

ESCENARIO DE POTENCIALES TECNOLOGÍAS LIMPIAS DE CARBÓN Y EVALUACIÓN DE LAS INICIATIVAS DE REDUCCIÓN DE CO₂ EN SU APROXIMACIÓN A CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EMISIONES CERO

M.^a DEL CARMEN CLEMENTE JUL*
Académica Correspondiente de la Sección de Ciencias Experimentales

FRANCISCO GUERRERO GARCÍA*

RESUMEN

Dentro del actual e incierto contexto mundial, en el objetivo común que persigue alcanzar una estabilidad social y economía de éxito sostenible, la demanda de energía y la generación de electricidad podrían duplicarse entre 2005 y 2030. Los combustibles fósiles y en particular el carbón seguirán contribuyendo significativamente hasta 2050 con un impacto directo sobre el escenario futuro de emisiones de CO₂, pudiendo triplicarse hasta alcanzar valores de concentración de 1200 ppm al final de este siglo. Además de incrementar el uso de la energía renovable y la eficiencia energética de los sistemas, las Tecnologías de Captura y Almacenamiento de CO₂ destacan como medidas prometedoras para contener las emisiones globales de CO₂ dentro de los límites recomendables. El presente estudio evalúa el estado actual y el desarrollo de la tecnología de captura de CO₂, su viabilidad y coste de inversión de las diferentes alternativas, analizando el coste de operación de algunas de ellas con los datos disponibles hasta el momento, el potencial de abatimiento de carbono en el empleo del carbón para generar electricidad.

PALABRAS CLAVE

Carbón, Tecnologías Limpias, Captura de CO₂, Energía, Centrales.

* Departamento de Ingeniería Química y Combustibles. ETS Ingenieros de Minas. Universidad Politécnica de Madrid.

ABSTRACT

In the present uncertain global context, according to the common target of reaching an equal social stability and steady thriving economy, power demand and global electricity generation tend to grow by nearly double from 2005 values to 2030. Fossil fuels and particularly coal will apparently remain a significant contribution to this energy mix even up to 2050. Hence, a direct effect on the CO₂ emissions business-as-usual scenario is expected, forecasting three times the present CO₂ concentration levels up to 1200 ppm by the end of this century. Apart from increasing the use of renewable energy and improving energy efficiency, Carbon Capture and Storage Technologies stand out as a promising measure to contain global CO₂ emissions within suitable limits. The present study evaluates the state of CO₂ capture technology development, availability and investment cost of different technologies, with few operation cost analysis possible at the time, carbon abatement potential to drive coal applications for electricity generation.

KEY WORDS

Coal, Clean Technologies, CO₂ Capture, Energy, Power Plants.

INTRODUCCIÓN

Dentro del objetivo común que persigue alcanzar una estabilidad social y una economía de éxito sostenible en el actual e incierto contexto mundial, el pronóstico es que la demanda de energía siga aumentando y que la generación mundial de electricidad se duplique entre los años 2005 y 2030. En este escenario, los combustibles fósiles podrían mantener una contribución muy significativa al mix energético posiblemente hasta el año 2050, participando del mercado de generación de energía eléctrica mundial en aproximadamente un 70% y siendo base de la generación de energía eléctrica europea en un 60%. El carbón sin duda seguirá teniendo una contribución clave.

Este incremento en la demanda energética y energía eléctrica, en el consumo de carbón y de combustibles fósiles en general, sin duda tendrá impacto sobre los niveles de concentración de CO₂ a nivel global en los diferentes escenarios evaluados, con un fatal pronóstico de triplicar, si no se contiene de alguna manera su emisión, los niveles actuales de concentración de CO₂ hasta valores próximos a 1.200 ppm para finales de este siglo XXI.

El Protocolo de Kyoto, adoptado en 1997, fue el primer tratado de responsabilidad a nivel mundial para el monitoreo y limitación de las emisiones de CO₂, realizando una primera aproximación hasta el año 2012 y tomando como valores de referencia los referidos a los niveles de concentración de gases de efecto invernadero registrados en 1990. Algunos de los principales países emisores de CO₂ como USA y China no ratificaron los objetivos de límite de emisión y niveles de reducción de CO₂, y sin embargo están tomando sus propias acciones y medidas en paralelo para reducir sus emisiones.

Los procesos de combustión más eficientes y con menor consumo de combustible, proporcionan una significativa contribución del sector de generación eléctrica a la reducción de los niveles de concentración de CO₂, pero podría no ser suficiente. Tecno-

logías de captura y almacenamiento de carbono (CCS, del inglés *Carbon Capture and Storage*) han comenzado a ganar más importancia desde principios de esta década, se ha intensificado la investigación y proliferado la creación de fondos que impulsen su desarrollo y estimulen su despliegue.

Tras los primeros proyectos de investigación básica y ensayos a pequeña escala, casi embrionaria, tres procesos de captura se posicionan como los más viables actualmente, con potencial para alcanzar niveles de reducción de CO₂ del 90%, mediante su aplicación en centrales de carbón para generación eléctrica.

En referencia al último paso del esquema CCS en el proceso de reducción de las ingentes cantidades de CO₂ que habría que eliminar de la atmósfera, dos opciones deberían ser consideradas: la reutilización (EOR y EGR) y el almacenamiento.

El presente artículo evalúa el estado de las diferentes tecnologías de captura de CO₂, su disponibilidad, su desarrollo y su coste de instalación estimado. Se incorpora un pequeño análisis de los costes de operación y varias extrapolaciones, dado que solo están disponibles algunos de estos datos hasta la fecha. Además este artículo muestra los principales hallazgos y los potenciales de reducción de emisiones de CO₂ en la utilización del carbón para generar electricidad y proporciona una visión del desarrollo y despliegue actual de la tecnología.

