

## COMPARACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub> EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

M.<sup>a</sup> DEL CARMEN CLEMENTE JUL<sup>\*</sup>, JULIO RODRIGO NAHARRO

*\*Académica Correspondiente de la Real Academia de Doctores de España*  
*Departamento de Ingeniería Química y Combustibles.*  
*ETS Ingenieros de Minas. Universidad Politécnica de Madrid*

### RESUMEN

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es un gas de efecto invernadero que se encuentra de forma natural en la atmósfera. Las actividades de origen antropogénico, especialmente las derivadas de la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, están provocando que su concentración en la atmósfera se incremente significativamente, contribuyendo al cambio climático en el planeta. Dentro del abanico de posibles soluciones propuestas para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, se encuentran las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CAC), siendo su principal aplicación en las fuentes estacionarias de emisión, ya sea en centrales térmicas de generación eléctrica u otras industrias. Mediante el desarrollo, operación y despliegue de estas tecnologías, está previsto que se reduzcan las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20 por 100 por el año 2050, según datos de la Agencia Internacional de la Energía.

De la valoración comparativa de las diferentes opciones de las tecnologías CAC se puede concluir que su desarrollo, de tal modo que den el salto a instalaciones de potencia, juntamente con otras medidas destinadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, debería ser puesto ya en marcha a escala comercial para mitigar los ya visibles efectos del cambio climático.

**Palabras clave:** dióxido de carbono, captura, almacenamiento, energía.

### INTRODUCCIÓN

Existe un consenso global entre la comunidad científica por el cual se atribuyen los efectos del calentamiento global al incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero de origen antropogénico, especialmente de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

El sistema de generación de energía contribuye con un 30 por 100 aproximado en el total de dichas emisiones, procedente de las centrales térmicas que producen energía a partir de combustibles fósiles, y muy significativamente con el uso de carbón como combustible. De hecho, el 81 por 100 de la producción energética a nivel mundial en el año 2007 procedía de los combustibles fósiles, según datos de la Agencia Internacional de la Energía (1), quien también afirma que éstos continuarán formando parte en gran medida del mix energético hasta 2030, suponiendo el 70 por 100 de la generación eléctrica a nivel mundial.

El compromiso de la Unión Europea en relación al protocolo de Kioto, firmado en 1998, fue el de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 8 por 100 entre los años 2008 y 2012, respecto a los niveles existentes en 1990 (2). Este objetivo a nivel europeo se traduce, en el caso de España, en no aumentar las emisiones de gases de efecto invernadero en más de un 15 por 100 en relación a los niveles existentes en 1990 para el año 2012, meta que España no ha logrado conseguir y que de hecho se aleja aún más de ese tope.

En España, las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la generación energética, lejos de reducirse se han incrementado desde 1990 al momento actual, y las previsiones apuntan a que para el 2012 se producirá un incremento de alrededor un 47 por 100 en relación a las existentes en 1990. El cumplimiento de este compromiso, por parte de España, implica el desarrollo de tecnologías para la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, bien durante los procesos de generación de las mismas o a posteriori (captura).

Diversas son las actuaciones que se están llevando a cabo para lograr esta reducción, entre las que destacan el desarrollo y optimización de procesos para una utilización más limpia y eficaz de los combustibles fósiles, tecnologías de uso limpio de carbón, sustitución parcial de combustibles fósiles por combustibles biomásicos, desarrollo de procesos de tratamiento de gases, etc.

Las actividades de I+D relativas a la utilización de combustibles fósiles que se están llevando a cabo en un amplio número de países de la Unión Europea están relacionadas, aparte del aumento de eficiencias, con las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (tecnologías CAC), como una de las principales soluciones para reducir las emisiones de dióxido de carbono. Estas investigaciones han sido financiadas en los últimos años por los gobiernos nacionales, por los diferentes Programas Marcos (PM) de I+D de la Unión Europea y por la Industria, habiendo demostrado que son opciones técnicamente viables para la reducción de las emisiones contaminantes.

