/o las mejoras en materia de eficiencia energética. En estos casos, aunque todas las emisiones sigan limitadas a un tope, las políticas de energía renovable reducen los costos de cumplimiento y/o mejoran el bienestar social únicamente cuando las tecnologías de energía renovable tienen que enfrentarse a externalidades y obstáculos comerciales concretos más importantes que los que afectan a otras tecnologías energéticas. [11.5.7]

Finalmente, las políticas de energía renovable por sí solas (es decir, sin la fijación de precios del carbono) no son siempre un instrumento eficaz para reducir las emisiones de carbono ya que no ofrecen incentivos suficientes para decantarse por opciones de mitigación menos costosas, entre otras las tecnologías bajas en carbono que no utilizan energías renovables y las mejoras en materia de eficiencia energética. [11.5.7]

11.6 Entorno propicio y cuestiones regionales

La contribución de las tecnologías de energía renovable a la mitigación del cambio climático puede cobrar mayor importancia si su implantación va de la mano con políticas amplias que propicien cambios en el sistema energético. Un entorno propicio abarca diferentes instituciones, actores (el sector financiero, el sector comercial, la sociedad civil y los gobiernos), infraestructuras (redes y mercados) e iniciativas políticas (por ejemplo, acuerdos internacionales, acuerdos de cooperación y estrategias sobre cambio climático) (véase la tabla RT.11.1). [11.6]

Es posible crear un entorno favorable o propicio a las energías renovables mediante: el fomento de la innovación en el sistema energético; el examen de las posibles interacciones de una política de energía renovable dada con otras políticas ya sean de energía renovable o de otra índole; la concesión de facilidades a los desarrolladores de tecnologías de energía renovable para que obtengan fondos y puedan emplazar satisfactoriamente un proyecto; la eliminación de obstáculos para acceder a las redes y a los mercados de instalaciones y generación de energía renovable; la transferencia de tecnología y la creación

de capacidad; más campañas de educación y sensibilización a nivel institucional y comunitario. La existencia de un entorno propicio puede, a su vez, mejorar la eficiencia y eficacia de las políticas que promueven las energías renovables. [11.6.1–11.6.8]

Una conclusión generalmente aceptada en los estudios publicados sobre innovación es que los sistemas sociotécnicos establecidos tienden a limitar la diversidad de innovaciones pues las tecnologías predominantes crean un entorno institucional a su medida. Ello puede dar lugar a sólido patrón de dependencia condicionado por el pasado y excluir (debido al efecto cerrojo) alternativas competidoras que podrían ser más rentables. Por esas razones, los cambios de un sistema sociotécnico toman tiempo y son de carácter sistémico más que lineal. Las tecnologías de energía renovable se están integrando en sistemas energéticos que, en la mayoría de los lugares, se construyeron en función de la combinación vigente de recursos energéticos. A raíz de ello, la infraestructura existente favorece los combustibles que predominan en la actualidad. Además, hay que tener en cuenta todos los grupos de presión e intereses existentes. Debido a la complejidad del cambio tecnológico, es importante que todos los ámbitos gubernamentales (desde el local hasta el internacional) impulsen el avance de la energía renovable mediante políticas y que los actores no gubernamentales participen también en la formulación e implantación de dichas políticas. [11.6.1]

Las políticas gubernamentales que sean mutuamente complementarias obtendrán mejores resultados. La posibilidad de coordinar las políticas de energía renovable con otras políticas dependerá del diseño de cada una de esas políticas de energía renovable. Tratar de fomentar activamente la complementariedad de las políticas de múltiples sectores – por ejemplo, el sector energético, agrícola o de recursos hídricos – teniendo en cuenta además los objetivos individuales de cada uno, no es una tarea fácil y puede dar lugar a situaciones en las que todos salgan ganando o en las que algunos ganen y otros pierdan, con la posibilidad de que se negocien concesiones. Por consiguiente, conviene contar con una coordinación central sólida que resuelva contradicciones y conflictos entre las políticas sectoriales, así como con una coordinación de medidas a diferentes niveles de gobierno. [11.6.2]

Un entorno favorable incluye un sector financiero que pueda ofrecer una financiación en términos que reflejen el perfil riesgo/recompensa particular de las tecnologías o proyectos de energía renovable. El costo de la financiación y las posibilidades de acceder a ella dependen de las condiciones generales que prevalezcan en el momento de la inversión en el conjunto del mercado financiero, así como de los riesgos propios del proyecto, de la tecnología y de los actores implicados. Además de las políticas específicas de energía renovable, el contexto más general puede incluir los riesgos políticos o cambiarios y cuestiones relacionadas con la energía, como la competición por conseguir capital por parte de otros integrantes del sector energético y la situación de la normativa o las reformas de este sector. [11.6.3]

Hasta la fecha, el éxito de la implantación de tecnologías de energía renovable ha dependido de una combinación de procedimientos de planificación favorables, tanto nacionales como locales. Es poco probable que el establecimiento de procedimientos universales, como la "racionalización" de las solicitudes de permisos, pueda resolver los conflictos que se planteen entre partes interesadas en la etapa de implantación del proyecto, pues no tienen en cuenta las condiciones particulares a un lugar o ámbito dados. Un marco de planificación para facilitar la implantación de energías renovables podría abarcar los elementos siguientes: armonización de las expectativas e intereses de los participantes; concienciación sobre la importancia del contexto para la implantación de

Tabla RT.11.1 | Factores y participantes que contribuyen a que el régimen de gobernanza de energías renovables dé resultados satisfactorios [Tabla 11.4]

Alcance de un entorno propicio	Sección 11.6.2 Políticas de integración (políticas nacionales/ supranacionales)	Sección 11.6.3 Reducción de los riesgos financieros y de inversión	Sección 11.6.4 Planificación y permisos en el ámbito local	Sección 11.6.5 Dotación de redes de infraestructura y mercados para las tecnologías de energía renovable	Sección 11.6.6 Transferencia de tecnología y creación de capacidad	Sección 11.6.7 Enseñanzas de actores externos a los gobiernos
Instituciones Factores y actores que contribuyen a que una política de energía renovable dé resultados satisfactorios	La integración de las políticas sobre energía renovable en la formulación de otras políticas reduce posibles conflictos entre diversas políticas gubernamentales.	La creación de instituciones y organismos de financiación puede facilitar la cooperación entre los países y la concesión de créditos blandos o la financiación de los créditos del carbono a escala internacional (mecanismo para un desarrollo limpio). Los compromisos a largo plazo pueden reducir la percepción de los riesgos.	Los procesos de planificación y permisos posibilitan la integración de políticas de energía renovable en políticas locales que rigen otros asuntos.	Los responsables de políticas e instancias normativas pueden adoptar incentivos y normas para redes y mercados, tales como las normas de seguridad y de acceso.	La fiabilidad de las tecnologías de energía renovable se puede garantizar mediante certificación. Los acuerdos institucionales facilitan la transferencia de tecnología.	Una actitud de apertura para aprender de otros actores puede completar la formulación de políticas y mejorar su eficacia ya que permitiría trabajar en el marco de condiciones sociales reales.
Sociedad civil (personas, hogares, organizaciones no gubernamentales (ONG), asociaciones, etc.)	Los municipios o las ciudades pueden desempeñar un papel decisivo en la integración de políticas estatales a escala local.	A través de las inversiones comunitarias se pueden compartir y reducir los riesgos de inversión. Las asociaciones del sector público y privado en las inversiones y en el desarrollo de proyectos pueden contribuir a reducir los riesgos asociados a los instrumentos de política. Las instituciones internacionales competentes pueden velar por una distribución equitativa de los fondos.	La participación de la sociedad civil en los procesos locales de planificación y permisos puede facilitar la selección de los proyectos de energía renovable más pertinentes para la sociedad.	La sociedad civil puede formar parte de las redes de suministro mediante la coproducción de energía y nuevos modelos descentralizados.	Los actores locales y las ONG pueden participar en la transferencia de tecnología mediante nuevos modelos comerciales que reúnan a multinacionales, ONG y pequeñas y medianas empresas.	La participación de la sociedad civil en procesos políticos abiertos puede generar nuevos conocimientos e impulsar cambios institucionales. Los municipios o las ciudades pueden idear soluciones para facilitar el desarrollo de las tecnologías de energía renovable en el ámbito local. La población (de forma individual o colectiva) puede propiciar comportamientos positivos en relación con las cuestiones energéticas cuando las políticas y las restricciones contextuales son coherentes.
Sector financiero y comercial		Las asociaciones del sector público y privado en las inversiones y en el desarrollo de proyectos pueden contribuir a reducir los riesgos asociados a los instrumentos de política.	Los encargados de los proyectos de energía renovable pueden compartir conocimientos técnicos y contactos profesionales en pro de: i) la armonización del desarrollo de proyecto con los requisitos de planificación y permisos; ii) la adaptación de los procesos de planificación y permisos a las necesidades y condiciones locales. Las empresas pueden promover activamente políticas coherentes e integradas.	Unas normas de redes y mercados claras aumentan la confianza de los inversores.	Las instituciones y los organismos de financiación pueden asociarse con los gobiernos nacionales, conceder créditos blandos o financiar los créditos del carbono a escala internacional (mecanismo para un desarrollo limpio).	Las empresas multinacionales pueden hacer participar a las ONG o a las pymes locales, en calidad de socios, en el desarrollo de nuevas tecnologías (nuevos modelos comerciales). La creación de empresas e instituciones internacionales reduce los riesgos de inversión.
Infraestructuras	La combinación de políticas y normas sobre redes y mercados puede permitir la creación de una infraestructura adecuada para una economía con bajas emisiones de carbono.	Unas normas de redes y mercados claras reducen los riesgos de inversión y aumentan la confianza de los inversores.		Es probable que la existencia de normas de redes y mercados claras y transparentes fomenten el desarrollo de infraestructuras que propicien un futuro con bajas emisiones de carbono.		La existencia, en las ciudades y comunidades, de marcos de trabajo para el desarrollo a largo plazo de infraestructuras y redes puede sustentar la participación de actores locales en la formulación de políticas.

Continued next Page →

Alcance de un entorno propicio Factores y actores que contribuyen a una política de energía renovable que dé resultados satisfactorios	Sección 11.6.2 Políticas de integración (políticas nacionales/ supranacionales)	Sección 11.6.3 Reducción de los riesgos financieros y de inversión	Sección 11.6.4 Planificación y permisos en el ámbito local	Sección 11.6.5 Dotación de redes de infraestructura y mercados para las tecnologías de energía renovable	Sección 11.6.6 Transferencia de tecnología y creación de capacidad	Sección 11.6.7 Enseñanzas de actores externos a los gobiernos
Ámbito político (acuerdos internacionales/cooperación, estrategia sobre el cambio climático, transferencia de tecnología, etc.)	Las directrices supranacionales (por ejemplo, las directrices de la Unión Europea sobre "racionalización", la planificación oceánica y los estudios de impacto) pueden contribuir a la integración de las políticas sobre energía renovable con otras políticas.	Los compromisos a largo plazo respecto de las políticas de energía renovable reducen los riesgos de inversión en proyectos de energía renovable.	Las directrices supranacionales pueden contribuir a la evolución de los procesos de planificación y permisos.	La cooperación para el desarrollo brinda apoyo a la creación de infraestructuras y facilita el acceso a tecnologías bajas en carbono.	Los mecanismos para un desarrollo limpio, los derechos de propiedad intelectual y los acuerdos de patentes pueden contribuir a la transferencia de tecnología.	Una participación adecuada por parte de instituciones no gubernamentales estimula el establecimiento de más acuerdos con fines sociales. Los mecanismos del proceso de la CMNUCC, como el Grupo de Expertos sobre transferencia de tecnología, el Fondo para el Medio Ambiente Mundial y el mecanismo para un desarrollo limpio, así como una aplicación conjunta, pueden proporcionar orientación para facilitar la participación de actores no estatales en la formulación de políticas de energía renovable.

energías renovables; adopción de mecanismos de participación en los beneficios; establecimiento de redes de colaboración, y creación de mecanismos para definir los puntos conflictivos que deberán negociarse. [11.6.4]

Una vez que se ha concedido el permiso de obras a un proyecto de energía renovable, la inversión para su realización sólo llegará cuando se apruebe su conexión comercial a la red, cuando se establezca un contrato para la compra de su producción en la red, y cuando esté garantizada la venta de energía, normalmente a través de un mercado. La capacidad y facilidad para cumplir esos requisitos y el costo que ello suponga son factores fundamentales para la viabilidad de un proyecto de energía renovable. Es más, los métodos de incorporación de las energías renovables en el sistema energético influirán en el costo que suponga para todo el sistema integrar ese tipo de energía y en los costos de las opciones. Para ampliar y reforzar oportunamente la infraestructura para los proyectos de energía renovable y facilitar la conexión de esos proyectos a la red, puede que los organismos de regulación económica tengan que permitir métodos activos de inversión, así como inversiones "anticipadas", en la red y/o autorizar la conexión de proyectos a la red antes de que se completen los trabajos de refuerzo de la infraestructura. [11.6.5, 8.2.1.3]

En muchos países, una de las principales dificultades consiste en abrir el camino a las tecnologías de energía renovable. La mayor parte de las tecnologías bajas en carbono, entre ellas las tecnologías de energía renovable, se desarrollan y utilizan en unos pocos países. Se ha argumentado que es poco probable que muchas naciones en desarrollo puedan dar un salto tecnológico que les permita soslayar las etapas de contaminación intensa que conlleva el desarrollo industrial sin tener acceso a tecnologías limpias que se han desarrollado en países más avanzados. Sin embargo, por regla general, ninguna tecnología, incluidas las de energía renovable, se extiende más allá de las fronteras a no ser que las políticas medioambientales del país receptor ofrezcan incentivos para su adopción. Es más, la transferencia de tecnología no debería reemplazar, sino reforzar, las actividades nacionales de creación de capacidad. Con objeto de adquirir las competencias necesarias para la adaptación, la instalación, el

mantenimiento, la reparación y la mejora de las tecnologías de energía renovable en las comunidades que no tienen aún acceso a las energías renovables, es necesario completar las inversiones en transferencia de tecnología con inversiones en servicios de extensión que ofrezcan la información, el asesoramiento y la formación requeridos. [11.6.6]

Además de la transferencia de tecnología, el aprendizaje a nivel institucional desempeña un importante papel en la promoción de la implantación de energías renovables. El aprendizaje a nivel institucional acarrea cambios en las instituciones que les permitirán mejorar su elección y formulación de políticas de energía renovable. Asimismo, ese aprendizaje fomenta la consolidación de la capacidad institucional, a menudo a nivel local, donde se adoptan numerosas decisiones sobre el emplazamiento de los proyectos de energía renovable y sobre las inversiones conexas. Se puede lograr un aprendizaje a nivel institucional cuando los responsables de políticas, para la formulación de las mismas, pueden contar con la colaboración y participación de actores no gubernamentales, en particular del sector privado (por ejemplo, empresas) y de la sociedad civil. También se insiste con frecuencia sobre la importancia de la información y de la educación como instrumentos políticos que pueden influenciar los comportamientos relacionados con la energía. No obstante, la eficacia de las políticas basadas en la educación e información se ve limitada por factores contextuales, y conviene tener cautela y no fiarse en exceso de políticas que únicamente se centren en la educación y la información. Los cambios de comportamiento en materia energética son el resultado de un proceso en el cual valores o actitudes personales interactúan con precios, políticas y las propias tecnologías de energía renovable, así como con circunstancias sociales personales. Estos factores contextuales indican la importancia de las medidas colectivas como medio más eficaz, aunque más complejo, que las medidas individuales para lograr cambios. Esto respalda la idea de que si los responsables de políticas quieren contar con la participación de la sociedad en la transición hacia las energías renovables, tienen que formular políticas coordinadas, sistémicas y que vayan más allá del limitado concepto de políticas sobre "actitud-comportamiento-cambio". [11.6.7, 11.6.8]

11.7 Cambio estructural

Si las instancias decisorias quieren incrementar el índice de penetración de energías renovables y, al mismo tiempo, cumplir los ambiciosos objetivos de mitigación del cambio climático, los compromisos a largo plazo y una actitud flexible para aprender de la experiencia serán fundamentales. Para alcanzar niveles de estabilización de concentración de gases de efecto invernadero gracias a un alto porcentaje de energías renovables, deberá producirse, durante los próximos decenios, un cambio estructural de los sistemas energéticos actuales. Esta transición hacia una energía baja en carbono es diferente de las transiciones energéticas que se han producido previamente (por ejemplo, de la leña al carbón o del carbón al petróleo) porque el plazo de tiempo disponible se ha reducido a unos pocos decenios y porque la energía renovable debe avanzar e integrarse en un sistema construido en el marco de una estructura energética existente que es muy diferente de lo que se podría necesitar para una mayor penetración de energías renovables en el futuro. [11.7]

La eficiencia energética, junto con la implantación de tecnologías de energía renovable, podrían ser los impulsores de un cambio estructural

que permita la transición hacia un sistema energético mundial basado principalmente en energías renovables. No obstante, ello conlleva la aplicación de una política razonable de fijación de precios del carbono, mediante un impuesto o el comercio de derechos de emisión, con objeto de evitar las fugas de carbono y el efecto rebote. Se necesitarán políticas complementarias que vayan más allá de la I+D y apoyen la implantación de la tecnología, la creación de un entorno propicio que incluya actividades de educación y sensibilización, y el establecimiento sistemático de políticas integradoras con otros sectores como la agricultura, el transporte, la gestión de recursos hídricos y la planificación urbana. [11.6, 11.7]

Los marcos de políticas que impulsan la mayoría de las inversiones en energía renovable son los que se han concebido para reducir los riesgos y aportar rendimientos atractivos, así como para ofrecer estabilidad durante todo el período de la inversión. [11.5] Una combinación adecuada y fiable de instrumentos políticos es aún más importante en los lugares donde la infraestructura energética todavía no se ha construido y donde se prevé un crecimiento considerable de la demanda en el futuro. [11.7]

Anexos

Glosario, siglas, símbolos químicos y prefijos

Editores:

Aviel Verbruggen (Bélgica), William Moomaw (Estados Unidos de América), John Nyboer (Canadá)

Este anexo debe citarse del siguiente modo:

Verbruggen, A., W. Moomaw, J. Nyboer, 2011: "Anexo I: Glosario, siglas, símbolos químicos y prefijos", en el Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático del IPCC [Edición a cargo de O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. v. Stechow], Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, Nueva York, Estados Unidos de América.

Glosario, siglas, símbolos químicos y prefijos

Las entradas del glosario (destacadas en **negrita**) corresponden, de preferencia, a un tema concreto; una entrada principal puede incluir **subentradadas**, que figuran también en negrita; por ejemplo, **energía final** se define en la entrada de **energía**. Al glosario le sigue una lista de siglas y abreviaciones, una lista de nombres y símbolos químicos, y una lista de prefijos (unidades estándar internacionales). Algunas definiciones se han adaptado de C.J. Cleveland y C. Morris, 2006: *Diccionario de Energía*, Elsevier, Amsterdam. En la sección A.II.6 del anexo II del presente informe figuran definiciones de las regiones y los grupos de países.

Glosario

Adaptación: Iniciativas y medidas encaminadas a reducir la vulnerabilidad o aumentar el poder de recuperación de los sistemas naturales y humanos ante los efectos reales o esperados del cambio climático. Existen diferentes tipos de adaptación, como por ejemplo la adaptación preventiva y reactiva, privada y pública, y autónoma y planificada. Algunos ejemplos de adaptación son la construcción de diques fluviales o costeros, la retirada de las zonas costeras expuestas a inundaciones causadas por la subida del nivel del mar o la introducción de otros cultivos adaptados a las temperaturas o a la sequía en lugar de los cultivos convencionales.

Aerosol: Partícula sólida o líquida presente en el aire, de tamaño generalmente comprendido entre 0,01 y 10 μm , que permanece en la atmósfera durante al menos varias horas. Los aerosoles pueden ser de origen natural o antropogénico. Véase también **carbono negro**.

Forestación: Conversión directa, mediante intervención humana, de tierras donde tradicionalmente no han existido bosques en tierras boscosas mediante plantación, siembra y/o promoción de fuentes de semillas naturales mediante intervención humana. Véase también **deforestación**, **reforestación**, **uso de la tierra**.

Países incluidos en el anexo I: Grupo de países incluidos en el anexo I (versión enmendada después de la fecha en que se incorporó Malta) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), incluidos los países desarrollados y algunos países con economías en transición. En los artículos 4.2 a) y 4.2 b) de la Convención se invita a los países incluidos en el anexo I a que de forma individual o conjunta devuelvan, para el año 2000, sus emisiones de gases de efecto invernadero a los niveles que tenían en 1990. El grupo es muy similar al de los países incluidos en el anexo B del Protocolo de Kyoto. Por defecto, los demás países se denominarán **países no incluidos en el anexo I**. Véase también **Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)**, **Protocolo de Kyoto**.

Países incluidos en el anexo B: Subconjunto del grupo de países incluidos en el anexo I que han especificado compromisos de reducción de las emisiones de gases con arreglo al Protocolo de Kyoto. El grupo es muy similar al de los países incluidos en el anexo I de la CMNUCC. Por defecto, los demás países se denominarán **países no incluidos en el anexo I**. Véase también **Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)** y **Protocolo de Kyoto**.

Antropogénico: Relacionado con la influencia de los seres humanos en la naturaleza o resultante de esa influencia. Las **emisiones antropogénicas** de gases de efecto invernadero, precursores de gases de efecto invernadero y aerosoles resultan de la combustión de combustibles fósiles, la deforestación, los cambios del uso de la tierra, la ganadería, la fertilización, las actividades industriales, comerciales o de otro tipo que tienen como resultado un incremento neto de las emisiones.

Disponibilidad (de una planta de producción): Porcentaje de tiempo durante el cual una planta está lista para producir, medido como tiempo de funcionamiento del tiempo total (tiempo total = tiempo de funcionamiento + tiempo de inactividad debido al mantenimiento y las interrupciones de funcionamiento).

Energía de compensación: Se necesitan permanentemente reservas giratorias y generadores de arranque rápido para mantener un equilibrio de la oferta y la demanda a los niveles de calidad impuestos para la frecuencia y la tensión aun cuando se produzcan fluctuaciones instantáneas y a corto plazo de las cargas eléctricas y la disponibilidad de las centrales eléctricas sea incierta.

Barrera: Cualquier obstáculo que se presente para desarrollar y materializar un potencial de energía renovable, que puede vencerse o atenuarse mediante una política, un programa o una medida. Las barreras a la materialización de las energías renovables no son impedimentos creados intencionadamente o sin intención por el hombre (p. ej., edificios mal orientados o criterios de acceso a la red principal de energía que discriminan los generadores independientes de energías renovables). Existen cuestiones que no son barreras sino, como las propiedades intrínsecamente naturales, factores que impiden la aplicación de ciertas fuentes de energía renovables en algún momento o lugar (p. ej., la tierra llana impide la generación de energía hidroeléctrica y la noche la recogida de energía solar directa). La **eliminación de barreras** incluye la corrección directa de los fallos del mercado o la reducción de los costos de transacción en los sectores público y privado mediante, por ejemplo, la mejora de la capacidad institucional, la reducción de los riesgos y la incertidumbre, la facilitación de las transacciones del mercado y la aplicación de políticas reguladoras.

Base de referencia: Escenario de referencia para cantidades medibles a partir del cual se puede medir otro resultado; por ejemplo: un escenario de

no intervención se utiliza como referencia para el análisis de los escenarios de intervención. Una base de referencia puede consistir en una extrapolación de las tendencias recientes o basarse en la congelación de las tecnologías o de los costos. Véase también **statu quo**, **modelo** y **escenario**.

Punto de referencia: Variable de medición que se utiliza como base o referencia para evaluar el rendimiento de una tecnología, un sistema o una organización. Los puntos de referencia pueden establecerse a partir de la experiencia interna o de la de otras organizaciones, o según los requisitos legales, y a menudo se utilizan para medir la evolución del rendimiento en el tiempo.

Biodiversidad: Variabilidad de los organismos vivos de cualquier fuente, incluidos, entre otros, los ecosistemas terrestres, marinos y acuáticos, así como los complejos ecológicos de los que forman parte; esto incluye la diversidad dentro de las especies, entre las especies y de los ecosistemas.

Bioenergía: Energía derivada de cualquier forma de biomasa.

Biocombustible: Cualquier combustible líquido, gaseoso o sólido producido a partir de biomasa, tales como el aceite de soja, el alcohol a partir de azúcar fermentado, el licor negro proveniente del proceso de fabricación de papel, la madera utilizada como combustible, etc. Entre los biocombustibles tradicionales se encuentran la madera, el estiércol, la hierba y los residuos agrícolas. El **biocombustible manufacturado de primera generación** se obtiene de cereales, semillas oleaginosas, grasas animales y aceites vegetales de desecho mediante tecnologías de conversión maduras. El **biocombustible de segunda generación** utiliza procesos de conversión termoquímica y bioquímica no tradicionales y materias primas derivadas fundamentalmente de las fracciones lignocelulósicas de, por ejemplo, residuos agrícolas y forestales, residuos sólidos urbanos, etc. El **biocombustible de tercera generación** podrá obtenerse de materias primas como las algas y cultivos energéticos mediante procesos avanzados que todavía están en proceso de elaboración. Estos biocombustibles de segunda y tercera generación obtenidos mediante procesos nuevos también se denominan biocombustibles de nueva generación o avanzados, o biocombustibles obtenidos de tecnologías avanzadas.

Biomasa: Material de origen biológico (vegetal o animal), excluido el material que ha sido englobado en formaciones geológicas y transformado en combustibles fósiles o turba. La Agencia Internacional de la Energía (*World Energy Outlook 2010*) define la **biomasa tradicional** como el consumo de biomasa por el sector residencial en los países en desarrollo, que se refiere al uso, a menudo insostenible, de la madera, el carbón, los residuos agrícolas y el estiércol animal para la cocina y la calefacción. Todos los demás usos de la biomasa se definen como **biomasa moderna**, que en el Informe de la Agencia se dividen en otros dos grupos más. La **bioenergía moderna** engloba la generación de electricidad y la generación combinada de calor y electricidad a partir de biomasa, de residuos sólidos urbanos y de biogás, además de la calefacción del espacio residencial y del agua en los edificios, y las aplicaciones comerciales de la biomasa, los residuos sólidos urbanos, el biogás y los combustibles líquidos para el transporte. Entre las aplicaciones de la **bioenergía industrial**

se cuentan la calefacción por medio de la generación de vapor y la auto-generación de electricidad, y la cogeneración de calor y electricidad en la industria del papel y de la pulpa, los productos forestales, la alimentación y las industrias conexas.

Carbono negro: Especie de aerosol definida operacionalmente en términos de absorción de luz, de reactividad química y/o de estabilidad térmica; está compuesto por hollín, carbón vegetal y/o materia orgánica refractaria que absorbe la luz.

Statu quo: El futuro se prevé o se anticipa basándose en el supuesto de que las condiciones de funcionamiento y las políticas aplicadas seguirán igual que en el presente. Véase también **base de referencia**, **modelo**, **escenario**.

Capacidad: En general, se trata de la aptitud para producir, desempeñar, utilizar o contener. La **capacidad de generación** de una instalación de energía renovable es la cantidad máxima de energía, es decir, la cantidad máxima de energía generada por unidad de tiempo. El **crédito de capacidad** es la proporción de la capacidad de una unidad de energía renovable cuya disponibilidad se considera garantizada durante determinados períodos de tiempo y se acepta como contribución "segura" a la capacidad total de generación del sistema. El **factor de capacidad** es la relación entre la producción real de una unidad generadora a lo largo de un período de tiempo (por lo general un año) y la que teóricamente se habría producido si durante ese período la unidad hubiese estado funcionando ininterrumpidamente a su capacidad **nominal**. Esta capacidad, también denominada capacidad de diseño, es el nivel de producción previsto para la unidad durante un período sostenido en circunstancias normales.

Creación de capacidad: En el contexto de las políticas sobre el cambio climático se trata del desarrollo de las competencias técnicas y las capacidades institucionales (arte de hacer) y de la capacidad (medios suficientes) de los países para que puedan participar en todos los aspectos de las actividades de adaptación, mitigación e investigación relacionadas con el cambio climático. Véase también **capacidad de mitigación**.

Ciclo del carbono: Término empleado para describir el flujo del carbono (en diversas formas, por ejemplo como dióxido de carbono, metano, etc.) en la atmósfera, los océanos, la biosfera terrestre y la litosfera.

Dióxido de carbono (CO₂): Gas que se produce de forma natural y también como subproducto de la combustión de combustibles fósiles o de biomasa, cambios del uso de la tierra o procesos industriales. Es el principal gas de efecto invernadero antropogénico que afecta al equilibrio radiativo de la Tierra. Además, es el gas que se toma como referencia para medir otros gases de efecto invernadero y, por lo tanto, tiene un potencial de calentamiento mundial de 1.

Captura y almacenamiento del dióxido de carbono: Separación del CO₂ de las fuentes industriales y energéticas, compresión y transporte a un lugar de almacenamiento para su aislamiento de la atmósfera durante un largo período de tiempo.

Celulosa: Principal producto químico que constituye las paredes celulares de las plantas y la fuente de materias fibrosas para la fabricación de varios productos como el papel, el rayón, el celofán, etc. Es el principal insumo para fabricar biocombustibles de segunda generación.

Mecanismo para un desarrollo limpio: Mecanismo previsto en el Protocolo de Kyoto que permite a los países desarrollados (incluidos en el anexo B) financiar los proyectos de reducción o absorción de emisiones de gases de efecto invernadero en los países en desarrollo (no incluidos en el anexo B) y recibir créditos por ello, que pueden utilizar para cumplir los límites obligatorios de sus propias emisiones.

Cambio climático: Variación del estado del clima y/o su variabilidad, que se puede detectar (p. ej., con pruebas estadísticas) a través de los cambios de la media y/o de la variabilidad de estas propiedades, y que se mantiene durante un período de tiempo prolongado, generalmente decenios o por más tiempo. Se puede deber a procesos naturales internos, a forzamientos externos o a cambios antropogénicos persistentes de la composición de la atmósfera o el uso de la tierra. Debe tenerse en cuenta que en el artículo 1 de la CMNUCC se define el cambio climático como “un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables”. Así pues, la CMNUCC hace una distinción entre el “cambio climático” atribuible a las actividades humanas que modifican la composición de la atmósfera y la “variabilidad climática” atribuible a causas naturales.

Emisión de CO₂ equivalente: Cantidad de emisión de dióxido de carbono (CO₂) que causaría el mismo forzamiento radiativo que una cantidad emitida de un gas de efecto invernadero o que una mezcla de gases de efecto invernadero, todos ellos multiplicados por su respectivo potencial de calentamiento mundial para tener en cuenta los diferentes períodos de tiempo que permanecen en la atmósfera. Véase también **potencial de calentamiento mundial**.

Beneficios conjuntos: Beneficios secundarios de políticas dirigidas al logro de alguna meta que traen consigo objetivos indirectos de gran valor, como por ejemplo un mayor uso de la energía renovable, a la vez que disminuye las emisiones de CO₂, también puede reducir los contaminantes atmosféricos. En la literatura especializada figuran diversas definiciones de los beneficios conjuntos, considerándose a veces como algo que se busca intencionadamente (oportunidad) o se adquiere de forma no intencionada (ganancia inesperada). El término efecto conjunto tiene un sentido más genérico, al abarcar tanto los beneficios como los costos. Véase también **elemento impulsor y oportunidad**.

Cogeneración: Aprovechamiento del calor residual resultante de la generación eléctrica en plantas termoeléctricas. El calor de las turbinas de vapor o los gases de escape de las turbinas de gas puede usarse para fines industriales, calentar agua, o para la calefacción central en barrios o ciudades. Se denomina también *generación combinada de calor y electricidad*.

Turbina de gas de ciclo combinado: Central energética que combina dos procesos para generar electricidad. En primer lugar, una turbina de gas se alimenta con un combustible gaseoso o aceite combustible ligero, lo cual provoca la expulsión de gases de combustión calientes (>600 °C). En segundo lugar, el calor recuperado de estos gases, junto con combustión adicional, produce el vapor que impulsa la turbina de vapor, la cual hace rotar alternadores separados. Se habla de **turbina de gas integrada de ciclo combinado** cuando el combustible es el gas de síntesis procedente de un reactor de gasificación de carbón o biomasa, con un intercambio de flujos de energía entre los reactores de gasificación y las centrales de turbinas de gas de ciclo combinado.

Observancia: La observancia indica si un país se adhiere a las disposiciones de un acuerdo o hasta qué punto las cumple, o en qué medida las personas o las empresas cumplen las reglas. La observancia depende de la aplicación de las políticas ordenadas, pero también de si las medidas son conformes a las políticas.

Conversión: La energía se manifiesta de numerosas formas y a la transformación de un tipo de energía a otro se la denomina conversión de energía. Por ejemplo, la energía cinética de las corrientes de viento se transforma en movimiento sobre un eje rotatorio y, a partir de ahí, se convierte en electricidad; la luz solar se convierte en electricidad mediante células fotovoltaicas. Una corriente eléctrica de características determinadas (p. ej., directa/alterna, nivel de tensión) se convierte también a una corriente con otras características. El **convertidor** es el equipo utilizado para realizar la conversión.

Costo: Consumo de recursos tales como el tiempo de trabajo, el capital, el material, el combustible, etc., como consecuencia de una acción. En términos económicos, a todos los recursos se les asigna el valor del **costo de oportunidad**, que refleja el aprovechamiento alternativo más valioso de los recursos. Los costos se definen de diversas maneras y en función de diversas hipótesis que influyen en su valor. Los beneficios son lo contrario de los costos y, a menudo, ambos se consideran de manera conjunta. Por ejemplo, el costo neto es la diferencia entre los gastos brutos y los beneficios. Los **costos privados** son asumidos por personas, compañías u otras entidades privadas que realizan la actividad. Los **costos sociales** incluyen además los costos externos para el medio ambiente y la sociedad en su conjunto; por ejemplo, los costos por los daños ocasionados a los ecosistemas, las economías y los pueblos a consecuencia del cambio climático. El **costo total** incluye todos los costos originados por una actividad específica; los **costos medios (unitarios, específicos)** son los costos totales divididos por el número de unidades generadas; los **costos marginales o de incremento** son los costos de la última unidad adicional.

Los **costos de un proyecto** de energía renovable incluyen los **costos de inversión** (los costos, descontados hasta el año de inicio del proyecto, de puesta en funcionamiento de los equipos de energía renovable para que empiecen a producir); los costos de **funcionamiento y mantenimiento** (que se originan durante el funcionamiento de la instalación de energía renovable), y los **costos de desmantelamiento** (que se originan cuando

la instalación ha cesado de producir para devolver el lugar de producción al estado en que se encontraba).

Los **costos del ciclo de vida** incluyen todos los costos anteriores descontados hasta el año de inicio del proyecto.

El **costo nivelado de la energía** (véase el anexo II) es el precio único de los resultados (centavo de dólar de Estados Unidos/kWh o dólar de Estados Unidos/GJ) de un proyecto, que hace que el valor actual de las ganancias (beneficios) sea igual al valor actual de los costos durante el tiempo de vida del proyecto. Véase también **descuento** y **valor actual**.

Existen muchas más categorías de costos, que se denominan con nombres que suelen resultar pocos claros y confusos, como por ejemplo los costos de instalación, que pueden referirse tanto al equipo informático instalado como a las actividades para instalar el equipo.

Análisis costo-beneficio: Estimación monetaria de todos los efectos negativos y positivos asociados a una acción determinada. Los costos y beneficios se comparan en términos de su diferencia y/o relación, como indicador de la forma en que una inversión determinada u otra acción política resulta exitosa desde una perspectiva social.

Análisis de la eficacia en función de los costos: Caso particular del análisis costo-beneficio en el que todos los costos de una cartera de proyectos se evalúan en relación con un objetivo de política fijado. En este caso el objetivo de política representa los beneficios de los proyectos, y todos los demás efectos se evalúan en función de los costos o los costos negativos (beneficios). Por ejemplo, el objetivo de política puede ser alcanzar un determinado potencial de energía renovable.

Deforestación: Proceso natural o antropogénico por el que terrenos boscosos se convierten en terrenos no boscosos. Véase también **forestación**, **reforestación** y **uso de la tierra**.

Gestión desde la perspectiva de la demanda: Políticas y programas diseñados para influir en la demanda de bienes y/o servicios. En el sector de la energía, por ejemplo, este tipo de gestión tiene por objeto reducir la demanda de electricidad y de otras formas de energía necesaria para prestar servicios energéticos.

Densidad: Cantidad o masa por unidad de volumen, de superficie o de longitud. La **densidad de energía** es la cantidad de energía por unidad de volumen o de masa (por ejemplo, el valor calorífico de un litro de petróleo). Por lo general, se entiende por **densidad de potencia** la potencia de energía solar, eólica, de la biomasa, hidroeléctrica u oceánica entregable por unidad de superficie (vatios/m²). Para las baterías se utiliza la potencia entregable por unidad de peso (vatios/kg).

Energía solar directa – Véase **energía solar**

Descuento: Operación matemática gracias a la cual se pueden comparar cantidades monetarias (u otras cantidades) recibidas o consumidas en

momentos (años) diferentes (véase el anexo II). El operador utiliza una tasa de descuento (>0) fija o eventualmente variable en el tiempo, de un año a otro, que hace que el valor futuro tenga un valor menor que en la actualidad. En un **enfoque de descuento descriptivo** se aceptan las tasas de descuento que las personas (ahorradores e inversores) aplican realmente en sus decisiones diarias (**tasa de descuento privada**). En un **enfoque de descuento prescriptivo (ético o normativo)**, la tasa de descuento se fija a partir de una perspectiva social, sobre la base por ejemplo de un juicio ético sobre los intereses de las futuras generaciones (**tasa de descuento social**). En el presente informe, el potencial de las fuentes de energía renovables se evalúa utilizando tasas de descuento del 3%, el 7% y el 10%.

Despacho (despacho de carga / despachable): La gestión de los sistemas de energía eléctrica, que están compuestos por numerosas unidades y redes de energía eléctrica, se lleva a cabo mediante operadores de sistemas. Estos operadores permiten a los generadores suministrar energía al sistema para lograr un equilibrio entre la oferta y la demanda de manera fiable y económica. Las unidades de generación son totalmente despachables cuando pueden generar partiendo de cero hasta su capacidad nominal sin una demora significativa. Las no totalmente despachables son fuentes renovables variables que dependen de corrientes naturales, así como algunas centrales térmicas grandes con limitaciones para modificar su generación de carga efectiva. Véase también **energía de compensación**, **capacidad** y **red eléctrica**.

Calefacción central en barrios o ciudades: Las estaciones centrales distribuyen el agua caliente (o el vapor en los sistemas antiguos) a los edificios e industrias de las zonas densamente pobladas (un distrito, una ciudad o una zona industrializada). La red de dos tuberías aisladas funciona como sistema de calefacción central a base de agua de un edificio. Las fuentes de calor central pueden ser sistemas de recuperación del calor residual de los procesos industriales, las plantas de incineración de desechos, las fuentes geotérmicas, las centrales eléctricas de cogeneración o las calderas autónomas que queman combustibles fósiles o biomasa. Cada vez más sistemas de calefacción central en barrios o ciudades se utilizan también como sistemas de refrigeración por agua fría o lodos acuosos (**calefacción y refrigeración centrales**).

Elemento impulsor: En un contexto normativo se trata de un elemento que proporciona impulso y orientación para iniciar y apoyar acciones normativas. Por ejemplo, la utilización de las energías renovables está impulsada por las preocupaciones sobre el cambio climático o la seguridad energética. En un sentido más general, un elemento impulsor es un instrumento que permite provocar una reacción, por ejemplo, la indicación de que las emisiones se deben al consumo de combustibles fósiles y/o al crecimiento económico. Véase también **oportunidad**.

Economía de escala: El costo unitario de una actividad disminuye cuando la actividad se amplía, por ejemplo, se producen más unidades.

Ecosistema: Sistema abierto de organismos vivos que interactúan entre sí y con su medio abiótico, que es capaz de lograr un cierto grado de autorregulación. Dependiendo del objetivo de interés o del estudio, la magnitud de un ecosistema puede oscilar desde escalas espaciales muy pequeñas hasta el planeta entero.

Electricidad: El flujo de carga que pasa por un conductor cuando existe una diferencia de tensión entre los extremos de ese conductor. La energía eléctrica se genera a partir del calor de una turbina de gas o de vapor o a partir del viento, los océanos o las cascadas, o se produce directamente a partir de la luz solar mediante un dispositivo fotovoltaico o químicamente en una pila de combustible. Al tratarse de una corriente, la electricidad no puede almacenarse y requiere alambres y cables para su transmisión (véase **red**). Dado que la corriente eléctrica fluye inmediatamente, la demanda de electricidad debe corresponderse con una producción en tiempo real.

Emisión: Existen **emisiones directas**, que se liberan y atribuyen en puntos de una cadena de energía renovable específica, ya sea un sector, una tecnología o una actividad. Así, por ejemplo, la emisión de metano liberado por la descomposición de la materia orgánica sumergida en reservorios de energía hidroeléctrica, o la liberación de CO₂ disuelto en el agua caliente de una planta geotérmica, o el CO₂ resultante de la combustión de biomasa. Las **emisiones indirectas** se deben a actividades que no pertenecen a la denominada cadena de energía renovable, pero que se necesitan para que se materialice la energía renovable. Así, por ejemplo, las emisiones debidas al aumento de la producción de fertilizantes utilizados en los cultivos para la fabricación de biocombustibles o las emisiones causadas por el desplazamiento de los cultivos o por la deforestación resultante de los cultivos para biocombustibles. Las **emisiones evitadas** son reducciones de las emisiones gracias a medidas de mitigación como la utilización de energías renovables.

Factor de emisión: Tasa de emisión por unidad de actividad, de salida o de entrada.

Comercio de los derechos de emisión: Instrumento basado en el mercado destinado a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero o de otros gases. El objetivo medioambiental o la suma del total de emisiones autorizadas constituye el límite máximo de las emisiones. Ese límite máximo se divide en permisos negociables de emisión, que se conceden – bien por subasta, bien por asignación gratuita (aplicación de cláusulas de derechos adquiridos – a entidades que están bajo la jurisdicción del sistema de comercio de los derechos de emisión. Esas entidades deben ceder permisos de emisión por un valor igual al volumen de sus emisiones (p. ej., las toneladas de CO₂). Una entidad puede vender el remanente de derechos de emisión. Los sistemas de comercio de los derechos de emisión pueden establecerse en empresas o a nivel nacional o internacional y pueden aplicarse al CO₂, otros gases de efecto invernadero u otras sustancias. El comercio de los derechos de emisión también es un mecanismo previsto en el Protocolo de Kyoto.

Energía: Cantidad de trabajo o de calor producida. La energía se clasifica en diferentes tipos y resulta útil para el hombre cuando fluye de un lugar a otro o se transforma de un tipo de energía a otro. El sol suministra cada día grandes cantidades de energía de radiación. Parte de esa energía se usa directamente y parte experimenta varias conversiones, que dan lugar a la evaporación del agua, la formación de los vientos, etc. Parte de esa energía se almacena en la biomasa o en los ríos y posteriormente se puede recuperar. Otra parte se utiliza directamente, como la luz del día, la ventilación o el calor ambiental. La **energía primaria** (o fuentes de energía) es la que contienen los recursos naturales (p. ej., el carbón, el petróleo crudo, el gas natural, el uranio o las fuentes de energía renovables). Se define de varias formas distintas. La Agencia Internacional de la Energía utiliza el método del contenido físico de energía, según el cual se define la energía primaria como aquella que no ha sido objeto de ninguna conversión antropogénica. El método utilizado en el presente informe es el método directo equivalente (véase el anexo II), que considera una unidad de energía secundaria suministrada por fuentes no combustibles como una unidad de energía primaria, pero considera la energía de combustión como el potencial de energía que contienen los combustibles antes de su tratamiento o combustión. La energía primaria se transforma en **energía secundaria** mediante la depuración (del gas natural), el refinado (del petróleo bruto en productos petrolíferos) o la conversión en electricidad o calor. Cuando la energía secundaria se suministra a las instalaciones de uso final se denomina **energía final** (p. ej., la electricidad que proporciona una toma de corriente de la pared), al convertirse en **energía utilizable** para suministrar servicios (p. ej., la luz). La **energía incorporada** es la que se utiliza para producir una sustancia material (como los metales procesados o los materiales de construcción), teniendo en cuenta la energía utilizada en la instalación de producción (orden cero), la energía utilizada para producir los materiales que se emplean en la instalación de producción (primer orden), y así sucesivamente.

La **energía renovable** es cualquier forma de energía de origen solar, geofísico o biológico que se renueva mediante procesos naturales a un ritmo igual o superior a su tasa de utilización. Se obtiene de los flujos continuos o repetitivos de energía que se producen en el entorno natural y comprende tecnologías de baja emisión de carbono, como la energía solar, la hidroeléctrica, la eólica, la mareomotriz y del oleaje, y la energía térmica oceánica, así como combustibles renovables tales como la biomasa. Para una descripción más detallada, véanse tipos específicos de energías renovables que aparecen en este glosario como, por ejemplo, la biomasa, la energía solar, la energía hidroeléctrica, la energía oceánica, la energía geotérmica o la energía eólica.

Acceso a la energía: Capacidad de beneficiarse de servicios de energía asequible, limpia y fiable para satisfacer las necesidades humanas básicas (cocina y calefacción, alumbrado, comunicación, movilidad) y para fines productivos.

Vector energético: Sustancia que facilita la realización de un trabajo mecánico o la transferencia de calor. Entre los vectores energéticos cabe citar los combustibles sólidos, líquidos y gaseosos (p. ej., la biomasa, el

carbón, el petróleo, el gas natural o el hidrógeno); los fluidos presurizados/calentados/enfriados (aire, agua, vapor), y la corriente eléctrica.

Eficiencia energética: Relación entre la producción de energía útil u otro producto físico útil que se obtiene por medio de un sistema, un proceso de conversión o una actividad de transmisión o almacenamiento y la cantidad de energía consumida (medida en kWh/kWh, toneladas/kWh o en cualquier otra medida física del producto útil, como la tonelada/km transportada, etc.). La eficiencia energética es un componente de la intensidad energética.

Intensidad energética: Relación entre el consumo de energía (en julios) y la producción económica (en dólares) resultante. La intensidad energética es el elemento recíproco de la productividad energética. A nivel nacional es la relación entre el consumo nacional total de energía primaria (o final) y el producto interior bruto (PIB). La intensidad energética de una economía es la suma ponderada de la intensidad energética de actividades específicas, utilizando como factor de ponderación las partes respectivas de las actividades en el PIB. La intensidad energética se obtiene a partir de las estadísticas disponibles (Agencia Internacional de la Energía, Fondo Monetario Internacional) y se publica anualmente para la mayoría de los países del mundo. La intensidad energética se utiliza también para denominar la relación entre el consumo de energía y la producción o rendimiento en términos físicos (p. ej. toneladas de producción de acero, tonelada/km transportada, etc.) y, en tales casos, es el elemento recíproco de la eficiencia energética.

Productividad energética: Elemento recíproco de la intensidad energética.

Ahorro de energía: Disminución de la intensidad energética mediante un cambio de las actividades que requieren insumos de energía. Pueden realizarse ahorros de energía adoptando medidas técnicas, organizativas, institucionales y estructurales, o modificando el comportamiento.

Seguridad energética: Objetivo de un país determinado, o de la comunidad mundial en su conjunto, de mantener un abastecimiento de energía adecuado. Las medidas necesarias para ello consisten en proteger el acceso a los recursos energéticos; permitir el desarrollo y la aplicación de las tecnologías; construir infraestructura suficiente para generar, almacenar y transmitir suministros de energía; garantizar contratos de suministro de cumplimiento obligatorio, y facilitar el acceso a la energía a precios asequibles a una sociedad en particular o a grupos de la sociedad.

Servicios energéticos: Tareas que se realizan mediante el uso de energía. Un servicio energético específico, como el alumbrado, puede suministrarse utilizando toda una serie de medios diferentes, que van desde la luz del día hasta las lámparas de aceite, pasando por los dispositivos incandescentes o fluorescentes y por los diodos emisores de luz. La cantidad de energía necesaria para proporcionar un servicio puede variar en un factor de 10 o más y las emisiones de gases de efecto invernadero correspondientes pueden variar de cero a un valor muy alto dependiendo de la fuente de energía y del tipo de dispositivo de uso final.

