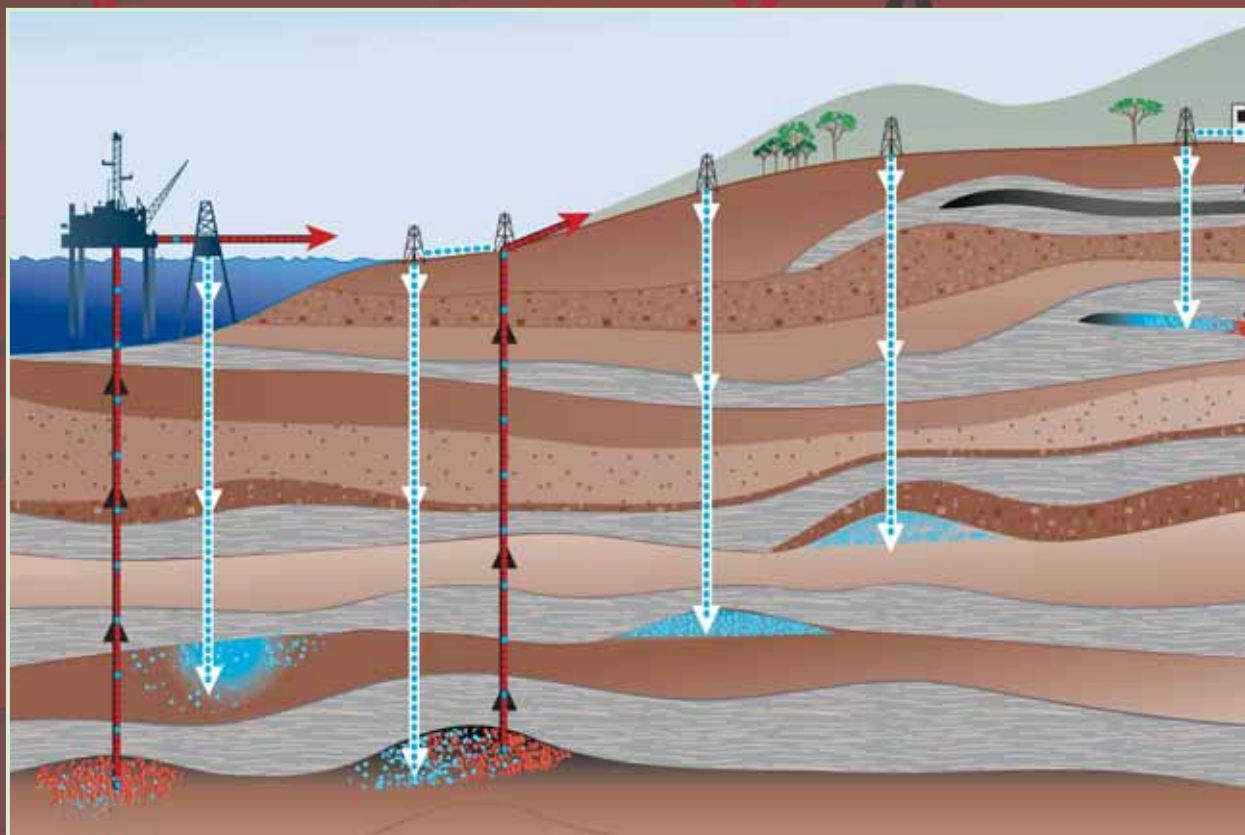


LA CAPTACIÓN Y EL ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO

Resumen para responsables de políticas y Resumen técnico



Informe especial del IPCC

La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono

Resumen para responsables de políticas

Informe del Grupo de trabajo III del IPCC

y

Resumen técnico

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

Editores:

Bert Metz, Ogunlade Davidson,

Heleen de Coninck, Manuela Loos, Leo Meyer

Este Informe ha sido producido por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático por invitación de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático

© 2005, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático

ISBN 92-9169-319-7

Prólogo

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio climático (IPCC) fue creado en 1988 por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Sus atribuciones comprenden: i) evaluar la información científica y socioeconómica disponible sobre el cambio climático y su impacto, así como las opciones para mitigar el cambio climático y la adaptación al mismo, y ii) proporcionar, previa solicitud, asesoramiento científico, técnico y socioeconómico a la Conferencia de las Partes (CP) en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMCC). Desde 1990 el IPCC ha elaborado una serie de informes de evaluación, informes especiales, documentos técnicos, metodologías y otros productos que se han convertido en obras de referencia estándar, ampliamente utilizadas por los responsables de políticas, científicos y otros expertos.

En el séptimo período de sesiones de la Conferencia de las Partes (COP7) en la CMCC se adoptó un proyecto de decisión para invitar al IPCC a que redactara un documento técnico sobre el almacenamiento geológico de dióxido de carbono^a. En respuesta a esa invitación, en su vigésima reunión, celebrada en 2003 en París, Francia, el IPCC decidió elaborar el Informe especial sobre la captación y el almacenamiento de dióxido de carbono.

Este volumen, el Informe especial sobre la captación y el almacenamiento de dióxido de carbono, ha sido elaborado por el Grupo de trabajo III del IPCC y trata de la captación y del almacenamiento de dióxido de carbono (CAC) como opción para mitigar el cambio climático. Consta de nueve capítulos que versan sobre las fuentes de CO₂, los detalles técnicos de su captación, el transporte y almacenamiento en formaciones geológicas, el océano o minerales, o su utilización en procesos industriales. También evalúa los costos y el potencial de CAC, el impacto sobre el medio ambiente, los riesgos y la seguridad, sus repercusiones en los inventarios y la contabilidad de los gases de efecto invernadero, la percepción del público y las cuestiones jurídicas.

Michel Jarraud
Secretario General,
Organización Meteorológica Mundial

Como es habitual en el IPCC, la elaboración de este informe ha dependido ante todo de los conocimientos, entusiasmo y cooperación de cientos de expertos de todo el mundo en numerosas disciplinas relacionadas entre sí, pero diferentes. Quisiéramos expresar nuestro agradecimiento a los autores principales coordinadores, autores principales, colaboradores, redactores de la publicación y revisores expertos. Todas estas personas han consagrado un tiempo y un esfuerzo considerables para elaborar este informe y les estamos sumamente agradecidos por su aportación al proceso del IPCC. Quisiéramos dar las gracias al personal de la Unidad de apoyo técnico del Grupo de trabajo III y a la Secretaría del IPCC por su participación en la coordinación de la elaboración de este informe importante del IPCC. También hacemos extensivo nuestro agradecimiento a los gobiernos que han apoyado la participación de sus científicos en el proceso del IPCC y por su contribución al Fondo Fiduciario del IPCC, con el fin de lograr la participación esencial de expertos de los países en desarrollo y de países con economías en transición. Queremos también expresar nuestro agradecimiento a los Gobiernos de Noruega, Australia, Brasil y España por haber acogido en sus países las reuniones de redacción y sobre todo al Gobierno de Canadá, que acogió un taller sobre esta materia, así como la octava reunión del Grupo de trabajo III en Montreal, donde se examinó y aprobó el informe; y al Gobierno de los Países Bajos, que financia la Unidad de apoyo técnico del Grupo de trabajo III.

Quisiéramos expresar nuestro agradecimiento especial al Dr. Rajendra Pachauri, Presidente del IPCC, por asumir la dirección y la orientación del IPCC; a la Dra. Renate Christ, Secretaria del IPCC y a su personal por el apoyo brindado; y al Profesor Ogunlade Davidson y al Dr. Bert Metz, copresidentes del Grupo de trabajo III, por su liderazgo del Grupo de trabajo III a lo largo de la elaboración de este informe.

Klaus Töpfer
Director Ejecutivo,
Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y
Director General, Oficina de las Naciones Unidas en Nairobi

^a Véase el Informe de la COP7, documento FCCC/CP/2001/13/Add.1, Decisión 9/CP.7 (artículo 3.14 del Protocolo de Kyoto), Proyecto de decisión -/CMP.1, párrafo 7, página 52 (<http://unfccc.int/resource/docs/spanish/cop7/cp713a01s.pdf#page=52>): “Invita al Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático a que, en cooperación con otras organizaciones competentes, prepare un documento técnico sobre las tecnologías de almacenamiento geológico del carbono, que contenga información de actualidad, e informe al respecto para que lo examine la Conferencia de las Partes en calidad de reunión de las Partes del Protocolo de Kyoto, en su segundo período de sesiones”.

Prefacio

El presente Informe especial sobre la captación y el almacenamiento de dióxido de carbono ha sido elaborado bajo los auspicios del Grupo de trabajo III (Mitigación del cambio climático) del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). El informe ha sido redactado en respuesta a una invitación formulada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMCC) en su séptimo período de sesiones de la Conferencia de las Partes (CP7), celebrada en 2001. En abril de 2002, en su decimonovena reunión en Ginebra, el IPCC decidió celebrar un taller, que tuvo lugar en noviembre de 2002 en Regina, Canadá. Los resultados de ese taller fueron una primera evaluación de los estudios publicados sobre la captación y el almacenamiento de CO₂, así como una propuesta para la elaboración de un Informe especial. En su vigésima reunión, celebrada en 2003 en París, Francia, el IPCC apoyó esa propuesta y convino en un esbozo, así como en un calendario^b. El Grupo de trabajo III estaba encargado de evaluar los aspectos científicos, técnicos, ambientales, económicos y sociales de la captación y el almacenamiento de CO₂. Por lo tanto, el informe incluye la evaluación de la madurez tecnológica, el potencial técnico y económico para contribuir a la mitigación del cambio climático y los costos. Asimismo, contiene aspectos jurídicos y normativos, la percepción del público, el impacto para el medio ambiente y la seguridad, así como cuestiones relacionadas con los inventarios y la contabilidad de las reducciones de las emisiones de gases de efecto invernadero.

El presente informe evalúa, principalmente, los trabajos publicados después del Tercer Informe de Evaluación (2001) sobre las fuentes, los sistemas de captación, el transporte y diversos mecanismos de almacenamiento de CO₂. No abarca el secuestro de carbono biológico mediante el uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura, o mediante la fertilización de los océanos. El informe se basa en la contribución del Grupo de trabajo III al Tercer Informe de Evaluación sobre el Cambio Climático de 2001 (Mitigación) y en el Informe especial sobre escenarios de emisiones de 2000, con respecto a la captación y al almacenamiento de CO₂ en toda una serie de opciones de mitigación. Identifica las lagunas en los conocimientos que deberían subsanarse a fin de facilitar un despliegue a gran escala.

La estructura del informe se ajusta a los componentes de un sistema de captación y almacenamiento de CO₂ (CAC). Un capítulo introductorio describe a grandes rasgos el marco general para la

evaluación y proporciona una breve visión global de los sistemas de CAC. El segundo capítulo describe las principales fuentes de CO₂ que son apropiadas para la captación desde el punto de vista técnico y económico, con objeto de evaluar la viabilidad de la CAC a escala mundial. En el capítulo 3 se examinan de forma exhaustiva las opciones tecnológicas para la captación de CO₂, mientras que el capítulo 4 trata de los métodos de transporte de CO₂. En los tres capítulos siguientes, se aborda cada una de las principales opciones de almacenamiento: almacenamiento geológico (capítulo 5), almacenamiento oceánico (capítulo 6) y carbonatación mineral y usos industriales (capítulo 7). En el capítulo 8 se estudian los costos generales y el potencial económico de la CAC y, seguidamente, se examinan sus repercusiones en los inventarios de los gases de efecto invernadero y en la contabilidad de las emisiones (capítulo 9).

El presente informe ha sido redactado por casi 100 autores principales y autores principales coordinadores y 25 colaboradores, que le han consagrado un tiempo y un esfuerzo considerables. Procedían de países industrializados, en desarrollo, con economías en transición y de organizaciones internacionales. El informe ha sido examinado por más de 200 personas (tanto por expertos como por representantes de gobiernos) de todo el mundo. El proceso de examen fue supervisado por 19 editores revisores, que velaron por que todas las observaciones recibieran la atención debida.

De conformidad con los procedimientos del IPCC, el Resumen para responsables de políticas del presente informe ha sido aprobado por los gobiernos en la reunión del Grupo de trabajo III del IPCC que se celebró en Montreal, Canadá, del 22 al 24 de septiembre de 2005. Durante el proceso de aprobación los autores principales confirmaron que el texto del Resumen para responsables de políticas tiene plena conformidad con el texto completo del informe de base y con su Resumen técnico, que han sido aceptados por los gobiernos, aunque la responsabilidad recae, en cualquier caso, sobre los autores del mismo.

Quisiéramos expresar nuestra gratitud a los gobiernos que han proporcionado ayuda financiera y en especie para la organización de las diversas reuniones que han sido esenciales para completar este informe. Queremos expresar un agradecimiento especial al Gobierno de Canadá por haber organizado el Taller de Regina, del 18 al 22 de noviembre de 2002 y la reunión del Grupo de trabajo III en Montreal, del 22 al 24 de septiembre de 2005. El

^b Véase: <http://www.ipcc.ch/meet/session20/finalreport20.pdf>

equipo de redacción del presente informe se reunió en cuatro ocasiones para redactarlo y examinar los resultados de las dos rondas de examen oficiales y consecutivas del IPCC. Fueron organizadas amablemente por los Gobiernos de Noruega (Oslo, julio de 2003), Australia (Canberra, diciembre de 2003), Brasil (Salvador, agosto de 2004) y España (Oviedo, abril de 2005), respectivamente. Además, muchas reuniones, teleconferencias y contactos individuales mantenidos con los gobiernos han contribuido a la conclusión satisfactoria de este informe.

Queremos hacer nuestras las palabras de agradecimiento expresadas en el Prólogo por el Secretario General de la OMM y por el Director Ejecutivo del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) al equipo de redacción, a los editores revisores y a los revisores expertos.

Quisiéramos agradecer especialmente al personal de la Unidad de apoyo técnico del Grupo de trabajo III por la labor que ha realizado para redactar este informe, en particular a Heleen de Coninck por su extraordinaria y eficiente coordinación del informe, a Manuela Loos y Cora Blankendaal por su apoyo técnico, logístico y de secretaría y a Leo Meyer (jefe de la Unidad de apoyo técnico) por su dirección. Agradecemos, asimismo, a Anita Meier su apoyo general, a Dave Thomas, Pete Thomas, Tony Cunningham, Fran Aitkens, Ann Jenks y Ruth de Wijs por la edición del documento y a Wout Niezen, Martin Middelburg,

Henk Stakelbeek, Albert van Staa, Eva Stam y Tim Huliselan por la preparación del diseño definitivo y por los gráficos del informe. Agradecemos especialmente a Lee-Anne Shepherd del Centro cooperativo de investigación de tecnologías relativas a los gases de efecto invernadero (*Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies*, CO2CRC) su excelente preparación de las cifras que figuran en el Resumen para responsables de políticas. Por último, pero no por ello menos importante, quisiéramos manifestar nuestro reconocimiento a Renate Christ y a su equipo, así como a Francis Hayes, de la OMM, por su ardua labor en apoyo del proceso.

Nosotros, copresidentes del Grupo de trabajo III, así como los demás miembros de la Mesa del Grupo, los autores principales y la Unidad de apoyo técnico, confiamos en que el presente informe ayude a las personas encargadas de adoptar decisiones de los gobiernos y del sector privado, así como a otros lectores interesados del mundo académico y al público en general, a ampliar sus conocimientos sobre la captación y el almacenamiento de CO₂ como opción de mitigación del cambio climático.

Ogunlade Davidson y Bert Metz

Copresidentes

Grupo de trabajo III del IPCC sobre Mitigación
del cambio climático

Índice

Resumen para responsables de políticas

¿Qué son la captación y el almacenamiento de CO ₂ y cómo podrían contribuir a la mitigación del cambio climático?	2
¿Cuáles son las características de la CAC?	2
¿Cuál es la situación actual de la tecnología de CAC?	4
¿Cuál es la relación geográfica entre las fuentes y las oportunidades de almacenamiento de CO ₂ ?	8
¿Cuáles son los costos de la CAC y cuál es el potencial técnico y económico?	9
¿Cuáles son los riesgos de la CAC para la salud, la seguridad y el medio ambiente locales?	12
¿Podrían las fugas físicas de CO ₂ almacenado menoscabar a la CAC como opción para la mitigación del cambio climático?	14
¿Cuáles son las cuestiones jurídicas y normativas de la puesta en práctica del almacenamiento de CO ₂ ?	14
¿Cuáles son las repercusiones de la CAC en los inventarios y la contabilidad de emisiones?	14
¿Cuáles son las lagunas en los conocimientos?	15

Resumen técnico

1. Introducción y marco del informe	18
2. Fuentes de CO ₂	21
3. Captación de CO ₂	24
4. Transporte de CO ₂	29
5. Almacenamiento geológico	30
6. Almacenamiento oceánico	37
7. Carbonatación mineral y usos industriales	39
8. Costos y potencial económico	41
9. Inventarios y contabilidad de emisiones	47
10. Lagunas en los conocimientos	48
Anexo I: Glosario, acrónimos y abreviaturas	51
Anexo II: Lista de las principales publicaciones del IPCC	56

Informe especial del IPCC

La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono

Resumen para responsables de políticas

Basado en un proyecto preparado por:

Juan Carlos Abanades (España), Makoto Akai (Japón), Sally Benson (Estados Unidos), Ken Caldeira (Estados Unidos), Heleen de Coninck (Países Bajos), Peter Cook (Australia), Ogunlade Davidson (Sierra Leona), Richard Doctor (Estados Unidos), James Dooley (Estados Unidos), Paul Freund (Reino Unido), John Gale (Reino Unido), Wolfgang Heidug (Alemania), Howard Herzog (Estados Unidos), David Keith (Canadá), Marco Mazzotti (Italia y Suiza), Bert Metz (Países Bajos), Leo Meyer (Países Bajos), Balgis Osman-Elasha (Sudán), Andrew Palmer (Reino Unido), Riitta Pipatti (Finlandia), Edward Rubin (Estados Unidos), Koen Smekens (Bélgica), Mohammad Soltanieh (Irán), Kelly (Kailai) Thambimuthu (Australia y Canadá)

¿Qué son la captación y el almacenamiento de CO₂ y cómo podrían contribuir a la mitigación del cambio climático?

1. La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono (CO₂) (CAC) constituyen un proceso consistente en la separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo. El presente informe considera la CAC como una de las opciones de la cartera de medidas de mitigación para la estabilización de las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero.

Otras opciones de mitigación comprenden la mejora de la eficiencia energética, la preferencia de combustibles que dependan menos intensivamente del carbono, la energía nuclear, las fuentes de energía renovables, el perfeccionamiento de los sumideros biológicos y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero diferentes del CO₂. La CAC tiene la capacidad potencial de reducir los costos generales de la mitigación y aumentar la flexibilidad para lograr la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. La aplicación generalizada de la CAC dependerá de la madurez tecnológica, los costos, el potencial global, la difusión y la transferencia de la tecnología a los países en desarrollo y su capacidad para aplicar la tecnología, los aspectos normativos, las cuestiones ambientales y la percepción pública (secciones 1.1.1, 1.3, 1.7, 8.3.3.4).

2. El Tercer Informe de Evaluación (TIE) indica que ninguna opción tecnológica proporcionará por sí sola todas las reducciones de emisiones necesarias para lograr la estabilización, sino que se necesitará una cartera de medidas de mitigación.

La mayor parte de los escenarios prevén que el suministro de energía primaria seguirá estando dominado por los combustibles fósiles hasta, al menos, mediados de siglo. Como se observa en el TIE, casi todos los modelos indican también que las opciones tecnológicas conocidas¹ podrían alcanzar un amplio margen de niveles de estabilización atmosférica, pero que la puesta en marcha requeriría cambios socioeconómicos e institucionales. En este contexto, la inclusión de la CAC en la cartera de opciones podría facilitar la consecución de los objetivos de estabilización (secciones 1.1, 1.3).

¿Cuáles son las características de la CAC?

3. La captación de CO₂ puede aplicarse a grandes fuentes puntuales. Entonces, el CO₂ sería comprimido y transportado para ser almacenado en formaciones geológicas, en el océano, en carbonatos minerales², o para ser utilizado en procesos industriales.

Las grandes fuentes puntuales de CO₂ comprenden a las instalaciones de combustibles fósiles o de energía de la biomasa de grandes dimensiones, principales industrias emisoras de CO₂, la producción de gas natural, las plantas de combustible sintético y las plantas de producción de hidrógeno alimentadas por combustibles fósiles (véase el cuadro RRP-1). Los posibles métodos técnicos de almacenamiento son los siguientes: almacenamiento geológico (en

Cuadro RRP-1. Perfil por procesos o actividades industriales de las grandes fuentes estacionarias de CO₂ de todo el mundo con emisiones de más de 0,1 millones de toneladas de CO₂ (MtCO₂) al año.

Proceso	Número de fuentes	Emisiones (MtCO ₂ /año)
Combustibles fósiles		
Energía	4 942	10 539
Producción de cemento	1 175	932
Refinerías	638	798
Industria siderúrgica	269	646
Industria petroquímica	470	379
Refinamiento de petróleo y gas	No disponible	50
Otras fuentes	90	33
Biomasa		
Bioetanol y bioenergía	303	91
Total	7 887	13 468

¹ Por “opciones tecnológicas conocidas” se entienden las tecnologías que existen actualmente en funcionamiento o en la fase de planta experimental, según se indica en los escenarios de mitigación considerados en el TIE. No comprenden ninguna tecnología nueva que vaya a requerir importantes adelantos tecnológicos. Las opciones tecnológicas conocidas se explican en el TIE y varios escenarios de mitigación incluyen la CAC.

² El almacenamiento de CO₂ como carbonatos minerales no abarca la carbonatación en formaciones geológicas profundas o el almacenamiento oceánico con neutralización mejorada de carbonatos, como se expone en el capítulo 6 (sección 7.2).

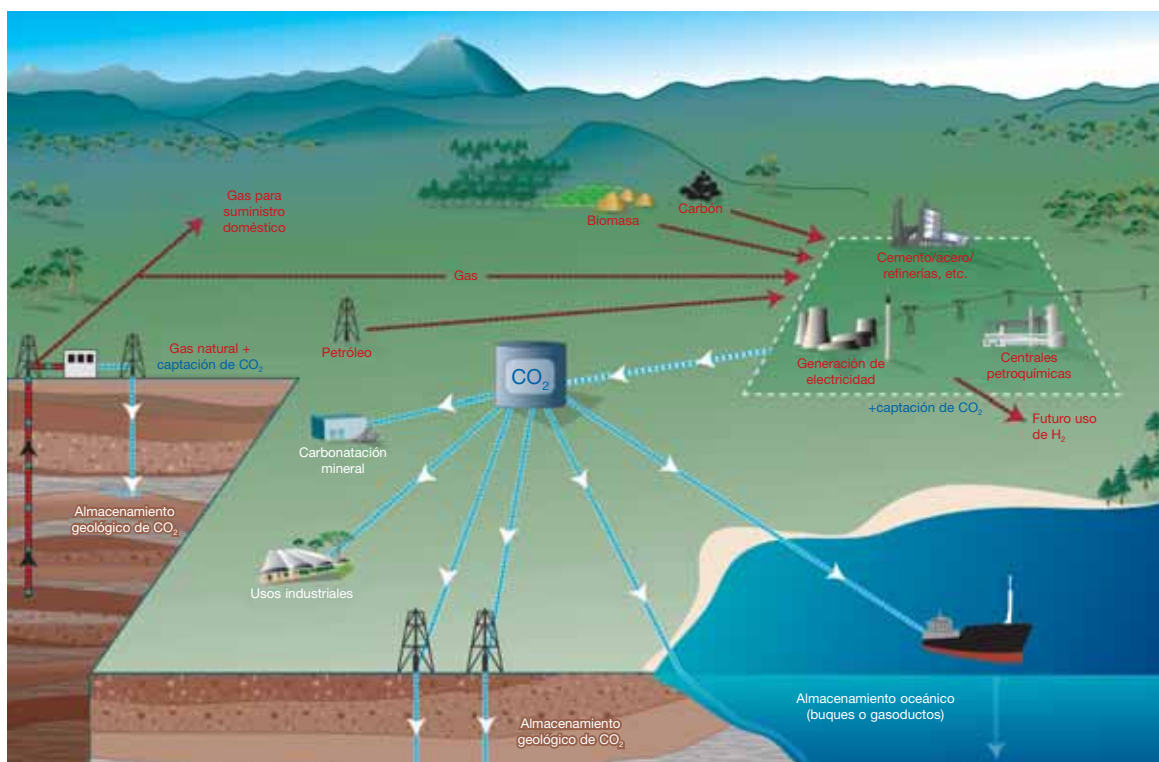


Gráfico RRP-1. Diagrama esquemático de los posibles sistemas de CAC. En él se indican las fuentes para las que la CAC podría ser de utilidad, así como las opciones de transporte y almacenamiento del CO₂ (por gentileza del CO2CRC).

formaciones geológicas, como los yacimientos de petróleo y gas, las capas de carbón inexplorables y las formaciones salinas profundas³), almacenamiento oceánico (liberación directa en la columna de agua oceánica o en el fondo oceánico) y la fijación industrial de CO₂ en carbonatos inorgánicos. En el presente informe también se examinan los usos industriales del CO₂, pero no se espera que ello contribuya demasiado a la reducción de las emisiones de CO₂ (véase el gráfico RRP-1) (secciones 1.2, 1.4, 2.2, cuadro 2.3).

4. La reducción neta de emisiones a la atmósfera mediante la CAC depende de: la fracción de CO₂ captado; la mayor producción de CO₂ resultante de la pérdida de eficiencia general de las centrales eléctricas o los procesos industriales debido a la energía adicional requerida para la captación, el transporte y el almacenamiento; cualquier fuga producida durante el transporte; y la fracción de CO₂ retenido en el lugar de almacenamiento a largo plazo.

La tecnología disponible permite captar entre el 85 y el 95 por ciento del CO₂ tratado en una planta de captación. Una central eléctrica equipada con un sistema de CAC (con acceso a almacenamiento geológico u oceánico) necesitaría, aproximadamente, entre el 10 y el 40 por ciento más de energía que una planta

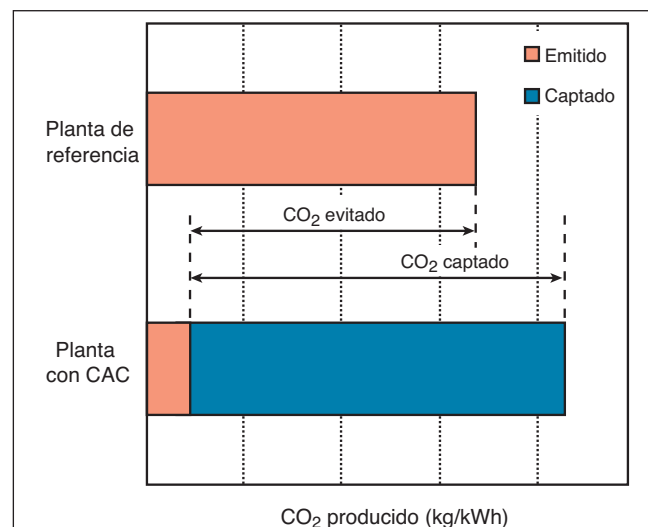


Gráfico RRP-2. Captación y almacenamiento de CO₂ emitido en centrales eléctricas. El aumento de la producción de CO₂ resultante de la pérdida de la eficiencia general de las centrales eléctricas debido a la energía adicional necesaria para la captación, el transporte y el almacenamiento, así como cualquier fuga durante el transporte, dan lugar a una cantidad superior de "CO₂ producido por unidad" (barra inferior) en relación con la planta de referencia (barra superior) sin captación (gráfico 8.2).

³ Las formaciones salinas son rocas sedimentarias saturadas de aguas de formación con altas concentraciones de sales disueltas. Son extensas y contienen enormes cantidades de agua no apta para la agricultura o para el consumo humano. Dado que es probable que aumente el uso de energía geotérmica, las zonas geotérmicas potenciales podrían no ser adecuadas para el almacenamiento de CO₂ (véase la sección 5.3.3.).

con una salida equivalente sin CAC⁴, de la cual la mayor parte se utiliza para la captación y la compresión. Para un almacenamiento seguro, el resultado neto es que una central eléctrica con CAC podría reducir las emisiones de CO₂ en la atmósfera en una proporción del 80 al 90 por ciento, en comparación con una planta sin CAC (véase el gráfico RRP-2). En la medida en que las fugas se pueden producir desde un depósito de almacenamiento, la fracción retenida se define como la fracción de la cantidad acumulativa de CO₂ inyectado que es retenida durante un período de tiempo determinado. Los sistemas de CAC con almacenamiento en carbonatos minerales necesitarían entre el 60 y el 180 por ciento más de energía que una planta con una salida equivalente sin CAC. (Secciones 1.5.1, 1.6.3, 3.6.1.3, 7.2.7).

¿Cuál es la situación actual de la tecnología de CAC?

5. Existen diferentes tipos de sistemas de captación de CO₂: posterior a la combustión, previo a la combustión y combustión de oxígeno-gas (gráfico RRP-3). La concentración de CO₂ en el flujo de gas, la presión del flujo de gas y el tipo de

combustible (sólido o gaseoso) son factores importantes para la selección del sistema de captación.

La captación posterior a la combustión de CO₂ en las centrales eléctricas es económicamente viable en condiciones específicas⁵. Se utiliza para captar CO₂ de parte de los gases de combustión emitidos por diversas centrales eléctricas existentes. La separación de CO₂ en la industria del refinamiento de gas natural, que aplica una tecnología similar, funciona en un mercado maduro⁶. La tecnología requerida para la captación previa a la combustión se aplica de forma generalizada a la fabricación de fertilizantes y la producción de hidrógeno. Si bien las fases iniciales de la conversión del combustible en el sistema previo a la combustión son más complejas y costosas, las concentraciones más altas de CO₂ en el flujo de gas y la presión más elevada facilitan la separación. La combustión de oxígeno-gas está en la fase de demostración⁷ y utiliza oxígeno de un alto grado de pureza. Ello da lugar a altas concentraciones de CO₂ en el flujo de gas y, por tanto, a una separación más fácil del CO₂, así como a mayores necesidades energéticas para separar el oxígeno del aire (secciones 3.3, 3.4, 3.5).

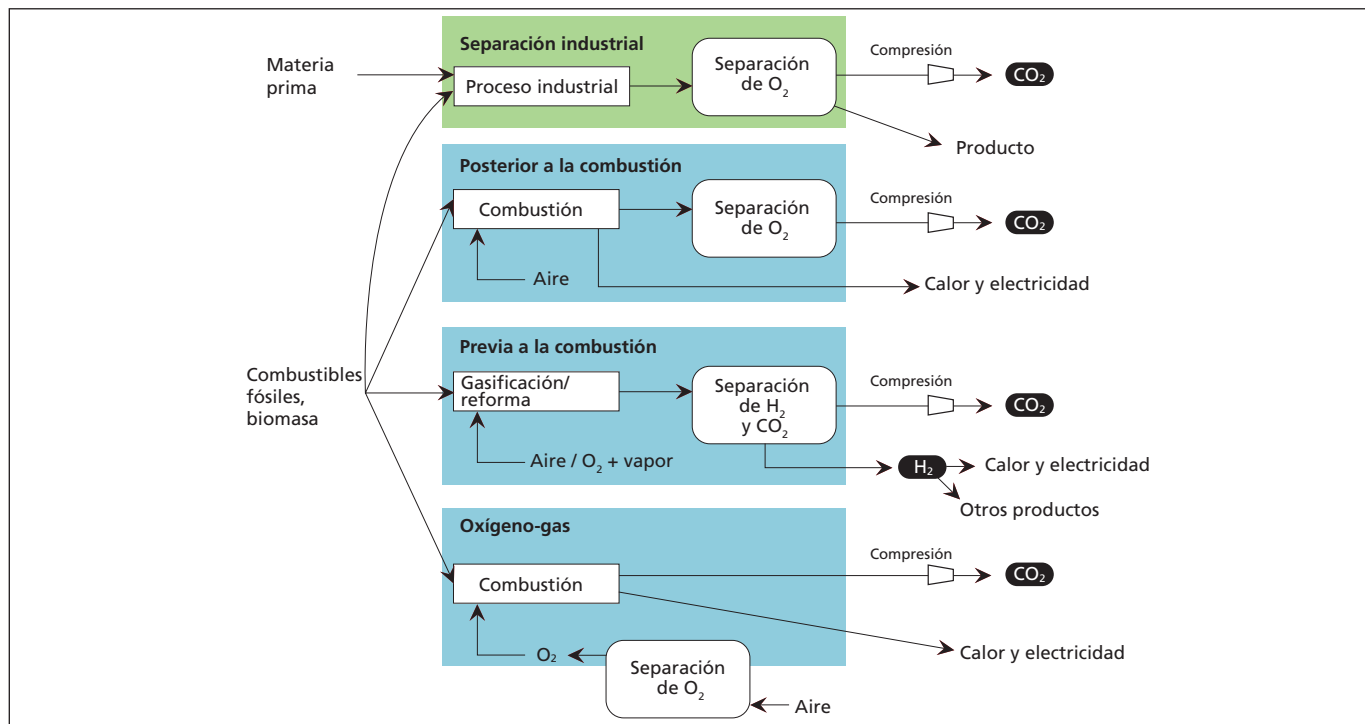


Gráfico RRP-3. Representación esquemática de los sistemas de captación. Se indican los combustibles y los productos para la combustión de oxígeno-gas, la captación previa a la combustión (incluida la producción de hidrógeno y de fertilizantes), la captación posterior a la combustión y las fuentes industriales de CO₂ (incluidas las instalaciones de refinamiento de gas natural y la producción de acero y cemento) (basada en el gráfico 3.1) (por gentileza del CO2CRC).

⁴ Los márgenes corresponden a tres tipos de centrales eléctricas: para las plantas de ciclo combinado de gas natural, el margen oscila entre el 11 y el 22 por ciento; para las plantas de carbón pulverizado, entre el 24 y el 40 por ciento; y para las plantas de ciclo combinado de gasificación integrada, entre el 14 y el 25 por ciento.

⁵ “Económicamente viable en condiciones específicas” significa que hay una buena comprensión y uso de la tecnología en determinadas aplicaciones comerciales, por ejemplo, en un régimen fiscal favorable o en un mercado especializado, que suponga el procesamiento de al menos 0,1 Mt de CO₂ al año, y pocas replicaciones (menos de 5) de la tecnología.

⁶ Por “mercado maduro” se entiende que la tecnología está siendo utilizada a escala comercial con numerosas replicaciones en todo el mundo.

⁷ Por “fase de demostración” se entiende que se ha desarrollado y puesto en práctica la tecnología a escala de una central experimental, pero se requiere un mayor desarrollo antes de que la tecnología esté lista para el diseño y la construcción de un sistema en escala cabal.