Las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CAC) consisten en la separación del CO<sub>2</sub> emitido por la industria y otras fuentes relacionadas con la energía, para posteriormente comprimirlo y obtener así una corriente concentrada de CO<sub>2</sub>, la cual es susceptible de ser transportada e inyectada en un adecuado almacén geológico.

Dichas tecnologías representan un gran potencial para la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en diferentes sectores. De acuerdo con las perspectivas energéticas realizadas por la Agencia Internacional de la Energía (3), existen diversas opciones para alcanzar dicha disminución, entre las que figuran precisamente las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. En la siguiente figura se puede observar que

inferior a la necesaria para la producción térmica eléctrica. Sin embargo, se trata de una tecnología conocida a la que sería necesario aplicarle un escalado para poder demostrar su viabilidad en la generación eléctrica (5).

Existen diversas opciones tecnológicas para capturar el CO<sub>2</sub>. En una de ellas, el carbón se puede quemar como carbón pulverizado en la forma convencional y posteriormente se extrae el CO<sub>2</sub> mediante tecnologías de absorción (es la denominada captura en postcombustión). Asimismo, se puede capturar el CO<sub>2</sub> en precombustión mediante la generación de hidrógeno después del proceso de gasificación, pero antes de la combustión. Una tercera posibilidad es obtenerlo ya concentrado, utilizando oxígeno puro en lugar de aire en la combustión, con lo que el flujo de gas tiene una concentración de CO<sub>2</sub> superior al 95 por 100 (es el proceso denominado oxi-combustión).

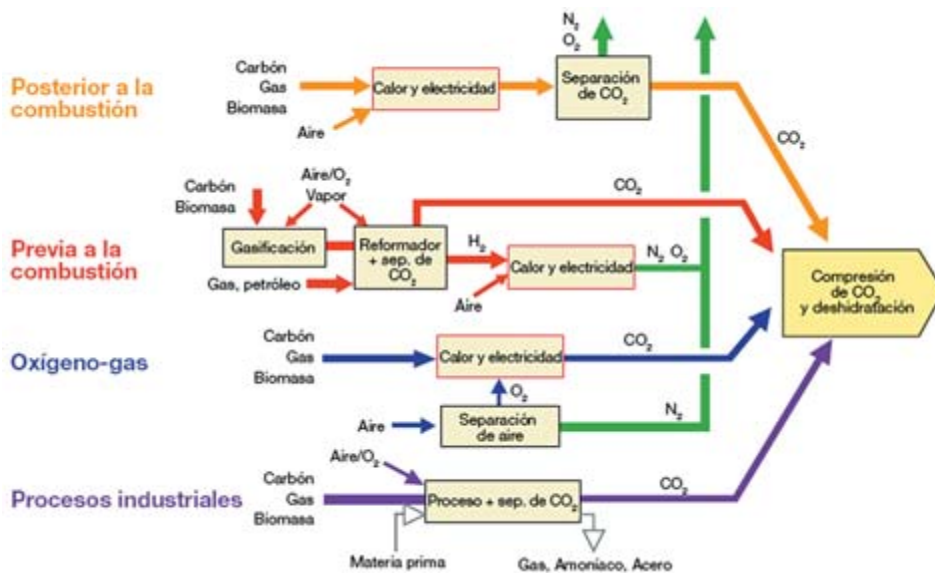


Figura 2. Visión general de los procesos y los sistemas de captura de CO<sub>2</sub>.  
Fuente: IPCC 2005.

Dependiendo, por tanto, del modo en que se realice la captura, se distinguen tres métodos: postcombustión, precombustión y oxicombustión.

En la captura en postcombustión se usa un disolvente químico (destacan las aminas y el amoníaco), el cual se pone en contacto con la corriente de gases de salida provenientes de la combustión. Entonces dicho líquido absorbente reacciona con el CO<sub>2</sub> y lo separa de la corriente. En otro reactor se produce la reacción inversa, es decir, se libera el CO<sub>2</sub> ya concentrado, para que de esta forma el absorbente esté disponible nuevamente para reaccionar de nuevo con el CO<sub>2</sub>. Los principales inconvenientes de este método se derivan de las condiciones de la corriente de gases de escape, ya que al presentar un gran volumen, baja presión y presencia de impurezas y contaminantes, requiere una elevada inversión económica en equipos de gran tamaño. Por otra parte, la baja concentración de CO<sub>2</sub> en estos gases hace imprescindible el uso de sistemas de separación de alta eficiencia, por lo que el requerimiento energético es elevado.