Se realiza una revisión de las iniciativas existentes a nivel mundial mediante proyectos de demostración orientados a la viabilidad comercial del esquema CCS para el período 2020-2030. Se evalúan los diferentes programas en curso y sus avances, como el programa de UK, el EEPR (*European Energy Program for Recovery*), etc.

Las principales fuentes empleadas en la elaboración de este artículo son el DOE, NETL, MIT, EPRI, Centros e Institutos de Investigación, Universidades Europeas, Administraciones Públicas y Agencias Internacionales, suministradores de tecnología crítica, compañías eléctricas (*utilities*) y empresas tecnológicas.

ANTECEDENTES

La utilización de combustibles fósiles para producir electricidad, que se realiza por medio de la reacción de oxidación o combustión aprovechando su energía térmica, lleva asociada la liberación de CO₂ y agua. A medida que el combustible fósil presenta un mayor contenido en carbono, mayor cantidad de CO₂ se libera en su combustión, caso del carbón en comparación con el petróleo y gas.

El carbón, además, durante su combustión libera también óxidos de azufre, por la presencia de diferentes formas del azufre que contiene en su estructura, emite óxidos de nitrógeno, en su mayoría de origen térmico durante la reacción de oxidación con aire más que por el propio nitrógeno que contiene como combustible, y libera diferentes compuestos de mercurio y metales pesados que será importante gestionar para no contaminar cuencas hídricas y ecosistemas en general. Pero este artículo tratará la emisión contaminante y gestión orientada a reducir el volumen de dióxido de carbono, CO₂, emitido por la combustión del carbón.

El CO₂ se dice gas de efecto invernadero porque absorbe los fotones infrarrojos que emite la Tierra al calentarse con el Sol, transmitiendo esta energía en forma de calor a sus partículas de alrededor presentes en la atmósfera y reteniendo el calor del

planeta. Es un compuesto que también se conoce como dióxido de carbono o anhídrido carbónico.

Como punto de partida previo a la discusión, se deben mencionar al menos las siguientes certidumbres:

- i) Una mínima concentración de CO₂ en la atmósfera es necesaria para que la vida en la tierra sea posible.
- ii) En base a datos previos referidos a la revolución industrial de los siglos XVIII y XIX, los valores de concentración global de CO₂ aumentaron desde 280 ppm hasta 450 ppm en el año 2005, con previsión de llegar a 750 ppm en el año 2050, y pudiendo alcanzar 1.200 ppm a finales de este siglo.
- iii) El cambio climático está ocurriendo y la actividad humana está directamente relacionada con este efecto, lo que supone un componente de origen antropogénico en el calentamiento global y cambio climático afectando directamente a diferentes especies y sistemas biológicos.

La población mundial suma alrededor de 7k millones de personas, con un crecimiento previsto del 50% para el año 2050, asumiendo una trayectoria del 3,5% anual.

Los ingresos mundiales, como aproximación válida considerando el producto interior bruto (PIB) mundial y la tendencia global del nivel de vida, aparentemente se incrementaron un 87% durante los últimos 20 años, incluso habiendo estallado en 2008 la crisis que sufrimos.

A nivel global, mayor población con mayores ingresos implica mayor consumo y mayor producción de energía eléctrica. También es verdad que el aumento observado en los indicadores del nivel de vida e ingresos ha sido promovido por los países no pertenecientes a la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), principalmente China, con economías en desarrollo impulsando la producción, demandando infraestructuras, hospitales, hogares más confortables, servicios comerciales y sociales, etc.

El consumo energético mundial está previsto que aumente más del 45% para el período 2007 a 2035 (solo en 2010 experimentó un incremento del 5%) y se espera que la generación eléctrica aumente un 57% para el año 2030. De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía la generación eléctrica podría casi duplicarse entre 2005 y 2030, señalando que los combustibles fósiles contribuirían con cerca del 70% de la generación mundial y el 60% del mercado eléctrico europeo.

Es determinante el impacto de los países no pertenecientes a la OCDE, que se atribuyen el 90% del crecimiento demográfico, el 70% del crecimiento económico y el 90% del incremento de la demanda energética para el período 2010 a 2035.

En este contexto es de esperar que el carbón siga jugando un papel importante, contribuyendo en la actualidad con un 27% del consumo energético mundial y proporcionando la mayor participación con más del 40% del parque de generación eléctrica mundial, equivalente a unos 8.400 TWh. Actualmente en Europa cerca del 30% de la generación eléctrica, para el conjunto de países UE27, se produce a partir de carbón, que corresponde con unos 3.300 TWh.

Según el último informe de la Agencia Internacional de la Energía, con las actuales políticas el uso de carbón podría incrementarse un 65% para el año 2035, pero si

las nuevas políticas propuestas llegan a imponerse su utilización podría contenerse en un crecimiento del 25% sobre valores del año 2009. China es promotora de cerca del 78% del incremento mundial en consumo de carbón, donde India y el resto de países no pertenecientes a la OCDE suponen el 17% de este incremento. La implantación de las políticas que se están definiendo en China, con mucho el mayor importador, serán determinantes para el futuro del carbón.

Un destacado crecimiento en el uso del carbón, especialmente experimentado por los países no pertenecientes a la OCDE, se traduciría en un incremento continuo de las emisiones mundiales de CO₂. Dependiendo del tipo de carbón y de la tecnología empleada para la generación de electricidad se emiten entre 0,6 y 0,9 tCO₂/MWh.

En base a los últimos datos publicados por la Agencia Internacional de la Energía, las emisiones mundiales de CO₂ en el año 2010 alcanzaron las 30,4 Gt, de las que 13,3 Gt emitidas se atribuyen al carbón. La previsión según el escenario de referencia y con las políticas actuales es que se podrían emitir casi 40 GtCO₂ en el año 2035. Se estima que el carbón previsiblemente alcance el pico de emisión de 15,5 Gt de CO₂ en el año 2020, y que en años posteriores su contribución a la generación eléctrica mundial implique menor cantidad de emisiones.