Transferencia de energía: La energía se transfiere en forma de trabajo, luz o calor. La **transferencia de calor** se produce espontáneamente de objetos a más temperatura a objetos a menos temperatura, y se clasifica en las siguientes categorías: conducción (cuando los objetos están en contacto), convección (cuando un fluido como el aire o el agua absorbe el calor del objeto más caliente y se desplaza al objeto más frío al que transmite el calor) o radiación (cuando el calor se propaga por el espacio en forma de ondas electromagnéticas).

Externalidad / Costo externo / Beneficio externo: La externalidad se deriva de una actividad humana, cuando el agente responsable de la actividad en cuestión no tiene totalmente en cuenta sus efectos en las posibilidades de producción y consumo de otros, y no existe ninguna forma de compensación por tales efectos. Cuando los efectos son negativos, se trata de costos externos. Cuando los efectos son positivos, se denominan beneficios externos.

Tarifa de alimentación: Precio por unidad de electricidad que tiene que pagar un proveedor de servicios públicos o un proveedor de energía por la electricidad distribuida o renovable que se suministra a la red por medio de generadores que no son empresas de servicios públicos. Corresponde a una autoridad pública regular esa tarifa. Asimismo, puede establecerse una tarifa para fomentar las fuentes de calefacción renovables.

Financiación: Recaudación o suministro de dinero o capital por particulares, empresas, bancos, fondos de capital de riesgo, instancias públicas u otros para realizar un proyecto o continuar una actividad. Dependiendo del financiador, el dinero se recauda o suministra de diferente manera. Por ejemplo, las empresas pueden recaudar dinero a partir de sus propios beneficios empresariales internos, a partir de la deuda o del capital social (acciones). La **financiación de proyectos** de energía renovable puede ser proporcionada por financiadores a empresas de cometido único específicas, cuyas ventas de energía renovable suelen estar garantizadas por acuerdos de compra de energía. La **financiación sin derecho a reclamación** se conoce como financiación fuera de balance, ya que los financiadores se apoyan en la certeza del flujo de ingresos que generará el proyecto para reembolsar el préstamo y no en la solvencia del promotor del proyecto. La **financiación mediante emisión de acciones cotizadas** es capital proporcionado a empresas que cotizan en bolsa. La **financiación mediante emisión de acciones privadas** es capital proporcionado directamente a empresas privadas. La **financiación empresarial** realizada por bancos mediante obligaciones de deuda garantizadas utiliza los activos "inscritos en el balance" como garantía y, por lo tanto, está limitada por el coeficiente de endeudamiento de las empresas, que deben racionalizar cada préstamo adicional teniendo en cuenta las demás necesidades de capital.

Incentivo fiscal: Concesión a los actores (particulares, hogares, empresas) de una reducción de la contribución que aportan a la Hacienda Pública por medio del impuesto sobre la renta o de otros impuestos.

Pila de combustible: Pila que genera electricidad de manera directa y continua a partir de una reacción electroquímica controlada de hidrógeno o de otro combustible y del oxígeno. Cuando se utiliza hidrógeno como combustible, la reacción solo produce agua y calor (no CO_2), y ese calor puede utilizarse. Véase **cogeneración**.

Modelo de equilibrio general: Modelo que tiene en consideración simultáneamente todos los mercados y los efectos de retroacción entre ellos en una economía que tiende a unas condiciones de equilibrio del mercado.

Control de la generación: La generación de electricidad en una planta de energía renovable puede estar sujeta a varios controles. El **control activo** es una intervención deliberada en el funcionamiento de un sistema (p. ej., el **control del paso** de una turbina eólica es el cambio de la orientación de las palas para modificar la producción de una turbina eólica). Un **control pasivo** es cuando las fuerzas naturales ajustan el funcionamiento de un sistema (p. ej., el **control de la entrada en pérdida** de una turbina eólica consiste en diseñar la forma de las palas de forma que, a la velocidad deseada, se orienten de tal manera que patine el viento y así controlar automáticamente la producción de la turbina eólica).

Energía geotérmica: Energía térmica accesible almacenada en el interior de la Tierra, tanto en la roca como en el vapor de agua o en el agua líquida atrapados en la profundidad (recursos hidrotérmicos), que puede utilizarse para generar electricidad en una planta de energía térmica, o para suministrar calor a cualquier proceso que lo requiera. Las principales fuentes de energía térmica son la energía residual disponible de la formación del planeta y la energía que se genera continuamente a partir de la desintegración de los radionucleidos.

Gradiente geotérmico: Aumento del calor de la temperatura de la Tierra que se produce con la profundidad y que indica que el calor fluye desde el interior de la Tierra hasta sus partes más frías.

Potencial de calentamiento mundial (PCM): Índice basado en las propiedades radiativas de una mezcla homogénea de gases de efecto invernadero, que mide el forzamiento radiativo en la atmósfera actual de una unidad de masa de esa mezcla de gases, integrado por un período de tiempo concreto, con respecto al del dióxido de carbono. El PCM representa el efecto combinado de los diferentes períodos de tiempo que esos gases permanecen en la atmósfera y de su eficiencia relativa en la absorción de la radiación infrarroja saliente. El Protocolo de Kyoto clasifica los gases de efecto invernadero sobre la base del PCM de las emisiones puntuales, en un solo momento, de los gases y se calcula su efecto en 100 años. Véase también **cambio climático** y **emisión de CO_2 equivalente**.

Gobernanza: Concepto amplio e inclusivo de toda la gama de medios existentes para acordar, gestionar y aplicar políticas y medidas. Mientras que el término *gobierno* se refiere estrictamente al Estado-nación, el concepto más amplio de gobernanza reconoce la contribución de los distintos niveles de gobierno (mundial, internacional, regional y local), así como la función del sector privado, los actores no gubernamentales y la sociedad

civil con miras a abordar los numerosos tipos de cuestiones a que se enfrenta la comunidad mundial.

Gas de efecto invernadero: Componente gaseoso de la atmósfera, de origen natural y antropogénico, que absorbe y emite radiación en longitudes de ondas específicas del espectro de la radiación infrarroja emitida por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes. Esta propiedad es la que origina el efecto invernadero. El vapor de agua (H_2O), el dióxido de carbono (CO_2), el óxido nitroso (N_2O), el metano (CH_4) y el ozono (O_3) son los principales gases de efecto invernadero de la atmósfera terrestre. Además, existe en la atmósfera una serie de gases de efecto invernadero que se deben enteramente a la acción del hombre, tales como los halocarbonos y otras sustancias que contienen cloro y bromo, de las que trata el Protocolo de Montreal. Por su parte, el Protocolo de Kyoto, además de recoger el CO_2 , el N_2O y el CH_4 , aborda otros gases de efecto invernadero, como el hexafluoruro de azufre (SF_6), los hidrofluorocarbonos (HFC), y los perfluorocarbonos (PFC).

Red eléctrica: Red compuesta por cables, interruptores y transformadores para transmitir la electricidad desde las fuentes de energía hasta los usuarios. Una red grande consta de varios niveles o subsistemas de transporte y distribución de energía de baja tensión (110-240 V), media tensión (1-50 kV) y alta tensión (50 kV a varios MV). Las redes de distribución interconectadas abarcan vastas zonas, incluso continentes. La red es una plataforma de intercambio de energía que potencia la fiabilidad del suministro y las economías de escala. Para un productor de energía la **conexión a la red** es fundamental para los fines de la explotación económica. Los **códigos de red** son las condiciones técnicas relativas al equipo y el funcionamiento que todo productor de energía debe respetar para tener acceso a la red; además, las conexiones de los consumidores deben respetar las normas técnicas. El **acceso a la red** se refiere a la aceptación por parte de los productores de energía de alimentar la red. La **integración de la red** incorpora la producción energética de un conjunto de diversas, y en ocasiones variables, fuentes generadoras en un sistema equilibrado de suministro de energía eléctrica. Véase también **transmisión y distribución (de electricidad)**.

Producto interior bruto (PIB): Suma del valor añadido bruto, a precios de consumidor, aportado por todos los productores residentes y no residentes de la economía, más los impuestos y menos las subvenciones no incluidas en el valor de los productos en un país o zona geográfica durante un período determinado, normalmente de un año. El PIB se calcula sin tener en cuenta la depreciación de los bienes fabricados ni el agotamiento o la degradación de los recursos naturales.

Intercambiador de calor: Dispositivo para la **transferencia de calor** eficaz entre dos medios sin que se mezclen los fluidos caliente y frío como, por ejemplo, los radiadores, las calderas, los generadores de vapor o los condensadores.

Bomba de calor: Instalación que transfiere calor de un lugar frío a otro más caliente, en contra de la dirección natural del flujo de calor (véase **transferencia de energía**). Técnicamente similar a un frigorífico, la

bomba de calor se usa para extraer calor de un medio exterior, como el suelo (fuente geotérmica o subterránea), el agua o el aire. Puede invertirse el uso de la bomba de calor para proporcionar refrigeración en verano.

Índice de desarrollo humano (IDH): Índice que permite evaluar los progresos de los países en cuanto a su desarrollo social y económico gracias a los tres indicadores que lo componen: 1) la salud, medida por la esperanza de vida al nacer; 2) el conocimiento, medido por una combinación de la tasa de alfabetización de los adultos y las tasas combinadas de matriculación en la enseñanza primaria, secundaria y superior; y 3) el nivel de vida medido según el producto interior bruto per cápita (en paridad de poder adquisitivo). El IDH solo actúa como amplio indicador sustitutivo de algunas cuestiones fundamentales del desarrollo humano; por ejemplo, no refleja cuestiones como la participación política o las desigualdades de género.

Vehículo híbrido: Todo vehículo que emplea dos fuentes de propulsión y, generalmente, los vehículos que combinan un motor de combustión interna con un motor eléctrico y acumuladores.

Energía hidroeléctrica: Energía que se consigue a partir del agua que se desplaza desde un punto a otro situado más abajo y se convierte en energía mecánica por medio de una turbina u otro dispositivo que, o bien se usa directamente para realizar un trabajo mecánico, o bien, con mayor frecuencia, para hacer funcionar un generador que produce electricidad. El término se usa además para describir la energía cinética del flujo de un curso fluvial, que también puede convertirse, por medio de una turbina accionada por la corriente, en energía mecánica para que un generador produzca electricidad.

Economía o sector no estructurado: Se caracteriza en grandes líneas por unidades de producción que son de pequeño tamaño y tienen un escaso grado de organización, y para las que la división entre la mano de obra y el capital como factores de producción es mínima o no existe. Su objetivo primordial es proporcionar ingresos y empleo a las personas concernidas. La actividad económica del sector no estructurado no se tiene en cuenta para determinar la actividad económica sectorial o nacional.

Institución: Estructura o mecanismo enfocado al orden social y a la cooperación, que rige el comportamiento de un grupo de individuos de una comunidad humana. Las instituciones están pensadas para funcionar durante un período prolongado, contribuir a que se trasciendan los intereses individuales y regir el comportamiento de las personas en lo que se refiere a la cooperación. El término puede hacerse extensivo a las reglas, normas tecnológicas, las certificaciones y similares.

Evaluación integrada: Método de análisis que integra en un marco coherente los resultados y los modelos de las ciencias físicas, biológicas, económicas y sociales, junto con las interacciones entre estos componentes, para que se puedan evaluar la situación y las consecuencias del cambio medioambiental y las medidas de respuesta adoptadas. Véase también **modelo**.

Protocolo de Kyoto: El Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) fue adoptado en el tercer período de sesiones de la Conferencia de las Partes, que se celebró en 1997 en Kyoto. Contiene compromisos jurídicamente vinculantes, además de los que figuran en la CMNUCC. Los países del anexo B del Protocolo acordaron reducir sus emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero (dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre) en un 5% como mínimo por debajo de los niveles de 1990 durante el período de compromiso de 2008 a 2012. El Protocolo de Kyoto entró en vigor el 16 de febrero de 2005. Véase también **Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)**.

Uso de la tierra (cambio del uso de la tierra, directo e indirecto): Conjunto de disposiciones, actividades e insumos relacionados con un tipo de cubierta terrestre determinado. Fines sociales y económicos de la ordenación de la tierra (p. ej., pastoreo, extracción de madera o conservación). El **cambio del uso de la tierra** se produce siempre que se modifica el uso de la tierra, por ejemplo, cuando la tierra forestal se transforma en tierra agrícola o en zona urbana. Puesto que cada tipo de tierra tiene un potencial diferente de almacenamiento de carbono (p. ej., este potencial es mayor en los bosques que en las zonas agrícolas o urbanas), los cambios del uso de la tierra pueden provocar emisiones netas o absorción de carbono. El **cambio indirecto del uso de la tierra** se refiere a cambios motivados por el mercado o por políticas que no se pueden atribuir directamente a decisiones sobre la ordenación del uso de la tierra tomadas por individuos o grupos. Por ejemplo, si la tierra se desvía de su uso agrícola para dedicarla a la producción de biocombustible, puede procederse al desmonte de otro terreno para sustituir la producción agrícola inicial. Véase también **forestación, deforestación y reforestación**.

Vertedero: Lugar de eliminación de desechos sólidos, que se depositan al nivel del suelo o a un nivel superior o inferior. Está limitado a emplazamientos acondicionados con materiales de cobertura, descarga controlada de los desechos y gestión de líquidos y gases, y no comprende la descarga de desechos no controlada. Con frecuencia los vertederos liberan metano, dióxido de carbono y otros gases al descomponerse la materia orgánica.

Salto tecnológico: Capacidad de los países en desarrollo de saltar tecnologías intermedias y pasar directamente a tecnologías avanzadas no contaminantes. Los saltos tecnológicos pueden permitir a los países en desarrollo emprender la senda del desarrollo con un bajo nivel de emisiones.

Curva / tasa de aprendizaje: Disminución del precio de costo del suministro de energía renovable expresado como función del aumento (total o anual) del suministro. El aprendizaje mejora las tecnologías y los procesos gracias a la experiencia adquirida, aumentando la producción y/o la investigación y el desarrollo. La **tasa de aprendizaje** es la disminución porcentual del precio de costo por duplicación de las unidades producidas (también llamada **coeficiente de desarrollo**).

Costo nivelado de la energía. Véase **costo**.

Análisis del ciclo de vida: Examen que permite comparar todos los daños que puede causar un determinado producto, tecnología o servicio al medio ambiente (véase el anexo II). Por lo general, el análisis del ciclo de vida tiene en cuenta los insumos (materia prima), la necesidad de energía y la producción de residuos y de emisiones. Ello incluye la utilización de la tecnología, el servicio o el producto, así como todos los procesos iniciales (es decir, los que tienen lugar antes de que se utilice la tecnología, el servicio o el producto) y los procesos posteriores (es decir, los que se producen después del término de la vida útil de la tecnología, el servicio o el producto), como en el análisis “de la cuna a la tumba”.

Carga (eléctrica): Demanda agregada de energía eléctrica por (miles a millones) de usuarios al mismo tiempo, aumentada por las pérdidas en el transporte y la distribución de la energía eléctrica, que debe proveer el sistema integrado de suministro de energía. La **nivelación de la carga** reduce la amplitud de las fluctuaciones de la carga en el tiempo. El **deslastre de la carga** se produce cuando la capacidad existente de generación o de transmisión de energía es insuficiente para satisfacer la carga eléctrica global. La **carga pico**, de duración reducida, es la carga máxima registrada en un período dado (día, semana, año). La **carga base** es la demanda continua de energía en un período dado.

Préstamo: Cantidad de dinero que una entidad crediticia pública o privada da a un prestatario, quien tiene la obligación de devolver el importe nominal más intereses. El **préstamo en condiciones favorables** (también conocido como préstamo blando o préstamo concesionario) ofrece condiciones de reembolso flexibles o acomodaticias, por lo general tasas de interés más bajas que las del mercado o nulas. Este tipo de préstamo lo conceden, en general, organismos gubernamentales, no instituciones financieras. El **préstamo convertible** autoriza a la entidad crediticia a convertir el préstamo en acciones ordinarias o preferentes a un tipo de cambio establecido y durante un período determinado.

Efecto cerrojo: Situación en la que tecnologías con una importante cuota de mercado siguen utilizándose debido a factores como los costos de inversión no recuperables, el desarrollo de una infraestructura conexas, la utilización de tecnologías complementarias o la existencia de costumbres y estructuras sociales e institucionales asociadas. Cuando se aplica el concepto de **efecto cerrojo a las emisiones de carbono** se hace referencia a las tecnologías y prácticas establecidas que son grandes emisoras de carbono.

Tecnología baja en carbono: Tecnología que a lo largo de su ciclo de vida produce muy bajas o nulas emisiones de CO₂ equivalente. Véase **emisión**.

Fallo del mercado: Situación que se produce cuando las decisiones privadas se basan en precios de mercado que no reflejan la escasez real de bienes y servicios, lo que conlleva a una asignación ineficiente de recursos, con la consiguiente pérdida de bienestar social. Las externalidades ambientales, los bienes públicos y el poder de monopolio son factores que hacen que los precios de mercado se desvíen de la situación económica real de escasez.

Medida: En el contexto de las políticas climáticas, toda tecnología, proceso o práctica que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero o sus efectos por debajo de los niveles previstos, por ejemplo las tecnologías de energía renovable, los procesos de minimización de desechos y las prácticas que promueven el uso del transporte público. Véase también **política**.

Orden de mérito (de las centrales eléctricas): Clasificación de todas las unidades generadoras de energía de un sistema integrado de producción energética según el costo marginal de producción a corto plazo por kWh, comenzando por la que tiene el costo más bajo de distribución de electricidad a la red.

Objetivos de desarrollo del Milenio: Conjunto de ocho objetivos medibles y con plazos definidos encaminados a luchar contra la pobreza, el hambre, las enfermedades, el analfabetismo, la discriminación contra la mujer y la degradación ambiental. Esos objetivos fueron acordados en el año 2000, en la Cumbre del Milenio de las Naciones Unidas, junto con el plan de acción para la consecución de esos objetivos.

Mitigación: Cambios en las tecnologías y actividades que tienen como resultado la reducción de los insumos y las emisiones por unidad de producción. Si bien varias políticas sociales, económicas y tecnológicas contribuyen a reducir las emisiones, la mitigación en el contexto del cambio climático se refiere a la aplicación de políticas destinadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a mejorar los sumideros. El uso de energías renovables constituye una medida de mitigación cuando los gases de efecto invernadero no emitidos exceden la suma de las emisiones directas e indirectas (véase **emisión**). La **capacidad de mitigación** es la capacidad de un país para reducir las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero o para mejorar los sumideros naturales. El concepto de “capacidad” se refiere a los conocimientos, las competencias, las aptitudes y las habilidades adquiridas por un país, y se basa en las tecnologías, las instituciones, la riqueza, la equidad, la infraestructura y la información. La capacidad de mitigación depende de la vía de desarrollo sostenible que siga un país.

Modelo: Simulación estructurada de las características y los mecanismos de un sistema para imitar su aspecto o funcionamiento, por ejemplo, el clima, la economía de un país o un cultivo. Los modelos matemáticos reúnen (numerosas) variables y relaciones (con frecuencia en lenguaje informático) para simular el funcionamiento y el rendimiento de un sistema según distintos parámetros y datos. Los **modelos ascendentes** combinan datos tecnológicos, ingenieriles y de costo de actividades y de procesos específicos. Los **modelos descendentes** aplican teorías macroeconómicas y técnicas econométricas y de optimización para combinar variables económicas, como el consumo total, los precios, las rentas y los costos de los factores. Los **modelos híbridos** integran, en cierta medida, los modelos ascendentes y descendentes.

Países no incluidos en el anexo I. Véase **países incluidos en el anexo I**.

Países no incluidos en el anexo B. Véase **países incluidos en el anexo B**.

Energía oceánica: Energía obtenida del océano a partir de las olas, la amplitud de la marea, las corrientes oceánicas y de marea y los gradientes térmicos y salinos (nota: el concepto de energía geotérmica submarina se aborda en la entrada sobre energía geotérmica y el de biomasa marina, en energía de la biomasa).

Contrapartida (en las políticas climáticas): Unidad de CO₂ equivalente que no se produce, se reduce o se secuestra para compensar las emisiones que se generan en otro lugar.

Oportunidad: En general, circunstancias favorables al avance, al progreso o a la obtención de beneficios. En materia de políticas, combinación de circunstancias propicias a la acción, a las que se suma el factor suerte. Por ejemplo, la previsión de beneficios adicionales que pueden derivarse del uso de energías renovables (mayor acceso a la energía, mayor seguridad energética y menos contaminación atmosférica local), pero que no se persiguen intencionalmente. Véase también **beneficios conjuntos** y **elemento impulsor**.

Patrón de dependencia condicionado por el pasado: Condicionamiento de los resultados de un proceso por decisiones, eventos o resultados previos, no sólo por las actividades en curso. Las decisiones que se basan en condiciones pasajeras pueden acarrear efectos persistentes mucho tiempo después de que esas condiciones hayan cambiado.

Recuperación (plazo de): Utilizado por lo general en el contexto de la evaluación de inversiones como **plazo de recuperación de la inversión**; es decir, el tiempo necesario para reembolsar la inversión inicial gracias a los beneficios producidos por un proyecto. Se produce una **brecha en el plazo de recuperación** cuando, por ejemplo, los inversores privados y los sistemas de microfinanciación exigen de los proyectos de energía renovable una rentabilidad superior a la de los de combustible fósil. Exigir una rentabilidad financiera x veces superior de las inversiones en energía renovable equivale a imponer un rendimiento técnico x veces superior a las soluciones de energía renovable nuevas respecto de los desarrollos energéticos existentes. El **tiempo de retorno energético** es el tiempo que un proyecto de energía necesita para producir la misma cantidad de energía que se utilizó para poner en marcha ese proyecto. El **plazo de reducción del carbono** es el tiempo que un proyecto de energía renovable necesita para conseguir un ahorro neto de gases de efecto invernadero (respecto del sistema de energía fósil de referencia) igual a la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero generadas por su ejecución desde una perspectiva de análisis del ciclo de vida (con inclusión de los cambios en el uso de la tierra y la pérdida de reservas de carbono terrestre).

Fotosíntesis: Proceso de producción de carbohidratos mediante el uso de energía luminosa que se da en los vegetales, las algas y algunas bacterias. El CO₂ se utiliza como fuente de carbono.

Fotovoltaica (tecnología): Tecnología que permite convertir directamente la energía luminosa en energía eléctrica mediante el desplazamiento de electrones en dispositivos de estado sólido. Las láminas delgadas de materiales semiconductores se denominan células fotovoltaicas. Véase **energía solar**.

Política: Directriz prescrita o adoptada por un gobierno, por lo general junto con las empresas y la industria de un país o con otros países, para acelerar la aplicación de medidas de mitigación y adaptación. Algunos ejemplos de políticas son los mecanismos de apoyo al suministro de energías renovables, los impuestos sobre el carbono o sobre la energía y las normas sobre el rendimiento de los carburantes. Las **políticas comunes y coordinadas** o las **políticas armonizadas** son las adoptadas conjuntamente por distintas partes. Véase también **medida**.

Criterios de políticas: General: normas en las que puede basarse una opinión o decisión. En el contexto de las políticas e instrumentos normativos que apoyan el uso de energías renovables, se distinguen cuatro criterios amplios, a saber:

La **eficacia** es la medida en la que se alcanzan los objetivos previstos, por ejemplo el aumento real de producción de energía eléctrica renovable o la proporción de energía renovable en el suministro total de energía en un período específico. Además de objetivos *cuantitativos* pueden fijarse objetivos como el grado de *diversidad tecnológica* alcanzado (promoción de diferentes tecnologías de energía renovable) o el grado de *diversidad espacial* alcanzado (distribución geográfica del suministro de energía renovable).

La **eficiencia** es la relación insumo-resultado; por ejemplo, los objetivos de energía renovable alcanzados respecto de los recursos económicos utilizados, medidos principalmente en un momento dado (*eficiencia estática*), también conocido como relación costo-eficacia. La *eficiencia dinámica* incorpora la dimensión de futuro al considerar el grado de innovación necesario para mejorar la relación insumo-resultado.

La **equidad** cubre la incidencia y las consecuencias distributivas de una política, incluidos su componentes de justicia, imparcialidad y respeto por los derechos de los pueblos indígenas. El criterio de equidad se centra en la *distribución* de los costos y beneficios de una política, así como en la *inclusión y participación* de una amplia gama de partes interesadas (p. ej., poblaciones locales y productores independientes de energía).

La **viabilidad institucional** es la medida en que una política o instrumento normativo se percibe como legítimo y es susceptible de ser aceptado, adoptado y aplicado. Abarca la **viabilidad administrativa** cuando es compatible con la base informacional y la capacidad administrativa disponibles, la estructura jurídica y las realidades económicas. La **viabilidad política** exige la aceptación y el apoyo de las partes interesadas, las organizaciones y los miembros, así como compatibilidad con las culturas y las tradiciones dominantes.

Principio de quien contamina paga: Norma convenida en 1972 por la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos, por la que los contaminadores deben pagar los costos de reducción de la contaminación ambiental que generan, por ejemplo instalando filtros o plantas de saneamiento o empleando otras técnicas. Esta es una definición limitada del principio. En términos más generales, el principio establece que los contaminadores deberían pagar, además, por los daños causados por

la contaminación residual (y, a la larga, también por la contaminación histórica). En su definición más amplia, ese principio se aplica también de forma preventiva a los contaminadores potenciales, quienes deben contratar un seguro o adoptar medidas preventivas respecto de toda contaminación que pueda producirse en el futuro.

Análisis de cartera: Examen de un conjunto de activos o políticas que se caracterizan por tener diferentes riesgos y beneficios. Se trata de un examen objetivo de la variabilidad del rendimiento y del riesgo, que lleva a una regla de decisión para seleccionar la cartera que se prevé más rentable.

Potencial: Pueden establecerse varios niveles de potencial de suministro de energía renovable, si bien cada nivel puede tener gran amplitud. En este informe, el **potencial de recurso** incluye todos los niveles de potencial de un recurso de energía renovable.

El **potencial de mercado** es la cantidad de energía renovable que se espera producir en condiciones de mercado previstas, determinadas por agentes económicos privados y reguladas por las autoridades públicas. Los agentes económicos persiguen objetivos privados en el marco de condiciones existentes, percibidas y previstas. El potencial de mercado se basa en los ingresos y gastos privados previstos, calculados en función de los precios privados (que incorporan subvenciones, impuestos y rentas) y de las tasas de descuento privadas. El contexto privado viene configurado, en parte, por las políticas adoptadas por las autoridades públicas.

El **potencial económico** es la cantidad de energía renovable que se prevé producir teniendo en cuenta todos los costos y beneficios sociales relacionados con esa producción, en un contexto de total transparencia de información y en el supuesto de que los intercambios económicos producirán un equilibrio general caracterizado por una eficiencia espacial y temporal. Se asigna un precio a las externalidades negativas y a los beneficios conjuntos de todos los usos que se hace de la energía y de otras actividades económicas. Las tasas de descuento social tienen en cuenta los intereses de las generaciones futuras.

El **potencial de desarrollo sostenible** es la cantidad de energía renovable que se obtendría en un *contexto ideal* de mercados económicos perfectos, de sistemas sociales (institucionales y de gobernanza) óptimos, y de un flujo sostenible de bienes y servicios ambientales. Este concepto es distinto del potencial económico ya que aborda, de forma explícita, la equidad (distribución) intra e intergeneracional y cuestiones de gobernanza.

El **potencial técnico** es la cantidad de energía renovable que se obtiene mediante la plena aplicación de tecnologías o prácticas de eficacia demostrada. No se hace referencia explícita a los costos, los obstáculos o las políticas. Sin embargo, existe la posibilidad de que el potencial técnico indicado en la literatura que se examinó para este informe haya tenido en cuenta limitaciones de orden práctico y, cuando así se lo señala en el informe, es porque también lo indica la literatura consultada.

El **potencial teórico** deriva de parámetros naturales y climáticos (físicos), por ejemplo la irradiación solar total sobre la superficie del continente. El potencial teórico puede cuantificarse con exactitud razonable, pero la información tiene una utilidad práctica limitada. Representa el límite máximo de lo que puede producirse a partir de un recurso de energía sobre la base de principios físicos y de los conocimientos científicos disponibles. No tiene en cuenta la pérdida de energía durante el proceso de conversión necesario para hacer uso de ese recurso ni tampoco de ningún tipo de obstáculo.

Potencia: Tasa de transferencia o de conversión de la energía por unidad de tiempo o velocidad a la que se realiza un trabajo. Se expresa en vatios (julio/segundo).

Valor actual: El valor de una cantidad de dinero varía en función de los distintos momentos (años) en que esa cantidad está disponible. Para poder comparar o sumar cantidades disponibles en distintos momentos se fija una fecha como "actual". Las cantidades de las que se dispondrá en el futuro, en distintas fechas, se convierten a un valor actual aplicando el debido descuento y se suman para obtener el valor actual de una serie de flujos de efectivo futuros. El **valor actual neto** es la diferencia entre el valor actual de las rentas (beneficios) y el valor actual de los costos. Véase también **descuento**.

Costo del proyecto. Véase **costo**.

Coefficiente de desarrollo. Véase también **curva / tasa de aprendizaje**.

Financiación pública: Apoyo público a cambio del cual se espera una rentabilidad financiera (préstamo, beneficios) o por el que se incurre en un pasivo financiero (garantía).

Bien público: Bien utilizado de forma simultánea por varias partes (contrariamente a lo que sucede con un bien privado). Mientras que algunos bienes públicos son de carácter no rival, el uso de ciertos bienes por parte de unos individuos impide el acceso de otros a esos bienes, creando así una congestión. El acceso a los bienes públicos puede verse restringido en función de si se trata de bienes comunes, estatales o *res nullius* (bienes que no pertenecen a nadie). La atmósfera y el clima son, por antonomasia, los bienes públicos de la humanidad. Muchas fuentes de energía renovables son también bienes públicos.

Asociaciones entre el sector público y privado: Acuerdos caracterizados por una labor conjunta del sector público y privado. En su sentido más amplio, estas asociaciones abarcan todo tipo de colaboración entre el sector público y privado para suministrar servicios o infraestructura.

Cuota (de electricidad/energía renovable): Cupo por el que se exige a las partes designadas (generadores o suministradores de energía) cumplir objetivos mínimos (por lo general crecientes en el tiempo) en materia de energías renovables, usualmente expresados como porcentaje del suministro total o como una cantidad de la capacidad en energías renovables. Los costos conexos son asumidos por los consumidores. Varios países

utilizan distintos términos para referirse a las cuotas, por ejemplo, normas sobre las carteras de energías renovables o políticas de consumo obligatorio de energías renovables. Véase también **certificado negociable**.

Potencia reactiva: Parte de la potencia instantánea que no produce trabajo útil. Su función consiste en establecer y sostener los campos eléctricos y magnéticos necesarios para que la potencia activa produzca un trabajo útil.

Efecto rebote: Situación que se produce cuando, tras la aplicación de tecnologías y prácticas eficaces, no se materializa una parte de los ahorros de energía previstos debido a que los consiguientes ahorros en la factura energética se utilizan para adquirir más servicios energéticos. Por ejemplo, las mejoras en la eficiencia de los motores de los automóviles disminuye el costo por kilómetro recorrido, lo que incita a los consumidores a desplazarse en ese medio con más frecuencia, a recorrer distancias más largas o a usar el dinero ahorrado en otras actividades que consumen energía. Las políticas de eficiencia energética que dan resultado pueden llevar a una contracción de la demanda de energía por parte del conjunto de la economía y, en consecuencia, a una disminución de los precios de la energía, con la posibilidad de que los ahorros estimulen el efecto rebote. El efecto rebote es la razón entre los ahorros energéticos y de recursos no materializados y los ahorros potenciales en una situación de consumo constante, similar a la existente antes de que se aplicasen las medidas de eficiencia. En materia de cambio climático, la principal preocupación que plantea el efecto rebote es su impacto en la producción de emisiones de dióxido de carbono.

Reforestación: Conversión directa, mediante intervención humana, de tierras no forestales en tierras forestales mediante la plantación, la siembra o la promoción, a través de la actividad humana, de semilleros naturales en terrenos donde antiguamente hubo bosques, pero que están actualmente deforestados. Véase también **forestación**, **deforestación** y **uso de la tierra**.

Reglamento: Reglas o preceptos dictados por un órgano ejecutivo gubernamental u organismo regulador que tienen fuerza de ley. Los reglamentos ponen en efecto políticas y, en su mayoría, conciernen específicamente a ciertos grupos de individuos, personas jurídicas o actividades. Reglamentar es el acto de elaborar e imponer reglas o preceptos. Restricciones de orden informativo, transaccional, administrativo y político limitan la capacidad de los órganos reguladores para llevar a la práctica las políticas previstas.

Fiabilidad: Por lo general, grado de desempeño de acuerdo con normas impuestas o expectativas. La **fiabilidad eléctrica** es la ausencia de interrupciones no planificadas de la corriente debido, por ejemplo, a una capacidad insuficiente de suministro o a fallas en partes de la red. La fiabilidad difiere de la seguridad y de las fluctuaciones en la calidad de la potencia debido a impulsos o armónicos.

Energía renovable. Véase **energía**.

Escenario: Descripción plausible de la evolución futura de una situación, basada en un conjunto coherente y consistente de hipótesis sobre las principales fuerzas motrices (p. ej., el ritmo de la evolución tecnológica y los precios) del desarrollo social y económico y del uso de la energía, entre otros, así como sobre las relaciones clave entre esos factores. Los escenarios no son ni predicciones ni pronósticos, pero son útiles ya que ofrecen un panorama de las consecuencias de la evolución de distintas situaciones y medidas. Véase también **base de referencia** y **status quo**.

Sismicidad: Distribución y frecuencia de los seísmos en el tiempo y el espacio y por orden de magnitud; por ejemplo, la cantidad de seísmos por año con magnitudes de entre 5 y 6 por 100 Km o en una región específica.

Sumidero: Todo proceso, actividad o mecanismo que absorbe de la atmósfera un gas de efecto invernadero, un aerosol o un precursor de un gas de efecto invernadero o de un aerosol.

Colector solar: Instrumento que convierte la energía solar de un fluido en circulación en energía térmica (calor).

Energía solar: Energía obtenida mediante la captación de la luz o el calor del sol, que se transforma en energía química mediante una fotosíntesis natural o artificial o mediante paneles fotovoltaicos y se convierte directamente en electricidad. Los **sistemas de energía solar por concentración** usan lentes o espejos para captar grandes cantidades de energía solar y concentrarla en una superficie más reducida. Las altas temperaturas resultantes pueden poner en funcionamiento una turbina de vapor o utilizarse en procesos industriales que exigen temperaturas elevadas. La **energía solar directa** es la energía solar tal y como llega a la superficie de la Tierra antes de que quede almacenada en el agua o el suelo. La **energía solar térmica** es la energía solar directa que se utiliza para producir calor, con exclusión de la energía solar por concentración. La **energía solar activa** necesita de equipos como paneles, bombas y ventiladores para captar y distribuir la energía. La **energía solar pasiva** se basa en técnicas de diseño estructural y de construcción que permiten utilizar la energía solar para calentar, refrigerar o iluminar edificios por medios no mecánicos.

Irradiación solar: Potencia solar que incide en una superficie (W/m^2). La irradiación depende de la orientación de la superficie, que en ciertos casos es especial: a) superficie perpendicular a la radiación solar directa; b) superficie horizontal respecto del suelo o paralela al suelo. Por **pleno sol** se entiende la irradiación con una intensidad de aproximadamente $1.000 W/m^2$.

Radiación solar: Luz y energía térmica irradiada por el sol con longitudes de onda que van desde la ultravioleta a la infrarroja. La radiación que llega a la superficie puede ser absorbida, reflejada o transmitida. La **radiación solar global** consiste en la **radiación directa** (que llega a la Tierra en línea recta) y la **radiación difusa** (que llega a la Tierra tras ser dispersada por la atmósfera y las nubes).

Norma: Regla o código que estipula o define el comportamiento de un producto (p. ej., en términos de clases, dimensiones, características, métodos de prueba o reglas de uso). Las **normas sobre productos, sobre tecnologías o de desempeño** establecen requisitos mínimos para productos o tecnologías específicos.

Subvención: Pago directo por un gobierno o reducción de impuestos a una entidad privada para que instaure una práctica que el gobierno desea fomentar. La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero puede estimularse disminuyendo las subvenciones existentes que tienen por efecto aumentar las emisiones (como las subvenciones al uso de combustibles fósiles) u otorgando subvenciones a las prácticas que reducen las emisiones o mejoran los sumideros (p. ej., los proyectos de energías renovables, el aislamiento de los edificios o la plantación de árboles).

Desarrollo sostenible: Concepto introducido en 1980 por la Estrategia Mundial para la Conservación de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza, que remonta al concepto de sociedad sostenible y de gestión de los recursos renovables. Fue adoptado por la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo en 1987 y por la Conferencia de Río en 1992 como un proceso de cambio en el que la explotación de los recursos, la dirección de las inversiones, la orientación del desarrollo tecnológico y el cambio institucional están todos en armonía y que acrecienta las posibilidades presentes y futuras de satisfacer las necesidades y aspiraciones de los seres humanos. El desarrollo sostenible integra las dimensiones política, social, económica y medioambiental, al tiempo que respeta las limitaciones de los recursos y los sumideros.

Impuesto: El impuesto sobre el carbono grava el contenido de carbono de los combustibles fósiles. Como prácticamente todo el carbono contenido en esos combustibles es emitido de una u otra manera en forma de CO₂, un impuesto sobre el carbono es equivalente a la aplicación de un impuesto sobre las emisiones de CO₂. Un **impuesto sobre la energía** – un gravamen sobre el contenido energético de los combustibles – reduce la demanda de energía y, por consiguiente, la emisión de CO₂ resultante de la utilización de combustibles fósiles. Una **ecotasa** es un impuesto sobre el carbono, las emisiones o la energía que tiene por objeto influir en el comportamiento humano (específicamente, en el comportamiento económico) para que se siga un camino inocuo para el medio ambiente. Una **desgravación fiscal** es una reducción de impuestos para fomentar la adquisición de un producto específico o la inversión en relación con ese producto, por ejemplo una tecnología que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero. El término **gravamen** o **carga** es sinónimo de impuesto.

Cambio tecnológico: En términos generales, *mejora* tecnológica; es decir, posibilidad de proporcionar más o mejores bienes y servicios a partir de una determinada cantidad de recursos (factores de producción). Los modelos económicos distinguen entre cambio tecnológico autónomo (exógeno), endógeno e inducido.

El **cambio tecnológico autónomo (exógeno)** viene impuesto por factores externos al modelo (p. ej., un parámetro), por lo general como una

tendencia temporal que afecta la productividad de los factores y/o de la energía y, por lo tanto, la demanda de energía y el crecimiento de la producción. El **cambio tecnológico endógeno** es el resultado de la actividad económica contemplada en el modelo (p. ej., como una variable), de modo que la productividad de los factores o la elección de tecnologías está incorporada en el modelo, y afecta la demanda de energía y/o el crecimiento económico. El **cambio tecnológico inducido** implica un cambio tecnológico endógeno, pero incorpora cambios adicionales que se han producido como resultado de la adopción de políticas y medidas, por ejemplo impuestos sobre el carbono que fomentan la investigación y el desarrollo.

Tecnología: Aplicación práctica del conocimiento para realizar tareas específicas mediante el uso tanto de dispositivos técnicos (equipo informático y de otra índole) como de información (social) (programas informáticos y conocimientos técnicos para la producción y el uso de dispositivos). Se habla de **empuje de la oferta** cuando se desarrollan tecnologías específicas mediante la prestación de apoyo a la investigación, el desarrollo y la demostración. Se produce un **tirón de la demanda** cuando se crean incentivos de mercado y de otra índole para estimular la introducción en el mercado de determinados conjuntos de tecnologías (p. ej., tecnologías con bajas emisiones de carbono mediante la fijación de precios del carbono) o de tecnologías específicas (p. ej., mediante tarifas reguladas para tecnologías específicas).

Transferencia de tecnología: Intercambio de conocimientos, equipo y programas informáticos conexos, dinero y bienes entre partes interesadas, que da lugar a la difusión de una tecnología con fines de adaptación o mitigación. El término incluye tanto la difusión de tecnologías como la cooperación tecnológica entre los países y dentro de estos.

Certificado negociable (certificado verde negociable): Documento que entregan a una oficina reguladora las partes que están obligadas a que un porcentaje o cuota de su producción energética proceda de fuentes renovables, para demostrar su cumplimiento de la cuota anual fijada. La oficina reguladora crea inicialmente los certificados para luego asignarlos a productores de energías renovables, que los utilizan o los venden en función de su necesidad de alcanzar la cuota de energía renovable fijada. Véase **cuota**.

Transmisión y distribución (de electricidad): Transmisión es la transferencia de electricidad a través de cables desde el lugar de generación hasta el lugar de uso. Distribución es el reparto de electricidad entre los usuarios finales a través un sistema de menor voltaje. Véase también **red eléctrica**.

Turbina: Equipo que convierte la energía cinética de un flujo de aire, agua, gas caliente o vapor en una potencia mecánica rotatoria, que se utiliza para el accionamiento directo o para la generación de electricidad (véase turbina eólica, hidráulica, de gas o de vapor). Una **turbina de vapor de condensación** condensa el vapor saturado en un intercambiador de calor (llamado condensador) mediante un proceso de enfriamiento a temperatura ambiente que se sirve del agua (ríos, lagos, mares) o del aire (torres

de enfriamiento). Una **turbina de contrapresión** no tiene condensador en condiciones de temperatura ambiente, pero condensa todo el vapor a temperaturas más elevadas para fines específicos de calefacción.

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC): Acuerdo adoptado en Nueva York el 9 de mayo de 1992 y firmado ese mismo año en la Cumbre para la Tierra, celebrada en Río de Janeiro, por más de 150 países y la Comunidad Económica Europea. Su objetivo fundamental es “la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático”. Sus cláusulas exigen compromisos de todas las partes. En virtud de la Convención, las partes incluidas en el anexo I se comprometieron a regresar, para el año 2000, a los niveles de emisión de gases de efecto invernadero no controlados por el Protocolo de Montreal que se registraban en 1990. La Convención entró en vigor en marzo de 1994. En 1997, la CMNUCC incorporó el Protocolo de Kyoto. Véase también **países incluidos en el anexo A, países incluidos en el anexo B y Protocolo de Kyoto**.

Valle de la muerte: Expresión utilizada para referirse a la fase de desarrollo de una tecnología en la que se produce un importante flujo de efectivo negativo debido a que los costos de desarrollo aumentan y los riesgos asociados a la tecnología no se reducen lo suficiente para incitar a los inversores privados a asumir la carga de la financiación.

Valor añadido: Producción neta de una actividad o sector que se obtiene restando los insumos intermedios a la suma de todos los productos.

Valor: Valía, conveniencia o utilidad de algo, basado en preferencias personales. La mayoría de las disciplinas de las ciencias sociales usan diferentes definiciones de valor. En lo que se refiere a la naturaleza y el medio ambiente, existe una distinción entre valor intrínseco e instrumental; este último es asignado por el ser humano. En la categoría de valor instrumental, existe una lista no definitiva de valores, como el uso (directo e indirecto), la opción, la conservación, el hallazgo fortuito, el legado y la existencia, entre otros.

La teoría económica dominante define el valor total de un recurso como la suma de los valores de los distintos individuos que utilizan dicho recurso. El valor económico, que es la base para la estimación de costos, se mide en función de la predisposición de los individuos para pagar a fin de recibir un recurso o de la predisposición de los individuos para aceptar un pago a cambio de desprenderse del recurso.

Respiradero (geotérmico/hidrotérmico/submarino): Abertura en la superficie de la Tierra (terrestre o submarina) a través de la que fluyen materiales y energía.

Capital de riesgo: Tipo de capital social privado que se invierte en las empresas tecnológicas con alto potencial en una etapa temprana de su desarrollo con el fin de obtener un rendimiento de la inversión a través de la venta de la empresa o de su posible cotización en la bolsa de valores.

Pozo a depósito: Análisis que abarca las actividades que van desde la extracción de recursos hasta la distribución del combustible al vehículo, pasando por la producción de combustible. Contrariamente al análisis pozo a rueda, no tiene en cuenta el uso de combustible para el funcionamiento del vehículo.

Pozo a rueda: Análisis específico del ciclo de vida aplicado a los carburantes y a su uso en vehículos. La etapa de pozo a rueda incluye la extracción del recurso, la producción del combustible, la distribución del combustible al vehículo y el uso final del combustible para el funcionamiento del vehículo. Si bien la materia prima para los combustibles alternativos no procede necesariamente de un pozo, la expresión “pozo a rueda” se usa para el análisis de carburante.

Energía eólica: Energía cinética procedente de las corrientes de aire que surgen de un calentamiento irregular de la superficie de la Tierra. Un **aerogenerador** es una máquina rotatoria con una estructura de apoyo que convierte la energía cinética en energía mecánica haciendo girar el eje del generador para producir electricidad. Un **molino de viento** tiene aspas o paletas oblicuas y la energía mecánica obtenida se utiliza en su mayor parte directamente para, por ejemplo, extraer agua. Un **parque eólico**, una **planta eólica** o una **central eólica** es un grupo de aerogeneradores conectados a un sistema de suministro común a través de un sistema de transformadores, líneas de transmisión y (por lo general) una subestación.

Siglas

ACS	Agua caliente sanitaria	MSW	Residuos sólidos municipales/urbanos
AI	Países incluidos en el anexo I	MW	Megavatio
AIE	Agencia Internacional de la Energía	MWh	Megavatio hora
AVAD	Año de vida ajustados en función de la discapacidad	NAI	Países no incluidos en el anexo B
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania)	Nm³	Metro cúbico normal (de gas) en condiciones normales de temperatura y presión
CAC	Captura y almacenamiento del dióxido de carbono	NREL	Laboratorio Nacional de la Energía Renovable (Estados Unidos de América)
CAO	Columna de agua oscilante	OCDE	Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos
CCiy	China Coal Industry Yearbook	OCR	Ciclo orgánico de Rankine
CEPA	Comisión Económica para África de las Naciones Unidas	ONG	Organización no gubernamental
CIE	Cuarto Informe de Evaluación	OTEC	Conversión de la energía térmica de los océanos
CIEM	Centro de Investigaciones de la Economía Mundial	PCM	Potencial de calentamiento mundial
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático	PIB	Producto interior bruto
DDGS	Residuos desecados y solubles de destilería	PIK	Instituto de Investigación sobre el Impacto del Clima de Potsdam
EJ	Exajulio	PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
ENSAD	Base de datos sobre accidentes graves relacionados con la energía	ppm	Partes por millón
EPRI	Electric Power Research Institute (Estados Unidos)	PSI	Instituto Paul Scherrer
EPS	Evaluación probabilística de la seguridad	QIE	Quinto Informe de Evaluación
E[R]	[R]evolución energética	REN21	Red de Políticas de Energía Renovable para el siglo XXI
ER	Cociente de energía	T	Tonelada
EREC	Consejo Europeo de Energías Renovables	TW	Teravatio
FAO	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura	TWh	Teravatio hora
FMAM	Fondo para el Medio Ambiente Mundial	UE	Unión Europea
FRC	Factor de recuperación de capital	USD	Dólar de Estados Unidos
GEI	Gas de efecto invernadero	VAN	Valor actual neto
GJ	Gigajulio	W	Vatio
GJ/t	Gigajulio por tonelada	W_e	Vatio de electricidad
GLP	Gas licuado de petróleo	W/m²	Vatio por metro cuadrado
GNC	Gas natural comprimido	WEO	<i>World Energy Outlook</i>
GW	Gigavatio	W_p	Vatio pico
GWh	Gigavatio hora		
GV_{th}	Gigavatio térmico		
HHV	Poder calorífico superior		
I+D	Investigación y desarrollo		
IDH	Índice de desarrollo humano		
IDP	Indicador de densidad de potencia		
IEEE	Informe especial del IPCC sobre escenarios de emisiones		
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático		
ISES	Sociedad Internacional de Energía Solar		
KW	Kilovatio		
KWh	Kilovatio hora		
LHV	Poder calorífico inferior		
MIA	Membrana de intercambio de aniones		
MIC	Membrana de intercambio de cationes		

Símbolos químicos

a-Si	Silicio amorfo	K	Potasio
C	Carbono	Mg	Magnesio
CdS	Sulfuro de cadmio	N	Nitrógeno
CdTe	Teluro de cadmio	N ₂	Gas nitrógeno
CH ₄	Metano	N ₂ O	Óxido nitroso
CH ₃ CH ₂ OH	Alcohol etílico	Na	Sodio
CH ₃ OCH ₃	Éter dimetílico	NaS	Sodio-azufre
CH ₃ OH	Metanol	NH ₃	Amoníaco
CIGS(S)	Seleniuro de cobre, indio y galio (disulfuro)	Ni	Níquel
Cl	Cloro	NiCd	Níquel-cadmio
CO	Monóxido de carbono	NO _x	Óxidos de nitrógeno
CO ₂	Dióxido de carbono	n-Si	Silicio monocristalino
CO ₂ eq	Dióxido de carbono equivalente	O ₃	Ozono
c-Si	Silicio cristalino	P	Fósforo
Cu	Cobre	PFC	Perfluorocarbono
CIS	Seleniuro de cobre e indio	p-Si	Silicio policristalino
Fe	Hierro	SF ₆	Hexafluoruro de azufre
GaAs	Arseniuro de galio	Si	Silicio
H ₂	Gas hidrógeno	SiC	Carburo de silicio
H ₂ O	Agua	SO ₂	Dióxido de azufre
H ₂ S	Sulfuro de hidrógeno	ZnO	Óxido de cinc
HFC	Hidrofluorocarbono		

Prefijos (unidades estándar internacionales)

Símbolo	Multiplicador	Prefijo	Símbolo	Multiplicador	Prefijo
Z	10 ²¹	zetta	d	10 ⁻¹	deci
E	10 ¹⁸	exa	c	10 ⁻²	centi
P	10 ¹⁵	peta	m	10 ⁻³	milli
T	10 ¹²	tera	μ	10 ⁻⁶	micro
G	10 ⁹	giga	n	10 ⁻⁹	nano
M	10 ⁶	mega	p	10 ⁻¹²	pico
k	10 ³	kilo	f	10 ⁻¹⁵	femto
h	10 ²	hecto	a	10 ⁻¹⁸	atto
da	10	deca			

Metodología

Editores:

William Moomaw (Estados Unidos de América), Peter Burgherr (Suiza), Garvin Heath (Estados Unidos de América), Manfred Lenzen (Australia, Alemania), John Nyboer (Canadá), Aviel Verbruggen (Bélgica)

Este anexo debe citarse del siguiente modo:

Moomaw, W., P. Burgherr, G. Heath, M. Lenzen, J. Nyboer y A. Verbruggen, 2011: "Anexo II: Metodología", en *Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático del IPCC* [edición a cargo de O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer y C. von Stechow], Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, Nueva York, Estados Unidos de América.