La captura en precombustión consiste en convertir el combustible, mediante gasificación, en monóxido de carbono e hidrógeno, y posteriormente llevar a cabo la reacción gas-agua (o reacción shift) para transformar el CO en CO<sub>2</sub>, el cual se puede separar mediante diversas tecnologías disponibles, previamente a la producción de electricidad. Este método de captura permite producir un combustible (hidrógeno) libre de carbono para su uso en calderas, turbinas, pilas de combustible, etc. Además, *a priori* este método presenta varias ventajas frente a la postcombustión, como que el CO<sub>2</sub> se separa de una corriente de gases de menor volumen, a una mayor presión y con una concentración en CO<sub>2</sub> más elevada. Por el contrario, la etapa de procesamiento del combustible es su mayor inconveniente (6).

La oxicomcombustión consiste en realizar la combustión con oxígeno puro o enriquecido en lugar de aire, de modo que los gases de escape contienen fundamentalmente CO<sub>2</sub> y agua, libres de nitrógeno, con lo cual se facilita la separación del CO<sub>2</sub>. Se trata de una técnica probada industrialmente con combustibles convencionales. Los inconvenientes de este método estriban en el alto coste de producción de oxígeno y la necesidad de recircular grandes cantidades de gases de escape para mantener la temperatura de combustión. Se puede decir que en realidad es un tipo de post-combustión ya que la separación del CO<sub>2</sub> se produce después de la producción de electricidad.

Por tanto, la diferencia entre las diferentes opciones tecnológicas mencionadas anteriormente radica en el momento en el cual se produce la captura. En dichas tres opciones se ha de producir, finalmente, la compresión y deshidratación (secado) del CO<sub>2</sub>, para obtener por lo tanto una corriente concentrada de CO<sub>2</sub> que sea posteriormente susceptible de ser almacenada geológicamente.

Se prevé el desarrollo de plantas de demostración para cada una de estas tres tecnologías que integren todos los componentes conjuntamente en una escala adecuada. Estados Unidos, a pesar de no haber ratificado el Protocolo de Kioto, es uno de los países que está invirtiendo más dinero en las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Como se ha comentado, en la actualidad se están desarrollando proyectos que aplican cada una de las tres tecnologías que se acaban de citar. A continuación se muestran algunos proyectos concretos que se encuentran en distintas fases de realización, a fecha de 2008 (7).

En consonancia con el movimiento general que se está originando en relación con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera en la Unión Europea, España debe ser capaz de seleccionar, planificar y ejecutar acciones que le den opciones de paliar el problema/reto de las emisiones y de ser exportadora de tecnología en este campo y de este modo competir en el terreno industrial y en el campo de la investigación. Se dispone, por lo tanto, de una gran oportunidad, si se aborda el reto planteado.

## **TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO**

Una vez que se captura el CO<sub>2</sub>, éste debe ser comprimido, transportado y finalmente inyectado en la adecuada formación geológica que permita su almacenamiento de

Tabla 1. *Proyectos de investigación y desarrollo en tecnologías CAC*

<b>Proyecto</b>	<b>Localización</b>	<b>MW</b>	<b>Planta Comercial</b>	<b>Comentarios</b>
ZeroGen	Australia	50	2010	Integración de una planta IGCC con captura de CO <sub>2</sub> y almacenamiento en formación salina
Hydrogen Energy-BP & Rio Tinto	Australia	500	2011	Primer proyecto de la recién formada empresa Hydrogen Energy (BP & Rio Tinto) para generación de energía a través del hidrógeno, usando la tecnología de CAC y combustible fósil en la central térmica de Kwinana
GreenGen	China	250	2018	Planta IGCC con integración completa de CAC
Cachet	Europa			Desarrollo de métodos efectivos de producción de H <sub>2</sub> a partir de gas natural con captura simultánea de CO <sub>2</sub> , reduciendo el coste de la captura y almacenamiento de CO <sub>2</sub>
Encap	Europa			Desarrollo de tecnologías de captura en precombustión y oxicomustión. Financiado por el VI PM
Hypogen-Dynamis	Europa	250	2006-2009	Proyecto co-fundado por la Comisión Europea (VI PM) para la co-producción, en una central térmica, de H <sub>2</sub> y electricidad a partir de combustibles fósiles con CAC
RWE	Alemania	450	2014	Construcción de una planta comercial IGCC y con CAC en pre-combustión
Vattenfall	Alemania	250	2020	En 2008 se finalizará la planta piloto de 30 MW con CAC, que se usará para desarrollar una planta comercial a mayor escala para el año 2020
Mágnun	Holanda	1.200		IGCC multicomcombustible con CAC
Hartfiel	UK	430	2011	IGCC con CAC