OBSERVATORIO DE TECNOLOGÍAS CCS

La aplicación de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, CCS, destaca entre las tres más prometedoras medidas existentes para contener las emisiones globales de CO₂ dentro de unos valores razonables y de los objetivos de límite de emisión impuestos. Las otras dos opciones de reducción de emisiones de CO₂ son incrementar el empleo de las energías renovables y la eficiencia energética.

El concepto CCS consiste en la aplicación de diferentes tecnologías que permiten capturar el gas CO₂, transportarlo y almacenarlo o reutilizarlo de forma óptima. Se asemeja a un proceso con tres etapas que debieran acontecer consecutivamente como vía para alcanzar el objetivo de evitar las emisiones de anhídrido carbónico, etapas especialmente orientadas a unidades de producción térmica a partir de carbón.

El impacto potencial de utilizar tecnologías CCS se estima en evitar la emisión de entre 2 y 4 Gt/año de CO₂ para el año 2030. Particularmente para Europa podría considerarse una reducción de CO₂ en torno a 0,5 Gt/año, que supondría cerca de un 20% del potencial europeo de reducción de emisiones de CO₂.

Atendiendo a la captura, como primera etapa del proceso tecnológico CCS, los tres sistemas posibles a aplicar para remoción del gas CO₂ que se genera en una central térmica de carbón son: Post-combustión, Pre-combustión y Oxi-combustión. Estos tres sistemas dependen y se diferencian en dónde y cuándo se localiza el proceso de captura con referencia al instante en que se origina el CO₂.

El sistema Post-combustión se refiere a la instalación de unidades de captura que procesan gases de combustión, es decir, una vez se procedió a la combustión del carbón. Normalmente son procesos que emplean absorbentes inorgánicos y orgánicos modificados en un esquema regenerativo, que permite reutilizar durante varios ciclos el absorbente.

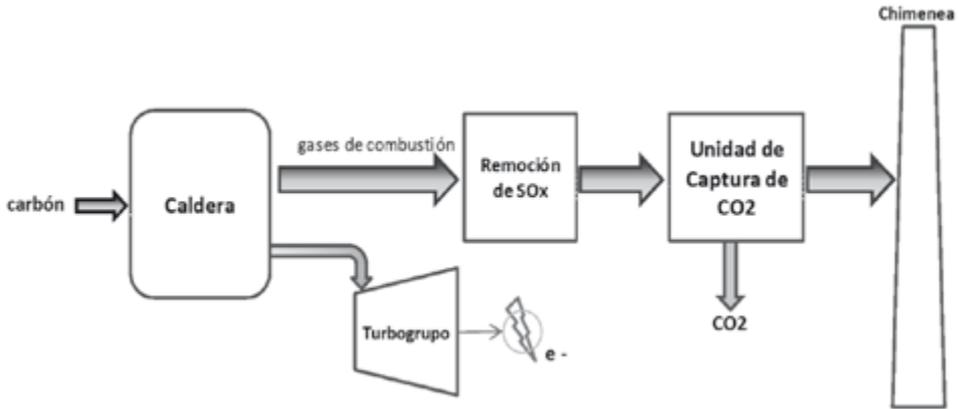


Figura 1. Esquema simplificado de central térmica para generación eléctrica con captura Post-combustión. Fuente: elaboración propia.

El sistema Pre-combustión es aplicable en instalaciones de gasificación de carbón, que normalmente para generar electricidad se complementan con un ciclo combinado contiguo. Se conocen como instalaciones GICC o Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (IGCC, del inglés *Integrated Gasification in Combined Cycle*), destacado ejemplo es la central de ELCOGAS ubicada en Puertollano (Ciudad Real). En estas instalaciones el carbón es parcialmente oxidado, generando lo que se conoce como gas de síntesis, combustible que contiene más de un 75% del poder calorífico presente en el carbón. La unidad de captura procesa el gas de síntesis y normalmente está instalada tras una unidad de conversión, que mediante reacción *shift* incrementa la concentración de H_2 y CO_2 . Posteriormente se retira el CO_2 y el gas de síntesis, en su mayoría formado por H_2 , se quema sustituyendo al gas natural en el ciclo combinado.

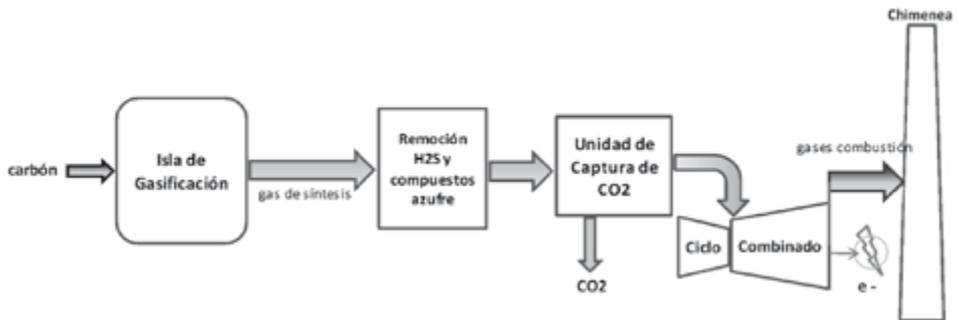


Figura 2. Esquema simplificado de central térmica para generación eléctrica con captura Pre-combustión. Fuente: elaboración propia.

La Oxi-combustión implica la combustión de carbón en una atmósfera altamente oxidante, con abundante presencia de oxígeno, por tanto, a diferencia del aire normalmente utilizado como comburente, en una atmósfera deficiente en nitrógeno. Los gases de combustión presentan una elevada concentración de gas ácido, CO_2 , que es posteriormente retirado mediante la aplicación de ciclos de deshidratación y compresión, conocida como unidad de purificación y compresión.