ÍNDICE

A.II.1 INTRODUCCIÓN	181
A.II.2 Unidades de medida para el análisis de este informe	181
A.II.3 Evaluaciones financieras de las tecnologías a lo largo de la vida del proyecto	181
A.II.3.1 Valores (reales) constantes.....	181
A.II.3.2 Valor actual neto y descuento.....	181
A.II.3.3 Costo nivelado.....	182
A.II.3.4 Factor de anualidad o factor de recuperación de costos de capital.....	182
A.II.4 Contabilidad de la energía primaria	182
A.II.5 Análisis del ciclo de vida y del riesgo	184
A.II.5.1 Tiempo de retorno energético y cociente de energía.....	185
A.II.5.2 Examen de los análisis del ciclo de vida de las tecnologías de producción de electricidad.....	185
A.II.5.2.1 Metodología del examen.....	186
A.II.5.2.2 Lista de referencias.....	187
A.II.5.3 Examen del uso operacional del agua para las tecnologías de producción de electricidad.....	197
A.II.5.3.1 Metodología del examen.....	197
A.II.5.3.2 Lista de referencias.....	198
A.II.5.4 Análisis del riesgo.....	199
A.II.6 Definiciones regionales y grupos de países	200
A.II.7 Factores generales de conversión para la energía	203
REFERENCIAS	204

A.II.1 Introducción

Las Partes deben llegar a un acuerdo sobre los datos, normas, teorías de apoyo y metodologías comunes. El presente anexo resume un conjunto de convenciones y metodologías acordadas, entre las que se incluyen el establecimiento de unidades de medida, la determinación del año de referencia, las definiciones de las metodologías y la coherencia de los protocolos que permiten una comparación legítima entre los tipos de energía alternativos dentro del contexto del fenómeno del cambio climático. Esta sección presenta o describe las definiciones y conceptos fundamentales que se utilizan en todo el informe, reconociendo que en la bibliografía puede haber una falta de coherencia en las definiciones e hipótesis.

Este informe indica la incertidumbre, cuando corresponde, por ejemplo, al mostrar los resultados de los análisis de sensibilidad y al presentar cuantitativamente una serie de cifras relativas a los costos al igual que a los resultados de los escenarios. No aplica la terminología formal de incertidumbre del IPCC porque, en el momento de la aprobación de este informe, aún estaba en proceso de revisión de las líneas directrices del IPCC sobre los valores de incertidumbre.

A.II.2 Unidades de medida para el análisis de este informe

Cierto número de unidades de medida pueden indicarse simplemente o son relativamente fáciles de definir. El anexo II incluye el conjunto de unidades de medida convenidas. Las que precisan más detalles figuran a continuación. Las unidades empleadas y los parámetros básicos pertinentes para el análisis de cada tipo de energía renovable del presente informe incluyen:

- Sistema Internacional de Unidades (SI) para las normas y unidades;
- Toneladas métricas (t) de dióxido de carbono (CO₂) y CO₂ equivalente (CO₂eq);
- Valores de energía primaria en exajulios (EJ);
- Factores de conversión energética entre las unidades físicas y energéticas usados por la AIE;
- Capacidad: gigavatios térmicos (GW_t) y gigavatios de electricidad (GW_e);
- Factor de capacidad;
- Vida útil técnica y económica;
- Contabilidad energética transparente (por ejemplo, transformaciones de la energía nuclear o hidroeléctrica en electricidad);
- Costo de la inversión en dólares de los Estados Unidos por kilovatio (capacidad pico);
- Costo de la energía en dólares de 2005 por kilovatio/hora (USD₂₀₀₅/kWh) o dólares de 2005 por exajulios (USD₂₀₀₅/EJ);
- Valores monetarios en dólares de 2005 (USD₂₀₀₅) (al tipo de cambio del mercado, cuando corresponda; no se utiliza la paridad del poder adquisitivo);
- Se aplican tasas de descuento = 3%, 7% y 10%;
- Hipótesis sobre el precio del combustible fósil basadas en el informe World Energy Outlook (WEO) 2008;
- Año de referencia = 2005 para todos los componentes (población, capacidad, producción y costos). Téngase en cuenta que pueden incluirse también datos más recientes (por ejemplo, consumo energético de 2009);
- Años objetivo: 2020, 2030 y 2050.

A.II.3 Evaluaciones financieras de las tecnologías a lo largo de la vida del proyecto

El sistema de unidades de medida definido aquí sirve de base para comparar un tipo de energía renovable (o proyecto) con otro. Para poder comparar los proyectos o recursos, al menos en términos de costos, se presentan los costos en los que se puede incurrir en distintos momentos (por ejemplo, en varios años) como un número único referido a un año en particular, el año de referencia (2005). Los manuales sobre evaluación de las inversiones explican los conceptos de valores constantes, descuento, cálculo del valor actual neto y costos nivelados, por ejemplo (Jelem y Black, 1983).

A.II.3.1 Valores (reales) constantes

Los análisis de costos figuran en dólares constantes o reales¹ (por ejemplo, excluido el efecto de la inflación) basados en un año en particular, el año de referencia 2005, en dólares de los Estados Unidos. Los estudios específicos de los que depende el informe pueden usar tipos de cambio del mercado como una opción por defecto o utilizar las paridades de poder adquisitivo pero, cuando son parte del análisis se indicarán claramente y, de ser posible, se convertirán a dólares de 2005.

Cuando las series monetarias en el análisis figuren en dólares reales, para ser coherentes la tasa de descuento también tiene que ser real (sin componentes inflacionarios). No siempre se respeta esta coherencia; los estudios se refieren a "tipos de interés de mercado observados" o a "tasas de descuento observadas", lo que incluye la inflación o las expectativas al respecto. Los tipos de interés "reales/constantes" nunca se observan directamente sino que se derivan de la identidad ex-post:

$$(1+m) = (1+i) \times (1+f) \quad (1)$$

donde

m = tipo nominal (%)

i = tipo real o constante (%)

f = tasa de inflación (%)

El año de referencia para el descuento y el año de base para fijar los precios constantes pueden diferir en los estudios empleados en los distintos capítulos; cuando fue posible, se intentó armonizar los datos para reflejar las tasas de descuento aplicadas aquí.

A.II.3.2 Valor actual neto y descuento

Los agentes privados asignan menos valor a las cosas del futuro que a las del presente debido a una "preferencia temporal por consumo" o para reflejar una "rentabilidad de la inversión". El descuento reduce los flujos de efectivo futuros en un valor inferior a 1. Si se aplica esta regla a una serie de flujos de efectivo netos en dólares reales, el valor actual neto (VAN) del proyecto puede calcularse y, por lo tanto, compararse a otros proyectos usando:

$$NPV = \sum_{j=0}^n \frac{\text{flujos de efectivo netos } (j)}{(1+i)^j} \quad (2)$$

donde

n = duración del proyecto

i = tasa de descuento

1 El término "real" para los economistas puede resultar confuso porque lo que ellos llaman real no corresponde a los flujos financieros observados ("nominal", incluye la inflación); "real" refleja el verdadero poder adquisitivo de los flujos en dólares constantes.

Los analistas del informe utilizaron tres valores de tasas de descuento ($i = 3\%$, 7% y 10%) para las evaluaciones de costos. Las tasas de descuento pueden reflejar las tasas típicas utilizadas, incluyendo las más altas una prima de riesgo. La tasa de descuento se presta a mucho debate y no puede sugerirse ningún parámetro o pauta claros como prima de riesgo adecuada. Aquí no abordaremos este debate; nuestro objetivo es brindar los medios de comparación adecuados entre proyectos, tipos de energía renovable y nuevos componentes comparados con los actuales del sistema energético.

A.II.3.3 Costo nivelado

Los costos nivelados se utilizan para evaluar las inversiones en la producción energética, donde los resultados son cuantificables (MWh generados en el período de vida de la inversión). El costo nivelado es el único precio de costo que alcanza el equilibrio cuando los ingresos descontados (precio x cantidades)² son iguales a los gastos netos descontados:

$$C_{Lev} = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{Gastos_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{Cantidades_j}{(1+i)^j}} \quad (3)$$

donde

C_{Lev} = costo nivelado
 n = duración del proyecto
 i = tasa de descuento

A.II.3.4 Factor de anualidad o factor de recuperación de costos de capital

Una práctica muy común consiste en convertir una suma de dinero dada en el momento 0 en un número n de cantidades anuales constantes a lo largo de los n años futuros:

Siendo A = cantidad constante anual pagada a lo largo de n años.
 Siendo B = cantidad en efectivo que se paga por el proyecto en el año 0.

A se obtiene de B usando una ecuación 2 ligeramente modificada: el prestamista quiere recibir B de vuelta con una tasa de descuento i . El VAN de las n veces que A recibe en el futuro debe ser, por tanto, exactamente igual a B :

$$\sum_{j=1}^n \frac{A}{(1+i)^j} = B, \text{ o: } A \sum_{j=1}^n \frac{1}{(1+i)^j} = B \quad (4)$$

Podemos poner A antes de la suma porque es una constante (no depende de j).

La suma de los factores de descuento (una serie geométrica finita) se puede deducir como un número determinado. Cuando se calcula este número, se obtiene A dividiendo B por este número. A eso se le llama *factor de recuperación de capital (FRC)* pero también se le conoce como *factor de anualidad 'δ'*. Igual que el VAN, este factor de anualidad δ depende de los dos parámetros i y n :

$$\delta = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

El FRC (o δ) puede usarse para calcular rápidamente los costos nivelados de proyectos muy simples donde los costos de inversión durante un año dado son los únicos gastos y donde la producción se mantiene constante a lo largo de toda la vida (n):

$$C_{Lev} \times Q = B \times \delta, \text{ o: } C_{Lev} = (B \times \delta) / Q \quad (5)$$

o donde se puede suponer que los gastos de funcionamiento y mantenimiento no cambian de un año para otro:

$$C_{Lev} = \frac{B \times \delta + O\&M}{Q} \quad (6)$$

donde

C_{Lev} = costo nivelado
 B = costo de inversión
 Q = producción
 $O\&M$ = gastos anuales de funcionamiento y mantenimiento
 n = duración del proyecto
 i = tasa de descuento

A.II.4 Contabilidad de la energía primaria

Esta sección presenta el método de contabilidad de la energía primaria utilizado en el presente informe. Los distintos análisis energéticos emplean métodos de contabilidad distintos que llevan a diferentes resultados cuantitativos para dar cuenta de la energía primaria actual utilizada, así como de la energía usada en escenarios que estudian las futuras transiciones energéticas. Se aplican definiciones, metodologías y sistemas de medición múltiples. En la bibliografía suelen emplearse sistemas de contabilidad energética sin indicar claramente de cuál se trata (Lightfoot, 2007; Martinot y otros, 2007). Se presenta asimismo un panorama de las diferencias en la contabilidad de la energía primaria para las distintas estadísticas (Macknick, 2009) y también se dan ejemplos de las consecuencias de aplicar diferentes sistemas contables en el análisis de un escenario a largo plazo (Nakicenovic y otros, 1998).

Principalmente se utilizan tres métodos alternativos para dar cuenta de la energía primaria. Mientras que la contabilidad de las fuentes de combustible, incluidas todas las formas de energía fósil y de biomasa, es idéntica y sin ambigüedades en los distintos métodos, estos incluyen distintas convenciones sobre cómo calcular la energía primaria suministrada por las fuentes no combustibles, como pueden ser la energía nuclear y todas las fuentes de energía renovables salvo la biomasa.

Estos métodos son:

- *el método del contenido físico de energía* adoptado, por ejemplo, por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y Eurostat (AIE/OCDE/Eurostat, 2005);
- *el método de sustitución* que usan con variantes ligeramente diferentes BP (2009) y la Administración de Información sobre Energía de los Estados Unidos (glosario en línea de la AIE), cada una de las cuales publica estadísticas energéticas internacionales; y

2 Esto se llama también precio nivelado. Téngase en cuenta en este caso que se descontarían los MWh.

- *el método directo equivalente* que usa la División de Estadísticas de las Naciones Unidas (2010) y que figura en numerosos informes del IPCC que tratan de los escenarios a largo plazo para la energía y las emisiones (Nakicenovic y Swart, 2000; Morita y otros, 2001; Fisher y otros, 2007).

Para las fuentes no combustibles, *el método del contenido físico de energía* adopta el principio de que la forma de energía primaria debería ser la primera forma energética usada más adelante en el proceso de producción para el cual resultan prácticos los múltiples usos energéticos (AIE/OCDE/Eurostat, 2005). Esto nos lleva a elegir las siguientes formas de energía primaria:

- calor para la energía nuclear, geotérmica y térmica solar; y
- electricidad para la energía hidroeléctrica, eólica, mareomotriz, del oleaje y oceánica, así como fotovoltaica solar.

Utilizando este método la energía primaria equivalente de la energía hidroeléctrica y la fotovoltaica solar, por ejemplo, corresponde al 100% de eficiencia de conversión en "electricidad primaria", de modo que el insumo energético bruto para la fuente es 3,6 MJ de energía primaria = 1 kWh de electricidad. La energía nuclear se calcula a partir de la producción bruta suponiendo un 33% de eficiencia de conversión térmica,³ o sea, $1 \text{ kWh} = (3,6 \div 0,33) = 10,9 \text{ MJ}$. Para la energía geotérmica, si no se dispone de ninguna información específica por país, se calcula la energía primaria equivalente usando el 10% de eficiencia de conversión para la electricidad geotérmica (siendo $1 \text{ kWh} = (3,6 \div 0,1) = 36 \text{ MJ}$), y el 50% para la producción de calor de origen geotérmico.

El método de sustitución da cuenta de la energía primaria de fuentes no combustibles como si hubieran sido sustituidas por energía combustible. Cabe señalar, no obstante, que las diferentes variantes del método de sustitución utilizan factores de conversión algo diferentes. Por ejemplo, BP aplica un 38% de eficiencia de conversión a la electricidad generada a partir de la energía nuclear o hidroeléctrica, mientras que el Consejo Mundial de la Energía (WEC) usa un 38,6% para las fuentes renovables nucleares y no combustibles (WEC, 1993) y la AIE otros valores distintos. Macknick (2009) presenta un panorama más completo al respecto. Para el calor útil generado por fuentes no combustibles, se emplean otras eficiencias de conversión.

El método directo equivalente cuenta una unidad de energía secundaria suministrada por fuentes no combustibles como una unidad de energía primaria, o sea, 1 kWh de electricidad o calor se cuenta como $1 \text{ kWh} = 3,6 \text{ MJ}$ de energía primaria. Este método es el que más se usa en la bibliografía de escenarios a largo plazo, incluidos numerosos informes del IPCC (IPCC, 1995; Nakicenovic y Swart, 2000; Morita y otros, 2001; Fisher y otros, 2007) porque se ocupa de las transiciones fundamentales de los sistemas energéticos que se basan en gran medida en fuentes no combustibles y de baja emisión de carbono.

En el presente informe se han utilizado datos de la AIE, pero el suministro energético se presenta usando *el método directo equivalente*. La principal diferencia entre este y *el método del contenido físico de energía* se verá en la cantidad de energía primaria contabilizada para la producción eléctrica

3 Como no siempre se conoce la cantidad de calor producida en los reactores nucleares, la AIE estima la energía primaria equivalente de la generación de electricidad suponiendo una eficiencia de 33%, lo que es la media para las centrales nucleares en Europa (AIE, 2010b).

mediante calor geotérmico, energía solar térmica por concentración, nuclear o de gradientes térmicos oceánicos. En el cuadro A.II.1 se comparan las cantidades de la energía primaria global por fuente y por porcentajes usando los *métodos del contenido físico de energía* y del *directo equivalente*, así como una variante del método de sustitución para 2008 basándose en los datos de la AIE (AIE, 2010a). En los actuales datos energéticos estadísticos las principales diferencias en términos absolutos aparecen cuando se comparan la energía nuclear con la hidroeléctrica. Dado que ambas produjeron una cantidad comparable de electricidad a nivel mundial en 2008, tanto con el *método directo equivalente* como con el de *sustitución*, su parte del consumo final total es similar, mientras que con el método del *contenido físico de energía*, la nuclear aparece como tres veces superior a la energía primaria hidroeléctrica.

Los métodos alternativos descritos anteriormente insisten en los diferentes aspectos del suministro de energía primaria. Por tanto, dependiendo de la aplicación, un método puede resultar más adecuado que otro. Sin embargo, ninguno es mejor que otro en todos sus aspectos. Además, es importante ser consciente de que el suministro total de energía primaria no describe completamente un sistema energético sino que es apenas un indicador entre otros muchos. Los balances energéticos publicados por la AIE (2010a) brindan un conjunto de indicadores mucho más amplio que permite seguir el flujo de energía desde la fuente hasta el uso final. Por ejemplo, al completar el consumo total de energía primaria con otros indicadores, como el consumo total de energía final y la producción de energía secundaria (por ejemplo, electricidad o calor), y al usar distintas fuentes se facilita la vinculación entre los procesos de conversión y el uso final de la energía. Véanse la figura 1.16 y los debates asociados para resumir este enfoque.

En el presente informe se escoge el *método directo equivalente* por los siguientes motivos.

- Destaca la perspectiva de la energía secundaria para las fuentes no combustibles, que es el primer objetivo de los análisis en los capítulos sobre tecnología (capítulos 2 a 7).
- Se trata en forma idéntica a todas las fuentes no combustibles usando la cantidad de energía secundaria que suministran. Esto permite la comparación de todas las fuentes de energía renovables que no emiten CO₂ y la energía nuclear a partir de una base común. La energía primaria de los combustibles fósiles y la biomasa combina tanto la energía secundaria como las pérdidas de energía térmica procedente del proceso de conversión. Cuando los combustibles fósiles o los biocombustibles se reemplazan con sistemas nucleares u otras tecnologías renovables que no sean la biomasa, el total de energía primaria resultante se reduce sustancialmente (Jacobson, 2009).
- La bibliografía que aborda los escenarios de emisiones de CO₂ y la cuestión de la energía, que se ocupa de las transiciones fundamentales del sistema energético para evitar peligrosas interferencias antropógenas con el sistema climático a largo plazo (50 o 100 años) ha utilizado con más frecuencia el método directo equivalente (Nakicenovic y Swart, 2000; Fisher y otros, 2007).

El cuadro A.II.2 muestra las diferencias en la contabilidad de la energía primaria en los tres métodos para un escenario que produciría una estabilización en 550 ppm de dióxido de carbono equivalente para 2100.

Cuadro A.II.1 | Comparación del suministro de energía primaria total mundial en 2008 utilizando distintos métodos de contabilidad de la energía primaria (datos de la AIE, 2010a)

	Método del contenido físico		Método directo equivalente		Método de sustitución ¹	
	EJ	%	EJ	%	EJ	%
Combustibles fósiles	418,15	81,41	418,15	85,06	418,15	79,14
Nuclear	29,82	5,81	9,85	2,00	25,90	4,90
Renovable:	65,61	12,78	63,58	12,93	84,27	15,95
<i>Bioenergía²</i>	50,33	9,80	50,33	10,24	50,33	9,53
<i>Solar</i>	0,51	0,10	0,50	0,10	0,66	0,12
<i>Geotérmica</i>	2,44	0,48	0,41	0,08	0,82	0,16
<i>Hidroeléctrica</i>	11,55	2,25	11,55	2,35	30,40	5,75
<i>Oceánica</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00
<i>Eólica</i>	0,79	0,15	0,79	0,16	2,07	0,39
Otras	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01
Total	513,61	100,00	491,61	100,00	528,35	100,00

Notas:

- 1 Para el método de sustitución se usaron eficiencias de conversión del 38% para la electricidad y del 85% para el calor de las fuentes no combustibles. BP usa el valor de conversión del 38% para la electricidad producida por fuentes hidroeléctricas y nucleares. BP no ofrece datos para la solar, la eólica y la geotérmica en sus estadísticas; aquí se usan el 38% para la electricidad y el 85% para el calor.
- 2 Tómese nota de que la AIE indica los biocombustibles de primera generación en términos de energía secundaria (la biomasa primaria usada para producir el biocombustible sería mayor debido a la pérdida de conversión; véanse las secciones 2.3 y 2.4).

Aunque las diferencias entre la aplicación de los tres métodos de contabilidad para los consumos energéticos actuales sean modestas, esas diferencias crecen de forma significativa cuando se producen escenarios energéticos con emisiones menores de CO₂ a largo plazo donde las tecnologías sin combustión desempeñan un papel relativo más importante (cuadro A.II.2). La diferencia en la contabilidad entre los distintos métodos aumenta con el tiempo (figura A.II.1). Se producen diferencias significativas en cada una de las fuentes no combustibles en 2050 e incluso la parte del suministro total de energía primaria renovable varía entre el 24 y el 37% en función de cada uno de los tres métodos (cuadro A.II.2). La mayor diferencia absoluta (y la diferencia relativa) para una fuente única corresponde a la energía geotérmica, con una diferencia aproximada de 200 EJ entre el método directo equivalente y el del contenido físico de energía, y el diferencial entre la energía primaria hidroeléctrica y la nuclear sigue siendo considerable. El escenario presentado aquí es

bastante representativo y de ningún modo extremo. La meta de estabilización en 550 ppm no es especialmente restrictiva ni tampoco es muy alta la proporción de la energía no combustible.

A.II.5 Análisis del ciclo de vida y del riesgo

Esta sección describe los métodos y la bibliografía conexas, así como las hipótesis de análisis del tiempo de retorno energético y los cocientes de energía (A.II.5.1), las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante el ciclo de vida (A.II.5.2), el uso del agua en la producción (A.II.5.3) y los peligros y riesgos (A.II.5.4) de las tecnologías energéticas presentadas en el capítulo 9. Los resultados de los análisis efectuados para esas emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida figuran también en las secciones 2.5, 3.6,

Cuadro A.II.2 | Comparación del suministro de energía primaria total mundial en 2050 utilizando distintos métodos de contabilidad de la energía primaria basados en un escenario de estabilización en 550 ppm de dióxido de carbono equivalente (Loulou y otros, 2009).

	Método del contenido físico		Método directo equivalente		Método de sustitución	
	EJ	%	EJ	%	EJ	%
Combustibles fósiles	581,6	55,2	581,56	72,47	581,6	61,7
Nuclear	81,1	7,7	26,76	3,34	70,4	7,8
Renovable:	390,1	37,1	194,15	24,19	290,4	30,8
<i>Bioenergía</i>	120,0	11,4	120,0	15,0	120,0	12,7
<i>Solar</i>	23,5	2,2	22,0	2,8	35,3	3,8
<i>Geotérmica</i>	217,3	20,6	22,9	2,9	58,1	6,2
<i>Hidroeléctrica</i>	23,8	2,3	23,8	3,0	62,6	6,6
<i>Oceánica</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Eólica</i>	5,5	0,5	5,5	0,7	14,3	1,5
Total	1.052,8	100	802,5	100	942,4	100

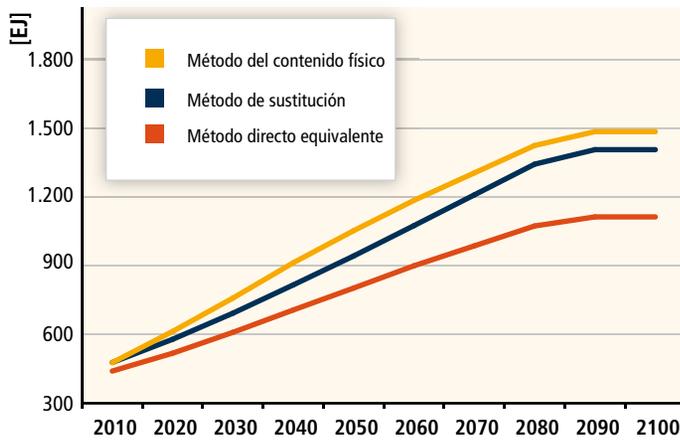


Figura A.II.1 | Comparación del suministro de energía primaria total mundial entre 2010 y 2100 utilizando distintos métodos de contabilidad de la energía primaria basados en un escenario de estabilización en 550 ppm de dióxido de carbono equivalente (Loulou y otros, 2009).

4.5, 5.6, 6.5 y 7.6. Sírvase tomar nota de que la bibliografía en que se basaron las revisiones de A.II.5.2 y A.II.5.3 está incluida en las listas de las secciones respectivas.

A.II.5.1 Tiempo de retorno energético y cociente de energía

El cociente de energía, ER (llamado también cociente de retorno energético o rentabilidad energética de la inversión en energía, $EROEI$; véase Gagnon, 2008), de un sistema de suministro energético de potencia máxima indicada P y factor de carga λ , se define como el cociente

$$ER = \frac{E_{\text{life}}}{E} = \frac{P \times 8760 \text{ hy}^{-1} \times \lambda \times T}{E}$$

de la producción eléctrica del ciclo de vida E_{life} de la central en su período de vida T , y la necesidad total de energía (bruta) E para su construcción, funcionamiento y desmantelamiento (Gagnon, 2008). Al calcular E , como convención se suele a) excluir la energía del trabajo humano, la energía en el suelo (fósil y minerales), la energía del sol y el potencial hidrostático, y b) no descontar las necesidades energéticas futuras de las presentes (Perry y otros, 1977; Herendeen, 1988). Además, al calcular la necesidad energética total E , todos sus componentes deben ser de la misma calidad energética (por ejemplo, sólo electricidad o sólo energía térmica; véase el "problema de evaluación" debatido por Leach (1975), Huettner (1976), Herendeen (1988) y especialmente Rotty y otros (1975, págs. 5 a 9 para el caso de la energía nuclear)). Mientras que E puede incluir formas de energía primaria y derivada (por ejemplo, electricidad y energía térmica), suele expresarse en términos de energía primaria, con el componente de electricidad convertido en energía primaria equivalente usando la eficiencia térmica $R_{\text{conv}} \approx 0,3$ de una central eléctrica de carbón negro, subcrítica y típica, como factor de conversión. El presente informe aplica estas convenciones. E se da a veces en unidades de $\text{kWh}_e/\text{MJ}_{\text{prim}}$, y otras en unidades de $\text{kWh}_e/\text{kWh}_{\text{prim}}$. Mientras la primera opción elige las unidades más comunes para cualquier forma de energía, la segunda permite al lector comprender fácilmente el porcentaje o múltiplo que conecta la energía cautiva y la energía producida. Más aún, se ha dicho (véase Voorspools y otros (2000, pág. 326)) que en ausencia de tecnologías alternativas habría que producir electricidad por medios convencionales. Por lo tanto, usaremos $\text{kWh}_e/\text{kWh}_{\text{prim}}$ en el presente informe.

Al aplicar la unidad de medida de la energía durante el ciclo de vida a un sistema de suministro energético se puede definir un *tiempo de retorno energético*. Es el tiempo t_{PB} que le toma al sistema suministrar una cantidad de energía que es igual a su propia necesidad energética E . Una vez más, esta energía se mide mejor en términos de energía primaria equivalente $\frac{E_{\text{PB}}}{R_{\text{conv}}}$

de la producción eléctrica del sistema E_{PB} durante el tiempo de retorno. Voorspools y otros (2000, pág. 326) observan que si el sistema retornase su energía primaria cautiva en cantidades iguales de electricidad, los tiempos de retorno se triplicarían como mínimo.

Matemáticamente, la condición anterior se lee

s

$$E = \frac{E_{\text{PB}}}{R_{\text{conv}}} = \frac{P \times 8760 \text{ hy}^{-1} \times \lambda \times t_{\text{PB}}}{R_{\text{conv}}}, \text{ y lleva a}$$

$$t_{\text{PB}} = \frac{E}{\frac{P \times 8760 \text{ hy}^{-1} \times \lambda}{R_{\text{conv}}}} = \frac{E}{\frac{E_{\text{out annual}}}{R_{\text{conv}}}}$$

(que, por ejemplo, coincide con la definición alemana estándar VDI 4600). Aquí, $\frac{E_{\text{out annual}}}{R_{\text{conv}}}$ es la producción energética neta anual del

sistema expresada en energía primaria equivalente. Puede mostrarse que el cociente de energía ER (o $EROEI$) y el tiempo de retorno energético t_{PB} pueden convertirse uno en otro de acuerdo con

$$t_{\text{PB}} = \frac{\frac{E T}{E_{\text{out annual}} T}}{\frac{E_{\text{life}}}{R_{\text{conv}}}} = \frac{E T}{E_{\text{life}}} = \frac{R_{\text{conv}} T}{ER}$$

Obsérvese que el tiempo de retorno energético no depende del ciclo de vida T porque

$$t_{\text{PB}} = \frac{E R_{\text{conv}}}{P \times 8760 \text{ hy}^{-1} \times \lambda}$$

Los tiempos de retorno energético han sido convertidos parcialmente a partir de cocientes energéticos encontrados en la bibliografía (Lenzen, 1999, 2008; Lenzen y Munksgaard, 2002; Lenzen y otros, 2006; Gagnon, 2008; Kubiszewski y otros, 2010) basados en los ciclos de vida medios supuestos que figuran en el cuadro 9.8 (capítulo 9). Obsérvese que el retorno energético, según se define en el glosario (anexo I) y se utiliza en algunos capítulos sobre tecnología se refiere a lo que se define aquí como tiempo de retorno energético.

A.II.5.2 Examen de los análisis del ciclo de vida de las tecnologías de producción de electricidad

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) de los Estados Unidos llevó a cabo un examen completo de los análisis del ciclo de vida publicados sobre las tecnologías de producción de electricidad. De las 2.165 referencias recopiladas, 296 fueron sometidas a pruebas (se describen a continuación) para controlar su calidad y pertinencia, e ingresadas en una base de datos. Esta última se usa para evaluar las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida para las tecnologías de producción de electricidad del presente informe. En función de las estimaciones compiladas en la base de datos, varios gráficos de las estimaciones publicadas de dichas emisiones aparecen en cada capítulo sobre tecnología del presente informe (capítulos 2 a 7) y en los capítulos 1 y 9, donde se comparan las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida procedentes de las tecnologías de energías renovables con aquellas de las tecnologías de producción de electricidad de

origen fósil o nuclear. Los siguientes subcapítulos describen los métodos aplicados en el presente examen (A.II.5.2.1) y la lista de todas las referencias que figuran en los resultados finales, clasificadas por tecnología (A.II.5.2.2).

A.II.5.2.1 Metodología del examen

En líneas generales el examen siguió las pautas de las *revisiones sistemáticas* que se realizan habitualmente, por ejemplo, en las ciencias médicas (Neely y otros, 2010). Los métodos de examen en las ciencias médicas difieren un poco de los de las ciencias físicas, ya que se hace hincapié en múltiples exámenes independientes de cada referencia usando criterios de selección predefinidos; en la formación de un equipo de examen compuesto, en este caso, de expertos en análisis del ciclo de vida, en tecnología y en investigación bibliográfica que se reúnen periódicamente para asegurarse de la aplicación coherente de los criterios de preselección; y en una búsqueda exhaustiva de publicaciones para cerciorarse de que no hay ningún sesgo, por ejemplo, por tipo de publicación (revista, informe, etc.).

Es fundamental tomar nota desde el comienzo de que este examen no alteró (salvo para la conversión de unidades) ni verificó la exactitud de las estimaciones de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida publicadas en estudios que aprobaron los criterios de preselección. Además, tampoco se intentó identificar ni detectar valores atípicos ni tampoco juzgar la validez de las hipótesis usadas para los parámetros de entrada. Debido a que las estimaciones están reproducidas como fueron publicadas, es lógico que haya una falta de coherencia metodológica considerable, lo que limita la comparabilidad de las estimaciones tanto dentro de las categorías particulares de las tecnologías de producción de energía como entre las categorías tecnológicas. Esta limitación se ve compensada parcialmente por la completa búsqueda bibliográfica y la variedad y profundidad del análisis de las publicaciones. Se hicieron algunas tentativas de examinar ampliamente las publicaciones referentes al análisis del ciclo de vida de las tecnologías de producción de electricidad. Las que existen tienden a concentrarse en tecnologías específicas y no son tan completas, comparadas con el presente examen (por ejemplo, Lenzen y Munksgaard, 2002; Fthenakis y Kim, 2007; Lenzen, 2008; Sovacool, 2008b; Beerten y otros, 2009; Kubiszewski y otros, 2010).

El procedimiento de examen incluyó los siguientes pasos: recopilación, preselección y análisis de las publicaciones.

Recopilación de la bibliografía

A partir de mayo de 2009 se determinó la bibliografía que podía ser pertinente mediante múltiples mecanismos, incluidas búsquedas en las principales bases de datos bibliográficas (por ejemplo, Web of Science o WorldCat) utilizando una variedad de algoritmos de búsqueda y combinaciones de palabras clave, el examen de las listas de referencias de las publicaciones pertinentes y las búsquedas especializadas en sitios web de series de estudios conocidos (por ejemplo, ExternE de la Unión Europea y sus derivados) y las conocidas bases de datos bibliográficas de análisis del ciclo de vida (por ejemplo, la biblioteca contenida dentro del conjunto de programas SimaPro). Se clasificó primero toda la bibliografía recopilada por contenido (con información clave de todas las referencias recopiladas registrada en una base de datos) y se sumó a una base de datos bibliográfica.

Los métodos de recopilación de publicaciones descritos aquí se aplican a todas las clases de tecnologías de producción de electricidad examinadas en el presente informe salvo al petróleo y la energía hidroeléctrica. Los datos sobre el

análisis del ciclo de vida para ambos se agregaron en una etapa ulterior a la base de datos del NREL y por ende pasaron por un proceso menos completo de compilación bibliográfica.

Escrutinio de la bibliografía

Las referencias recopiladas fueron objeto de tres procesos de escrutinio independientes por múltiples expertos para seleccionar aquellas que satisfacían los criterios de calidad y pertinencia. Las referencias dieron cuenta frecuentemente de múltiples estimaciones de emisiones de gases de efecto invernadero basadas en escenarios alternativos. Cuando correspondía, se aplicaron los criterios de escrutinio a nivel de la estimación del escenario, lo que en ocasiones resultó en que sólo un subgrupo de escenarios analizados en una referencia dada pasara las pruebas.

Las referencias que pasaron las primeras pruebas de calidad incluyeron artículos de revistas examinados por otros investigadores, actas de conferencias con datos científicos, tesis doctorales e informes (elaborados por organismos gubernamentales, instituciones académicas, organizaciones no gubernamentales o corporaciones) publicados en inglés después de 1980. Se intentó conseguir versiones en inglés de publicaciones redactadas en otros idiomas y se tradujeron unas pocas. El primer escrutinio también garantizó que las referencias aceptadas fueran evaluaciones del ciclo de vida, definidas como el análisis de dos o más ciclos de vida (excepto para la energía fotovoltaica y la eólica, dado que la bibliografía demuestra que la gran mayoría de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida ocurren en la fase de fabricación (Frankl y otros, 2005; Jungbluth y otros, 2005)).

Todas las referencias que pasaron el primer escrutinio fueron juzgadas luego directamente en función de criterios de calidad y pertinencia más estrictos:

- utilización de un método actualmente aceptado de contabilidad del análisis del ciclo de vida atributivo y las emisiones de gases de efecto invernadero (no se incluyeron las evaluaciones relativas a las consecuencias, porque sus resultados no son fundamentalmente comparables con aquellos basados en los métodos de análisis del ciclo de vida atributivo; véase la sección 9.3.4 para una descripción más detallada de ambos tipos de evaluaciones);
- insumos comunicados, escenario/características tecnológicas, hipótesis importantes y resultados con suficiente nivel de detalle para disponer de resultados trazables y fiables; y
- evaluación de una tecnología de pertinencia moderna o futura.

Para analizar los resultados publicados las estimaciones debían pasar un último escrutinio satisfaciendo un conjunto de criterios:

- para garantizar la precisión en la transcripción, sólo se incluían las estimaciones de emisiones de gases de efecto invernadero que se comunicaron numéricamente (es decir, no sólo gráficamente);
- no se incluyeron las estimaciones que duplicaban trabajos publicados anteriormente; y
- los resultados tenían que ser fácilmente convertibles a la unidad funcional elegida para este estudio: gramos de dióxido de carbono equivalente por kWh (CO₂eq/kWh) generado.

El cuadro A.II.3 indica el número de referencias en cada etapa del proceso de escrutinio para las clases amplias de tecnologías de producción de electricidad consideradas en el presente informe.

Análisis de las estimaciones

Las estimaciones de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de los estudios que pasaron ambas pruebas fueron analizadas e incorporadas a este trabajo. Primero, las estimaciones fueron clasificadas por tecnología dentro de las grandes clases consideradas en el presente informe, que figuran en el cuadro A.II.3. Segundo, las estimaciones se convirtieron a la unidad funcional común de gramos de CO₂ equivalente por kWh (g CO₂eq/kWh) producidos. Esta conversión se efectuó sin recurrir a hipótesis exógenas; si hacía falta alguna, se excluía dicha estimación. Tercero, se eliminaron las estimaciones de las emisiones totales de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida que incluían contribuciones sobre el cambio del uso de la tierra o la producción de calor (en casos de cogeneración). Este paso demandó que los estudios en los que se examinaban las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con dichos cambios o con la generación de calor presentaran sus contribuciones separadamente, de forma que las estimaciones incluidas aquí se refirieran únicamente a la producción de electricidad. Por último, se calculó la información de distribución necesaria para ponerla en los recuadros y gráficos: mínimo, 25° percentil, 50° percentil, 75° percentil y máximo. Las tecnologías con conjuntos de datos de menos de cinco estimaciones (por ejemplo la geotérmica) fueron indicadas con pequeños puntos en los gráficos en vez de superponer la información sintética relativa a la distribución.

Los valores resultantes en la figura 9.8 aparecen en el cuadro A.II.4. Las figuras que aparecen en los capítulos sobre tecnología se basan en el mismo conjunto de datos aunque aparezcan con una resolución mayor con respecto a las subcategorías tecnológicas (por ejemplo, energía eólica en tierra y mar adentro).ng technology subcategories (e.g., on- and offshore wind energy).

Cuadro A.II.3 | Número de evaluaciones del ciclo de vida de tecnologías de producción de electricidad ("referencias") en cada etapa de la recopilación de la bibliografía y del proceso de prueba y cantidad de escenarios ("estimaciones") de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante el ciclo de vida evaluadas aquí.

Categoría tecnológica	Referencias examinadas	Referencias que pasaron el 1 ^{er} escrutinio	Referencias que pasaron el 2 ^o escrutinio	Referencias con estimaciones de las emisiones de GEI durante el ciclo de vida	Estimaciones de las emisiones de GEI que pasaron los escrutinios
Bioenergía	369	162	84	52	226
Carbón	273	192	110	52	181
Energía solar por concentración	125	45	19	13	42
Energía geotérmica	46	24	9	6	8
Hidroeléctrica	89	45	11	11	28
Gas natural	251	157	77	40	90
Energía nuclear	249	196	64	32	125
Energía oceánica	64	30	6	5	10
Petróleo	68	45	19	10	24
Energía fotovoltaica	400	239	75	26	124
Energía eólica	231	174	72	49	126
TOTALES	2165	1309	546	296	984
% del total examinadas		60%	25%	14%	
% de las que pasaron el 1^{er} escrutinio			42%	23%	
% de las que pasaron el 2^o escrutinio				54%	

Nota: Existen algunas referencias contadas más de una vez en los totales ya que ciertas de ellas se referían a más de una tecnología.

A.II.5.2.2 Lista de referencias

A continuación figuran todas las referencias para el examen de los análisis del ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero resultantes de la producción eléctrica que se muestran en los resultados finales del presente informe, clasificadas por tecnología y por orden alfabético.

Producción de electricidad a partir de biomasa (52)

- AIE, 2002:** *Environmental and Health Impacts of Electricity Generation. A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with those of Other Generation Technologies*, París, Francia, Agencia Internacional de la Energía (AIE), 239 págs.
- Beals, D. y D. Hutchinson, 1993:** *Environmental Impacts of Alternative Electricity Generation Technologies: Final Report*, Beals and Associates, Guelph, Ontario, Canadá, 151 págs.
- Beeharry, R. P., 2001:** "Carbon balance of sugarcane bioenergy systems", en *Biomass & Bioenergy*, vol. 20, núm. 5, págs. 361-370.
- Comisión Europea, 1999:** "National Implementation" en *ExternE: Externalities of Energy*, Luxemburgo, Comisión Europea, Dirección General XII, núm. 20, 534 pág.
- Corti, A. y L. Lombardi, 2004:** "Biomass integrated gasification combined cycle with reduced CO₂ emissions: Performance analysis and life cycle assessment (LCA)", en *Energy*, vol. 29, núms. 12 a 15, págs. 2109-2124.
- Cottrell, A., J. Nunn, A. Urfer y L. Wibberley, 2003:** *Systems Assessment of Electricity Generation Using Biomass and Coal in CFBC*, Pullenvale, Queensland, Australia, Cooperative Research Centre for Coal in Sustainable Development (CCSD), 21 págs.
- Cowie, A. L., 2004:** *Greenhouse Gas Balance of Bioenergy Systems Based on Integrated Plantation Forestry in North East New South Wales, Australia: International Energy Agency (IEA) Bioenergy Task 38 on GHG Balances of Biomass and Bioenergy Systems*, París, Francia, Agencia Internacional de la Energía (AIE), 6 págs. Disponible en: www.ieabioenergy-task38.org/projects/task38casestudies/aus-brochure.pdf.

Cuadro A.II.4 | Resultados totales del análisis de la bibliografía sobre el análisis del ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero resultantes de las tecnologías de producción de electricidad que aparecen en la figura 9.8 (g CO₂eq/kWh)

Valores	Bioenergía	Solar		Energía geotérmica	Hidroeléctrica	Energía oceánica	Energía eólica	Energía nuclear	Gas natural	Petróleo	Carbón
		Fotovoltaica	Energía solar por concentración								
Mínimo	-633	5	7	6	0	2	2	1	290	510	675
Percentil 25	360	29	14	20	3	6	8	8	422	722	877
Percentil 50	18	46	22	45	4	8	12	16	469	840	1001
Percentil 75	37	80	32	57	7	9	20	45	548	907	1130
Máximo	75	217	89	79	43	23	81	220	930	1170	1689
CAC mín.	-1368								65		98
CAC máx.	-594								245		396

Nota: CAC = Captura y almacenamiento del dióxido de carbono.

Cuperus, M. A. T., 2003: *Biomass Systems: Final Report*, Arnhem, Países Bajos, Programa ECLIPSE (Inventarios del ciclo de vida ambientales y ecológicos para los sistemas energéticos presentes y futuros en Europa), N.V. tot Keuring van Electro-technische Materialen (KEMA) Nederland B.V., 83 págs.

Damen, K. y A. P. C. Faaij, 2003: *A Life Cycle Inventory of Existing Biomass Import Chains for "Green" Electricity Production*, Utrecht, Países Bajos, Universiteit Utrecht Copernicus Institute, Departamento de ciencias, tecnología y sociedad, documento NW&S-E-2003-1, 76 págs.

Daugherty, E. C., 2001: *Biomass Energy Systems Efficiency: Analyzed Through a Life Cycle Assessment*, tesis de maestría, Lund, Suecia, Universidad de Lund, 39 págs.

Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M. F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth y M. Tuchschnid, 2007: *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*, informe Ecoinvent n° 5, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), Centro suizo de inventarios de ciclos de vida, 185 págs. Disponible en: www.eco.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf.

Dowaki, K., H. Ishitani, R. Matsuhashi y N. Sam, 2002: "A comprehensive life cycle analysis of a biomass energy system", en *Technology*, vol. 8, núms. 4 a 6, págs. 193-204.

Dowaki, K., S. Mori, H. Abe, P. F. Grierson, M. A. Adams, N. Sam, P. Nimiago, J. Gale y Y. Kaya, 2003: "A life cycle analysis of biomass energy system tanking [sic] sustainable forest management into consideration", en *Actas de la 6ª Conferencia internacional sobre tecnología de control de gases de efecto invernadero*, Kyoto, Japón, 1 a 4 de octubre de 2002, Oxford, Reino Unido, Pergamon, págs. 1383-1388.

Dubuisson, X. e I. Sintzoff, 1998: "Energy and CO₂ balances in different power generation routes using wood fuel from short rotation coppice", en *Biomass & Bioenergy*, vol. 15, núms. 4 y 5, págs. 379-390.

Elsayed, M. A., R. Matthews y N. D. Mortimer, 2003: *Carbon and Energy Balances for a Range of Biofuel Options*, Sheffield, Reino Unido, Instituto de investigación sobre recursos, Universidad de Sheffield Hallam, 341 págs.

Faij, A., B. Meuleman, W. Turkenburg, A. van Wijk, B. Ausilio, F. Rosillo-Calle y D. Hall, 1998: "Externalities of biomass based electricity production compared with power generation from coal in the Netherlands", en *Biomass and Bioenergy*, vol. 14, núm. 2, págs. 125-147.

Faix, A., J. Schweinle, S. Scholl, G. Becker y D. Meier, 2010: "(GTI-tcbiomass) life-cycle assessment of the BTO-Process (biomass-to-oil) with combined heat and power generation", en *Environmental Progress and Sustainable Energy*, vol. 29, núm. 2, págs. 193-202.

Forsberg, G., 2000: "Biomass energy transport – Analysis of bioenergy transport chains using life cycle inventory method" en *Biomass & Bioenergy*, vol.19, núm. 1, págs. 17-30.

Froese, R. E., D. R. Shonnard, C. A. Miller, K. P. Koers y D. M. Johnson, 2010: "An evaluation of greenhouse gas mitigation options for coal-fired power plants in the US Great Lakes states", en *Biomass and Bioenergy*, vol. 34, núm. 3, págs. 251-262.

Gaunt, J. L. y J. Lehmann, 2008: "Energy balance and emissions associated with bio-char sequestration and pyrolysis bioenergy production", en *Environmental Science & Technology*, vol. 42, núm. 11, págs. 4152-4158.

Gmünder, S. M., R. Zah, S. Bhattacharjee, M. Classen, P. Mukherjee y R. Widmer, 2010: "Life cycle assessment of village electrification based on straight Jatropha oil in Chhattisgarh, India", en *Biomass and Bioenergy*, vol. 34, núm. 3, págs. 347-355

Hanaoka, T. y S. Y. Yokoyama, 2003: "CO₂ mitigation by biomass-fired power generation in Japan", en *International Energy Journal*, vol. 4, núm. 2, págs. 99-103.