TABLA 1. *Proyectos de investigación y desarrollo en tecnologías CAC (cont.)*

Proyecto	Localización	MW	Planta Comercial	Comentarios
Progressive Energy	UK	800	2011	Captura en una IGCC de 5 Mt CO <sub>2</sub> /año para uso en EOR en el Mar del Norte
Powerfuel	UK	900	Post-2012	Planta IGCC con integración completa de CAC (en Hatfield Colliery)
E.On	UK	450	Post-2012	Planta IGCC con integración completa de CAC (en la central de gas de Killingholme)
RWE nPower	UK	1000	2016	Investigación de tecnología supercrítica, combinado con captura post-combustión en Tilbury. Es el mayor proyecto sobre CAC hasta la fecha
Teeside	UK	870		IGCC con CAC
Carson Project	USA	500	2011	Uso de un gasificador para convertir coque de petróleo en H <sub>2</sub> (para usar como combustible en una planta de 500 MW) y CO <sub>2</sub> (almacenamiento de 5 Mt/año)
FutureGen	USA	275	2012	IGCC para producción conjunta de electricidad e H <sub>2</sub> , con CAC integrados. Participación del US Department of Energy and Industry como socio
Ciuden	España	20+20	2010	Desarrollo de la tecnología de oxidación de carbón pulverizado
Jamestown	USA	150	2013	Desarrollo de la tecnología CAC usando oxidación en lecho fluido
Youngdong	Korea	300	2018	Reconversión de una unidad en oxidación

forma segura durante cientos e incluso miles de años, evitándose así que el dióxido de carbono retorne a la atmósfera.

Entre las distintas posibilidades de almacenamiento del CO<sub>2</sub>, los océanos representan el mayor sumidero potencial para el CO<sub>2</sub> antropogénico. Se estima que poseen

una capacidad potencial de almacenamiento de aproximadamente unas 40.000 GtC frente a las 750 GtC de la atmósfera y las 2.200 GtC de la biosfera terrestre, y el 80 por 100 de las emisiones industriales actuales serán transferidas a los océanos en el plazo de unos 1.000 años por procesos naturales, sin intervención humana. Cabe destacar que el almacenamiento en los océanos requiere aún mucho estudio de los procesos involucrados antes de que se pueda utilizar en una escala comercial.

Entre los almacenes geológicos pueden destacarse, por su potencial de almacenamiento, las formaciones permeables profundas de agua salada, los yacimientos de hidrocarburos (petróleo y gas) agotados o en vías de agotamiento, y las capas profundas o no explotables de carbón.

En los yacimientos de petróleo agotados o en vías de agotamiento se puede utilizar la inyección de CO<sub>2</sub> para aumentar la eficiencia de la extracción del crudo, proceso denominado EOR (Enhanced Oil Recovery), o recuperación mejorada de petróleo. Lo mismo sucede en el caso de los yacimientos de gas, proceso denominado EGR (Enhanced Gas Recovery). Tanto los yacimientos de petróleo como los de gas constituyen la opción más atractiva para el confinamiento del CO<sub>2</sub>, ya que son almacenes que han demostrado su eficacia y seguridad a lo largo de millones de años.