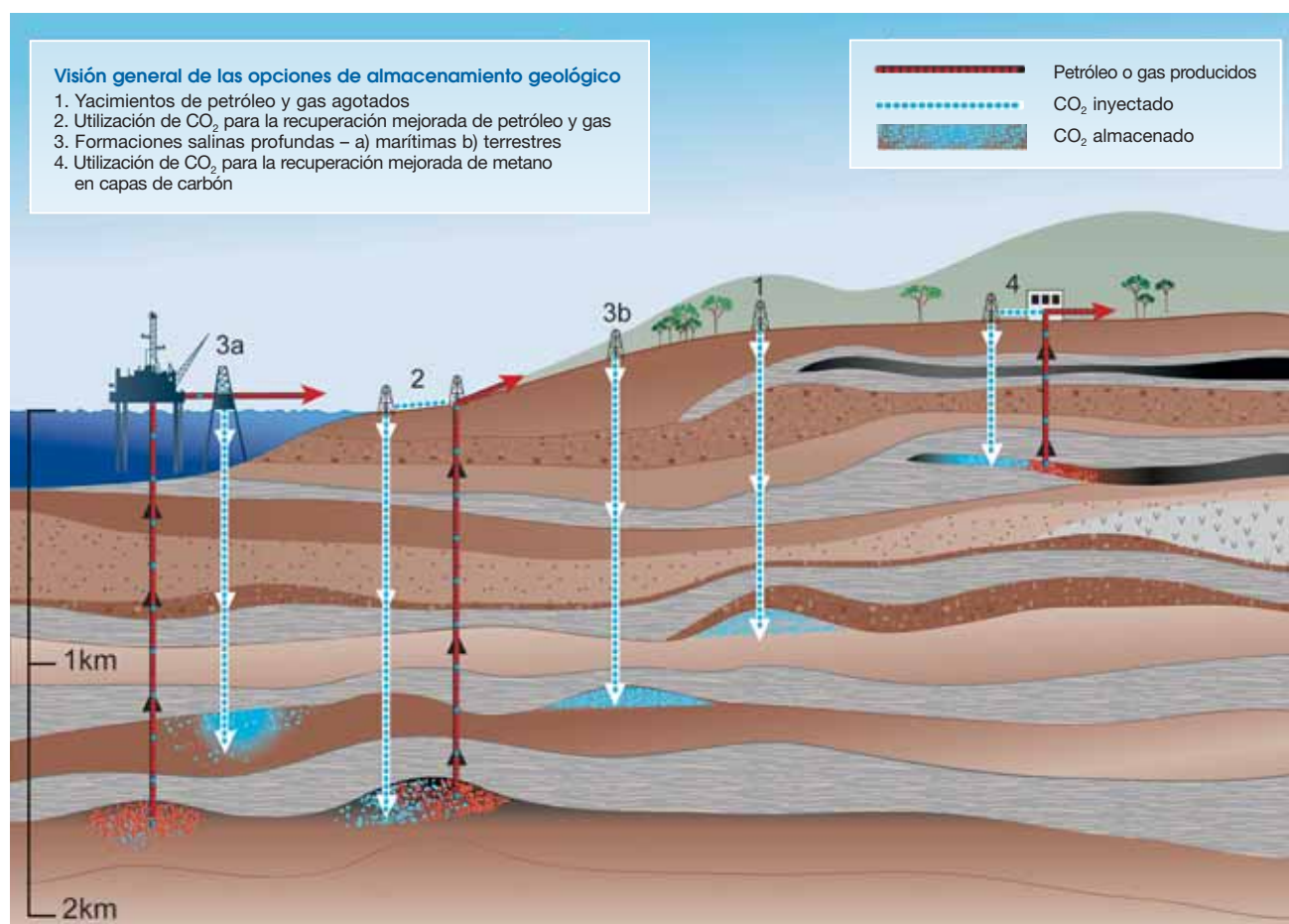


Gráfico RRP-4. Visión general de las opciones de almacenamiento geológico (basada en el gráfico 5.3) (por gentileza del CO2CRC).

6. *Los gasoductos son preferibles para el transporte de grandes cantidades de CO₂ a distancias de hasta 1 000 km. Para las cantidades inferiores a algunos millones de toneladas de CO₂ al año o para distancias más largas en ultramar, el uso de buques, cuando proceda, podría ser más atractivo desde el punto de vista económico.*

El transporte de CO₂ por gasoductos funciona como una tecnología de mercado maduro (en los Estados Unidos, más de 2 500 km de gasoductos transportan más de 40 Mt de CO₂ al año). En la mayor parte de los gasoductos, los compresores en el extremo inicial impulsan el flujo, pero algunos gasoductos necesitan estaciones de compresión intermedias. El CO₂ seco no es corrosivo para los gasoductos, aunque contenga contaminantes. Cuando el CO₂ contiene humedad, ésta es extraída del flujo de CO₂ para prevenir la corrosión y evitar los costos de construcción de gasoductos con material resistente a la corrosión. El transporte marítimo de CO₂, al igual que el transporte marítimo de los gases de petróleo licuado, es económicamente viable

en condiciones específicas, pero, en la actualidad, se realiza a pequeña escala debido a la escasa demanda. El CO₂ también puede ser transportado en vagones o camiones cisterna, pero no es probable que éstas puedan resultar opciones atractivas para el transporte de CO₂ a gran escala (secciones 4.2.1, 4.2.2, 4.3.2; gráficos 4.5, 4.6).

7. *El almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas profundas en el mar o en la tierra utiliza muchas de las tecnologías desarrolladas por la industria petrolera y del gas y ha demostrado ser económicamente viable en condiciones específicas para los yacimientos de petróleo y gas y las formaciones salinas, pero todavía no para el almacenamiento en capas de carbón inexplorables⁸ (véase el gráfico RRP-4).*

Si se inyecta CO₂ en formaciones salinas o yacimientos de petróleo o gas apropiados, a una profundidad mayor de 800 m⁹, diversos mecanismos de retención físicos y geoquímicos evitarían que se desplazase hacia la superficie. Por lo general, un mecanismo de re-

⁸ Una estrato de carbón cuya explotación es improbable –por ser demasiado profundo o demasiado fino– podría utilizarse potencialmente para almacenar CO₂. Si fuera explotado posteriormente, el CO₂ almacenado sería liberado. La recuperación mejorada de metano en capas de carbón (ECBM) tendría la capacidad potencial de aumentar la producción de metano a partir del carbón al tiempo que se almacena CO₂. El metano producido sería utilizado y no sería liberado en la atmósfera (sección 5.3.4).

⁹ A una profundidad de más de 800 a 1 000 m, el CO₂ se vuelve hipercrítico y adquiere una densidad de líquido (aproximadamente, entre 500 y 800 kg por m³) que brinda la posibilidad de utilizar de forma eficiente el espacio de almacenamiento subterráneo y mejora la seguridad del almacenamiento (sección 5.1.1).

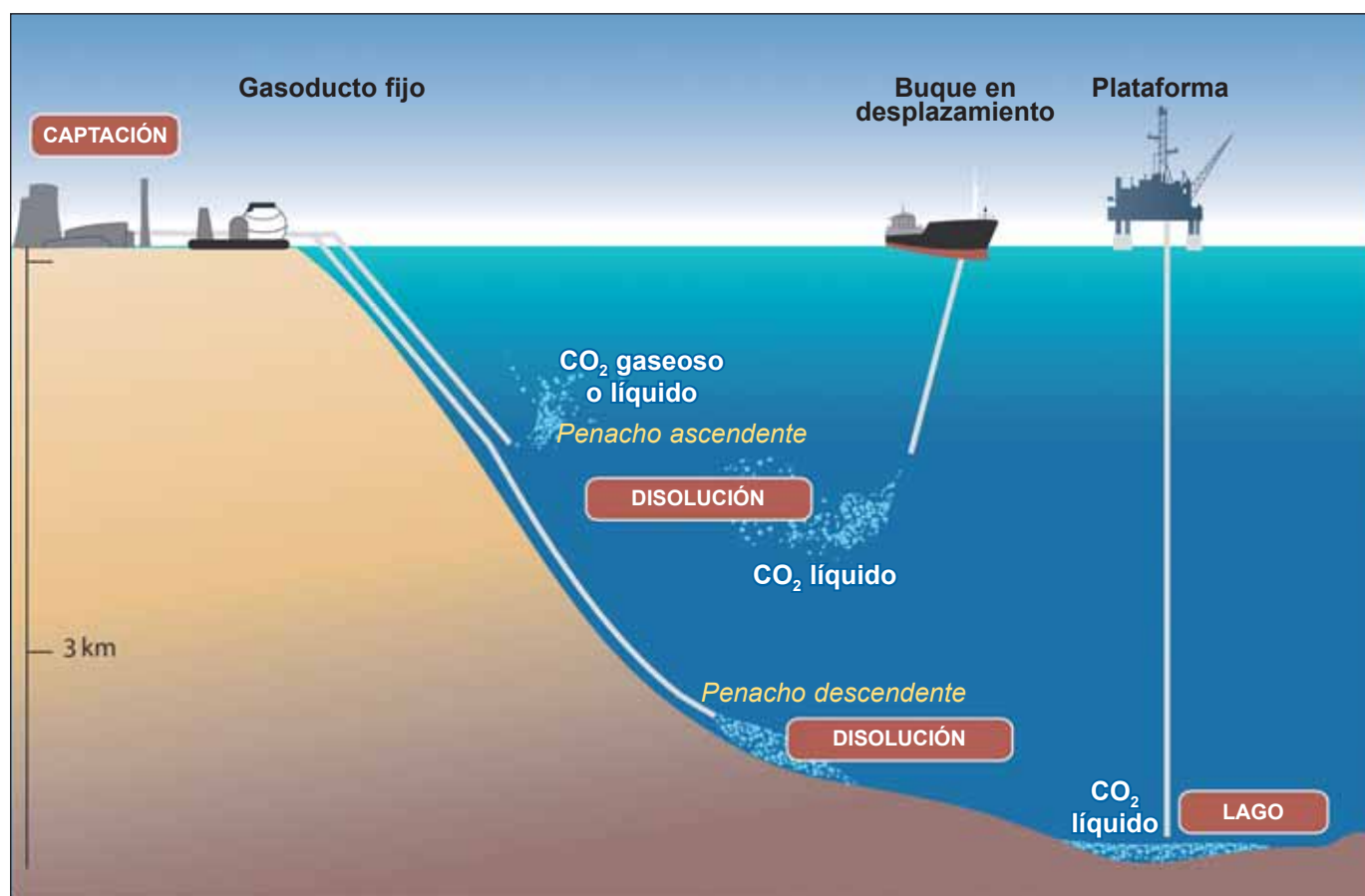


Gráfico RRP-5. Visión general de conceptos de almacenamiento oceánico. En el almacenamiento oceánico por “disolución”, el CO₂ se disuelve rápidamente en las aguas oceánicas, mientras que en el almacenamiento oceánico de “lago”, inicialmente, el CO₂ es un líquido en el fondo oceánico (por gentileza del CO2CRC).

tención físico fundamental es la presencia de una roca de cubierta¹⁰. El almacenamiento en capas de carbón puede realizarse a menos profundidad y depende de la adsorción de CO₂ por la hulla, pero la viabilidad técnica depende en gran medida de la permeabilidad de la capa de carbón. La combinación del almacenamiento de CO₂ con la recuperación mejorada de petróleo¹¹ o, potencialmente, la recuperación mejorada de metano en capas de carbón (ECBM) podría propiciar ingresos adicionales de la recuperación de petróleo o gas. La tecnología de perforación de pozos, la tecnología de inyección, la simulación por ordenador del comportamiento de los depósitos de almacenamiento y los métodos de vigilancia de aplicaciones existentes siguen desarrollándose para su utilización en el diseño y la ejecución de proyectos de almacenamiento geológico.

Hay tres proyectos de almacenamiento a escala industrial¹² en funcionamiento: el proyecto Sleipner en una formación salina marítima en Noruega, el proyecto Weyburn de recuperación mejorada de petróleo en el Canadá, y el proyecto In Salah en

un yacimiento de gas de Argelia. Hay otros proyectos previstos (secciones 5.1.1, 5.2.2, 5.3, 5.6, 5.9.4; recuadros 5.1, 5.2, 5.3).

8. *El almacenamiento oceánico podría llevarse a cabo de dos formas: mediante la inyección y disolución de CO₂ en la columna de agua (por lo general, a más de 1 000 metros de profundidad) por medio de un gasoducto fijo o un buque en desplazamiento, o mediante el depósito de CO₂ por medio de un gasoducto fijo o una plataforma marítima en el fondo oceánico a más de 3 000 m de profundidad, donde el CO₂ tiene mayor densidad que el agua y se espera que forme un “lago” que retrasaría la disolución de CO₂ en el entorno (véase el gráfico RRP-5). El almacenamiento oceánico y su impacto ecológico aún están en fase de investigación¹³.*

El CO₂ disuelto y disperso pasaría a formar parte del ciclo global del carbono y, llegado el momento, se estabilizaría con el CO₂ de la atmósfera. En los experimentos de laboratorio, los

¹⁰ Roca de muy baja permeabilidad que actúa como un sello superior impidiendo a los fluidos salir de un reservorio.

¹¹ A los efectos del presente informe, por “recuperación mejorada de petróleo” se entenderá la recuperación mejorada de petróleo generada por CO₂.

¹² “Escala industrial” aquí significa una escala del orden de 1 Mt de CO₂ al año.

¹³ Por “fase de investigación” se entiende que, si bien la ciencia básica se ha comprendido, la tecnología está en ese momento en la etapa de diseño conceptual o de prueba a nivel de laboratorio, y no se ha hecho una demostración en una central experimental.

experimentos oceánicos a pequeña escala y las simulaciones con modelos, las tecnologías y los fenómenos físicos y químicos conexos, que incluyen, en particular, el aumento de la acidez (pH inferior) y sus efectos en los ecosistemas marinos, han sido estudiados para diversas opciones de almacenamiento oceánico (secciones 6.1.2, 6.2.1, 6.5, 6.7).

9. *La reacción del CO₂ con óxidos metálicos, que abundan en los minerales silicatos y se pueden encontrar en pequeñas cantidades en corrientes de desechos, produce carbonatos estables. La tecnología está en fase de investigación, pero ciertas aplicaciones que utilizan corrientes de desechos se hallan en la fase de demostración.*

La reacción natural es sumamente lenta y ha de ser mejorada mediante el tratamiento previo de los minerales que, en este momento, requiere un uso muy intensivo de energía (secciones 7.2.1, 7.2.3, 7.2.4; recuadro 7.1).

10. *Los usos industriales¹⁴ del CO₂ captado como gas o líquido o como materia prima en procesos químicos que producen*

productos valiosos que contienen carbono son posibles, pero no se espera que contribuyan a una atenuación significativa de emisiones de CO₂.

El potencial para los usos industriales del CO₂ es reducido, mientras el CO₂ es retenido durante períodos cortos (por lo general, meses o años). Los procesos que utilizan CO₂ captado como materia prima en lugar de hidrocarburos fósiles no siempre logran reducciones netas de emisiones en el ciclo de vida (secciones 7.3.1, 7.3.4).

11. *Los componentes de la CAC están en diferentes fases de desarrollo (véase el cuadro RRP-2). Pueden componerse sistemas de CAC completos a partir de tecnologías existentes que han alcanzado la madurez o que son económicamente viables en condiciones específicas, si bien el nivel de desarrollo del sistema global puede ser inferior al de algunos de sus componentes.*

Se cuenta con relativamente poca experiencia en la combinación de la captación, el transporte y el almacenamiento de CO₂ en un sistema de CAC plenamente integrado. La utilización de la CAC

Cuadro RRP-2. Situación actual del desarrollo tecnológico de los componentes del sistema de CAC. La letra X indica el nivel más elevado de madurez correspondiente a cada componente. En la mayoría de los componentes también existen tecnologías de menor madurez.

Componente de la CAC	Tecnología de CAC	Fase de investigación ¹³	Fase de demostración ⁷	Económicamente viable en condiciones específicas ⁵	Mercado maduro ⁶
Captación	Posterior a la combustión			X	
	Previa a la combustión			X	
	Combustión de oxígeno-gas		X		
	Separación industrial (refinamiento de gas natural, producción de amoníaco)				X
Transporte	Gasoducto				X
	Buque			X	
Almacenamiento geológico	Recuperación mejorada de petróleo				X ^a
	Yacimientos de gas o petróleo			X	
	Formaciones salinas			X	
	Recuperación mejorada de metano en capas de carbón (ECBM)		X		
Almacenamiento oceánico	Inyección directa (disolución)	X			
	Inyección directa (lago)	X			
Carbonatación mineral	Minerales silicatos naturales	X			
	Materiales de desecho		X		
Usos industriales del CO ₂					X

^a La inyección de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo es una tecnología de mercado maduro, pero cuando se utiliza para el almacenamiento de CO₂, sólo es “económicamente viable en condiciones específicas”.

¹⁴ Los usos industriales del CO₂ se refieren a aquéllos que no incluyen la recuperación mejorada de petróleo, que se examina en el párrafo 7.

para centrales eléctricas a gran escala (la aplicación potencial de mayor interés) aún no se ha llevado a la práctica (secciones 1.4.4, 3.8, 5.1).

¿Cuál es la relación geográfica entre las fuentes y las oportunidades de almacenamiento de CO₂?

12. Grandes fuentes puntuales de CO₂ se concentran en las proximidades de las zonas industriales y urbanas importantes. Muchas de esas fuentes están a 300 km, como máximo, de zonas que

podrían tener formaciones apropiadas para el almacenamiento geológico (véase el gráfico RRP-6a). Investigaciones preliminares sugieren que, por lo general, una pequeña proporción de grandes fuentes puntuales está ubicada cerca de posibles lugares de almacenamiento oceánico.

La bibliografía de que se dispone actualmente sobre las correspondencias entre grandes fuentes puntuales de CO₂ y formaciones de almacenamiento geológico apropiadas es limitada. Podrían necesitarse evaluaciones regionales detalladas para mejorar la información (véase el gráfico RRP-6b).



Gráfico RRP-6a. Distribución mundial de las grandes fuentes estacionarias de CO₂ (gráfico 2.3) (basada en una compilación de información de dominio público sobre fuentes de emisión mundiales, Agencia Internacional de Energía – gases de efecto invernadero, 2002).

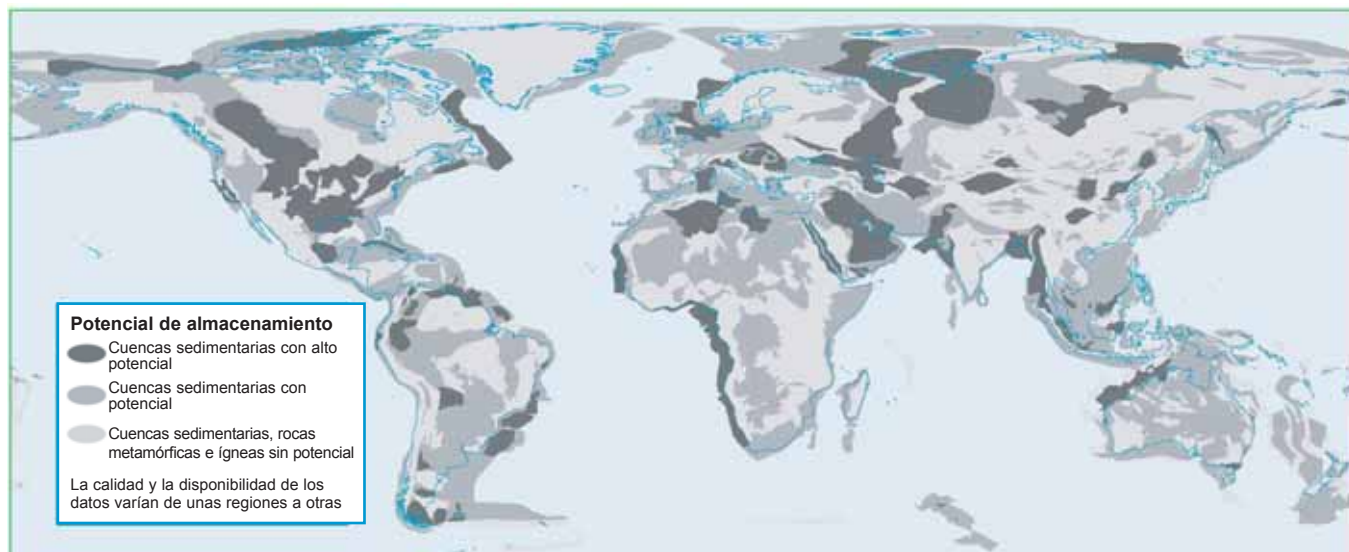


Gráfico RRP-6b. Zonas prospectivas de cuencas sedimentarias en las que pueden encontrarse formaciones salinas, yacimientos de petróleo o gas, o capas de carbón apropiados. Sólo se incluye parte de los lugares de almacenamiento en estratos de carbón. La prospección es una evaluación cualitativa de las probabilidades de que haya un lugar de almacenamiento apropiado en una zona determinada, que se realiza sobre la base de la información disponible. Este gráfico sólo debe considerarse a título de orientación, ya que está basado en datos parciales cuya calidad puede variar de una región a otra y que pueden cambiar a lo largo del tiempo y con la aportación de nueva información (gráfico 2.4) (por gentileza de Geoscience Australia).

Los estudios de escenarios indican que se prevé que el número de grandes fuentes puntuales aumente en el futuro y que, antes de 2050, dadas las limitaciones técnicas previstas, entre el 20 y el 40 por ciento de las emisiones mundiales de CO₂ procedentes de combustibles fósiles podrían ser técnicamente aptas para la captación, en particular entre el 30 y el 60 por ciento de las emisiones de CO₂ originadas por la generación de electricidad, y entre el 30 y el 40 por ciento de las procedentes de la industria. Las emisiones de las instalaciones de conversión de biomasa a gran escala también podrían ser apropiadas para la captación desde el punto de vista técnico. La proximidad entre futuras fuentes puntuales de grandes dimensiones y lugares de almacenamiento potenciales no ha sido estudiada (secciones 2,3, 2.4.3).

13. La CAC permite el control de las emisiones de CO₂ procedentes de la producción de electricidad o hidrógeno basada en combustibles fósiles que, a largo plazo, podría reducir parte de las emisiones de CO₂ dispersas originadas por los sistemas de suministro de energía distribuida y transporte.

La electricidad podría utilizarse en vehículos, y el hidrógeno podría usarse en acumuladores de combustible, en particular en el sector del transporte. La conversión de gas y carbón con separación integrada de CO₂ (sin almacenamiento) es actualmente la opción predominante para la producción de hidrógeno. El aumento de la producción de hidrógeno o electricidad a partir de combustibles fósiles o biomasa daría lugar a un mayor número de grandes fuentes de CO₂ técnicamente apropiadas para la captación y el almacenamiento. En este momento, es difícil prever el número, la ubicación y el tamaño probables de esas fuentes (sección 2.5.1).

¿Cuáles son los costos¹⁵ de la CAC y cuál es el potencial técnico y económico?

14. Se estima que la aplicación de la CAC a la producción de electricidad, en las condiciones vigentes en 2002, elevará los costos de generación de electricidad de entre 0,01 y 0,05 dólares EE.UU.¹⁶ por kilovatio hora (US\$/kWh), dependiendo del combustible, la tecnología específica, la ubicación y las circunstancias nacionales. La inclusión de los beneficios de la recuperación mejorada de petróleo reduciría los costos de producción de electricidad adicionales ocasionados por la CAC entre 0,01 y 0,02 dólares de los EE.UU. por kWh¹⁷ (véase el cuadro RRP-3 para los costos de producción de la electricidad absolutos y el cuadro RRP-4 para los costos en dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ evitado). El incremento de los precios de mercado de los combustibles utilizados para la generación de energía, por

lo general, tendería a hacer aumentar el costo de la CAC. El impacto cuantitativo del precio del petróleo en la CAC se desconoce. No obstante, normalmente, los ingresos de la recuperación mejorada de petróleo serían más elevados con precios del petróleo más altos. Si bien la aplicación de la CAC a la producción de energía a partir de la biomasa a la pequeña escala actual incrementaría el costo de la electricidad de forma sustancial, la cocombustión de biomasa en una central eléctrica de mayores dimensiones alimentada por carbón y con CAC sería más rentable.

Los costos varían de forma considerable, en términos tanto absolutos como relativos, de un país a otro. Dado que los sistemas de ciclo combinado de gas natural, carbón pulverizado o ciclo combinado de gasificación integrada aún no han sido construidos a escala cabal con CAC, los costos de estos sistemas no pueden determinarse con un alto nivel de confianza en este momento. En el futuro, los costos de la CAC podrían reducirse por medio de la investigación y el desarrollo tecnológico y las economías de escala. Con el tiempo, las economías de escala también podrían mermar en gran medida el costo de los sistemas de CAC basados en la biomasa. La aplicación de la CAC a las instalaciones de conversión alimentadas con biomasa o cocombustión ocasionaría emisiones de CO₂ más bajas o negativas¹⁸, lo cual podría reducir los costos de esta opción, dependiendo del valor de mercado de las reducciones de las emisiones de CO₂ (secciones 2.5.3, 3.7.1, 3.7.13, 8.2.4).

15. Se espera que la adaptación posterior de plantas existentes mediante la introducción de sistemas de captación de CO₂ ocasione costos más elevados y una eficiencia general considerablemente menor que la construcción de nuevas centrales eléctricas con captación. Las desventajas en los costos de la adaptación posterior podrían reducirse en el caso de algunas plantas existentes relativamente nuevas y sumamente eficientes o cuando una planta es perfeccionada en grado sustancial o reconstruida.

Los costos de la adaptación posterior de las instalaciones existentes mediante la introducción de sistemas de CAC varían. Las fuentes industriales de CO₂ pueden ser reformadas con más facilidad con sistemas de separación de CO₂, mientras que los sistemas integrados de centrales eléctricas necesitarían un ajuste más profundo. Con el fin de reducir los futuros costos de la modificación, los diseños de nuevas plantas podrían tener en cuenta la futura aplicación de la CAC (secciones 3.1.4, 3.7.5).

16. En casi todos los sistemas de CAC, el costo de captación (incluida la compresión) es el mayor entre los distintos componentes.

¹⁵ En este informe, por "costos" se entienden únicamente los precios de mercado y no incluyen los costos externos como los daños al medio ambiente y otros costos sociales de carácter más amplio que pueden guardar relación con el uso de la CAC. Hasta la fecha, apenas se ha tratado de evaluar y cuantificar esos costos externos.

¹⁶ En este informe, todos los costos se expresan en dólares de los EE.UU. de 2002.

¹⁷ Basados en los precios del petróleo de 15 a 20 dólares de los EE.UU. por barril utilizados en la bibliografía.

¹⁸ Si, por ejemplo, la biomasa es explotada a un ritmo insostenible (es decir, más rápido que su índice de reproducción anual), es posible que las emisiones netas de CO₂ de la actividad no sean negativas.

Cuadro RRP-3. Costos de la CAC: costos de producción de la electricidad para distintos tipos de generación, sin captación y para el sistema de CAC en su conjunto. El costo de un sistema completo de CAC para la generación de electricidad a partir de una central eléctrica alimentada por combustibles fósiles, a gran escala y de construcción nueva depende de una serie de factores, entre ellos las características de la central eléctrica y el sistema de captación, los detalles específicos del lugar de almacenamiento, la cantidad de CO₂ y la distancia a la que debe transportarse. Para las cifras, se asume la experiencia de una planta a gran escala. Los precios del gas utilizados oscilan entre 2,8 y 4,4 dólares de los EE.UU. por gigajulio (GJ), y los del carbón entre 1 y 1,5 dólares de los EE.UU. por GJ (sobre la base de los cuadros 8.3 y 8.4).

Sistema de central eléctrica	Ciclo combinado de gas natural (US\$/kWh)	Carbón pulverizado (US\$/kWh)	Ciclo combinado de gasificación integrada (US\$/kWh)
Sin captación (planta de referencia)	0,03 - 0,05	0,04 - 0,05	0,04 - 0,06
Con captación y almacenamiento geológico	0,04 - 0,08	0,06 - 0,10	0,05 - 0,09
Con captación y recuperación mejorada de petróleo ¹¹	0,04 - 0,07	0,05 - 0,08	0,04 - 0,07

Cuadro RRP-4. Costos de la prevención del CO₂ para el sistema completo de CAC para la generación de electricidad, para diferentes combinaciones de centrales eléctricas de referencia sin CAC y centrales eléctricas con CAC (almacenamiento geológico y recuperación mejorada de petróleo). La cantidad de CO₂ evitado es la diferencia entre las emisiones de la planta de referencia y las emisiones de la central eléctrica con CAC. Los precios del gas asumidos oscilan entre 2,8 y 4,4 dólares de los EE.UU. por GJ, y los del carbón entre 1 y 1,5 dólares de los EE.UU. por GJ (sobre la base de los cuadros 8.3 y 8.4).

Tipo de central eléctrica con CAC	Planta de referencia de ciclo combinado de gas natural US\$/tCO ₂ evitado	Planta de referencia de carbón pulverizado US\$/tCO ₂ evitado
Central eléctrica con captación y almacenamiento geológico		
Ciclo combinado de gas natural	40 - 90	20 - 60
Carbón pulverizado	70 - 270	30 - 70
Ciclo combinado de gasificación integrada	40 - 220	20 - 70
Central eléctrica con captación y recuperación mejorada de petróleo¹¹		
Ciclo combinado de gas natural	20 - 70	0 - 30
Carbón pulverizado	50 - 240	10 - 40
Ciclo combinado de gasificación integrada	20 - 190	0 - 40

Cuadro RRP-5. Escala de costos correspondientes a los componentes de un sistema de CAC en 2002, aplicados a un tipo de central eléctrica o fuente industrial determinado. Los costos de los distintos componentes no pueden sumarse simplemente para calcular los costos del sistema de CAC en su conjunto en dólares de los EE.UU. por CO₂ evitado. Todas las cifras son representativas de los costos para nuevas instalaciones a gran escala, donde los precios del gas natural asumidos oscilan entre 2,8 y 4,4 dólares de los EE.UU. por GJ, y los del carbón entre 1 y 1,5 dólares de los EE.UU. por GJ (secciones 5.9.5, 8.2.1, 8.2.2, 8.2.3; cuadros 8.1 y 8.2).

Componentes del sistema de CAC	Escala de costos	Observaciones
Captación del CO ₂ emitido en una central eléctrica a carbón o a gas	15-75 US\$/tCO ₂ captado (neto)	Costos netos del CO ₂ captado en comparación con la misma planta sin captación
Captación del CO ₂ emitido en la producción de hidrógeno y amoníaco o el refinamiento de gas	5-55 US\$/tCO ₂ captado (neto)	Aplicable a las fuentes con alto grado de pureza que requieren un simple secado y compresión
Captación del CO ₂ emitido por otras fuentes industriales	25-115 US\$/tCO ₂ captado (neto)	La escala refleja el uso de diversas tecnologías y combustibles
Transporte	1-8 US\$/tCO ₂ transportado (neto)	Por cada 250 km de transporte por gasoductos o buque para un flujo máximo de 5 (extremo superior) a 40 (extremo inferior) MtCO ₂ /año
Almacenamiento geológico ^a	0,5-8 US\$/tCO ₂ inyectado (neto)	Con exclusión de los ingresos potenciales generados por la recuperación mejorada de petróleo o la ECBM
Almacenamiento geológico: vigilancia y verificación	0,1-0,3 US\$/tCO ₂ inyectado	Esto abarca la fase previa a la inyección, la inyección y la vigilancia posterior a la inyección, y depende de las prescripciones reglamentarias
Almacenamiento oceánico	5-30 US\$/tCO ₂ inyectado (neto)	Con inclusión del transporte a 100-500 km de la costa; quedan excluidas la vigilancia y la verificación
Carbonatación mineral	50-100 US\$/tCO ₂ mineralizado (neto)	Escala correspondiente al mejor caso estudiado. Incluye el uso de energía adicional para la carbonatación

^a A largo plazo pueden originarse costos adicionales por concepto de saneamiento y responsabilidades.

Los costos de los distintos componentes de un sistema de CAC varían en gran medida en función de la planta de referencia y el amplio abanico de situaciones relacionadas con la fuente, el transporte y el almacenamiento de CO₂ (véase el cuadro RRP-5). Durante el próximo decenio, el costo de captación podría reducirse entre el 20 y el 30 por ciento, y las nuevas tecnologías que aún están en fase de investigación o demostración deberían poder alcanzar mayores logros. Los costos de transporte y almacenamiento de CO₂ podrían disminuir lentamente, a medida que la tecnología sigue madurando y que la escala va creciendo (secciones 1.5.3, 3.7.13, 8.2).

17. *Los modelos energéticos y económicos indican que la principal contribución del sistema de CAC a la mitigación del cambio climático provendría de su despliegue en el sector de la electricidad. La mayor parte de los modelos evaluados en el presente informe sugieren que los sistemas de CAC comiencen a desplegarse a un nivel significativo cuando los precios del CO₂ empiecen a alcanzar entre 25 y 30 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂.*

Las posibilidades de captación a bajo costo (en el refinamiento de gas y la fabricación de hidrógeno y amoníaco, en que la separación de CO₂ ya está hecha), combinadas con distancias cortas (<50 km) para el transporte y opciones de almacenamiento que generen ingresos (como la recuperación mejorada de petróleo) pueden ocasionar un almacenamiento limitado de CO₂ (hasta 360 Mt de CO₂ al año) en circunstancias en que los incentivos sean escasos o inexistentes (secciones 2.2.1.3, 2.3, 2.4, 8.3.2.1).

18. *Ciertas pruebas existentes sugieren que, en todo el mundo, es probable¹⁹ que haya un potencial técnico²⁰ de 2 000 Gt de CO₂ (545 Gt de C), como mínimo, de capacidad de almacenamiento en formaciones geológicas²¹.*

Podría haber un potencial mucho mayor para el almacenamiento geológico en formaciones salinas, pero las estimaciones del límite superior no son seguras debido a la falta de información y de una metodología acordada. La capacidad de los yacimientos de petróleo y gas se conoce mejor. La capacidad técnica de almacenamiento en las capas de carbón es mucho menor y menos conocida.

Los cálculos de los modelos para la capacidad de almacenamiento de CO₂ en los océanos indican que esta capacidad podría ser del orden de miles de Gt de CO₂, dependiendo del nivel asumido de estabilización en la atmósfera²² y de limitaciones ambientales como el cambio del pH del océano. La medida en que

la carbonatación mineral podrá utilizarse no puede determinarse en este momento, ya que depende de la cantidad de reservas de silicatos que pueden ser técnicamente explotadas, actualmente desconocida, y de cuestiones ambientales como el volumen de desechos de productos (secciones 5.3, 6.3.1, 7.2.3; cuadro 5.2).

19. *En la mayor parte de los escenarios de estabilización de las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero entre 450 y 750 ppmv de CO₂ y en una cartera de opciones de mitigación de costos mínimos, el potencial económico²³ de la CAC ascendería a un nivel de 220 a 2 200 Gt de CO₂ (entre 60 y 600 Gt de C) de forma acumulativa, lo cual significaría que la CAC contribuiría entre el 15 y el 55 por ciento al esfuerzo mundial de mitigación acumulativo hasta 2100, habiendo calculado el promedio de una serie de escenarios de base. Es probable¹⁹ que el potencial técnico²⁰ del almacenamiento geológico sea suficiente para abarcar el extremo superior de la horquilla del potencial económico, pero, en determinadas regiones, es posible que éste no sea el caso.*

La incertidumbre en estas estimaciones de potencial económico es significativa. Para que la CAC alcance ese potencial económico, sería necesario instalar entre varios cientos y miles de sistemas de captación de CO₂ durante el próximo siglo y que cada uno de ellos captara entre 1 y 5 Mt de CO₂ al año. Es probable que el resultado de la ejecución real de la CAC, al igual que otras opciones de mitigación, sea más bajo que el potencial económico debido a factores como el impacto ambiental, los riesgos de fugas y la falta de un marco jurídico claro o de aceptación pública (secciones 1.4.4, 5.3.7, 8.3.1, 8.3.3, 8.3.3.4).

20. *En la mayoría de los estudios de escenarios, el papel de la CAC en las carteras de opciones de mitigación va aumentando a lo largo del siglo, y se constata que la inclusión de la CAC en una cartera de opciones de mitigación reduce los costos de estabilización de las concentraciones de CO₂ en un 30 por ciento o más.*

Uno de los aspectos de la competitividad en términos de costos de los sistemas de CAC es que tales tecnologías son compatibles con la mayor parte de las infraestructuras energéticas existentes.

La contribución potencial mundial de la CAC como parte de una cartera de mitigación es ilustrada por los ejemplos del gráfico RRP-7. La actual extensión de los análisis en este ámbito es limitada y puede que sea necesario realizar evaluaciones ulteriores para mejorar la información (secciones 1.5, 8.3.3, 8.3.3.4; recuadro 8.3).

¹⁹ Por "probable" se entiende una probabilidad del 66 al 90 por ciento.

²⁰ El "potencial técnico", definido en el TIE, es la cantidad en la que es posible reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la aplicación de una tecnología o práctica que ya ha sido demostrada.

²¹ Esta declaración se basa en el juicio experto de los autores de los estudios disponibles. Recoge la incertidumbre sobre las estimaciones de capacidad de almacenamiento (sección 5.3.7).