Hartmann, D. y M. Kaltschmitt, 1999: "Electricity generation from solid biomass via co-combustion with coal - Energy and emission balances from a German case study", en *Biomass & Bioenergy*, vol. 16, núm. 6, págs. 397-406.

Heller, M. C., G. A. Keoleian, M. K. Mann y T. A. Volk, 2004: "Life cycle energy and environmental benefits of generating electricity from willow biomass", en *Renewable Energy*, vol. 29, núm. 7, págs. 1023-1042.

Herrera, I., C. Lago, Y. Lechón, R. Sáez, M. Muñarriz y J. Gil, 2008: "Life cycle assessment of two biomass power generation plants", en *Actas de la 16ª Conferencia y Feria Europea de la Biomasa*, Valencia, España, 2 a 6 de junio de 2008, págs. 2606-2613.

Hong, S. W., 2007: *The Usability of Switchgrass, Rice Straw, and Logging Residue as Feedstocks for Power Generation in East Texas*, tesis de maestría, Tejas, Estados Unidos de América, Universidad Texas A&M, College Station, 83 págs.

Jungmeier, G. y J. Spitzer, 2001: "Greenhouse gas emissions of bioenergy from agriculture compared to fossil energy for heat and electricity supply", en *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, vol. 60, núms. 1 a 3, págs. 267-273.

Jungmeier, G., J. Spitzer y G. Resch, 1998: "Environmental burdens over the entire life cycle of a biomass CHP plant", en *Biomass and Bioenergy*, vol. 15, núms. 4 y 5, págs. 311-323.

Letpens, S., B. Muys, R. Ceulemans, E. Moons, J. Garcia y P. Coppin, 2003: "Energy budget and greenhouse gas balance evaluation of sustainable coppice systems for electricity production", en *Biomass and Bioenergy*, vol. 24, núm. 3, págs. 179-197.

- Ma, X., F. Li, Z. Zhao, C. Wu y Y. Chen, 2003:** "Life cycle assessment on biomass gasification combined cycle and coal fired power plant", en *Energy and the Environment – Proceedings of the International Conference on Energy and the Environment*, Shanghai, China, 22 a 24 de mayo de 2003, Shanghai Scientific and Technical Publishers, 1, págs. 209-214.
- Malkki, H. y Y. Virtanen, 2003:** "Selected emissions and efficiencies of energy systems based on logging and sawmill residues", en *Biomass and Bioenergy*, vol. 24, págs. 321-327.
- Mann, M. K. y P. L. Spath, 1997:** *Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle System*, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, Laboratorio nacional de energías renovables (NREL), documento NREL/TP-430-23076, 157 págs.
- Mann, M. K. y P. L. Spath, 2001:** "A life-cycle assessment of biomass cofiring in a coal-fired power plant", en *Clean Products and Processes*, vol. 3, págs. 81-91.
- Mohan, T., 2005:** *An Integrated Approach for Techno-economic and Environmental Analysis of Energy from Biomass and Fossil Fuels*, tesis de maestría, Tejas, Estados Unidos de América, Universidad de Texas A&M, College Station, 200 págs.
- Pehnt, M., 2006:** "Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies", en *Renewable Energy*, vol. 31, núm. 1, págs. 55-71.
- Rafaschieri, A., M. Rapaccini y G. Manfrida, 1999:** "Life cycle assessment of electricity production from poplar energy crops compared with conventional fossil fuels", en *Energy Conversion and Management*, vol. 40, núm. 14, págs. 1477-1493.
- Ramjeawon, T., 2008:** "Life cycle assessment of electricity generation from bagasse in Mauritius", en *Journal of Cleaner Production*, vol. 16, núm. 16, págs. 1727-1734.
- Renouf, M. A., 2002:** *Preliminary LCA of Electricity Generation from Sugarcane Bagasse*, Queensland, Australia, Centro de estudios sobre medio ambiente y energía, Universidad de Queensland, 10 págs. Disponible en: www.docstoc.com/docs/39528266/PRELIMINARY-LCA-OF-ELECTRICITY-GENERATION-FROM-SUGARCANE-BAGASSE.
- Robertson, K., 2003:** *Greenhouse Gas Benefits of a Combined Heat and Power Bio-energy System in New Zealand*, Kirkland, Washington, Estados Unidos de América, FORCE Consulting, 16 págs. Disponible en: www.ieabioenergy-task38.org/projects/task38casestudies/nz_fullreport.pdf.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (SECD), 1994:** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*, Saskatoon, Saskatchewan, Canadá, publicación de la SECD n° T800-94-004, 205 págs.
- Schaffner, B., K. Persson, U. Nilsson y J. Peterson, 2002:** *Environmental and Health Impacts of Electricity Generation. A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with Those of Other Generation Technologies*, París, Francia, Agencia Internacional de la Energía (AIE), 221 págs. Disponible en: www.ieahydro.org/reports/ST3-020613b.pdf.
- Searcy, E. y P. Flynn, 2008:** "Processing of straw/corn stover: Comparison of life cycle emissions", en *International Journal of Green Energy*, vol. 5, núm. 6, págs. 423-437.
- Setterwall, C., M. Munter, P. Sarkozi y B. Bodlund, 2003:** *Bio-fuelled Combined Heat and Power Systems*, Arnhem, Países Bajos, Programa ECLIPSE (Inventarios del ciclo de vida ambientales y ecológicos para los sistemas energéticos presentes y futuros en Europa), N.V. tot Keuring van Electrotechnische Materialen (KEMA) Nederland B.V.
- Sikkema, R., M. Junginger, W. Pichler, S. Hayes y A. P. C. Faaij, 2010:** "The international logistics of wood pellets for heating and power production in Europe: Costs, energy-input and greenhouse gas balances of pellet consumption in Italy, Sweden and the Netherlands", en *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, vol. 4, núm. 2, págs. 132-153.
- Spath, P. L. y M. K. Mann, 2004:** *Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO₂ Sequestration – Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics*, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, Laboratorio nacional de energías renovables (NREL), documento NREL/TP-510-32575, 28 págs.
- Stykes, D. y M. B. Jones, 2007:** "Energy crops in Ireland: Quantifying the potential life-cycle greenhouse gas reductions of energy-crop electricity", en *Biomass & Bioenergy*, vol. 31, núms. 11 y 12, págs. 759-772.
- Tiwary, A. y J. Colls, 2010:** "Mitigating secondary aerosol generation potentials from biofuel use in the energy sector", en *Science of the Total Environment*, vol. 408, núm. 3, págs. 607-616.
- Wibberley, L., 2001:** *Coal in a Sustainable Society*, Brisbane, Queensland, Australia, Programa de investigación de la Asociación australiana de productores de carbón (ACARP).
- Wibberley, L., J. Nunn, A. Cottrell, M. Searles, A. Urfer y P. Scaife, 2000:** *Life Cycle Analysis for Steel and Electricity Production in Australia*, Brisbane, Queensland, Australia, Programa de investigación de la Asociación australiana de productores de carbón (ACARP), 36 págs.
- Wicke, B., V. Dornburg, M. Junginger y A. Faaij, 2008:** "Different palm oil production systems for energy purposes and their greenhouse gas implications", en *Biomass and Bioenergy*, vol. 32, núm. 12, págs. 1322-1337.
- Yoshioka, T., K. Aruga, T. Nitami, H. Kobayashi y H. Sakai, 2005:** "Energy and carbon dioxide (CO₂) balance of logging residues as alternative energy resources: System analysis based on the method of a life cycle inventory (LCI) analysis", en *Journal of Forest Research*, vol. 10, núm. 2, págs. 125-134.
- Zhang, Y. M., S. Habibi y H. L. MacLean, 2007:** "Environmental and economic evaluation of bioenergy in Ontario, Canada", en *Journal of the Air and Waste Management Association*, vol. 57, núm. 8, págs. 919-933.

Producción de electricidad mediante combustión de carbón (52)

- Akai, M., N. Nomura, H. Waku y M. Inoue, 1997:** "Life-cycle analysis of a fossil-fuel power plant with CO₂ recovery and a sequestering system", en *Energy*, vol. 22, núms. 2 y 3, págs. 249-256.
- Bates, J. L., 1995:** *Full Fuel Cycle Atmospheric Emissions and Global Warming Impacts from UK Electricity Generation*, Londres, Reino Unido, Unidad de apoyo técnico energético (ETSU), informe n° ETSU-R-88, 51 págs. (ISBN 011 515 4027).
- Comisión Europea, 1995:** "Coal & Lignite", en *ExternE: Externalities of Energy*, Luxemburgo, Comisión Europea, Dirección General XII, núm. 3, 573 págs.
- Comisión Europea, 1999:** "National Implementation", en *ExternE: Externalities of Energy*, Luxemburgo, Comisión Europea, Dirección General XII, núm. 20, 534 págs.
- Corrado, A., P. Fiorini y E. Sciubba, 2006:** "Environmental assessment and extended exergy analysis of a 'Zero CO₂ Emission', high-efficiency steam power plant", en *Energy*, vol. 31, núm. 15, págs. 3186-3198.
- Cottrell, A., J. Nunn, A. Urfer y L. Wibberley, 2003:** *Systems Assessment of Electricity Generation Using Biomass and Coal in CFBC*, Pullenvale, Queensland, Australia, Centro de cooperación sobre la investigación para el desarrollo sostenible del carbón (CCSD), 21 págs.
- Damen, K. y A. P. C. Faaij, 2003:** *A Life Cycle Inventory of Existing Biomass Import Chains for "Green" Electricity Production*, Utrecht, Países Bajos, Universiteit Utrecht Copernicus Institute, Departamento de ciencias, tecnología y sociedad, documento NW&S-E-2003-1, 76 págs.
- Dolan, S. L., 2007:** *Life Cycle Assessment and Energy Synthesis of a Theoretical Offshore Wind Farm for Jacksonville, Florida*, tesis de maestría, Universidad de Florida, 125 págs.

- Dones, R., U. Ganter y S. Hirschberg, 1999: "Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland", en *International Journal of Global Energy Issues*, vol. 12, núms. 1 a 6, págs. 271-282.
- Dones, R., X. Zhou y C. Tian, 2004: "Life cycle assessment (LCA) of Chinese energy chains for Shandong electricity scenarios", en *International Journal of Global Energy Issues*, vol. 22, núms. 2 a 4, págs. 199-224.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M. F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth y M. Tuchschnid, 2007: *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*, informe Ecoinvent n° 5, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), Centro suizo de inventarios de ciclos de vida, 185 págs. Disponible en: www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf.
- Dones, R., C. Bauer, T. Heck, O. Mayer-Spohn y M. Blesl, 2008: "Life cycle assessment of future fossil technologies with and without carbon capture and storage", en *Life-Cycle Analysis for New Energy Conversion and Storage Systems*, vol. 1041, págs. 147-158.
- Fiaschi, D. y L. Lombardi, 2002: "Integrated gasifier combined cycle plant with integrated CO₂ - H₂S removal: Performance analysis, life cycle assessment and exergetic life cycle assessment", en *International Journal of Applied Thermodynamics*, vol. 5, núm. 1, págs. 13-24.
- Friedrich, R. y T. Marheineke, 1996: "Life cycle analysis of electric systems: Methods and results", en *Reunión del Grupo asesor del OIEA sobre análisis de balances de energía netos y emisiones de gases de efecto invernadero para toda la cadena energética para la energía nuclear y los otros sistemas de energía*, Beijing, China, 7 de octubre de 1994, Organismo Internacional de Energía Atómica, págs. 67-75. Disponible en: www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf.
- Froese, R. E., D. R. Shonnard, C. A. Miller, K. P. Koers y D. M. Johnson, 2010: "An evaluation of greenhouse gas mitigation options for coal-fired power plants in the US Great Lakes States", en *Biomass and Bioenergy*, vol. 34, núm. 3, págs. 251-262.
- Gorokhov, V., L. Manfredo, M. Ramezan y J. Ratafia-Brown, 2000: *Life Cycle Assessment of IGCC*, informe de la fase II de los sistemas, McLean, Virginia, Estados Unidos de América, Science Applications International Corporation (SAIC), 162 págs.
- Hartmann, D. y M. Kaltschmitt, 1999: "Electricity generation from solid biomass via co-combustion with coal - Energy and emission balances from a German case study", en *Biomass & Bioenergy*, vol. 16, núm. 6, págs. 397-406.
- Heller, M. C., G. A. Keoleian, M. K. Mann y T. A. Volk, 2004: "Life cycle energy and environmental benefits of generating electricity from willow biomass", en *Renewable Energy*, vol. 29, núm. 7, págs. 1023-1042.
- Herrick, C. N., A. Sikri, L. Greene y J. Finnell, 1995: *Assessment of the Environmental Benefits of Renewables Deployment: A Total Fuel Cycle Analysis of the Greenhouse Gas Impacts of Renewable Generation Technologies in Regional Utility Systems*, Alexandria, Virginia, Estados Unidos de América, DynCorp EENSP Inc.
- Hondo, H., 2005: "Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case", en *Energy*, vol. 30, núms. 11 y 12, págs. 2042-2056.
- Jaramillo, P., W. M. Griffin, y H. S. Matthews, 2006: *Comparative Life Cycle Carbon Emissions of LNG Versus Coal and Gas for Electricity Generation*, editorial desconocida, 16 págs. Disponible en: www.ce.cmu.edu/~gdrg/readings/2005/10/12/Jaramillo_LifeCycleCarbonEmissionsFromLNG.pdf.
- Koornneef, J., T. van Keulen, A. Faaij y W. Turkenburg, 2008: "Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂", en *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 2, núm. 4, págs. 448-467.
- Kreith, F., P. Norton y D. Brown, 1990: *CO₂ Emissions from Coal-fired and Solar Electric Power Plants*, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, Instituto de investigaciones sobre energía solar (SERI), 44 págs.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Truckenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann y B. Praetorius, 1997: *ExternE National Implementation in Germany*, Stuttgart, Alemania, Universidad de Stuttgart, 189 págs.
- Lee, K. M., S. Y. Lee y T. Hur, 2004: "Life cycle inventory analysis for electricity in Korea", en *Energy*, vol. 29, núm. 1, págs. 87-101.
- Lee, R., 1994: "Estimating externalities of coal fuel cycles", en *External Costs and Benefits of Fuel Cycles*, Oak Ridge, Tennessee, Estados Unidos de América, Oak Ridge National Laboratory, vol. 3, 719 págs.
- Lenzen, M., 2008: "Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review", en *Energy Conversion and Management*, vol. 49, págs. 2178-2199. Disponible en: www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA_Nuclear_Report.pdf.
- Markewitz, P., A. Schreiber, S. Vögele y P. Zapp, 2009: "Environmental impacts of a German CCS strategy", en *Energy Procedia*, vol. 1, núm. 1, págs. 3763-3770.
- Martin, J. A., 1997: "A total fuel cycle approach to reducing greenhouse gas emissions: Solar generation technologies as greenhouse gas offsets in U.S. utility systems", en *Solar Energy (Selected Proceeding of ISES 1995: Solar World Congress. Part IV)*, vol. 59, núms. 4 a 6, págs. 195-203.
- May, J. R. y D. J. Brennan, 2003: "Life cycle assessment of Australian fossil energy options", en *Process Safety and Environmental Protection: Transactions of the Institution of Chemical Engineers*, Part B, vol. 81, núm. 5, págs. 317-330.
- Meier, P. J., P. P. H. Wilson, G. L. Kulcinski y P. L. Denholm, 2005: "US electric industry response to carbon constraint: A life-cycle assessment of supply side alternatives", en *Energy Policy*, vol. 33, núm. 9, págs. 1099-1108.
- Meridian Corporation, 1989: *Energy System Emissions and Materiel Requirements*, Alexandria, Virginia, Estados Unidos de América, Meridian Corporation, 34 págs.
- Odeh, N. A. y T. T. Cockerill, 2008: "Life cycle analysis of UK coal fired power plants", en *Energy Conversion and Management*, vol. 49, núm. 2, págs. 212-220.
- Odeh, N. A. y T. T. Cockerill, 2008: "Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage", en *Energy Policy*, vol. 36, núm. 1, págs. 367-380.
- Pacca, S. A., 2003: *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies*, tesis doctoral, Berkeley, California, Estados Unidos de América, Universidad de California, 191 págs.
- Peiu, N., 2007: "Life cycle inventory study of the electrical energy production in Romania", en *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 12, núm. 4, págs. 225-229.
- Ruether, J. A., M. Ramezan y P. C. Balash, 2004: "Greenhouse gas emissions from coal gasification power generation systems", en *Journal of Infrastructure Systems*, vol. 10, núm. 3, págs. 111-119.
- San Martin, R. L., 1989: *Environmental Emissions from Energy Technology Systems: The Total Fuel Cycle*, Washington, D.C., Estados Unidos de América, Departamento de Energía (DOE), 21 págs.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority, 1994: *Levelized Cost y Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*, Saskatoon, Saskatchewan, Canadá, Publicación de la SECEA n° T800-94-004, 205 págs.
- Schreiber, A., P. Zapp y W. Kuckshinrichs, 2009: "Environmental assessment of German electricity generation from coal-fired power plants with amine-based carbon

- capture", en *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 14, núm. 6, págs. 547-559.
- SENES Consultants Limited, 2005:** *Methods to Assess the Impacts on the Natural Environment of Generation Options*, Richmond Hill, Ontario, Canadá, preparado por SENES Consultants para el organismo provincial de suministro eléctrico Ontario Power Authority, 166 págs.
- Shukla, P. R. y D. Mahapatra, 2007:** "Full Fuel Cycle for India", en *CASES: Cost Assessment of Sustainable Energy Systems*, Vestrapur, Ahmedabad, India, Instituto indio de gestión de Ahmedabad (IIMA), documento nº 7.1, 10 págs.
- Spath, P. L. y M. K. Mann, 2004:** *Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO₂ Sequestration – Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics*, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, Laboratorio nacional de energías renovables (NREL), documento NREL/TP-510-32575, 28 págs.
- Spath, P. L., M. K. Mann y D. R. Kerr, 1999:** *Life Cycle Assessment of Coal Fired Power Production*, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, Laboratorio nacional de energías renovables (NREL), 172 págs.
- Styles, D. y M. B. Jones, 2007:** "Energy crops in Ireland: Quantifying the potential life-cycle greenhouse gas reductions of energy-crop electricity", en *Biomass & Bioenergy*, vol. 31, núm. 11 y 12, págs. 759-772.
- Uchiyama, Y., 1996:** "Validity of FENCH-GHG study: Methodologies and databases. comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases", en *Reunión del Grupo asesor del OIEA sobre análisis de balances de energía netos y emisiones de gases de efecto invernadero para toda la cadena energética para la energía nuclear y los otros sistemas de energía*, Beijing, China, 4 a 7 de octubre de 1994, Organismo Internacional de Energía Atómica, págs. 85-94. Disponible en: www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/Public/28/013/28013414.pdf.
- White, S. W., 1998:** *Net Energy Payback and CO₂ Emissions from Helium-3 Fusion and Wind Electrical Power Plants*, tesis doctoral, Madison, Wisconsin, Estados Unidos de América, Universidad de Wisconsin, 166 págs.
- Wibberley, L., 2001:** *Coal in a Sustainable Society*, Brisbane, Queensland, Australia, Programa de investigación de la Asociación australiana de productores de carbón (ACARP).
- Wibberley, L., J. Nunn, A. Cottrell, M. Searles, A. Urfer y P. Scaife, 2000:** *Life Cycle Analysis for Steel and Electricity Production in Australia*, Brisbane, Queensland, Australia, Programa de investigación de la Asociación australiana de productores de carbón (ACARP), 36 págs.
- Zerlia, T., 2003:** "Greenhouse gases in the life cycle of fossil fuels: Critical points in the assessment of pre-combustion emissions and repercussions on the complete life cycle", en *La Rivista dei Combustibili*, vol. 57, núm. 6, págs. 281-293.
- Zhang, Y. M., S. Habibi y H. L. MacLean, 2007:** "Environmental and economic evaluation of bioenergy in Ontario, Canada", en *Journal of the Air and Waste Management Association*, vol. 57, núm. 8, págs. 919-933.
- Zhang, Y. M., J. McKechnie, D. Cormier, R. Lyng, W. Mabee, A. Ogino y H. L. MacLean, 2010:** "Life cycle emissions and cost of producing electricity from coal, natural gas, and wood pellets in Ontario, Canada", en *Environmental Science & Technology*, vol. 44, núm. 1, págs. 538-544.
- Estados Unidos de América, 17 a 22 de mayo de 2010,** Sociedad estadounidense de ingenieros mecánicos (ASME).
- Cavallaro, F. y L. Ciraolo, 2006:** "Life Cycle Assessment (LCA) of Paraboloidal-dish Solar Thermal Power Generation System", en *1er Simposio internacional sobre la zona mediterránea y las identidades ambientales (ISEIM)*, Corte y Ajaccio, Francia, 10 a 13 de Julio de 2006, págs. 260-265.
- Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt (DLR), 2006:** *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. Final Report*, Stuttgart, Alemania, Instituto de termodinámica técnica, Sección de análisis de sistemas y evaluación tecnológica, Instituto Alemán de Investigaciones Aeroespaciales (DLR), 190 págs.
- Jacobson, M. Z., 2009:** "Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security", en *Energy & Environmental Science*, vol. 2, págs. 148-173.
- Kreith, F., P. Norton y D. Brown, 1990:** *CO₂ Emissions from Coal-fired and Solar Electric Power Plants*, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, Instituto de investigaciones sobre energía solar (SERI), documento SERI/TP-260-3772, 44 págs.
- Lenzen, M., 1999:** "Greenhouse gas analysis of solar-thermal electricity generation", en *Solar Energy*, vol. 65, núm. 6, págs. 353-368.
- Ordóñez, I., N. Jiménez y M. A. Silva, 2009:** "Life cycle environmental impacts of electricity production by dish/Stirling systems in Spain", en *SolarPACES 2009*, Berlín, Alemania, 15 a 18 de septiembre de 2009, 8 págs.
- Pehnt, M., 2006:** "Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies", en *Renewable Energy*, vol. 31, núm. 1, págs. 55-71.
- Piemonte, V., M. D. Falco, P. Tarquini y A. Giaconia, 2010:** "Life cycle assessment of a high temperature molten salt concentrated solar power plant", en *Actas del 20º Simposio europeo sobre ingeniería de procesos asistidos por computadora – ESCAPE20*, 6 a 9 de junio de 2010, Pierucci, S. y G. B. Ferraris (eds.), Nápoles, Italia, Elsevier, 6 págs.
- Vant-Hull, L., 1992:** "Solar thermal electricity: An environmentally benign and viable alternative", en *Perspectives in Energy*, vol. 2, págs. 157-166.
- Viebahn, P., S. Kronshage y F. Trieb, 2008:** *Final Report on Technical Data, Costs, and Life Cycle Inventories of Solar Thermal Power Plants*, proyecto nº 502687, Roma, Italia, Proyecto NEEDS (Novedades sobre las externalidades energéticas para la sostenibilidad), 95 págs. Disponible en: www.needs-project.org/docs/results/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf.
- Weinrebe, G., M. Bohnke y F. Trieb, 1998:** "Life cycle assessment of an 80 MW SEGS plant and a 30 MW PHOEBUS power tower", en *Conferencia internacional sobre energía solar e ingeniería solar*, Albuquerque, Nuevo México, Estados Unidos de América, 14 a 17 de junio de 1998, Sociedad estadounidense de ingenieros mecánicos (ASME), págs. 417-424.
- Wibberley, L., 2001:** *Coal in a Sustainable Society*, Brisbane, Queensland, Australia, Programa de investigación de la Asociación australiana de productores de carbón (ACARP).

Producción de electricidad mediante sistemas de energía solar por concentración (13)

Producción de electricidad mediante energía geotérmica (6)

- Frick, S., M. Kaltschmitt y G. Schroder, 2010:** "Life cycle assessment of geothermal binary power plants using enhanced low-temperature reservoirs", en *Energy*, vol. 35, núm. 5, págs. 2281-2294.
- Hondo, H., 2005:** "Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case", en *Energy*, vol. 30, núms. 11 y 12, págs. 2042-2056.
- Karlsdottir, M. R., O. P. Palsson y H. Palsson, 2010:** "Factors for Primary Energy Efficiency and CO₂ Emission of Geothermal Power Production", en *Congreso Mundial de Geotermia 2010*, Bali, Indonesia, 25 a 29 de abril de 2010, Asociación Internacional de Geotermia (IGA), 7 págs.

- Rogge, S. y M. Kaltschmitt, 2003:** "Electricity and heat production from geothermal energy – An ecologic comparison", en *Erdoel Erdgas Kohle/EKEP*, vol.119, núm. 1, págs. 35-40.
- Rule, B. M., Z. J. Worth y C. A. Boyle, 2009:** "Comparison of life cycle carbon dioxide emissions and embodied energy in four renewable electricity generation technologies in New Zealand", en *Environmental Science & Technology*, vol. 43, núm. 16, págs. 6406-6413.
- Uchiyama, Y., 1997:** "Environmental life cycle analysis of geothermal power generating technology; Chinetsu hatsuden gijutsu no kankyo life cycle bunseki", en *Denki Gakkaishi (Journal of the Institute of Electrical Engineers in Japan)*, vol. 117, núm. 11, págs. 752-755.

Producción de energía hidroeléctrica (11)

- AIE, 1998:** *Benign Energy? The Environmental Implications of Renewables*, París, Francia, Agencia Internacional de la Energía, 128 págs.
- Barnhouse, L. W., G. F. Cada, M. D. Cheng, C. E. Easterly, R. L. Kroodsmas, R. Lee, D. S. Shriner, V. R. Tolbert y R. S. Turner, 1994:** *Estimating Externalities of the Hydro Fuel Cycles. Report 6*, Oak Ridge, Tennessee, Estados Unidos de América, Oak Ridge National Laboratory, 205 págs.
- Denholm, P. y G. L. Kulcinski, 2004:** "Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems", en *Energy Conversion and Management*, vol. 45, núms. 13 y 14, págs. 2153-2172.
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L. I. Panis e I. De Vlieger, 2005:** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), documento ENG1-CT-2002-00609, 76 págs.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M. F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth y M. Tuchschnid, 2007:** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*, informe Ecoinvent n° 5, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), Centro suizo de inventarios de ciclos de vida, 185 págs. Disponible en: www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf.
- Horvath, A., 2005:** *Decision-making in Electricity Generation Based on Global Warming Potential and Life-cycle Assessment for Climate Change*, Berkeley, California, Estados Unidos de América, Instituto de energía, Universidad de California, 16 págs. Disponible en: repositories.cdlib.org/ucei/devtech/EDT-006.
- Pacca, S., 2007:** "Impacts from decommissioning of hydroelectric dams: A life cycle perspective", en *Climatic Change*, vol. 84, núms. 3 y 4, págs. 281-294.
- Rhodes, S., J. Wazlaw, C. Chaffee, F. Kommonen, S. Apfelbaum y L. Brown, 2000:** *A Study of the Lake Chelan Hydroelectric Project Based on Life-cycle Stressor-effects Assessment. Final Report*, Oakland, California, Estados Unidos de América, Scientific Certification Systems, 193 págs.
- Ribeiro, F. d. M. y G. A. da Silva, 2009:** "Life-cycle inventory for hydroelectric generation: a Brazilian case study", en *Journal of Cleaner Production*, vol. 18, núm. 1, págs. 44-54.
- Vattenfall, 2008:** *Vattenfall AB Generation Nordic Certified Environmental Product Declaration EPD® of Electricity from Vattenfall's Nordic Hydropower*, informe n° S-P-00088, Estocolmo, Suecia, Vattenfall, 50 págs.
- Zhang, Q., B. Karney, H. L. MacLean y J. Feng, 2007:** "Life-Cycle Inventory of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions for Two Hydropower Projects in China", en *Journal of Infrastructure Systems*, vol. 13, núm. 4, págs. 271-279.

Producción de electricidad mediante combustión de gas natural (40)

- AIE, 2002:** *Environmental and Health Impacts of Electricity Generation. A Comparison of the Environmental Impacts of Hydropower with those of Other Generation Technologies*, París, Francia, Agencia Internacional de la Energía (AIE), 239 págs. Disponible en: www.ieahydro.org/reports/ST3-020613b.pdf.
- Audus, H. y L. Saroff, 1995:** "Full Fuel Cycle Evaluation of CO₂ Mitigation Options for Fossil Fuel Fired Power Plant", en *Energy Conversion and Management*, vol. 36, núms. 6 a 9, págs. 831-834.
- Badea, A. A., I. Voda y C. F. Dinca, 2010:** "Comparative Analysis of Coal, Natural Gas and Nuclear Fuel Life Cycles by Chains of Electrical Energy Production", en *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering*, vol. 72, núm. 2, págs. 221-238.
- Bergerson, J. y L. Lave, 2007:** "The Long-term Life Cycle Private and External Costs of High Coal Usage in the US", en *Energy Policy*, vol. 35, núm. 12, págs. 6225-6234.
- Bernier, E., F. Maréchal y R. Samson, 2010:** "Multi-Objective Design Optimization of a Natural Gas-combined Cycle with Carbon Dioxide Capture in a Life Cycle Perspective", en *Energy*, vol. 35, núm. 2, págs. 1121-1128.
- Berry, J. E., M. R. Holland, P. R. Watkiss, R. Boyd y W. Stephenson, 1998:** *Power Generation and the Environment: a UK Perspective*, Oxfordshire, Reino Unido, AEA Technology, 275 págs.
- Comisión Europea, 1995:** *Oil & Gas. ExternE: Externalities of Energy*, Luxemburgo, Comisión Europea, Dirección Genral XII, núm. 4, 470 págs.
- Consejo Mundial de Energía, 2004:** *Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment*, Londres, Reino Unido, Consejo Mundial de Energía (WEC), 67 págs.
- Dolan, S. L., 2007:** *Life Cycle Assessment and Energy Synthesis of a Theoretical Offshore Wind Farm for Jacksonville, Florida*, tesis de maestría, Universidad de Florida, 125 págs. Disponible en: http://etd.fcla.edu/UF/UFE0021032/dolan_s.pdf.
- Dones, R., S. Hirschberg e I. Knoepfel, 1996:** "Greenhouse gas emission inventory based on full energy chain analysis", en *Reunión del Grupo asesor del OIEA sobre análisis de balances de energía netos y emisiones de gases de efecto invernadero para toda la cadena energética para la energía nuclear y los otros sistemas de energía*, Beijing, China, 4 a 7 de octubre de 1994, Organismo Internacional de Energía Atómica, págs. 95-114. Disponible en: www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf.
- Dones, R., U. Ganter y S. Hirschberg, 1999:** "Environmental inventories for future electricity supply systems for Sweden", en *International Journal of Global Energy Issues*, vol. 12, núms. 1 a 6, págs. 271-282.
- Dones, R., T. Heck y S. Hirschberg, 2004:** "Greenhouse gas emissions from energy systems, comparison and overview", en *Encyclopedia of Energy*, vol. 3, págs. 77-95, DOI:10.1016/B0-12-176480-X/00397-1.
- Dones, R., X. Zhou y C. Tian, 2004:** "Life cycle assessment (LCA) of Chinese energy chains for Shandong electricity scenarios", en *International Journal of Global Energy Issues*, vol. 22, núms. 2 a 4, págs. 199-224.
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L. I. Panis e I. De Vlieger, 2005:** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), documento ENG1-CT-2002-00609, 76 págs.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M. F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth y M. Tuchschnid, 2007:** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Suiza and Other UCTE Countries*, informe Ecoinvent n° 5, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), Centro suizo de inventarios de ciclos de vida, 185 págs. Disponible en: www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf.

- Frischknecht, R., 1998:** *Life Cycle Inventory Analysis for Decision-Making: Scope-Dependent Inventory System Models and Context-Specific Joint Product Allocation*, disertación, Zúrich, Suiza Instituto Federal de Tecnología de Zúrich, 256 págs.
- Gantner, U., M. Jakob y S. Hirschberg, 2001:** "Total greenhouse gas emissions and costs of alternative Swiss energy supply strategies", en *5ª Conferencia internacional sobre tecnologías de control de los gases de efecto invernadero (GHGT-5)*, Cairns, Australia, 13 a 16 de agosto de 2000, CSIRO Publishing, págs. 991-996.
- Herrick, C. N., A. Sikri, L. Greene y J. Finnell, 1995:** *Assessment of the Environmental Benefits of Renewables Deployment: A Total Fuel Cycle Analysis of the Greenhouse Gas Impacts of Renewable Generation Technologies in Regional Utility Systems*, Alexandria, Virginia, Estados Unidos de América, DynCorp EENS Inc.
- Hondo, H., 2005:** "Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case", en *Energy*, vol. 30, núms. 11 y 12, págs. 2042-2056.
- Kannan, R., K. C. Leong, R. Osman y H. K. Ho, 2007:** "Life cycle energy, emissions and cost inventory of power generation technologies in Singapore", en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, págs. 702-715.
- Kato, S. y A. Widiyanto, 1999:** "A life cycle assessment scheme for environmental load estimation of power generation systems with NETS evaluation method", en *Conferencia internacional de generación mixta de electricidad*, 25 a 28 de julio de 1999, S. R. H. Penfield y R. McMullen (eds.), Burlingame, California, Estados Unidos de América, Sociedad estadounidense de ingenieros mecánicos (ASME), vol. 2, págs. 139-146.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Truckenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann y B. Praetorius, 1997:** *ExternE National Implementation in Germany*, Stuttgart, Alemania, Universidad de Stuttgart, 189 págs.
- Lee, R., 1998:** *Estimating Externalities of Natural Gas Fuel Cycles. External Costs and Benefits of Fuel Cycles: A Study by the U.S. Department of Energy and the Commission of the European Communities*, informe nº 4, Oak Ridge, Tennessee, Estados Unidos de América, Oak Ridge National Laboratory and Resources for the Future, 440 págs.
- Lenzen, M., 1999:** "Greenhouse gas analysis of solar-thermal electricity generation", en *Solar Energy*, vol. 65, núm. 6, págs. 353-368.
- Lombardi, L., 2003:** "Life cycle assessment comparison of technical solutions for CO₂ emissions reduction in power generation", en *Energy Conversion and Management*, vol. 44, núm. 1, págs. 93-108.
- Martin, J. A., 1997:** "A total fuel cycle approach to reducing greenhouse gas emissions: Solar generation technologies as greenhouse gas offsets in U.S. utility systems", en *Solar Energy (Selected Proceeding of ISES 1995: Solar World Congress. Part IV)*, vol. 59, núms. 4 a 6, págs. 195-203.
- Meier, P. J., 2002:** *Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis*, tesis doctoral, Madison, Wisconsin, Estados Unidos de América, Universidad de Wisconsin, 147 págs.
- Meier, P.J., y G.L. Kulcinski, 2001:** "The Potential for fusion power to mitigate US greenhouse gas emissions", en *Fusion Technology*, vol. 39, núm. 2, págs. 507-512.
- Meier, P. J., P. P. H. Wilson, G. L. Kulcinski y P. L. Denholm, 2005:** "US electric industry response to carbon constraint: A life-cycle assessment of supply side alternatives", en *Energy Policy*, vol. 33, núm. 9, págs. 1099-1108.
- Norton, B., P. C. Eames y S. N. G. Lo, 1998:** "Full-energy-chain analysis of greenhouse gas emissions for solar thermal electric power generation systems", en *Renewable Energy*, vol. 15, núms. 1 a 4, págs. 131-136.
- Odeh, N. A. y T. T. Cockerill, 2008:** "Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage", en *Energy Policy*, vol. 36, núm. 1, págs. 367-380.
- Pacca, S. A., 2003:** *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies*, tesis doctoral, Berkeley, California, Estados Unidos de América, Universidad de California, 191 págs.
- Phumpradab, K., S. H. Gheewala y M. Sagisaka, 2009:** "Life cycle assessment of natural gas power plants in Thailand", en *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 14, núm. 4, págs. 354-363.
- Raugei, M., S. Bargigli y S. Ulgiati, 2005:** "A multi-criteria life cycle assessment of molten carbonate fuel cells (MCFC) – A comparison to natural gas turbines", en *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 30, núm. 2, págs. 123-130.
- Riva, A., S. D'Angelosante y C. Trebeschi, 2006:** "Natural gas and the environmental results of life cycle assessment", en *Energy*, vol. 31, núm. 1, págs. 138-148.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994):** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*, Saskatoon, Saskatchewan, Canadá, Publicación de la SEEDA nº T800-94-004, 205 págs.
- SENES Consultants Limited, 2005:** *Methods to Assess the Impacts on the Natural Environment of Generation Options*, Richmond Hill, Ontario, Canadá, preparado por SENES Consultants para el organismo provincial de suministro eléctrico Ontario Power Authority, 166 págs.
- Spath, P. L. y M. K. Mann, 2000:** *Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System*, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, Laboratorio nacional de energías renovables (NREL), documento NREL/TP-570-27715, 172 págs.
- Spath, P. L. y M. K. Mann, 2004:** *Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO₂ Sequestration – Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics*, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, Laboratorio nacional de energías renovables (NREL), documento NREL/TP-510-32575, 28 págs.
- Uchiyama, Y., 1996:** "Validity of FENCH-GHG study: Methodologies and databases. comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases", en *Reunión del Grupo asesor del OIEA sobre análisis de balances de energía netos y emisiones de gases de efecto invernadero para toda la cadena energética para la energía nuclear y los otros sistemas de energía*, Beijing, China, 4 a 7 de octubre de 1994, Organismo Internacional de Energía Atómica, págs. 85-94. Disponible en: www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf.

Energía nuclear (32)

- AEA Technologies, 2005:** *Environmental Product Declaration of Electricity from Torness Nuclear Power Station*, Londres, Reino Unido, British Energy, 52 págs.
- AEA Technologies, 2006:** *Carbon Footprint of the Nuclear Fuel Cycle*, Londres, Reino Unido, British Energy, 26 págs.
- Andseta, S., M. J. Thompson, J. P. Jarrell y D. R. Pendergast, 1998:** "Candu reactors and greenhouse gas emissions", en *Canadian Nuclear Society 19th Annual Conference*, 18 a 21 de octubre de 1998, D. B. Buss y D. A. Jenkins (eds.), Toronto, Ontario, Canadá, Canadian Nuclear Association.
- AXPO Nuclear Energy, 2008:** *Beznau Nuclear Power Plant*, Baden, Alemania, Axpo AG, 21 págs.
- Badea, A. A., I. Voda y C. F. Dinca, 2010:** "Comparative analysis of coal, natural gas and nuclear fuel life cycles by chains of electrical energy production", en *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering*, vol. 72, núm. 2, págs. 221-238.
- Beerten, J., E. Laes, G. Meskens y W. D'haeseleer, 2009:** "Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal", en *Energy Policy*, vol. 37, núm. 12, págs. 5056-5058.

- Dones, R., S. Hirschberg e I. Knoepfel, 1996:** "Greenhouse gas emission inventory based on full energy chain analysis", en *Reunión del Grupo asesor del OIEA sobre análisis de balances de energía netos y emisiones de gases de efecto invernadero para toda la cadena energética para la energía nuclear y los otros sistemas de energía*, Beijing, China, 4 a 7 de octubre de 1994, Organismo Internacional de Energía Atómica, págs. 95-114. Disponible en: www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf.
- Dones, R., X. Zhou y C. Tian, 2004:** "Life cycle assessment (LCA) of Chinese energy chains for Shandong electricity scenarios", en *International Journal of Global Energy Issues*, vol. 22, núms. 2 a 4, págs. 199-224.
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L. I. Panis e I. De Vlieger, 2005:** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), documento ENG1-CT-2002-00609, 76 págs.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M. F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth y M. Tuchschnid, 2007:** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*, informe Ecoinvent n° 5, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), Centro suizo de inventarios de ciclos de vida, 185págs. Disponible en: www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf.
- Dones, R., C. Bauer y T. Heck, 2007:** *LCA of Current Coal, Gas and Nuclear Electricity Systems and Electricity Mix in the USA*, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), 4 págs.
- Frischknecht, R., 1998:** *Life Cycle Inventory Analysis for Decision-Making: Scope-Dependent Inventory System Models and Context-Specific Joint Product Allocation*, disertación, Zúrich, Suiza, Instituto Federal de Tecnología de Zúrich, 256 págs.
- Fthenakis, V. M. y H. C. Kim, 2007:** "Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: A life-cycle study", en *Energy Policy*, vol. 35, núm. 4, págs. 2549-2557.
- Hondo, H., 2005:** "Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case", en *Energy*, vol. 30, núms. 11 y 12, págs. 2042-2056.
- Kivisto, A., 1995:** "Energy payback period and carbon dioxide emissions in different power generation methods in Finland", en *Conferencia Internacional de la Energía*, Washington, D.C., Estados Unidos de América, 5 a 8 de julio de 1995, Asociación Internacional para la Economía Energética (IAEE), págs. 191-198.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Truckenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann y B. Praetorius, 1997:** *ExternE National Implementation in Germany*, Stuttgart, Alemania, Universidad de Stuttgart, 189 págs.
- Lecoite, C., D. Lecarpentier, V. Maupu, D. Le Boulch y R. Richard, 2007:** *Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of Nuclear Power Plants*, documento D14.2 – RS 1a, Roma, Italia, Proyecto NEEDS (Novedades sobre las externalidades energéticas para la sostenibilidad) 62 págs. Disponible en: www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D14.2%20Final%20report%20on%20nuclear.pdf.
- Lenzen, M., C. Dey, C. Hardy y M. Bilek, 2006:** *Life-cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia*, Sidney, Australia, Centro para el análisis integrado de sostenibilidad (ISA), Universidad de Sidney, 180 págs.
- Meridian Corporation, 1989:** *Energy System Emissions and Materiel Requirements*, Alexandria, Virginia, Estados Unidos de América, Meridian Corporation, 34 págs.
- Rashad, S. M. y F. H. Hammad, 2000:** "Nuclear power and the environment: Comparative assessment of environmental and health impacts of electricity-generating systems", en *Applied Energy*, vol. 65, núms. 1 a 4, págs. 211-229.
- San Martin, R. L., 1989:** *Environmental Emissions from Energy Technology Systems: The Total Fuel Cycle*, Washington, D.C., Estados Unidos de América, Departamento de Energía, 21 págs.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority (1994):** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan 's Electric Supply Options*, Saskatoon, Saskatchewan, Canadá, Publicación de la SECCA n° T800-94-004, 205 págs.
- Tokimatsu, K., T. Asami, Y. Kaya, T. Kosugi y E. Williams, 2006:** "Evaluation of lifecycle CO₂ emissions from the Japanese electric power sector in the 21st century under various nuclear scenarios", en *Energy Policy*, vol. 34, núm. 7, págs. 833-852.
- Uchiyama, Y., 1996:** "Validity of FENCH-GHG study: Methodologies and databases. Comparison of energy sources in terms of their full-energy-chain emission factors of greenhouse gases", en *Reunión del Grupo asesor del OIEA sobre análisis de balances de energía netos y emisiones de gases de efecto invernadero para toda la cadena energética para la energía nuclear y los otros sistemas de energía*, Beijing, China, 4 a 7 de octubre de 1994, Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), págs. 85-94. Disponible en: www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf.
- Uchiyama, Y., 1996:** "Life cycle analysis of electricity generation and supply systems: Net energy analysis and greenhouse gas emissions", en *Simposio internacional sobre electricidad, salud y medio ambiente: evaluación comparativa en apoyo de la adopción de decisiones*, Viena, Austria, 16 a 19 de octubre de 1995, Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), págs. 279-291.
- Vattenfall, 2007:** *Summary of Vattenfall AB Generation Nordic Certified Environmental Product Declaration, EPD® of Electricity from Ringhals Nuclear Power Plant*, Estocolmo, Suecia, Vattenfall, informe n° S-P-00026 2007-11-01, 4 págs.
- Vattenfall, 2007:** *Vattenfall AB Generation Nordic Certified Environmental Product Declaration, EPD, of Electricity from Forsmark Nuclear Power Plant*, Estocolmo, Suecia, Vattenfall, informe n° S-P-00088, 59 págs.
- Voorspoels, K. R., E. A. Brouwers y W. D. D'Haeseleer, 2000:** "Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' power plants: Results for the Low Countries" *Applied Energy*, vol. 67, núm. 3, págs. 307-330.
- White, S. W. y G. L. Kulcinski, 1999:** "Birth to Death' Analysis of the Energy Payback Ratio and CO₂ Gas Emission Rates from Coal, Fission, Wind, and DT Fusion Power Plants", Madison, Wisconsin, Estados Unidos de América, Universidad de Wisconsin, 17 págs.
- Wibberley, L., 2001:** *Coal in a Sustainable Society*, Brisbane, Queensland, Australia, Programa de investigación de la Asociación australiana de productores de carbón (ACARP).
- Yasukawa, S., Y. Tadokoro y T. Kajiyama, 1992:** "Life cycle CO₂ emission from nuclear power reactor and fuel cycle system", en *Taller de expertos sobre análisis del ciclo de vida de los sistemas energéticos*, métodos y experiencia, París, Francia, 21 a 22 de mayo de 1992, págs. 151-160.
- Yasukawa, S., Y. Tadokoro, O. Sato y M. Yamaguchi, 1996:** "Integration of indirect CO₂ emissions from the full energy chain", en *Reunión del Grupo asesor del OIEA sobre análisis de balances de energía netos y emisiones de gases de efecto invernadero para toda la cadena energética para la energía nuclear y los otros sistemas de energía*, Beijing, China, págs. 139-150. Disponible en: www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf.

Energía oceánica (5)

- Parker, R. P. M., G. P. Harrison y J. P. Chick, 2008:** "Energy and carbon audit of an offshore wave energy converter", en *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 221, núm. 8, págs. 1119-1130.

- Rule, B. M., Z. J. Worth y C. A. Boyle, 2009:** "Comparison of life cycle carbon dioxide emissions and embodied energy in four renewable electricity generation technologies in New Zealand", en *Environmental Science & Technology*, vol. 43, núm. 16, págs. 6406-6413.
- Sorensen, H. C. y S. Naef, 2008:** *Report on Technical Specification of Reference Technologies (Wave and Tidal Power Plant)*, Roma, Italia, Proyecto NEEDS (Novedades sobre las externalidades energéticas para la sostenibilidad) y Copenhagen, Dinamarca, SPOK Consult, 59 págs.
- Wibberley, L., 2001:** *Coal in a Sustainable Society*, Brisbane, Queensland, Australia, Programa de investigación de la Asociación australiana de productores de carbón (ACARP).
- Woollcombe-Adams, C., M. Watson y T. Shaw, 2009:** "Severn Barrage tidal power project: Implications for carbon emissions", en *Water and Environment Journal*, vol. 23, núm. 1, págs. 63-68.

Producción de electricidad mediante combustión de petróleo (10)

- Bates, J. L., 1995:** *Full Fuel Cycle Atmospheric Emissions and Global Warming Impacts from UK Electricity Generation*, Londres, Reino Unido, Unidad de apoyo técnico energético (ETSU), informe nº ETSU-R-88, 51 págs. (ISBN 011 515 4027).
- Berry, J. E., M. R. Holland, P. R. Watkiss, R. Boyd y W. Stephenson, 1998:** *Power Generation and the Environment: a UK Perspective*, Oxfordshire, Reino Unido, AEA Technology, 275 págs.
- Comisión Europea, 1995:** Oil & Gas. ExternE: *Externalities of Energy*, Luxemburgo, Comisión Europea, Dirección General XII, núm. 4, 470 págs.
- Dones, R., S. Hirschberg e I. Knoepfel, 1996:** "Greenhouse gas emission inventory based on full energy chain analysis", en *Reunión del Grupo asesor del OIEA sobre análisis de balances de energía netos y emisiones de gases de efecto invernadero para toda la cadena energética para la energía nuclear y los otros sistemas de energía*, Beijing, China, 4 a 7 de octubre de 1994, págs. 95-114. Disponible en: www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/013/28013414.pdf.
- Dones, R., U. Ganter y S. Hirschberg, 1999:** "Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland", en *International Journal of Global Energy Issues*, vol. 12, núms. 1 a 6, págs. 271-282.
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L. I. Panis e I. De Vlieger, 2005:** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), documento ENG1-CT-2002-00609, 76 págs.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M. F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth y M. Tuchschnid, 2007:** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*, informe Ecoinvent nº 5, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), Centro suizo de inventarios de ciclos de vida, 185 págs. Disponible en: www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf.
- Gagnon, L., C. Belanger y Y. Uchiyama, 2002:** "Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001", en *Energy Policy*, vol. 30, págs. 1267-1279.
- Hondo, H., 2005:** "Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case", en *Energy*, vol. 30, núms. 11 y 12, págs. 2042-2056.
- Kannan, R., C. P. Tso, R. Osman y H. K. Ho, 2004:** "LCA-LCCA of oil fired steam turbine power plant in Singapore", en *Energy Conversion and Management*, vol. 45, págs. 3091-3107.