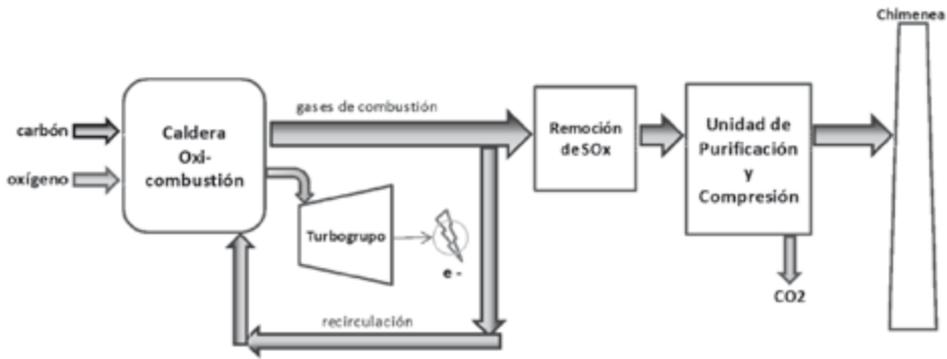


Figura 3. Esquema simplificado de central térmica para generación eléctrica con sistema de captura Oxi-combustión. Fuente: elaboración propia.

Post-Combustión

En relación al sistema Post-combustión, el proceso de absorción química destaca como la más prometedora tecnología de captura para ser implementada en centrales térmicas, porque cuenta con una dilatada experiencia de varios años en operación en instalaciones petroquímicas, refinerías e instalaciones de producción de fertilizantes. En este sentido es una tecnología madura y en estado comercial. Pero su aplicación a centrales térmicas de carbón de alrededor de 400 MWe (la llamaremos central de referencia) implica procesar unos niveles de concentración de CO_2 relativamente bajos, en torno al 12-14%, y un elevado caudal de gases de combustión en torno a $1,3 \times 10^6 \text{ Nm}^3/\text{h}$ a presión atmosférica.

En el proceso de absorción química el CO_2 reacciona con el líquido absorbente, formando un nuevo compuesto químico y parte de su estructura molecular. La capacidad de captura del absorbente no es lineal y vendrá determinada por el equilibrio químico de reacción. En los procesos de absorción química se observa una mayor capacidad de captura de CO_2 a bajas presiones parciales del gas y tiende a estabilizarse a medida que esta aumenta. La temperatura a la que se produce la absorción química varía en función del líquido absorbente que se utilice, estando en el entorno de los 45 - 55° C para absorbentes orgánicos (basados en amina), a menos de 10° C en el caso de utilizar amoníaco frío y superando los 100° C para absorbentes inorgánicos (como K_2CO_3).

En el corto plazo el amoníaco frío (*chilled ammonia* en inglés) y absorbentes basados en aminas, parecen los absorbentes más convenientes para capturar el CO_2 , siendo implementados en un proceso regenerativo basado en ciclos de absorción y regeneración. Se pueden alcanzar eficiencias de captura superiores al 90%, pero todavía no se ha construido una unidad capaz de procesar el caudal total de gases de combustión de la central térmica de referencia. La instalación de este proceso provocará una pérdida de la eficiencia global de la central, debido principalmente a la etapa de regeneración del absorbente y a su característica composición química. A modo orientativo, podría bajar más de 12 puntos la eficiencia de la central.

Dentro del sistema de captura Post-combustión, se investigan procesos alternativos basados en adsorción física siguiendo también un esquema regenerativo. Pero la eficiencia de captura alcanzada hasta la fecha, ensayando diferentes adsorbentes basados en materiales de gran porosidad y condiciones particulares de ensayo, es todavía muy humilde en comparación con la registrada por los absorbentes químicos.

Pre-Combustión

En lo que respecta a sistemas de captura Pre-combustión, hay una extensa experiencia en la industria en el tratamiento de gas natural y gases de síntesis, existiendo tecnología disponible para procesar caudales de gases similares a los encontrados en una central GICC, aproximadamente 200.000 Nm³/h.

Las principales características para la aplicación de esta tecnología en una central GICC son que el gas de síntesis entra con una presión de entre 12-30 bar en la unidad de captura, con unos niveles de concentración de CO₂ de entre 30-40%, tras la reacción *shift*, y con una presencia variable de compuestos de azufre.

Se podrían alcanzar valores de reducción de CO₂ superiores al 90% mediante el empleo de procesos licenciados existentes basados en procesos de absorción química y absorción física, con regeneración del absorbente para realizar varios ciclos de captura de CO₂. Se verá bastante más favorecido el proceso de absorción física para el caso de centrales GICC porque, entre otras cosas, requiere menos energía para regenerar el absorbente. A modo orientativo, la aplicación de esta tecnología podría reducir la eficiencia de la central entre un 7-8%. No obstante, hay que destacar que el porcentaje total de captura de CO₂ estará bastante condicionado por el comportamiento de la reacción *shift*, reacción de desplazamiento agua-gas, porque aumenta en el mejor de los casos la presencia de los productos de la reacción, H₂ y CO₂.

El proceso de absorción física se basa en la disolución del gas CO₂ en el líquido absorbente de acuerdo a la Ley de Henry. La masa de gas disuelto en un determinado volumen de líquido absorbente a T^a cte, es proporcional a la presión parcial que ejerce el gas en equilibrio sobre el líquido. La cte de proporcionalidad es la Cte de Henry (k). Considerando las características del proceso y que el gas de síntesis se obtiene a presión de entre 20-40 bar para una central GICC, sería más recomendable la instalación de tecnología de captura mediante un proceso de absorción física. Este proceso presenta muy buenos rendimientos de remoción de gas ácido CO₂ el absorbente físico basado en metanol frío.

Además, sería posible la implantación de procesos no selectivos, que retiran varios gases ácidos (CO₂, H₂S, COS) simultáneamente.

Debido a que el proceso de captura se da a cierta presión, también se están investigando otras vías de captura de CO₂ que podrían ser prometedoras, a largo plazo, como son membranas y adsorbentes físicos.