²² Este enfoque tiene en cuenta que el CO₂ inyectado en el océano, después de cierto tiempo, alcanzará el equilibrio con la atmósfera.

²³ El potencial económico es la cantidad de reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero que podría lograrse de forma rentable en comparación con una opción específica, teniendo en cuenta las circunstancias del momento (esto es, el valor de mercado de la reducción de emisiones de CO₂ y el costo de otras opciones).

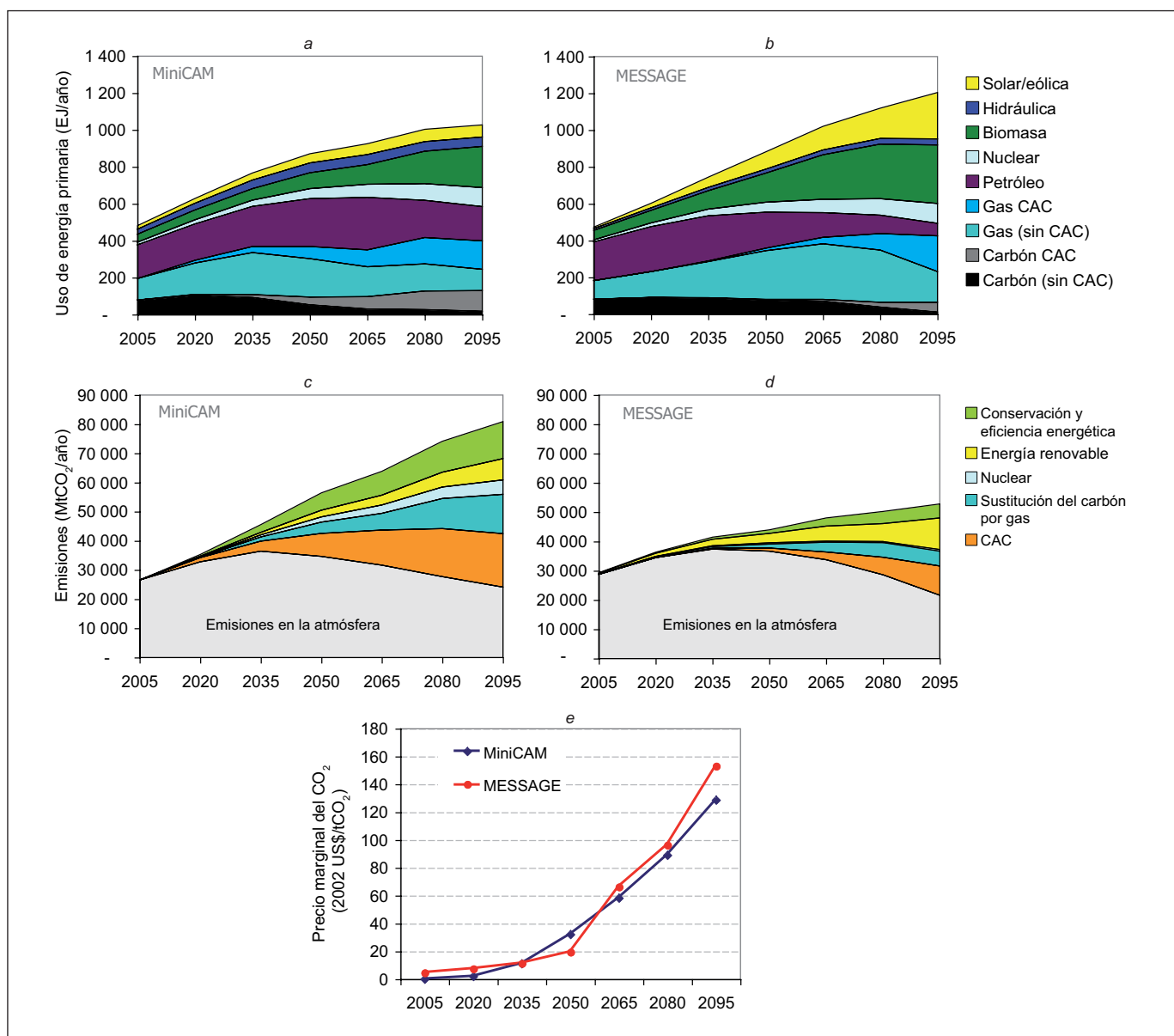


Gráfico RRP-7. Estas cifras representan un ejemplo ilustrativo de la contribución potencial de la CAC a escala mundial como parte de una cartera de opciones de mitigación. Están basadas en dos modelos de evaluación integrada alternativos (MESSAGE y MiniCAM) que adoptan las mismas suposiciones para los principales generadores de emisiones. Los resultados variarían de forma considerable en escalas regionales. Este ejemplo se basa en un solo escenario y, por tanto, no transmite la gama completa de incertidumbres. Los diagramas a) y b) muestran el uso mundial de energía primaria, incluido el despliegue de la CAC. Los diagramas c) y d) indican las emisiones mundiales de CO₂ en gris y las contribuciones correspondientes de las principales medidas de reducción de las emisiones en color. El diagrama e) muestra el precio marginal calculado de las reducciones de CO₂ (secciones 8.3.3; recuadro 8.3).

¿Cuáles son los riesgos de la CAC para la salud, la seguridad y el medio ambiente locales?

21. Los riesgos locales²⁴ relacionados con el transporte de CO₂ por gasoductos podrían ser similares o más bajos a los que plantean los gasoductos para hidrocarburos que ya están en funcionamiento.

Para los gasoductos de CO₂ existentes, principalmente en zonas de baja densidad demográfica, las cifras de accidentes registrados por kilómetro de gasoducto son muy bajas y son comparables a las correspondientes a los gasoductos de hidrocarburos. Una repentina e importante liberación de CO₂ representaría un peligro inmediato para la vida y la salud humanas, si las personas fueran

²⁴ Al examinar los riesgos, suponemos que el riesgo es el producto de la probabilidad de que un hecho suceda y las consecuencias del hecho si tiene lugar.

expuestas a concentraciones de CO₂ de más del 7 al 10 por ciento en volumen en el aire. El transporte de CO₂ por gasoductos que atraviesan zonas habitadas requiere que se preste atención a la selección de la ruta, la protección contra la presión excesiva, la detección de fugas y otros factores relacionados con el diseño. No se prevén obstáculos importantes al diseño de los gasoductos para la CAC (secciones 4.4.2; anexo I.2.3.1).

22. Con una selección apropiada del emplazamiento basada en la información disponible sobre la zona subterránea, un programa de vigilancia para detectar problemas, un sistema de reglamentación y la utilización adecuada de los métodos de saneamiento para detener o controlar las liberaciones de CO₂ si sucedieran, los riesgos locales del almacenamiento geológico para la salud, la seguridad y el medio ambiente serían comparables a los riesgos de las actividades en curso, como el almacenamiento de gas natural, la recuperación mejorada de petróleo y la eliminación subterránea a profundidad de gas ácido.

Los depósitos naturales de CO₂ contribuyen al entendimiento del comportamiento del CO₂ bajo la superficie. Las características de los lugares de almacenamiento con una baja probabilidad de fugas comprenden las rocas de cubierta altamente impermeables, la estabilidad geológica, la ausencia de vías para fugas y mecanismos de retención eficaces. Hay dos tipos diferentes de escenarios de fugas: 1) fuga repentina, cuando se produce un fallo en el pozo de inyección o una fuga ascendente en un pozo abandonado, y 2) fuga gradual, a través de fallas, fracturas o pozos que no han sido detectados. El impacto de concentraciones elevadas de CO₂ en zonas subterráneas a poca profundidad podría comprender efectos letales para las plantas y los animales del subsuelo, así como la contaminación de las aguas subterráneas. Los altos flujos, junto con condiciones atmosféricas estables, podrían dar lugar a elevadas concentraciones locales de CO₂ en el aire que podrían ser perjudiciales para los animales o las personas. La acumulación de presión causada por la inyección de CO₂ podría desencadenar pequeños episodios sísmicos.

Si bien la experiencia en almacenamiento geológico es limitada, la experiencia industrial y los conocimientos científicos estrechamente relacionados podrían servir de base para llevar a cabo una gestión de los riesgos apropiada, con inclusión del saneamiento. Aún ha de demostrarse la eficacia de los métodos de gestión de los riesgos disponibles para su utilización en el almacenamiento de CO₂. Si se producen fugas en el lugar de almacenamiento, las medidas de saneamiento para detenerlas podrían incluir técnicas habituales de reparación de pozos o la interceptación y extracción del CO₂ antes de que se filtre a un acuífero de aguas subterráneas a poca profundidad. Dados los largos plazos relacionados con el almacenamiento geológico de CO₂, es posible que la vigilancia del emplazamiento sea necesaria durante períodos de tiempo muy largos (secciones 5.6, 5.7; cuadros 5.4, 5.7; gráfico 5.25).

23. La adición de CO₂ al océano o la formación de depósitos de CO₂ líquido en el fondo oceánico a escala industrial alterará el medio químico local. Los experimentos han demostrado que las altas concentraciones sostenidas de CO₂ causarían mortalidad entre los organismos oceánicos. Los efectos del CO₂ en los organismos marinos tendrán repercusiones en el ecosistema. Los efectos crónicos de la inyección directa de CO₂ en el océano sobre ecosistemas de amplias zonas oceánicas y a largo plazo aún no han sido estudiados.

Las simulaciones de modelos, asumiendo una liberación procedente de siete emplazamientos a una profundidad oceánica de 3 000 m, en que el almacenamiento oceánico aporta el 10 por ciento del esfuerzo de mitigación para la estabilización en 550 ppmv de CO₂, dieron por resultado un aumento de la acidez (disminución >0,4 del pH) en el uno por ciento del volumen oceánico, aproximadamente. A efectos comparativos: en el caso de la estabilización sin almacenamiento oceánico, puede esperarse una disminución >0,25 del pH con relación a los niveles preindustriales en la superficie oceánica completa. Una reducción del 0,2 al 0,4 del pH es considerablemente mayor que las variaciones preindustriales en la acidez oceánica media. A esos niveles de variación del pH, se han constatado algunos efectos en organismos que viven cerca de la superficie oceánica, pero los efectos crónicos aún no han sido estudiados. Es preciso entender mejor esos impactos para poder realizar una evaluación exhaustiva de los riesgos. No existe ningún mecanismo conocido para la liberación repentina o catastrófica en la atmósfera de CO₂ almacenado en el océano. La liberación gradual se examina en el párrafo 26 del Resumen para responsables de políticas. La conversión de CO₂ molecular en bicarbonatos o hidratos antes o durante la liberación de CO₂ reduciría los efectos del pH y reforzaría la retención de CO₂ en el océano, pero esto también aumentaría los costos y otros impactos ambientales (sección 6.7).

24. El impacto ambiental de la carbonatación mineral a gran escala sería consecuencia de la explotación y eliminación necesarias de los productos resultantes que no tuvieran ninguna aplicación práctica.

La fijación industrial de una tonelada de CO₂ requiere entre 1,6 y 3,7 toneladas de rocas de silicatos. Los impactos de la carbonatación mineral son similares a los causados por las minas a cielo abierto a gran escala. Estos comprenden el desmonte, una menor calidad del aire local y los efectos sobre el agua y la vegetación como resultado de la perforación, las excavaciones y la clasificación y lixiviación de metales de los desechos mineros, los cuales también pueden dar lugar indirectamente a la degradación del hábitat. La mayor parte de los productos de la carbonatación mineral deben ser eliminados, lo cual requiere vertederos controlados y transporte adicional (secciones 7.2.4, 7.2.6).

¿Podrían las fugas físicas de CO₂ almacenado menoscabar a la CAC como opción para la mitigación del cambio climático?

25. *Las observaciones realizadas a partir de analogías técnicas y naturales, así como de modelos, sugieren que es muy probable²⁵ que la fracción retenida en depósitos geológicos debidamente seleccionados y gestionados exceda del 99 por ciento en 100 años y que es probable¹⁹ que supere el 99 por ciento en 1 000 años.*

En los lugares de almacenamiento geológico bien seleccionados, diseñados y gestionados, la gran mayoría del CO₂ será inmovilizado gradualmente mediante diversos mecanismos de retención y, en ese caso, podría ser retenido durante períodos de hasta millones de años. Gracias a esos mecanismos, el almacenamiento podría adquirir mayor seguridad en el transcurso de períodos de tiempo más largos (secciones 1.6.3, 5.2.2, 5.7.3.4; cuadro 5.5).

26. *La liberación de CO₂ desde el lugar de almacenamiento geológico se produciría de forma gradual durante cientos de años.*

Los datos de los trazadores oceánicos y los cálculos de los modelos indican que, en el caso del almacenamiento oceánico, dependiendo de la profundidad de inyección y la ubicación, la fracción retenida oscilaría entre el 65 y el 100 por ciento al cabo de 100 años, y entre el 30 y el 85 por ciento después de 500 años (un porcentaje inferior para la inyección a una profundidad de 1 000 m y un porcentaje superior a 3 000 m) (secciones 1.6.3, 6.3.3, 6.3.4; cuadro 6.2).

27. *En el caso de la carbonatación mineral, el CO₂ almacenado no sería liberado en la atmósfera (secciones 1.6.3, 7.2.7).*

28. *Si se producen fugas continuas de CO₂, ello podría, al menos en parte, neutralizar los beneficios de la CAC con respecto a la mitigación del cambio climático. La evaluación de las repercusiones de las fugas en la mitigación del cambio climático depende del marco seleccionado para la adopción de decisiones y de la información disponible sobre las fracciones retenidas para el almacenamiento geológico u oceánico expuesta en los párrafos 25 y 26.*

Los estudios realizados para examinar la cuestión de cómo abordar el almacenamiento no permanente están basados en distintos enfoques: el valor de retrasar las emisiones, la minimización de los costos de un escenario de mitigación determinado o las futuras emisiones admisibles en el marco de una estabilización asumida de las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero. Algunos de esos estudios permiten que las fugas futuras sean compensadas por reducciones adicionales de las emisiones; los resultados dependen de las suposiciones relativas al futuro costo de las reducciones, las

tasas de descuento, la cantidad de CO₂ almacenado y el nivel de estabilización de las concentraciones atmosféricas asumido. En otros estudios, la compensación no se considera una opción posible debido a incertidumbres políticas e institucionales, y el análisis se centra en las limitaciones fijadas por el nivel de estabilización asumido y la cantidad almacenada. Si bien los resultados específicos de la gama de estudios varían en función de los métodos y las suposiciones asumidos, todos los estudios indican que, para que la CAC sea aceptable como medida de mitigación, debe fijarse un límite superior de la cantidad de fugas que pueden tener lugar (secciones 1.6.4, 8.4).

¿Cuáles son las cuestiones jurídicas y normativas de la puesta en práctica del almacenamiento de CO₂?

29. *Existen algunos reglamentos sobre las operaciones subterráneas que pueden ser pertinentes o, en ciertos casos, directamente aplicables al almacenamiento geológico, pero pocos países han desarrollado marcos jurídicos o normativos específicos para el almacenamiento de CO₂ a largo plazo.*

Las leyes y los reglamentos vigentes en materia de, *inter alia*, minería, operaciones petrolíferas y de gas, control de la contaminación, eliminación de desechos, agua potable, tratamiento de gases de alta presión y derechos de propiedad de zonas subterráneas pueden ser pertinentes al almacenamiento geológico de CO₂. Por lo general, las cuestiones de responsabilidad a largo plazo relacionadas con las fugas de CO₂ en la atmósfera y el impacto ambiental local siguen sin resolver. Algunos Estados asumen la responsabilidad a largo plazo en situaciones comparables a la del almacenamiento de CO₂, como las actividades subterráneas de minería (secciones 5.8.2, 5.8.3, 5.8.4).

30. *Hasta la fecha, no se ha convenido en ninguna interpretación formal con respecto a si la inyección de CO₂ bajo los fondos marinos geológicos o en el océano es compatible con ciertas disposiciones del derecho internacional, y, en ese caso, en qué condiciones.*

En la actualidad, existen diversos tratados (en particular, la Convención de Londres²⁶ y el Convenio OSPAR²⁷) que podrían aplicarse a la inyección de CO₂ bajo los fondos marinos o en el océano. Todos estos tratados han sido redactados sin consideración específica del almacenamiento de CO₂ (secciones 5.8.1, 6.8.1).

¿Cuáles son las repercusiones de la CAC en los inventarios y la contabilidad de emisiones?

31. *Las directrices vigentes del IPCC²⁸ no comprenden métodos específicos para la estimación de las emisiones relacionadas con la CAC.*

²⁵ Por “muy probable” se entiende una probabilidad del 90 al 99 por ciento.

²⁶ Convención sobre la Prevención de la Contaminación del Mar por Vertimiento de Desechos y otras Materias (1972), y su Protocolo de Londres (1996), que aún no ha entrado en vigor.

²⁷ Convenio para la Protección del Medio Marino del Atlántico Nordeste, que fue adoptado en París (1992). OSPAR es la abreviatura de Oslo-París.

²⁸ Directrices revisadas de 1996 del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, y los informes de orientación sobre las buenas prácticas; la Orientación sobre las buenas prácticas y la gestión de la incertidumbre en los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, y la orientación sobre las buenas prácticas para uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura.

La orientación general proporcionada por el IPCC puede aplicarse a la CAC. Algunos países la aplican en la actualidad, junto con sus métodos nacionales para calcular las emisiones. Las directrices del IPCC en sí aún no prevén métodos específicos para estimar las emisiones relacionadas con la CAC. Se espera que se proporcionen en las Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Es posible que se necesiten métodos específicos para la captación neta y el almacenamiento de CO₂, las fugas físicas, las emisiones fugitivas y las emisiones negativas de CO₂ relacionadas con aplicaciones de los sistemas de CAC para la biomasa (secciones 9.2.1, 9.2.2).

32. De los escasos proyectos vigentes de CAC, todos abarcan el almacenamiento geológico y, por tanto, la experiencia en la vigilancia, la verificación y la notificación de las tasas de fugas físicas reales y las incertidumbres conexas es limitada.

Hay diversas técnicas disponibles o en proceso de desarrollo para la vigilancia y la verificación de las emisiones de CO₂ causadas por la CAC, pero varían con respecto a la aplicabilidad, la especificidad del emplazamiento, los límites de detección y las incertidumbres (secciones 9.2.3, 5.6, 6.6.2).

33. El CO₂ podría ser captado en un país y almacenado en otro que hubiera contraído compromisos diferentes. Las cuestiones relacionadas con la contabilidad del almacenamiento transfronterizo no son exclusivas de la CAC.

Puede que las normas y los métodos de contabilidad deban ser ajustados en consecuencia. Las posibles fugas físicas de un lugar de almacenamiento tendrían que ser contabilizadas (sección 9.3).

¿Cuáles son las lagunas en los conocimientos?

34. Existen lagunas en los conocimientos actuales sobre algunos aspectos de la CAC. El aumento de los conocimientos y la experiencia reduciría las incertidumbres y, por tanto, facilitaría la adopción de decisiones con respecto a la aplicación de la CAC para la mitigación del cambio climático (sección RT.10).

La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono

Resumen técnico

Autores principales coordinadores

Edward Rubin (Estados Unidos), Leo Meyer (Países Bajos), Heleen de Coninck (Países Bajos)

Autores principales

Juan Carlos Abanades (España), Makoto Akai (Japón), Sally Benson (Estados Unidos), Ken Caldeira (Estados Unidos), Peter Cook (Australia), Ogunlade Davidson (Sierra Leona), Richard Doctor (Estados Unidos), James Dooley (Estados Unidos), Paul Freund (Reino Unido), John Gale (Reino Unido), Wolfgang Heidug (Alemania), Howard Herzog (Estados Unidos), David Keith (Canadá), Marco Mazzotti (Italia y Suiza), Bert Metz (Países Bajos), Balgis Osman-Elasha (Sudán), Andrew Palmer (Reino Unido), Riitta Pipatti (Finlandia), Koen Smekens (Bélgica), Mohammad Soltanieh (Irán), Kelly (Kailai) Thambimuthu (Australia y Canadá), Bob van der Zwaan (Países Bajos)

Revisor

Ismail El Gizouli (Sudán)

1. Introducción y marco del informe

La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono (CAC), tema de este Informe especial, se considera una de las opciones para reducir las emisiones atmosféricas de CO₂ generadas por actividades humanas. El propósito del presente Informe especial es evaluar la situación actual de los conocimientos sobre los aspectos técnicos, científicos, ambientales, económicos y sociales de la CAC y situar dicha práctica en el contexto de otras opciones de la cartera de posibles medidas de mitigación del cambio climático.

La estructura de este Resumen técnico se rige por la del Informe especial. Esta sección introductoria presenta el marco general de la evaluación junto con una breve visión general de los sistemas de CAC. Seguidamente, la sección 2 describe las principales fuentes de CO₂, ya que es un paso necesario para evaluar la viabilidad de la CAC a escala mundial. Las opciones tecnológicas para la captación de CO₂ son examinadas en la sección 3, mientras que la sección 4 se centra en los métodos de transporte de CO₂. A continuación, se aborda cada una de las opciones de almacenamiento. La sección 5 se centra en el almacenamiento geológico; la sección 6, en el almacenamiento oceánico; y la sección 7, en la carbonatación mineral y los usos industriales del CO₂. Los costos generales y el potencial económico de la CAC son estudiados en la sección 8, que va seguida de un examen en la sección 9 de las repercusiones de la CAC en los inventarios y la contabilidad de las emisiones de gases de efecto invernadero. El Resumen técnico concluye con un examen de las lagunas en los conocimientos, especialmente de aquéllas que son fundamentales para las consideraciones de políticas.

Visión general de la captación y el almacenamiento de CO₂

Las emisiones de CO₂ proceden, principalmente, de la quema de combustibles fósiles, tanto en grandes unidades de combustión –por ejemplo, las utilizadas para la generación de energía eléctrica– como en fuentes menores distribuidas, por ejemplo los motores de los automóviles y los quemadores utilizados en edificios residenciales y comerciales. Las emisiones de CO₂ también se originan en ciertos procesos industriales y de extracción de recursos, así como en la quema de bosques que se lleva a cabo para el desmonte. Lo más probable sería que la CAC se aplicara a fuentes puntuales de CO₂ de grandes dimensiones, como las centrales eléctricas o los grandes procesos industriales. Algunas de esas fuentes podrían suministrar combustible descarbonatado, como el hidrógeno, a los sectores del transporte, la industria y la construcción, y reducir, así, las emisiones de esas fuentes distribuidas.

La CAC entraña el uso de tecnología, primero, para recoger y concentrar el CO₂ producido en las fuentes industriales y relacionadas con la energía, transportarlo a un lugar de almacenamiento apropiado y, entonces, almacenarlo aislándolo de la atmósfera durante un largo período de tiempo. Así pues, la CAC permitiría que los combustibles fósiles fueran utilizados produciendo bajas emisiones de gases de efecto invernadero. La aplicación de la CAC a las fuentes de energía de la biomasa podría dar lugar a la eliminación neta del CO₂ de la atmósfera (a menudo denominada ‘emisiones negativas’) mediante la captación y el almacenamiento del CO₂ atmosférico absorbido por la biomasa, siempre que la biomasa no sea explotada a un ritmo insostenible.

El gráfico RT-1 ilustra los tres componentes principales del proceso de CAC: captación, transporte y almacenamiento. En la actualidad, los tres componentes forman parte de operaciones industriales, si bien, en su mayor parte, para fines distintos del almacenamiento de CO₂. La fase de captación entraña la separación del CO₂ de otros productos gaseosos. Para los procesos de quema de combustible como los efectuados en las centrales eléctricas, pueden utilizarse tecnologías de separación a fin de captar el CO₂ después de la combustión o para descarbonatar el combustible antes de su combustión. La fase del transporte puede ser necesaria para transportar el CO₂ captado hasta un lugar de almacenamiento apropiado que se encuentre ubicado a cierta distancia de la fuente de CO₂. A fin de facilitar tanto el transporte como el almacenamiento, el gas de CO₂ captado suele ser comprimido a una alta densidad en las instalaciones de captación. Los posibles métodos de almacenamiento comprenden la inyección en formaciones geológicas subterráneas, la inyección en los fondos oceánicos profundos, o la fijación industrial en carbonatos inorgánicos. Ciertos procesos industriales también pueden utilizar y almacenar pequeñas cantidades de CO₂ captado en productos manufacturados.

La madurez tecnológica de los componentes específicos del sistema de CAC varía de forma muy considerable. Algunas tecnologías son utilizadas de forma extensiva en mercados maduros, principalmente en los sectores del petróleo y del gas, mientras que otras siguen aún en las fases de investigación, desarrollo o demostración. El cuadro RT-1 ofrece una visión general de la situación actual de todos los componentes de la CAC. A mediados de 2005, se han realizado tres proyectos comerciales que vinculan la captación de CO₂ con el almacenamiento geológico: el proyecto Sleipner de refinamiento de gas natural en la costa de Noruega, el proyecto Weyburn de recuperación mejorada de petróleo¹ en Canadá (que almacena CO₂ captado en los Estados Unidos) y el proyecto In Salah de gas natural en Argelia. Cada uno de ellos capta y almacena entre 1 y 2 megatoneladas (Mt) de CO₂ al año. No obstante, cabe señalar que la CAC aún no se ha aplicado a una central eléctrica de combustibles fósiles de grandes dimensiones (por ejemplo, de 500 MW), y que es posible que el sistema en su conjunto no haya alcanzado la misma madurez que algunos de sus componentes.

¹ En este informe se entiende que la recuperación mejorada de petróleo es aquella que se logra mediante el uso de CO₂.

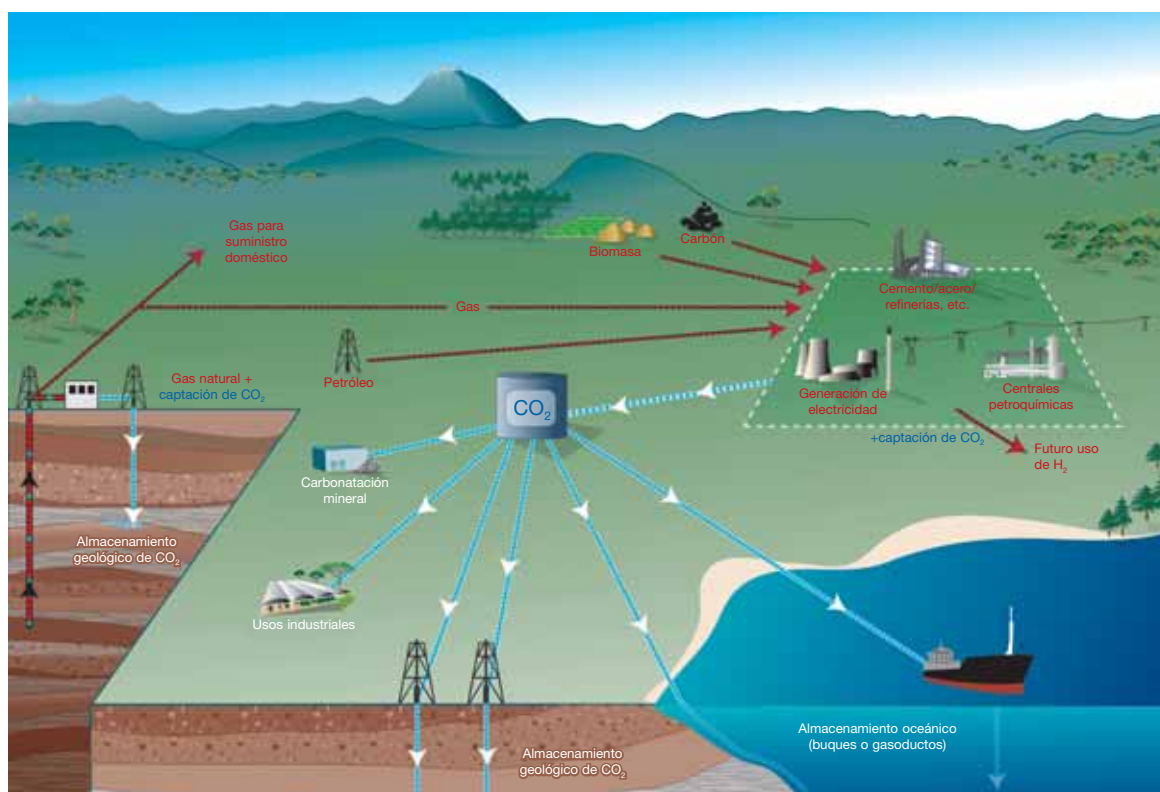


Gráfico RT-1. Diagrama esquemático de los posibles sistemas de CAC. En él se indican las fuentes para las que la CAC podría ser de utilidad, así como las opciones de transporte y almacenamiento del CO₂ (por gentileza del CO2CRC).

¿Qué suscita el interés en la captación y el almacenamiento de CO₂?

En 1992, la preocupación de la comunidad internacional por el cambio climático dio lugar a la creación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMCC). El objetivo fundamental de la Convención es la “estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida una interferencia antropógena peligrosa en el sistema climático”. Desde esa perspectiva, el contexto en que se considera la CAC (así como otras opciones de mitigación) es el de un mundo con emisiones de CO₂ limitadas, de conformidad con la **meta internacional de estabilizar las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero**.

La mayor parte de los escenarios del uso de energía mundial prevé un aumento sustancial de las emisiones de CO₂ a lo largo de este siglo si no se adoptan medidas específicas para mitigar el cambio climático. **Asimismo, sugieren que el suministro de energía primaria seguirá estando dominado por los combustibles fósiles hasta, al menos, mediados de siglo (véase la sección 8).** La magnitud de

la reducción de emisiones necesaria para estabilizar la concentración atmosférica de CO₂ dependerá tanto del nivel de las emisiones futuras (la línea de base) como del objetivo perseguido para la concentración de CO₂ a largo plazo: cuanto más bajo sea el objetivo de estabilización y más altas sean las emisiones de la línea de base, mayor será la reducción de emisiones de CO₂ necesaria. El Tercer Informe de Evaluación (TIE) del IPCC establece que, según el escenario que se considere, a lo largo de este siglo habría que evitar las emisiones acumulativas de cientos, o incluso miles, de gigatoneladas de CO₂ para estabilizar la concentración de CO₂ a un nivel de entre 450 y 750 ppmv². El TIE también constata que “la mayoría de los resultados de los modelos indican que las opciones tecnológicas conocidas³ podrían permitir alcanzar muy diversos niveles de estabilización del CO₂ atmosférico”, pero que “ninguna opción tecnológica podrá lograr por sí sola las reducciones de emisiones necesarias”. Más bien, se necesitará una combinación de medidas de mitigación para lograr la estabilización. Esas opciones tecnológicas conocidas pueden aplicarse a la estabilización, si bien el TIE advierte que “para poner en práctica estas opciones habría que introducir cambios socioeconómicos e institucionales conexos”.

² “ppmv” significa partes por millón en volumen.

³ Por “opciones tecnológicas conocidas” se entiende las tecnologías que existen actualmente en funcionamiento o en la fase de planta experimental, según se indica en los escenarios de mitigación considerados en el presente informe. No comprenden ninguna tecnología nueva que vaya a requerir importantes adelantos tecnológicos. En este sentido se puede considerar una estimación conservadora, habida cuenta de la duración del período del escenario.

Cuadro RT-1. Grado actual de madurez de los componentes del sistema de CAC. La letra X indica el nivel más elevado de madurez correspondiente a cada componente. También hay tecnologías menos maduras para la mayor parte de los componentes.

Componente de la CAC	Tecnología de CAC	Fase de investigación ^a	Fase de demostración ^b	Económicamente viable en condiciones específicas ^c	Mercado maduro ^d
Captación	Posterior a la combustión			X	
	Previa a la combustión			X	
	Combustión de oxígeno-gas		X		
	Separación industrial (refinamiento de gas natural, producción de amoníaco)				X
Transporte	Gasoducto				X
	Buque			X	
Almacenamiento geológico	Recuperación mejorada de petróleo				X ^e
	Yacimientos de gas o petróleo			X	
	Formaciones salinas			X	
	Recuperación mejorada de metano en capas de carbón (ECBM) ^f		X		
Almacenamiento oceánico	Inyección directa (disolución)	X			
	Inyección directa (lago)	X			
Carbonatación mineral	Minerales silicatos naturales	X			
	Materiales de desecho		X		
Usos industriales del CO ₂					X

^a Por “fase de investigación” se entiende que, si bien la ciencia básica se ha comprendido, la tecnología está en ese momento en la etapa de diseño conceptual o de prueba a nivel de laboratorio, y no ha sido objeto de demostración en una central experimental.

^b Por “fase de demostración” se entiende que se ha desarrollado y puesto en práctica la tecnología a escala de una central experimental, pero se requiere un mayor desarrollo antes de que la tecnología esté lista para el diseño y la construcción de un sistema en escala cabal.

^c “Económicamente viable en condiciones específicas” significa que hay una buena comprensión y uso de la tecnología en determinadas aplicaciones comerciales, por ejemplo, en un régimen fiscal favorable o en un mercado especializado, que suponga el procesamiento de 0,1 Mt de CO₂ al año, y pocas replicaciones (menos de 5) de la tecnología.

^d Por “mercado maduro” se entiende que la tecnología está siendo utilizada con numerosas replicaciones en todo el mundo.

^e La inyección de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo es una tecnología de mercado maduro, pero cuando se utiliza para el almacenamiento de CO₂, sólo es “económicamente viable en condiciones específicas”.

^f La recuperación mejorada de metano en capas de carbón (ECBM) es la utilización de CO₂ para mejorar la recuperación de metano contenido en capas de carbón inexplorables, mediante la adsorción preferencial de CO₂ por el carbón. No es probable que las capas de carbón inexplorables sean explotadas con el tiempo, ya que son demasiado profundas o demasiado finas. Si fueran explotadas posteriormente, el CO₂ almacenado sería liberado.

En este marco, la disponibilidad de la CAC como parte del abanico de opciones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero podría facilitar la consecución de los objetivos de estabilización. Otras opciones tecnológicas, que han sido examinadas de forma más exhaustiva en anteriores evaluaciones del IPCC, comprenden las siguientes: 1) la reducción de la demanda de energía mediante el aumento de la eficiencia de los dispositivos de conversión y/o utilización de la energía; 2) la descarbonización del suministro de energía (optando por combustibles que utilicen menos carbono (por ejemplo, reemplazando el carbón por el gas natural), y/o aumentando el uso de fuentes de energía renovables y/o de energía nuclear (las cuales, en definitiva, emiten cantidades escasas, de haberlas, de CO₂); 3) el secuestro de

CO₂ mediante el perfeccionamiento de los sumideros naturales por medio de la fijación biológica; y 4) la reducción de los gases de efecto invernadero distintos del CO₂. Los resultados de los modelos expuestos más adelante en el presente informe sugieren que la utilización de la CAC junto con otras medidas podría reducir de forma significativa el coste de la estabilización e incrementaría la flexibilidad para lograr esas reducciones. **La fuerte dependencia actual de los combustibles fósiles a escala mundial (aproximadamente, el 80 por ciento de la energía utilizada en todo el mundo), el potencial de la CAC para reducir las emisiones de CO₂ durante el próximo siglo, y la compatibilidad de los sistemas de CAC con las infraestructuras energéticas existentes explican el interés en esta tecnología.**

Cuestiones importantes para esta evaluación

Es preciso estudiar una serie de cuestiones para tratar de entender el papel que la CAC podría desempeñar en la mitigación del cambio climático. Las preguntas que se plantean, y que son abordadas en distintas secciones de este Resumen técnico, comprenden las siguientes:

- ¿Cuál es la situación actual de la tecnología de CAC?
- ¿Cuál es el potencial para la captación y el almacenamiento de CO₂?
- ¿Cuáles son los costos de la puesta en práctica?
- ¿Durante cuánto tiempo debe permanecer almacenado el CO₂ para lograr una mitigación significativa del cambio climático?
- ¿Cuáles son los riesgos de la CAC para la salud, la seguridad y el medio ambiente?
- ¿Qué puede decirse de la percepción pública de la CAC?
- ¿Cuáles son las consideraciones jurídicas relacionadas con el almacenamiento de CO₂?
- ¿Cuáles son las repercusiones para los inventarios y la contabilidad de emisiones?
- ¿Cuál es el potencial para la difusión y transferencia de la tecnología de CAC?