Energía solar fotovoltaica (26)

- Alsema, E. A., 2000:** "Energy pay-back time and CO₂ emissions of PV systems", en *Progress in Photovoltaics*, vol. 8, núm. 1, págs. 17-25.
- Alsema, E. A. y M. J. de Wild-Scholten, 2006:** "Environmental Impacts of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production", en *13ª Conferencia internacional sobre ingeniería del ciclo de vida del CIRP*, Lovaina, Bélgica, 31 de mayo a 2 de junio de 2006. Disponible en: www.mech.kuleuven.be/lce2006/Registration_papers.htm.
- Dones, R., T. Heck y S. Hirschberg, 2004:** "Greenhouse gas emissions from energy systems, comparison and overview", en *Encyclopedia of Energy*, vol. 3, págs. 77-95.
- Frankl, P., E. Menichetti, M. Raugei, S. Lombardelli y G. Prensush, 2005:** *Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of PV Applications*, Milán, Italia, Ambiente Italia, 81 págs.
- Fthenakis, V. M. y E. Alsema, 2006:** "Photovoltaics tiempo de retorno energéticos, greenhouse gas emissions and external costs: 2004 - early 2005 status", en *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 14, núm. 3, págs. 275-280.
- Fthenakis, V. y H. C. Kim, 2006:** "Energy use and greenhouse gas emissions in the life cycle of CdTe photovoltaics", en *Simposio 2006 sobre herramientas de análisis del ciclo de vida para la selección de materiales y procesos "verdes" de la Sociedad de investigación de materiales*, 28 a 30 de noviembre de 2005, S. Papasavva y V. M. P. O. Fthenakis (eds.), Boston, Massachusetts, Estados Unidos de América, Sociedad de investigación de materiales, vol. 895, págs. 83-88.
- Fthenakis, V. M. y H. C. Kim, 2007:** "Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: A life-cycle study", en *Energy Policy*, vol. 35, núm. 4, págs. 2549-2557.
- García-Valverde, R., C. Miguel, R. Martínez-Béjar y A. Urbina, 2009:** "Life cycle assessment study of a 4.2 kW(p) stand-alone photovoltaic system", en *Solar Energy*, vol. 83, núm. 9, págs. 1434-1445.
- Graebig, M., S. Bringezu y R. Fenner, 2010:** "Comparative analysis of environmental impacts of maize-biogas and photovoltaics on a land use basis", en *Solar Energy*, vol. 84, núm. 7, págs. 1255-1263.
- Greijer, H., L. Karlson, S. E. Lindquist y A. Hagfeldt, 2001:** "Environmental aspects of electricity generation from a nanocrystalline dye sensitized solar cell system", en *Renewable Energy*, vol. 23, núm. 1, págs. 27-39.
- Hayami, H., M. Nakamura y K. Yoshioka, 2005:** "The life cycle CO₂ emission performance of the DOE/NASA solar power satellite system: a comparison of alternative power generation systems in Japan", en *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C: Applications and Reviews*, vol. 35, núm. 3, págs. 391-400.
- Hondo, H., 2005:** "Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case", en *Energy*, vol. 30, núms. 11 y 12, págs. 2042-2056.
- Ito, M., K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara y K. Kurokawa, 2003:** "An analysis of variation of very large-scale PV (VLS-PV) systems in the world deserts", en *3ª Conferencia mundial sobre conversión de energía fotovoltaica (WCPEC)*, Osaka, Japón, 11 a 18 de mayo de 2003, WCPEC, vol. C, págs. 2809-2814.
- Kannan, R., K. C. Leong, R. Osman, H. K. Ho y C. P. Tso, 2006:** "Life cycle assessment study of solar PV systems: An example of a 2.7 kWp distributed solar PV System in Singapore", en *Solar Energy*, vol. 80, núm. 5, págs. 555-563.
- Lenzen, M., C. Dey, C. Hardy y M. Bilek, 2006:** *Life-cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia*, Centro para el análisis integrado de sostenibilidad (ISA), Universidad de Sídney, 180 págs.
- Muneer, T., S. Younes, P. Clarke y J. Kubie, 2006:** *Napier University's School of Engineering Life Cycle Assessment of a Medium Sized PV Facility in Edinburgh. EuroSun*, Glasgow, Reino Unido, The Solar Energy Society, documento ES06-T10-0171, 157 págs.

- Pacca, S. A., 2003:** *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies*, tesis doctoral, Berkeley, California, Estados Unidos de América, Universidad de California, 191 págs.
- Pehnt, M., 2006:** "Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies", en *Renewable Energy*, vol. 31, núm. 1, págs. 55-71.
- Pehnt, M., A. Bubenzer y A. Rauber, 2002:** "Life cycle assessment of photovoltaic systems—Trying to fight deep-seated prejudices", en *Photovoltaics Guidebook for Decision Makers*, A. Bubenzer y J. Luther (eds.), Berlín, Alemania, Springer, págs. 179-213.
- Reich-Weiser, C., 2010:** *Decision-Making to Reduce Manufacturing Greenhouse Gas Emissions*, tesis doctoral, Berkeley, California, Estados Unidos de América, Universidad de California, pág. 101.
- Reich-Weiser, C., T. Fletcher, D. A. Dornfeld y S. Horne, 2008:** "Development of the Supply Chain Optimization and Planning for the Environment (SCOPE) tool - Applied to solar energy", en Simposio internacional sobre electrónica y medio ambiente 2008, San Francisco, California, Estados Unidos de América, 19 a 21 de mayo de 2008, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), 6 págs.
- Sengul, H., 2009:** *Life Cycle Analysis of Quantum Dot Semiconductor Materials*, tesis doctoral, Chicago, Illinois, Estados Unidos de América, Universidad de Illinois, 255 págs.
- Stoppato, A., 2008:** "Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation", en *Energy*, vol. 33, núm. 2, págs. 224-232.
- Tripapanagnostopoulos, Y., M. Souliotis, R. Battisti y A. Corrado, 2006:** "Performance, cost and life-cycle assessment study of hybrid PVT/AIR solar systems", en *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 14, núm. 1, págs. 65-76.
- Uchiyama, Y., 1997:** "Life cycle analysis of photovoltaic cell and wind power plants", en *Reunión del Grupo asesor del OIEA sobre emisiones de gases de efecto invernadero a partir de la cadena completa de energía para la solar y la eólica*, Viena, Austria, 21 a 24 de octubre de 1996, Organismo Internacional de Energía Atómica, págs. 111-122.
- Voorspools, K. R., E. A. Brouwers y W. D. D'Haeseleer, 2000:** "Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' power plants: Results for the Low Countries", en *Applied Energy*, vol. 67, núm. 3, págs. 307-330.
- Energía eólica (49)**
- Ardente, F., M. Beccali, M. Cellura y V. Lo Brano, 2008:** "Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm", en *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, núm. 1, págs. 200-217.
- Berry, J. E., M. R. Holland, P. R. Watkiss, R. Boyd y W. Stephenson, 1998:** *Power Generation and the Environment: a UK Perspective*, Oxfordshire, Reino Unido, AEA Technology, 275 págs.
- Chataignere, A. y D. Le Boulch, 2003:** *Wind Turbine (WT) Systems: Final Report*, París, Francia, Energie de France (EDF R&D), 110 págs.
- Comisión Europea, 1995:** *Wind & Hydro. ExternE: Externalities of Energy*, Luxemburgo, Comisión Europea, Dirección General XII, núm. 6, 295 págs.
- Crawford, R. H., 2009:** "Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield", en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, núm. 9, págs. 2653-2660.
- Dolan, S. L., 2007:** *Life Cycle Assessment and Energy Synthesis of a Theoretical Offshore Wind Farm for Jacksonville, Florida*, tesis de maestría, Universidad de Florida, 125 págs. Disponible en: http://etd.fcla.edu/UF/UFE0021032/dolan_s.pdf.
- Dones, R., T. Heck, C. Bauer, S. Hirschberg, P. Bickel, P. Preiss, L. I. Panis e I. De Vlieger, 2005:** *Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications: New Energy Technologies*, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), documento ENG1-CT-2002-00609, 76 págs.
- Dones, R., C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, T. Heck, A. Roder, M. F. Emenegger, R. Frischknecht, N. Jungbluth y M. Tuchschnid, 2007:** *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*, informe Ecoinvent n° 5, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), Centro suizo de inventarios de ciclos de vida, 185 págs. Disponible en: www.ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf.
- DONG Energy, 2008:** *Life Cycle Approaches to Assess Emerging Energy Technologies: Final Report on Offshore Wind Technology*, Fredericia, Dinamarca, DONG Energy, 60 págs.
- Enel SpA, 2004:** *Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Enel's Wind Plant in Sclafani Bagni (Palermo, Italia)*, Roma, Italia, Enel SpA, 25 págs.
- Comisión Europea, 1995:** *Wind & Hydro. ExternE: Externalities of Energy*, Luxemburgo, Comisión Europea, Dirección General XII, núm. 6, 295 págs.
- Consejo Mundial de Energía, 2004:** *Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment*, Londres, Reino Unido, Consejo Mundial de Energía (WEC), 67 págs.
- Frischknecht, R., 1998:** *Life Cycle Inventory Analysis for Decision-Making: Scope-Dependent Inventory System Models and Context-Specific Joint Product Allocation*, disertación, Zúrich, Suiza, Instituto Federal de Tecnología de Zúrich, 256 págs.
- Hartmann, D., 1997:** "FENCH-analysis of electricity generation greenhouse gas emissions from solar and wind power in Germany", en *Grupo asesor del OIEA sobre emisiones de gases de efecto invernadero a partir de la cadena completa de energía para la solar y la eólica*, Viena, Austria, 21 a 24 de octubre de 1996, Organismo Internacional de Energía Atómica, págs. 77-87.
- Hondo, H., 2005:** "Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case", en *Energy*, vol. 30, núms. 11 y 12, págs. 2042-2056.
- Jacobson, M. Z., 2009:** "Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security", en *Energy & Environmental Science*, vol. 2, págs. 148-173.
- Jungbluth, N., C. Bauer, R. Dones y R. Frischknecht, 2005:** "Life cycle assessment for emerging technologies: Case studies for photovoltaic and wind power", en *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 10, núm. 1, págs. 24-34.
- Khan, F. I., K. Hawboldt y M. T. Iqbal, 2005:** "Life cycle analysis of wind-fuel cell integrated system", en *Renewable Energy*, vol. 30, núm. 2, págs. 157-177.
- Krewitt, W., P. Mayerhofer, R. Friedrich, A. Truckenmüller, T. Heck, A. Gressmann, F. Raptis, F. Kaspar, J. Sachau, K. Rennings, J. Diekmann y B. Praetorius, 1997:** *ExternE National Implementation in Germany*, Stuttgart, Alemania, Universidad de Stuttgart, 189 págs.
- Kuemmel, B. y B. Sørensen, 1997:** *Life-cycle Analysis of the Total Danish Energy System*, Roskilde, Dinamarca, Departamento de estudios de matemáticas y física y su funcionamiento en la enseñanza, la investigación y las aplicaciones (IMFUFA), Roskilde Universitetscenter, 219 págs.
- Lee, Y. M. y Y. E. Tzeng, 2008:** "Development and life-cycle inventory analysis of wind energy in Taiwan", en *Journal of Energy Engineering*, vol. 134, núm. 2, págs. 53-57.
- Lenzen, M. y U. Wachsmann, 2004:** "Wind turbines in Brazil and Germany: An example of geographical variability in life-cycle assessment", en *Applied Energy*, vol. 77, núm. 2, págs. 119-130.
- Liberman, E. J., 2003:** *A Life Cycle Assessment and Economic Analysis of Wind Turbines Using Monte Carlo Simulation*, tesis de maestría, Base de la Fuerza Aérea de Wright-Patterson, Ohio, Estados Unidos de América, Instituto de tecnología de la Fuerza Aérea, 162 págs.
- Martinez, E., F. Sanz, S. Pellegrini, E. Jiménez y J. Blanco, 2009:** "Life-cycle assessment of a 2-MW rated power wind turbine: CML method", en *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 14, núm. 1, págs. 52-63.
- McCulloch, M., M. Reynolds y M. Laurie, 2000:** *Life-Cycle Value Assessment of a Wind Turbine*, Drayton Valley, Alberta, Canadá, The Pembina Institute, 14 págs.
- Nadal, G., 1995:** "Life cycle direct and indirect pollution associated with PV and wind energy systems", en *Congreso Mundial Solar de 1995 de la Asociación Interacional*

- de *Energía Solar*, Harare, Zimbabwe, 11 a 15 de septiembre de 1995, Fundación Bariloche, publicación MADE-1995/08, 39 págs.
- Pacca, S. A., 2003:** *Global Warming Effect Applied to Electricity Generation Technologies*, tesis doctoral, Berkeley, California, Estados Unidos de América, Universidad de California, 191 págs.
- Pacca, S. A. y A. Horvath, 2002:** "Greenhouse gas emissions from building and operating electric power plants in the upper Colorado River Basin", en *Environmental Science & Technology*, vol. 36, núm. 14, págs. 3194-3200.
- Pehnt, M., 2006:** "Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies", en *Renewable Energy*, vol. 31, núm. 1, págs. 55-71.
- Pehnt, M., M. Oeser y D. J. Swider, 2008:** "Consequential environmental system analysis of expected offshore wind electricity production in Germany", en *Energy*, vol. 33, núm. 5, págs. 747-759.
- Proops, J. L. R., P. W. Gay, S. Speck y T. Schröder, 1996:** "The lifetime pollution implications of various types of electricity generation. An input-output analysis", en *Energy Policy*, vol. 24, núm. 3, págs. 229-237.
- Rule, B. M., Z. J. Worth y C. A. Boyle, 2009:** "Comparison of life cycle carbon dioxide emissions and embodied energy in four renewable electricity generation technologies in New Zealand", en *Environmental Science & Technology*, vol. 43, núm. 16, págs. 6406-6413.
- Rydh, J., M. Jonsson y P. Lindahl, 2004:** *Replacement of Old Wind Turbines Assessed from Energy, Environmental and Economic Perspectives*, Kalmar, Suecia, Universidad de Kalmar, Departamento de Tecnología, 33 págs.
- Saskatchewan Energy Conservation and Development Authority, 1994:** *Levelized Cost and Full Fuel Cycle Environmental Impacts of Saskatchewan's Electric Supply Options*, Saskatoon, Saskatchewan, Canadá, Publicación de la SECD A n° T800-94-004, 205 págs.
- Schleisner, L., 2000:** "Life cycle assessment of a wind farm and related externalities", en *Renewable Energy*, vol. 20, núm. 3, págs. 279-288.
- Spitzley, D. V. y G. A. Keoleian, 2005:** *Life Cycle Environmental and Economic Assessment of Willow Biomass Electricity: A Comparison with Other Renewable and Non-renewable Sources*, Ann Arbor, Michigan, Estados Unidos de América, Universidad de Michigan, Centro para sistemas sostenibles, informe n° CSS04-05R, 69 págs.
- Tremeac, B. y F. Meunier, 2009:** "Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines", en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, núm. 8, págs. 2104-2110.
- Uchiyama, Y., 1997:** "Life cycle analysis of photovoltaic cell and wind power plants", en *Reunión del Grupo asesor del OIEA sobre emisiones de gases de efecto invernadero a partir de la cadena completa de energía para la solar y la eólica*, Viena, Austria, 21 a 24 de octubre de 1996, Organismo Internacional de Energía Atómica, págs. 111-122.
- van de Vate, J. F., 1996:** "Comparison of the greenhouse gas emissions from the full energy chains of solar and wind power generation", en *Reunión del Grupo asesor del OIEA organizada en la Sede*, Viena, Austria, 21 a 24 de octubre de 1996, Organismo Internacional de Energía Atómica, 13 págs.
- Vattenfall, 2003:** *Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Vattenfall AB's Swedish Windpower Plants*, Estocolmo, Suecia, Vattenfall, 31 págs.
- Vattenfall, 2010:** *Vattenfall Wind Power Certified Environmental Product Declaration EPD of Electricity from Vattenfall's Wind Farms*, Estocolmo, Suecia, Vattenfall Wind Power, 51 págs.
- Vestas Wind Systems A/S, 2006:** *Life Cycle Assessment of Electricity Produced from Onshore Sited Wind Power Plants Based on Vestas V82-1.65 MW turbines*, Randers, Dinamarca, Vestas, 77 págs.
- Vestas Wind Systems A/S, 2006:** *Life Cycle Assessment of Offshore and Onshore Sited Wind Power Plants Based on Vestas V90-3.0 MW Turbines*, Randers, Dinamarca, Vestas, 60 págs.
- Voorspools, K. R., E. A. Brouwers y W. D. D'Haeseleer, 2000:** "Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' power plants: Results for the Low Countries", en *Applied Energy*, vol. 67, núm. 3, págs. 307-330.
- Waters, T. M., R. Forrest y D. C. McConnell, 1997:** "Life-cycle assessment of wind energy: A case study based on Baix Ebre Windfarm, Spain", en *Wind Energy Conversion 1997: Proceedings of the Nineteenth BWEA Wind Energy Conference*, 16 a 18 de julio de 1997, R. Hunter (ed.), Edinburgo, Reino Unido, Mechanical Engineering Publications Limited, Universidad Heriot-Watt, págs. 231-238.
- Weinzettel, J., M. Reenaas, C. Solli y E. G. Hertwich, 2009:** "Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine", en *Renewable Energy*, vol. 34, núm. 3, págs. 742-747.
- White, S., 2006:** "Net energy payback and CO₂ emissions from three Midwestern wind farms: An update", en *Natural Resources Research*, vol. 15, núm. 4, págs. 271-281.
- White, S. W. y G. L. Kulcinski, 1998:** *Net Energy Payback y CO₂ Emissions from Wind-Generated Electricity in the Midwest*, Madison, Wisconsin, Estados Unidos de América, Universidad de Wisconsin, documento UWFD-1092, 72 págs.
- White, S. W. y G. L. Kulcinski, 1999:** *'Birth to Death' Analysis of the Energy Payback Ratio and CO₂ Gas Emission Rates from Coal, Fission, Wind, and DT Fusion Power Plants*, Madison, Wisconsin, Estados Unidos de América, Universidad de Wisconsin, 17 págs.
- Wibberley, L., 2001:** *Coal in a Sustainable Society*, Brisbane, Queensland, Australia, Programa de investigación de la Asociación australiana de productores de carbón (ACARP).

A.II.5.3 Examen del uso funcional del agua para las tecnologías de producción de electricidad

Este panorama describe los métodos de un examen completo de las estimaciones publicadas de la extracción funcional del agua y la intensidad de su consumo por parte de las tecnologías de producción de electricidad. Los resultados se debaten en la sección 9.3.4.4 y aparecen en la figura 9.14.

A.II.5.3.1 Metodología del examen

Se examinó la bibliografía relativa al consumo y la extracción de agua del ciclo de vida para las tecnologías de producción de electricidad pero, debido a la falta de calidad de los datos y a su reducido número, el examen se concentró exclusivamente en el uso funcional del agua. La bibliografía sobre el ciclo de vida considerada aquí se refiere a estudios que pasaron las pruebas empleadas en el presente informe para examinar las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida resultantes de las tecnologías de producción de electricidad (véase A.II.5.2). El agua usada previamente para los cultivos energéticos destinados a biocombustibles no es objeto de esta sección.

Este examen no alteró (salvo para la conversión de unidades) ni verificó la exactitud de las estimaciones del uso del agua publicadas en los estudios que satisficieron los criterios de prueba. Además, dado que las estimaciones se reprodujeron tal como habían sido publicadas, es lógico que haya una falta de coherencia considerable, lo que limita la comparabilidad. Se hicieron algunos intentos por revisar la bibliografía relativa al uso funcional del agua para las tecnologías de producción de electricidad, aunque todos ellos se limitaron en su alcance a las tecnologías o bien a la bibliografía primaria considerada (Gleick, 1993; Inhaber, 2004; NETL, 2007a, b; WRA, 2008; Fthenakis y Kim, 2010). Por tanto, este examen presenta el contenido del presente informe de una forma única en su género.

Recopilación de la bibliografía

La determinación de la bibliografía pertinente comenzó con una biblioteca central de referencias de que ya disponían los investigadores, seguida por una búsqueda en las principales bases de datos bibliográficas usando una serie de algoritmos de búsqueda y combinaciones de palabras clave, y examinando luego la lista de referencias de cada referencia copiada. Todas las publicaciones recopiladas se sumaron a la base de datos bibliográfica. Los métodos de acopio bibliográficos descritos aquí se aplican a todas las clases de tecnologías de producción de electricidad examinadas en el presente informe.

Escrutinio de la bibliografía

Las referencias recopiladas fueron objeto de un escrutinio independiente para seleccionar aquellas que satisfacían los criterios de calidad y pertinencia. Los estudios sobre el uso funcional del agua tenían que estar redactados en inglés, referirse a ese uso en instalaciones ubicadas en América del Norte, brindar suficiente información para calcular un factor de intensidad del uso del agua (en metros cúbicos por megavatio/hora producido), realizar estimaciones del consumo del agua que no duplicaran otras publicadas previamente y figurar en uno de los siguientes formatos: artículo de revista, actas de conferencias o informe (elaborado por organismos gubernamentales, organizaciones no gubernamentales, instituciones internacionales o corporaciones). Se consideraron igualmente las estimaciones sobre la intensidad media nacional con respecto al uso del agua para tecnologías específicas, las estimaciones del uso del agua para el funcionamiento de las centrales existentes y las estimaciones derivadas de los experimentos en laboratorios. Dada la escasez de estimaciones disponibles sobre el consumo de agua para las tecnologías de producción de electricidad y el hecho de que las estimaciones publicadas se usan ya en el contexto de políticas, no se hicieron pruebas adicionales sobre la calidad o la exhaustividad de esos datos.

Análisis de las estimaciones

Se clasificaron las estimaciones por tecnologías de combustibles y sistemas de refrigeración. Se sumaron ciertos tipos de tecnologías de combustibles y de sistemas de refrigeración para facilitar el análisis. La energía solar por concentración incluye tanto los sistemas de parabólicas como los de torres de energía. La nuclear incluye los reactores de agua a presión y los de agua hirviendo. El carbón incluye las tecnologías subcríticas y supercríticas. Para las tecnologías de refrigeración por recirculación no se hace diferencia entre los sistemas de torres de refrigeración por corrientes de aire naturales o mecánicas. Del mismo modo, todos los sistemas refrigerados con estanques se tratan de la misma manera. Se convirtieron las estimaciones a la unidad funcional común de metros cúbicos por megavatios/hora producidos. Esta conversión se efectuó sin usar hipótesis exógenas; si hacía falta alguna, se excluía dicha estimación.

A.II.5.3.2 Lista de referencias

- CEC, 2008:** *2007 Environmental Performance Report of California's Electrical Generation System*, último informe de personal, California, Estados Unidos de América, California Energy Commission (CEC).
- Cohen, G., D. W. Kearney, C. Drive, D. Mar y G. J. Kolb, 1999:** *Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Plants*, Albuquerque, Nuevo México, Estados Unidos de América, Sandia National Laboratories, informe técnico SAND99-1290, DOI:10.2172/8378.
- Dziegielewski, B. y T. Bik, 2006:** *Water Use Benchmarks for Thermoelectric Power Generation*, Carbondale, Illinois, Estados Unidos de América, informe de investigación del Departamento de Geografía y Recursos Ambientales, Universidad de Southern Illinois.
- EPRI, 2002:** *Water and sustainability (Volume 2): an assessment of water demand, supply, and quality in the U.S.-the next half century*, Palo Alto, California, Estados Unidos de América, Electric Power Research Institute (EPRI), informe técnico 1006785.
- EPRI y US DOE, 1997:** *Renewable Energy Technology Characterizations*, Palo Alto, California y Washington, D.C., Estados Unidos de América, Electric Power Research Institute (EPRI) y Departamento de Energía (DOE), informe temático EPRI n° 109496.
- Feeley, T. J., L. Green, J. T. Murphy, J. Hoffmann y B. A. Carney, 2005:** *Department of Energy / Office of Fossil Energy's Power Plant Water Management R & D Program*, Pittsburgh, Pennsylvania, Estados Unidos de América, National Energy Technology Laboratory (NETL), 18 págs. Disponible en: www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/pubs/IEP_Power_Plant_Water_R%26D_Final_1.pdf
- Feeley, T. J., T. J. Skone, G. J. Stiegel, A. Mcnemar, M. Nemeth, B. Schimmoller, J. T. Murphy y L. Manfredo, 2008:** "Water: A critical resource in the thermoelectric power industry", en *Energy*, vol. 33, págs. 1-11.
- Fthenakis, V. y H. C. Kim, 2010:** "Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation", en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, págs. 2039-2048.
- Gleick, P., 1992:** "Environmental consequences of hydroelectric development: The role of facility size and type", en *Energy*, vol. 17, núm. 8, págs. 735-747.
- Gleick, P., 1993:** *Water in Crisis: A Guide to the World's Fresh Water Resources*, Nueva York, Nueva York, Estados Unidos de América, Oxford University Press.
- Hoffmann, J., S. Forbes y T. Feeley, 2004:** *Estimating Freshwater Needs to Meet 2025 Electricity Generating Capacity Forecasts*, Pennsylvania, Estados Unidos de América, National Energy Technology Laboratory Pittsburgh, 12 págs. Disponible en: www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/pubs/Estimating%20Freshwater%20Needs%20to%202025.pdf.
- Inhaber, H., 2004:** "Water use in renewable and conventional electricity production", en *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 26, págs. 309-322, DOI:10.1080/00908310490266698.
- Kelly, B., 2006:** *Nexant Parabolic Trough Solar Power Plant Systems Analysis-Task 2 : Comparison of Wet and Dry Rankine Cycle Heat Rejection*, informe del subcontratista NREL/SR-550-40163, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en: www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/40163.pdf.
- Leitner, A., 2002:** *Fuel from the Sky: Solar Power's Potential for Western Energy Supply*, informe del subcontratista NREL/SR 550-32160, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en: www.nrel.gov/csp/pdfs/32160.pdf.
- Mann, M. y P. Spath, 1997:** *Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle System*, informe técnico TP-430-23076, Golden, Colorado, Estados Unidos de América National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en: www.nrel.gov/docs/legosti/fy98/23076.pdf.
- Meridian, 1989:** *Energy System Emissions and Material Requirements*, Washington, D.C., Estados Unidos de América, Meridian Corporation. Informe para el Departamento de Energía (DOE).
- NETL, 2007:** *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants-Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity Final Report*, documento DOE/NETL-2007/1281, Pittsburgh, Pennsylvania, Estados Unidos de América, National Energy Technology Laboratory (NETL). Disponible en www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/BitBase_FinRep_2007.pdf.
- NETL, 2007:** *Power Plant Water EE.UUge and Loss Study. 2007 Update*, Pittsburgh, Pennsylvania, Estados Unidos de América, National Energy Technology Laboratory (NETL).

Disponible en: www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/pdf/WaterReport_Revised%20May2007.pdf.

NETL, 2009: *Estimating Freshwater Needs to Meet Future Thermolectric Generation Requirements*, documento DOE/NETL-400/2009/1339, Pittsburgh, Pennsylvania, Estados Unidos de América, National Energy Technology Laboratory (NETL). Disponible en: www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/2009%20Water%20Needs%20Analysis%20-%20Final%20%289-30-2009%29.pdf.

NETL, 2009: *Existing Plants, Emissions and Capture – Setting Water-Energy R&D Program Goals*, documento DOE/NETL-2009/1372, Pittsburgh, Pennsylvania, Estados Unidos de América, National Energy Technology Laboratory (NETL). Disponible en: www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/water/pdfs/EPEC%20water-energy%20R%26D%20goal%20update%20v.1%20may09.pdf.

Sargent&Lundy, 2003: *Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*, documento NREL/SR-550-34440, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en: www.nrel.gov/docs/fy04osti/34440.pdf.

Stoddard, L., J. Abiecunas y R. O. Connell, 2006: *Economic, Energy, and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California*, documento NREL/SR-550-39291, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en: www.nrel.gov/docs/fy06osti/39291.pdf.

Torcellini, P., N. Long y R. Judkoff, 2003: *Consumptive Water Use for U.S. Power Production*, informe técnico TP-550-33905, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en: www.nrel.gov/docs/fy04osti/33905.pdf.

Turchi, C., M. Wagner y C. Kutscher, 2010: *Water Use in Parabolic Trough Power Plants: Summary Results from WorleyParsons' Analyses*, documento NRELTP-5500-49468, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, National Renewable Energy Laboratory (NREL). Disponible en: www.nrel.gov/docs/fy11osti/49468.pdf.

US DOE, 2009: *Concentrating Solar Power Commercial Application Study: Reducing Water Consumption of Concentrating Solar Power Electricity Generation*, Informe para el Congreso, Washington, D.C., Estados Unidos de América, Departamento de Energía (DOE).

Viebahn, P., S. Kronshage, F. Trieb y Y. Lechon, 2008: *Final Report on Technical Data, Costs, and Life Cycle Inventories of Solar Thermal Power Plants*, proyecto 502687, Bruselas, Bélgica, Proyecto NEEDS (Novedades sobre las externalidades energéticas para la sostenibilidad), 95 págs. Disponible en: www.needs-project.org/RS1a/RS1a%20D12.2%20Final%20report%20concentrating%20solar%20thermal%20power%20plants.pdf.

WorleyParsons, 2009: *Analysis of Wet and Dry Condensing 125 MW Parabolic Trough Power Plants*, informe WorleyParsons n° NREL-2-ME-REP-0002-R0, North Sydney, Australia, WorleyParsons Group.

WorleyParsons, 2009: *Beacon Solar Energy Project Dry Cooling Evaluation*, informe WorleyParsons n° FPLS-0-LI-450-0001, North Sydney, Australia, WorleyParsons Group.

WorleyParsons, 2010: *Material Input for Life Cycle Assessment Task 5 Subtask 2: O&M Schedules*. informe WorleyParsons n° NREL-0-LS-019-0005, North Sydney, Australia, WorleyParsons Group.

WorleyParsons, 2010: *Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model*, North Sydney, Australia, WorleyParsons Group.

WRA, 2008: *A Sustainable Path: Meeting Nevada's Water and Energy Demands*, Boulder, Colorado, Estados Unidos de América, Western Resource Advocates (WRA), 43 págs. Disponible en: www.westernresourceadvocates.org/water/NVenergy-waterreport.pdf.

Yang, X. y B. Dziegielewski, 2007: "Water use by thermoelectric power plants in the United States", en *Journal of the American Water Resources Association*, vol. 43, págs. 160-169.

A.II.5.4 Análisis del riesgo

Esta sección presenta los métodos aplicados para la evaluación de los peligros y riesgos de las tecnologías energéticas abordadas en la sección 9.3.4.7 y agrega referencias e hipótesis centrales (cuadro A.II.5).

Existe una gran variedad de definiciones del término riesgo, dependiendo del ámbito de aplicación y del objeto de estudio (Haimes, 2009). En ingeniería y ciencias naturales se suele definir el riesgo en forma cuantitativa: riesgo (R) = probabilidad (p) × consecuencia (C). Esta definición no incluye factores subjetivos de la percepción del riesgo y la forma de evitarlo, lo que puede influir en el proceso decisorio, o sea, los interesados quizás tengan que llegar a un compromiso entre los factores de riesgo cuantitativos y cualitativos (Gregory y Lichtenstein, 1994; Stirling, 1999). El análisis del riesgo se complica aún más cuando algunos riesgos exceden en mucho los niveles habituales, es decir, cuando plantean un reto para la sociedad (WBGU, 2000). Por ejemplo, Renn y otros (2001) dividen los riesgos en tres categorías o áreas, a saber: 1) el área normal que se puede controlar con las operaciones de rutina y las leyes y reglamentaciones existentes, 2) el área intermedia, y 3) el área intolerable (área de autorización). Kristensen y otros (2006) proponen una clasificación modificada para mejorar la caracterización del riesgo. Recientemente han sido objeto de atención aspectos adicionales como la protección de las infraestructuras críticas, los sistemas complejos interrelacionados y lo que se ha dado en llamar "todo lo que no sabemos que no sabemos" (Samson y otros, 2009; Aven y Zio, 2011; Elahi, 2011).

La evaluación de los "peligros y riesgos" de diversas tecnologías energéticas como se presenta en la sección 9.3.4.7 se basa en el enfoque de la evaluación de riesgo comparativa que fue establecida en el Instituto Paul Scherrer (PSI) desde el decenio de 1990⁴, cuyo centro es la base de datos sobre accidentes graves relacionados con la energía (ENSAD) (Hirschberg y otros, 1998, 2003a; Burgherr y otros, 2004, 2008; Burgherr y Hirschberg, 2005). Es esencial considerar las cadenas energéticas completas porque un accidente puede ocurrir en cualquier etapa de la cadena, desde la exploración, la extracción, el procesamiento y el almacenamiento, el transporte de larga distancia, la distribución local y regional, la generación de electricidad y/o calor, el tratamiento de residuos hasta su eliminación. Sin embargo, no todas estas etapas se aplican a cada cadena. Para las cadenas de energías fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y la energía hidroeléctrica, en la ENSAD se dispone de mucha experiencia histórica para el período de 1970 a 2008. En el caso de la energía nuclear, se utiliza la evaluación probabilística de la seguridad (EPS) para ocuparse de los posibles accidentes (Hirschberg y otros, 2004a). Por el contrario, la consideración de las tecnologías energéticas renovables distintas de la hidroeléctrica se basa en las estadísticas disponibles sobre accidentes, las revisiones de la bibliografía y los dictámenes de expertos debido a la poca o nula experiencia histórica. Cabe señalar que los análisis disponibles tienen un alcance limitado y que no incluyen modelos de probabilidades sobre posibles accidentes. Esto puede afectar especialmente los resultados para la energía fotovoltaica solar.

⁴ En un reciente estudio, Felder (2009) comparaba la base de datos ENSAD con otra compilación de accidentes energéticos (Sovacool, 2008a). A pesar de las numerosas diferencias, parcialmente sustanciales, entre los dos conjuntos de datos, se observaron varios resultados interesantes con respecto a los aspectos de metodología y política. Sin embargo, el estudio se basó en la primera comunicación oficial de la ENSAD (Hirschberg y otros, 1998), y por ello no tuvo en cuenta todas las actualizaciones y ampliaciones subsiguientes. Otro estudio de Colli y otros (2009) utilizó un enfoque ligeramente diferente al usar un conjunto bastante amplio de los llamados indicadores de caracterización de riesgo aunque la prueba concreta con los ejemplos ilustrativos se basaba en los datos de la ENSAD.

En la bibliografía no hay consenso sobre la definición del término “accidente grave”. En la base de datos ENSAD del PSI se considera que un accidente es grave cuando acarrea una o más de las siguientes consecuencias:

- por lo menos 5 muertos; o
- por lo menos 10 heridos; o
- por lo menos 200 evacuados; o
- una prohibición generalizada del consumo de uno o varios alimentos; o
- la liberación de hidrocarburos que supere las 10.000 toneladas métricas; o
- la limpieza obligatoria del suelo y el agua en una zona de al menos 25 km²; o
- pérdidas económicas de al menos 5 millones de dólares del 2000 (USD₂₀₀₀).

Para las grandes tecnologías energéticas centralizadas se dan los resultados de los tres grandes países sumados, a saber: los países miembros de la OCDE, los países no miembros de la OCDE y los 27 Estados de la Unión Europea (EU 27). Esta distinción es significativa debido a las diferencias sustanciales a nivel de gestión, marco regulatorio y respeto de las normas de seguridad entre los países muy industrializados (OCDE y UE) y los menos adelantados que no pertenecen a la OCDE (Burgherr y Hirschberg, 2008). Para China sólo se analizaron los datos para la cadena del carbón entre 1994 y 1999, período para el cual se dispone de información relativa a cada accidente en el anuario de la industria carbonífera (China Coal Industry Yearbook, CCIY), donde se aclara que en los años anteriores se dieron a conocer muy pocos accidentes de todos los ocurridos (Hirschberg y otros, 2003a, b). De 2000 a 2009 en el CCIY figuran únicamente los totales anuales de las víctimas mortales, motivo por el cual no están combinados con los datos del período precedente. Para las tecnologías de energías renovables, excepto la hidroeléctrica, las estimaciones pueden considerarse representativas para los países desarrollados (OCDE y UE).

Las comparaciones entre las distintas cadenas energéticas se basaron en datos normalizados para la unidad de producción de electricidad. Para las cadenas de energía fósil, la térmica se convirtió a un resultado eléctrico equivalente utilizando un factor de eficiencia genérica de 0,35. Para la nuclear, la hidroeléctrica y las nuevas tecnologías renovables la normalización se hizo directamente, ya que el producto generado es la energía eléctrica. Se eligió el gigavatio de electricidad por año (GW_{yr}) porque las grandes centrales independientes tienen una capacidad de alrededor de 1 GW de producción eléctrica (GW_e). Esto hace que el gigavatio de electricidad por año sea la unidad natural utilizada cuando se presentan los indicadores normalizados resultantes de las evaluaciones tecnológicas.

A.II.6 Definiciones regionales y grupos de países

El Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático del IPCC usa las siguientes definiciones regionales y grupos de países, en gran medida basadas en las definiciones del informe *World Energy Outlook 2009* (AIE, 2009). Los nombres de los grupos y las definiciones varían en las publicaciones existentes y, en algunos casos, en el Informe pueden encontrarse ligeras diferencias con respecto a la norma que figura a continua-

ción. Las variaciones de los nombres de grupos que se usan en el Informe figuran entre paréntesis.

África

Angola, Argelia, Benin, Bostwana, Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, Camerún, Chad, Comoras, Congo, Côte d'Ivoire, Djibouti, Egipto, Eritrea, Etiopía, Gabón, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea Bissau, Guinea Ecuatorial, Kenya, Lesotho, Liberia, Libia, Madagascar, Malawi, Malí, Marruecos, Mauricio, Mauritania, Mozambique, Namibia, Níger, Nigeria, República Centroafricana, República Democrática del Congo, República Unida de Tanzania, Reunión, Rwanda, Santo Tomé y Príncipe, Senegal, Seychelles, Sierra Leona, Somalia, Sudáfrica, Sudán, Swazilandia, Togo, Túnez, Uganda, Zambia y Zimbabwe.

Anexo I Partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

Alemania, Australia, Austria, Belarús, Bélgica, Bulgaria, Canadá, Croacia, Dinamarca, Eslovenia, España, Estados Unidos de América, Estonia, Federación de Rusia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Letonia, Liechtenstein, Lituania, Luxemburgo, Mónaco, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, República Eslovaca, Rumania, Suecia, Suiza, Turquía y Ucrania.

Europa Oriental/Eurasia (llamadas también a veces “Economías en transición”)

Albania, Armenia, Azerbaiyán, Belarús, Bosnia y Herzegovina, Bulgaria, Croacia, Estonia, Eslovenia, ex República Yugoslava de Macedonia, Federación de Rusia, Georgia, Kazajstán, Kirguistán, Letonia, Lituania, República de Moldova, Rumania, Serbia, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania y Uzbekistán. Por motivos estadísticos, esta región incluye también a Chipre, Gibraltar y Malta.

Unión Europea

Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Chipre, Dinamarca, Eslovenia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, República Eslovaca, Rumania y Suecia.

Grupo de los Ocho (G-8)

Alemania, Canadá, Estados Unidos de América, Federación de Rusia, Francia, Italia, Japón y Reino Unido.

América Latina

Antigua y Barbuda, Antillas Neerlandesas, Argentina, Aruba, Bahamas, Barbados, Belice, Bermudas, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Dominica, Ecuador, El Salvador, Estado Plurinacional de Bolivia, Granada, Guadeloupe, Guatemala, Guayana Francesa, Guyana, Haití, Honduras, Islas Caimán, Islas Malvinas, Islas Turcas y Caicos, Islas Vírgenes Británicas, Jamaica, Martinica, Montserrat, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Bolivariana de Venezuela, República Dominicana, Saint-Pierre y Miquelon, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas, Saint Kitts y Nevis, Suriname, Trinidad y Tabago y Uruguay.

Cuadro A.II.5 | Panorama de las fuentes de datos y las hipótesis para el cálculo de las tasas de letalidad y las máximas consecuencias

Carbón
<ul style="list-style-type: none"> Base de datos ENSAD en el PSI; accidentes graves (≥ 5 muertos)¹. OCDE: 1970-2008; 86 accidentes; 2.239 muertos. UE 27: 1970-2008; 45 accidentes; 989 muertos. No miembros de la OCDE sin China: 1970-2008; 163 accidentes; 5.808 muertos (Burgherr y otros, 2011). Estudios anteriores: Hirschberg y otros (1998); Burgherr y otros (2004, 2008). China (1994-1999): 818 accidentes; 11.302 muertos (Hirschberg y otros, 2003a; Burgherr y Hirschberg, 2007). China (2000-2009): a título de comparación, en el período entre 2000 y 2009 las muertes se calcularon en función de los datos comunicados por el organismo chino encargado de la seguridad laboral (SATW por sus siglas en inglés)². Los valores anuales suministrados por el SATW corresponden a las muertes totales (accidentes graves y menores). Así pues, para el cálculo de la tasa de letalidad se partió del supuesto de que las muertes por accidentes graves correspondían al 30% del total de víctimas mortales, como se encontró en el Programa de tecnología energética de China (Hirschberg y otros, 2003a; Burgherr y Hirschberg, 2007). Tasa de letalidad china (2000-2009) = 3,14 muertos/GW_eaño.
Petróleo
<ul style="list-style-type: none"> Base de datos ENSAD en el PSI; accidentes graves (≥ 5 muertos)¹. OCDE: 1970-2008; 179 accidentes; 3.383 muertos. UE 27: 1970-2008; 64 accidentes; 1.236 muertos. No miembros de la OCDE: 1970-2008; 351 accidentes; 19.376 muertos (Burgherr y otros, 2011). Estudios anteriores: Hirschberg y otros (1998); Burgherr y otros (2004, 2008).
Gas natural
<ul style="list-style-type: none"> Base de datos ENSAD en el PSI; accidentes graves (≥ 5 muertos)¹. OCDE: 1970-2008; 109 accidentes; 1.257 muertos. UE 27: 1970-2008; 37 accidentes; 366 muertos. No miembros de la OCDE: 1970-2008; 77 accidentes; 1.549 muertos (Burgherr y otros, 2011). Estudios previos: Hirschberg y otros (1998); Burgherr y otros (2004, 2008); Burgherr y Hirschberg (2005).
Nuclear
<ul style="list-style-type: none"> Generación II (Gen. II) – Reactor de agua a presión, Suiza; evaluación probabilística de la seguridad (EPS) simplificada (Roth y otros, 2009). Generación III (Gen. III) - Reactor de agua a presión europeo (EPR) 2030, Suiza; EPS simplificada (Roth y otros, 2009). Los resultados disponibles para el EPR indican tasas de mortalidad significativamente inferiores (mortalidad temprana (EF): 3,83E-07 muertes/ GW_eyr; mortalidad latente (LF): 1,03E-05 muertes/GW_eyr; muertes totales (TF): 1,07E-05 muertes/GW_eyr) gracias a toda una gama de características avanzadas, especialmente con respecto a los sistemas activos y pasivos de gestión de accidentes graves (SAM). Sin embargo, las consecuencias máximas de posibles accidentes pueden aumentar (aprox. 48.800 muertos) debido al mayor tamaño de las centrales (1.600 MW) y a la existencia de más material radioactivo asociado a ellas. En caso de accidente grave en la cadena nuclear, las muertes inmediatas o las primeras víctimas mortales (casos agudos) revisten menor importancia y corresponden a las que ocurren en un lapso de tiempo breve después de la exposición a la radioactividad, mientras que las muertes latentes (crónicas) causadas por cáncer predominan entre las víctimas mortales totales (Hirschberg y otros, 1998). Por ende, las estimaciones anteriores para Gen. II y III incluyen las muertes inmediatas y latentes. Three Mile Island 2 (TMI-2): El accidente de TMI-2 fue el resultado de fallos del equipo combinados con errores humanos. Debido a la escasa cantidad de radioactividad liberada la dosis colectiva efectiva estimada para la población fue de unos 40 sieverts (Sv) por persona. Las dosis individuales fueron extremadamente bajas: <1 mSv en el peor de los casos. Basándose en la dosis colectiva se estimó que habría una muerte adicional por cáncer entre la población. Sin embargo, fueron evacuadas 144.000 personas de la zona aledaña a la central. Para más información, véanse Hirschberg y otros (1998). Chernóbil: 31 muertes inmediatas; entre 9.000 y 33.000 muertes latentes estimadas según la EPS (Hirschberg y otros, 1998). Las estimaciones del PSI para Chernóbil con respecto a las muertes latentes van de unas 9.000 para Ucrania, Rusia y Belarús a cerca de 33.000 para todo el hemisferio norte en los próximos 70 años (Hirschberg y otros, 1998). Según un estudio reciente efectuado por varias organizaciones de las Naciones Unidas, podrían morir hasta 4.000 personas debido a la exposición a la radiación en las zonas más contaminadas (Chernobyl Forum, 2005). Esta estimación es sustancialmente inferior al límite superior del intervalo del PSI que, no obstante, no se restringió a las zonas más contaminadas.
Hidroeléctrica
<ul style="list-style-type: none"> Base de datos ENSAD en el PSI; accidentes graves (≥ 5 muertos)¹. OCDE: 1970-2008; 1 accidente; 14 muertos (Ruptura de la represa Teton, Estados Unidos de América, 1976). UE 27: 1970-2008; 1 accidente; 116 muertos (ruptura de la represa Belci, Rumania, 1991) (Burgherr y otros, 2011). Basadas en un modelo teórico, las consecuencias máximas de la ruptura total de una gran represa suiza provocarían entre 7.125 y 11.050 muertes sin alerta previa, pero podrían reducirse de 2 a 27 víctimas mortales con 2 horas de preaviso (Burgherr y Hirschberg, 2005, y referencias conexas). No miembros de la OCDE: 1970-2008; 12 accidentes; 30.007 muertos. No miembros de la OCDE sin Banqiao/Shimantan 1970-2008; 11 accidentes; 4.007 muertos; excluyendo el mayor accidente ocurrido en China (ruptura de la represa de Banqiao/Shimantan, 1975) (Burgherr y otros, 2011). Estudios anteriores: Hirschberg y otros (1998); Burgherr y otros (2004, 2008).
Fotovoltaica
<ul style="list-style-type: none"> Las estimaciones actuales incluyen sólo las tecnologías de silicio (Si) ponderadas por sus cuotas de mercado de 2008, o sea, 86% para c-Si y 5,1% para a-Si/u-Si. El análisis abarca los riesgos de las sustancias peligrosas seleccionadas (cloro, ácido hidroclorhídrico, silano y triclorosilano) relevantes en el ciclo de vida fotovoltaico del Si. Los datos de accidentes fueron recopilados para los EE.UU. (donde hay una buena cobertura) entre los años 2000 a 2008 para cerciorarse de que las estimaciones fueran representativas de las tecnologías actualmente operativas. Fuentes de bases de datos: Emergency Response Notification System, Risk Management Plan, Major Hazard Incident Data Service, Major Accidents Reporting System, Analysis Research and Information on Accidents y Occupational Safety and Health Update. Ya que los accidentes compilados no sólo se referían al sector fotovoltaico, se estimó el porcentaje de muertes reales debidas al mismo en función de las cantidades de sustancias antes mencionadas y presentes en dicho sector como porcentaje de su producción total en EE.UU, al igual que los datos procedentes de la base de datosecoinvent.

Fotovoltaica

- Las muertes acumuladas, resultantes de esas cuatro sustancias, se normalizaron luego a la unidad de producción de energía utilizando un factor de carga genérico del 10% (Burgherr y otros, 2008).
- Se supone que 1 de cada 100 accidentes es grave³.
- Estimación actual de la tasa de letalidad: Burgherr y otros (2011).
- Las consecuencias máximas corresponden a un dictamen de expertos debido a la limitada experiencia histórica (Burgherr y otros, 2008).
- Estudios anteriores: Hirschberg y otros (2004b); Burgherr y otros (2008); Roth y otros (2009).
- Otros estudios: Ungers y otros (1982); Fthenakis y otros (2006); Fthenakis y Kim (2010).