Oxi-Combustión

La tecnología asociada a sistemas de captura Oxi-combustión ha mejorado rápidamente en los últimos cinco años. Una central de oxicomcombustión de carbón requiere al menos las siguientes unidades: unidad de almacenamiento y gestión de carbón, ASU (*Air Separation Unit* en inglés, o unidad de fraccionamiento de aire), unidad de almacenamiento de O₂, caldera de oxicomcombustión, sistema de recirculación de gases de combustión, unidad de limpieza de gases de combustión (precipitador electrostático y desulfuración principalmente) y CPU (*Compression and Purification Unit* en inglés, o unidad de compresión y purificación).

Dependiendo de la escala de integración que se consiga entre las diferentes unidades anteriormente mencionadas, se obtendrá el impacto global sobre la eficiencia de la

central térmica de generación eléctrica. Por ejemplo, el oxígeno producido por la ASU requiere un consumo específico de energía aproximado de 180 kWh/tO₂ y sería posible alcanzar un valor de consumo energético para producción de O₂ de 160 kWh/tO₂ con integración térmica de la unidad en la central. Se espera que en el año 2015 el consumo energético de producción sea alrededor de 140 kWh/tO₂. La unidad de compresión de CO₂ implica una penalización adicional sobre la eficiencia de la central de oxicomcombustión, y su integración requiere ser estudiada.

El proceso de oxicomcombustión requiere unos niveles de concentración de O₂ en comburente que puede variar entre 27-75%, siendo necesaria una pureza del 95-97%. Además, la aplicación del proceso en centrales térmicas de oxicomcombustión implica la recirculación a caldera de grandes caudales de gases de combustión, entre un 70-80% de los que abandonan la caldera, hasta alcanzar valores de concentración enriquecida en CO₂ del 90%.

Entonces los gases de combustión concentrados en CO₂ se comprimen en la CPU, donde básicamente el agua condensa y el CO₂ se somete a compresión hasta unos 90 bar y 25°C, pero este valor es muy variable dependiendo de la estrategia de integración de las distintas unidades en la central de oxicomcombustión. De esta manera el gas ácido CO₂ estaría listo para conducirse al siguiente paso del proceso tecnológico CCS, el transporte.

ESCENARIO Y EVALUACIÓN DEL DESPLIEGUE DE CCS

El apartado anterior introdujo la tecnología integrada CCS, exponiendo en profundidad las tecnologías de captura como primera de las tres etapas que conforman la estrategia CCS. El transporte y almacenamiento/reutilización de CO₂ se trata en este apartado, aunque no se trata tan a fondo como la captura en todo este artículo.

Considerando lo anterior y para facilitar la comprensión de este apartado, la siguiente tabla (Tabla 1) muestra la posible aplicación de los procesos de captura de CO₂ y las tecnologías existentes para las diferentes configuraciones de central térmica de carbón para producción eléctrica.

Tabla 1
POSIBLE APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO₂

Pre-Combustión	Post-Combustión	Oxi-Combustión
ABQ – ABF – ABFQ – ADF	ABQ – ADF	ASU + CPU
WGS + (Selexol, Rectisol, Purisol) / WGS + Sulfinol / Aminas	Aminas / Amoniaco Frío / Carbonation + Calcination Cycle	Oxy-modo / Carbonation + Calcination Cycle
IGCC	PC / SC PC / USC PC / CFB	

Fuente: Elaboración propia.

Abreviaturas y acrónimos de la Tabla 1

- i) Procesos: ABQ: Absorción Química; ABF: Absorción Física; ABFQ: Absorción Físico-Química; ADF: Adsorción Física.
- ii) Tecnologías: WGS: *Water Gas Shift Reaction* en inglés, o reacción de desplazamiento agua-gas.
- iii) Configuración de Central Térmica de Carbón: PC: Carbón Pulverizado; SC: Supercrítica (250-300 bar y 600° C); USC: Ultra Supercrítica (350-375 y > 700° C); CFB: Lecho Fluido Circulante.

Es importante, como se apuntó anteriormente, evaluar el impacto de implementar los diferentes procesos de captura de CO₂ sobre la eficiencia energética global de la central térmica. A continuación, el siguiente gráfico (Figura 4) representa la eficiencia energética que podría alcanzar la central térmica de carbón comparando diferentes configuraciones de planta, con (w CC) y sin (w/o CC) la implantación de sistemas de captura de CO₂. Está realizado a partir de la evaluación de reconocidos documentos técnicos, estudios e informes.

Se considera que la gráfica es de aplicación a centrales térmicas de carbón de entre 200 y 400 MW_e. Aunque todavía no existe ninguna planta de referencia con captura de CO₂ a la escala considerada, se proporciona el rango de valor posible para eficiencia, variando en función del tipo de carbón y del país en el que se instale.

A la vista de los valores de la gráfica, la tecnología IGCC estaría muy bien posicionada para proyectarse como candidata a impulsar el despliegue CCS, tanto por las limitadas emisiones contaminantes asociadas que genera (compuestos de azufre, óxidos de nitrógeno, materia particulada, etc.), sin incorporar remoción de CO₂, como por su experiencia en operación en comparación a las centrales ultra supercríticas si se considera la incorporación de un proceso de captura de CO₂.