Al analizar la CAC como opción para mitigar el cambio climático, es de vital importancia que todas las emisiones resultantes del sistema, especialmente las emisiones de CO₂, sean identificadas y evaluadas de forma transparente. Por tanto, cabe insistir en la importancia de adoptar una perspectiva de “sistema” con respecto a la CAC, ya que la selección de un marco apropiado para el sistema es fundamental para realizar un análisis adecuado. Dadas las necesidades energéticas relacionadas con la captación y con ciertas opciones de almacenamiento y utilización, así como la posibilidad de que existan depósitos de almacenamiento con fugas, es esencial evaluar la cadena de CAC en su conjunto.

Desde el punto de vista tanto de la estabilización atmosférica como del desarrollo sostenible a largo plazo, el almacenamiento de CO₂ debe prolongarse durante períodos de tiempo suficientemente largos para contribuir de forma significativa a la mitigación del cambio climático. El presente informe expresa la duración del almacenamiento de CO₂ en términos de la “fracción retenida”, que se define como la fracción de la masa acumulativa de CO₂ inyectado que es retenida en un depósito de almacenamiento durante un período de tiempo determinado. Más adelante se exponen estimaciones de esas fracciones para diferentes períodos de tiempo y opciones de almacenamiento. Se plantean preguntas no sólo acerca de cuánto tiempo permanecerá almacenado el CO₂, sino también de qué constituye una cantidad aceptable de lentas fugas⁴ continuas del lugar de almacenamiento. En la sección 8 se examinan distintos enfoques con respecto a esta pregunta.

La CAC sería una opción apropiada para los países que tienen un número considerable de fuentes de CO₂ adecuadas para la captación, que tienen acceso a lugares de almacenamiento y experiencia en actividades con petróleo o gas, y que necesitan cumplir sus objetivos de desarrollo en un entorno en que el carbono esté restringido. La bibliografía que se examina en el *Informe especial del IPCC sobre Cuestiones metodológicas y tecnológicas en la transferencia de tecnología* indican que puede haber muchos obstáculos que podrían dificultar el despliegue del sistema en los países en desarrollo, incluso en el caso de tecnologías que hayan alcanzado la madurez en países industrializados. La superación de esos obstáculos y la creación de condiciones que faciliten la difusión de la tecnología a los países en desarrollo representarían un aspecto fundamental de la adopción de la CAC en todo el mundo.

2. Fuentes de CO₂

En esta sección se describen las principales fuentes antropógenas de emisiones de CO₂ actuales, así como su relación con los posibles lugares de almacenamiento. Como se ha señalado anteriormente, las emisiones de CO₂ originadas por actividades humanas proceden de diversas fuentes, en su mayor parte de la combustión de combustibles fósiles utilizados en la generación de energía, el transporte, los procesos industriales, y los edificios residenciales y comerciales. El CO₂ también se emite en el curso de ciertos procesos industriales, como la fabricación de cemento o la producción de hidrógeno, y durante la combustión de biomasa. En la presente sección también se examinan las emisiones futuras.

Fuentes actuales y características del CO₂

A fin de evaluar el potencial de la CAC como opción para reducir las emisiones de CO₂ mundiales, se ha examinado la actual relación geográfica mundial entre las grandes fuentes de emisión de CO₂ estacionarias y su proximidad a los posibles lugares de almacenamiento. Las emisiones de CO₂ en los sectores residencial, comercial y de transporte no se han tenido en cuenta en este análisis, ya que cada una de estas fuentes de emisión es pequeña y, a menudo, son móviles y, por tanto, no son apropiadas para la captación y el almacenamiento. Este examen comprende también un análisis de fuentes potenciales de CO₂ basado en diversos escenarios de utilización de energía y de emisiones futuras en todo el mundo durante el próximo siglo.

A escala mundial, las emisiones de CO₂ causadas por la utilización de combustibles fósiles en el año 2000 ascendieron a un total aproximado de 23,5 gigatoneladas (Gt) de CO₂ al año (6 Gt de carbono (C) al año). Cerca del 60 por ciento de esas emisiones correspondía a grandes (>0,1 Mt de CO₂ al año) fuentes de emisión estacionarias (véase el cuadro RT-2). No obstante, no todas estas fuentes son convenientes para la captación de CO₂.

⁴ Con respecto al almacenamiento de CO₂, las fugas se definen como el escape de fluidos inyectados desde su lugar de almacenamiento. Ése es el sentido más corriente con que se utiliza en el presente resumen. Cuando se usa en el contexto del comercio de las reducciones de emisiones de dióxido de carbono, puede significar el cambio de las emisiones antropógenas por fuentes o la absorción por sumideros que tienen lugar fuera del contorno del proyecto.

Cuadro RT-2. Perfil por procesos o actividades industriales de las grandes fuentes estacionarias de CO₂ de todo el mundo con emisiones de más de 0,1 Mt de CO₂ al año.

Proceso	Número de fuentes	Emisiones (MtCO ₂ /año)
Combustibles fósiles		
Energía	4 942	10 539
Producción de cemento	1 175	932
Refinerías	638	798
Industria siderúrgica	269	646
Industria petroquímica	470	379
Refinamiento de petróleo y gas	no disponible	50
Otras fuentes	90	33
Biomasa		
Bioetanol y bioenergía	303	91
Total	7 887	13 468

Si bien las fuentes evaluadas están distribuidas por todo el mundo, la base de datos revela cuatro grupos de emisiones concretos: América del Norte (medio oeste y zona oriental de los Estados Unidos), Europa (región noroccidental), Asia oriental (costa oriental de China) y Asia meridional (subcontinente indio). En cambio, las fuentes de biomasa a gran escala son mucho menores en número y están menos distribuidas por el mundo.

En la actualidad, la gran mayoría de las fuentes de emisiones importantes tienen concentraciones de CO₂ inferiores al 15 por ciento (en algunos casos, bastante menos). No obstante, una pequeña proporción (menos del 2 por ciento) de las fuentes industriales basadas en combustibles fósiles tienen concentraciones de CO₂ superiores al 95 por ciento. Las fuentes con altas concentraciones

son posibles candidatas para la aplicación inicial de la CAC, ya que la fase de captación sólo requeriría la deshidratación y la compresión (véase la sección 3). El análisis de estas fuentes, de un alto grado de pureza, que están ubicadas a 50 km de las formaciones de almacenamiento y que tienen la capacidad de generar ingresos (mediante la utilización de CO₂ para la producción mejorada de hidrocarburos por medio de la ECBM (recuperación mejorada de metano en capas de carbón) o la recuperación mejorada de petróleo (EOR) indica que, en este momento, esas fuentes emiten, aproximadamente, 360 Mt de CO₂ al año. Algunas fuentes de la biomasa, como la producción de bioetanol, generan, asimismo, fuentes con altas concentraciones de CO₂ que también podrían utilizarse en aplicaciones similares.

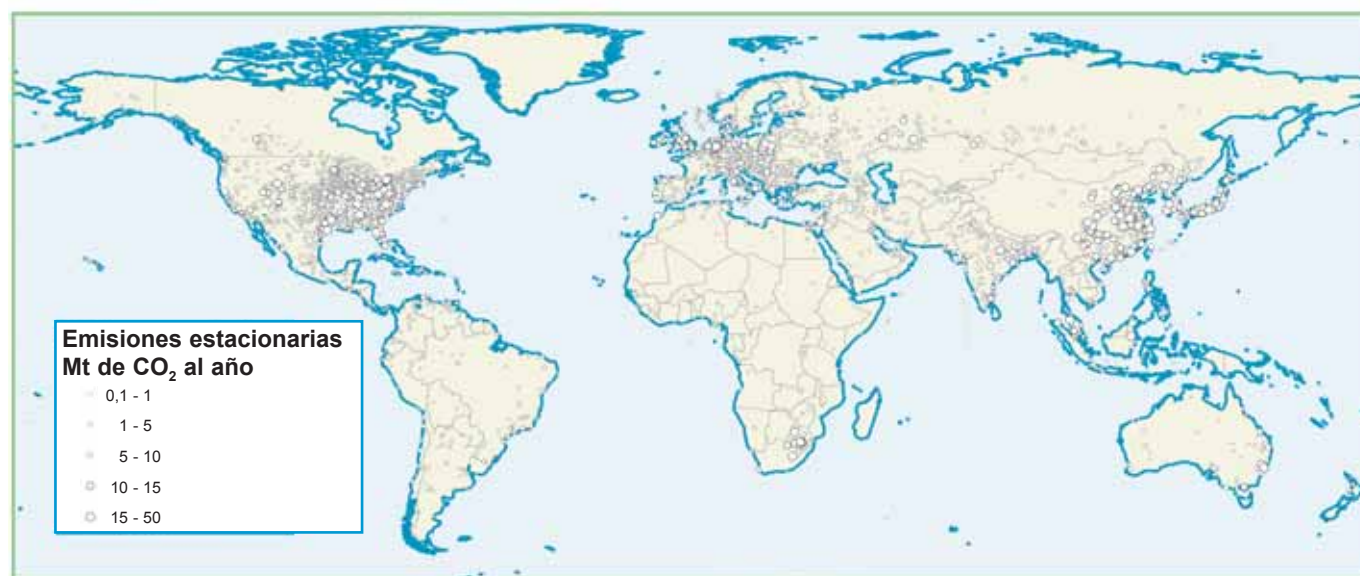


Gráfico RT-2a. Distribución mundial de las grandes fuentes estacionarias de CO₂ (basada en una compilación de información de dominio público sobre fuentes de emisión mundiales, Agencia Internacional de Energía – gases de efecto invernadero, 2002).

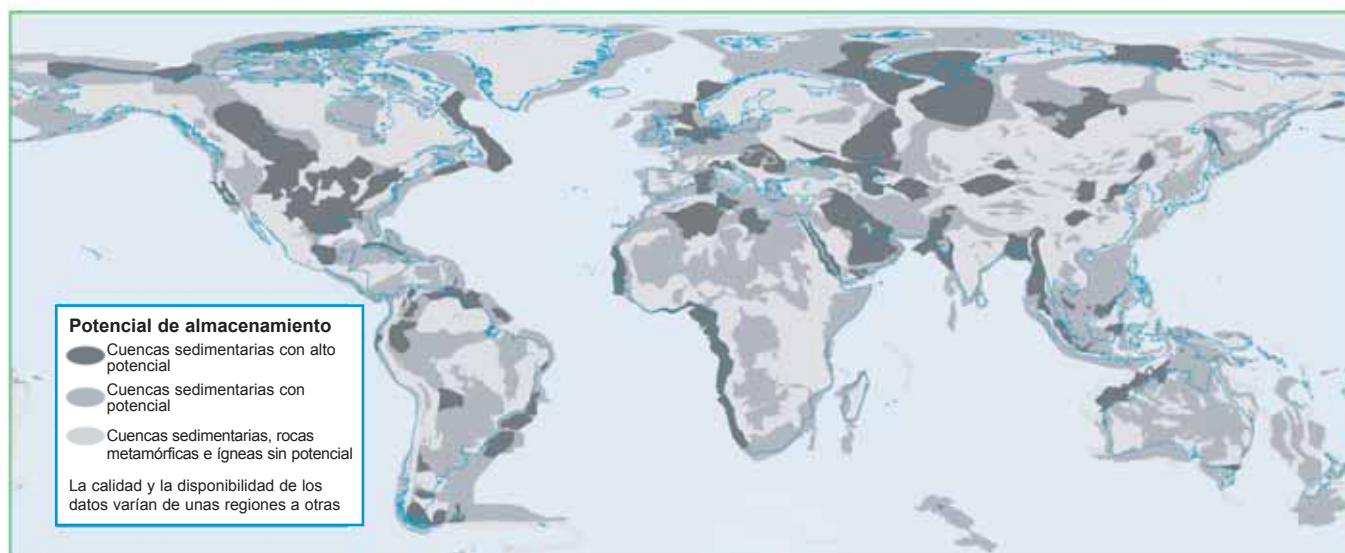


Gráfico RT-2b. Zonas prospectivas de cuencas sedimentarias en las que pueden encontrarse formaciones salinas, yacimientos de petróleo o gas, o capas de carbón apropiados. Sólo se incluye parte de los lugares de almacenamiento en estratos de carbón. La prospección es una evaluación cualitativa de las probabilidades de que haya un lugar de almacenamiento apropiado en una zona determinada, que se realiza sobre la base de la información disponible. Este gráfico sólo debe considerarse a título de orientación, ya que está basado en datos parciales cuya calidad puede variar de una región a otra y que pueden cambiar a lo largo del tiempo y con la aportación de nueva información (por gentileza de Geoscience Australia).

La distancia entre un lugar de emisión y uno de almacenamiento puede influir de forma significativa en si la CAC puede o no desempeñar un papel importante en la reducción de emisiones de CO₂. El gráfico RT-2a ilustra las principales fuentes de emisión de CO₂ (señaladas mediante puntos), y el gráfico RT-2b muestra las cuencas sedimentarias con capacidad prospectiva con de almacenamiento geológico (coloreadas en distintos tonos de gris). En líneas generales, estas figuras indican que puede haber una buena correlación entre las principales fuentes y las cuencas sedimentarias prospectivas, con numerosas fuentes ubicadas directamente sobre ellas o a una distancia razonable (menos de 300 km) de las zonas con capacidad para el almacenamiento geológico. Las cuencas expuestas en el gráfico RT-2b no han sido identificadas o evaluadas como depósitos de almacenamiento apropiados; es necesario realizar un análisis geológico más detallado a nivel regional para confirmar la idoneidad de estos lugares de almacenamiento potenciales.

Futuras fuentes de emisión

En el Informe especial del IPCC sobre escenarios de emisiones, las futuras emisiones de CO₂ son estimadas sobre la base de seis escenarios ilustrativos en los que las emisiones de CO₂ mundiales oscilan entre 29 y 44 Gt de CO₂ (de 8 a 10 Gt de C) al año en 2020, y entre 23 y 84 Gt de CO₂ (de 6 a 23 Gt de C) al año en 2050. Se prevé que el número de fuentes de emisión de CO₂ en el sector de la energía eléctrica y el sector industrial aumentará de forma significativa hasta 2050, sobre todo en Asia meridional y oriental. Por el contrario, el número de esas fuentes en Europa

puede registrar cierta disminución. La proporción de fuentes con alto y bajo contenido de CO₂ dependerá del ritmo a que se introduzcan plantas que utilicen la gasificación o licuefacción de combustibles fósiles para producir hidrógeno u otros productos líquidos o gaseosos, así como del tamaño de las mismas. Cuanto mayor sea el número de ese tipo de plantas, mayor será también el número de fuentes con altas concentraciones de CO₂ que sean apropiadas para la captación desde el punto de vista técnico.

Se ha estimado que el potencial previsto de captación de CO₂ relacionado con los márgenes de emisión mencionados *supra* alcanzará entre 2,6 y 4,9 Gt anuales de CO₂ antes de 2020 (entre 0,7 y 1,3 Gt de C) y entre 4,7 y 37,5 Gt de CO₂ antes de 2050 (entre 1,3 y 10 Gt de C). Esas cifras corresponden a proporciones del 9 al 12 por ciento, y del 21 al 45 por ciento de las emisiones de CO₂ mundiales en 2020 y 2050 respectivamente. Los márgenes de emisión y captación son reflejo de la incertidumbre que caracteriza a los análisis de los escenarios y de los modelos, así como las limitaciones técnicas de la utilización del sistema de CAC. Esos escenarios solamente tienen en cuenta la captación de CO₂ procedente de combustibles fósiles, y no de fuentes de la biomasa. Sin embargo, las emisiones de las instalaciones de conversión de biomasa a gran escala también podrían ser técnicamente aptas para la captación.

El desarrollo potencial de productos energéticos bajos en carbono guarda relación con el futuro número y tamaño de las grandes fuentes estacionarias de CO₂ con altas concentraciones. Los escenarios también indican que la producción a gran escala de productos energéticos bajos en carbono, como la electricidad o el hidrógeno, podría, en un plazo de varios decenios, comenzar a desplazar a los combustibles fósiles que utilizan actualmente las pequeñas fuentes distribuidas en los edificios residen-

ciales y comerciales y en el sector del transporte (véase la sección 8). Estos productos energéticos podrían producirse a partir de combustibles fósiles y/o de biomasa en plantas de grandes dimensiones que generarían importantes fuentes puntuales de CO₂ (centrales eléctricas o similares a las plantas existentes que producen hidrógeno a partir del gas natural). Esas fuentes serían apropiadas para la captación de CO₂. Tales aplicaciones de la CAC podrían reducir las emisiones dispersas de CO₂ producidas por el transporte y por los sistemas de suministro de energía distribuidos. No obstante, en este momento es difícil prever el número, el tamaño o la distribución geográfica probables de las fuentes relacionadas con esa evolución.

3. Captación de CO₂

En la presente sección se examina la tecnología de captación de dióxido de carbono. Como se indica en la sección 2, **las centrales eléctricas y otros procesos industriales a gran escala son los principales candidatos para la captación y constituyen el tema central de esta sección.**

Opciones y aplicaciones de la tecnología de captación

La finalidad de la captación de CO₂ es producir un flujo concentrado de CO₂ a alta presión que pueda ser fácilmente transportado a un lugar de almacenamiento. Si bien, en principio, la totalidad del flujo de gas con bajas concentraciones de CO₂ podría ser transportada e inyectada bajo tierra, por lo general, los costos de la energía y otros gastos conexos hacen que este método sea poco práctico. **Por tanto, es preciso producir un flujo casi puro de CO₂ para su transporte y almacenamiento.** En este momento, ya se están llevando a la práctica aplicaciones de separación de CO₂ en plantas industriales de gran magnitud, en particular en centrales de refinamiento de gas natural e instalaciones de producción de amoníaco. Actualmente, el CO₂ suele eliminarse para purificar otros flujos de gas industriales. La sustracción con fines de almacenamiento sólo se ha utilizado en contadas ocasiones; en la mayor parte de los casos, el CO₂ es emitido en la atmósfera. **Los procesos de captación también se han utilizado con objeto de obtener cantidades de CO₂ útiles para fines comerciales de los flujos de gases de combustión generados por la combustión de gas natural o de carbón. No obstante, hasta la fecha, la captación de CO₂ no se ha aplicado en grandes centrales eléctricas (por ejemplo, de 500 MW).**

Dependiendo del proceso o la aplicación de la central eléctrica de que se trate, hay tres métodos principales para captar el CO₂ generado por un combustible fósil primario (carbón, gas natural o petróleo), por la biomasa o por una mezcla de estos combustibles:

Los sistemas de captación posterior a la combustión separan el CO₂ de los gases de combustión producidos por la combustión del combustible primario en el aire. Normalmente, estos sistemas utilizan un solvente líquido para captar la pequeña fracción de CO₂ (habitualmente, del 3 al 15 por ciento en volumen) presente en un flujo de gas de combustión cuyo componente principal es nitróge-

no (del aire). En una moderna central eléctrica de carbón pulverizado (CP) o de ciclo combinado de gas natural (CCGN), los sistemas de captación posterior a la combustión existentes utilizarían, por lo general, un solvente orgánico como la monoetanolamina.

Los sistemas de captación *previa a la combustión* procesan el combustible primario en un reactor con vapor y aire u oxígeno para producir una mezcla que consiste, principalmente, en monóxido de carbono e hidrógeno (“gas de síntesis”). Mediante la reacción del monóxido de carbono con el vapor en un segundo reactor (un “reactor de conversión”) se produce hidrógeno adicional y CO₂. Entonces, la mezcla resultante de hidrógeno y CO₂ puede separarse en un flujo de gas de CO₂ y un flujo de hidrógeno. Si el CO₂ es almacenado, el hidrógeno será un producto energético sin carbono que podrá ser consumido para generar energía eléctrica y/o calor. Si bien las fases iniciales de conversión del combustible son más complejas y onerosas que en los sistemas de captación posterior a la combustión, las altas concentraciones de CO₂ producidas por el reactor de conversión (generalmente, del 15 al 60 por ciento en volumen en seco) y las altas presiones que suelen caracterizar a estas aplicaciones son más favorables para la separación de CO₂. El sistema de captación previa a la combustión se utilizaría en centrales eléctricas que usan tecnología de ciclo combinado de gasificación integrada (CCGI).

Los sistemas de *combustión de oxígeno-gas* utilizan oxígeno en lugar de aire para la combustión del combustible primario con objeto de producir un gas de combustión compuesto principalmente por vapor de agua y CO₂. Esto da origen a un gas de combustión con altas concentraciones de CO₂ (de más del 80 por ciento en volumen). Entonces, el vapor de agua es sustraído mediante el enfriamiento y la compresión del flujo de gas. La combustión de oxígeno-gas requiere separar inicialmente el oxígeno del aire, adquiriendo, así, el oxígeno un grado de pureza del 95 al 99 por ciento en la mayor parte de los modelos. Podría necesitarse un tratamiento ulterior del gas de combustión para extraer los contaminantes atmosféricos y los gases no condensados (como el nitrógeno) del gas de combustión antes de transportar el CO₂ a su lugar de almacenamiento. Como método de captación de CO₂ en calderas, los sistemas de combustión de oxígeno-gas están en la fase de demostración (véase el cuadro RT-1). Los sistemas de oxígeno-gas combustible también están siendo estudiados en sistemas de turbinas de gas, pero los diseños conceptuales para esas aplicaciones aún están en fase de investigación.

El gráfico RT-3 muestra un diagrama esquemático de los principales procesos y sistemas de captación. Todos ellos requieren una fase de separación del CO₂, H₂ u O₂ de un flujo de gas a granel (como el gas de combustión, el gas de síntesis, el aire o el gas natural sin refinar). Estas fases de separación pueden llevarse a término por medio de solventes físicos o químicos, membranas, absorbentes sólidos o mediante separación criogénica. La elección de una tecnología de captación específica es determinada, en gran parte, por las condiciones del proceso en que deba aplicarse. Los actuales sistemas de captación posterior y previa a la combustión para las centrales eléctricas podrían captar entre el 85

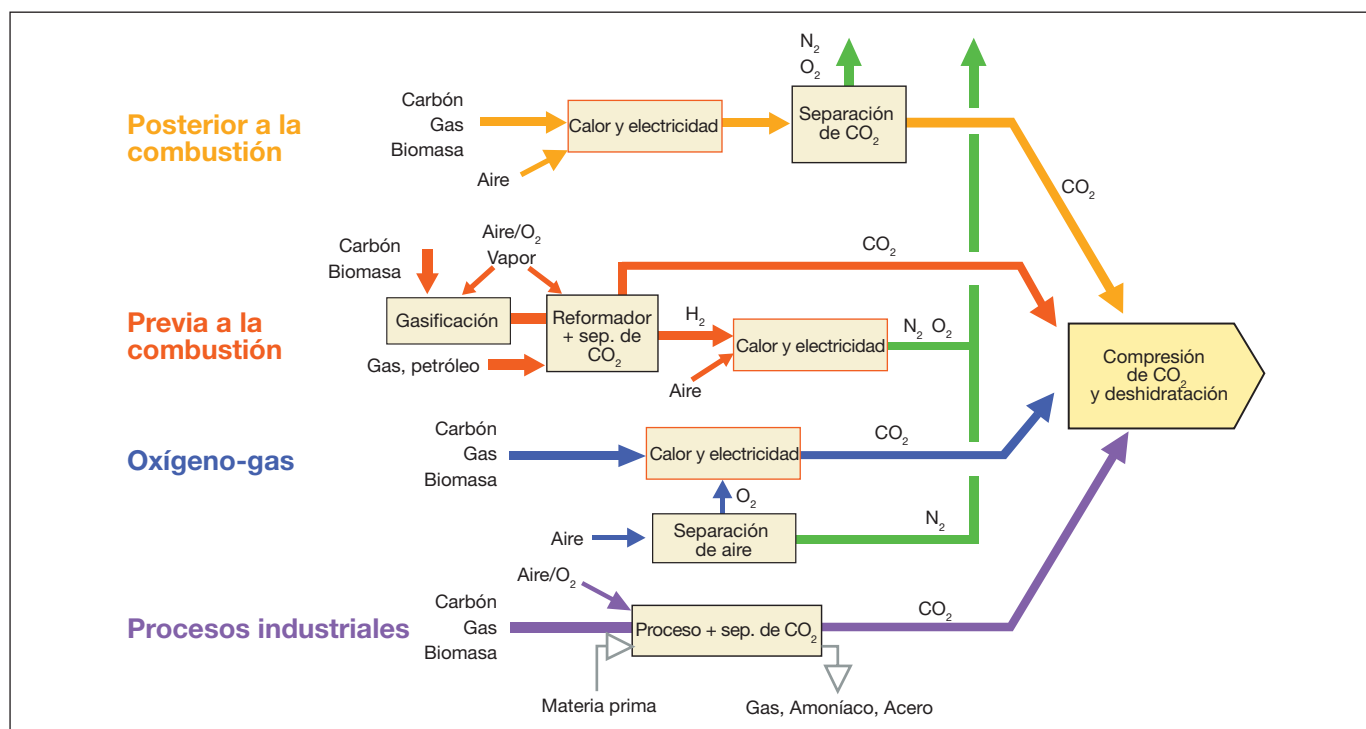


Gráfico RT-3. Visión general de los procesos y los sistemas de captación de CO_2 .



Gráfico RT-4. a) Captación de CO_2 posterior a la combustión en una planta de Malasia. Esta planta utiliza un proceso de absorción química para separar 0,2 Mt de CO_2 al año del flujo de gas de combustión de una central eléctrica alimentada por gas para la producción de urea. (Por gentileza de Mitsubishi Heavy Industries). b) Captación de CO_2 previa a la combustión en una planta de gasificación de carbón en Dakota del Norte, Estados Unidos. Esta planta utiliza un proceso de solvente físico para separar 3,3 Mt de CO_2 al año de un flujo de gas para producir gas natural sintético. Parte del CO_2 captado se utiliza para un proyecto de recuperación mejorada de petróleo en Canadá.

y el 95 por ciento del CO₂ que se produce. Es posible lograr una mayor eficiencia de captación, si bien, en ese caso, los dispositivos de separación serían de un tamaño considerablemente mayor, utilizarían más energía y resultarían más onerosos. La captación y la compresión necesitan, aproximadamente, entre el 10 y el 40 por ciento más de energía que la planta equivalente sin captación, dependiendo del tipo de sistema. Debido a las emisiones de CO₂ conexas, la cantidad neta de CO₂ captado alcanza entre el 80 y el 90 por ciento. Los sistemas de combustión de oxígeno-gas, en principio, pueden captar casi todo el CO₂ producido. No obstante, la necesidad de sistemas adicionales de tratamiento de gas para eliminar contaminantes, como los óxidos de azufre y de nitrógeno, reduce el nivel de CO₂ captado a algo más del 90 por ciento.

Como se señala en la sección 1, la captación de CO₂ ya se utiliza para diversas aplicaciones industriales (véase el gráfico RT-4). Las mismas tecnologías que se usarían para la captación previa a la combustión se utilizan para la producción de hidrógeno a gran escala (que se emplea principalmente para la fabricación de amoníaco y de fertilizantes, así como para actividades de refinación de petróleo). La separación del CO₂ del gas natural sin refinar (que, por lo general, contiene cantidades significativas de CO₂) también se practica a gran escala, aplicando tecnologías similares a aquellas utilizadas para la captación posterior a la combustión. Si bien también hay sistemas comerciales disponibles para la separación del oxígeno a gran escala, la combustión de oxígeno-gas para la captación de CO₂ está actualmente en la fase de demostración. Además, se está investigando la forma de alcanzar niveles más elevados de integración del sistema, una mayor eficiencia y un costo reducido para todos los tipos de sistemas de captación.

Captación de CO₂: riesgos, energía y el medio ambiente

La vigilancia, los riesgos y las repercusiones jurídicas de los sistemas de captación de CO₂ no parecen presentar retos esencialmente nuevos, ya que todos son elementos de las prácticas normales de control sanitario, ambiental y de seguridad en la industria. No obstante, los sistemas de captación de CO₂ requieren cantidades significativas de energía para su funcionamiento. Ello reduce la eficiencia neta de las plantas, de manera que las centrales eléctricas necesitan más combustible para generar cada kilovatio hora (kWh) de electricidad producida. Según un examen de los trabajos publicados, el aumento del consumo de combustible por kWh para las plantas que captan el 90 por ciento del CO₂ utilizando la mejor tecnología existente oscila entre el 24 y el 40 por ciento en el caso de las nuevas plantas hipercríticas de CP, entre el 11 y el 22 por ciento en las plantas de CCGN y entre el 14 y el 25 por ciento en los sistemas de CCGI basados en carbón, en comparación con instalaciones similares sin CAC. El incremento de la cantidad de combustible requerida da lugar a un aumento de casi todas las demás emisiones en el medio ambiente por kWh generado en relación con las plantas con tecnología de punta y sin captación

de CO₂ y, en el caso del carbón, cantidades proporcionalmente mayores de desechos sólidos. Además, aumenta el consumo de sustancias químicas, como el amoníaco y el carbonato cálcico, utilizadas por las plantas de CP para el control de las emisiones de óxido de nitrógeno y de dióxido de azufre. Los diseños de plantas avanzados que reducen en mayor medida las necesidades energéticas de la CAC reducirán también el impacto ambiental general y el costo. De hecho, en comparación con muchas plantas existentes más antiguas, las instalaciones nuevas o renovadas más eficientes con sistemas de CAC podrían obtener reducciones netas de las emisiones en el medio ambiente a nivel de planta.

Costos de la captación de CO₂

Los costos estimados de la captación de CO₂ en las centrales eléctricas de grandes dimensiones se basan en estudios de diseño técnico de tecnologías para uso comercial actual (si bien, a menudo, en diferentes aplicaciones y/o a menor escala que las asumidas en la bibliografía), así como en estudios de diseños de conceptos que en este momento se encuentran en la fase de investigación y desarrollo (I+D). En el cuadro RT-3 se resumen los resultados correspondientes a las nuevas plantas de CP, CCGN y CCGI, basados en la tecnología existente, con captación de CO₂ y sin ella. Los sistemas de captación para los tres modelos reducen las emisiones de CO₂ por kWh entre el 80 y el 90 por ciento, teniendo en cuenta las necesidades energéticas de la captación. Todos los datos correspondientes a las plantas de CP y de CCGI que figuran en el cuadro RT-3 se refieren solamente al carbón bituminoso. Los costos de captación comprenden el costo de la compresión del CO₂ (por lo general, hasta entre 11 y 14 MPa), pero no incluyen los costos adicionales del transporte y el almacenamiento del CO₂ (véanse las secciones 4 a 7).

La escala de los costos correspondientes a cada uno de los tres sistemas refleja diferencias en las hipótesis técnicas, económicas y operativas utilizadas en los distintos estudios. Si bien algunas divergencias entre los costos registrados pueden atribuirse a las diferencias en el diseño de los sistemas de captación de CO₂, las principales causas de la variabilidad son las diferencias en el diseño, el funcionamiento y la financiación asumidos para la planta de referencia a la que se aplica la tecnología de captación (factores como el tamaño de la planta, la ubicación, la eficiencia, el tipo de combustible, el costo del combustible, el factor de capacidad y el costo de capital). Ningún conjunto de suposiciones se aplica a todas las situaciones o a todas las partes del mundo, por lo que se indica una escala de costos.

En los estudios enumerados en el cuadro RT-3, la captación de CO₂ aumenta el costo de la producción de electricidad⁵ entre un 35 y un 70 por ciento (de 0,01 a 0,02 dólares de los EE.UU. por kWh) para una planta de CCGN, entre un 40 y un 85 por ciento (de 0,02 a 0,03 dólares de los EE.UU. por kWh) para una planta hipercrítica de CP, y entre un 20 y un 55 por ciento (de

⁵ El costo de la producción de electricidad no debe confundirse con el precio de la electricidad para los clientes.

Cuadro RT-3. Resumen de los costos de la captación de CO₂ para las nuevas centrales eléctricas sobre la base de la tecnología existente. Dado que estos costos no comprenden los gastos (o créditos) del transporte y el almacenamiento de CO₂, este cuadro no debe utilizarse para evaluar o comparar los costos totales de las plantas para distintos sistemas con captación. Los costos totales de las plantas con CAC se indican en la sección 8.

Medición del rendimiento y los costos	Nueva planta de CCGN			Nueva planta de CP			Nueva planta de CCGI		
	Escala		Valor rep.	Escala		Valor rep.	Escala		Valor rep.
	min.	max.		min.	max.		min.	max.	
Factor de emisión sin captación (kgCO ₂ /kWh)	0,344	- 0,379	0,367	0,736	- 0,811	0,762	0,682	- 0,846	0,773
Factor de emisión con captación (kgCO ₂ /kWh)	0,040	- 0,066	0,052	0,092	- 0,145	0,112	0,065	- 0,152	0,108
Reducción porcentual de CO ₂ por kWh (%)	83	- 88	86	81	- 88	85	81	- 91	86
Eficiencia de la planta con captación, base BPC (%)	47	- 50	48	30	- 35	33	31	- 40	35
Necesidad energética de la captación (% del aumento del insumo/kWh)	11	- 22	16	24	- 40	31	14	- 25	19
Necesidades totales de capital sin captación (US\$/kW)	515	- 724	568	1161	- 1486	1286	1169	- 1565	1326
Necesidades totales de capital con captación (US\$/kW)	909	- 1261	998	1894	- 2578	2096	1414	- 2270	1825
Aumento porcentual del costo de capital con captación (%)	64	- 100	76	44	- 74	63	19	- 66	37
COE sin captación (US\$/kWh)	0,031	- 0,050	0,037	0,043	- 0,052	0,046	0,041	- 0,061	0,047
COE sólo con captación (US\$/kWh)	0,043	- 0,072	0,054	0,062	- 0,086	0,073	0,054	- 0,079	0,062
Aumento del COE con captación (US\$/kWh)	0,012	- 0,024	0,017	0,018	- 0,034	0,027	0,009	- 0,022	0,016
Aumento porcentual del COE con captación (%)	37	- 69	46	42	- 66	57	20	- 55	33
Costo del CO ₂ captado neto (US\$/tCO ₂)	37	- 74	53	29	- 51	41	13	- 37	23
Nivel de confianza en el costo de la captación (véase el cuadro 3.6)	moderado			moderado			moderado		

Abreviaturas: Valor rep.= valor representativo, basado en el promedio de los valores de los diferentes estudios; COE = costo de producción de electricidad; BPC = bajo poder calorífico; véase la sección 3.6.1 para el cálculo de las necesidades energéticas para las plantas de captación.

Notas: Las escalas y los valores representativos están basados en datos obtenidos de los cuadros 3.7, 3.9 y 3.10 del Informe especial. Todos los datos relativos a las plantas de CP y de CCGI se refieren sólo al carbón bituminoso a un costo de entre 1,0 y 1,5 US\$/GJ (BPC); todas las plantas de CP son unidades hipercríticas. Los datos relativos a las plantas de CCGN están basados en precios de gas natural de 2,8 a 4,4 US\$/GJ (sobre una base de BPC). Los costos se expresan en dólares de los EE.UU. constantes de 2002. El tamaño de las centrales eléctricas oscila, aproximadamente, entre 400 y 800 MW para las plantas sin captación, y 300 y 700 MW para las plantas con captación. Los factores de capacidad oscilan entre el 65 y el 85 por ciento para las plantas de carbón, y el 50 y el 95 por ciento para las plantas de gas (promedio para cada una = 80 por ciento). Los factores de cargas fijas varían del 11 al 16 por ciento. Todos los costos incluyen la compresión de CO₂, pero no comprenden los gastos adicionales de transporte y almacenamiento de CO₂.