Eólica

En tierra:

- Fuentes de datos: Windpower Death Database (Gipe, 2010) y Wind Turbine Accident Compilation (Caithness Windfarm Information Forum, 2010).
- Accidentes mortales en Alemania entre 1975 y 2010; 10 accidentes; 10 muertos; 3 accidentes de automóvil, donde el motivo invocado fue la distracción causada por el parque de aerogeneradores, fueron excluidos del análisis.
- Se supone que 1 de cada 100 accidentes es grave³.
- Estimación actual de la tasa de letalidad: Burgherr y otros (2011).
- Las consecuencias máximas corresponden a un dictamen de expertos debido a la limitada experiencia histórica (Roth y otros, 2009).
- Estudios anteriores: Hirschberg y otros (2004b).

Mar adentro:

- Fuentes de datos: véanse las instaladas en tierra.
- Hasta ahora hubo 2 accidentes mortales durante la fase de construcción en el Reino Unido (2009 y 2010) con 2 muertos y otros 2 accidentes mortales durante las actividades de investigación en los EE.UU. (2008) con otras 2 víctimas mortales.
- Para la estimación actual se usan sólo los accidentes británicos suponiendo un factor de carga genérico de 0,43 (Roth y otros, 2009) para la capacidad instalada actualmente de 1.340 MW (Renewable UK, 2010).
- Se supone que 1 de cada 100 accidentes es grave³.
- Estimación actual de la tasa de letalidad: Burgherr y otros (2011).
- Máximas consecuencias: véanse las instaladas en tierra.

Biomasa: Cogeneración con biogás

- Base de datos ENSAD en el PSI; accidentes graves (≥ 5 muertos)¹. Debido a la limitada experiencia histórica, la tasa de letalidad de la cogeneración con biogás se calculó aproximadamente usando los datos de accidentes del gas natural a partir de la cadena de distribución local.
- OCDE: 1970-2008; 24 accidentes; 260 muertos (Burgherr y otros, 2011).
- Las consecuencias máximas corresponden a un dictamen de expertos debido a la limitada experiencia histórica (Burgherr y otros, 2011).
- Estudios anteriores: Roth y otros (2009).

Sistemas geotérmicos mejorados

- Para calcular la tasa de letalidad se consideraron únicamente los accidentes de perforación de pozos. Debido a la limitada experiencia histórica, se utilizaron los accidentes de la cadena petrolera como una forma aproximada de cálculo debido a la similitud del equipo de perforación.
- Base de datos ENSAD en el PSI; accidentes graves (≥ 5 muertos)¹.
- OCDE: 1970-2008; exploración petrolera, 7 accidentes; 63 muertos (Burgherr, y otros 2011).
- Las consecuencias máximas corresponderían a un terremoto inducido, que sería potencialmente el más grave. Debido a la limitada experiencia histórica para el cálculo aproximativo se tomó el nivel superior de muertes del análisis del riesgo sísmico del proyecto SGM de Basilea en Suiza. (Dannwolf y Ulmer, 2009).
- Estudios anteriores: Roth y otros (2009).

Notas:

¹Las tasas de letalidad están normalizadas a la unidad de producción de energía en el total por país correspondiente. Las consecuencias máximas corresponden al accidente más mortífero ocurrido durante el período de observación.

²Los datos del SATW para los años 2000 a 2005 fueron comunicados en el boletín informativo China Labour News Flash No. 60 (2006-01-06) disponible en el sitio web www.china-labour.org.hk/en/node/19312 (consultado en diciembre de 2010). Los datos del SATW para los años 2006 a 2009 fueron publicados por Reuters y están disponibles en el sitio web www.reuters.com/article/idUSPEK206148 (2006), uk.reuters.com/article/idUKPEK32921920080112 (2007) y uk.reuters.com/article/idUKTOE61D00V20100214 (2008 and 2009) (todos consultados en diciembre de 2010).

³Por ejemplo, la tasa para el gas natural en Alemania es de 1 de cada 10 (Burgherr y Hirschberg, 2005) y para el carbón en China de cerca de 1 de cada 3 (Hirschberg y otros, 2003b).

Oriente Medio

Arabia Saudita, Bahrein, Emiratos Árabes Unidos, Iraq, Israel, Jordania, Kuwait, Líbano, Omán, Qatar, República Árabe Siria, República Islámica del Irán y Yemen. Incluye la zona neutral entre Arabia Saudita e Iraq.

Asia, países no miembros de la OCDE (llamada también a veces "Asia en desarrollo")

Afganistán, Bangladesh, Bhután, Brunei Darussalam, Camboya, China, Fiji, Filipinas, India, Indonesia, Islas Cook, Islas Salomón, Kiribati, República Popular Democrática Lao, Macao (China), Malasia, Maldivas, Mongolia, Myanmar, Nepal, Nueva Caledonia, Pakistán, Papua Nueva Guinea, Polinesia Francesa,

República Popular Democrática de Corea, Samoa, Singapur, Sri Lanka, Tailandia, Taipei (China), Timor-Leste, Tonga, Vanuatu y Viet Nam.

Norte de África

Argelia, Egipto, Jamahiriya Árabe Libia, Marruecos y Túnez.

OCDE – Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos

OCDE Europa, OCDE América del Norte y OCDE Pacífico, como figuran a continuación. Los países que se adhirieron a la OCDE en 2010 (Chile, Eslovenia, Estonia e Israel) no se han incluido en las estadísticas usadas en el presente informe.

OCDE Europa

Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Luxemburgo, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, República Eslovaca, Suecia, Suiza y Turquía.

OCDE América del Norte

Canadá, Estados Unidos de América y México.

OCDE Pacífico

Australia, Corea, Japón y Nueva Zelanda.

OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo)

Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Iraq, Libia, Kuwait, Nigeria, Qatar, República Bolivariana de Venezuela y República Islámica del Irán.

África Subsahariana

Grupo regional africano que excluye el grupo regional del Norte de África y Sudáfrica.

A.II.7 Factores generales de conversión para la energía

El cuadro A.II.6 proporciona los factores de conversión de toda una serie de unidades relacionadas con la energía.

Cuadro A.II.6 | Factores de conversión para unidades de energía (AIE, 2010b)

Para:	TJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
A partir de:	Multiplicar por:				
TJ	1	238,8	$2,388 \times 10^{-5}$	947,8	0,2778
Gcal	$4,1868 \times 10^{-3}$	1	10^{-7}	3,968	$1,163 \times 10^{-3}$
Mtoe	$4,1868 \times 10^4$	10^7	1	$3,968 \times 10^7$	11.630
MBtu	$1,0551 \times 10^{-3}$	0,252	$2,52 \times 10^{-8}$	1	$2,931 \times 10^{-4}$
GWh	3,6	860	$8,6 \times 10^{-5}$	3.412	1

Nota: MBtu: millones de unidades térmicas británicas; GWh: gigavatio hora; Gcal: gigacaloría; TJ: terajulio; Mtoe: megatonelada de petróleo equivalente.

REFERENCIAS

- AIE, 2009:** *World Energy Outlook 2009*, París, Francia, Agencia Internacional de la Energía, págs. 670-673
- AIE, 2010a:** *Energy Balances of Non-OECD Countries; 2010 Edition*, París, Francia, Agencia Internacional de la Energía.
- AIE, 2010b:** *Key World Energy Statistics*, París, Francia, Agencia Internacional de la Energía.
- AIE/OCDE/Eurostat, 2005:** *Energy Statistics Manual*, París, Francia, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos y Agencia Internacional de la Energía.
- Aven, T. y E. Zio, 2011:** "Some considerations on the treatment of uncertainties in risk assessment for practical decision making", en *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 96, págs. 64-74.
- Beerten, J., E. Laes, G. Meskens y W. D'haeseleer, 2009:** "Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal", en *Energy Policy*, vol. 37, núm. 12, págs. 5056-5058.
- BP, 2009:** *BP Statistical Review of World Energy*, Londres, Reino Unido, BP.
- Burgherr, P. y S. Hirschberg, 2005:** *Comparative assessment of natural gas accident risks*, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI), informe del PSI n.º 05-01.
- Burgherr, P. y S. Hirschberg, 2007:** "Assessment of severe accident risks in the Chinese coal chain", en *International Journal of Risk Assessment and Management*, vol. 7, núm. 8, págs. 1157-1175.
- Burgherr, P. y S. Hirschberg, 2008:** "A comparative analysis of accident risks in fossil, hydro and nuclear energy chains", en *Human and Ecological Risk Assessment*, vol. 14, núm. 5, págs. 947 - 973.
- Burgherr, P., S. Hirschberg y E. Cazzoli, 2008:** *Final report on quantification of risk indicators for sustainability assessment of future electricity supply options. NEEDS Deliverable no D7.1 - Research Stream 2b. NEEDS project*, Bruselas, Bélgica, New Energy Externalities Developments for Sustainability.
- Burgherr, P., S. Hirschberg, A. Hunt y R. A. Ortiz, 2004:** *Severe accidents in the energy sector. Final Report to the European Commission of the EU 5th Framework Programme "New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies" (NewExt)*, Bruselas, Bélgica, Dirección General de Investigación e Innovación(RTD), Comisión Europea.
- Burgherr, P., P. Eckle, S. Hirschberg y E. Cazzoli, 2011:** *Final Report on Severe Accident Risks including Key Indicators*, SECURE Deliverable No. D5.7.2a., Bruselas, Bélgica, Proyecto SECURE (Seguridad de la energía considerando la incertidumbre, el riesgo y las consecuencias económicas). Disponible en: gabe.web.psi.ch/pdfs/secure/SECURE%20-%20Deliverable_D5-7-2%20-%20Severe%20Accident%20Risks.pdf.
- Caithness Windfarm Information Forum, 2010:** *Summary of Wind Turbine Accident data to 30th September 2010*, Caithness Windfarm Information Forum, Reino Unido. Disponible en: www.caithnesswindfarms.co.uk/fullaccidents.pdf.
- Chernobyl Forum, 2005:** *Chernobyl's legacy: health, environmental and socio-economic impacts and recommendations to the governments of Belarus, the Russian Federation and Ukraine. The Chernobyl Forum: 2003-2005*, Viena, Austria, Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), segunda versión revisada.
- Colli, A., D. Serbanescu y B. J. M. Ale, 2009:** "Indicators to compare risk expressions, grouping, and relative ranking of risk for energy systems: Application with some accidental events from fossil fuels", en *Safety Science*, vol. 47, núm. 5, págs. 591-607.
- Dannwolf, U. S. y F. Ulmer, 2009:** *AP6000 Report - Technology risk comparison of the geothermal DHM project in Basel, Suiza - Risk appraisal including social aspects*, Pforzheim, Alemania, SERIANEX Group – Grupo de expertos trinacionales sobre análisis de riesgos sísmicos, RiskCom.
- Elahi, S., 2011:** "Here be dragons...exploring the 'unknown unknowns'", en *Futures*, vol. 43, núm. 2, págs. 196-201.
- Felder, F. A., 2009:** "A critical assessment of energy accident studies", en *Energy Policy*, vol. 37, núm. 12, págs. 5744-5751.
- Fisher, B. S., N. Nakicenovic, K. Alfsen, J. Corfee Morlot, F. de la Chesnaye, J. C. Hourcade, K. Jiang, M. Kainuma, E. La Rovere, A. Matysek, A. Rana, K. Riahi, R. Richels, S. Rose, D. van Vuuren y R. Warren, 2007:** "Issues related to mitigation in the long term context", en *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007*, B. Metz, O. R. Davidson, P. R. Bosch, R. Dave y L. A. Meyer (eds.), Cambridge University Press, págs. 169-250.
- Frankl, P., E. Menichetti y M. Raugei, 2005:** *Final Report on Technical Data, Costs and Life Cycle Inventories of PV Applications*, Milán, Italia, Proyecto NEEDS (Novedades sobre las externalidades energéticas para la sostenibilidad), Ambiente Italia, pág. 81.
- Fthenakis, V. M. y H. C. Kim, 2007:** "Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: A life-cycle study", en *Energy Policy*, vol. 35, núm. 4, págs. 2549-2557.
- Fthenakis, V. M. y H. C. Kim, 2010:** "Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation", en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, núm. 7, págs. 2039-2048.
- Fthenakis, V. M., H. C. Kim, A. Colli y C. Kirchsteiger, 2006:** "Evaluation of risks in the life cycle of photovoltaics in a comparative context", en 21ª Conferencia Europea sobre Energía Solar Fotovoltaica, Dresden, Alemania, 4 a 8 de septiembre de 2006.
- Gagnon, L., 2008:** "Civilisation and energy payback", en *Energy Policy*, vol. 36, págs. 3317-3322.
- Gipe, P., 2010:** *Wind Energy Deaths Database - Summary of Deaths in Wind Energy*, editorial desconocida. Disponible en: www.wind-works.org/articles/BreathLife.html.
- Gleick, P., 1993:** *Water in Crisis: A Guide to the World's Fresh Water Resources*, New York, Nueva York, Estados Unidos de América, Oxford University Press.
- Gregory, R. y S. Lichtenstein, 1994:** "A hint of risk: tradeoffs between quantitative and qualitative risk factors", en *Risk Analysis*, vol. 14, núm. 2, págs. 199-206.
- Haimes, Y. Y., 2009:** "On the complex definition of risk: A systems-based approach", en *Risk Analysis*, vol. 29, núm. 12, págs. 1647-1654.
- Herendeen, R. A., 1988:** "Net energy considerations", en *Economic Analysis of Solar Thermal Energy Systems*, R. E. West y F. Kreith (eds.), Cambridge, Massachusetts, Estados Unidos de América, The MIT Press, págs. 255-273.
- Hirschberg, S., G. Spiekerman y R. Dones, 1998:** *Severe Accidents in the Energy Sector - First Edition*, informe del PSI n.º 98-16, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI).
- Hirschberg, S., P. Burgherr, G. Spiekerman y R. Dones, 2004a:** "Severe accidents in the energy sector: Comparative perspective", en *Journal of Hazardous Materials*, vol. 111, núms. 1 a 3, págs. 57-65.
- Hirschberg, S., P. Burgherr, G. Spiekerman, E. Cazzoli, J. Vitazek y L. Cheng, 2003a:** "Assessment of severe accident risks", en *Integrated Assessment of Sustainable Energy Systems in China. The China Energy Technology Program - A framework for decision support in the electric sector of Shandong province, Alliance for Global Sustainability Series*, Amsterdam, Países Bajos, Kluwer Academic Publishers, vol. 4, págs. 587-660.
- Hirschberg, S., P. Burgherr, G. Spiekerman, E. Cazzoli, J. Vitazek y L. Cheng, 2003b:** *Comparative Assessment of Severe Accidents in the Chinese Energy Sector*, informe del PSI n.º 03-04, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI).
- Hirschberg, S., R. Dones, T. Heck, P. Burgherr, W. Schenler y C. Bauer, 2004b:** *Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation*, informe del PSI n.º 04-15, Villigen, Suiza, Instituto Paul Scherrer (PSI).
- Huettner, D. A., 1976:** "Net energy analysis: an economic assessment", en *Science*, vol. 192, núm. 4235, págs. 101-104.
- Inhaber, H., 2004:** "Water use in renewable and conventional electricity production", en *Energy Sources*, vol. 26, núm. 3, págs. 309-322.

- IPCC, 1996:** *Climate Change 1995: Impacts, Adaptation, and Mitigation of Climate Change - Scientific-Technical Analysis. Contribution of Working Group II to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, R. T. Watson, M. C. Zinyowera y R. H. Moss (eds.), Cambridge University Press, 879 págs.
- IPCC, 2000:** *Special Report on Emissions Scenarios*, N. Nakicenovic y R. Swart (eds.), Cambridge University Press, 570 págs.
- Jacobson, M. Z., 2009:** "Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security", en *Energy and Environmental Science*, vol. 2, núm. 2, págs. 148-173.
- Jelen, F. C. y J. H. Black, 1983:** *Cost and Optimization Engineering*, Nueva York, Nueva York, Estados Unidos de América, McGraw-Hill, 538 págs.
- Jungbluth, N., C. Bauer, R. Dones y R. Frischknecht, 2005:** "Life cycle assessment for emerging technologies: Case studies for photovoltaic and wind power", en *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 10, núm. 1, págs. 24-34.
- Kristensen, V., T. Aven y D. Ford, 2006:** "A new perspective on Renn and Klinke's approach to risk evaluation and management", en *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 91, págs. 421-432.
- Kubiszewski, I., C. J. Cleveland y P. K. Endres, 2010:** "Meta-analysis of net energy return for wind power systems", en *Renewable Energy*, vol. 35, núm. 1, págs. 218-225.
- Leach, G., 1975:** "Net energy analysis - is it any use?", en *Energy Policy*, vol. 3, núm. 4, págs. 332-344.
- Lenzen, M., 1999:** "Greenhouse gas analysis of solar-thermal electricity generation", in *Solar Energy*, vol. 65, núm. 6, págs. 353-368.
- Lenzen, M., 2008:** "Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review", en *Energy Conversion and Management*, vol. 49, núm. 8, págs. 2178-2199.
- Lenzen, M. y J. Munksgaard, 2002:** "Energy and CO₂ analyses of wind turbines - review and applications", en *Renewable Energy*, vol. 26, núm. 3, págs. 339-362.
- Lenzen, M., C. Dey, C. Hardy y M. Bilek, 2006:** *Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia*, informe para el Primer Ministro sobre el examen relativo a la extracción y el procesamiento del uranio y a la energía nuclear (UMPNER), Sidney, Australia, ISA, Universidad de Sidney, Disponible en: http://www.isa.org.usyd.edu.au/publications/documents/ISA_Nuclear_Report.pdf.
- Lightfoot, H. D., 2007:** "Understand the three different scales for measuring primary energy and avoid errors", en *Energy*, vol. 32, núm. 8, págs. 1478-1483.
- Loulou, R., M. Labriet y A. Kanudia, 2009:** "Deterministic and stochastic analysis of alternative climate targets under differentiated cooperation regimes", en *Energy Economics*, vol. 31 (suplemento 2), págs. S131-S143.
- Macknick, J., 2009:** *Energy and Carbon Dioxide Emission Data Uncertainties*, Laxenburg, Austria, Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA), informe provisional IR-09-032.
- Martinot, E., C. Dienst, L. Weiliang y C. Qimin, 2007:** "Renewable energy futures: Targets, scenarios, and pathways", en *Annual Review of Environment and Resources*, vol. 32, núm. 1, págs. 205-239.
- Morita, T., J. Robinson, A. Adegbulugbe, J. Alcamo, D. Herbert, E. Lebre la Rovere, N. Nakicenovic, H. Pitcher, P. Raskin, K. Riahi, A. Sankovski, V. Solkolov, B. d. Vries y D. Zhou, 2001:** "Greenhouse gas emission mitigation scenarios and implications", en *Climate Change 2001: Mitigation; Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the IPCC*, Metz, B., O. Davidson, R. Swart y J. Pan (eds.), Cambridge University Press, págs. 115-166.
- Nakicenovic, N., A. Grubler y A. McDonald (eds.), 1998:** *Global Energy Perspectives*, Cambridge University Press.
- Neely, J. G., A. E. Magit, J. T. Rich, C. C. J. Voelker, E. W. Wang, R. C. Paniello, B. Nussenbaum y J. P. Bradley, 2010:** "A practical guide to understanding systematic reviews and meta-analyses", en *Otolaryngology-Head and Neck Surgery*, vol. 142, págs. 6-14.
- NETL, 2007a:** *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants-Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity Final Report*, documento DOE/NETL-2007/1281, Pittsburgh, Pennsylvania, Estados Unidos de América, National Energy Technology Laboratory (NETL).
- NETL, 2007b:** *Power Plant Water EE.UUge and Loss Study. 2007 Update*, Pittsburgh, Pennsylvania, Estados Unidos de América, National Energy Technology Laboratory (NETL). Disponible en: www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/gasification/pubs/pdf/WaterReport_Revised%20May2007.pdf
- Perry, A. M., W. D. Devine y D.B. Reister, 1977:** *The Energy Cost of Energy - Guidelines for Net Energy Analysis of Energy Supply Systems*, documento ORAU/IEA(R)-77-14, Oak Ridge, Tennessee, Estados Unidos de América, Institute for Energy Analysis, Oak Ridge Associated Universities, 106 págs.
- Renewable UK, 2010:** *Offshore Windfarms Operational*, Renewable UK. Disponible en: www.renewable-manifesto.com/ukwed/offshore.asp.
- Renn, O., A. Klinke, G. Busch, F. Beese y G. Lammel, 2001:** "A new tool for characterizing and managing risks", en *Global Biogeochemical Cycles in the Climate System*, E. D. Schulze, M. Heimann, S. Harrison, E. Holland, J. Lloyd, I. Prentice y D. Schimel (eds.), San Diego, California, Estados Unidos de América, Academic Press, págs. 303-316.
- Roth, S., S. Hirschberg, C. Bauer, P. Burgherr, R. Dones, T. Heck y W. Schenler, 2009:** "Sustainability of electricity supply technology portfolio", en *Annals of Nuclear Energy*, vol. 36, págs. 409-416.
- Rotty, R. M., A. M. Perry y D. B. Reister, 1975:** *Net Energy from Nuclear Power*, Informe del Institute for Energy Analysis, Oak Ridge, Tennessee, Estados Unidos de América, Oak Ridge Associated Universities.
- Samson, S., J. Reneke y M. M. Wiecek, 2009:** "A review of different perspectives on uncertainty and risk and an alternative modeling paradigm", en *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 94, págs. 558-567.
- Sovacool, B. K., 2008a:** "The cost of failure: a preliminary assessment of major energy accidents, 1907-2007", en *Energy Policy*, vol. 36, págs. 1802-1820.
- Sovacool, B. K., 2008b:** "Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey", en *Energy Policy*, vol. 36, núm. 8, págs. 2950-2963.
- Stirling, A., 1999:** "Risk at a turning point?", en *Journal of Environmental Medicine*, vol. 1, págs. 119-126.
- UN Statistics, 2010:** *Energy Balances and Electricity Profiles - Concepts and definitions*, División de Estadísticas de las Naciones Unidas, Nueva York, Nueva York, Estados Unidos de América. Disponible en: unstats.un.org/unsd/energy/balance/concepts.htm.
- Ungers, L. J., P. D. Moskowitz, T. W. Owens, A. D. Harmon y T. M. Briggs, 1982:** "Methodology for an occupational risk assessment: an evaluation of four processes for the fabrication of photovoltaic cells", en *American Industrial Hygiene Association Journal*, vol. 43, núm. 2, págs. 73-79.
- Voorspools, K. R., E. A. Brouwers y W. D. D'haeseleer, 2000:** "Energy content and indirect greenhouse gas emissions embedded in 'emission-free' plants: results from the Low Countries", en *Applied Energy*, vol. 67, págs. 307-330.
- WBGU, 2000:** *World in Transition: Strategies for Managing Global Environmental Risks. Flagship Report 1998*, Berlín, Alemania, Consejo asesor científico del Gobierno alemán sobre el cambio climático (WBGU), Springer.
- WEC, 1993:** *Energy for Tomorrow's World. WEC Commission global report*, Londres, Reino Unido, Consejo Mundial de Energía (WEC).
- WRA, 2008:** *A Sustainable Path: Meeting Nevada's Water and Energy Demands*, Boulder, Colorado, Estados Unidos de América, Western Resource Advocates (WRA), 43 págs. Disponible en: www.westernresourceadvocates.org/water/NVenergy-waterreport.pdf.





Parámetros recientes del costo y del rendimiento de la energía renovable

Autores principales:

Thomas Bruckner (Alemania), Helena Chum (Estados Unidos de América/Brasil), Arnulf Jäger-Waldau (Italia/Alemania), Ånund Killingtveit (Noruega), Luis Gutiérrez-Negrín (México), John Nyboer (Canadá), Walter Musial (Estados Unidos de América), Aviel Verbruggen (Bélgica), Ryan Wiser (Estados Unidos de América)

Autores contribuyentes:

Daniel Arvizu (Estados Unidos de América), Richard Bain (Estados Unidos de América), Jean-Michel Devernay (Francia), Don Gwinner (Estados Unidos de América), Gerardo Hiriart (México), John Huckerby (Nueva Zelanda), Arun Kumar (India), José Moreira (Brasil), Steffen Schlömer (Alemania)

Este anexo debe citarse del siguiente modo:

Bruckner, T., H. Chum, A. Jäger-Waldau, Å. Killingtveit, L. Gutiérrez-Negrín, J. Nyboer, W. Musial, A. Verbruggen, R. Wiser, 2011: "Anexo III: Tabla de costos" en el Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático del IPCC [edición a cargo de O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow], Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, Nueva York, Estados Unidos de América.

Anexo III Parámetros recientes del costo y del rendimiento de la energía renovable

El anexo III tiene por objeto ser un “documento vivo”, que se irá actualizando según la información nueva, de modo que constituya una aportación al Quinto Informe de Evaluación del IPCC (QIE). Para obtener mayor información sobre el proceso de presentaciones¹, se invita a los científicos interesados en apoyar este proceso a que contacten a la Unidad de apoyo técnico del Grupo de trabajo III (mediante la dirección de correo sren_cost@ipcc-wg3.de). Se tomarán en consideración las observaciones y aportaciones de datos nuevos para incluirlos en el Volumen 3 del QIE del IPCC, de conformidad con los procedimientos del sistema de revisión del IPCC.

El presente anexo contiene información reciente sobre los parámetros del costo y del rendimiento de las tecnologías de producción de la energía renovable ya comercializadas en la actualidad (véase la tabla A.III.1), tecnologías en materia de calefacción (véase la tabla A.III.2) y los procesos de producción de biocombustibles (véase la tabla A.III.3). En este anexo se resume la información que permite establecer el costo nivelado de la energía o los vectores energéticos suministrados por las tecnologías correspondientes. En los segmentos verdes de las tablas aparecen los datos sobre los insumos como horquillas. En los segmentos violetas de las tablas, los datos sobre la producción se traducen en cifras relacionadas con el costo nivelado.

Las horquillas sobre los insumos están basadas en las evaluaciones de los distintos estudios realizados por los autores de los capítulos sobre tecnología correspondientes (capítulos 2 a 7). A menos que se indique lo contrario, las horquillas de datos suministradas en el presente anexo se refieren a totales mundiales. Por lo general, los datos corresponden a 2008, pero en algunos casos son tan recientes como de 2009. Dichos datos representan aproximadamente el intervalo medio del 80% de los valores que aparecen en la literatura y, por consiguiente, no tienen en cuenta los valores atípicos. La disponibilidad y calidad de las distintas fuentes de datos varían considerablemente en cada una de las tecnologías por diversas razones.² Por lo tanto, es necesaria cierta opinión pericial a fin de establecer las horquillas de datos que son representativas de tipos específicos de tecnologías y de períodos de tiempo concretos y válidos a escala mundial.

Las referencias a la información concreta están citadas en las notas a pie de página. Cuando todo el conjunto de datos se basa en una referencia en particular, se incluye en la columna de referencias del segmento verde de la tabla. Cualquier información adicional sobre los datos que aparecen en la tabla se proporciona en las notas a pie de página y en los capítulos 2 a 7 (véanse en particular las secciones 2.7, 3.8, 4.7, 5.8, 6.7 y 7.8).

1 No se podrá garantizar la formulación de respuestas individuales, pero se archivarán todos los mensajes electrónicos así como toda la información pertinente que se haya adjuntado a dichos mensajes, y se facilitará de forma adecuada a los autores que hayan participado en el proceso del QIE.

2 En el presente informe no se ha usado ningún lenguaje normalizado de incertidumbre. No obstante, los autores de este anexo han evaluado cuidadosamente los datos disponibles y han resaltado las limitaciones y las incertidumbres relativas a los datos en las notas a pie de página. Una impresión justa de la amplitud de la base de referencias puede desprenderse de la lista de referencias presentada en este anexo.

El costo nivelado de la energía, del calor, y de los combustibles para el transporte³ se calcula sobre la base de los datos recogidos en el presente anexo y de la metodología descrita en el anexo II, utilizando para ello tres tasas de descuento real distintas (3%, 7% y 10%). Dichas tasas representan la gama completa de posibles valores del costo nivelado, que resultan de los límites inferiores y superiores de los datos sobre los insumos que aparecen en esta tabla. Más precisamente, el límite inferior de las horquillas del costo nivelado se basa en los extremos inferiores de las horquillas del costo de inversión, de funcionamiento y mantenimiento y, si procede, del costo de los insumos y en los extremos superiores de las horquillas relativas a los factores de capacidad y la duración proyectada así como (si procede) en los extremos superiores de las horquillas sobre la eficiencia de conversión y de los ingresos provenientes de los subproductos que se mencionan en esta tabla. En consecuencia, el límite superior de las horquillas del costo nivelado se basa en el extremo superior de las horquillas de inversión, de funcionamiento y mantenimiento y, si procede, del costo de los insumos y el extremo inferior de las horquillas de los factores de capacidad y la duración proyectada así como (si procede) en los extremos inferiores de las horquillas sobre la eficiencia de conversión y los ingresos provenientes de los subproductos.⁴

En las secciones 1.3.2 y 10.5.1 del informe principal se abordan estas cifras del costo nivelado (segmentos violetas de las tablas). En la mayoría de los capítulos sobre tecnologías (capítulos 2 a 7) se proporciona información más detallada sobre la sensibilidad de los costos nivelados a determinados parámetros de insumos sin considerar las tasas de descuento (véase en particular las secciones 2.7, 3.8, 4.7, 5.8, 6.7 y 7.8). Estos análisis de sensibilidad ofrecen un mayor entendimiento sobre la importancia relativa que reviste el amplio número de parámetros que permiten fijar los costos nivelados bajo condiciones más específicas.

Además de los análisis de sensibilidad sobre las tecnologías en los capítulos correspondientes (capítulos 2 a 7) y los estudios en las secciones 1.3.2 y 10.5.1, los gráficos A.III.2a a A.III.4 (a y b) muestran la sensibilidad del costo nivelado de forma complementaria, mediante el uso de los llamados gráficos tornado (véanse los gráficos A.III.2 hasta A.III.4a) así como sus “valores negativos” (véanse los gráficos A.III.2 hasta A.III.4b).

Los gráficos A.III.1a y A.III.1b muestran modelos esquemáticos de los gráficos tornado y sus “valores negativos”, respectivamente, y en ellos se explica cómo interpretarlos correctamente.

3 El costo nivelado representa el costo de un sistema generador de energía durante todo su período de vida. Se calcula en términos del precio unitario que debería asignarse a la generación de energía a partir de una fuente específica y durante toda su vida útil para no arrojar pérdidas. Suele incluir la totalidad de los costos privados acumulados a medida que se incorporan en la cadena de valor, pero no incluye el costo posterior de entrega para el cliente final, ni el costo de la integración, o costo medioambiental externo o de otra índole. No se incluyen las subvenciones para la producción de energía renovable ni los créditos fiscales. Sin embargo, los impuestos y las subvenciones indirectos a los insumos y productos básicos que afectan a los precios de los insumos y, consecuentemente, a los costos privados, no pueden ser excluidos en su totalidad.

4 Con este enfoque se da por supuesto de que los parámetros de insumos relativos al cálculo del costo nivelado de la energía, del calor, y de los combustibles para el transporte son independientes unos de otros. Se trata de una hipótesis simplificadora que supone que, en algunos casos, las horquillas inferiores del costo nivelado de la energía, del calor, y de los combustibles para el transporte (basadas en una combinación de valores de insumos más favorables) en ocasiones pueden ser inferiores de lo que suelen ser, mientras que a veces las horquillas superiores del costo nivelado de la energía, del calor, y de los combustibles para el transporte (basadas en una combinación de valores de insumos menos favorables) pueden, en ocasiones, ser superiores a lo que en términos económicos es considerado comúnmente interesante desde el punto de vista del inversor. Sin embargo, la amplitud en que mediante este enfoque se introduce un sesgo estructural por lo que respecta a las horquillas del costo nivelado de la energía, del calor y de los combustibles para el transporte se reduce al adoptar un enfoque más bien conservador en cuanto a las horquillas de valores de los insumos (que en parte tiene en cuenta una opinión pericial), es decir, al limitar los valores de los insumos aproximadamente al intervalo medio del 80%, si fuera necesario.

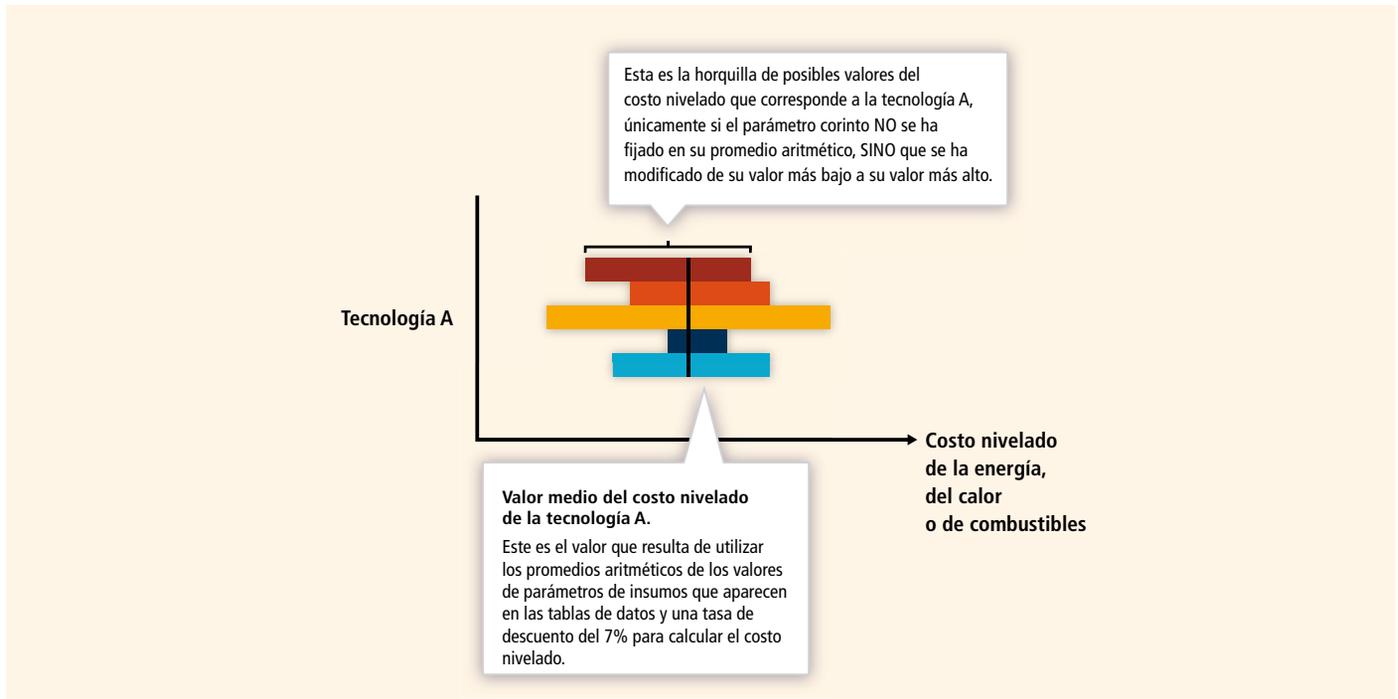


Gráfico AIII.1a | Gráfico tornado. A partir del valor medio del costo nivelado a una tasa de interés del 7%, un intervalo más amplio de los valores del costo nivelado resulta factible si los parámetros individuales varían en toda la gama de valores que pueden adoptar estos parámetros bajo condiciones diversas. Si los costos nivelados de la energía, del calor y de los combustibles para el transporte de una tecnología son muy sensibles a la variación de un parámetro específico, entonces la barra correspondiente será amplia. Ello significa que una variación de ese parámetro específico puede arrojar valores de dichos costos que podrían desviarse marcadamente del valor medio de estos. Si en una tecnología, tales costos son fiables para las variaciones del parámetro correspondiente, las barras se reducirán y solo se producirán desviaciones leves del valor medio de los costos nivelados de la energía, del calor y de los combustibles para el transporte de la variación de dicho parámetro. No obstante, cabe resaltar que la ausencia de barras o bien las barras reducidas podrían también ser el resultado de la falta de variaciones o de variaciones limitadas de los parámetros de insumos.

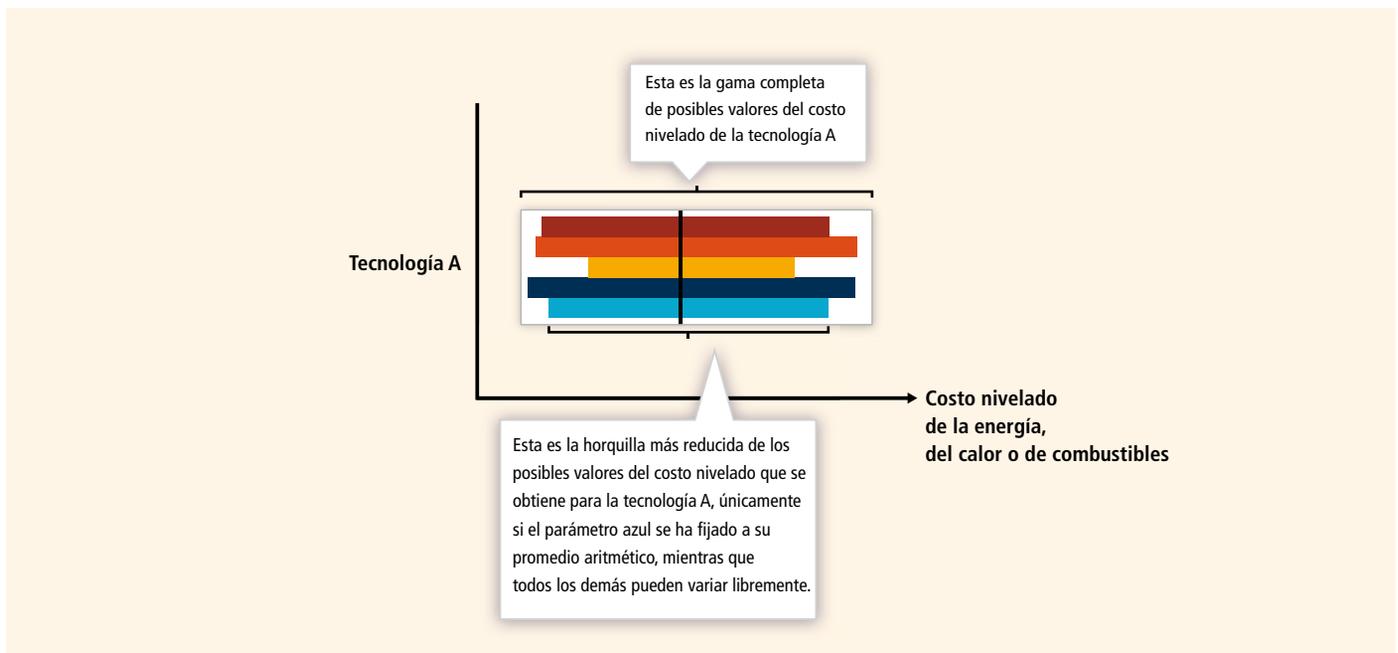


Gráfico AIII.1b | “Valores negativos” de un gráfico tornado. A partir de los límites inferiores y superiores de la gama completa de valores del costo nivelado a una tasa de interés del 3% y el 10%, respectivamente, un intervalo más reducido de valores del costo nivelado sigue siendo factible si se fijan los parámetros individuales a sus valores medios correspondientes. Si los costos nivelados de la energía, del calor y de los combustibles para el transporte de una tecnología son muy sensibles a las variaciones de un parámetro específico, entonces la barra correspondiente que permanece se reducirá en gran medida. Tales parámetros son particularmente importantes a la hora de establecer los costos nivelados de la energía, del calor y de los combustibles para el transporte en el marco de condiciones más concretas. Si en una tecnología, dichos costos son fiables para las variaciones del parámetro correspondiente, el intervalo restante permanecerá próximo a la gama completa de los posibles valores de esos costos. Tales parámetros revisten menos importancia a la hora de establecer con mayor precisión los costos nivelados de la energía, del calor y de los combustibles para el transporte. No obstante, cabe resaltar que la ausencia de desviaciones o bien las desviaciones pequeñas de la gama completa podrían ser también el resultado de la falta de variaciones o de variaciones limitadas de los parámetros de insumos.

Tabla A.III.1 | Parámetros del costo y del rendimiento de las tecnologías de generación de la energía renovable.¹

Recurso	Tecnología	Medidas comunes del equipo (MW) ⁱⁱ	Costo de la inversión (USD/kW)	Costos de funcionamiento y mantenimiento, fijo y/o variable (no destinada a la alimentación) (US¢/kWh)	Ingresos provenientes de los subproductos (US¢/kWh) ⁱⁱ	Costo de los insumos (USD/G _{alimentación} ⁱⁱⁱ HHV) ^{iv}	Eficiencia de conversión de los insumos ^{al} (%)	Factor de capacidad (%)	Duración económica proyectada (en años)	Referencias	Datos sobre la producción					
											Costo nivelado de la energía ^v (US¢/kWh)		Tasa de descuento	3%	7%	10%
											6,1–13	6,9–15				
Bioenergía	Lecho fluido circulante de la bioenergía eléctrica asignada ^v	25–100	2.700–4.100 ^{vi}	87 USD/kW y US¢ 0,40/kWh	n.a. ^{vi}	1.25–5,0 ^{iv}	28	70–80	20		6,1–13	6,9–15	7,9–16			
	Bioenergía eléctrica asignada por cargador ^v	Véase supra	2.600–4.000 ^{vi}	USD 84/kW y US¢ 0,34/kWh	n.a. ^{vi}	Véase supra	27	Véase supra	Véase supra	McGowin (2008)	5,6–13	6,7–15	7,7–16			
	Bioenergía eléctrica asignada (cogeneración de calor y electricidad por cargador ^v)	Véase supra	2.800–4.200 ^{vi}	USD 86/kW y US¢ 0,35/kWh	1,0 ^{vi}	Véase supra	Véase supra	24	Véase supra	Véase supra		5,1–13	6,3–15	7,3–17		
	Combustión combinada: alimentación combinada	20–100	430–500 ^{vi}	USD 12/kW y US¢ 0,18/kWh	n.a. ^{vi}	Véase supra	Véase supra	36	Véase supra	Véase supra	McGowin (2008)	2,0–5,9	2,2–6,2	2,3–6,4		
	Combustión combinada: alimentación separada	Véase supra	760–900 ^{vi}	USD 18/kW	n.a. ^{vi}	Véase supra	Véase supra	36	Véase supra	Véase supra	Bain (2011)	2,3–6,3	2,6–6,7	2,9–7,1		
	Cogeneración de calor y electricidad (ciclo orgánico de Rankine (OCR) ^{vi})	0,65–1,6	6.500–9.800	USD 59/kW – USD 80/kW y US¢ 4,3/kWh – US¢ 5,1/kWh	7,7 ^{vi, xvi}	Véase supra	Véase supra	14	55–68	Véase supra		8,6–26	12–32	15–37		
	Cogeneración de calor y electricidad (turbinas de vapor)	2,5–10	4.100–6.200 ^{vi}	USD 54/kW y US¢ 3,5/kWh	5,4 ^{vi, xvii}	Véase supra	Véase supra	18	Véase supra	Véase supra	Oberberger et al. (2008)	6,2–18	8,3–22	10–26		
	Cogeneración de calor y electricidad (gasificación de motores de combustión interna (MCI)) ^{vi, x}	2,2–13	1.800–2.100	USD 65/kW – USD 71/kW y US¢ 1,1/kWh – US¢ 1,9/kWh	1,0–4,5 ^{vi, xx}	Véase supra	Véase supra	28–30	Véase supra	Véase supra		2,1–11	3,0–13	3,8–14		
	Energía fotovoltaica (residencial en tejados)		0,004–0,01	3.700–6.800 ^{vi}	USD 19/kW – USD 110/kW ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{viii}	12–20 ^{viii}	20–30		12–53	18–71	23–86		
	Energía fotovoltaica (comercial en tejados)		0,02–0,5	3.500–6.600 ^{vi}	USD 18/kW – USD 100/kW ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{viii}	Véase supra	Véase supra		11–52	17–69	22–83		
Energía solar directa	Energía fotovoltaica (a nivel de la empresa eléctrica, inclinación fija)	0,5–100 ^{xiv}	2.700–5.200 ^{vi}	USD 14/kW – USD 69/kW ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{viii}	15–21 ^{xiii}	Véase supra	Véase la sección 3.8 y las notas a pie de página	8,4–33	13–43	16–52			
	Energía fotovoltaica (a escala de gran operador, un eje)	0,5–100 ^{xv}	3.100–6.200 ^{vi}	USD 16/kW – USD 75/kW ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{viii}	15–27 ^{xiii}	Véase supra		7,4–39	11–52	15–62			
	Energía solar por concentración	50–250 ^{xv}	6.000–7.300 ^{vi}	USD 60/kW – USD 82/kW ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{viii}	35–42 ^{xviii}	Véase supra	11–19	16–25	20–31			
	Energía geotérmica (planta de condensación subterránea)	10–100	1.800–3.600 ^{vi, xix}	USD 150/kW – USD 190/kW ^{xx}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{viii}	60–90 ^{xxi}	25–30 ^{xxii}	Véase la sección 4.7 y las notas a pie de página	3,1–8,4	3,8–11	4,5–13		
Energía geotérmica	Energía geotérmica (plantas de ciclo binario)	2–20	2.100–5.200 ^{xx}	Véase supra	n.a. ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{viii}	Véase supra	Véase supra		3,3–11	4,1–14	4,9–17			
	Todas	<0,1 – >20.000 ^{xxiii}	1.000–3.000 ^{xxiv}	USD 25/kW – USD 75/kW ^{xxv}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{viii}	30–60 ^{xxvii}	40–80 ^{xxviii}	Véase el capítulo 5 y las notas a pie de página	1,1–7,8	1,8–11	2,4–15			
Energía eléctrica	Amplitud de la marea ^{xxvii}	<1 – >250 ^{xxix}	4.500–5.000 ^{xxix}	100 USD/kW ^{xxviii}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{vi}	n.a. ^{viii}	22,5–28,5 ^d	40 ^{del xxxiii}	Véase la sección 6.7 y las notas a pie de página	12–16	18–24	23–32			
Energía oceánica																

En la página siguiente →

Recurso	Tecnología	Datos sobre los insumos							Datos sobre la producción				
		Medidas comunes del equipo (MW) ⁱ	Costo de la inversión (USD/kW)	Costos de funcionamiento y mantenimiento, fijo anual (USD/kW) y/o variable (no destinada a la alimentación) (US\$/kWh)	Ingresos provenientes de los subproductos (US\$/kWh) ⁱⁱ	Costo de los insumos (USD/G _{alimentación} ⁱⁱⁱ HHV ^{iv})	Eficiencia de conversión de los insumos ^{vi} (%)	Factor de capacidad (%)	Duración económica proyectada (en años)	Referencias	Costo nivelado de la energía ^v (US¢/kWh)	Tasa de descuento	
Energía eólica	Energía eólica (en tierra, turbinas de gran tamaño)	5–300 ^{viii}	1.200–2.100 ^{viii}	1,2–2,3 US\$/kWh	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	20–40 ^{ix}	20 ^{xv}	Véase el capítulo 7	3,5–10	3%	7%	10%
	Energía eólica (aguas adentro, turbinas de gran tamaño)	20–120 ^{viii}	3.200–5.000 ^{viii}	2,0–4,0 US\$/kWh	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	35–45 ^{xiii}	Véase supra		7,5–15	7,5–19	12–23	

Observaciones y notas generales:

- i Todos los datos se redondean en 2 dígitos significativos. La mayoría de los capítulos sobre tecnologías (capítulos 2 a 7) ofrecen información adicional y/o más detallada sobre el costo y el rendimiento en las secciones sobre las tendencias de los costos de los capítulos correspondientes. En la comparación directa entre las estimaciones del costo nivelado, que se desprende directamente de la literatura, debería tomarse la debida consideración de las hipótesis subyacentes.
 - ii Se prevé que las medidas de los equipos sean representativas de medidas actuales o recientes. Si se prevé que las medidas futuras diferirán de estos valores, ello se indicará en las notas a pie de página de las tecnologías correspondientes.
 - iii En lo que respecta a las centrales de cogeneración de calor y electricidad, la producción de calor es considerada un subproducto en el cálculo del costo nivelado de la energía, que proporciona información exhaustiva del costo de capital en calidad de central autónoma.
 - iv HHV: Poder calorífico superior. LHV: Poder calorífico inferior.
 - v Costo nivelado de la energía. Por lo general, el costo nivelado incluye la totalidad de los costos privados acumulados a medida que se incorporan en la cadena de valor de la producción de electricidad, pero no incluye el costo de transmisión ni de distribución para el cliente final. No se incluyen las subvenciones, destinadas a la producción de la energía renovable ni los créditos fiscales. Sin embargo, los impuestos y subvenciones indirectos a los insumos o productos básicos que afectan a los precios de los insumos y, por consiguiente, a los costos privados, no pueden ser excluidos en su totalidad. Según el marco de análisis, el costo nivelado de la energía podría referirse también al costo nivelado de la electricidad.
- Bioenergía:**
- vi Un lecho fluido circulante es un lecho fluido turbulento (flujo de gas superior) en que las partículas sólidas se capturan y devuelven al lecho. Un lecho fluido en sentido propio es una colección de partículas sólidas pequeñas suspendidas y que se mantienen en movimiento por un flujo ascendente de fluido, comúnmente un gas.
 - vii Los datos de referencia corresponden a una central de 50 MW. Los costos de inversión para centrales más grandes y más pequeñas se han reajustado de conformidad con la ley de potencias: costo de inversión específico^{medida 2} = costo de inversión^{medida 1} x (medida 2/medida 1)ⁿ⁻¹, donde el factor de escala n = 0,7. Las estimaciones relativas a los costos de capital comprenden las instalaciones para la gestión y preparación de combustibles, el control de la calidad de las calderas y del aire, las turbinas de vapor y auxiliares, las instalaciones complementarias, las instalaciones generales y los costos de ingeniería, la reserva asignada al proyecto y al proceso, las asignaciones de los fondos utilizados durante la construcción, los costos del propietario, y los impuestos y las tasas.
 - viii En este caso, la abreviatura 'n.a.' significa "no aplicable".
 - ix La materia prima es madera con HHV = 20,0 GJ/t, LHV = 18,6 GJ/t.
 - x Un cargador mecánico es una máquina o aparato que alimenta combustible a una caldera.
 - xi Cogeneración de calor y electricidad.
 - xii En la estimación de los ingresos provenientes de los subproductos de la central de cogeneración de calor y electricidad de gran escala se considera que la producción de calor utilizada en las aplicaciones industriales corresponde a 5,38 GJ de calor por MWh de electricidad; que el vapor está valorado en 4,85 dólares de 2005 de Estados Unidos/GJ (75% del precio del vapor adquirido de la pulpa y el papel de los Estados Unidos de América) (Agencia Internacional de la Energía [AIE], 2009, tabla 7.2), y que se vende el 75% de la producción de calor.
 - xiii Los datos de referencia corresponden a una central de 50 MW. Los costos de inversión para centrales más grandes o más pequeñas se han reajustado en virtud de la ley de potencias: costo de inversión específico^{medida 2} = costo de inversión^{medida 1} x (medida 2/medida 1)ⁿ⁻¹, donde el factor de escala n = 0,9 (Peters et al., 2003). Las estimaciones relativas a los costos de la combustión combinada se han realizado para las retroinstalaciones de las centrales eléctricas a carbón actuales en los Estados Unidos y comprenden instalaciones para la gestión y preparación de combustibles, los gastos adicionales para modificaciones en las calderas, las instalaciones complementarias, las instalaciones generales y la ingeniería, la reserva asignada al proyecto y al proceso, las asignaciones de los fondos utilizados durante la construcción, los costos del propietario, y los impuestos y las tasas. En los Estados Unidos de América, los protocolos para la estimación del costo de la combustión combinada no incluyen los costos prorrateados de las calderas.
 - xiv OCR: ciclo orgánico de Rankine.