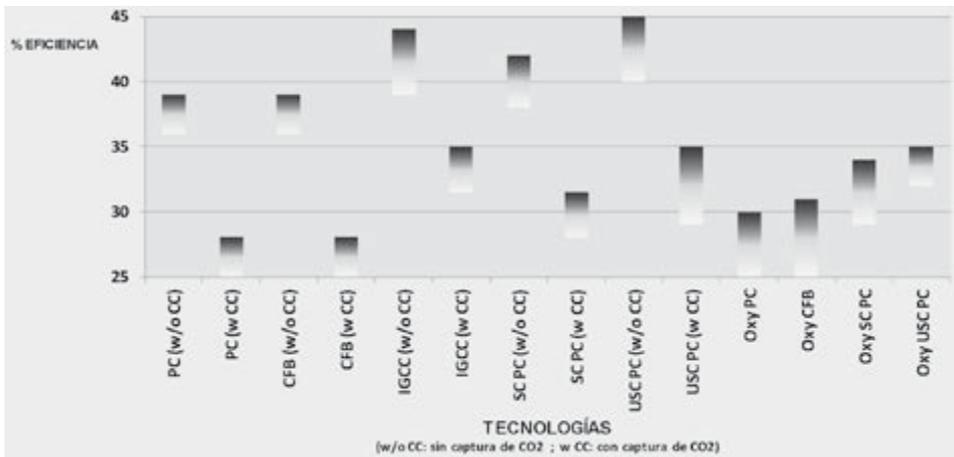


Figura 4. Comparativa del rango de %. Eficiencia de centrales térmicas de carbón, con y sin instalación de diferentes tecnologías de captura de CO₂. Fuente: Elaboración propia.

Notas y acrónimos de la Figura 4

PC: carbón pulverizado; *CFB*: lecho fluido circulante; *IGCC*: gasificación integrada en ciclo combinado; *SC PC*: central supercrítica de carbón pulverizado; *USC PC*: central ultra supercrítica de carbón pulverizado; *Oxy PC*: oxicombustión de carbón pulverizado; *Oxy CFB*: oxicombustión en lecho fluido circulante; *Oxy SC PC*: central supercrítica de oxicombustión; *Oxy USC PC*: central ultra supercrítica de oxicombustión.

Los rangos de eficiencia se representan en porcentaje (%) y están referidos al LHV (*Low Heating Value* en inglés) o Poder Calorífico Inferior.

El transporte de CO₂, en principio, no representa un gran reto tecnológico si se compara con la captura o con el almacenamiento. En el caso del transporte de CO₂ habrá que valorar, según la estrategia CCS que se adopte, el coste de inversión de la infraestructura, la correcta monitorización durante el traslado y la disponibilidad de regulación y normativa adecuada y aplicable.

El transporte de CO₂ puede realizarse por medio de tanques montados en barco o en tren, y por medio de tubería (llamada *ceoducto* ó *COducto*) dependiendo de la estrategia CCS, de la definición del proyecto integrado y del análisis de costes.

Claro ejemplo de la viabilidad de esta solución es que en Estados Unidos existe una red de tubería que transporta al año aproximadamente 30 millones tCO₂, con el fin de aumentar la extracción de petróleo, EOR (*Enhance Oil Recovery* en inglés), como una de las opciones de reutilización del CO₂ que se comentará seguidamente.

Una vez capturado el CO₂ y transportado hasta el punto objetivo de disposición, el almacenamiento, como solución final para retirar grandes cantidades de CO₂ de la atmósfera, se convierte en una etapa clave y crítica para hacer realidad el despliegue de tecnología CCS. Se han realizado y se realizan innumerables estudios oficiales para evaluar las necesidades y capacidad de almacenamiento disponible, que permita eliminar tales cantidades de CO₂ que resultarían de la aplicación de tecnologías de captura en las centrales térmicas, foco de emisión.

El almacenamiento de CO₂ supone en la actualidad el cuello de botella en el despliegue de la tecnología CCS. Se hace necesario disponer de amplia información y registro de datos. Los estudios de exploración y la caracterización de formaciones geológicas favorables para el almacenamiento de CO₂ son muy costosos.

En la actualidad el CO₂ se utiliza principalmente por el sector industrial, en la industria alimentaria, en la preparación de bebidas carbonadas y en la producción de fertilizantes. Estos sectores no es de esperar que demanden en el futuro un mayor consumo de CO₂, por lo que el almacenamiento se perfila como la única alternativa corto plazo para eliminar las enormes cantidades de CO₂ que sería necesario retirar.

Se consideran tres alternativas para el almacenamiento de CO₂: almacenamiento geológico, almacenamiento oceánico y carbonatación mineral. Solo el almacenamiento geológico sería aplicable en el corto plazo.

Las opciones posibles que se señalan para el almacenamiento geológico son: el secuestro en acuíferos salinos, EOR (*Enhance Oil Recovery* en inglés) y EGR (*Enhance Gas Recovery* en inglés). Estas dos últimas opciones consisten en inyectar CO₂, a condiciones particulares de presión y temperatura, en pozos de petróleo y gas para favorecer y aumentar la extracción del combustible fósil.

Se estima que para el año 2050 se requiera almacenar unas 145 Gt de CO₂. Los estudios señalan que existe una capacidad potencial de almacenamiento de 1.680 Gt de CO₂. El espacio de almacenamiento que presentan los países OCDE europeos asciende a 94 Gt CO₂.

PRINCIPALES RESULTADOS E INICIATIVAS

De acuerdo con la visión que presentó en 2009 la Agencia Internacional de la Energía en su mapa de ruta para la tecnología CCS, sería necesario tener en operación en el mundo para el año 2020 cerca de 100 proyectos CCS a escala comercial y 3.400 para el año 2050, si el objetivo en la lucha contra el cambio climático es mantener por debajo de 2° C el incremento de temperatura global. Hay que apuntar que hasta la fecha, el parámetro de medida existente para definir un proyecto integrado a escala comercial es que su capacidad de almacenamiento sea igual o superior a 1 millón de toneladas de CO₂ al año (1 millón tCO₂/año).

Si el objetivo en Europa para el año 2030 fuera evitar la emisión de unas 0,4 Gt CO₂/año, entonces sería necesaria la instalación de entre 80 y 120 proyectos CCS a escala comercial. La intención europea es desarrollar una serie de *clusters* de captura, o agrupaciones de proyectos a escala comercial en el que cada central térmica captura las emisiones de CO₂ que genera y comparten un mismo emplazamiento para disposición y almacenamiento de todo el CO₂, compartiendo también en la medida de lo posible la red de transporte. Se está evaluando la viabilidad técnica y económica de los proyectos integrados, que tendrá que ser comprobada mediante la instalación inicial de proyectos de demostración.