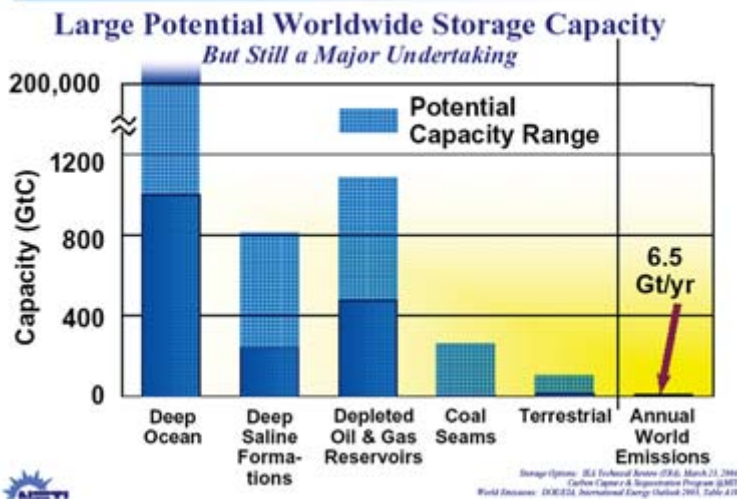


Figura 3. Estimación de las capacidades mundiales de almacenamiento de CO<sub>2</sub> de las principales opciones de confinamiento. Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

Por tanto, no sólo es necesario localizar los almacenes geológicos susceptibles de inyectar el CO<sub>2</sub>, sino que también se ha de disponer de los medios necesarios para transportar el dióxido de carbono a dichos almacenes, bien sea mediante barcos o tuberías (que se podrían denominar «CO<sub>2</sub>ductos»).

La tecnología necesaria para el transporte de CO<sub>2</sub> está suficientemente conocida y probada como para que su desarrollo no plantee ningún tipo de problema técnico. El primer gaseoducto de CO<sub>2</sub> se construyó en los primeros años de la década de los setenta en Estados Unidos. Actualmente existen en este país más de 2.500 km de

gaseoductos que transportan 40Mt de CO<sub>2</sub> al año desde fuentes naturales o antropogénicas hasta emplazamientos principalmente de Texas, donde se emplean en la extracción estimulada de petróleo (8).

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> también ha tenido su propio desarrollo. La inyección de CO<sub>2</sub> en almacenes subterráneos se viene practicando desde hace años, específicamente como forma de estimular la recuperación marginal de petróleo, que se inició en los años setenta del siglo pasado. Recientemente se ha desarrollado el concepto de almacenamiento de CO<sub>2</sub> para mitigar el efecto invernadero. A pesar de la profusión de artículos y literatura especializada aparecida en Estados Unidos, Unión Europea y Australia, fue en Noruega, en 1996, cuando se puso en funcionamiento la primera inyección de CO<sub>2</sub> en el subsuelo a escala industrial. El emplazamiento de esta experiencia pionera es la Plataforma Sleipner, en el Mar del Norte, dedicada a la producción de gas. Se trata de una experiencia real de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en un acuífero salino profundo. Han sido inyectadas un millón de toneladas de CO<sub>2</sub> por año de forma ininterrumpida desde 1996. Aparte de este proyecto pionero, existen muchos otros, tales como los proyectos CO<sub>2</sub> SINK en Alemania, Kwinama en Australia e In Salah en Argelia que inyectan el CO<sub>2</sub> en un acuífero salino, Weyburn en Canadá para la recuperación de petróleo, etc.

## **EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS TECNOLOGÍAS CAC**

Las inversiones necesarias para poder comercializar la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> son muy importantes. Además, la demostración temprana de la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> en centrales energéticas a escala industrial exigirá inversiones adicionales del orden de varios miles de millones de euros: con los precios actuales de las tecnologías, la inversión inicial para las centrales dotadas de captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> responde a los costes de los elementos de captura y los equipos de transporte y almacenamiento aproximadamente en un 30-70 por 100 más que para las centrales normales (es decir, varios cientos de millones de euros por central); sin embargo, los costes de explotación son actualmente un 25-75 por 100 más elevados que en las centrales alimentadas por carbón que no cuentan con CAC, principalmente debido a pérdidas de eficiencia y a los costes de la captura y transporte del CO<sub>2</sub>.