0,01 a 0,02 dólares de los EE.UU. por kWh) para una planta de CCGI. En general, los costos de producción de electricidad para las plantas de combustibles fósiles con captación (con exclusión de los costos ocasionados por el transporte y el almacenamiento del CO₂) oscilan entre 0,04 y 0,09 dólares de los EE.UU. por kWh, en comparación con un costo de 0,03 a 0,06 dólares de los EE.UU. por kWh para plantas similares sin sistema de captación. En la mayor parte de los estudios realizados hasta la fecha, normalmente se ha constatado que los sistemas de CCGN acarrearán costos de producción de electricidad más bajos que las nuevas plantas de CP y CCGI (con sistemas de captación o sin ellos) en el caso de plantas con una carga de base importante que cuentan con altos factores de capacidad (iguales o superiores al 75 por ciento) y precios del gas natural de entre 2,6 y 4,4 dólares de los EE.UU. por GJ durante la vida útil de la planta.

No obstante, en el caso de los precios de gas más elevados y/o factores de capacidad más bajos, las plantas de CCGN suelen tener costos de producción de electricidad más altos que las plantas que funcionan con carbón, con sistemas de captación o sin ellos. Ciertos estudios recientes también han observado que las plantas de CCGI registraban, por lo general, costos ligeramente superiores sin la captación y ligeramente inferiores con la captación que las plantas de CP de tamaño similar. No obstante, las diferencias entre los costos de las plantas de CP y de CCGI con captación de CO₂ o sin ella pueden variar de forma significativa en función del tipo de carbón y de otros factores locales, como el costo de capital para cada tipo de planta. Dado que aún no se han construido sistemas de CCGN, CP y CCGI con CAC en escala cabal, los costos absolutos o relativos de estos sistemas no pueden indicarse con un alto grado de confianza en este momento.

Cuadro RT-4. Resumen de los costos de captación de CO₂ para las nuevas plantas de hidrógeno sobre la base de la tecnología existente.

Medición del rendimiento y los costos	Nueva planta de hidrógeno			
	Escala		Valor rep.	
	Inferior	Superior		
Factor de emisión sin captación (kgCO ₂ /GJ)	78	- 174		137
Factor de emisión con captación (kgCO ₂ /GJ)	7	- 28		17
Reducción neta porcentual de CO ₂ por GJ (%)	72	- 96		86
Eficiencia de la planta con captación, base BPC (%)	52	- 68		60
Necesidades energéticas de la captación (% aumento insumos/GJ)	4	- 22		8
Costo del hidrógeno sin captación (US\$/GJ)	6,5	- 10,0		7,8
Costo del hidrógeno con captación (US\$/GJ)	7,5	- 13,3		9,1
Aumento del costo de H ₂ con captación (US\$/GJ)	0,3	- 3,3		1,3
Aumento porcentual del costo de H ₂ con captación (%)	5	- 33		15
Costo del CO ₂ captado neto (US\$/t de CO ₂)	2	- 56		15
Nivel de confianza en el costo de la captación	moderado a alto			

Notas: Las escalas y los valores representativos están basados en datos obtenidos del cuadro 3.11 del Informe especial. Todos los costos que figuran en este cuadro se refieren solamente a la captación y no incluyen los costos del transporte y el almacenamiento de CO₂. Los costos se expresan en dólares de los EE.UU. constantes de 2002. Las materias primas utilizadas en las plantas de hidrógeno son el gas natural (de 4,7 a 5,3 dólares de los EE.UU. por gigajulio) o el carbón (de 0,9 a 1,3 dólares de los EE.UU. por gigajulio); algunas de las plantas comprendidas en los datos producen electricidad además de hidrógeno. Los factores de cargas fijas oscilan entre el 13 y el 20 por ciento. Todos los costos incluyen la compresión de CO₂, pero no comprenden los costos adicionales de transporte y almacenamiento (véase la sección 8 para los costos totales de la CAC).

Los costos de la adaptación posterior de las centrales eléctricas existentes con captación de CO₂ no se han estudiado de forma exhaustiva. Un número limitado de informes indica que la modificación de una planta existente mediante la introducción de un depurador de amina daría lugar a una mayor pérdida de la eficiencia y a costos más elevados que los indicados en el cuadro RT-3. Algunos estudios también indican que una opción más rentable consistiría en combinar un sistema de captación modificado mediante la reconstrucción de la caldera y la turbina para aumentar la eficiencia de la planta y la producción. En el caso de algunas plantas existentes, ciertos estudios indican que podrían obtenerse beneficios similares mediante la reconversión con un sistema de CCGI que incluya tecnología de captación de CO₂. La viabilidad y el costo de todas estas opciones dependen en gran medida de factores propios de cada emplazamiento –entre ellos, el tamaño, la antigüedad y la eficiencia de la planta– y de la disponibilidad de espacio adicional.

El cuadro RT-4 ilustra el costo de la captación de CO₂ en la producción de hidrógeno. En este caso, el costo de la captación de CO₂ obedece principalmente al costo del secado y la compresión del CO₂, dado que la separación de CO₂ ya se realiza como parte del proceso de producción de hidrógeno. El costo de la captación de CO₂ añade, aproximadamente, entre el 5 y el 30 por ciento al costo del hidrógeno producido.

La CAC también puede ser aplicada a los sistemas que utilizan combustibles orgánicos o materias primas, por sí solos o junto con combustibles fósiles. Un número limitado de estudios ha examinado los costos de esos sistemas sumando la captación, el transporte y el almacenamiento. La captación de 0,19 Mt de CO₂ al año en una planta de CCGI con biomasa de 24 MW se estima en 80 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ capturado neto (300 dólares de los EE.UU./t de C), que corresponde a un aumento de los costos de producción de la electricidad de 0,08 dólares EE.UU. por kWh. Hay relativamente pocos estudios de la captación de CO₂ para otros procesos industriales que utilizan combustibles fósiles y suelen limitarse a los costos de captación registrados únicamente como el costo por tonelada de CO₂ captado o evitado. En general, el CO₂ producido mediante distintos procesos varía en gran medida con respecto a la presión y la concentración (véase la sección 2). Como resultado, el costo de la captación en diferentes procesos (fábricas de cemento y acero, refinerías), oscila en un amplio margen, entre 25 y 115 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ captado neto. El coste unitario de la captación suele ser más bajo para los procesos en que se produce un flujo de CO₂ relativamente puro (por ejemplo, el procesamiento de gas natural, la producción de hidrógeno y la producción de amoníaco), como puede observarse en el caso de las plantas de hidrógeno en el cuadro RT-4, cuyos costos oscilan entre 2 y 56 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ captado neto.

Los métodos de captación de CO₂ nuevos o mejorados, junto con sistemas de energía y diseños de procesos industriales avanzados, podrían reducir los costos de la captación de CO₂ y las necesidades energéticas. Aunque los costos de los prototipos de plantas comerciales, por lo general, exceden del costo estimado inicialmente, el costo de las plantas posteriores suele disminuir como resultado del aprendizaje práctico y de otros factores. Si bien hay una incertidumbre considerable con respecto a la magnitud de las futuras reducciones de los costos y al momento en que se producirán, los trabajos publicados indican que, siempre que prosigan las actividades de I+D, las mejoras de las tecnologías comerciales pueden reducir los costos de captación de CO₂ actuales en, al menos, una proporción del 20 al 30 por ciento durante, aproximadamente, los próximos diez años; mientras que, por otro lado, las nuevas tecnologías en proceso de desarrollo podrían lograr reducciones de los costos más sustanciales. Las futuras reducciones de los costos dependerán del despliegue y la adopción de las tecnologías comerciales en el mercado, así como de la I+D sostenida.

4. Transporte de CO₂

Salvo en el caso de que las plantas estén ubicadas directamente sobre un lugar de almacenamiento geológico, el CO₂ captado debe ser transportado desde el punto de captación hasta un lugar de almacenamiento. En esta sección se examinan los principales métodos de transporte de CO₂ y se evalúan los aspectos relacionados con la salud, la seguridad y el medio ambiente, así como los costos.

Métodos de transporte de CO₂

En la actualidad, los gasoductos funcionan como una tecnología de mercados maduros y son el método más común de transporte de CO₂. Por el general, el CO₂ gaseoso es comprimido a una presión superior a 8 MPa con el fin de evitar regímenes de flujo de dos fases y aumentar la densidad del CO₂, facilitando y abaratando, así, su transporte. El CO₂ también puede ser transportado en forma líquida en buques, o en camiones o vagones cisterna que transportan CO₂ en cisternas isotérmicas a una temperatura muy inferior a la temperatura ambiente y a una presión mucho más baja.

El primer gasoducto de CO₂ de larga distancia entró en funcionamiento en los primeros años del decenio de 1970. En los Estados Unidos, más de 2 500 km de gasoductos transportan más de 40 Mt de CO₂ al año desde fuentes naturales y antropógenas hasta emplazamientos, principalmente, en Texas, donde el CO₂ es utilizado para la recuperación mejorada de petróleo. Esos gasoductos operan en modo de “fase de condensación” (en la que tiene lugar una progresión continua del gas al líquido, sin que se produzca un cambio de fase bien definido), a la temperatura ambiente y a alta presión. En la mayor parte de esos gasoductos, el flujo es impulsado por compresores en el extremo inicial, si bien algunos gasoductos tienen estaciones de compresión intermedias (impulsoras).

En ciertas situaciones o lugares, el transporte de CO₂ por buque puede resultar más atractivo desde el punto de vista econó-

mico, especialmente si el CO₂ tiene que ser transportado a largas distancias o a ultramar. Los gases de petróleo licuados (GPL, principalmente el propano y el butano) son transportados en buques cisterna a gran escala comercial. El CO₂ puede ser transportado en barco prácticamente del mismo modo (por lo general, a una presión de 0,7 MPa), pero actualmente se lleva a cabo a pequeña escala debido a la escasa demanda. Las propiedades del CO₂ licuado son similares a las de los GPL y la tecnología podría ampliarse para ajustarse a los grandes medios de transporte de CO₂ si se materializara la demanda de esos sistemas.

Los camiones y los vagones cisterna también son opciones técnicamente viables. Estos sistemas transportan CO₂ a una temperatura de -20°C y a una presión de 2 MPa. Sin embargo, son costosos en comparación con los gasoductos y los buques, salvo a una escala muy reducida, y es poco probable que sean de utilidad para la CAC a gran escala.

Aspectos relacionados con el medio ambiente, la seguridad y los riesgos

Al igual que se aplican normas para la admisión de gas natural en los gasoductos, también deberían formularse normas mínimas para el CO₂ de “calidad de gasoducto” a medida que se desarrolla la infraestructura de gasoductos de CO₂. Las normas vigentes, elaboradas en gran parte en el marco de aplicaciones de recuperación mejorada de petróleo, no son forzosamente idénticas a las que se necesitarían para la CAC. Un bajo contenido de nitrógeno es importante para la recuperación mejorada de petróleo, pero no sería tan significativo para la CAC. En cambio, un gasoducto de CO₂ que atravesara zonas habitadas podría necesitar un contenido máximo específico de H₂S más bajo. El transporte de CO₂ por gasoductos que atraviesan zonas habitadas también requiere una selección detallada de la ruta, protección en caso de presión excesiva, detección de fugas y otros factores relativos al diseño. No obstante, no se prevé ningún obstáculo importante respecto del diseño de gasoductos para la CAC.

Durante el transporte, podrían producirse fugas de CO₂ a la atmósfera, aunque las fugas en los gasoductos son muy pequeñas. El CO₂ seco (sin humedad) no es corrosivo para el acero al carbono-manganeso que suele utilizarse para los gasoductos, incluso si el CO₂ contiene contaminantes como el oxígeno, el sulfuro de hidrógeno, y los óxidos de sulfuro o de nitrógeno. En cambio, el CO₂ húmedo es sumamente corrosivo, de manera que, en este caso, un gasoducto de CO₂ tendría que construirse con una aleación resistente a la corrosión, o su interior tendría que estar revestido con una aleación o una capa continua de polímeros. Algunos gasoductos se construyen con aleaciones resistentes a la corrosión, si bien el costo de los materiales es varias veces mayor que el del acero al carbono-manganeso. Para los buques, la pérdida total en la atmósfera se sitúa entre el 3 y el 4 por ciento por cada 1 000 km, contando tanto los gases de evaporación como los gases de escape de las máquinas del buque. Los gases de evaporación podrían disminuirse mediante la captación y la licuefacción, y la recuperación reduciría la pérdida a un nivel de entre el 1 y el 2 por ciento por cada 1 000 km.

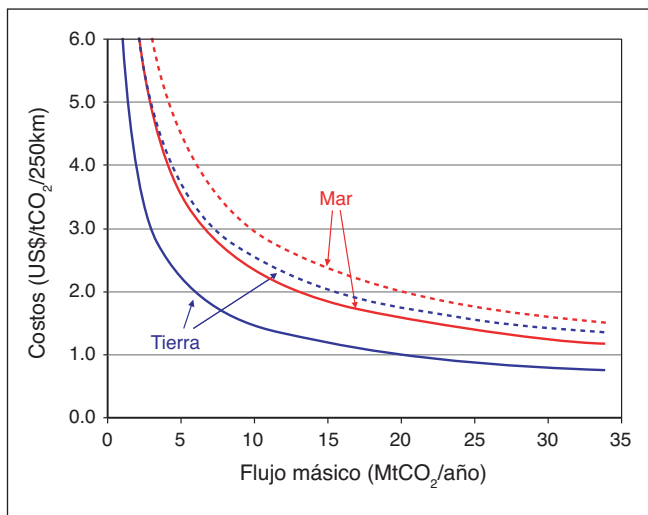


Gráfico RT-5. Costos de transporte para los gasoductos terrestres y marítimos, en dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ por cada 250 km en función del flujo másico del CO₂. En el gráfico se muestran las estimaciones al alza (líneas punteadas) y a la baja (líneas continuas).

También pueden producirse accidentes. En el caso de los gasoductos de CO₂ existentes, de los cuales la mayor parte está en zonas de baja densidad demográfica, se ha registrado menos de un incidente al año (0,0003 por km al año) y ninguna lesión o muerte. Esto concuerda con la experiencia con los gasoductos de hidrocarburo y, probablemente, el impacto no sería más grave que el producido en los accidentes con gas natural. En el transporte marítimo, los tanques para el gas de hidrocarburos pueden ser peligrosos, pero el reconocimiento de ese riesgo ha dado lugar a la aplicación de normas relativas al diseño, la construcción y el funcionamiento, y los incidentes graves son poco frecuentes.

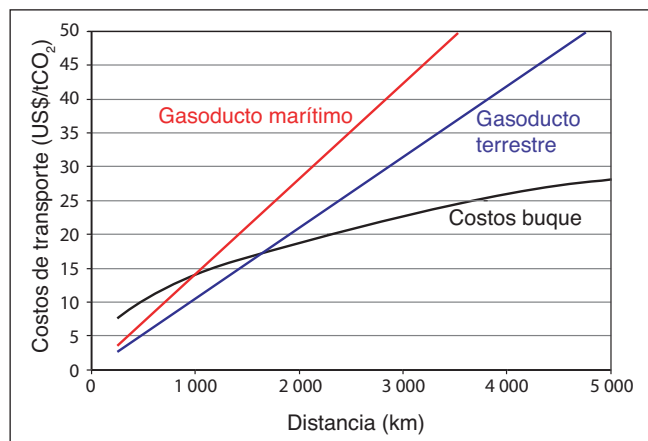


Gráfico RT-6. Costos, expresados en términos de dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ transportado en relación con la distancia, para el transporte por gasoductos terrestres, gasoductos marítimos y buques. Los costos correspondientes a los gasoductos se refieren a un flujo másico de 6 Mt de CO₂ al año. Los costos correspondientes a los buques incluyen las instalaciones de almacenamiento intermedias, los derechos portuarios, los costos de combustible, y las actividades de carga y descarga. También comprenden los costos adicionales para la licuefacción en comparación con la compresión.

Costo del transporte de CO₂

Se ha realizado una estimación de los costos tanto para el transporte por gasoductos como para el transporte marítimo de CO₂. En cada caso, los costos dependen en gran medida de la distancia y de la cantidad transportada. En el caso de los gasoductos, los costos dependen de si el gasoducto está situado en la tierra o en el mar, si se trata de una zona muy congestionada, o si en su ruta hay montañas, grandes ríos o terrenos congelados. Todos estos factores podrían duplicar el costo por unidad de longitud, que aumentaría aún más en el caso de los gasoductos que atravesaran zonas habitadas. Todo costo adicional para la recompresión (estaciones de bombas reforzadoras) que pueda necesitarse para los gasoductos de mayor longitud se contarían como parte de los costos de transporte, que son relativamente bajos y que no están incluidos en las estimaciones aquí presentadas.

En el gráfico RT-5 se indica el costo del transporte por gasoducto para una distancia nominal de 250 km, que, por lo general, es de 1 a 8 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ (de 4 a 30 dólares de los EE.UU. por tonelada de C). La figura muestra también cómo el costo del gasoducto depende del flujo másico del CO₂. El costo del acero representa una fracción significativa del costo de un gasoducto, por lo que las fluctuaciones de ese costo (como su duplicación entre los años 2003 y 2005) podrían afectar a la economía general de los gasoductos.

En el transporte por barco, el volumen del tanque y las características de los sistemas de carga y descarga son algunos de los factores determinantes del costo general de transporte.

Los gastos relacionados con la compresión y la licuefacción del CO₂ están incluidos en los costos de captación presentados anteriormente. En el gráfico RT-6 se comparan los costos de transporte marítimo con los del transporte por gasoductos, y se muestra la distancia con respecto a la rentabilidad. Si existe la opción marítima, ésta suele ser más económica que los gasoductos para las distancias superiores a unos 1 000 km y para las cantidades inferiores a unos pocos millones de toneladas de CO₂ al año. En el almacenamiento oceánico, el sistema de transporte más apropiado depende del método de inyección: desde un buque flotante estacionario, un buque en desplazamiento, o un gasoducto desde la costa.

5. Almacenamiento geológico

En esta sección se examinan tres tipos de formaciones geológicas que han sido objeto de una amplia consideración para el almacenamiento geológico de CO₂: yacimientos de petróleo y gas, formaciones salinas profundas y capas de carbón inexplorables (gráfico RT-7). En cada caso, el almacenamiento geológico de CO₂ se consigue mediante su inyección en forma condensada en una formación rocosa subterránea. Las formaciones rocosas porosas que retienen o que (como en el caso de los yacimientos agotados de petróleo o de gas) han retenido fluidos anteriormente –como gas natural, petróleo o salmuera– son candidatos potenciales para el almacenamiento de CO₂. Las formaciones aptas para el almacenamiento pueden

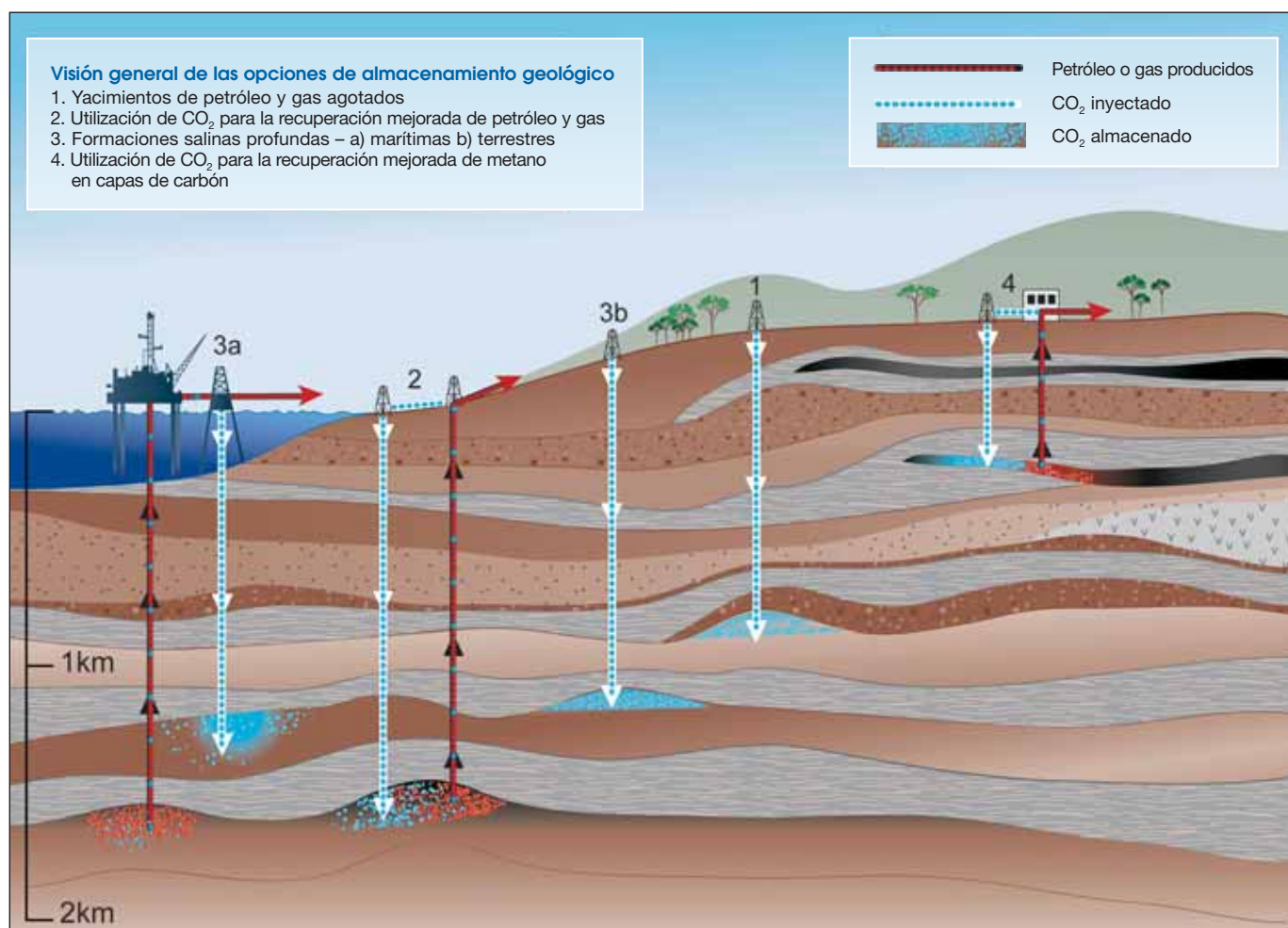


Gráfico RT-7. Métodos para almacenar CO₂ en formaciones geológicas subterráneas profundas. Pueden combinarse dos métodos con la recuperación de hidrocarburos: Recuperación mejorada de petróleo (2) y ECBM (4). Véase el texto para la explicación de estos métodos (por gentileza del CO2CRC).

aparecer en cuencas sedimentarias terrestres y marítimas (depresiones naturales a gran escala situadas en la corteza terrestre que se llenan de sedimentos). Las capas de carbón también pueden utilizarse para almacenar CO₂ (véase el gráfico RT-7) cuando sea poco probable que el carbón sea explotado posteriormente y siempre que la permeabilidad sea suficiente. La opción de almacenar CO₂ en capas de carbón y mejorar la producción de metano aún está en la fase de demostración (véase el cuadro RT-1).

Proyectos existentes de almacenamiento de CO₂

El almacenamiento geológico de CO₂ se está practicando en tres proyectos a escala industrial (proyectos del orden de 1 Mt de CO₂ al año o más): el proyecto Sleipner en el Mar del Norte, el proyecto Weyburn en el Canadá y el proyecto In Salah en Argelia. Entre 3 y 4 Mt de CO₂, que de otro modo serían descargadas en la atmósfera, son captadas y almacenadas anualmente en formaciones geológicas. En el cuadro RT-5 figuran también otros proyectos.

Además de los proyectos de CAC en curso, al año se inyectan 30 Mt de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo, principalmente en Texas, Estados Unidos, donde comenzó a practicarse la recuperación mejorada de petróleo a principios del decenio de 1970. Casi todo ese CO₂ se obtiene de yacimientos naturales de CO₂ situados en regiones occidentales de los Estados Unidos, y una parte procede de fuentes antropógenas como el refinamiento de gas natural. Gran parte del CO₂ que se inyecta para la recuperación mejorada de petróleo se produce a partir de petróleo, del cual es separado y luego inyectado de nuevo. Al final del proceso de recuperación del petróleo, el CO₂ puede ser retenido para fines relacionados con la mitigación del cambio climático, en lugar de ser purgado en la atmósfera; esto es lo que se prevé en el proyecto Weyburn.

Tecnología y mecanismos de almacenamiento

La inyección de CO₂ en formaciones geológicas profundas comprende muchas de las tecnologías que se han desarrollado en la

Cuadro RT-5. Lugares en que se ha llevado a cabo, está en curso o se ha previsto el almacenamiento de CO₂; desde pequeñas aplicaciones experimentales hasta aplicaciones comerciales a gran escala.

Nombre del proyecto	País	Inicio de la inyección (año)	Índice medio diario de inyección aproximado (tCO ₂ /día)	Almacenamiento total (previsto) (tCO ₂)	Tipo de depósito para el almacenamiento
Weyburn	Canadá	2000	3 000-5 000	20 000 000	Recuperación mejorada de petróleo
In Salah	Argelia	2004	3 000-4 000	17 000 000	Yacimiento de gas
Sleipner	Noruega	1996	3 000	20 000 000	Formación salina
K12B	Países Bajos	2004	100 (1 000 programadas para 2006)	8 000 000	Recuperación mejorada de gas
Frio	Estados Unidos	2004	177	1 600	Formación salina
Fenn Big Valley	Canadá	1998	50	200	ECBM
Qinshui Basin	China	2003	30	150	ECBM
Yubari	Japón	2004	10	200	ECBM
Recopol	Polonia	2003	1	10	ECBM
Gorgon (Programado)	Australia	~2009	10 000	Se desconoce	Formación salina
Snøhvit (Programado)	Noruega	2006	2 000	Se desconoce	Formación salina

industria de la prospección y la producción de petróleo y gas. La tecnología de perforación de pozos, la tecnología de inyección, la simulación por ordenador de la dinámica de los depósitos de almacenamiento y los métodos de vigilancia de aplicaciones existentes siguen desarrollándose para el diseño y el funcionamiento del almacenamiento geológico. Otras prácticas de inyección subterránea también aportan una experiencia operativa útil. En particular, el almacenamiento de gas natural, la inyección en profundidad de desechos líquidos, y la eliminación de gas ácido (mezclas de CO₂ y H₂S) se han llevado a cabo en Canadá y en los Estados Unidos desde 1990, también a escala de megatonelada.

Por lo general, se espera que el almacenamiento de CO₂ en depósitos de hidrocarburo o en formaciones salinas profundas tenga lugar a profundidades por debajo de 800 m, donde la presión y la temperatura ambiente normalmente darán lugar a que el CO₂ esté en estado líquido o hiper crítico. En estas condiciones, la densidad del CO₂ oscilará entre el 50 y el 80 por ciento de la densidad del agua. Este porcentaje se aproxima a la densidad de ciertos petróleos crudos, lo cual origina fuerzas ascensionales que tienden a impulsar al CO₂ hacia arriba. Por consiguiente, es importante que haya una roca de cubierta estanca sobre el depósito de almacenamiento seleccionado a fin de asegurarse de que el CO₂ permanezca retenido bajo tierra. Al ser inyectado bajo tierra, el CO₂ se comprime y llena el espacio poroso mediante el desplazamiento parcial de los fluidos que ya están presentes (los “fluidos *in situ*”). En los depósitos de petróleo y gas, el desplazamiento de los fluidos *in situ* por el CO₂ inyectado puede dar lugar a que la mayor parte del volumen poroso quede disponible para el almacenamiento de CO₂. En las formaciones salinas, las estimaciones del volumen potencial de almacenamiento son más

bajas y oscilan entre algunos puntos porcentuales y más del 30 por ciento del volumen total de la roca.

Una vez inyectada en la formación de almacenamiento, la fracción retenida depende de una combinación de mecanismos de retención física y geoquímica. La retención física para bloquear el desplazamiento del CO₂ hacia arriba la proporciona una capa de pizarra y roca arcillosas sobre la formación de almacenamiento. Esta capa impermeable es conocida como “roca de cubierta”. Puede lograrse una retención física adicional con fuerzas capilares que retienen CO₂ en los espacios porosos de la formación. No obstante, en muchos casos, uno o más lados de la formación permanecen abiertos, dando, así, cabida al desplazamiento lateral de CO₂ bajo la roca de cubierta. En estos casos, es importante contar con mecanismos adicionales para la retención a largo plazo del CO₂ inyectado.

El mecanismo conocido como retención geoquímica surge cuando el CO₂ reacciona con los fluidos *in situ* y la roca hospedante. Primero, el CO₂ se disuelve en el agua *in situ*. Una vez que esto ha sucedido (en escalas cronológicas de cientos a miles de años), el agua cargada de CO₂ adquiere densidad y, por tanto, se hunde en la formación (en lugar de ascender hacia la superficie). Entonces, las reacciones químicas entre el CO₂ disuelto y los minerales rocosos forman especies iónicas, de manera que una fracción del CO₂ inyectado se convertirá en carbonatos sólidos a lo largo de millones de años.

Otro tipo más de retención se produce cuando el CO₂ es adsorbido de forma preferencial por el carbón o por pizarras arcillosas ricas en sustancias orgánicas, reemplazando gases como el metano. En estos casos, el CO₂ permanecerá retenido mientras la presión y la temperatura se mantengan estables. Estos procesos, por lo gene-

Cuadro RT-6. Capacidad de almacenamiento para diversas opciones de almacenamiento geológico. La capacidad de almacenamiento comprende opciones que no son económicas.

Tipo de depósito	Estimación inferior de la capacidad de almacenamiento (GtCO ₂)	Estimación superior de la capacidad de almacenamiento (GtCO ₂)
Yacimientos de petróleo y gas	675 ^a	900 ^a
Filones de hulla inexplotables (ECBM)	3-15	200
Formaciones salinas profundas	1 000	No es seguro, pero posiblemente 10 ⁴

^a Estas cifras aumentarían en un 25 por ciento si se incluyeran en esta evaluación los yacimientos de petróleo y gas que aún no han sido ‘descubiertos’.

ral, tendrían lugar a menor profundidad que el almacenamiento de CO₂ en depósitos de hidrocarburos y formaciones salinas.

Distribución geográfica y capacidad de los lugares de almacenamiento

Como se ha indicado anteriormente en la sección 2 (gráfico RT-2b), existen regiones con cuencas sedimentarias potencialmente aptas para el almacenamiento de CO₂ en todo el mundo, tanto en la tierra como en el mar. El presente informe se centra en los yacimientos de petróleo y gas, las formaciones salinas profundas y las capas de carbón inexplotables. Otras formaciones o estructuras geológicas posibles (como el basalto, las pizarras bituminosas y gaseosas, las cavernas salinas y las minas abandonadas) representan oportunidades de nichos, o aún no han sido lo suficientemente estudiadas en este momento para poder evaluar su potencial.

Las estimaciones del potencial técnico⁶ para las diferentes opciones de almacenamiento geológico se resumen en el cuadro RT-6. Las estimaciones y los niveles de confianza se basan en una evaluación de la bibliografía sobre las estimaciones ascendentes regionales y las estimaciones descendentes mundiales. En los estudios publicados no existe ningún enfoque probabilístico para evaluar las estimaciones de la capacidad, y ello sería necesario para cuantificar de forma fiable los niveles de incertidumbre. Las estimaciones generales, especialmente las del límite superior del potencial, varían en gran medida y entrañan un alto grado de incertidumbre debido a las divergentes metodologías utilizadas en los trabajos y a que nuestro conocimiento de las formaciones salinas es relativamente limitado en casi todas las regiones del mundo. Para los yacimientos de petróleo y gas se dispone de mejores estimaciones, que están basadas en la sustitución de volúmenes de hidrocarburos por volúmenes de CO₂. Cabe señalar que, salvo en el caso de la recuperación mejorada de petróleo, esos depósitos no estarán disponibles para el almacenamiento de CO₂ hasta que los hidrocarburos se hayan agotado, y que los cambios de presión y

los efectos geomecánicos causados por la producción de hidrocarburo en el depósito pueden reducir la capacidad real.

No obstante, otra forma de estudiar el potencial de almacenamiento consiste en preguntarse si es probable que sea adecuado para las cantidades de CO₂ que sería necesario evitar por medio de la CAC en el marco de diferentes escenarios de estabilización de los gases de efecto invernadero e hipótesis sobre la utilización de otras opciones de mitigación. Como se expone más adelante en la sección 8, el margen estimado del potencial económico⁷ para la CAC durante el próximo siglo es, aproximadamente, de 200 a 2 000 Gt de CO₂. Los límites inferiores que figuran en el cuadro RT-6 indican que, en todo el mundo, es prácticamente seguro⁸ que hay una capacidad de almacenamiento geológico para 200 Gt de CO₂, y es probable⁹ que haya, al menos, para 2 000 Gt de CO₂.

Criterios y métodos de selección de los lugares de almacenamiento

La caracterización, la selección y la predicción del rendimiento de un lugar son fundamentales para conseguir un almacenamiento geológico satisfactorio. Antes de seleccionar un lugar, las condiciones geológicas deben ser estudiadas a fin de determinar si la roca de cubierta suprayacente proporcionará una estanqueidad efectiva, si hay una formación para el almacenamiento lo suficientemente voluminosa y permeable, y si algún pozo abandonado o activo puede poner en peligro la integridad de la roca estanca.

Las técnicas desarrolladas para la exploración de yacimientos de petróleo y gas, los lugares de almacenamiento de gas natural y de eliminación de desechos líquidos son apropiadas para la caracterización de los lugares de almacenamiento geológico del CO₂. Algunos ejemplos comprenden el registro gráfico de emisiones sísmicas, pruebas de bombeo para evaluar las formaciones para el almacenamiento y la estanqueidad, y registros de la integridad del cemento. Para contribuir a las actividades de caracterización y selección del lugar se utilizan programas informáticos de simulación del movimiento del CO₂ bajo tierra. Inicialmente, estos programas

⁶ El potencial técnico es la cantidad en la que es posible reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la aplicación de una tecnología o práctica que ya ha sido demostrada.

⁷ El potencial económico es la cantidad de reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero que podría lograrse de forma rentable en comparación con una opción específica, teniendo en cuenta las circunstancias del momento (esto es, el precio de la reducción de emisiones de CO₂ y el costo de otras opciones).

⁸ Por “prácticamente seguro” se entiende una probabilidad del 99 por ciento o más.

⁹ Por “probable” se entiende una probabilidad del 66 al 90 por ciento.

se desarrollaron para aplicaciones como la ingeniería de los yacimientos de petróleo y gas y las investigaciones sobre los recursos de aguas subterráneas. Si bien abarcan muchos de los procesos físicos, químicos y geomecánicos necesarios para predecir tanto el rendimiento del almacenamiento de CO₂ a corto plazo como a largo plazo, es preciso adquirir más experiencia a fin de establecer confiabilidad en su eficacia para predecir el rendimiento a largo plazo cuando se adaptan al almacenamiento de CO₂. Por otra parte, la disponibilidad de datos apropiados sobre la caracterización del lugar es fundamental para la fiabilidad de los modelos.

Evaluación de los riesgos e impacto ambiental

Los riesgos relacionados con las fugas del almacenamiento de CO₂ en depósitos geológicos quedan abarcados en dos categorías generales: riesgos mundiales y riesgos locales. Los riesgos mundiales comprenden la liberación de CO₂ que puede contribuir de forma significativa al cambio climático si se produce una fuga de cierta fracción de la formación de almacenamiento a la atmósfera. Además, si hay una fuga de CO₂ de la formación de almacenamiento, pueden existir riesgos para los seres humanos, los ecosistemas y las aguas subterráneas, que representan los riesgos locales.

Con respecto a los riesgos mundiales, según las observaciones y los análisis de lugares de almacenamiento de CO₂ existentes, sistemas naturales, y sistemas y modelos técnicos, es muy probable¹⁰ que la fracción retenida en depósitos seleccionados y gestionados de forma apropiada exceda del 99 por ciento en el curso de 100 años, y es probable que exceda del 99 por ciento en un plazo de 1 000 años. Es probable que se retengan fracciones similares durante períodos de tiempo incluso más largos, ya que se espera que el riesgo de fuga disminuya gradualmente a medida que otros mecanismos permitan una retención adicional. La cuestión de si estas fracciones retenidas serían suficientes para que el almacenamiento no permanente tenga algún valor para la mitigación del cambio climático se aborda en la sección 8.