Para el mercado europeo, los estudios señalan que los primeros proyectos de demostración incurrirán en un coste de reducción de emisiones de entre 60-90 €/tCO₂, que incluye captura, transporte y almacenamiento, considerando un coste medio similar para la instalación de cualquiera de los procesos de captura presentados anteriormente.

Los primeros proyectos comerciales podrían presentar unos costes de entre 35-50 €/tCO₂, y para el año 2030 se podría alcanzar un coste de reducción de emisiones de entre 30-45 €/tCO₂. Sobre el total, la distribución del coste supondría para la captura entre el 64-72%, para el transporte entre el 7-12% y para el almacenamiento entre el 11-26%.

Los anteriores valores y órdenes de magnitud se refieren a generación eléctrica a partir de carbón. En comparación, el esquema de reducción de CO₂ aplicado a centrales eléctricas basadas en gas presenta unos costes mayores. Los últimos informes norteamericanos apuntan a un coste por tCO₂ evitada entre \$68 y \$123, mientras que para el gas se posiciona entre \$108 y \$224 por tCO₂ evitada. En cualquier caso son costes algo menores en contraste con otras opciones tecnológicas para eludir la emisión de CO₂, caso de la generación solar fotovoltaica (\$184 - \$307) y solar termoeléctrica (\$219 - \$273) por ejemplo.

Por tecnologías, en el último taller de trabajo de costes de CCS, organizado por la Agencia Internacional de la Energía en marzo de 2011, se presentó un coste por tCO₂ evitado de unos \$82 para procesos de post-combustión en centrales térmicas de carbón, de \$67 para la oxicomustión de carbón (suponiendo una pureza CO₂ aprox. 97%, para su almacenamiento), \$72 si se considera IGCC o pre-combustión y \$110 en el caso de un ciclo combinado con gas natural. En comparación con el resto de países, para China puede suponer unos costes de cerca del 50% sobre estos valores.

Según los estudios e informes consultados, la construcción de nuevas centrales térmicas de carbón con instalación de tecnología para eliminar emisiones de CO₂ aportaría mejores resultados que adaptar y reconvertir las centrales existentes, principalmente porque se alcanzan eficiencias mayores mediante la instalación de tecnología y unidades más modernas.

En el año 2010 existían en el mundo 238 proyectos CCS en promoción o planeados, de los cuales 151 eran proyectos integrados y hasta 80 de ellos eran reconocidos como proyectos integrados de gran escala. Se definen proyectos CCS integrados de gran escala como aquellos que integran captura, transporte y almacenamiento de CO₂ para un volumen mínimo de 800.000 t/año si se trata de centrales térmicas de carbón, y de al menos 400.000 tCO₂/año para cualquier otra instalación industrial emisora de CO₂.

De acuerdo al último informe del Instituto Global CCS (*Global CCS Institute*), a finales del año 2011 se identificaron 74 proyectos CCS integrados de gran escala, 15 de ellos en construcción o en operación, confirmando una capacidad de captura de 35 millones de tCO₂/año. Otros 59 proyectos adicionales de la misma dimensión se encuentran en fase de planificación, lo que supondría un potencial de captura alrededor de 122 millones tCO₂/año. La mayoría de los proyectos son para generación de energía eléctrica, contemplando diversas tecnologías CCS, con sistemas de captura post-combustión, pre-combustión y oxidación de carbón, para EOR y almacenamiento en acuíferos salinos, etc.

En diciembre de 2009, la Comisión Europea anunció los seis proyectos CCS europeos seleccionados, a escala demostración (potencia alrededor de 300 MW_e), que recibirán fondos por valor de 1 billón de € bajo el Programa EEPR. El origen del Programa EEPR (*European Energy Program for Recovery* en inglés, o Programa Energético Europeo para la Recuperación), son los 200 billones de € del Plan Europeo de Recuperación Económica (*European Economic Recovery Plan* en inglés) presentado por la Comisión Europea a finales del 2008.

Los seis Proyectos seleccionados en el Programa EEPR fueron: Belchatow (post-combustión, en Polonia), Compostilla (oxidación, en España), Hatfield recientemente rebautizado Proyecto Don Valley (pre-combustión, en UK), Jämschwalde (oxidación + post-combustión, en Alemania), Porto Tolle (post-combustión, en Italia) y ROAD (post-combustión, en Holanda). La decisión final para acometer la inversión en la construcción de estos proyectos está programada para mediados del año 2012, consiguiendo los proyectos seleccionados fondos para seguir adelante bajo el marco del programa NER300 (*New Entrant Reserve* en inglés, o Reserva para Nuevos Entrantes). El NER dispondrá de fondos, para desarrollar los proyectos CCS a escala comercial, obtenidos de la venta de 300 millones de EU ETS o derechos de emisión del sistema de derechos de emisiones europeo. La Comisión Europea estimó en la definición del NER que la venta de estos derechos estaría entre 15-30 €/tCO₂, dependiendo del precio de carbono.

Recientemente el proyecto alemán de la eléctrica Vattenfall, Jämschwalde, se canceló debido a una falta de apoyo por parte del gobierno alemán y por la ausencia de un marco regulatorio claro para establecer el almacenamiento de las emisiones de CO₂ en el país.

The UK Demonstration Programme, o Programa de Demostración del Reino Unido, gestionado por la OCCS (*Office of Carbon Capture and Storage* en inglés, u Oficina de Captura y Almacenamiento de Carbono) que es parte del DECC (*Department of Energy and Climate Change* en inglés, o Departamento de Energía y Cambio Climático), subvencionará cuatro proyectos CCS integrados a escala comercial, considerando carbón y gas como combustible, con 1 billón de libras, £1b, para costear la construcción del primer proyecto que prospere.