En la página siguiente →

- xv A fin de calcular los ingresos provenientes de los subproductos para las centrales de cogeneración de calor y electricidad de pequeña escala, el agua caliente está valuada en 12,51 dólares de 2005 de Estados Unidos/GJ (promedio de Rauch (2010) y Skjoldborg (2010)); el 33% del valor bruto se tiene en cuenta puesto que el operador puede recuperar únicamente una parte del valor y puesto que el uso de agua caliente es estacional.
- xvi La producción de calor utilizada para el agua caliente corresponde a 18,51 GJ de calor por MWh de electricidad.
- xvii Los datos de referencia corresponden a una central de cogeneración de calor y electricidad de 5 MW. Los costos de inversión para centrales más grandes y más pequeñas se han reajustado de conformidad con la ley de potencias: costo de inversión específico_{medida 2} = costo de inversión_{medida 1} x (medida 2/medida 1)ⁿ⁻¹, donde el factor de escala n =0,7 (Peters et al., 2003).
- xviii La producción de calor utilizada para el agua caliente corresponde a 12,95 GJ de calor por MWh de electricidad.
- xix Motor de combustión interna.
- xx La producción de calor utilizada para el agua caliente está en el rango de 2,373 GJ/MWh a 10,86 GJ/MWh.

Energía solar directa – sistemas fotovoltaicos:

- xxi En 2009, los precios al por mayor de módulos fotovoltaicos de fábrica disminuyeron en más del 50%. Como resultado de ello, los precios del mercado para sistemas fotovoltaicos instalados en Alemania, el mercado más competitivo, disminuyeron en más del 30% en 2009 comparado con cerca del 10% en 2008 (véase la sección 3.8.3). Los datos de los precios de los mercados de 2009 suministrados por Alemania se usan como el límite inferior de los costos de inversión de los sistemas de tejados residenciales (Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2010) y para los sistemas de inclinación fija a escala de gran operador (Bloomberg, 2010). Sobre la base de los datos de los Estados Unidos de América relativos a los mercados, correspondientes a 2008 y 2009, se entiende que los sistemas en tejados comerciales más amplios tienen un costo de inversión un 5% más bajo que el de los sistemas en tejados residenciales (NREL, 2011b; véase también la sección 3.8.3). Se considera que los sistemas de seguimiento tienen un costo de inversión de entre el 15% y el 20% más elevado que los sistemas de un eje sin seguimiento mencionados (NREL, 2011a; véase también la sección 3.8.3). En los Estados Unidos, los promedios ponderados de la capacidad de los costos de inversión de 2009 (NREL, 2011b) se utilizan como límites superiores para captar las horquillas de los costos de inversión frecuentes en aproximadamente el 80% de las instalaciones mundiales en 2009 (véase la sección 3.4.1 y la sección 3.8.3).
- xxii Los costos de funcionamiento y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos son bajos y se presentan en un intervalo de entre el 0,5% y el 1,5% anual de los costos iniciales de inversión (Breyer et al., 2009; AIE, 2010c).
- xxiii El parámetro principal que influye en el factor de capacidad de un sistema fotovoltaico es la irradiación solar anual real en kWh/m²/año en una ubicación determinada y según el tipo de sistema. Los factores de capacidad de algunos sistemas recientemente implantados se proporcionan en Sharma (2011).
- xxiv El límite superior de los sistemas fotovoltaicos a escala de gran operador representa la situación actual. Muchos sistemas más amplios (hasta 1 GW) se encuentran en la fase de propuesta y de elaboración y podrían concretarse en el transcurso del decenio siguiente.

Energía solar directa. Energía solar por concentración:

- xxv Las dimensiones de los proyectos de las plantas de energía solar por concentración pueden apenas igualar el tamaño de un solo sistema de generación de electricidad (por ejemplo, un sistema de plato y motor de 25 kW). Sin embargo, la horquilla suministrada es frecuente en los proyectos construidos o propuestos en la actualidad. Se están proponiendo también "parques de energía eléctrica" que constan de múltiples plantas de energía solar por concentración en una sola ubicación en medidas de hasta 1 GW (4 MW x 250 MW) o superiores.
- xxvi Las horquillas de los costos corresponden a las plantas de concentradores parabólicos con seis horas de almacenamiento de energía térmica en 2009. Los costos de inversión comprenden costos directos e indirectos, entre cuyos costos indirectos cabe mencionar la ingeniería, la adquisición y el margen de beneficio de la construcción, los costos del propietario, el terreno y los impuestos. Los costos de inversión son más bajos en el caso de las plantas sin almacenamiento y más elevados para las plantas con una mayor capacidad de almacenamiento. La AIE (2010a) estima costos de inversión tan bajos como de 3.800 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW para las plantas sin almacenamiento y tan elevadas como de 7.600 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW para las plantas con gran capacidad de almacenamiento (moneda de año base considerada: 2009). Los factores de capacidad también varían cuando se instala almacenamiento térmico (véase la nota xxviii).
- xxvii La AIE (2010a) afirma que los costos de funcionamiento y mantenimiento relativos a la producción de energía corresponden a entre 1,2 centavo de dólar de Estados Unidos/kWh y 2,7 centavos de dólar de Estados Unidos/kWh (moneda de año base considerada: 2009). Según la producción de energía real, esto puede conllevar costos de funcionamiento y mantenimiento más bajos o más elevados por año, en comparación con la horquilla enunciada en este punto.
- xxviii Factor de capacidad para una planta parabólica de concentradores con seis horas de almacenamiento de energía térmica para tipos de recursos solares frecuentes en el suroeste de los Estados Unidos. Según el tamaño de la capacidad de almacenamiento térmico, tanto los factores de capacidad como los costos de inversión varían considerablemente. Además de las plantas generadoras de energía eléctrica solar en California, las nuevas plantas de sistemas de energía solar por concentración entraron en funcionamiento recién a partir de 2007 y, por consiguiente, se dispone de pocos datos sobre el rendimiento reales, y la mayoría de la literatura solo proporciona factores de capacidad estimados o previstos. Sharma (2011) señala factores de capacidad promedio plurianuales (1998-2002) de entre el 12,4% y el 27,7% para plantas sin almacenamiento térmico, pero con reserva de gas natural. La AIE (2010a) señala que las plantas en España con 15 horas de almacenamiento pueden producir hasta 6.600 horas por año. Ello equivale a un factor de capacidad del 75%, si durante las 6.600 horas hay producción a rendimiento pleno. Un mayor almacenamiento permite también aumentar los costos de inversión (véase la nota xxvi).

Energía geotérmica:

- xxix Los costos de inversión comprenden la exploración y confirmación de recursos; la perforación de pozos de producción e inyección; las instalaciones y la infraestructura en superficie, y la central eléctrica. En el caso de los proyectos de expansión (es decir, las nuevas centrales en el mismo campo geotérmico), los costos de inversión pueden disminuir entre el 10% y el 15% (véase la sección 4.7.1). Las horquillas de los costos de inversión están basadas en Bromley et al. (2010) (véase también el gráfico 4.7).
- xxx Los costos de funcionamiento y mantenimiento se basan en Hance (2005). En Nueva Zelanda, los costos de funcionamiento y mantenimiento oscilan entre 1 centavo de dólar de Estados Unidos/kWh y 1,4 centavo de dólar de Estados Unidos/kWh para una capacidad en la central de entre 20 MW_e y 50 MW_e (Barnett y Quinlivan, 2009), que equivale a entre 83 y 117 dólares de Estados Unidos/kWh/año, es decir, tarifas significativamente más bajas que las presentadas por Hance (2005). Para mayor información, véase la sección 4.7.2.
- xxxi El factor de capacidad mundial actual (datos de 2008-2009) para plantas de condensación (súbita) y de ciclo binario en funcionamiento es 74,5%. Con exclusión de algunos valores atípicos, los límites inferiores y superiores pueden estimarse en 60% y 90%. Comúnmente, los factores de capacidad de las nuevas centrales de energía geotérmica rebasan el 90% (Hance, 2005; DiPippo, 2008; Bertani, 2010). Para 2020, se prevé un factor de capacidad promedio mundial del 80%, y podría alcanzar el 85% en 2030 y hasta un 90% en 2050 (véanse las secciones 4.7.3 y 4.7.5).
- xxxii En el mundo, en general el ciclo de vida de las centrales de energía geotérmica es de entre 25 y 30 años. Este período de recuperación da cabida a un acondicionamiento o reemplazo de la central en superficie al final de su ciclo de vida, pero no equivale a la duración de los recursos económicos del embalse geotérmico, que suele ser mucho más larga (por ejemplo, Larderello, Wairakei, y The Geysers: véase la sección 4.7.3). Sin embargo, en algunos embalses, la posibilidad de degradación de los recursos en el tiempo es uno de los diversos factores que afectan al aspecto económico del funcionamiento constante de la central.

En la página siguiente →

Energía hidroeléctrica:

- xxiii Por lo que respecta a la energía hidroeléctrica, el intervalo medio del 80% de las dimensiones de los proyectos no está bien documentado. El intervalo mencionado es indicativo de la gama completa de las dimensiones de los proyectos. Los proyectos de energía hidroeléctrica siempre dependen del emplazamiento, puesto que han sido diseñados para usar el caudal y la altura de cada emplazamiento. Por lo tanto, los proyectos pueden ser muy pequeños, de pocos kilovatios en corrientes pequeñas, y de hasta varios miles de megavatios, por ejemplo, 18.000 MW en el caso del proyecto de la presa de las Tres Gargantas en China (que será de 22.400 MW una vez finalizado) (véase la sección 5.1.2). En la actualidad, el 90% de la capacidad instalada de energía hidroeléctrica y el 94% de la producción de energía hidroeléctrica se encuentran en las centrales de energía hidroeléctrica con una capacidad superior a 10 MW (IJHD, 2010).
- xxiv Los costos de inversión de los proyectos de energía hidroeléctrica pueden oscilar entre montos tan bajos como de 400 y 500 dólares de Estados Unidos/kW, aunque actualmente la mayoría de los proyectos realistas oscilan entre 1.000 y 3.000 dólares de Estados Unidos/kW (véase la sección 5.8.1).
- xxv En general, los costos de funcionamiento y mantenimiento se presentan como un porcentaje de los costos de inversión de los proyectos de energía hidroeléctrica. Los valores suelen oscilar entre el 1% y el 4%, mientras que en la tabla se ajustan a un valor promedio del 2,5% que se aplica a la gama de los costos de inversión. Por lo general, esto será suficiente para cubrir los gastos de acondicionamiento de los equipos mecánicos y eléctricos, como la puesta a punto de las turbinas, el rebobinado de generadores y las reinversiones en los sistemas de comunicación y de control (véase la sección 5.8.1).
- xxvi Los factores de capacidad dependerán de las condiciones hidrológicas, la capacidad instalada y el diseño de la planta, y de la manera en que funcione la planta (es decir, el grado de regulación de la producción de la planta). En el caso de los diseños de las centrales eléctricas que deben ofrecer la máxima producción de energía (carga base) y con cierta regulación, los factores de capacidad a menudo oscilarán entre el 30% y el 60%. El gráfico 5.20 muestra factores de capacidad promedio de las distintas regiones en el mundo. Por lo que respecta a las centrales eléctricas de mayor demanda, el factor de capacidad será mucho más bajo, hasta un 20%, ya que estas centrales están diseñadas con una capacidad mucho mayor con la finalidad de satisfacer las máximas necesidades. Los factores de capacidad de los sistemas de agua fluyente varían en toda una gama amplia (del 20% al 95%), según las condiciones geográficas y climatológicas, y las características tecnológicas y de funcionamiento (véase la sección 5.8.3).
- xxvii En general, las centrales hidroeléctricas tienen una vida útil muy larga. Existen muchos ejemplos de centrales hidroeléctricas que han estado en funcionamiento durante más de 100 años, con una actualización periódica de los sistemas eléctricos y mecánicos, aunque sin mayores actualizaciones en la mayoría de las estructuras civiles más costosas (presas, túneles, etc.). La AIE (2010d) señala que muchas centrales construidas hace 50 a 100 años siguen en funcionamiento en la actualidad. Por lo tanto, la vida útil de las grandes centrales hidroeléctricas puede establecerse con toda seguridad en al menos 40 años, con una duración de 80 años como límite superior. Por lo que respecta a las centrales hidroeléctricas de pequeña escala, suele fijarse el período de vida en 40 años, en algunos casos, incluso menos. La duración económica puede diferir de la vida útil real de la central física y dependerá en gran medida de la propiedad y financiación de las centrales hidroeléctricas (véase la sección 5.8.1).

Energía oceánica:

- xxviii Los datos suministrados para las centrales eléctricas mareomotrices están basados en un número muy pequeño de instalaciones (véase las notas a pie de página siguientes). Por lo tanto, cabe considerar todos los datos con la debida prudencia.
- xxix La única central eléctrica mareomotriz en el mundo a escala de gran operador es la central La Rance, de 240 MW, que desde 1966 funciona con éxito. Desde entonces, se han encargado otros proyectos más pequeños en China, Canadá y Federación de Rusia, de 3,9 MW, 20 MW y 0,4 MW, respectivamente. Se prevé encargarse la presa Sihwa de 254 MW en 2011, la cual se convertirá luego en la central eléctrica mareomotriz más importante del mundo. Se han determinado muchos proyectos, algunos con gran capacidad, a saber, en el Reino Unido (Estuario del Severn, de 9,3 GW), la India (1,8 GW), Corea (740 MW) y Federación de Rusia (el Mar Blanco y el Mar de Okhotsk, 28 GW). Hasta la fecha, ninguno ha sido considerado económico y muchos de ellos hacen frente a objeciones medioambientales (Kerr, 2007). Los proyectos en el Estuario del Severn han sido evaluados por el Gobierno del Reino Unido y recientemente aplazados.
- xl Una evaluación anterior sugiere factores de capacidad con un intervalo de entre el 25% y el 35% (Charlier, 2003).
- xli Las presas de mareas se asemejan a las centrales hidroeléctricas que, en general, tienen una duración prevista muy larga. Muchas centrales hidroeléctricas han estado en funcionamiento durante más de 100 años, con actualizaciones periódicas en los sistemas electromecánicos, aunque sin mayores actualizaciones en la mayoría de las estructuras civiles más costosas (presas, túneles, etc.). Por lo tanto, se considera que las presas de mareas tienen una duración económica prevista similar a la de las centrales hidroeléctricas, que pueden fijarse con toda seguridad en por lo menos 40 años (véase el capítulo 5).

Energía eólica:

- xlii Se suele considerar las medidas del equipo como el tamaño de la central eléctrica (no de la turbina). Por lo que respecta a la energía eólica en tierra, entre 2007 y 2009 las centrales de entre 5 MW y 300 MW eran frecuentes, a pesar de que predominan tanto centrales más pequeñas como más grandes. En cuanto a la energía eólica aguas adentro, las centrales de entre 20 MW y 120 MW eran frecuentes entre 2007 y 2009, aunque se prevé que el tamaño de las centrales sea mucho más grande en el futuro. En calidad de tecnología modular, se suele contar con una amplia gama de dimensiones de centrales, impulsada por las condiciones del mercado y geográficas.
- xliii En China, se han instalado las centrales eólicas en tierra de menor costo, con costos más elevados en los Estados Unidos de América y Europa. La horquilla muestra la mayoría de las centrales eólicas en tierra instaladas en el mundo entero en 2009 (el año más reciente para datos fiables al momento de la redacción de este anexo), pero las plantas instaladas en China comportan costos promedio que pueden encontrarse aún por debajo de este intervalo (entre 1.000 y 1.350 dólares de Estados Unidos/kW es frecuente en China). En la mayoría de los casos, los costos de inversión comprenden el costo de las turbinas (turbinas, transporte al emplazamiento, e instalación), conexión a la red (cables, subestaciones, interconexiones, pero no más gastos generales de expansión de la transmisión), obras públicas (cimientos, caminos, edificios), y otros costos (ingeniería, licencias, tramitación de permisos, evaluaciones ambientales y equipos de monitoreo).
- xliv Los factores de capacidad dependen en parte de la fuerza del recurso eólico subyacente, que varía según la región y el lugar, así como del diseño de las turbinas.
- xlv Las turbinas eólicas modernas que cumplen las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional han sido diseñadas para tener una vida útil de 20 años, y el período de vida de las turbinas podrían incluso prolongarse a más de 20 años si los costos de funcionamiento y mantenimiento permanecen en un nivel aceptable. Las centrales eólicas suelen financiarse durante un período de 20 años.
- xlvi Por lo que respecta a las centrales eólicas aguas adentro, el intervalo de los costos de inversión comprende la mayoría de las centrales eólicas aguas adentro instaladas en años más recientes (hasta 2009) así como aquellas centrales cuya finalización está proyectada para principios de la década de 2010. Debido a que en años recientes los costos han aumentado, usar los costos de proyectos recientes y previstos refleja razonablemente el costo "actual" de las centrales eólicas aguas adentro. En la mayoría de los casos, los costos de inversión comprenden el costo de las turbinas (turbinas, transporte al emplazamiento, e instalación), conexión a la red (cables, subestaciones, interconexiones, pero no otros gastos generales de expansión de la transmisión), obras públicas (cimientos, caminos, edificios), y otros costos (ingeniería, licencias, tramitación de permisos, evaluaciones ambientales y equipos de monitoreo).

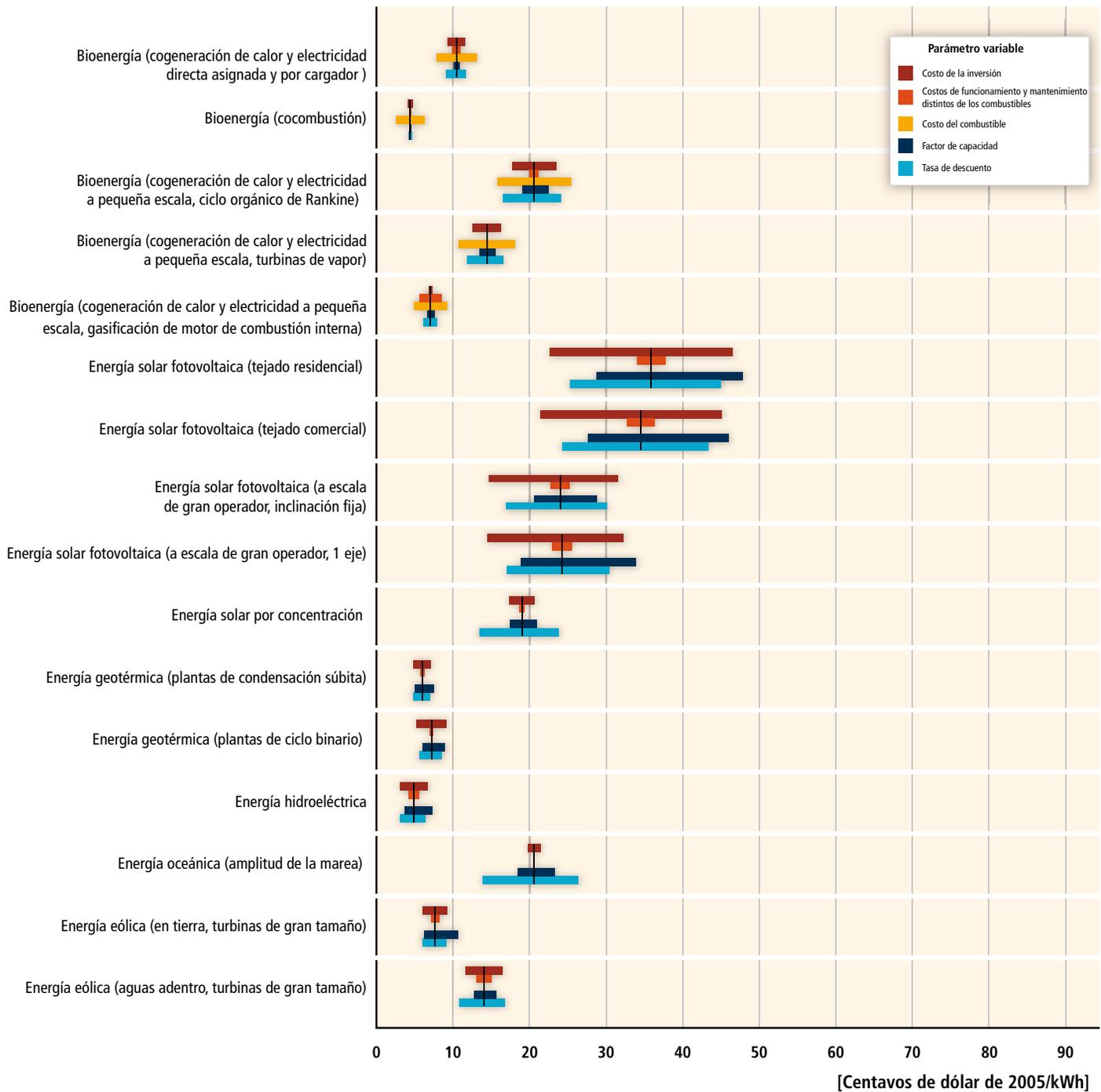


Gráfico AIII.2a | Gráfico tomado de tecnologías de energías renovables. Para una descripción más detallada, véase el gráfico AIII.1a.



Gráfico AIII.2b | 'Valores negativos' del gráfico tornado de tecnologías de energías renovables. Para una descripción más detallada, véase el gráfico AIII.1b.

Nota: los límites superiores de ambas tecnologías de energía geotérmica se calculan sobre la base de un plazo de construcción previsto de 4 años. En el enfoque simplificado que se usa para el análisis de sensibilidad presentado no se tuvo en cuenta esta hipótesis y, por consiguiente, se obtuvieron límites superiores por debajo de aquellos basados en la metodología más precisa. Sin embargo, se han reajustado los intervalos para arrojar los mismos resultados del enfoque más preciso.

Tabla AIII.2 | Parámetros del costo y del rendimiento de tecnologías de calefacción a partir de energías renovables.¹

Recurso	Tecnología	Medidas comunes del equipo del equipo (MW _{th})	Costo de la inversión (USD/kW _{th})	Costos de funcionamiento y mantenimiento, fijo anual (USD/kW) y/o variable (USD/GJ _{alimentación})	Ingresos provenientes de los subproductos (USD/GJ _{alimentación})	Costo de los insumos (USD/GJ _{alimentación})	Eficiencia de la conversión de las materias primas (%)	Factor de capacidad (%)	Duración económica proyectada (en años)	Referencias	Datos sobre la producción		
											Costo nivelado del calor ⁱⁱ (USD/GJ)		Tasa de descuento
											3%	7%	
Bioenergía	Biomasa (calefacción central por gránulos) ^v	0,005–0,1 ^v	310–1.200 ^{vi}	USD 13/kW ^{vii} –USD 43/kW	n.a. ^{viii}	10–20	86–95	13–29	10–20	AIE (2007b)	14–70	15–77	16–84
	Biomasa (MSW) ^{ix} , cogeneración de calor y electricidad ^x	1–10 ^{xi}	370–3.000 ^{xii} , ^{xiii}	USD 15/kW – USD 130/kW ^{xiv}	n.a. ^{viii}	0–3	20–40 ^{xv}	80–91	10–20		1,4–34	1,8–38	2,1–41
	Biomasa (turbina de vapor, cogeneración de calor y electricidad) ^y	12–14	370–1.000 ^{xi}	USD 1,2/kW – USD 2,5/kW ^{xvi}	n.a. ^{viii}	3,7–6,2	10–40	63–74	10–20		10–69	11–70	11–72
	Biomasa (digestión anaeróbica, cogeneración de calor y electricidad)	0,5–5 ^{xi}	170–1.000 ^{xvii} , ^{xviii}	USD 37/kW – USD 140/kW ^{xix}	n.a. ^{viii}	2,5–3,7 ^{viii}	20–30 ^{xviii}	68–91	15–25		10–29	10–30	10–32
Energía solar	Calefacción con energía solar térmica (ACS ^{xx} , China)	0,0017–0,01 ^{xx}	120–540 ^{xvii}	USD 1,5/kW – USD 10 /kW ^{xxi}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	20–80 ^{xviii}	4,1–13 ^{xviii}	10–15 ^{xxv}	Véase la sección 3.8.2 y las notas a pie de página	2,8–56	3,6–67	4,2–75
	Calefacción con energía solar térmica (agua caliente sanitaria, sistemas térmicos, sistemas combinados)	0,0017–0,07 ^{xx}	530–1.800	USD 5,6/kW – USD 22/kW ^{xxii}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	20–80 ^{xviii}	4,1–13 ^{xviii}	15–25	AIE (2007b)	8,8–134	12–170	16–200
Energía geotérmica	Geotérmica (Calefacción de edificios)	0,1–1	1.600–3.900 ^{xxiii}	USD 8,3/GJ – USD 11/GJ ^{xxiv}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	25–30	20		20–50	24–65	28–77
	Geotérmica (Calefacción central en barrios o ciudades)	3,8–35	600–1.600 ^{xxv}	USD 8,3/GJ – USD 11/GJ ^{xxiv}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	25–30	25		12–24	14–31	15–38
	Geotérmica (invernaderos)	2–5,5	500–1.000 ^{xxvi}	USD 5,6/GJ – USD 8,3/GJ ^{xxiv}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	20	Véase la sección 4.7.6	7,7–13	8,6–14	9,3–16
	Geotérmica (estancques acuícolas, descubiertos)	5–14	50–100 ^{xxvi}	USD 8,3/GJ – USD 11/GJ ^{xxiv}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	20		8,5–11	8,6–12	8,6–12
	Bombas de calor geotérmicas	0,01–0,35	900–3.800 ^{xxvii}	USD 7,8/GJ – USD 8,9 /GJ ^{xxiii}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	n.a. ^{viii}	25–30	20		14–42	17–56	19–68

Observaciones y notas generales:

- i Todos los datos se redondean en 2 dígitos significativos. La mayoría de los capítulos sobre tecnologías (capítulos 2 a 4) ofrecen información adicional y/o más detallada sobre el costo y el rendimiento en las secciones relativas a las tendencias de los costos de los capítulos correspondientes. Sin embargo, las hipótesis subyacentes a algunas de las estimaciones de los costos de la producción citadas directamente de la literatura podrán no ser tan transparentes como los conjuntos de datos que aparecen en el presente anexo y, por lo tanto, deberán ser consideradas con prudencia.
- ii Las centrales de cogeneración de calor y electricidad producen tanto calor como electricidad. El cálculo del costo nivelado de un solo producto, es decir, ya sea de calor o de electricidad, puede efectuarse de distintas maneras. Una de ellas es asignando un valor (descontado) del mercado al "subproducto" y restando este ingreso adicional de los gastos restantes. Esto se ha hecho en el cálculo del costo nivelado de la energía de centrales de bioenergía de cogeneración de calor y electricidad. El cálculo del costo nivelado del calor se ha hecho de otra manera, de acuerdo con la metodología utilizada en la AIE (2007), que sirvió de referencia principal para los datos sobre los insumos: en vez de considerar a la electricidad como un "subproducto" y restar su valor de los gastos remanentes para el suministro de calor, se dividieron los gastos totales en el transcurso de la duración del proyecto de inversión según la proporción de la producción promedio del calor y la electricidad y solo se tuvo en cuenta la proporción del calor de los costos de inversión y de funcionamiento y mantenimiento. A ello se debe que no se mencione ningún ingreso proveniente de un subproducto en la tabla de calor. Ambas metodologías tienen sus ventajas y desventajas.

En la página siguiente →

- iii Costo nivelado del calor: costo nivelado del suministro de calor. El costo nivelado no abarca el costo de la transmisión ni de la distribución en el caso de los sistemas de calefacción central de barrios o ciudades. Las subvenciones a la producción para la generación de la energía renovable y los créditos fiscales tampoco se tienen en cuenta. Sin embargo, los impuestos y subvenciones indirectos a los insumos o productos básicos que afectan a los precios de los insumos y, por lo tanto, a los costos privados, no pueden ser excluidos en su totalidad.

Bioenergía:

- iv Calefacción central por gránulos.
- v Esta horquilla es frecuente en una vivienda familiar individual de energía baja (5 kW) o en un edificio de apartamentos (100 kW).
- vi Los costos de inversión de un sistema de biomasa de calefacción por gránulos únicamente de la central de combustión (incluidos los controles) oscilan entre 100 y 640 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW. La horquilla más alta mencionada anteriormente abarca las obras públicas y el almacenamiento de calor (AIE, 2007).
- vii Los costos fijos de funcionamiento y mantenimiento por año comprenden los costos de la energía auxiliar. Las necesidades de energía auxiliar van de 10 a 20 kWh/kWth/año. Los precios de la electricidad se estiman entre 0,1 y 0,3 dólares de 2005 de Estados Unidos/kWh. Los costos de funcionamiento y mantenimiento para las opciones de cogeneración de calor y electricidad solo comprenden la proporción de calor.
- viii En este caso, la abreviatura 'n.a.' significa "no aplicable".
- ix MSW: residuos sólidos urbanos.
- x Cogeneración de calor y electricidad.
- xi Las medidas comunes están basadas en una opinión pericial y en los datos sobre los costos de la AIE (2007).
- xii Los costos de inversión para las opciones de la cogeneración de calor y electricidad solo comportan la proporción de calor. Los datos relativos a la electricidad suministrados en la tabla A.III.1 ofrecen ejemplos de los costos totales de inversión (véase la sección 2.4.4).
- xiii Los costos de inversión de las instalaciones de residuos sólidos urbanos se establecen principalmente por el costo de depuración de los gases de combustión, que pueden ser asignados al tratamiento de residuos en vez de a la generación de calor (AIE, 2007).
- xiv Los incineradores tan solo de calor de los residuos sólidos urbanos (como los que se utilizan en Dinamarca y Suecia) podrían tener una eficiencia térmica de entre el 70% y el 80%, pero no se tienen en cuenta (AIE, 2007).
- xv Las horquillas suministradas bajo esta categoría se basan principalmente en dos centrales en Dinamarca y Austria y han sido extraídas de la AIE (2007).
- xvi Los costos de inversión de la digestión anaeróbica se basan en los valores proporcionados en la literatura relativos a la capacidad eléctrica. Para la conversión a la capacidad térmica, se utilizó una eficiencia eléctrica del 37% y una eficiencia térmica del 55% (AIE, 2007).
- xvii Por lo que respecta a la digestión anaeróbica, los precios de los combustibles están basados en una mezcla de maíz recién cortado y de materia orgánica a base de estiércol. Entre otras materias orgánicas para el biogás se encuentran los residuos y el gas de vertederos distinguidos por fuentes, pero no se tienen en cuenta en este punto (AIE, 2007).
- xviii Las eficiencias de conversión comprenden insumos auxiliares de calor (del 8% al 20% de calor de proceso) así como el uso de cualquier cosubstrato que pueda aumentar la eficiencia del proceso. En el caso de los residuos distinguidos por fuentes, la eficiencia sería más baja (AIE, 2007).

Energía solar:

- xix ACS: agua caliente sanitaria.
- xx 1 m² de área de colectores se convierte en 0,7 kWth de capacidad instalada (véase la sección 3.4.1).
- xxi En 2004, el 70% de 13,5 millones de metros cuadrados del volumen de ventas se vendió por debajo de 1.500 Yuan/m² (~190 dólares de 2005 de Estados Unidos/kW) (Zhang et al., 2010). El límite inferior está basado en los datos recogidos en 2008 durante las entrevistas normalizadas en la Provincia de Zhejiang (China) (Han et al., 2010). El límite superior está basado en Chang et al. (2011).
- xxii Se proyectan costos fijos de funcionamiento por año de entre el 1% y el 3% de los costos de inversión (AIE, 2007) más el costo anual de la energía auxiliar. Las necesidades de energía auxiliar abarcan entre 2 y 10 kWh/m². Se prevén precios de la electricidad de entre 0,1 y 0,3 dólares de 2005 de Estados Unidos/kWh.
- xxiii La eficiencia de conversión de un sistema de energía solar térmica suele ser mayor en las regiones con una irradiación solar más baja. Esto en parte contrarresta el efecto negativo de la irradiación solar más baja en los costos, ya que el rendimiento energético por metro cuadrado de área de colectores será similar (Harvey, 2006, pág. 461). Las eficiencias de conversión, que afectan al factor de capacidad resultante, no se han usado en las estimaciones del costo nivelado del calor en forma directa.
- xxiv Los factores de capacidad se basan en un rendimiento energético proyectado anual de entre 250 y 800 kWh/m² (AIE, 2007).
- xxv La vida útil prevista para calentadores solares de agua chinos se calcula entre 10 y 15 años (Han et al., 2010).

Energía geotérmica:

- xxvi Por lo que respecta a las bombas de calor geotérmicas, los límites de los costos de inversión abarcan instalaciones residenciales y comerciales o institucionales. En cuanto a las instalaciones comerciales e institucionales, en los costos se prevén los costos de perforación, pero estos costos no se incluyen en el caso de las instalaciones residenciales.
- xxvii Los costos promedio de funcionamiento y mantenimiento expresados en dólares de 2005 de Estados Unidos/kWhth ascienden a entre 0,03 y 0,04 dólares de 2005 de Estados Unidos/kWhth para la calefacción central de edificios y de barrios o ciudades y para estanques acuícolas descubiertos; entre 0,02 y 0,03 dólares de Estados Unidos/kWhth para invernaderos, y entre 0,028 y 0,032 dólares de 2005 de Estados Unidos/kWhth para bombas de calor geotérmicas.

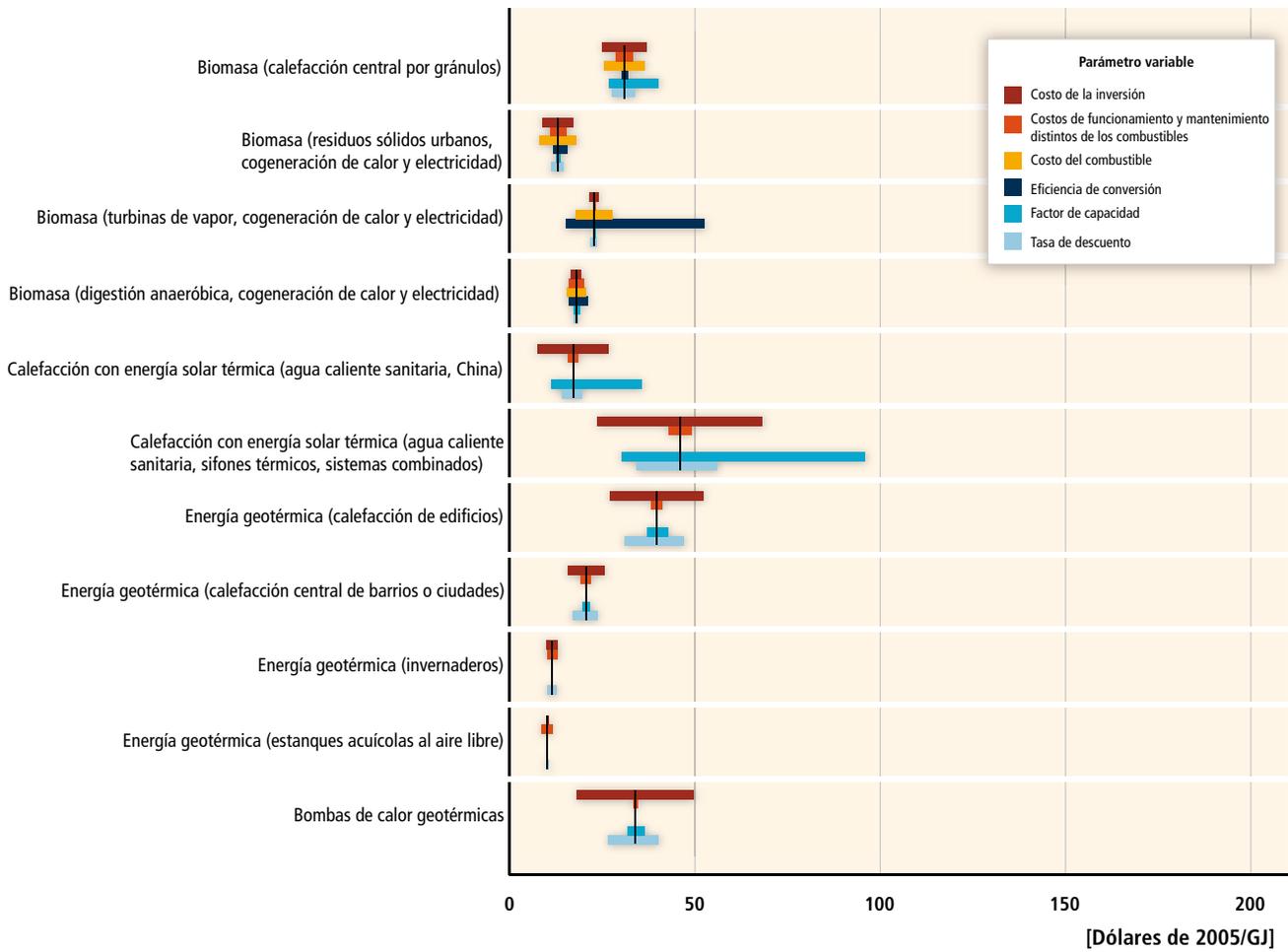


Gráfico AIII.3a | Gráfico tornado de tecnologías de la energía renovables. Para una descripción más detallada, véase el gráfico AIII.1a.

Nota: el hecho de que las aplicaciones de energía solar térmica y de calor geotérmico no muestren ninguna sensibilidad a las variaciones en las eficiencias de conversión puede prestar a cierta confusión. Ello se debe a que el consumo de energía solar y de energía geotérmica no comporta costo alguno y a que el efecto de eficiencias de conversión más altas del consumo de energía sobre el costo nivelado del calor se manifiesta únicamente por medio de un aumento en la producción anual. Por su parte, las variaciones en la producción anual son captadas al variar el factor de capacidad.

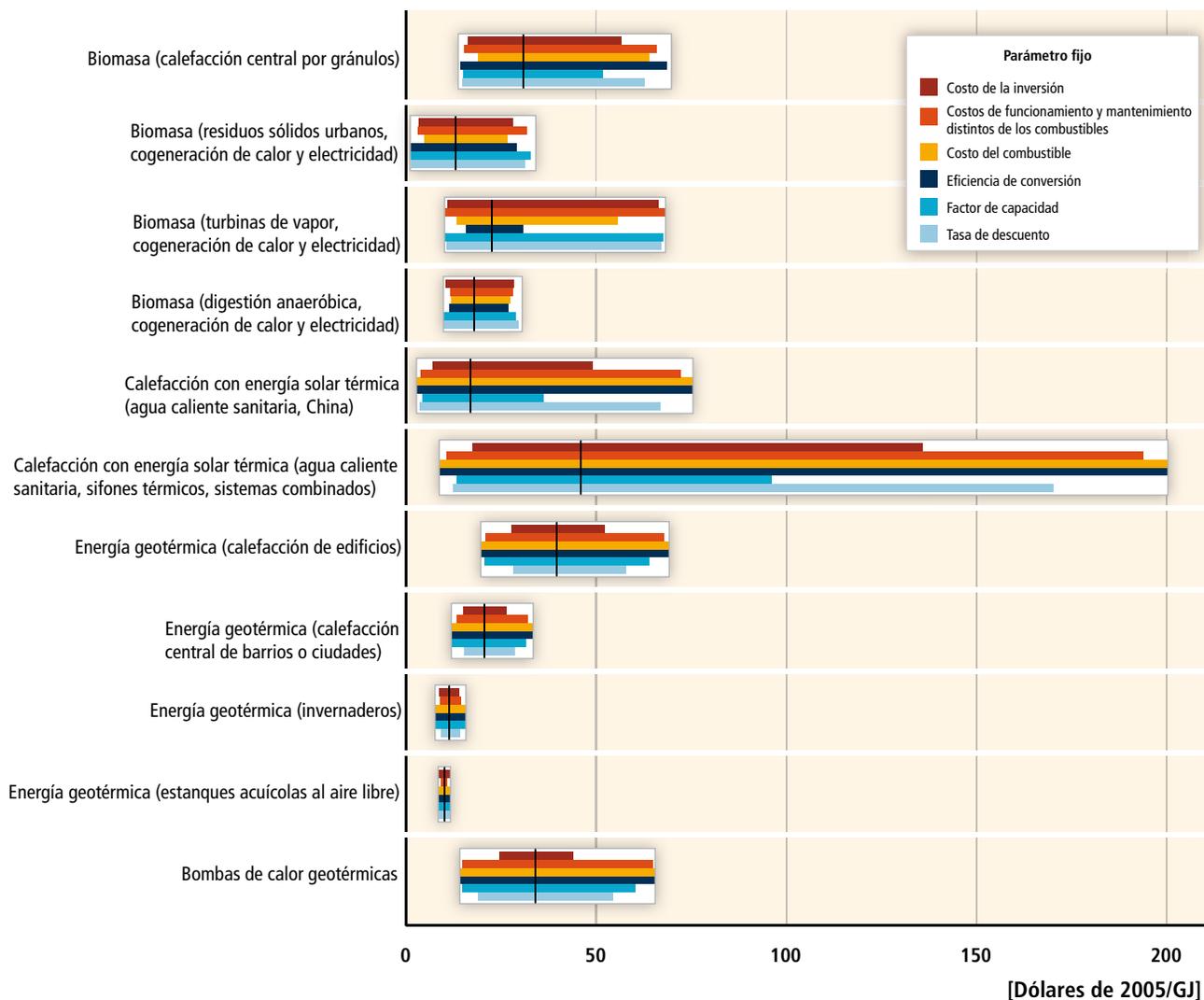


Gráfico AIII.3b | 'Valores negativos' del gráfico tornado de tecnologías de la energía renovable. Para una descripción más detallada, véase el gráfico AIII.1b.