Con respecto a los riesgos locales, hay dos tipos de escenarios en que pueden producirse fugas. En el primer caso, los fallos en los pozos de inyección o las fugas ascendentes en pozos abandonados podrían crear una repentina y rápida liberación de CO₂. Es probable que este tipo de liberación sea detectado con prontitud y sea atajado mediante la utilización de técnicas disponibles en la actualidad para la contención de erupciones de pozos. Los riesgos relacionados con este tipo de liberación afectan principalmente a los trabajadores que se encuentran en las proximidades de dicha fuga cuando ésta se produce, o a aquellos que son llamados para controlar la erupción. Una concentración de CO₂ superior a un nivel del 7 al 10 por ciento en el aire causaría un peligro inmediato para la vida y la salud humanas. La contención de este tipo de liberación puede llevar entre horas y días y es probable que la cantidad total de CO₂ liberado sea muy baja en comparación con la cantidad inyectada total. Este tipo de riesgos son gestionados

periódicamente de forma eficaz en el sector del petróleo y el gas mediante la utilización de controles técnicos y administrativos.

En el segundo escenario, pueden producirse fugas a través de fallas o fracturas que no han sido detectadas, o por medio de pozos con pérdidas en que la filtración a la superficie es más gradual y difusa. En este caso, los peligros afectan principalmente a los acuíferos de agua potable y los ecosistemas en los que el CO₂ se acumula en la zona situada entre la superficie y la parte superior de la capa freática. El agua subterránea puede verse afectada tanto por las fugas directas de CO₂ a un acuífero como por la salmuera que penetra en el acuífero como resultado de su desplazamiento por el CO₂ durante el proceso de inyección. En este escenario, también puede darse una acidificación de los suelos y un desplazamiento de oxígeno en los suelos. Además, si las fugas a la atmósfera se produjeran en zonas de tierras bajas con poco viento, o en sumideros y bases rocosas situadas sobre estas fugas difusas, se causarían daños a las vidas humanas y animales de no detectarse una fuga. Los seres humanos se verían afectados en menor medida por las fugas originadas en lugares de almacenamiento marítimos que en los terrestres. Las rutas de las fugas pueden identificarse por medio de diversas técnicas y mediante la caracterización del depósito. En el gráfico RT-8 se indican algunas de las posibles rutas de fugas para una formación salina. Cuando se conocen las posibles rutas de fugas, la estrategia de vigilancia y saneamiento puede adaptarse para subsanar la posible fuga.

El diseño y el emplazamiento minuciosos del sistema de almacenamiento, junto con métodos para la pronta detección de fugas (preferentemente mucho antes de que el CO₂ alcance la superficie terrestre), son formas eficaces de reducir los riesgos relacionados con las fugas difusas. Los métodos de vigilancia disponibles son prometedores, pero es necesario adquirir más experiencia para establecer los niveles y la resolución de detección. Una vez que se han detectado las fugas, se pueden utilizar ciertas técnicas de saneamiento disponibles para detenerlas o controlarlas. Según el tipo de fuga, estas técnicas podrían comprender técnicas normalizadas de reparación de pozos, o la extracción de CO₂ mediante la interceptación de su fuga en un acuífero subterráneo a poca profundidad (véase la figura RT-8). También existen técnicas para eliminar el CO₂ de los suelos y las aguas subterráneas, pero es probable que resulten costosas. Se necesitará más experiencia para demostrar la eficacia y determinar los costos de estas técnicas para su uso en el almacenamiento de CO₂.

Vigilancia y verificación

La vigilancia forma una parte muy importante de la estrategia general de gestión de riesgos para los proyectos de almacenamiento geológico. Aún no se han desarrollado procedimientos o protocolos normalizados, pero se espera que evolucionen a medida que mejora la técnica, en función de los riesgos y los reglamentos locales. No obstante, está previsto que ciertos parámetros, como el

¹⁰ Por “muy probable” se entiende una probabilidad del 90 al 99 por ciento.

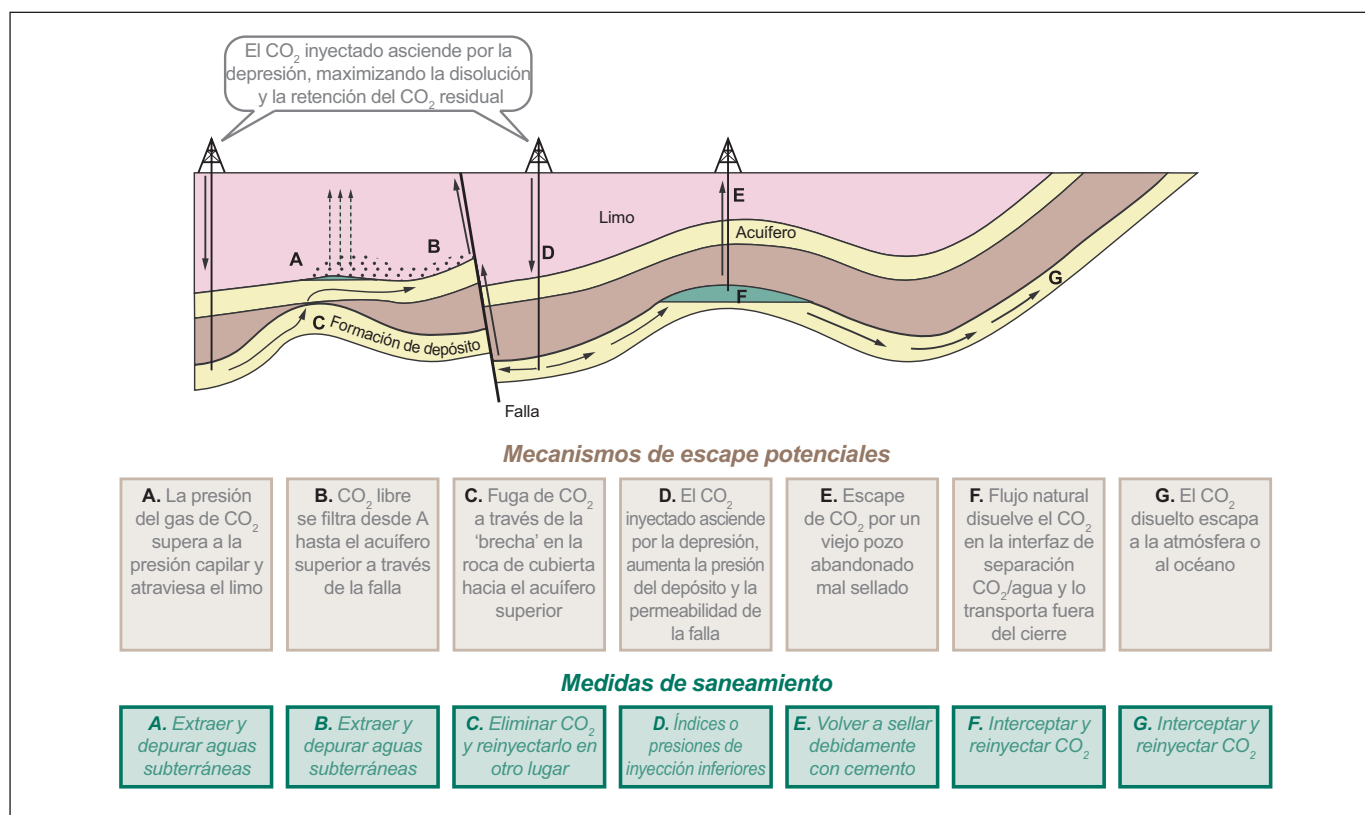


Gráfico RT-8. Posibles rutas de fugas y técnicas de saneamiento para el CO₂ inyectado en formaciones salinas. La técnica de saneamiento dependería de las posibles rutas de fugas identificadas en un depósito (por gentileza del CO2CRC).

índice de inyección y la presión de los pozos de inyección, sean medidos de forma sistemática. Reiterados estudios sísmicos han demostrado ser de utilidad para el seguimiento de la migración subterránea del CO₂. Pueden resultar igualmente útiles otras técnicas más recientes, como la medición eléctrica y de la gravedad. El muestreo del agua subterránea y del suelo situado entre la superficie y la capa freática podrían servir también para la detección directa de fugas de CO₂. Pueden colocarse detectores de CO₂ con alarma en los pozos de inyección a fin de garantizar la seguridad de los trabajadores y detectar las fugas. Las técnicas de superficie pueden utilizarse asimismo para detectar y cuantificar las descargas en la superficie. Los datos de línea de base de alta calidad mejoran la fiabilidad y la resolución de todas las mediciones y serán fundamentales para la detección de fugas de pequeña intensidad.

Puesto que todas estas técnicas de vigilancia han sido adaptadas a partir de otras aplicaciones, han de someterse a pruebas y evaluaciones con respecto a la fiabilidad, la resolución y la sensibilidad en el contexto del almacenamiento geológico. Todos los proyectos a escala industrial y proyectos experimentales existentes tienen programas para desarrollar y probar estas y otras técnicas de vigilancia. También podría ser necesario o conveniente contar con métodos para vigilar la cantidad de CO₂ almacenado bajo tierra en el marco de las prescripciones en materia de notificación y vigilancia de emisiones de la CMCC

(véase la sección 9). Dado el carácter a largo plazo del almacenamiento de CO₂, puede que sea necesario vigilar los emplazamientos durante períodos de tiempo muy largos.

Cuestiones jurídicas

En este momento, pocos países han desarrollado marcos jurídicos y normativos específicos para el almacenamiento terrestre de CO₂. La legislación pertinente incluye leyes relativas al petróleo y al agua potable, así como reglamentos sobre la explotación minera. En muchos casos, hay leyes que se aplican a ciertas, o casi todas, las cuestiones relacionadas con el almacenamiento de CO₂. En concreto, las cuestiones de responsabilidad a largo plazo, como las cuestiones mundiales relacionadas con las fugas de CO₂ a la atmósfera, y las preocupaciones a nivel local sobre el impacto ambiental, aún no han sido abordadas. Los regímenes de vigilancia y verificación y los riesgos de fuga pueden desempeñar un papel importante para determinar la responsabilidad, y viceversa. También hay aspectos que han de considerarse como la duración de las instituciones, la vigilancia continua y la transferibilidad de los conocimientos institucionales. La perspectiva a largo plazo es esencial para un marco jurídico para la CAC, ya que los períodos de almacenamiento se extienden a lo largo de muchas generaciones, al igual que el problema del cambio climático. En algunos países, en particular los

Estados Unidos, los derechos de propiedad de todos los afectados deben considerarse en términos jurídicos, ya que el espacio poroso pertenece a los propietarios del terreno de la superficie.

De conformidad con los principios generales del derecho internacional consuetudinario, los Estados pueden ejercer su soberanía en sus territorios y, por tanto, podrían emprender actividades como el almacenamiento de CO₂ (tanto geológico como oceánico) en las zonas que se encuentren dentro de su jurisdicción. No obstante, si el almacenamiento tiene un efecto transfronterizo, los Estados tienen la responsabilidad de asegurarse de que las actividades realizadas dentro de su jurisdicción o bajo su control no causen daños al medio ambiente de otros Estados o zonas que se encuentren fuera de los límites de la jurisdicción nacional.

En la actualidad, existen diversos tratados (en particular, la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, la Convención de Londres¹¹ y el Convenio OSPAR¹²) que podrían aplicarse a la inyección marítima de CO₂ en medios marinos (tanto en el océano como en el subsuelo marino). Todos estos tratados han sido redactados sin consideración específica del almacenamiento de CO₂. Por ejemplo, en una evaluación realizada por el Grupo de juristas y lingüistas del Convenio OSPAR (en relación con la región del Atlántico nordeste) se constató que, dependiendo del método y la finalidad de la inyección, la inyección de CO₂ en el subsuelo marino y en el océano podría ser compatible con el tratado en ciertos casos, como cuando el CO₂ es transportado por gasoductos desde la tierra. En este momento se está llevando a cabo una evaluación similar por las Partes de la Convención de Londres. Asimismo, expertos jurídicos han llegado a la conclusión en sus documentos de que el CO₂ captado procedente de una operación de extracción de petróleo o gas natural y almacenado en una formación geológica marina (como la operación Sleipner) no se consideraría ‘vertido’ en virtud de la Convención de Londres y, por tanto, no estaría prohibido con arreglo a la misma.

Percepción pública

Es difícil evaluar la percepción pública de la CAC debido al carácter relativamente técnico y “distante” de esta cuestión en este momento. Los resultados de los contados estudios que se han llevado a cabo hasta la fecha sobre la percepción pública de la CAC indican que, por lo general, el público no está bien informado al respecto. Cuando se proporciona información sobre ello junto con la información sobre otras opciones de mitigación del cambio climático, los pocos estudios realizados hasta ahora indican que la CAC suele considerarse una opción menos favorable que las demás, como la mejora de la eficiencia energética y el uso de fuentes de energía no fósiles. Cuando se acepta la CAC, se hace de forma más “reticente” que “entusiasta”. En algunos casos, ello obedece a la percepción de que la CAC

podría necesitarse cuando no se logra reducir las emisiones de CO₂ de otro modo. Hay indicaciones de que el almacenamiento geológico podría considerarse de forma favorable si se adoptara junto con medidas más convenientes. Si bien es probable que la percepción pública cambie en el futuro, los limitados trabajos de investigación realizados hasta la fecha indican que tal vez deban cumplirse al menos dos condiciones para que la captación y el almacenamiento de CO₂ sean considerados por el público como una tecnología creíble, junto con otras opciones más conocidas: 1) el cambio climático mundial antropógeno ha de reconocerse como un problema relativamente grave; 2) debe aceptarse la necesidad de reducir en gran medida las emisiones de CO₂ para mermar la amenaza del cambio climático mundial.

Costo del almacenamiento geológico

Las tecnologías y el equipo utilizados para el almacenamiento geológico son de uso generalizado en los sectores del petróleo y el gas, por lo que las estimaciones de los costos para esta opción tienen un grado de confianza relativamente alto con respecto a la capacidad de almacenamiento en el margen inferior del potencial técnico. No obstante, hay una escala y una variabilidad de costos significativos debido a factores específicos de cada emplazamiento como el almacenamiento marítimo frente al terrestre, la profundidad del depósito y las características geológicas de la formación de almacenamiento (por ejemplo, la permeabilidad y el espesor de la formación).

Las estimaciones representativas de los costos de almacenamiento en formaciones salinas y yacimientos petrolíferos y de gas agotados suelen oscilar entre 0,5 y 8 dólares de los EE.UU. por cada tonelada de CO₂ inyectado. Los costos de vigilancia, que varían entre 0,1 y 0,3 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂, son adicionales. Los costos de almacenamiento más bajos corresponden a los depósitos terrestres, de poca profundidad y alta permeabilidad, y/o los lugares de almacenamiento en que los pozos y la infraestructura de yacimientos petrolíferos y de gas existentes pueden ser reutilizados.

Cuando el almacenamiento se combina con la recuperación mejorada de petróleo, la ECBM o (potencialmente) la recuperación mejorada de gas, el valor económico del CO₂ puede reducir los costos totales de la CAC. Según los datos y los precios del petróleo anteriores a 2003, la producción mejorada de petróleo para la recuperación mejorada de petróleo terrestre con el almacenamiento de CO₂ podría generar beneficios netos de 10 a 16 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ (entre 37 y 59 dólares de los EE.UU. por tonelada de C) (con inclusión de los costos de almacenamiento geológico). Para la recuperación mejorada de gas y la ECBM, que aún están en proceso de desarrollo, no hay información fiable sobre los costos basada en experiencias reales. No obstante, en todos los casos, el beneficio económico de la producción mejorada depende

¹¹ Convención sobre la Prevención de la Contaminación del Mar por Vertimiento de Desechos y otras Materias (1972), y su Protocolo de Londres (1996), que aún no ha entrado en vigor.

¹² Convenio para la Protección del Medio Marino del Atlántico Nordeste, que fue adoptado en París (1992). OSPAR es la abreviatura de Oslo-París.

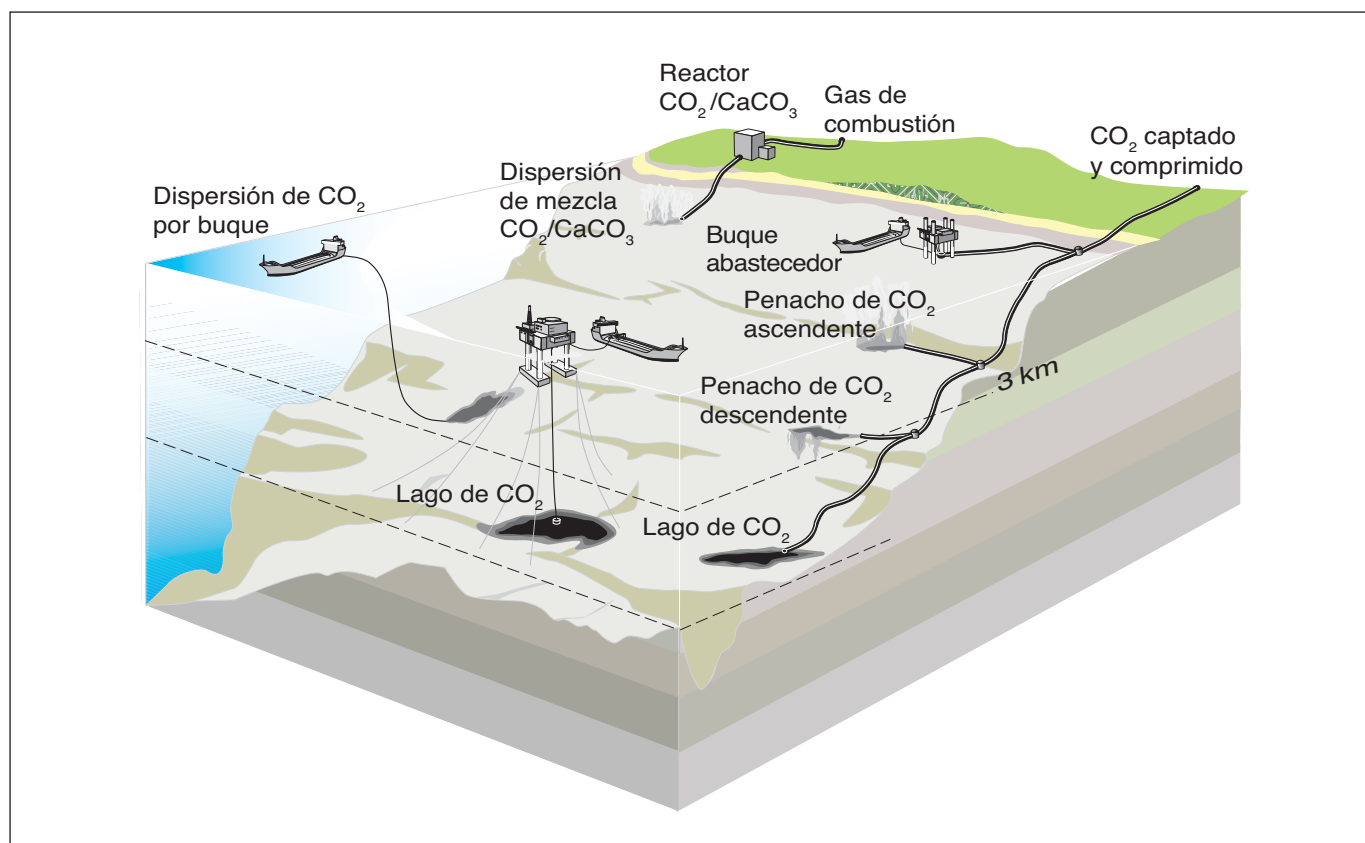


Gráfico RT-9. Métodos de almacenamiento oceánico.

en gran medida de los precios del petróleo y el gas. En este sentido, la bibliografía que sirve de base para el presente informe no tiene en cuenta la subida de los precios mundiales del petróleo y el gas registrados desde 2003 y utiliza para el petróleo precios de 15 a 20 dólares de los EE.UU. por barril. Si se sostuvieran precios más altos a lo largo de la duración de un proyecto de CAC, el valor económico del CO_2 podría ser más elevado que el aquí indicado.

6. Almacenamiento oceánico

Una posible opción de almacenamiento de CO_2 consiste en inyectar el CO_2 captado directamente en los fondos oceánicos (a más de mil metros de profundidad), en que la mayor parte quedaría aislada de la atmósfera durante siglos. Ello puede lograrse mediante el transporte de CO_2 por gasoductos o buques a un lugar de almacenamiento oceánico, donde se inyecta en la columna de agua del océano o en los fondos marinos. Posteriormente, el CO_2 disuelto y disperso se convertiría en parte del ciclo global del carbono. En el gráfico RT-9 se indican algunos de los principales métodos que podrían aplicarse. El almacenamiento oceánico aún no se ha desplegado ni demostrado a escala experimental y sigue en la fase de investigación. No obstante, se han realizado experimentos sobre el terreno a pequeña escala, así como 25 años de estudios teóricos, de laboratorio y modelos de almacenamiento oceánico intencional de CO_2 .

Mecanismos y tecnología de almacenamiento

Los océanos cubren más del 70 por ciento de la superficie terrestre y su profundidad media es de 3 800 metros. Debido a que el dióxido de carbono es soluble en el agua, se producen intercambios naturales de CO_2 entre la atmósfera y las aguas en la superficie oceánica hasta que se alcanza un equilibrio. Si la concentración atmosférica de CO_2 aumenta, el océano absorbe CO_2 adicional gradualmente. De este modo, los océanos han absorbido alrededor de 500 Gt de CO_2 (140 Gt de C) de un total de 1 300 Gt de CO_2 (350 Gt de C) de emisiones antropógenas liberadas en la atmósfera durante los últimos 200 años. Como resultado del aumento de las concentraciones atmosféricas de CO_2 causadas por actividades humanas relativas a niveles preindustriales, actualmente los océanos absorben CO_2 con una intensidad de unas 7 Gt de CO_2 al año (2 Gt de C al año).

La mayor parte de este dióxido de carbono reside ahora en las capas superiores del océano y, hasta la fecha, ha dado lugar a una disminución aproximada del 0,1 del pH en la superficie oceánica debido a la naturaleza ácida del CO_2 en el agua. No obstante, hasta ahora no se ha producido prácticamente ningún cambio en el pH de las profundidades oceánicas. Los modelos prevén que durante los próximos siglos los océanos absorberán, finalmente, la mayor parte del CO_2 liberado en la atmósfera a medida que el CO_2 se di-

Cuadro RT-7. Fracción de CO₂ retenida para el almacenamiento oceánico en la simulación de siete modelos oceánicos correspondientes a 100 años de inyección continua a tres niveles diferentes de profundidad a partir del año 2000.

Año	Profundidad de la inyección		
	800 m	1 500 m	3 000 m
2100	0,78 ± 0,06	0,91 ± 0,05	0,99 ± 0,01
2200	0,50 ± 0,06	0,74 ± 0,07	0,94 ± 0,06
2300	0,36 ± 0,06	0,60 ± 0,08	0,87 ± 0,10
2400	0,28 ± 0,07	0,49 ± 0,09	0,79 ± 0,12
2500	0,23 ± 0,07	0,42 ± 0,09	0,71 ± 0,14

suelve en la superficie oceánica y, posteriormente, se mezcla con las aguas de las profundidades oceánicas.

No hay un límite físico práctico de la cantidad de CO₂ antropógeno que puede almacenarse en el océano. No obstante, en una escala cronológica milenaria, la cantidad almacenada dependerá del equilibrio oceánico con la atmósfera. La estabilización de las concentraciones atmosféricas de CO₂ entre 350 y 1 000 ppmv supondría que, con el tiempo, habría entre 2 000 y 12 000 Gt de CO₂ en el océano si no se realizara una inyección de CO₂ intencional. Por tanto, este margen representa el límite superior de la capacidad del océano para almacenar CO₂ mediante una inyección activa. La capacidad también se vería afectada por los factores ambientales, como el máximo cambio de pH admisible.

Los análisis de las observaciones y los modelos de los océanos indican que el CO₂ inyectado quedará aislado de la atmósfera durante, al menos, varios cientos de años, y que la fracción retenida tiende a ser mayor cuando la inyección se realiza a más profundidad (véase el cuadro RT- 7). Las ideas para aumentar la fracción retenida comprenden la formación de hidratos de CO₂ sólidos y/o lagos de CO₂ líquidos en el fondo del mar, y la disolución de minerales alcalinos como la piedra caliza para neutralizar el CO₂ ácido. La disolución de carbonatos, en caso de que sea práctica, podría prolongar la escala cronológica del almacenamiento hasta cerca de 10 000 años, minimizando, a un tiempo, los cambios del pH oceánico y de la presión parcial del CO₂. No obstante, este método requeriría cantidades importantes de piedra caliza y de energía para la manipulación de los materiales (aproximadamente, la misma magnitud que las cantidades por tonelada de CO₂ inyectado requeridas para la carbonatación mineral; véase la sección 7).

Impacto y riesgos ecológicos y ambientales

La inyección de algunas Gt de CO₂ produciría un cambio apreciable en la química de la región oceánica en que se llevara a cabo, mientras que la inyección de cientos de Gt de CO₂ produciría cambios más importantes en la región que hubiera recibido la inyección y acabaría por causar cambios apreciables en todo el volumen oceánico. Las simulaciones de modelos en que se supone una liberación desde 7 ubicaciones a 3 000 m de profundidad y un almacenamiento

oceánico que aporta el 10 por ciento del esfuerzo de mitigación para la estabilización a un nivel de 550 ppmv de CO₂ prevén cambios en la acidez (cambios del pH) de más de 0,4 en un 1 por ciento del volumen oceánico, aproximadamente. En comparación, en un caso de estabilización a un nivel de 550 ppmv sin almacenamiento oceánico, se estimó un cambio del pH de más de 0,25 en la superficie oceánica debido a la estabilización con las elevadas concentraciones de CO₂ en la atmósfera. En cualquier caso, un cambio de 0,2 a 0,4 en el pH es considerablemente mayor que las variaciones preindustriales en la acidez oceánica. A lo largo de los siglos, la mezcla de los océanos dará lugar a la pérdida del aislamiento del CO₂ inyectado. A medida que una mayor cantidad de CO₂ fuera alcanzando las aguas de la superficie oceánica, se irían produciendo descargas graduales en la atmósfera desde grandes regiones del océano. No se conoce ningún mecanismo para la liberación repentina o catastrófica en la atmósfera de CO₂ inyectado en el océano.

Los experimentos muestran que la adición de CO₂ puede dañar a los organismos marinos. Los efectos de los niveles elevados de CO₂ han sido estudiados, principalmente, en escalas cronológicas de hasta varios meses en distintos organismos que viven cerca de la superficie oceánica. Los fenómenos observados incluyen la reducción de los índices de calcificación, reproducción, crecimiento, suministro de oxígeno circulatorio y movilidad, así como el aumento gradual de la mortalidad. En algunos organismos, estos efectos se observan como consecuencia de pequeñas adiciones de CO₂. Se prevé una incidencia de mortalidad inmediata en las proximidades de los puntos de inyección o los lagos de CO₂. Los efectos crónicos de la inyección directa de CO₂ en el océano sobre los organismos o ecosistemas en amplias zonas oceánicas y durante largos períodos de tiempo aún no han sido estudiados.

No se ha llevado a cabo ningún experimento controlado del ecosistema en las profundidades oceánicas, por lo que sólo puede ofrecerse una evaluación preliminar de los efectos potenciales sobre el ecosistema. Se prevé que las repercusiones en el ecosistema aumentarán con las crecientes concentraciones de CO₂ y el pH decreciente, pero aún no se conoce el carácter de tales repercusiones, y todavía no se han establecido criterios ambientales para evitar efectos desfavorables. En este momento, tampoco está claro, dado el caso, cómo se adaptarían las especies y los ecosistemas a los cambios químicos prolongados.

Cuadro RT-8. Costos del almacenamiento oceánico a más de 3 000 m de profundidad.

Método de almacenamiento oceánico	Costo (US\$/tCO ₂ inyectado, neto)	
	A 100 km de la costa	A 500 km de la costa
Gasoducto fijo	6	31
Buque/plataforma en desplazamiento ^a	12-14	13-16

^a Los costos correspondientes a la opción del buque en desplazamiento se refieren a la inyección a niveles de entre 2 000 y 2 500 m de profundidad.

Costos del almacenamiento oceánico

Si bien se carece de experiencia respecto del almacenamiento oceánico, se ha tratado en ciertas ocasiones de estimar los costos de los proyectos de almacenamiento de CO₂ en cuyo marco se liberaría CO₂ en el fondo del mar o en las profundidades oceánicas. Los costos de captación de CO₂ y de su transporte hasta la costa (por ejemplo, por gasoductos) no están comprendidos en el costo del almacenamiento oceánico. No obstante, los costos de los gasoductos marítimos o los buques, así como cualquier costo energético adicional, sí están incluidos en el costo del almacenamiento oceánico. En el cuadro RT-8 se resumen los costos de almacenamiento oceánico. Las cifras indican que, para las distancias cortas, la opción de los gasoductos fijos resultaría más económica. Para las distancias más largas, el buque en desplazamiento o el transporte por barco hasta una plataforma con la inyección posterior serían posibilidades más atractivas.

Aspectos jurídicos y percepción pública

Los tratados internacionales y regionales en materia de derecho marítimo y medio marino, como el OSPAR y la Convención de Londres mencionados anteriormente en la sección 5 en relación con los lugares de almacenamiento geológico, afectan también al almacenamiento oceánico, ya que atañen a la ‘zona marítima’. Tanto el OSPAR como la Convención establecen una distinción entre el método de almacenamiento utilizado y la finalidad del almacenamiento a fin de determinar la condición jurídica del almacenamiento oceánico de CO₂. No obstante, de momento, no se ha adoptado ninguna decisión acerca de la condición jurídica del almacenamiento oceánico intencional.

El ínfimo número de estudios sobre la percepción pública que han examinado el almacenamiento oceánico de CO₂ indican que la conciencia o el conocimiento públicos de esta cuestión son mínimos. No obstante, en los pocos estudios realizados hasta la fecha, el público ha expresado mayores reservas respecto del almacenamiento oceánico que del almacenamiento geológico. Estos estudios también indican que la percepción del almacenamiento oceánico cambió cuando se proporcionó más información al respecto; en uno de los estudios, ello dio lugar a una mayor aceptación del almacenamiento oceánico, mientras que en otro el resultado fue una menor aceptación. La bibliografía señala, asimismo, que se desarrolló una “oposición significativa” en torno a la propuesta de un experimento de liberación de CO₂ en el Océano Pacífico.

7. Carbonatación mineral y usos industriales

La presente sección se ocupa de dos opciones de almacenamiento de CO₂ más bien diferentes. La primera es la carbonatación mineral, que conlleva la conversión de CO₂ en carbonatos inorgánicos sólidos mediante reacciones químicas. La segunda opción consiste en el uso industrial del CO₂ de forma directa o como materia prima para la producción de diversas sustancias químicas que contienen carbono.

Carbonatación mineral: tecnología, impacto y costos

La carbonatación mineral se refiere a la fijación de CO₂ mediante el uso de óxidos alcalinos y alcalinotérreos, como el óxido de magnesio (MgO) y el óxido de calcio (CaO), que están presentes en las rocas de silicatos de formación natural como la serpentina y el olivino. Las reacciones químicas entre estos materiales y el CO₂ producen compuestos como el carbonato de magnesio (MgCO₃) y el carbonato cálcico (CaCO₃, comúnmente conocido como piedra caliza). La cantidad de óxidos metálicos presentes en las rocas de silicatos que pueden encontrarse en la corteza terrestre excede de las cantidades necesarias para fijar todo el CO₂ que produciría la combustión de todas las reservas de combustibles fósiles existentes. Estos óxidos también aparecen en pequeñas proporciones en algunos desechos industriales, como la escoria y las cenizas del acero inoxidable. La carbonatación mineral produce sílice y carbonatos que se mantienen estables durante largos períodos de tiempo y que, por tanto, pueden eliminarse en zonas como las minas de silicato o pueden reutilizarse con fines de construcción (véase el gráfico RT-10), si bien es probable que esa reutilización sea mínima en relación con las cantidades producidas. Tras la carbonatación, el CO₂ no sería liberado en la atmósfera. Como consecuencia, apenas sería necesario vigilar los lugares de eliminación y los riesgos conexos serían casi insignificantes. Es difícil estimar el potencial de almacenamiento en esta fase inicial de desarrollo. En todo caso, estaría limitado por la fracción de reservas de silicatos cuya explotación sea posible desde el punto de vista técnico, por cuestiones ambientales como el volumen de la eliminación de productos, y por obstáculos jurídicos y sociales relacionados con el lugar de almacenamiento.

El proceso de carbonatación mineral se produce de forma natural y se conoce como “meteorización”. En la naturaleza, el proceso es muy lento, por lo que debe ser acelerado de forma considerable a fin de convertirlo en un método de almacenamiento viable para el

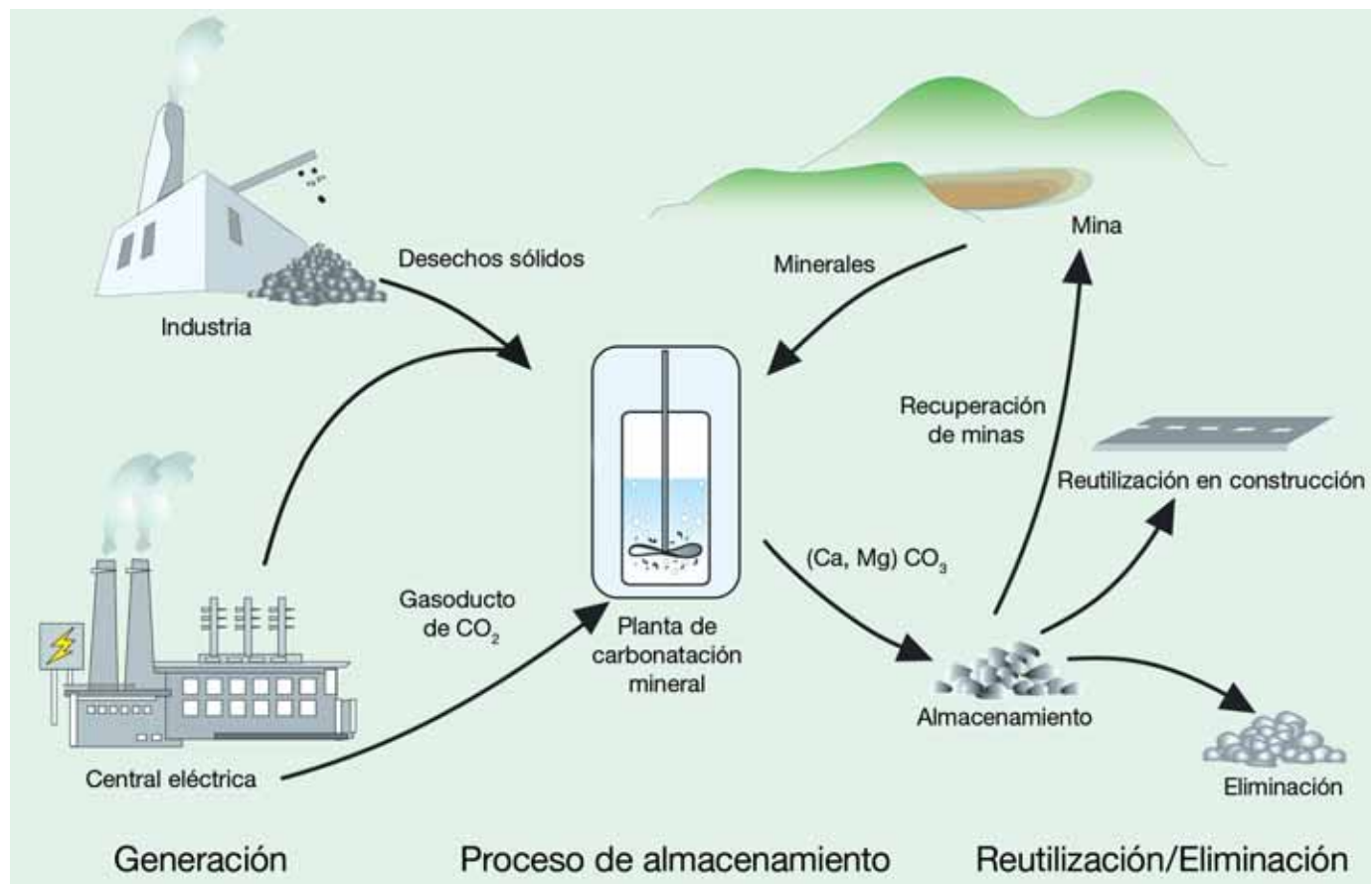


Gráfico RT-10. Flujos de materiales y fases del proceso relacionados con la carbonatación mineral de las rocas de silicatos o los residuos industriales (por gentileza del ECN).