La Plataforma Tecnológica Europea para centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles con emisiones cero (ETP-ZEP) estima que, concentrando el esfuerzo de I+D y demostración, los costes de la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> podrían reducirse en un 50 por 100 entre hoy y 2020, lo que facilitaría su implantación comercial (9). Se prevé que los costes de capital y funcionamiento añadidos relacionados con la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> deberían descender aún más a partir de entonces, gracias a los efectos de curva de aprendizaje y economías de escala, como puede observarse en general en la evolución de la tecnología industrial.

La inversión en el desarrollo e implantación de tecnologías CAC aportará importantes beneficios. Los análisis de la Agencia Internacional de Energía (AIE), que utilizan diferentes hipótesis de trabajo hasta 2050 y en condiciones variadas, demuestran que la CAC puede lograr reducir entre el 20 y el 28 por 100 de las reducciones posibles de las emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel mundial (4), como complemento de las reducciones obtenidas mediante la eficiencia y las energías renovables.



La captura de CO<sub>2</sub> da lugar de forma inevitable a un aumento en los costes de producción de los procesos en los que se integren. Por ello es necesario conocer los costes de implantación y explotación de las distintas tecnologías. Sin embargo, muchas de estas tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> se encuentran en un estado experimental, por lo que se hace necesario recurrir a estimaciones y a los datos aportados en las publicaciones de la comunidad científica que se dedica a los temas de captura.

Los costes de implantación, junto con los de operación y mantenimiento, serán factores decisivos a la hora de decantarse por un determinado proceso de captura. El desarrollo de las tecnologías de captura están ligadas al apoyo institucional y a las ayudas pertinentes, del mismo modo que en su momento las energías renovables y eficientes han sido y están siendo apoyadas por las instituciones públicas (8).

Los costes 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 incluyendo las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, los costes de estos sistemas no pueden determinarse con un alto nivel de confianza en el momento actual. En el futuro, los costes podrían reducirse por medio de la investigación y el desarrollo tecnológico y las economías de escala (10).

Para la determinación de los costes de captura se ha recurrido a los datos proporcionados por la AIE, que los sitúa, teniendo en cuenta diferentes combinaciones de centrales eléctricas e integrando tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, en el abanico de 55 a 15 € por tonelada capturada, por lo que se puede establecer un valor medio de 35 €. El objetivo para el futuro es reducir los costes hasta poder alcanzar los 20 €/t.

En lo que respecta a los costes de transporte, éstos dependen fundamentalmente de la distancia a la que ha de transportarse el CO<sub>2</sub>. Se trata de una tecnología ya instalada y operativa, y los costes varían entre los 9 y 6 € por tonelada. Se puede tomar como referencia actual los 7 €/t, y como objetivo se ha fijado los 5 €/t.

Una vez transportado, el último coste a tener en cuenta es el almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub>, cuyos precios varían entre los 9 y 1 €/t. Se puede tomar como valor típico 5 €/t, marcándose un objetivo de 3 €/t.

De esta forma, el coste objetivo de futuro de las tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub> se podría situar entre los 25 y 30 €/t de CO<sub>2</sub>, es decir, algo más de la mitad de los actuales.

## CONCLUSIONES

Se puede concluir el presente artículo señalando que, para la incorporación de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el mercado, son necesarios tres pilares:

Desarrollo tecnológico: Es necesaria la investigación y el desarrollo en cada una de las tecnologías, además de realizar proyectos de demostración, compartiendo el

la aplicación de las tecnologías CAC en la generación eléctrica, en el sector industrial y en los procesos de transformación de combustibles podría suponer la no emisión a la atmósfera de unas 6,5 Gt de CO<sub>2</sub> en el año 2050, lo que equivaldría a una reducción del 20 por 100 del global de las emisiones de CO<sub>2</sub> (4), teniendo como referencia las emisiones correspondientes al año 2003.