Tabla A.III.3 | Parámetros del costo y del rendimiento de biocombustibles.¹

Insumo	Combustible, Región	Medidas comunes del equipo (MW _{th})	Costo de inversión (USD/kW _{th}) ²	Costo de funcionamiento y mantenimiento, fijo anual (USD/kW _{th}) y variable no destinada a la alimentación (USD/GJ _{alimentación})	Ingresos provenientes del subproducto (USD/GJ _{alimentación})	Costo de los insumos (USD/GJ _{alimentación})	Eficiencia de conversión de la materia prima ³ (%) Solo producto (producto + subproducto)	Factor de capacidad proyectada (%)	Duración económica proyectada (en años)	Referencias	Datos sobre la producción			
											Costo nivelado de combustibles para el transporte ⁴ USD/GJ _{th} ⁵		Tasa de descuento	
											3%	7%	10%	
	Etanol				Co-product: sugar ⁶									
	General	170–1.000	83–360	USD 16/kW _{th} – USD 35/kW _{th} y USD 0,87/GJ _{alimentación}	4.3	2,1–7,1	17 (39)	50%	20	<i>Alfred (2008), Bain (2007), Kline et al. (2007)</i>	2,4–39	3,5–42	4,5–46	
	Brasil, Caso A⁶ⁱ	Véase supra	100–330	USD 20/kW _{th} – USD 32/kW _{th} y USD 0,87/GJ _{alimentación}	Véase supra	2,1–6,5 ⁱⁱⁱ	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Bohmann y Cesar (2006), Oliverio (2006), van den Wall Bake et al. (2009)	2,4–38	3,5–41	4,5–44	
	Argentina	Véase supra	110–340	USD 21/kW _{th} – USD 34/kW _{th} y USD 0,87/GJ _{alimentación}	Véase supra	6,5 ^k	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Oliverio y Riberio (2006), véase también la hileria 'General' más arriba	28–39	30–42	31–46	
	Cuenca del Caribe^{8, xi}	Véase supra	110–360	USD 22/kW _{th} – USD 35/kW _{th} y USD 0,87/GJ _{alimentación}	Véase supra	2,6–6,2	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Rosillo-Calle et al. (2000) véase también la hileria 'General' más arriba	6,4–38	7,7–42	8,8–46	
	Colombia	Véase supra	100–320	USD 20/kW _{th} – USD 31/kW _{th} y USD 0,87/GJ _{alimentación}	Véase supra	5,6	Véase supra	Véase supra	Véase supra	McDonald y Schratzenholzer (2001), Goldemberg (1996), véase también la hileria 'General' más arriba	23–32	24–36	25–39	
	India	Véase supra	110–340	USD 21/kW _{th} – USD 33/kW _{th} y USD 0,87/GJ _{alimentación}	Véase supra	2,6–6,2	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Véase la hileria 'General' más arriba	5,9–37	7,1–41	8,2–44	
	México	Véase supra	83–260	USD 16/kW _{th} – USD 25/kW _{th} y USD 0,87/GJ _{alimentación}	Véase supra	5,2–7,1	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Véase la hileria 'General' más arriba	19–37	19–40	20–42	
	Estados Unidos de América	Véase supra	100–320	USD 20/kW _{th} – USD 31/kW _{th} y USD 0,87/GJ _{alimentación}	Véase supra	6,2	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Véase la hileria 'General' más arriba	27–36	28–40	29–43	

Caña de azúcar

En la página siguiente →

Insumo	Combustible, Región	Medidas comunes del equipo (MW _{th})	Costo de inversión (USD/kW _{th}) ^{vi}	Costo de funcionamiento y mantenimiento, fijo anual (USD/kW _{th}) y variable no destinada a la alimentación (USD/GJ _{alimentación})	Ingresos provenientes del subproducto (USD/GJ _{alimentación})	Costo de los insumos (USD/GJ _{alimentación})	Eficiencia de conversión de la materia prima ⁱⁱⁱ (%) Solo producto (producto + subproducto)	Factor de capacidad (%)	Duración económica proyectada (en años)	Referencias	Datos sobre la producción		
											Costo nivelado de combustibles para el transporte ^v USD/GJ _{th}		Tasa de descuento
											3%	7%	
	Ethanol				Subproducto: (DDGS) ^{vii}								
	General	n.a.	160–310	USD 9/kW _{th} – USD 27 /kW _{th} y USD 1,98 /GJ _{alimentación}	1,56	4,2–10 ^{viii}	54 (91)	95%	20	<i>Alfstad (2008), Bain (2007), Kline et al. (2007)</i>	9,3–22	9,5–22	10–23
Maíz	Estados Unidos de América	140–550 ^w	160–240	USD 9/kW _{th} – USD 18/kW _{th} y USD 1,98 /GJ _{alimentación}	Véase supra	4,2–10 ^w	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Delta-T Corporation (1997), Ibsen et al. (2005), Jechura (2005), véase también la hilerera 'General' más arriba	9,3–22	9,5–22	10–23
	Argentina	Véase supra	170–260	USD 9/kW _{th} – USD 17/kW _{th} y USD 1,98 /GJ _{alimentación}	Véase supra	7,5	Véase supra	Véase supra	Véase supra	McAlloon et al. (2000), Asociación de Combustibles Renovables (RFA) (2011), Universidad de Illinois (2011), véase también la hilerera 'General' más arriba	16–17	16–17	17–18
	Canadá	Véase supra	200–310	USD 13/kW _{th} – USD 27/kW _{th} y USD 1,98 /GJ _{alimentación}	Véase supra	4,8–5,7	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Véase la hilerera 'General' más arriba	11–15	12–15	12–16
	Ethanol				By-product: DDGS ^{vii}								
	General	150–610	140–280 ^{wi}	USD 8/kW _{th} – USD 25 /kW _{th} y USD 1,4 /GJ _{alimentación}	1,74	5,1–13	49 (91)	95%	20	<i>Alfstad (2008), Bain (2007), Kline et al. (2007)</i>	12–28	12–28	12–28
Trigo	Estados Unidos de América	Véase supra	140–220	USD 8/kW _{th} – USD 17/kW _{th} y USD 1,41 /GJ _{alimentación}	Véase supra	6,3–13	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) (2002), Shapouri y Salassi (2006), Departamento de Agricultura de los Estados Unidos de América (USDA) (2007), véase también la hilerera 'General' más arriba	13–28	14–28	14–28
	Argentina	Véase supra	150–230	USD 8/kW _{th} – USD 16/kW _{th} y USD 1,41 /GJ _{alimentación}	Véase supra	6,5–7	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Véase la hilerera 'General' más arriba	14–16	14–16	14–17
	Canadá	Véase supra	190–280	USD 12/kW _{th} – USD 25/kW _{th} y USD 1,41 /GJ _{alimentación}	Véase supra	5,1–6,9	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Véase la hilerera 'General' más arriba	12–16	12–17	12–17

En la página siguiente →

Insumo	Combustible, Región	Medidas comunes del equipo (MW _{th})	Costo de inversión (USD/kW _{th}) ^{iv}	Costo de funcionamiento y mantenimiento, fijo anual (USD/kW _{th}) y variable no destinada a la alimentación (USD/GJ _{alimentación})	Ingresos provenientes del subproducto (USD/GJ _{alimentación})	Costo de los insumos (USD/GJ _{alimentación})	Eficiencia de conversión de la materia prima ⁱⁱⁱ (%) Solo producto (producto + subproducto)	Factor de capacidad (%)	Duración económica proyectada (en años)	Referencias	Datos sobre la producción			
											Costo nivelado de combustibles para el transporte ^v USD/GJ _{th} ^v		Tasa de descuento	
											3%	7%	10%	
Aceite de soja	Biodiésel ^{xviii}			Subproducto: glicerina ^{xviii}										
	General	44–440	160–320	USD 9/kW _{th} – USD 46/kW _{th} y USD 2,58 /GJ _{alimentación}	0,58	7,0–24	103 (107)19	95%	20	Alfstad (2008), Bain (2007), Kline et al. (2007), Haas et al. (2006), Sheehan et al. (2006)	9,4–28	10–28	10–28	
	Argentina	Véase supra	170–320	USD 12/kW _{th} – USD 42/kW _{th} y USD 2,58 /GJ _{alimentación}	Véase supra	14–16 ^x	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Junta de Comercio de Chicago (2006), véase también la hilera 'General' más arriba	16–19	16–19	17–20	
	Brasil	Véase supra	160–310	USD 9/kW _{th} – USD 27/kW _{th} y USD 2,58 /GJ _{alimentación}	Véase supra	7,0–18 ^x	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Junta de Comercio de Chicago (2006), véase también la hilera 'General' más arriba	9,4–21	10–21	10–21	
	Estados Unidos de América	Véase supra	160–300	USD 12/kW _{th} – USD 46/kW _{th} y USD 2,58 /GJ _{alimentación}	Véase supra	9,7–24	Véase supra	Véase supra	Véase supra	USDA (2006), véase también la hilera 'General' más arriba	12–28	12–28	12–28	
Aceite de palma	Biodiésel ^{xviii}			Subproducto: glicerina ^{xviii}										
	General	44–440	160–340	USD 10/kW _{th} – USD 46/kW _{th} y USD 2,58 /GJ _{alimentación}	0,58	6,1–45	103 (107)	95%	20	Alfstad (2008), Bain (2007), Kline et al. (2007), Haas et al. (2006), Sheehan et al. (1998)	8,7–48	8,9–48	9,0–49	
	Colombia	Véase supra	160–300	USD 10/kW _{th} – USD 34/kW _{th} y USD 2,58 /GJ _{alimentación}	Véase supra	6,1–45	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Véase la hilera 'General' más arriba	8,7–48	8,8–48	9,0–49	
Madera, bagazo, otros	Cuenca del Caribe ^k	Véase supra	180–340	USD 13/kW _{th} – USD 46/kW _{th} y USD 2,58 /GJ _{alimentación}	Véase supra	11–45	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Véase la hilera 'General' más arriba	14–48	14–48	14–48	
	Aceite combustible pirólitico			Subproducto: electricidad ^{xviii}										
	General	110–440	160–240	USD 12/kW _{th} – USD 44/kW _{th} y USD 0,42 /GJ _{alimentación}	0,07	0,44–5,5 ^{xviii}	67 (69)	95%	20	Ringer et al. (2006)	2,3–12	2,6–12	2,8–12	
Madera, bagazo, otros	Estados Unidos de América	Véase supra	160–230	USD 19/kW _{th} – USD 44/kW _{th} y USD 0,42 /GJ _{alimentación}	Véase supra	1,4–5,5	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Véase la hilera 'General' más arriba	4,0–12	4,3–12	4,5–12	
	Brasil	Véase supra	160–240	USD 12/kW _{th} – USD 24/kW _{th} y USD 0,42 /GJ _{alimentación}	Véase supra	0,44–5,5	Véase supra	Véase supra	Véase supra	Véase la hilera 'General' más arriba	2,3–11	2,5–11	2,8–11	

En la página siguiente →

Observaciones y notas generales:

- i Todos los datos se redondean en 2 dígitos significativos. En la sección sobre las tendencias de los costos del capítulo 2 se proporciona información adicional sobre el costo y el rendimiento. Sin embargo, es probable que las hipótesis subyacentes en algunas de las estimaciones de los costos citados directamente de la literatura no sean tan transparentes como los conjuntos de datos presentados en este anexo y, por lo tanto, deberían considerarse con prudencia.
- ii El costo de la inversión está basado en el factor de capacidad de la central y no en un factor de flujo al 100%, que suele ser la norma.
- iii La eficiencia de conversión de los insumos, medida en unidades de consumo de energía en relación con las unidades de producción de energía, se señala únicamente en relación con la biomasa. Por lo general, los factores de conversión para una combinación de biomasa e insumos de origen fósil son más bajos.
- iv El costo nivelado de los combustibles para el transporte comprende todos los costos privados acumulados a medida que se incorporan en el sistema de la bioenergía, pero no así el costo del transporte ni la distribución para los clientes finales. Tampoco se incluyen las subvenciones para la producción de energía renovable ni los créditos fiscales. Sin embargo, los impuestos y las subvenciones indirectos a los insumos o productos básicos que afectan a los precios de los insumos y, por lo tanto, a los costos privados, no pueden ser excluidos en su totalidad.
- v HHV: poder calorífico superior. LHV: poder calorífico inferior.
- vi El precio del azúcar y los ingresos provenientes de este se estiman en 22 dólares de 2005 de Estados Unidos/GJ_{azúcar} sobre la base del promedio del precio del azúcar refinada entre 2005 y 2008.
- vii Un contenido de sacarosa de caña del 14% se usa en las estimaciones del caso A, con la hipótesis adicional de que el 50% del total de la sacarosa se utiliza para la producción de azúcar (con un 97% de eficiencia de extracción) y el 50% restante para la producción de etanol (con un 90% de eficiencia de conversión). El contenido de bagazo de la caña utilizado es el 16%. El HHV utilizado comprende el bagazo, de 18,6 GJ/t, la sacarosa, de 17,0 GJ/t, y 5,3 GJ/t en caña recibida.
- viii Los costos de los insumos en Brasil disminuyeron en un 60% durante el período comprendido entre 1975 y 2005 (Hettinga et al., 2009). Para un análisis más detallado sobre las tendencias de los costos pasadas y futuras, véanse también las secciones 2.7.2, 2.7.3 y 2.7.4.
- ix El 55,2% de la materia utilizada es el bagazo. Para mayor información sobre las características de los insumos, puede consultarse, por ejemplo, la sección 2.3.1.
- x Países de la iniciativa para la cuenca del Caribe: Guatemala, Honduras, Nicaragua, la República Dominicana, Costa Rica, El Salvador, Guyana, y otros.
- xi Combinación de etanol e ingenio azucarero: 50/50. Para mayor información sobre los ingenios azucareros, puede consultarse la sección 2.3.4.
- xii DDGS: residuos desecados y solubles de destilería.
- xiii Por lo que respecta a las horquillas de los insumos a escala internacional, se utilizaron curvas de oferta de Kline et al. (2007). Para mayor información sobre las curvas de oferta de los insumos y otras consideraciones económicas en las evaluaciones de recursos de la biomasa, véase la sección 2.2.3.
- xiv La horquilla de las dimensiones de la planta (140 MW-550 MW equivale a entre 25 y 100 millones de galones por año de etanol anhidro) es representativa de la industria de etanol obtenido del maíz de los Estados Unidos de América (RFA, 2011).
- xv En los Estados Unidos de América, los precios del maíz disminuyeron en 63% durante el período comprendido entre 1975 y 2005 (Hettinga et al., 2009). Para mayor información sobre el análisis de las tendencias de los costos pasadas y futuras, véanse también las secciones 2.7.2, 2.7.3 y 2.7.4.
- xvi Basado en los costos del molino de maíz, corregido para el HHV, y la producción de residuos desecados de destilería de trigo. Para mayor información sobre la molienda, véase la sección 2.3.4.
- xvii La base de la instalación es el aceite de soja, y no los granos de soja. Se usa un margen técnico para convertir el precio de la soja al precio del aceite de soja. HHV del aceite de soja = 39,6 GJ/t.
- xviii La glicerina se conoce también como glicerol y es un compuesto de poliol simple (1,2,3 propanotriol) y es fundamental para todos los lípidos conocidos como triglicéridos. La glicerina es un subproducto de la producción de biodiésel.
- xix El rendimiento es superior al 100% porque el metanol (o cualquier otro tipo de alcohol) se incorpora al producto.
- xx El precio del aceite de soja se calcula a partir del precio de la soja (Kline et al., 2007) y el margen técnico (Junta de Comercio de Chicago, 2006).
- xxi El gas derivado del proceso y los sólidos residuales (carbón) se usan para el calor y la electricidad de proceso. La electricidad excedentaria se exporta como un subproducto.
- xxii La horquilla de los costos de los insumos se basa en los precios de los residuos de bagazo y los residuos de madera (Kline et al. 2007). La horquilla superior corresponde a una pirólisis de madera, y la horquilla inferior comúnmente corresponde a una pirólisis de bagazo. Para mayor información sobre pirólisis, véase la sección 2.3.3.2. Para un análisis sobre las tendencias de los costos pasadas y futuras, véanse también las secciones 2.7.2, 2.7.3 y 2.7.4.

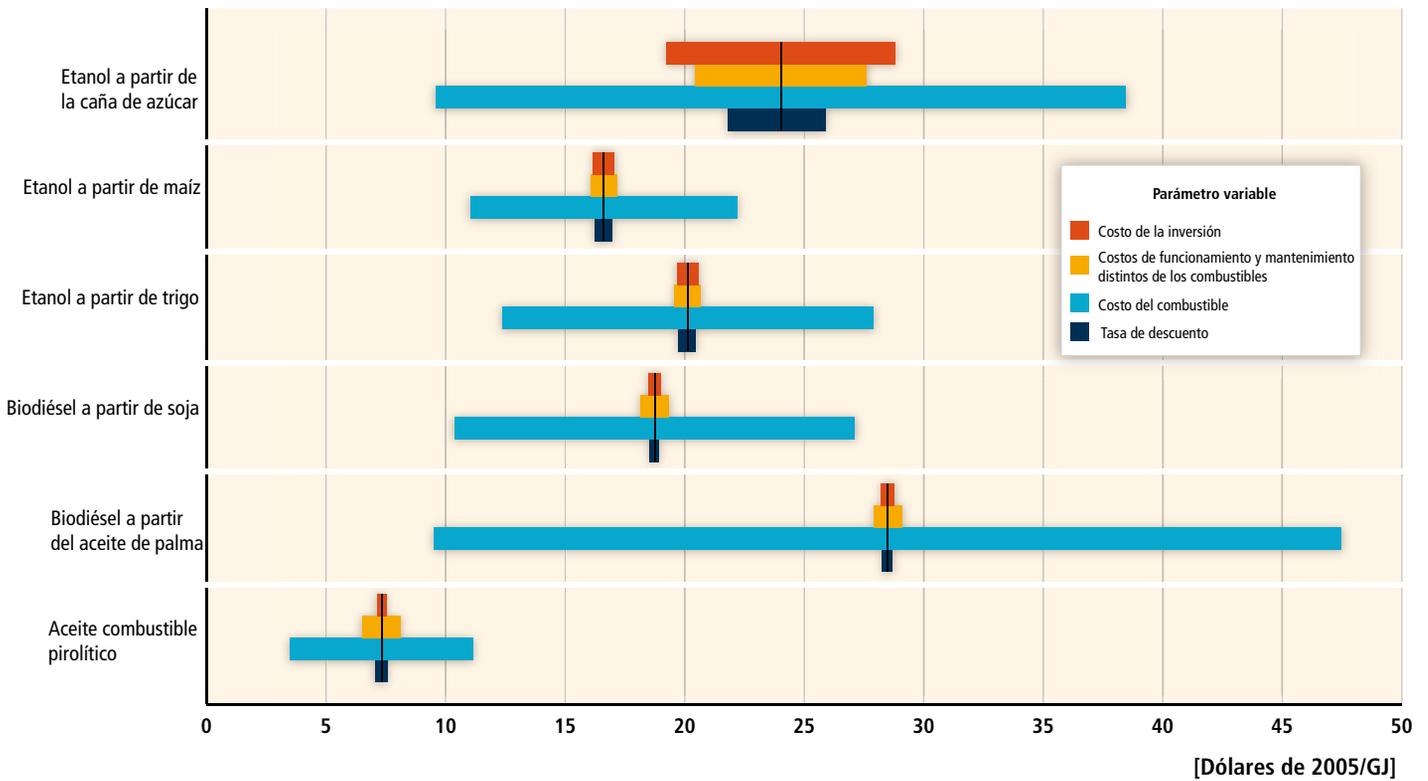


Gráfico AIII.4a | Gráfico tornado de los biocombustibles. Para una descripción más detallada, véase el gráfico AIII.1a.

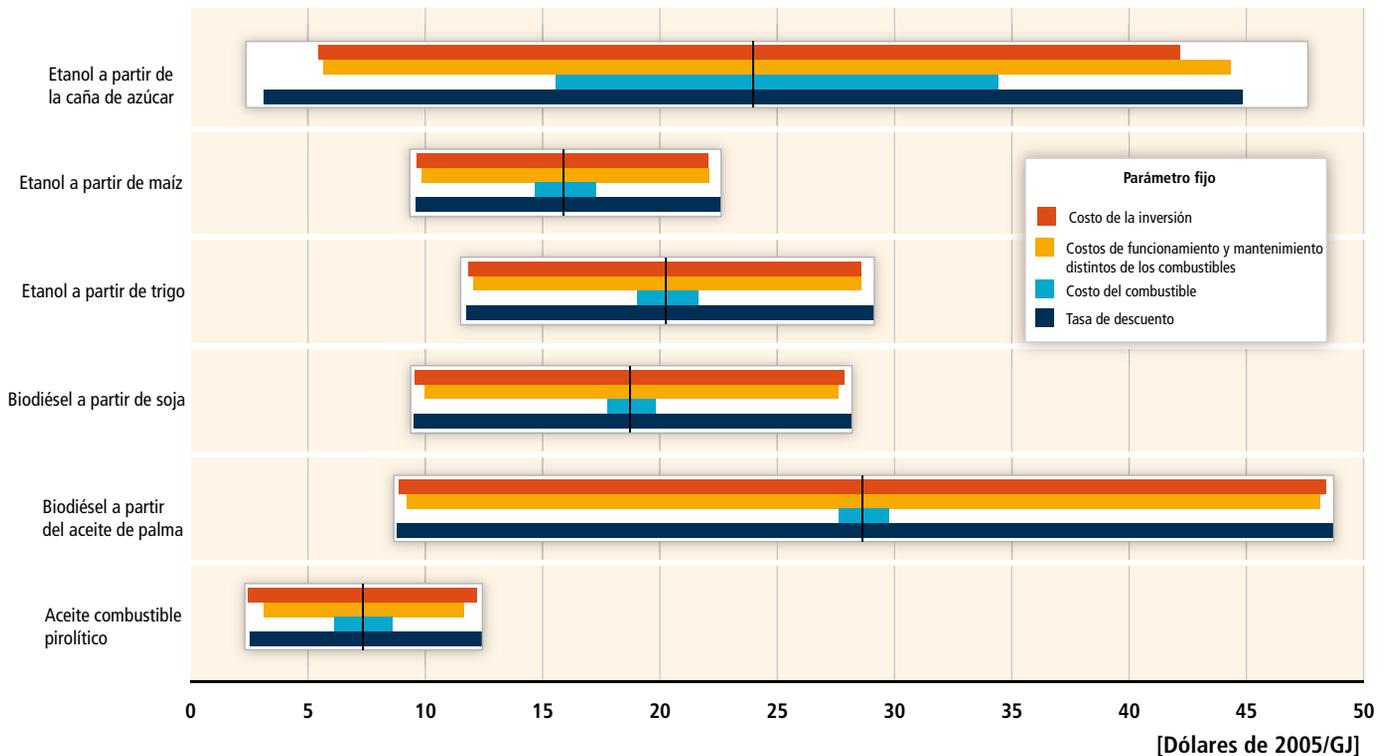


Gráfico AIII.4b | 'Valores negativos' del gráfico tornado de los biocombustibles. Para una descripción más detallada, véase el gráfico AIII.1b.

Nota: la totalidad de los datos sobre los insumos en las distintas regiones y las estimaciones subsiguientes del costo nivelado de los combustibles para el transporte permite obtener intervalos de dicho costo ligeramente más amplios que los obtenidos si primero se calculan los valores del costo nivelado de los combustibles para el transporte y posteriormente se suman los valores regionales de este costo. A fin de realizar un análisis de sensibilidad amplio, en este caso se usó el primer enfoque. Sin embargo, las horquillas más amplias se reajustaron para arrojar los mismos resultados que los del último enfoque, que es más preciso, además de ser el enfoque que se utiliza en el resto del informe.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Las referencias que figuran en esta lista se han utilizado en la evaluación de los datos del costo y del rendimiento de cada una de las tecnologías resumidas en las tablas. En el texto al presente anexo se citan únicamente algunas de estas, con la finalidad de sustentar la información concreta que se incluye en el texto explicativo. Todas las referencias están ordenadas según el tipo de energía o vector energético y por tecnología.

Electricidad

Bioenergía

Observación 1: En el cuerpo del capítulo 2 se han evaluado otras referencias sobre el costo. Estas han permitido verificar el grado de fiabilidad de los resultados a partir de un metanálisis basado en las fuentes de los datos mencionados en este anexo.

Administración de Información de Energía (EIA), 2009: *2006 Energy Consumption by Manufacturers—Data Tables*, Tabla 7.2, Administración de Información de Energía, Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, Washington, DC, Estados Unidos de América, puede consultarse en: <http://www.eia.gov/emeu/mecs/mecs2006/2006tables.html>

Bain, R. L., 2007a: *World Biofuels Assessment, Worldwide Biomass Potential: Technology Characterizations*, NREL/MP-510-42467, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, 140 págs.

—, **2011:** *Biopower Technologies in Renewable Electricity Alternative Futures*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, en imprenta.

Bain, R. L., W. P. Amos, M. Downing, y R. L. Perlack, 2003: *Biopower Technical Assessment: State of the Industry and the Technology*, TP-510-33123, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, 277 págs.

DeMeo, E. A., y J. F. Galdo, 1997: *Renewable Energy Technology Characterizations*, TR-109496, Departamento de Energía de los Estados Unidos de América y Electric Power Research Institute, Washington, DC, Estados Unidos de América, 283 págs.

McGowin, C., 2008: *Renewable Energy Technical Assessment Guide*, TAG-RE:2007, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, California, Estados Unidos de América.

Neij, L., 2008: "Cost development of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments", en *Energy Policy*, 36(6), págs. 2200-2211.

OANDA, 2011: *Historical Exchange Rates*.

Obernberger, I., y G. Thek, 2004: *Techno-economic evaluation of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion in IEA partner countries*, BIOS Bioenergiesysteme GmbH, Graz, Austria, 87 págs.

Obernberger, I., G. Thek, y D. Reiter, 2008: *Economic Evaluation of Decentralised CHP Applications Based on Biomass Combustion and Biomass Gasification*, BIOS Bioenergiesysteme GmbH, Graz, Austria, 19 págs.

Peters, M., K. Timmerhaus, y R. West, 2003: *Plant Design and Economics for Chemical Engineers, Fifth Edition*, McGraw-Hill Companies, Nueva York, Estados Unidos de América, 242 págs. (ISBN 0-07-239266-5).

Rauch, R., 2010: "Indirect Gasification", en *IEA Joint Task 32 & 33 Workshop*, Copenhagen, Dinamarca, 7 de octubre de 2010, puede consultarse en: www.ieabcc.nl/meetings/task32_Copenhagen/09%20TU%20Vienna.pdf.

Skjoldborg, B., 2010: "Optimization of I/S Skive District Heating Plant", en *IEA Joint Task 32 & 33 Workshop*, Copenhagen, Dinamarca, 7 de octubre de 2010, puede consultarse en: www.ieabcc.nl/meetings/task32_Copenhagen/11%20Skive.pdf.

Energía solar directa

Agencia Internacional de la Energía (AIE), 2010a: *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 710 págs.

— **2010b:** *Technology Roadmap, Concentrating Solar Power*, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 48 págs.

— **2010c:** *Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy*, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 48 págs.

Bloomberg (2010). *Bloomberg New Energy Finance—Renewable Energy Data.*, puede consultarse en: <http://bnf.com/>

Breyer, C., A. Gerlach, J. Mueller, H. Behacker, y A. Milner, 2009: "Grid-parity analysis for EU and US regions and market segments - Dynamics of grid-parity and dependence on solar irradiance, local electricity prices and PV progress ratio", en *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 21 a 25 de septiembre de 2009, Hamburgo, Alemania, págs. 4492-4500.

Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2010: *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (photovoltaik)*, Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW Solar), Berlín, Alemania, 4 págs.

NEEDS, 2009: *New Energy Externalities Development for Sustainability (NEEDS). Final Report and Database*, New Energy Externalities Development for Sustainability, Roma, Italia.

NREL, 2011a: "Solar PV Manufacturing Cost Model Group: Installed Solar PV System Prices", presentación para *SEGIS_ADEPT Power Electronic in Photovoltaic Systems Workshop*, Arlington, Virginia, Estados Unidos de América, 8 de febrero de 2011, NREL/PR-6A20-50955.

NREL, 2011b: *The Open PV Project*, base de datos en línea, puede consultarse en: <http://openpv.nrel.org/hc3.asp>

Sharma, A., 2011: "A comprehensive study of solar power in India and world", en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(4), págs. 1767-1776.

Trieb, F., C. Schillings, M. O'Sullivan, T. Pregger, y C. Hoyer-Klick, 2009: "Global potential of concentrating solar power", en *SolarPACES Conference*, Berlín, Alemania, 15 a 18 de septiembre de 2009.

Viebahn, P., Y. Lechon, y F. Trieb, 2010: The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe: A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050, *Energy Policy*, doi: 10.1016/j.enpol.2010.09.026.

Energía geotérmica

Barnett, P., y P. Quinlivan, 2009: *Assessment of Current Costs of Geothermal Power Generation in New Zealand (2007 basis)*, informe realizado por SKM para la Asociación Geotérmica de Nueva Zelandia, Wellington, Nueva Zelandia, puede consultarse en: www.nzgeothermal.org.nz/industry_papers.html

Bertani, R., 2010: "Geothermal electric power generation in the world: 2005-2010 update report", en *Proceedings of the World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25 a 30 de abril de 2010, puede consultarse en: www.geothermal-energy.org/pdf/IGStandard/WGC/2010/0008.pdf

- Bromley, C. J., M. A. Mongillo, B. Goldstein, G. Hiriart, R. Bertani, E. Huenges, H. Muraoka, A. Ragnarsson, J. Tester, y V. Zui, 2010:** "Contribution of geothermal energy to climate change mitigation: the IPCC renewable energy report", en *Proceedings of the World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25 a 30 de abril de 2010, puede consultarse en: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0225.pdf
- Cross, J., y J. Freeman, 2009:** *2008 Geothermal Technologies Market Report*, Programa de Tecnologías Geotérmicas del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, Washington, DC, Estados Unidos de América, 46 págs., puede consultarse en: www.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/2008_market_report.pdf
- Darma, S., S. Harsoprayitno, B. Setiawan, Hadyanto, R. Sukhyar, A. W. Soedibjo, N. Ganefianto, y J. Stimac, 2010:** "Geothermal energy update: Geothermal energy development and utilization in Indonesia", en *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25 a 29 de abril de 2010, puede consultarse en: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0128.pdf
- DiPippo, R., 2008:** *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*, Elsevier, Londres, Reino Unido, 493 págs.
- Gutiérrez-Negrín, L. C. A., R. Maya-González, y J. L. Quijano-León, 2010:** "Current status of geothermics in Mexico", en *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25 a 29 de abril de 2010, puede consultarse en: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0101.pdf
- Hance, C. N., 2005:** *Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development*. Asociación de Energía Geotérmica, Washington, DC, Estados Unidos de América, 64 págs., puede consultarse en: www.geo-energy.org/reports/Factors%20Affecting%20Cost%20of%20Geothermal%20Power%20Development%20-%20August%202005.pdf
- Hjastarson, A., y J. G. Einarsson, 2010:** *Geothermal resources and properties of HS Orka, Reyjanes Peninsula, Iceland*, Informe técnico preparado por Mannvit Engineering para Magma Energy Corporation, 151 págs., puede consultarse previa solicitud en: www.mannvit.com
- Kutscher, C., 2000:** *The Status and Future of Geothermal Electric Power*, publicación NREL/CP-550-28204, National Renewable Energy Laboratory, Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, Washington, DC, Estados Unidos de América, 9 págs., puede consultarse en: www.nrel.gov/docs/fy00osti/28204.pdf
- Lovekin, J., 2000:** "The economics of sustainable geothermal development", en *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japón, 28 de mayo a 10 de junio de 2000 (ISBN: 0473068117), puede consultarse en: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0123.PDF
- Lund, J. W., K. Gawell, T. L. Boyd, y D. Jennejohn, 2010:** "The United States of America country update 2010", en *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25 a 30 de abril de 2010, puede consultarse en: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0102.pdf
- Owens, B., 2002:** *An Economic Valuation of a Geothermal Production Tax Credit*, publicación NREL/TP-620-31969, National Renewable Energy Laboratory, Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, Washington, DC, Estados Unidos de América, 24 págs., puede consultarse en: www.nrel.gov/docs/fy02osti/31969.pdf
- Programa de Tecnologías Geotérmicas, 2008:** *Geothermal Tomorrow 2008*. DOE-GO-102008-2633, Programa de Tecnologías Geotérmicas del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, Washington, DC, Estados Unidos de América, 36 págs.
- Stefansson, V., 2002:** "Investment cost for geothermal power plants", en *Geothermics*, **31**, págs. 263-272.
- ## Energía hidroeléctrica
- Agencia Internacional de la Energía (AIE), 2008a:** *World Energy Outlook 2008*, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 578 págs.
- AIE, 2008b:** *Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios and Strategies to 2050*, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 646 págs.
- AIE, 2010d:** *Renewable Energy Essentials: Hydropower*, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 4 págs.
- AIE, 2010e:** *Projected Costs of Generating Electricity*, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 218 págs.
- Alvarado-Anchieta, y C. Adolfo, 2009:** *Estimating E&M powerhouse costs*, International Water Power and Dam Construction, **61**(2), págs. 21-25.
- BMU, 2008:** *Further development of the 'Strategy to increase the use of renewable energies' within the context of the current climate protection goals of Germany and Europe*, Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU), Bonn, Alemania, 118 págs.
- Hall, D. G., G. R. Carroll, S. J. Cherry, R. D. Lee, y G. L. Sommers, 2003:** *Low Head/Low Power Hydropower Resource Assessment of the North Atlantic and Middle Atlantic Hydrologic Regions*, DOE/ID-11077, Oficina de Operaciones de Idaho del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, Idaho Falls, Idaho, Estados Unidos de América.
- IJHD, 2010:** *World Atlas & Industry Guide*, International Journal on Hydropower and Dams, (IJHD), Wallington, Surrey, Reino Unido, 405 págs.
- Krewitt, W., K. Nienhaus, C. Klebmann, C. Capone, E. Stricker, W. Grauss, M. Hoogwijk, N. Supersberger, U. V. Winterfeld, y S. Samadi, 2009:** *Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply*, Climate Change 18/2009, ISSN 1862-4359, Agencia Federal de Medio Ambiente, Dessau-Roßlau, Alemania, 336 págs.
- Lako, P., H. Eder, M. de Noord, y H. Reisinger, 2003:** *Hydropower Development with a Focus on Asia and Western Europe: Overview in the Framework of VLEEM 2*, Verbundplan ECN-C-03-027, Centro de Investigación de la Energía de los Países Bajos, Petten, Países Bajos.
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)/Departamento de Asuntos Económicos y Sociales (DAES)/Consejo Mundial de la Energía (CME), 2004:** *World Energy Assessment: Overview 2004 Update*, Dirección de Políticas de Desarrollo, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Nueva York, NY, Estados Unidos de América, 85 págs.
- REN21, 2010:** *Renewables 2010 Global Status Report*, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), París, Francia, 80 págs.
- Teske, S., T. Pregger, S. Simon, T. Naegler, W. Graus, y C. Lins, 2010:** "Energy [R]evolution 2010—a sustainable world energy outlook", en *Energy Efficiency*, doi:10.1007/s12053-010-9098-y.
- ## Energía oceánica
- Charlier, R. H., 2003:** "Sustainable co-generation from the tides: A review", en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **7**(3), págs. 187-213.
- ETSAP, 2010b:** *Marine Energy Technology Brief E13 - November, 2010*, Energy Technology Systems Analysis Programme, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, puede consultarse en www.etsap.org/E-techDS/PDF/E08-Ocean%20Energy_GSgct_Ana_LCPL_rev30Nov2010.pdf
- Kerr, D., 2007:** energía marítima, *Philosophical Transactions of the Royal Society London, Series A (Mathematical, Physical and Engineering Sciences)*, **365**(1853), págs. 971-992.

Energía eólica

- AIE, 2009:** *Technology Roadmap – Wind Energy*, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 52 págs.
- AIE, 2010a:** *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 710 págs.
- AIE Wind, 2010:** *IEA Wind Energy Annual Report 2009*, International Energy Agency Wind, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 172 págs.
- Asociación China de Energía Renovable, 2009:** *Annual Report of New Energy and Renewable Energy in China*, 2009, Asociación China de Energía Renovable, Beijing, China.
- Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA), 2009:** *Wind Energy, the Facts*, Asociación Europea de Energía Eólica, Bruselas, Bélgica, 488 págs.
- Blanco, M. I., 2009:** “The economics of wind energy”, en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, págs. 1372-1382.
- Boccard, N., 2009:** “Capacity factor of wind power realized values vs. estimates”, en *Energy Policy*, 37, págs. 2679-2688.
- BTM Consult ApS, 2010:** *International Wind Energy Development. World Market Update 2009*, BTM Consult ApS, Ringkøbing, Dinamarca, 124 págs.
- BWEA y Garrad Hassan, 2009:** *UK Offshore Wind: Charting the Right Course*, Asociación Británica de Energía Eólica, Londres, Reino Unido, 42 págs.
- Goyal, M., 2010:** “Repowering – Next big thing in India”, en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, págs. 1400-1409.
- Lemming, J. K., P. E. Morthorst, N. E. Clausen, y J. P. Hjuler, 2009:** *Contribution to the Chapter on Wind Power in Energy Technology Perspectives 2008*, IEA, Risø National Laboratory, Roskilde, Dinamarca, 64 págs.
- Li, J., 2010:** “Decarbonising power generation in China – Is the answer blowing in the wind?”, en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, págs. 1154-1171.
- Li, J., y L. Ma, 2009:** *Background Paper: Chinese Renewables Status Report*, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, París, Francia, 95 págs.
- Milborrow, D., 2010:** “Annual power costs comparison: What a difference a year can make”, en *Windpower Monthly*, 26, págs. 41-47.
- Musial, W., y B. Ram, 2010:** *Large-Scale Offshore Wind Power in the United States: Assessment of Opportunities and Barriers*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, 240 págs.
- Nielson, P., J. K. Lemming, P. E. Morthorst, H. Lawetz, E. A. James-Smith, N. E. Clausen, S. Strøm, J. Larsen, N. C. Bang, y H. H. Lindboe, 2010:** *The Economics of Wind Turbines*, EMD International, Aalborg, Dinamarca, 86 págs.
- Snyder, B., y M. J. Kaiser, 2009:** A comparison of offshore wind power development in Europe and the US: Patterns and drivers of development. *Applied Energy*, 86, págs. 1845-1856.
- UKERC, 2010:** *Great Expectations: The Cost of Offshore Wind in UK Waters – Understanding the Past and Projecting the Future*, Centro de Investigación de la Energía del Reino Unido, Londres, Inglaterra, 112 págs.
- Wiser, R., y M. Bolinger, 2010:** *2009 Wind Technologies Market Report*, Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, Washington, DC, Estados Unidos de América, 88 págs.

Calor

Bioenergía

Observación: En el cuerpo del capítulo 2 se han evaluado otras referencias sobre el costo. Estas han permitido verificar el grado de fiabilidad de los resultados a partir de un metanálisis basado en las fuentes de los datos mencionados en este anexo.

- AIE, 2007:** *Renewables for Heating and Cooling – Untapped Potential*, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 209 págs.
- Obernberger, I., y G. Thek, 2004:** *Techno-economic evaluation of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion in IEA partner countries*, BIOS Bioenergiesysteme GmbH, Graz, Austria, 87 págs.

Energía solar directa

- AIE, 2007:** *Renewables for Heating and Cooling – Untapped Potential*, Agencia Internacional de la Energía, París, Francia, 209 págs.
- Chang, K. C., W. M. Lin, T. S. Lee, y K. M. Chung, 2011:** “Subsidy programs on diffusion of solar water heaters: Taiwan’s experience”, en *Energy Policy*, 39, págs. 563-567.
- Han, J., A. P. J. Mol, y Y. Lu, 2010:** “Solar water heaters in China: A new day dawning”, en *Energy Policy*, 38(1), págs. 383-391.
- Harvey, L. D. D., 2006:** *A Handbook on Low-Energy Buildings and District-Energy Systems: Fundamentals, Techniques and Examples*, Earthscan, Sterling, Virginia, Estados Unidos de América, 701 págs.
- Zhang, X., W. Ruoshui, H. Molin, y E. Martinot, 2010:** “A study of the role played by renewable energies in China’s sustainable energy supply”, en *Energy*, 35(11), págs. 4392-4399.

Energía geotérmica

- Balcer, M., 2000:** Infraestructura técnica de un proyecto geotérmico en Mszczonowie (en polaco) en *Symposium on the Role of Geothermal Energy in the Sustainable Development of the Mazovian and Lodz Regions (Rola energii geotermalnej w zrównowazonym rozwoju regionow Mazowieckiego i Lodzkiego)*, Mineral and Energy Economy Research Institute, Academia Polaca de Ciencias, Cracovia, Polonia, 4 a 6 de octubre de 2000, págs. 107-114 (ISBN 83-87854-62-X).
- Lund, J. W., 1995:** “Deshidratación de la cebolla”, en *Transactions of the Geothermal Resources Council*, 19, págs. 69-74.
- Lund, J. W., y T. L. Boyd, 2009:** “Geothermal utilization on the Oregon Institute of Technology campus”, Klamath Falls, Oregon, en *Proceedings of the 34th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Universidad de Stanford, California, Estados Unidos de América (ISBN: 9781615673186).
- Radeckas, B., y V. Lukosevicius, 2000:** “Klaipeda Geothermal demonstration project”, en *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japón, 28 de mayo a 10 de junio de 2000, págs. 3547-3550 (ISBN: 0473068117), puede consultarse en: www.geothermal-energy.org/pdf/IGStandard/WGC/2000/R0237.PDF
- Reif, T., 2008:** “Profitability analysis and risk management of geothermal projects”, en *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin*, 28(4), págs. 1-4, puede consultarse en: <http://geoheat.oit.edu/bulletin/bull28-4/bull28-4-all.pdf>

Biocombustibles

Observación: En el cuerpo del capítulo 2 se han evaluado otras referencias sobre el costo. Estas han permitido verificar el grado de fiabilidad de los resultados a partir de un metanálisis basado en las fuentes de los datos mencionados en este anexo.

Referencias bibliográficas generales

Alfstad, T., 2008: World Biofuels Study: Scenario Analysis of Global Biofuels Markets, BNL-80238-2008, Brookhaven National Laboratory, Nueva York, NY, Estados Unidos de América, 67 págs.

Bain, R. L., 2007: World Biofuels Assessment, Worldwide Biomass Potential: Technology Characterizations, NREL/MP-510-42467, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, 140 págs.

Goldemberg, J., 1996: "The evolution of ethanol costs in Brazil", en *Energy Policy*, 24(12), págs. 1127-1128.

Hettinga, W. G., H. M. Junginger, S. C. Dekker, M. Hoogwijk, A. J. McAloon, y K. B. Hicks, 2009: "Understanding the reductions in US corn ethanol production costs: An experience curve approach", en *Energy Policy*, 37(1), págs. 190-203.

Kline, K. L., G. Oladosu, A. Wolfe, R. D. Perlack, y M. McMahon, 2007: Biofuel Feedstock Assessment for Selected Countries, ORNL/TM-2007/224, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, Estados Unidos de América, 243 págs.

Referencias en materia de etanol obtenido del maíz

Asociación de Combustibles Renovables (RFA), 2011: Biorefinery Plant Locations, Asociación de Combustibles Renovables (RFA), Washington, DC, Estados Unidos de América, puede consultarse en: www.ethanolrfa.org/bio-refinery-locations/

Delta-T Corporation, 1997: Proprietary information, Williamsburg, Virginia, Estados Unidos de América.

Ibsen, K., R. Wallace, S. Jones, y T. Werpy, 2005: Evaluating Progressive Technology Scenarios in the Development of the Advanced Dry Mill Biorefinery, FY05-630, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Estados Unidos de América.

Jechura, J., 2005: Dry Mill Cost-By-Area: ASPEN Case Summary, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, 2 págs.

McAloon, A., F. Taylor, W. Lee, K. Ibsen, y R. Wooley, 2000: Determining the Cost of Producing Ethanol from Corn Starch and Lignocellulosic Feedstocks, NREL/TP-580-28893, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Estados Unidos de América, 43 págs.

Universidad de Illinois, 2011: farmdoc: Historical Corn Prices, Universidad de Illinois, Urbana, Illinois, Estados Unidos de América, puede consultarse en: www.farmdoc.illinois.edu/manage/pricehistory/price_history.html

Referencias en materia de etanol obtenido del trigo

Departamento de Agricultura de los Estados Unidos de América (USDA), 2007: Wheat Data: Yearbook Tables, Servicio de Investigación Económica, Departamento de Agricultura de los Estados Unidos de América (USDA), Washington, DC, Estados Unidos de América.

Kline, K., G. Oladosu, A. Wolfe, R. Perlack, V. Dale y M. McMahon, 2007: Biofuel feedstock assessment for selected countries, ORNL/TM-2007/224, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, Estados Unidos de América, 243 págs.

Shapouri, H., y M. Salassi, 2006: The Economic Feasibility of Ethanol Production in the United States, Departamento de Agricultura de los Estados Unidos de América, Washington, DC, Estados Unidos de América, 69 págs.

Referencias en materia de etanol a partir de la caña de azúcar

Bohlmann, G. M., y M. A. Cesar, 2006: "The Brazilian opportunity for biorefineries", en *Industrial Biotechnology*, 2(2), págs. 127-132.

Oliverio, J. L., 2006: "Technological evolution of the Brazilian sugar and alcohol sector: Dedini's contribution", en *International Sugar Journal*, 108(1287), págs. 120-129.

Oliverio, J. L., y J. E. Riberio, 2006: "Cogeneration in Brazilian sugar and bioethanol mills: Past, present and challenges", en *International Sugar Journal*, 108(191), págs. 391-401.

Rosillo-Calle, F., S. V. Bajay, y H. Rothman, 2000: Industrial Uses of Biomass Energy: The Example of Brazil, Taylor & Francis, Londres, Reino Unido.

van den Wall Bake, 2006: Cane as Key in Brazilian Ethanol Industry, Master's Thesis, NWS-1-2006-14, Universidad de Utrecht, Utrecht, Países Bajos.

van den Wall Bake, J. D., M. Junginger, A. Faaij, T. Poot, y A. Walter, 2009: "Explaining the experience curve: Cost reductions of Brazilian ethanol from sugarcane", en *Biomass and Bioenergy*, 33(4), págs. 644-658.

Referencias en materia de biodiésel

Haas, M. J., A. J. McAloon, W. C. Yee, y T. A. Foglia, 2006: "A process model to estimate biodiesel production costs", en *Bioresource Technology*, 97(4), págs. 671-678.

Junta de Comercio de Chicago, 2006: CBOT® Soybean Crush Reference Guide, Junta de Comercio de la Ciudad de Chicago, Chicago, Illinois, Estados Unidos de América.

Sheehan, J., V. Camobreco, J. Duffield, M. Graboski, y H. Shapouri, 1998: Life Cycle Inventory of Biodiesel and Petroleum Diesel for Use in an Urban Bus, NREL/SR-580-24089, National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio Nacional de la Energía Renovable), Golden, Colorado, Estados Unidos de América.

Referencias en materia de aceite pirolítico

Ringer, M., V. Putsche, y J. Scahill, 2006: Large-Scale Pyrolysis Oil Production: A Technology Assessment and Economic Analysis, TP-510-37779, National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio Nacional de la Energía Renovable), Golden, Colorado, Estados Unidos de América, 93 págs.

“La mitigación del cambio climático es uno de los grandes desafíos del siglo XXI. La transición de nuestro sistema mundial de energía a uno capaz de utilizar un alto porcentaje de energía renovable podría ser parte de la respuesta de la humanidad a ese desafío. Este Informe sienta las bases para esa transición.”

– *Hartmut Graßl, ex director del Programa Mundial de Investigaciones Climáticas del Instituto Max Planck de Meteorología*

“Este Informe es una contribución amplia y fidedigna al debate sobre si la energía renovable puede ser la solución al problema climático y una alternativa económicamente atractiva. Es un plan de trabajo para el desarrollo ulterior del sector de las energías renovables, que define con claridad la función de ese sector en la mitigación del cambio climático.”

– *Geoffrey Heal, Columbia Business School, Universidad de Columbia*

“Las fuentes de energía renovables y las tecnologías necesarias para extender su uso son clave para que todos podamos afrontar los múltiples desafíos de sostenibilidad que se plantean a nivel nacional y mundial. Este Informe es una contribución inestimable para el siglo XXI.”

– *Thomas B. Johansson, Universidad de Lund (Suecia) y experto de la Evaluación Energética Mundial del Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados*

“El IPCC nos ofrece una evaluación bien fundamentada y con una presentación cuidada de los costos, riesgos y oportunidades de las fuentes de energía renovables. El Informe presenta un análisis sistemático y una evaluación científica de los conocimientos actuales sobre una de las opciones más prometedoras para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y para mitigar el cambio climático.”

– *Lord Nicholas Stern, catedrático I. G. Patel de economía y gobierno de la London School of Economics and Political Science*

“La energía renovable puede ser el motor del desarrollo sostenible a nivel mundial. El Informe especial llega en un momento oportuno y ofrece información y orientación para impulsar con fuerza el cambio de nuestro metabolismo industrial.”

– *Klaus Töpfer, Instituto de Estudios Avanzados sobre Sostenibilidad de Potsdam*

“Pueden transitarse varios caminos para lograr una economía con bajas emisiones de carbono, pero ninguno se ha explorado de forma tan cabal y minuciosa como la gama de contribuciones que puedan aportar para lograr ese objetivo las fuentes de energía renovables que se estudian en este Informe especial del IPCC.”

– *John P. Weyant, Universidad de Stanford*

El cambio climático es uno de los grandes desafíos del siglo XXI. Todavía estamos a tiempo de evitar sus más graves efectos si ponemos esfuerzo en transformar los sistemas energéticos existentes. Las fuentes de energía renovables encierran un gran potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la quema de combustibles fósiles y, en consecuencia, para mitigar el cambio climático. Si se utilizan de forma adecuada, las fuentes de energía renovables pueden contribuir al desarrollo social y económico, a un mayor acceso a la energía, a un suministro de energía seguro y sostenible y a la reducción de los efectos perjudiciales del suministro de energía sobre el medio ambiente y la salud humana.

Este Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático, destinado particularmente a las instancias normativas, el sector privado, los investigadores de instituciones académicas y la sociedad civil, evalúa con imparcialidad la literatura científica sobre la función potencial de la energía renovable en la mitigación del cambio climático. El Informe aborda seis fuentes de energía renovables: la bioenergía, la energía solar directa, la energía geotérmica, la energía hidroeléctrica, la energía oceánica y la energía eólica, así como su integración en los sistemas de energía actuales y futuros. Estudia las consecuencias sociales y medioambientales del uso de esas tecnologías y presenta estrategias para superar los obstáculos técnicos y de otra índole que se presentan para su aplicación y difusión. Además, se comparan el costo nivelado de la energía procedente de fuentes renovables y el costo reciente de energías no renovables.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) es el órgano internacional que lidera la evaluación del cambio climático. Fue establecido por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Organización Meteorológica Mundial (OMM) para proporcionar al mundo una opinión científica clara acerca del estado actual de los conocimientos sobre el cambio climático y sus posibles consecuencias medioambientales y socioeconómicas.

El Informe especial completo ha sido publicado por Cambridge University Press (www.cambridge.org). La versión electrónica puede consultarse en el sitio web de la Secretaría del IPCC (www.ipcc.ch) u obtenerse en CD-ROM previa solicitud a esa Secretaría. Esta publicación contiene el Resumen para responsables de políticas y el Resumen técnico del Informe.