CO₂ captado procedente de fuentes antropógenas. La investigación en el ámbito de la carbonatación mineral se centra, por tanto, en la identificación de vías para el proceso que puedan alcanzar velocidades de reacción que sean viables para fines industriales y lograr que la reacción tenga un mayor rendimiento energético. La tecnología de carbonatación mineral que utiliza silicatos naturales se halla en la fase de investigación, pero algunos procesos que usan desechos industriales están en la fase de demostración.

Un proceso comercial requeriría la explotación minera, la trituración y la molienda de los minerales, así como su transporte a una planta de tratamiento que reciba un flujo concentrado de CO₂ de una planta de captación (véase el gráfico RT-10). La energía requerida para el proceso de carbonatación oscilaría entre el 30 y el 50 por ciento de la salida de la planta de captación. Teniendo en cuenta las necesidades energéticas adicionales para la captación de CO₂, un sistema de CAC con carbonatación mineral requeriría un insumo energético por kWh del 60 al 180 por ciento más que una central eléctrica de referencia sin captación ni carbonatación mineral. Estas necesidades energéticas hacen aumentar el costo por tonelada de CO₂ evitado para el sistema general de forma significativa (véase la sección 8). El mejor caso que se ha estudiado hasta la fecha es el de la carbonatación hú-

meda de olivino de silicato natural. El costo estimado de este proceso varía entre 50 y 100 dólares de los EE.UU. por tonelada neta de CO₂ mineralizado (además de los costos de captación y transporte de CO₂, pero teniendo en cuenta las necesidades energéticas adicionales). El proceso de carbonatación mineral requeriría la explotación de entre 1,6 y 3,7 toneladas de silicatos por cada tonelada de CO₂, y produciría de 2,6 a 4,7 toneladas de materiales desechables por cada tonelada de CO₂ almacenado como carbonatos. Por tanto, se trataría de una operación de grandes dimensiones, con un impacto ambiental similar al de las actuales actividades de explotación minera a cielo abierto y a gran escala. La serpentina también suele contener crisotilo, que es una forma natural de asbesto, por lo que su presencia exige medidas de vigilancia y mitigación de la misma índole que las existentes en el sector de la minería. Por otra parte, los productos de la carbonatación mineral no contienen crisotilo, ya que éste es el componente más reactivo de la roca y, por ende, la primera sustancia que se convierte en carbonatos.

Aún deben aclararse diversas cuestiones para poder facilitar cualquier estimación del potencial de almacenamiento de la carbonatación mineral. Tales cuestiones comprenden evaluaciones de la viabilidad técnica y las necesidades energéticas correspondientes

a gran escala, pero también la fracción de reservas de silicato cuya explotación es técnica y económicamente posible para el almacenamiento de CO₂. El impacto ambiental de la explotación minera, la eliminación de desechos y el almacenamiento de productos también podría limitar el potencial. La medida en que puede utilizarse la carbonatación mineral no puede determinarse en este momento, ya que depende de la cantidad desconocida de reservas de silicato que pueden ser técnicamente explotadas y de cuestiones ambientales como las que se han señalado *supra*.

Usos industriales

Los usos industriales del CO₂ comprenden los procesos químicos y biológicos en que el CO₂ actúa como reactivo, por ejemplo, los que se utilizan para la producción de urea y metanol, así como diversas aplicaciones tecnológicas que usan directamente el CO₂, como en el sector hortícola, la refrigeración, el envasado de alimentos, la soldadura, las bebidas y los extintores de incendios. En la actualidad, la tasa aproximada de utilización de CO₂ es de 120 Mt de CO₂ al año (30 Mt de C al año) en todo el mundo, con exclusión de su uso con fines de recuperación mejorada de petróleo (que se examina en la sección 5). La mayor parte (dos terceras partes del total) se utiliza para producir urea, que se emplea en la fabricación de fertilizantes y otros productos. Cierta cantidad de CO₂ es extraída de pozos naturales y otra proporción se origina en las fuentes industriales —principalmente, las fuentes altamente concentradas como las plantas de producción de amoníaco e hidrógeno— que captan CO₂ como parte del proceso de producción.

En principio, los usos industriales del CO₂ pueden contribuir a mantenerlo fuera de la atmósfera mediante su almacenamiento en el “depósito químico de carbono” (a saber, las reservas de productos manufacturados carbonatados). No obstante, en tanto que medida de mitigación del cambio climático, esta opción únicamente tiene valor si la cantidad y la duración del CO₂ almacenado son significativas, y si se registra una reducción neta real de las emisiones de CO₂. La duración típica de la mayor parte del CO₂ utilizado actualmente para los procesos industriales corresponde a períodos de almacenamiento de tan sólo días a meses. Posteriormente, el carbono almacenado es degradado a CO₂ para ser emitido de nuevo a la atmósfera. Esas escalas cronológicas tan breves no aportan una contribución válida a la mitigación del cambio climático. Además, la cifra de 120 Mt de CO₂ al año, correspondiente al uso industrial total, es baja en comparación con las emisiones procedentes de las principales fuentes antropógenas (véase el cuadro RT-2). Si bien en ciertos procesos industriales se almacena una pequeña proporción de CO₂ (que asciende a un total aproximado de 20 Mt de CO₂ al año) durante un período de hasta varios decenios, la cantidad total que se almacena a largo plazo (en términos de siglos) es, en este momento, igual o inferior a 1 Mt de CO₂ al año, sin perspectivas de que experimente grandes aumentos.

Otra importante cuestión que se plantea es si los usos industriales del CO₂ pueden dar lugar a una reducción neta general de

las emisiones de CO₂ mediante la sustitución de otros procesos o productos industriales. Esto sólo puede evaluarse correctamente si se consideran contornos del sistema apropiados para el balance energético y de materiales de los procesos de utilización de CO₂, y si se lleva a cabo un análisis minucioso del ciclo de vida del uso del CO₂ propuesto. La bibliografía en este ámbito es limitada, pero muestra que es difícil estimar cifras exactas y que, en muchos casos, los usos industriales pueden causar un incremento de las emisiones globales en lugar de una reducción neta. Dada la baja fracción de CO₂ que es retenido, el exiguu volumen utilizado y la posibilidad de que la sustitución pueda provocar el aumento de las emisiones de CO₂, cabe concluir que es probable que la contribución de los usos industriales de CO₂ captado a la mitigación del cambio climático sea moderada.

8. Costos y potencial económico

El rigor de los futuros requisitos para el control de las emisiones de gases de efecto invernadero y los costos previsible de los sistemas de CAC determinarán, en gran medida, el futuro despliegue de tecnologías de CAC en comparación con otras opciones de mitigación de los gases de efecto invernadero. En la presente sección se resume, en primer lugar, el costo general de la CAC correspondiente a las principales opciones y aplicaciones para procesos consideradas en las secciones anteriores. En este resumen y en el presente informe, por “costos” se entienden únicamente los precios de mercado y no incluyen los costos externos como los daños al medio ambiente y otros costos sociales de carácter más amplio que pueden guardar relación con el uso de la CAC. Hasta la fecha, apenas se ha tratado de evaluar y cuantificar esos costos externos. En segundo lugar, la CAC es examinada en el marco de opciones alternativas para la reducción de los gases de efecto invernadero a nivel mundial.

Costo de los sistemas de CAC

Como se ha señalado anteriormente, aún no se ha adquirido demasiada experiencia con respecto a la combinación de la captación, el transporte y el almacenamiento de CO₂ en un sistema de CAC plenamente integrado. Además, si bien algunos de sus componentes ya se utilizan en mercados maduros para ciertas aplicaciones industriales, la CAC aún no se ha usado en centrales eléctricas a gran escala (que es la aplicación con el mayor potencial).

La bibliografía muestra una escala de costos de los componentes de la CAC relativamente amplia (véanse las secciones 3 a 7). Ello se debe, principalmente, a la variabilidad de los factores propios de cada emplazamiento, especialmente las características del diseño, el funcionamiento y la financiación de las centrales eléctricas o las instalaciones industriales en que se utiliza la CAC; el tipo y el costo del combustible empleado; las distancias, los terrenos y las cantidades requeridas por el transporte del CO₂; y el tipo y las características del almacenamiento de CO₂. Además, persiste la incertidumbre en torno al rendimiento y el costo de los componentes

Cuadro RT-9. Escala de los costos correspondientes a los componentes de un sistema de CAC en 2002, aplicados a un tipo de central eléctrica o fuente industrial determinado. Los costos de los distintos componentes no pueden sumarse simplemente para calcular los costos del sistema de CAC en su conjunto en dólares de los EE.UU. por CO₂ evitado. Todas las cifras son representativas de los costos para nuevas instalaciones a gran escala, donde los precios del gas natural asumidos oscilan entre 2,8 y 4,4 dólares de los EE.UU. por GJ y los precios del carbón, entre 1 y 1,5 dólares de los EE.UU. por GJ.

Componentes del sistema de CAC	Escala de costos	Observaciones
Captación del CO ₂ emitido en una central eléctrica a carbón o a gas	15-75 US\$/tCO ₂ captado (neto)	Costos netos del CO ₂ captado en comparación con la misma planta sin captación
Captación del CO ₂ emitido en la producción de hidrógeno y amoníaco o el refinamiento de gas	5-55 US\$/tCO ₂ captado (neto)	Aplicable a las fuentes con alto grado de pureza que requieren un simple secado y compresión
Captación del CO ₂ emitido por otras fuentes industriales	25-115 US\$/tCO ₂ captado (neto)	La escala refleja el uso de diversas tecnologías y combustibles
Transport	1-8 US\$/tCO ₂ transportado (neto)	Por cada 250 km de transporte por gasoductos o buque para un flujo másico de 5 (extremo superior) a 40 (extremo inferior) MtCO ₂ /año
Almacenamiento geológico ^a	0,5-8 US\$/tCO ₂ inyectado (neto)	Con exclusión de los ingresos potenciales generados por la recuperación mejorada de petróleo o la ECBM
Almacenamiento geológico: vigilancia y verificación	0,1-0,3 US\$/tCO ₂ inyectado	Esto abarca la fase previa a la inyección, la inyección y la vigilancia posterior a la inyección, y depende de las prescripciones reglamentarias
Almacenamiento oceánico	5-30 US\$/tCO ₂ inyectado (neto)	Con inclusión del transporte a 100-500 km de la costa; quedan excluidas la vigilancia y la verificación
Carbonatación mineral	50-100 US\$/tCO ₂ mineralizado (neto)	Escala correspondiente al mejor caso estudiado. Incluye el uso de energía adicional para la carbonatación

^a A largo plazo pueden originarse costos adicionales por concepto de saneamiento y responsabilidades

y los sistemas integrados de la tecnología de CAC nuevos y existentes. No obstante, la bibliografía indica que, por lo general, se estima que el costo de la construcción y el funcionamiento de los sistemas de captación de CO₂ disminuirá con el tiempo como resultado del aprendizaje práctico (por medio del despliegue de la tecnología) y de la I+D sostenida. Los hechos observados también sugieren que los costos de los prototipos de planta de captación podrían superar a las estimaciones actuales antes de descender más adelante. En casi todos los sistemas de CAC, el costo de la captación (incluida la compresión) representa el mayor componente de los costos. Los gastos de electricidad y combustible varían de un país a otro de forma considerable, y estos factores también influyen en la viabilidad económica de las opciones de CAC.

En el cuadro RT-9 se resumen los costos de captación, transporte y almacenamiento de CO₂ indicados en las secciones 3 a 7; también figuran entre ellos los costos de vigilancia. En el cuadro RT-10, se combinan los costos de los distintos componentes para mostrar los costos totales de la CAC y la generación de electricidad para tres sistemas eléctricos con transporte por gasoductos y dos opciones de almacenamiento geológico.

Para las plantas con almacenamiento geológico y sin créditos en concepto de recuperación mejorada de petróleo, el costo de la CAC varía entre 0,02 y 0,05 dólares de los EE.UU. por kWh para las plantas de CP, y entre 0,01 y 0,03 dólares de los EE.UU. por kWh para las plantas de CCGN (en ambos casos, aplicando la captación posterior a la combustión). Para las plantas de CCGI (que utilizan la

captación previa a la combustión), el costo de CAC oscila entre 0,01 y 0,03 dólares de los EE.UU. por kWh en relación con una planta similar sin CAC. Para todos los sistemas eléctricos, el costo de la CAC puede reducirse entre 0,01 y 0,02 dólares de los EE.UU. por kWh cuando se utiliza la recuperación mejorada de petróleo con el almacenamiento de CO₂, ya que los ingresos generados por ella compensan, en parte, los costos de la CAC. Las mayores reducciones de los costos se observan en el caso de las plantas que funcionan con carbón, que captan las mayores cantidades de CO₂. En algunos casos contados, la base de la escala de costos de la CAC puede ser negativa, lo cual indicaría que el crédito asumido por concepto de la recuperación mejorada de petróleo a lo largo de la vida útil de la planta es superior al costo mínimo de captación de CO₂ para ese sistema. Esto también podría aplicarse en algunos casos de captación de bajo costo en los procesos industriales.

Además de los procesos de conversión de energía basados en combustibles fósiles, el CO₂ también podría ser captado en centrales eléctricas alimentadas por biomasa, o en plantas de combustibles fósiles con cocombustión de biomasa. En este momento, las plantas de biomasa son de una escala reducida (menos de 100 MW); lo que significa que los costos resultantes de la producción tanto con CAC como sin ella son relativamente altos en comparación con las alternativas basadas en combustibles fósiles. Los costos de la CAC totales para la biomasa podrían ascender a 110 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ evitado. La aplicación de la CAC a instalaciones de conversión alimentadas por biomasa o cocombustión daría

Cuadro RT-10. Escala de costos totales correspondientes a la captación, el transporte y el almacenamiento geológico de CO₂ sobre la base de la tecnología existente para nuevas centrales eléctricas que utilizan carbón bituminoso o gas natural.

Parámetros del rendimiento y los costos de la central eléctrica ^a	Central eléctrica de carbón pulverizado	Central eléctrica de ciclo combinado de gas natural	Central eléctrica de ciclo combinado de gasificación de carbón integrada
Central de referencia sin CAC			
Costo de la electricidad (US\$/kWh)	0,043-0,052	0,031-0,050	0,041-0,061
Centrale avec piégeage			
Aumento de la necesidad de combustible (%)	24-40	11-22	14-25
CO ₂ captado (kg/kWh)	0,82-0,97	0,36-0,41	0,67-0,94
CO ₂ evitado (kg/kWh)	0,62-0,70	0,30-0,32	0,59-0,73
% CO ₂ evitado	81-88	83-88	81-91
Central eléctrica con captación y almacenamiento geológico^b			
Costo de la electricidad (US\$/kWh)	0,063-0,099	0,043-0,077	0,055-0,091
Costo de la CAC (US\$/kWh)	0,019-0,047	0,012-0,029	0,010-0,032
% aumento del costo de la electricidad	43-91	37-85	21-78
Costo de la mitigación (US\$/tCO ₂ evitado)	30-71	38-91	14-53
(US\$/tC evitado)	110-260	140-330	51-200
Central eléctrica con captación y recuperación mejorada de petróleo^c			
Costo de la electricidad (US\$/kWh)	0,049-0,081	0,037-0,070	0,040-0,075
Costo de la CAC (US\$/kWh)	0,005-0,029	0,006-0,022	(-0,005)-0,019
% aumento del costo de la electricidad	12-57	19-63	(-10)-46
Costo de la mitigación (US\$/tCO ₂ evitado)	9-44	19-68	(-7)-31
(US\$/tC evitado)	31-160	71-250	(-25)-120

^a Todos los cambios son en relación con una central similar (de referencia) sin CAC. Véase el cuadro RT-3 para los detalles de las hipótesis asumidas como base de las escalas de costos indicadas.

^b Los costos de captación se basan en las escalas del cuadro RT-3; los costos de transporte oscilan entre 0 y 5 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂; el costo del almacenamiento geológico varía de 0,6 a 8,3 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂.

^c Los mismos costos de captación y transporte indicados anteriormente; los costos de almacenamiento netos para la recuperación mejorada de petróleo oscilan entre -10 y -16 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ (sobre la base de los precios del petróleo anteriores a 2003, que varían entre 15 y 20 dólares de los EE.UU. por barril).

lugar a emisiones de CO₂ más bajas o negativas¹³, que podrían reducir los costos de esta opción, dependiendo del valor de mercado de la reducción de las emisiones de CO₂. Igualmente, el CO₂ podría ser captado en plantas de H₂ alimentadas por biomasa. El costo registrado oscila entre 22 y 25 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ (de 80 a 92 dólares de los EE.UU. por tonelada de C) evitado en una planta que produce un millón de Nm³ de H₂ al día, y corresponde a un aumento de los costos de producción de H₂ de unos 2,7 dólares de los EE.UU. por GJ. Las plantas de biomasa de dimensiones considerablemente mayores podrían beneficiarse de las economías de escala, reduciendo los costos de los sistemas de CAC a niveles similares a los de las plantas de carbón. No obstante, hasta la fecha no se ha adquirido mucha experiencia con las plantas de biomasa a gran escala, por lo que aún no se ha demostrado su viabilidad, y es difícil estimar los costos y el potencial.

El costo de la CAC no se ha estudiado en tanta profundidad para las aplicaciones no eléctricas. Dado que estas fuentes son muy diversas en términos de concentración de CO₂ y de presión del flujo de gas, los estudios sobre los costos existentes muestran una escala muy abierta. Los costos más bajos se observaron en los procesos que ya separan el CO₂ como parte del proceso de producción, como la producción de hidrógeno (el costo de captación para la producción de hidrógeno se indicó en el cuadro RT-4 *supra*). El costo total de la CAC, con inclusión del transporte y el almacenamiento, eleva el costo de la producción de hidrógeno en una proporción entre 0,4 y 4,4 dólares de los EE.UU. por GJ en el caso del almacenamiento geológico, y entre -2,0 y 2,8 dólares de los EE.UU. por GJ en el caso de la recuperación mejorada de petróleo, sobre la base de los mismos costos asumidos en el cuadro RT-10.

¹³ Si, por ejemplo, la biomasa es explotada a un ritmo insostenible (es decir, más rápido que su índice de reproducción anual), es posible que las emisiones netas de CO₂ de la actividad no sean negativas.

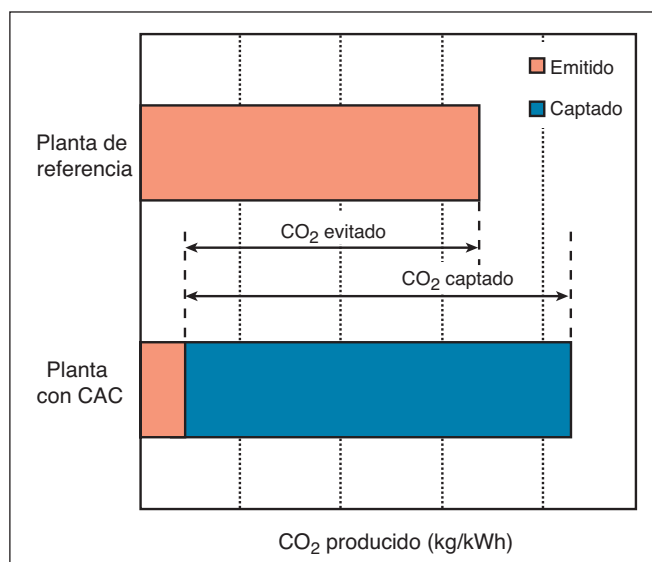


Gráfico RT-11. Captación y almacenamiento de CO₂ emitido en centrales eléctricas. El aumento de la producción de CO₂ resultante de la pérdida de la eficiencia general de las centrales eléctricas debido a la energía adicional necesaria para la captación, el transporte y el almacenamiento, así como cualquier fuga durante el transporte, dan lugar a una cantidad superior de “CO₂ producido por unidad” (barra inferior) en relación con la planta de referencia (barra superior) sin captación.

Costo del CO₂ evitado

En el cuadro RT-10 también se indican las escalas de costos para el “CO₂ evitado”. Las necesidades energéticas de la CAC elevan la cantidad del insumo de combustible (y, por tanto, las emisiones de CO₂) por unidad de la potencia neta de salida. Como resultado, la cantidad de CO₂ producido por unidad de un producto (un kWh de electricidad) es superior en el caso de la central eléctrica con CAC que en el de la planta de referencia, como se indica en el gráfico RT-11. Para determinar las reducciones de CO₂ que pueden atribuirse a la CAC, es necesario comparar las emisiones de CO₂ por kWh de la planta con captación con las de una planta de referencia sin captación. Esa diferencia se denomina “emisiones evitadas”.

La introducción de la CAC en las centrales eléctricas puede influir en la decisión acerca de la clase de planta que debe instalarse y el tipo de combustible que ha de utilizarse. Por tanto, en algunas situaciones, puede ser útil calcular un costo por tonelada de CO₂ evitado basándose en una planta de referencia diferente de la planta con CAC. En el cuadro RT-10 se exponen los factores del costo y la emisión para las tres plantas de referencia y las plantas con CAC correspondientes en el caso del almacenamiento geológico. En el cuadro RT-11 se resume la escala de los costos estimados para distintas combinaciones de plantas con CAC y las plantas de referencia de costo más bajo que puedan revestir interés. Muestra, por ejemplo, que cuando se planifica inicialmente una planta de CP, la utilización de la CAC en esa planta puede dar lugar a un costo de prevención de CO₂ más elevado que si se selecciona una planta de CCGN con CAC, siempre que se pueda disponer de gas natural.

Cuadro RT-11. Escalas de los costos de mitigación para diferentes combinaciones de plantas de referencia y plantas con CAC sobre la base de la tecnología existente para nuevas centrales eléctricas. Actualmente, en muchas regiones, la práctica habitual sería una planta de CP o una planta de CCGN¹⁴. Los beneficios de la recuperación mejorada de petróleo se basan en precios del petróleo que oscilan entre 15 y 20 dólares de los EE.UU. por barril. Los precios del gas supuestos varían entre 2,8 y 4,4 dólares de los EE.UU. por GJ, y los del carbón van de 1 a 1,5 dólares de los EE.UU. por GJ (sobre la base del cuadro 8.3a).

Tipo de central eléctrica con CAC	Planta de CCGN de referencia	Planta de CP de referencia
	US\$/tCO ₂ evitado (US\$/tC evitado)	US\$/tCO ₂ evitado (US\$/tC evitado)
Central eléctrica con captación y almacenamiento geológico		
CCGN	40 - 90 (140 - 330)	20 - 60 (80 - 220)
CP	70 - 270 (260 - 980)	30 - 70 (110 - 260)
CCGI	40 - 220 (150 - 790)	20 - 70 (80 - 260)
Central eléctrica con captación y recuperación mejorada de petróleo		
CCGN	20 - 70 (70 - 250)	0 - 30 (0 - 120)
CP	50 - 240 (180 - 890)	10 - 40 (30 - 160)
CCGI	20 - 190 (80 - 710)	0 - 40 (0 - 160)

¹⁴ El CCGI no se incluye como una central eléctrica de referencia que sería construida en la actualidad, ya que esta tecnología aún no se ha desplegado de forma generalizada en el sector eléctrico y suele resultar algo más costosa que una planta de CP.

Otra opción con un costo de prevención más bajo podría consistir en construir una planta de CCGI con captación en lugar de equipar una planta de CP con un sistema de captación.

Potencial económico de la CAC para la mitigación del cambio climático

Las evaluaciones del potencial económico de la CAC se basan en modelos energéticos y económicos que estudian la futura aplicación y costos de la CAC en el marco de escenarios que logran utilizar medios rentables y de costos mínimos para lograr la estabilización de las concentraciones atmosféricas de CO₂.

Si bien hay un grado significativo de incertidumbre en los resultados cuantitativos de estos modelos (véase la exposición *infra*), todos los modelos indican que no es probable que los sistemas de CAC sean desplegados a gran escala mientras no exista una política explícita que limite de forma sustancial las emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Muchas evaluaciones integradas prevén que, si se impusieran límites respecto de tales emisiones, los sistemas de CAC serían utilizados a gran escala en el plazo de algunos decenios desde el momento en que se pusiera en marcha cualquier régimen importante de mitigación del cambio climático. Los modelos energéticos y económicos indican que no es probable que los sistemas de CAC contribuyan de forma significativa a la mitigación del cambio climático, a menos que sean utilizados en el sector eléctrico. Para ello, el precio de las reducciones del dióxido de carbono tendría que superar el margen de 25 a 30 dólares de los EE.UU. por tonelada de CO₂ o tendría que prescribirse un límite equivalente con respecto a las emisiones de CO₂. La bibliografía y la experiencia industrial actual indican que, a falta de medidas que limiten las emisiones de CO₂, sólo hay pequeñas oportunidades de nicho para la difusión de las tecnologías de CAC. Estas oportunidades iniciales comprenden la captación de CO₂ de una fuente de bajo costo y alto grado de pureza, el transporte de CO₂ a distancias inferiores a 50 km, junto con el almacenamiento de CO₂ en una aplicación de valor añadido como la recuperación mejorada de petróleo. El potencial de esas opciones de nicho es de unas 360 Mt de CO₂ al año (véase la sección 2).

Asimismo, los modelos indican que los sistemas de CAC serán competitivos con respecto a otras opciones de mitigación a gran escala, como las tecnologías de la energía nuclear y las energías renovables. Estos estudios muestran que la inclusión de la CAC en una cartera de opciones de mitigación podría reducir el costo de la estabilización de las concentraciones de CO₂ en un 30 por ciento o más. Uno de los aspectos de la competitividad en términos de los costos de las tecnologías de CAC es que son compatibles con la mayor parte de las infraestructuras energéticas existentes.

En casi todos los escenarios, la atenuación de las emisiones se va volviendo, con el tiempo, cada vez más restrictiva. La mayoría de los análisis indican que, pese a la penetración significativa de los sistemas de CAC antes de 2050, el despliegue de la CAC tendrá lugar, sobre todo, en la segunda mitad de este siglo. Por lo general, se prevé que la difusión inicial de la CAC se lleve a cabo en los países industrializados y que, en su momento, se extienda a todo el mun-

do. Si bien los resultados correspondientes a distintos escenarios y modelos difieren (a menudo, de forma significativa) con respecto a la mezcla y las cantidades específicas de diferentes medidas necesarias para lograr una restricción de emisiones concreta (véase la figura RT-12), la bibliografía coincide en que la CAC podría ser un importante componente de la cartera general de tecnologías energéticas y enfoques de la reducción de emisiones.

Es probable que la utilización en sí de la CAC sea más baja de lo que figura en las estimaciones de potencial económico indicadas por estos modelos energéticos y económicos. Como se ha señalado anteriormente, los resultados suelen basarse en un análisis de costos mínimos optimizado que no representa de forma apropiada los obstáculos del mundo real al desarrollo y el despliegue de la tecnología, como el impacto ambiental, la falta de un marco jurídico o normativo claro, los riesgos de inversión percibidos de las diferentes tecnologías, y la incertidumbre sobre el tiempo que tardarán en reducirse los costos de la CAC mediante la I+D y el aprendizaje práctico. Por lo general, los modelos asumen suposiciones simplificadas con respecto a los costos de la CAC para distintas aplicaciones y el ritmo al que disminuirán los futuros costos.

Para los escenarios de estabilización del CO₂ de entre 450 y 750 ppmv, las estimaciones publicadas de la cantidad acumulativa de CO₂ que podría almacenarse a nivel mundial a lo largo de este siglo (en formaciones geológicas y/o los océanos) abarcan un amplio margen, desde contribuciones insignificantes hasta miles de gigatoneladas de CO₂. Este amplio margen se debe, en gran medida, a la incertidumbre relacionada con los cambios socioeconómicos, demográficos y, en particular, tecnológicos a largo plazo, los cuales serán los principales generadores de las futuras emisiones de CO₂. No obstante, es importante señalar que la mayor parte de los resultados correspondientes a los escenarios de estabilización de 450 a 750 ppmv de CO₂ tienden a agruparse en un margen de 220 a 2 200 Gt de CO₂ (de 60 a 600 Gt de C) para el despliegue acumulativo de la CAC. Para que la CAC pudiera alcanzar este potencial económico, se requerirían varios cientos o miles de sistemas de CAC en todo el mundo a lo largo del próximo siglo y cada uno de ellos tendría que captar de 1 a 5 Mt de CO₂ al año. Como se indica en la sección 5, es probable que el potencial técnico del almacenamiento geológico sea suficiente por sí solo para abarcar el extremo superior del margen de potencial económico de la CAC.

Perspectivas sobre las fugas de CO₂ del lugar de almacenamiento

Las repercusiones políticas de las fugas lentas del lugar de almacenamiento dependen de las suposiciones asumidas en el análisis. Los estudios que abordan la cuestión de cómo tratar el almacenamiento no permanente están basados en enfoques diferentes: el valor del retardo de las emisiones, la minimización de los costos de un escenario de mitigación específico o las emisiones futuras permisibles en el marco de una estabilización supuesta de concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero. Algunos de estos estudios permiten que futuras liberaciones sean compensadas por reducciones adicionales de

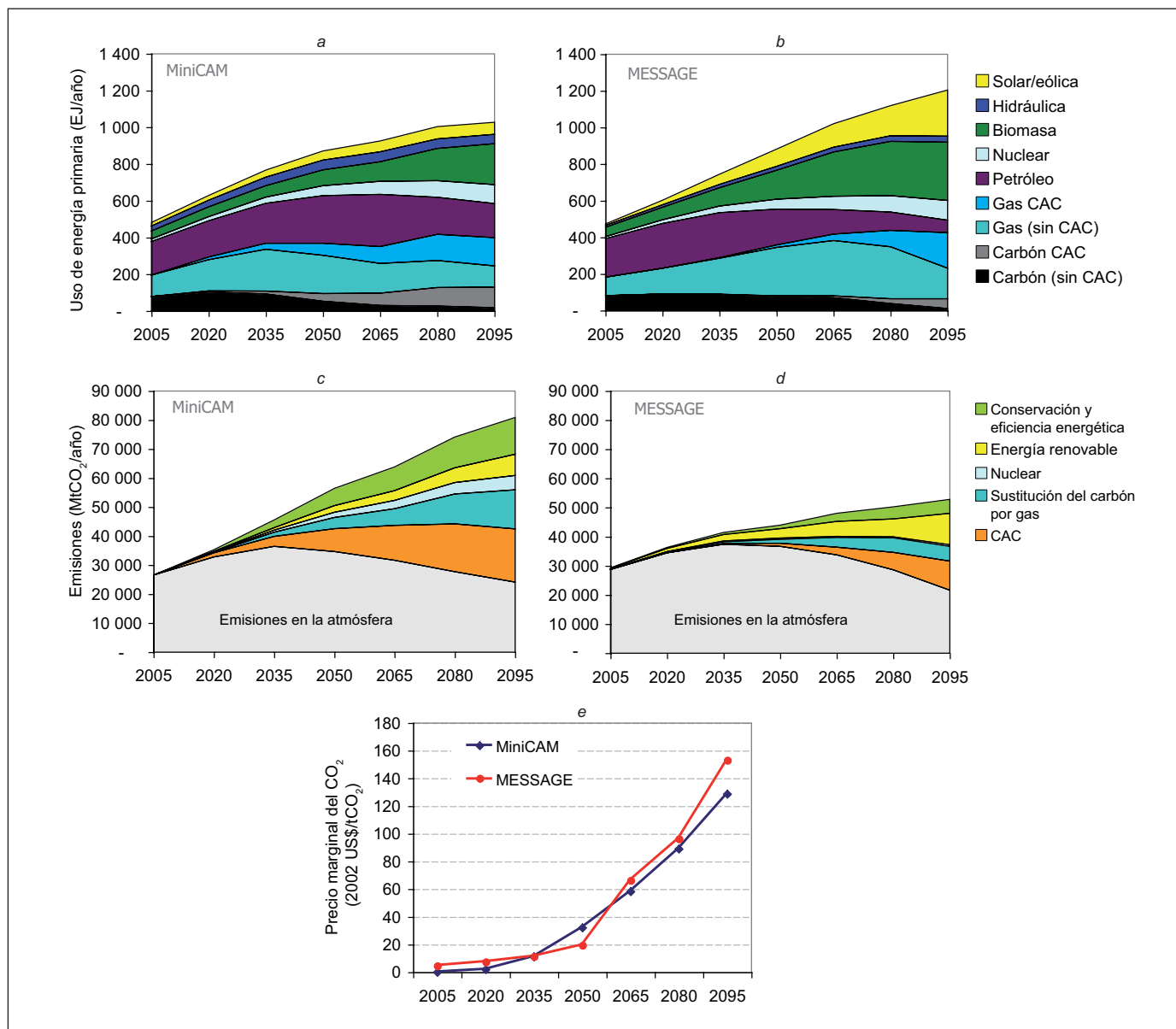


Gráfico RT-12. Estas cifras representan un ejemplo ilustrativo de la contribución potencial de la CAC a escala mundial como parte de una cartera de opciones de mitigación. Están basadas en dos modelos de evaluación integrada alternativos (MESSAGE y MiniCAM) que adoptan las mismas suposiciones para los principales generadores de emisiones. Los resultados variarían de forma considerable en escalas regionales. Este ejemplo se basa en un solo escenario y, por tanto, no transmite la gama completa de incertidumbres. Los diagramas a) y b) muestran el uso mundial de energía primaria, incluido el despliegue de la CAC. Los diagramas c) y d) indican las emisiones mundiales de CO₂ en gris y las contribuciones correspondientes de las principales medidas de reducción de las emisiones en color. El diagrama e) muestra el precio marginal calculado de las reducciones de CO₂.

las emisiones; los resultados dependen de las suposiciones asumidas con respecto al costo futuro de las reducciones, las tasas de descuento, la cantidad de CO₂ almacenado, y el nivel supuesto de estabilización para las concentraciones atmosféricas. En otros estudios, la compensación no se considera una opción debido a las incertidumbres políticas e institucionales, y el análisis se centra en las limitaciones fijadas por el nivel de estabilización supuesto y la cantidad almacenada.

Si bien los resultados específicos de la gama de estudios varían en función de los métodos y las hipótesis asumidas, los resultados sugieren que una fracción retenida del orden del 90 al 99 por ciento durante 100 años, o del 60 al 95 por ciento durante 500 años, podría hacer de ese almacenamiento no permanente una opción valiosa para la mitigación del cambio climático. De todos los estudios se desprende que, para que la CAC sea aceptable como medida de mitigación, debe establecerse un límite superior de la cantidad de fugas que pueden producirse.

9. Inventarios y contabilidad de emisiones

Uno de los aspectos importantes de la captación y el almacenamiento de CO₂ es el desarrollo y la aplicación de métodos para estimar y notificar las cantidades en que las emisiones de CO₂ (y las emisiones conexas de metano u óxidos nitrosos) son reducidas, evitadas o eliminadas de la atmósfera. Los dos elementos que forman parte de ello son 1) la estimación y notificación en sí de las emisiones para los inventarios nacionales de los gases de efecto invernadero, y 2) la contabilidad en relación con la CAC en el marco de los acuerdos internacionales para limitar las emisiones netas¹⁵.