### OPCIONES PARA LA REDUCCION DE LAS EMISIONES DE CO2 EN DIFERENTES SECTORES

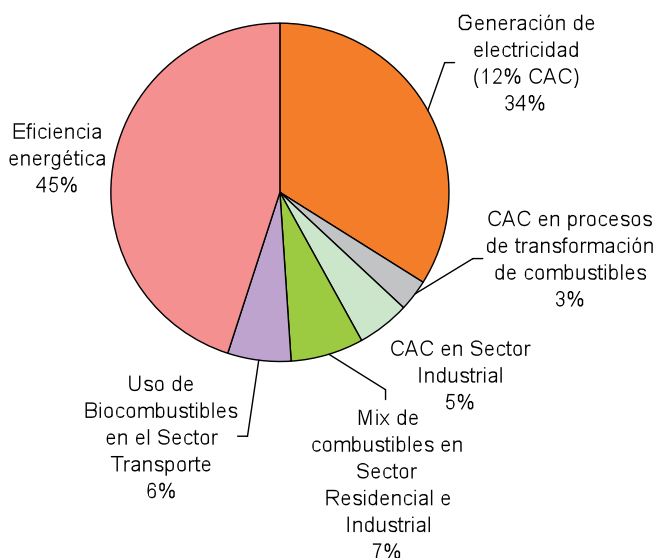


Figura 1. Opciones para la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> y poder así alcanzar en 2050 las emisiones de 2003. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la AIE.

En el caso concreto de las centrales térmicas de carbón, la captura de CO<sub>2</sub> se ha propuesto recientemente como una de las tecnologías de uso limpio de carbón. La mayor parte de la tecnología requerida puede ser adaptada de la ya disponible en industrias químicas, refinerías, etc. Sin embargo, la tecnología de captura todavía no se ha ganado el reconocimiento internacional como tecnología segura y eficaz para la mitigación del efecto invernadero.

### TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub>

En una central térmica, el CO<sub>2</sub> aparece diluido en los gases que se emiten a la atmósfera, debido al gran contenido de nitrógeno del aire utilizado en la combustión. El fin de la captura del CO<sub>2</sub> es el obtenerlo concentrado para, de esta manera, comprimirlo y transportarlo y, finalmente, almacenarlo.

La tecnología de captura está desarrollada en base comercial para otros fines industriales, como es el caso de la producción de urea en la industria química o la producción de CO<sub>2</sub> para las bebidas, pero a una escala que es, obviamente, muy

riesgo de implantación de dichas tecnologías entre todas las partes interesadas. El desarrollo tecnológico se ve fomentado mediante la introducción de políticas públicas que financien dicho esfuerzo, el cual debe ser direccionado de acuerdo con las políticas medioambientales y las demandas del mercado.

Demanda del mercado: deben existir regulaciones que sean fiables a largo plazo, de tal modo que los suministradores de equipos puedan disponer de una perspectiva global y continuista en el tiempo, para ir en la misma dirección que el desarrollo tecnológico. De esta forma, se consigue que exista una cooperación entre todos los elementos del sistema formado por la ciencia, la tecnología y la empresa.

Aceptabilidad de dichas tecnologías por parte de la sociedad, ya que se considera que la oposición pública podría ser una de las principales barreras para su desarrollo.

## BIBLIOGRAFÍA

1. International Energy Agency: *Key World Energy Statistics 2007*, 2007. *do: GICC. Club Español de la Energía, 2003.*
2. Decisión 2002/358/CE del Consejo, de 25 de abril de 2002, relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kyoto.
3. International Energy Agency: *Near-Term Opportunities for Carbon Dioxide Capture and Storage*, 2007.
4. International Energy Agency: *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*, 2006.
5. Velasco García, E.: «El carbón sostenible». *Rev. Industria y Minería*, n.º 372, 2007.
6. Treviño Coca, M.: *Tecnología de gasificación integrada en ciclo combina-*
7. Navarrete Rubia, B.: «Sostenibilidad de los Recursos Energéticos, Fósiles y Minerales: Uso racional en el abastecimiento y el consumo». *Documento presentado al CONAMA 9*. 2008.
8. Fundación para estudios sobre la energía: *El futuro del carbón en la política energética española*, 2008, 202.
9. Stangeland, A.: «A model for the CO<sub>2</sub> capture potential». *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2007; 418-429.
10. Informe especial del IPCC.: *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono*, 2005.