Marco actual

En el marco de la CMCC, en los inventarios nacionales de emisiones de gases de efecto invernadero se suelen notificar las emisiones correspondientes a un año específico, y son preparados anualmente o con otra periodicidad. Las Directrices del IPCC (IPCC 1996) y los Informes de orientación sobre las buenas prácticas (IPCC 2000; 2003) describen enfoques detallados para la preparación de inventarios nacionales que sean completos, transparentes, documentados, evaluados con respecto a las incertidumbres, coherentes a lo largo del tiempo, y comparables entre países. Los documentos del IPCC que se utilizan actualmente no incluyen opciones de captación y almacenamiento de CO₂ específicas. No obstante, las Directrices del IPCC son en este momento objeto de revisiones que deberían proporcionar cierta orientación cuando sean publicadas en 2006. El marco que ya ha sido aceptado podría aplicarse a los sistemas de CAC, si bien es posible que haya que revisar o ampliar ciertas cuestiones.

Cuestiones pertinentes a la contabilidad y la notificación

Dada la falta de acuerdos internacionales vigentes, no está claro si las diversas formas de captación y almacenamiento de CO₂ serán tratadas como reducciones de las emisiones o como eliminaciones de la atmósfera. En cualquier caso, la CAC da lugar a nuevos depósitos de CO₂ que podrían ser objeto de fugas físicas en un momento dado en el futuro. En la actualidad, no existe ningún método en el ámbito del CMCC para la vigilancia, la medición o la contabilidad de fugas físicas en los lugares de almacenamiento. No obstante, es probable que las fugas de los lugares de almacenamiento geológico sujetos a una gestión apropiada sean pequeñas en cuanto a la magnitud y distantes en términos de tiempo.

Podría estudiarse la posibilidad de crear una categoría específica para la CAC en el marco de la notificación de emisiones, pero no es estrictamente necesario, ya que las cantidades de CO₂ captado y almacenado podrían recogerse en el sector en que el CO₂ haya sido producido. El almacenamiento de CO₂ en un lugar determinado podría abarcar al CO₂ emitido por muchas categorías de fuentes diferentes, e incluso por fuentes de muchos países distintos. Las emisiones fugitivas producidas desde la captación, el transporte y la

inyección de CO₂ hasta su almacenamiento pueden ser estimadas, en buena parte, en el marco de los métodos de notificación existentes, y las emisiones relacionadas con la energía añadida necesaria para el funcionamiento de los sistemas de CAC pueden medirse y notificarse en el contexto de los marcos de inventarios existentes. También podría ser necesario considerar de forma específica la CAC aplicada a los sistemas de biomasa, dado que esa aplicación daría lugar a la notificación de emisiones negativas, que no están previstas en el marco actual de notificación.

Cuestiones pertinentes a los acuerdos internacionales

Los compromisos cuantificados para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero y la utilización del comercio de emisiones, la aplicación conjunta o el mecanismo para un desarrollo limpio (MDL) requieren normas y métodos claros para rendir cuentas de las emisiones y las eliminaciones. Dado que la CAC tiene la capacidad de desplazar CO₂ a través de los límites de contabilidad tradicionales (por ejemplo, el CO₂ puede ser captado en un país y almacenado en otro, o captado en un año determinado y liberado, en parte, de su lugar de almacenamiento en otro año posterior), las normas y los métodos para la contabilidad pueden ser diferentes a los que se aplican en los inventarios de emisiones tradicionales.

Hasta la fecha, la mayor parte de los debates científicos, técnicos y políticos sobre la contabilidad del CO₂ almacenado se han centrado en el secuestro en la biosfera terrestre. La experiencia de esas negociaciones puede ofrecer cierta orientación para el desarrollo de métodos de contabilidad para la CAC. Reconociendo el posible carácter no permanente del CO₂ almacenado en la biosfera terrestre, la CMCC aceptó la idea de que las emisiones netas pueden ser reducidas mediante el uso de sumideros biológicos, pero ha impuesto normas complejas para ese tipo de contabilidad. La CAC es marcadamente diferente en muchos aspectos del secuestro de CO₂ en la biosfera terrestre (véase el cuadro RT-12), y las distintas formas de CAC son apreciablemente diferentes entre sí. No obstante, el objetivo principal de la contabilidad es asegurarse de que las actividades de CAC producen reducciones reales y cuantificables de las emisiones netas. Una tonelada de CO₂ almacenado de forma permanente tiene los mismos beneficios en términos de concentraciones atmosféricas de CO₂ que una tonelada de CO₂ que no se emite, pero una tonelada de CO₂ almacenado de forma temporal tiene menos beneficios. Por lo general, se acepta que esta diferencia debería quedar recogida en cualquier sistema de contabilidad de reducciones de las emisiones netas de gases de efecto invernadero.

Las Directrices del IPCC (IPCC 1996) y los Informes de orientación sobre las buenas prácticas (IPCC 2000; 2003) también contienen directrices para la vigilancia de las emisiones de gases de efecto invernadero. Se desconoce si las directrices revisadas del IPCC para la CAC pueden cumplirse mediante la utilización de técnicas de vigilancia, especialmente para el almacenamiento geológico y oceánico. Existen diversas técnicas para vigilar y verificar las emisiones

¹⁵ En este contexto, “estimación” es el proceso del cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero y “notificación” es el proceso de facilitar las estimaciones a la CMCC. La “contabilidad” se refiere a las normas para la comparación de las emisiones y las eliminaciones indicadas en los compromisos (IPCC 2003).

Cuadro RT.12. Diferencias entre las formas de CAC y los sumideros biológicos que pueden influir en la manera de efectuar la contabilidad.

Propiedad	Biosfera terrestre	Fondos marinos	Depósitos geológicos
Secuestro o almacenamiento de CO ₂	Los cambios en las reservas pueden vigilarse a lo largo del tiempo.	El carbono inyectado puede ser medido.	El carbono inyectado puede ser medido.
Propiedad	Las reservas tendrán una ubicación concreta y podrán relacionarse con un propietario identificable.	Las reservas serán móviles y podrán estar en aguas internacionales.	Las reservas podrán estar en depósitos que sobrepasen fronteras nacionales o de propiedad y podrán diferir de los límites de la superficie.
Decisiones de gestión	El almacenamiento estará sujeto a continuas decisiones sobre las prioridades del uso de la tierra.	No habrá ninguna decisión humana ulterior sobre el mantenimiento una vez que se haya realizado la inyección.	Una vez realizada la inyección, las decisiones humanas sobre el almacenamiento prolongado comprenderán un mantenimiento mínimo, a menos que el almacenamiento interfiera con la recuperación de recursos.
Vigilancia	Los cambios en las reservas pueden vigilarse.	Los cambios en las reservas quedarán registrados en modelos.	La liberación de CO ₂ puede ser detectada por medio de la vigilancia física.
Tiempo de retención previsto	Decenios, dependiendo de las decisiones de gestión.	Siglos, dependiendo de la profundidad y el emplazamiento de la inyección.	Fundamentalmente permanentes, salvo en caso de perturbación física del depósito.
Fugas físicas	Pueden producirse pérdidas debido a perturbaciones, cambio climático o decisiones relativas al uso de la tierra.	Se producirán pérdidas con seguridad como consecuencia ulterior de la circulación marina y la estabilización con la atmósfera.	Las pérdidas no son probables, salvo en caso de perturbación del depósito o de existencia de trayectorias de fugas que no se hayan detectado.
Responsabilidad	Puede identificarse a un propietario de tierras concreto con las reservas de carbono secuestrado.	Numerosas partes pueden contribuir a la misma reserva de CO ₂ almacenado, que puede estar en aguas internacionales.	Numerosas partes pueden contribuir a la misma reserva de CO ₂ almacenado, que puede permanecer en el subsuelo de diversos países.

de CO₂ procedentes de almacenamientos geológicos, pero varían en su aplicabilidad, límites de detección e incertidumbres. En la actualidad, la vigilancia del almacenamiento geológico puede llevarse a cabo en términos cuantitativos en el momento de la inyección y en términos cualitativos en el depósito, así como mediante la medición de los flujos superficiales de CO₂. La vigilancia del almacenamiento oceánico puede realizarse por medio de la detección del penacho de CO₂, pero no mediante la medición de la liberación de la superficie oceánica en la atmósfera. La experiencia adquirida en la vigilancia de proyectos de CAC existentes es aún demasiado limitada para servir de base para las conclusiones sobre los índices de fugas físicas y las incertidumbres conexas.

El Protocolo de Kyoto establece unidades de contabilidad diferentes para las emisiones de gases de efecto invernadero, las reducciones de emisiones, y las emisiones secuestradas en el marco de distintos mecanismos de cumplimiento. La “unidad de cantidad atribuida” (UCA) describe los compromisos en materia de emisiones y es aplicable al comercio de emisiones, la “reducción de emisiones certificada” (REC) se utiliza en el marco del MDL, y la “unidad de reducción de emisiones” (URE) se usa en el marco de la aplicación conjunta. Hasta la fecha, las negociaciones internacionales han ofrecido poca orientación sobre los métodos de cálculo y contabilidad para las reducciones de CO₂ de sistemas de CAC relacionadas con

proyectos (sólo REC o URE) y, por tanto, no está claro cómo se ajustarán tales reducciones al Protocolo de Kyoto. Es posible que las metodologías aporten cierta orientación para las normas relativas a los sumideros biológicos. Por otro lado, los acuerdos vigentes no abordan los proyectos de CAC transfronterizos. Esto es especialmente importante cuando se trata de proyectos transfronterizos que entrañan la captación de CO₂ en un país incluido en el Anexo B que sea parte en el Protocolo de Kyoto y el almacenamiento en un país que no está incluido en el Anexo B o que no está obligado por el Protocolo.

Si bien los métodos disponibles para los inventarios nacionales de emisiones pueden dar cabida a los sistemas de CAC o ser revisados para ello, la contabilidad del CO₂ almacenado plantea cuestiones sobre la aceptación y la transferencia de responsabilidades para las emisiones almacenadas. Tales cuestiones pueden ser abordadas mediante procesos políticos nacionales e internacionales.

10. Lagunas en los conocimientos

Este resumen de las lagunas en los conocimientos abarca los aspectos de la CAC en que el aumento de los conocimientos y la experiencia y la reducción de la incertidumbre serían fundamentales para facilitar la adopción de decisiones sobre el despliegue de la CAC a gran escala.

Tecnologías para la captación y el almacenamiento

La comprensión actual de las tecnologías para la captación de CO₂ es relativamente apropiada, según la experiencia industrial en diversas aplicaciones. Igualmente, no hay ningún obstáculo técnico o de conocimientos importante con respecto a la adopción del transporte por gasoductos o la adopción del almacenamiento geológico de CO₂ captado. No obstante, es necesario integrar la captación, el transporte y el almacenamiento en proyectos a escala cabal para adquirir los conocimientos y la experiencia requeridos para lograr un despliegue más generalizado de las tecnologías de CAC. También se necesita I+D para mejorar el conocimiento de los conceptos emergentes y las tecnologías de apoyo a la captación de CO₂ que tienen la capacidad potencial de reducir los costos de captación de forma significativa para las instalaciones nuevas y existentes. Concretamente, existe una falta de conocimientos en relación con las centrales eléctricas de grandes dimensiones alimentadas por carbón o por gas natural con una captación de CO₂ del orden de varios cientos de megavatios (o varias Mt de CO₂). La demostración de la captación de CO₂ a esta escala es precisa para establecer la fiabilidad y el comportamiento ambiental de diferentes tipos de sistemas eléctricos con captación, reducir los costos de la CAC, y mejorar el nivel de confianza en las estimaciones de costos. Además, es necesaria una ejecución a gran escala para obtener mejores estimaciones de los costos y el rendimiento de la CAC en los procesos industriales, como los sectores del cemento y el acero, que son fuentes importantes de CO₂ pero que apenas tienen experiencia en la captación de CO₂.

Con respecto a la tecnología de la carbonatación mineral, una de las principales preguntas que se plantean es cómo explotar el calor producido por la reacción en los diseños prácticos que puedan reducir los costos y las necesidades energéticas netas. Se necesitan instalaciones a escala experimental para abordar esta falta de conocimientos.

Por lo que se refiere a los usos industriales del CO₂ captado, la realización de estudios ulteriores de la energía neta y el balance de CO₂ de los procesos industriales que utilizan el CO₂ captado podría ayudar a establecer una visión más completa del potencial de esta opción.

Relación geográfica entre las fuentes y las oportunidades de almacenamiento de CO₂

Una idea más clara de la proximidad de importantes fuentes de CO₂ a lugares de almacenamiento apropiados (de todos los tipos), y el establecimiento de curvas de los costos para la captación, el transporte y el almacenamiento de CO₂, facilitaría la adopción de decisiones acerca del despliegue de la CAC a gran escala. En este marco, se requieren evaluaciones regionales detalladas para determinar en qué medida las grandes fuentes de emisión de CO₂ (tanto existentes como futuras) se corresponden con opciones de almacenamiento apropiadas que puedan almacenar el volumen requerido.

Capacidad y eficacia del almacenamiento geológico

Es preciso perfeccionar las estimaciones de la capacidad de almacenamiento a nivel mundial, regional y local, así como alcanzar un mejor entendimiento del almacenamiento a largo plazo y los procesos de migración y fuga. Esta última cuestión requerirá una habilidad mejorada para vigilar y verificar el comportamiento del CO₂ almacenado en formaciones geológicas. La ejecución de más proyectos de almacenamiento experimentales y de demostración en un ámbito de condiciones geológicas, geográficas y económicas sería importante para mejorar nuestro entendimiento de estas cuestiones.

Impacto del almacenamiento oceánico

Ciertas deficiencias importantes de conocimientos que deberían ser subsanadas antes de evaluar los riesgos y el potencial del almacenamiento oceánico conciernen al impacto ecológico del CO₂ en los grandes fondos marinos. Deben realizarse estudios sobre la reacción de los sistemas biológicos en el fondo del mar frente a la adición de CO₂, en particular estudios de más duración y magnitud que los que se han llevado a cabo hasta la fecha. Asimismo, es necesario desarrollar técnicas y sensores para detectar y vigilar los penachos de CO₂ y sus repercusiones biológicas y geoquímicas.

Cuestiones jurídicas y normativas

Los conocimientos actuales sobre los requisitos jurídicos y normativos para la aplicación de la CAC a mayor escala siguen siendo insuficientes. No existe un marco apropiado para facilitar la práctica del almacenamiento geológico y tener en cuenta las responsabilidades a largo plazo conexas. Deben aclararse las posibles limitaciones jurídicas con respecto al almacenamiento en el medio marino (almacenamiento geológico oceánico o bajo los fondos marinos). Otras lagunas clave en los conocimientos guardan relación con las metodologías para los inventarios y la contabilidad de emisiones.

Contribución de la CAC a la mitigación del cambio climático a escala mundial

Hay otras cuestiones que contribuirían a la adopción de decisiones futuras acerca de la CAC mediante el perfeccionamiento de nuestro entendimiento de la contribución potencial de la CAC a la mitigación y estabilización mundiales a largo plazo de las concentraciones de gases de efecto invernadero. Esas cuestiones comprenden la capacidad potencial para transferir y divulgar las tecnologías de CAC, con inclusión de oportunidades para que los países en desarrollo puedan explotarla, su aplicación a las fuentes de CO₂ de la biomasa y la posible interacción entre las inversiones en la CAC y otras opciones de mitigación. La cuestión del tiempo durante el cual debería almacenarse el CO₂ merece seguir siendo estudiada. Esta cuestión guarda relación con las vías de estabilización y los aspectos intergeneracionales.

Anexo I: Glosario, acrónimos y abreviaturas

Las definiciones que figuran en este glosario se refieren a los términos utilizados en el Resumen para responsables de políticas del Informe especial sobre la Captación y el almacenamiento de dióxido de carbono.

Absorción

Captación física o química de moléculas en el interior de un sólido o un líquido, de cuya combinación resulta una solución o un compuesto.

Acuífero

Formación geológica que contiene agua y posee un alto grado de permeabilidad para la circulación de fluidos; está confinado por estratos impermeables.

Acumulador de combustible

Dispositivo electroquímico en el que un combustible se oxida de manera controlada y produce una corriente eléctrica y calor directamente.

Adaptación posterior

Modificación del equipo existente para perfeccionar e incorporar cambios tras la instalación.

Adsorción

Fijación de moléculas en la superficie de un sólido o un líquido.

Agotamiento

De un reservorio: Aquél cuya producción se está reduciendo de forma considerable.

Agua de formación

Agua que surge naturalmente de los poros de las formaciones rocosas.

Almacenamiento

Proceso para la retención de CO₂ captado de manera que no llegue a la atmósfera.

Amina

Compuesto químico orgánico que contiene una o más moléculas de nitrógeno de los grupos –NH₂, –NH o –N.

Analogía natural

Hecho natural que refleja en la mayor parte de los elementos esenciales una actividad humana prevista o real.

Aplicación conjunta

Aplicación conjunta que, en virtud del Protocolo de Kyoto, permite que una Parte con un objetivo de emisión de GEI reciba créditos de otras Partes incluidas en el Anexo 1.

Atenuación

Reducción del grado o la intensidad de las emisiones u otros contaminantes.

Basalto

Tipo de roca ígnea básica, normalmente de origen volcánico.

Biomasa

Materia derivada recientemente de la biosfera.

BPC

Bajo poder calorífico: energía liberada de la quema de un combustible que excluye el calor latente del agua.

CAC

Captación y almacenamiento de dióxido de carbono.

CAC en biomasa

Captación y almacenamiento de dióxido de carbono en reservas de biomasa.

Capa superior del océano

La parte del océano a menos de 1 000 m de profundidad.

Captación posterior a la combustión

Captación de dióxido de carbono después de la combustión.

Captación previa a la combustión

Captación de dióxido de carbono tras el procesamiento del combustible antes de la combustión.

Carbón bituminoso

Tipo intermedio de hulla, situado entre la turba y la antracita, pero más parecido a la antracita.

Carbonatos

Minerales naturales compuestos de varios aniones unidos a un catión de CO₃²⁻ (por ejemplo, calcita, dolomita, siderita, piedra caliza)

CCGI

Ciclo combinado de gasificación integrada: generación de energía en que los hidrocarburos o el carbón son gasificados (véase “gasificación”) y el gas es utilizado como combustible para alimentar una turbina de gas o de vapor.

CCGN

Ciclo combinado de gas natural: central eléctrica alimentada con gas natural que funciona con turbinas de gas y vapor.

CMCC

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

CO₂ evitado

Diferencia entre el CO₂ captado, transmitido y/o almacenado, y la cantidad de CO₂ generada por un sistema sin mecanismos de captación, una vez deducidas las emisiones no capturadas por un sistema con un mecanismo de captación de CO₂.

Cocombustión

Utilización simultánea de más de un combustible en una central eléctrica o proceso industrial.

Colector

Estructura geológica que retiene físicamente fluidos que son más ligeros que los fluidos de fondo, por ejemplo, una cubeta invertida.

Combustión de oxígeno-gas

Combustión de un combustible con oxígeno puro o una mezcla de oxígeno, agua y dióxido de carbono.

Comercialización de emisiones

Esquema de comercialización que prevé la compra y venta de permisos para la emisión de un número dado de toneladas de un contaminante.

Compromiso de reducción

Compromiso contraído por una Parte en el Protocolo de Kyoto para alcanzar su límite de emisiones cuantificado.

Contorno

Al contabilizar los gases de efecto invernadero, separación entre unidades de contabilidad, ya sean a escala nacional, organizativa, operativa, comercial o sectorial.

Convención de Londres

Convención sobre la Prevención de la Contaminación del Mar por Vertimiento de Desechos y otras Materias, adoptada en Londres, Ciudad de México, Moscú y Washington el 29 de diciembre de 1972.

CP

Carbón pulverizado: generalmente utilizado en calderas alimentadas con carbón finamente molido.

Crédito de carbono

Instrumento transferible y convertible por el que una organización obtiene beneficios financieros de una reducción de las emisiones.

Criogénico

A temperaturas muy bajas, generalmente por debajo de los -100° C.

Cuenca sedimentaria

Depresión natural a gran escala en la superficie terrestre que se llena de sedimentos.

Depósito

Masa subterránea de roca con porosidad y permeabilidad suficientes para almacenar y transmitir fluidos.

Depurador

Dispositivo de contacto gas-líquido para la purificación de gases o la captación de un componente gaseoso.

ECBM (*Enhanced coal bed methane recovery*)

Recuperación mejorada de metano en capas de carbón; la utilización de CO₂ para mejorar la recuperación de metano contenido en capas de carbón inexplorables, mediante la absorción preferencial de CO₂ en el carbón.

Económicamente viable en condiciones específicas

Buena comprensión y uso de la tecnología en determinadas aplicaciones comerciales, por ejemplo, en un régimen fiscal favorable o en un mercado especializado, que suponga el procesamiento de al menos 0,1 Mt de CO₂ al año, y pocas repeticiones (menos de 5) de la tecnología.

Eficiencia de captación

Fracción de CO₂ separada del flujo de gas de una fuente.

Emisión fugitiva

Cualquier emisión de gases o vapores resultante de actividades antropógenas, como el refinamiento o el transporte de gas o petróleo.

Erupción (de un pozo)

Colapso de un pozo cuando irrumpen a la superficie fluidos de petróleo o agua.

Escenario

Descripción plausible del futuro basada en un conjunto de suposiciones con coherencia interna sobre relaciones y fuerzas motrices clave.

Espacio poroso

Espacio entre granos de rocas o sedimentos que puede contener fluidos.

Estabilización

Relativa a la estabilización de las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero.

Evaluación de los riesgos

Parte de un sistema de gestión de los riesgos.

Factor de emisión

Medición normalizada de emisiones de gases de efecto invernadero, en términos de actividad, por ejemplo, toneladas de gases de efecto invernadero emitidas por cada tonelada de combustible consumido.

Falla

En geología, superficie cuyos estratos ya no son continuos y han quedado a distinto nivel, desplazados.

Fase de condensación

Gas comprimido a una densidad similar a la de un líquido.

Fase de demostración

Se ha desarrollado y puesto en práctica la tecnología a escala de una central experimental, pero se requiere un mayor desarrollo antes de que la tecnología esté lista para el diseño y la construcción de un sistema en escala cabal.

Fijación

Inmovilización de CO₂ por su reacción con otro material para producir un compuesto estable.

Flotabilidad

Tendencia de un fluido o un sólido a subir a través de un fluido de mayor densidad.

Fondo marino

Límite entre el agua libre y la parte superior de los sedimentos de fondo.

Formación

Cuerpo rocoso de tamaño considerable con características distintivas, que permiten a los geólogos describirlo, asignarle un nombre y cartografiarlo.

Formación geológica estable

Formación (véase “formación”) que no ha sido perturbada recientemente por ningún movimiento tectónico.

Formación salina

Rocas sedimentarias saturadas con aguas de formación que contienen altas concentraciones de sales disueltas.

Formación salina profunda

Formación rocosa subterránea a profundidad compuesta de materiales permeables y que contiene fluidos con un alto grado de salinidad.

Fractura

Ruptura de una roca que no ha originado ningún movimiento considerable de sus estratos.

Fuente

Todo proceso, actividad o mecanismo que libera un gas de efecto invernadero, un aerosol, o un precursor en la atmósfera.

Fuente antropógena

Fuente artificial por oposición a natural.

Fuente puntual

Fuente de emisión confinada en una sola ubicación reducida.

Fuga

Con respecto al comercio de carbono, el cambio de emisiones antropógenas por fuentes o eliminaciones por sumideros que tiene lugar fuera del ámbito del proyecto.

Fuga

Con respecto al almacenamiento de carbono, el escape de fluidos inyectados desde el lugar de almacenamiento.

Gas ácido

Cualquier mezcla gaseosa que se transforma en ácido cuando se disuelve en agua (normalmente se refiere al H₂S + CO₂ obtenido del gas rico en productos azufrados).

Gases de la combustión

Gases producidos por la combustión de un combustible que normalmente se emiten a la atmósfera.

Gasificación

Proceso mediante el cual un combustible sólido que contiene carbono es transformado en un combustible gaseoso que contiene carbono e hidrógeno por medio de la reacción con el aire u oxígeno y vapor.

Hidrato

Compuesto similar al hielo formado por la reacción del agua y el CO₂, CH₄ o gases similares.

Hiperocrítico

A una temperatura y presión superiores a la temperatura y la presión críticas de la sustancia de que se trate.

IE-EE

Informe especial sobre escenarios de emisiones; utilizado como base para las proyecciones climáticas en el TIE (véase “TIE”).

Inexplotable

Depósito de carbón cuya explotación es sumamente improbable en las condiciones económicas existentes o previsibles.

Inventario nacional de los gases de efecto invernadero

Inventario de emisiones antropógenas por fuentes y eliminaciones por sumideros de gases de efecto invernadero preparado por las Partes en la CMCC.

Inyección

Proceso de utilización de presión para hacer bajar fluidos por pozos.

Línea de base

Plano de referencia con respecto al cual se mide la evolución de un parámetro.

Mar profundo

El mar a una profundidad superior a los 1 000 m.

Materia prima

Material que alimenta un proceso.

MDL

Mecanismo para un desarrollo limpio: Mecanismo previsto en el Protocolo de Kyoto para ayudar a los países no incluidos en el Anexo I a contribuir a la consecución de los objetivos enunciados en el Protocolo y a los países incluidos en el Anexo I a cumplir sus compromisos.

MEA

Monoetanolamina.

Membrana

Capa o bloque de material que separa de forma selectiva a los componentes de una mezcla de fluidos.

Migración

Movimiento de los fluidos en las rocas depósito.

Mitigación

Proceso de reducción del impacto de cualquier fallo.

Modelo de dirección ascendente

Modelo que incluye datos tecnológicos y de ingeniería en el análisis.

Modelo descendente

Modelo basado en la aplicación de la teoría macroeconómica y técnicas econométricas a datos históricos referentes al consumo, los precios, etc.

MWh

Megavatio por hora.

Neutralización de carbonatos

Método de almacenamiento de carbono en el océano basado en la reacción del CO₂ con un carbonato mineral como la piedra caliza para producir aniones de bicarbonato y cationes solubles.

OSPAR

Convenio para la Protección del Medio Marino del Atlántico Nordeste, adoptado en París el 22 de septiembre de 1992.

Permeabilidad

Habilidad de hacer fluir o transmitir fluidos a través de un sólido poroso como una roca.

Piedra caliza

Roca sedimentaria compuesta principalmente por el mineral calcita (carbonato cálcico), que suele formarse con el esqueleto de organismos muertos.

Potencial económico

Cantidad de reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero que podría lograrse de forma rentable en comparación con una opción específica, teniendo en cuenta las circunstancias del momento (esto es, el valor de mercado de la reducción de emisiones de CO₂ y el costo de otras opciones).

Potencial técnico

Cantidad en la que es posible reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la aplicación de una tecnología o una práctica que haya alcanzado la fase de demostración.

Pozo

Agujero artificial perforado en la tierra para producir líquidos o gases, o para permitir la inyección de fluidos.

Pozo de inyección

Pozo en que los fluidos son inyectados y no producidos.

Presión parcial

Presión que sería ejercida por un gas particular en una mezcla de gases si los demás gases no estuvieran presentes.

Producto energético bajo en carbono

Combustible que produce bajas emisiones de CO₂ de ciclo de combustible, como el metanol.

Prospección

Evaluación cualitativa de la probabilidad de que haya un lugar de almacenamiento apropiado en una zona determinada, que se realiza sobre la base de la información disponible.

Protocolo de Kyoto

Protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, adoptado en Kyoto el 11 de diciembre de 1997.

Protocolo de Londres

Protocolo de la Convención adoptado en Londres el 2 de noviembre de 1996, pero que no había entrado en vigor hasta el momento de la redacción.

Recuperación mejorada de gas

Producción adicional de gas además del producido naturalmente mediante la inyección de fluidos u otros métodos.

Recuperación mejorada de petróleo

Producción adicional de petróleo además del producido naturalmente mediante la inyección de fluidos y otros métodos.

Renovables

Fuentes de energía intrínsecamente renovables, como la energía solar, la energía hidráulica, el viento y la biomasa.

Retención geoquímica

Retención del CO₂ inyectado mediante reacciones geoquímicas.

Roca de cubierta

Roca de muy baja permeabilidad que actúa de techo aislante impidiendo a los fluidos salir de un reservorio.

Roca estanca

Roca impermeable que forma una barrera sobre y alrededor de un depósito de manera que los fluidos sean retenidos en el depósito.

Saneamiento

Proceso de corrección de cualquier fuente de fallos.

Sostenible

En relación con el desarrollo, el que es sostenible en los ámbitos ecológico, social y económico.

Sumidero

Absorción natural de CO₂ de la atmósfera, generalmente en suelos, bosques u océanos.

Técnica sísmica

Medición de las propiedades de las rocas mediante la velocidad de ondas sonoras generadas de forma artificial o natural.

TIE

Tercer Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

Turbina de gas

Máquina que quema combustible con aire comprimido u oxígeno y que produce un movimiento mecánico provocado por la expansión de los materiales calientes.

Valor representativo

El valor representativo se basa en el promedio de los valores en los diferentes estudios.

Verificación

Comprobación, en función de una norma aún no determinada, de los resultados de la vigilancia (véase “vigilancia”). En el contexto del mecanismo para un desarrollo limpio (MDL), el examen independiente de las reducciones vigiladas de emisiones antropógenas realizado por una entidad operativa designada.

Vigilancia

Proceso de medición de la cantidad de dióxido de carbono almacenado y su ubicación.

Anexo II: Lista de las principales publicaciones del IPCC

Cambio climático—Evaluación científica del IPCC

Informe de 1990 del Grupo de trabajo sobre Evaluación Científica del IPCC

Cambio climático—Evaluación de los impactos del IPCC

Informe de 1990 del Grupo de trabajo sobre Evaluación de los Impactos del IPCC

Cambio climático—Estrategias de respuesta del IPCC

Informe de 1990 del Grupo de trabajo sobre Estrategias de Respuesta del IPCC

Escenarios de emisiones

Preparado por el Grupo de trabajo sobre Estrategias de Respuesta del IPCC, 1990

Evaluación de la vulnerabilidad de las zonas costeras a la elevación del nivel del mar—metodología común, 1991

Cambio climático 1992—Informe suplementario a la evaluación científica del IPCC

Informe del Grupo de trabajo sobre Evaluación Científica del IPCC, 1992

Cambio climático 1992—Informe suplementario a la evaluación de los impactos del IPCC

Informe del Grupo de trabajo del IPCC sobre Evaluación de los Impactos, 1992

Cambio climático: evaluaciones de 1990 y 1992 del IPCC

Primer Informe de Evaluación del IPCC—resumen general y resúmenes para responsables de políticas y suplemento del IPCC de 1992

El cambio climático global y el creciente desafío del mar

Subgrupo de trabajo sobre gestión de las zonas costeras del Grupo de trabajo sobre Estrategias de Respuesta del IPCC, 1992

Informe del Cursillo de Estudios Nacionales del IPCC, 1992

Directrices preliminares para evaluar los impactos del cambio climático, 1992

Directrices de inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (3 volúmenes), 1994

Cambio climático 1992—Forzamiento radiativo del cambio climático y evaluación de los escenarios de emisiones IS92 del IPCC

Directrices técnicas del IPCC para evaluar los impactos del cambio climático y las estrategias de adaptación, 1995

Cambio climático 1992—La ciencia del cambio climático

Contribución del Grupo de trabajo I al Segundo Informe de Evaluación

Cambio climático 1992—Análisis científicos y técnicos del impacto, adaptaciones y mitigación del cambio climático

Contribución del Grupo de trabajo II al Segundo Informe de Evaluación

Cambio climático 1992—Las dimensiones económicas y sociales del cambio climático

Contribución del Grupo de trabajo III al Segundo Informe de Evaluación

Síntesis del Segundo Informe de Evaluación del IPCC sobre la información científica y técnica pertinente para interpretar el artículo 2 de la Convención Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas, 1995

***Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (3 volúmenes), 1996**

Tecnologías, políticas y medidas para mitigar el cambio climático—Documento Técnico 1 del IPCC, 1996

Introducción a los modelos climáticos simples utilizados en el Segundo Informe de Evaluación del IPCC—Documento Técnico 2 del IPCC, 1997

Estabilización de los gases atmosféricos de efecto invernadero: Implicaciones físicas, biológicas y socioeconómicas—Documento Técnico 3 del IPCC, 1997

Implicaciones de las propuestas de limitación de emisiones de CO₂—Documento Técnico 4 del IPCC, 1997

Impactos regionales del cambio climático: evaluación de la vulnerabilidad

Informe especial del IPCC, 1997

La aviación y la atmósfera global

Informe especial del IPCC, 1999

Cuestiones metodológicas y tecnológicas en la transferencia de tecnología

Informe especial del IPCC, 2000

Escenarios de emisiones

Informe especial del IPCC, 2000

Uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura

Informe especial del IPCC, 2000

Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories

Programa de inventarios nacionales de gases de efecto invernadero del IPCC, 2000

Cambio climático y biodiversidad— Documento Técnico 5 del IPCC, 2000

Cambio climático 2001: La base científica—Contribución del Grupo de trabajo I al Tercer Informe de Evaluación

Cambio climático 2001: Impactos, adaptación y vulnerabilidad—Contribución del Grupo de trabajo II al Tercer Informe de Evaluación

Cambio Climático 2001: Mitigación—Contribución del Grupo de trabajo III al Tercer Informe de Evaluación

Cambio climático 2001: Informe de síntesis

Orientación sobre las buenas prácticas para uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura

Programa de inventarios nacionales de gases de efecto invernadero del IPCC, 2003

La protección de la capa de ozono y el sistema climático mundial—Cuestiones relativas a los hidrofluorocarbonos y a los perfluorocarbonos

Informe especial del IPCC/GETE, 2005

The background of the page features a dark, atmospheric image of an oil field at night or in low light. Several oil derricks are visible, with bright lights illuminating the structures and the ground. Overlaid on this image are several large, semi-transparent red arrows. Some arrows point downwards, while others point upwards, creating a visual metaphor for the capture and storage of carbon dioxide (CO2). The overall color palette is dominated by dark blues, greys, and the vibrant red of the arrows.

Este Informe especial del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) proporciona información destinada a los responsables de políticas, científicos e ingenieros en el ámbito del cambio climático y de la reducción de las emisiones de CO₂. En él se describen las fuentes y los procesos de captación, transporte y almacenamiento de CO₂. También se examinan los costos, el potencial económico y las cuestiones de índole social que plantea la tecnología, con inclusión de la percepción del público y de los aspectos reglamentarios. Entre las opciones de almacenamiento evaluadas figuran el almacenamiento geológico, el almacenamiento en los océanos, y la carbonatación mineral. Cabe señalar que el informe sitúa la captación y el almacenamiento de CO₂ en el contexto de otras opciones de la cartera de posibles medidas de mitigación del cambio climático, como la sustitución de combustibles, la eficiencia energética, las fuentes de energía renovables y la energía nuclear.

El informe muestra que la captación y el almacenamiento de CO₂ presentan un potencial considerable y que los costos derivados de las medidas de mitigación del cambio climático pueden reducirse en comparación con las estrategias que sólo consideran otras opciones a ese respecto. La importancia de la captación y almacenamiento futuros de CO₂ para mitigar el cambio climático dependerá de una serie de factores, incluidos los incentivos financieros que se faciliten para su puesta en práctica y de si se pueden gestionar adecuadamente los riesgos que presenta el almacenamiento. El volumen comprende un *Resumen para responsables de políticas*, aprobado por los gobiernos representados en el IPCC, y un *Resumen técnico*.

El Informe especial del IPCC sobre *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono* es una valiosa fuente de información para los investigadores en los ámbitos de las ciencias ambientales, la geología, la ingeniería y los sectores del petróleo y el gas, y también para los encargados de la formulación de políticas en los gobiernos y las organizaciones que se ocupan del medio ambiente, y los científicos e ingenieros de la industria.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) fue establecido conjuntamente por la Organización Meteorológica Mundial y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). El Grupo proporciona evaluaciones internacionales fidedignas de la información científica disponible sobre el cambio climático. Este informe ha sido preparado por el IPCC atendiendo a una petición de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMCC).

El Informe especial completo es publicado por la editorial *Cambridge University Press* (www.cambridge.org) y su versión electrónica está disponible en el sitio web de la Secretaría del IPCC (www.ipcc.ch), o en un CD-ROM que puede obtenerse de la Secretaría del IPCC. En esta publicación figuran el Resumen para responsables de políticas y el Resumen técnico del informe.