A mediados del año 2011 el proyecto de demostración de Longannet, perteneciente al Programa de Demostración del Reino Unido y presentado por el consorcio formado por Iberdrola Scottish-Power, Shell y Aker Clean Carbon para instalar una central de captura de CO₂ con aminas, configuración post-combustión, se consideró cancelado por falta de aprovisionamiento de fondos según anunció el gobierno británico.

Los principales condicionantes del programa de demostración de UK son: i) que debe estar alineado con la planificación del NER300 y ser compatible con otros programas de financiación; ii) los proyectos recibirán por ejercicio un precio fijo por tonelada de CO₂ mitigada; iii) los requerimientos y especificación del transporte de CO₂ serán propuestos por el promotor del proyecto; iv) no se financiarán almacenamientos *onshore* o en tierra firme; v) solo se financiarán proyectos con almacenamiento *offshore* o fuera de tierra firme en territorio UK, si cumple con los términos de la *Energy Act 2008*, *Storage Carbon Dioxide Regulation 2010* (o Regulación para Almacenamiento de Dióxido Carbono, de 2010) y con la Directiva Europea 2009/31/CE.

El sector de la generación eléctrica produce entre el 40 y 50% de las emisiones antropogénicas de CO₂ de Estados Unidos, la mayoría como resultado de la combustión de carbón. El EPRI (*Electric Power Research Institute*) y otros estudios recientes señalan que el despliegue de CCS a gran escala aportaría el mayor potencial de reducción de emisiones de CO₂. La CCPI (*Clean Coal Power Initiative* en inglés, o Iniciativa para la Generación con Carbón Limpio) empezará a demostrar para el año 2015 la captura y el almacenamiento a escala comercial y el beneficio del empleo de tecnologías con el objetivo de alcanzar el 90% de eficiencia en captura de CO₂, para hacer posible su implantación comercial en la industria de la generación eléctrica con carbón.

Dentro del Programa CCPI hay planificados y en marcha hasta 7 proyectos de captura a escala de demostración en Estados Unidos. Tres de ellos demostrarán la tecnología de captura pre-combustión, otros tres post-combustión y uno probará la oxicomustión de carbón.

Conviene hacer mención especial a la Iniciativa *FutureGen 2.0*, una de las promociones pioneras en Estados Unidos que cuenta con el apoyo del DOE (*Department of Energy* en inglés, o Departamento de Energía), y que originalmente se definió para probar la pre-combustión pero a medio camino cambió hacia la oxicomustión. El proyecto contempla la reconversión a oxicomustión de una central térmica de carbón en Meredosia (Illinois) y pretende capturar más del 90% de las emisiones de CO₂ de la planta, aproximadamente 1,3 millones de t/año, que se transportarán hasta una formación geológica para su inyección y almacenamiento a partir del año 2015.

En el contexto americano, el fondo *Recovery Act* está siendo invertido, principalmente, en las siguientes iniciativas y actividades CCS: el CCPI con un total de \$800 millones; la captura y el almacenamiento industrial de carbono con \$1,5 billones; un total de \$100 millones en caracterizar 10 emplazamientos para secuestro en formaciones geológicas; alrededor de \$20 millones en educación y actividades de formación en el sector CCS; en el *FutureGen 2.0* se invierte \$1 billón; se destinan \$40 millones a la iniciativa de simulación de captura y almacenamiento de carbono, para acelerar el despliegue de tecnología CCS mediante técnicas de modelado y simulación avanzada; y en la Asociación Nacional para la Evaluación del Riesgo (*National Risk Assessment Partnership*) para el desarrollo de herramientas y base científica que aseguren el almacenamiento de CO₂ durante periodos de tiempo suficientemente largos.

En China, el Proyecto GreenGen en curso demostrará la viabilidad de una central IGCC de 250 MW del 2009, ampliada a 400 MW y con captura del 25% de las emisiones de CO₂ para el 2015.

Según indica la OECD (*Organisation for Economic Co-operation and Development* en inglés, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) y la Agencia Internacional de la Energía, existen actualmente más de 20.000 km de *COductos*, y sería necesario cubrir más de 200.000 km para el período 2030-2050, en función del grado de integración y optimización de redes comunes entre múltiples centrales y emplazamientos de secuestro comunes.

Actualmente el proyecto pan-europeo GeoCapacity está desarrollando una base de datos para conocer la disponibilidad de almacenamiento de CO₂ en territorio europeo. Se analizan potenciales emplazamientos, en evaluación 991 acuíferos salinos y 1.388 pozos agotados de petróleo y gas.

CONCLUSIONES

Las reservas mundiales de carbón se encuentran ampliamente distribuidas y los mercados aseguran satisfacer la demanda a precios competitivos y el pronóstico es que esta situación se va a mantener.

Todo apunta a que el carbón seguirá representando una proporción importante y estable del consumo mundial de energía durante al menos los próximos 20 años, y su contribución a la generación eléctrica dependerá en gran medida de cómo se acomode con unos niveles de emisión sostenibles.

La estrategia CCS tiene el potencial de aportar una solución considerable al problema del calentamiento global y contención del incremento de temperatura en el cambio climático actual, al menos en su connotación antropogénica.

El esfuerzo técnico, económico y legislativo de los últimos años realizado por todos los implicados en el sector de la generación eléctrica a partir de carbón, desde su vertiente pública y privada, se ha visto recompensado en un gran avance y desarrollo de tecnología CCS, haciendo cada vez más favorable y próxima su implantación comercial.

A la vista de los resultados arrojados por los últimos estudios, la estrategia CCS aplicada al carbón se encuentra en una buena posición tecno-económica para competir con las energías renovables, considerando las magnitudes energía generada y mitigación de emisiones de CO₂.

BIBLIOGRAFÍA

1. *US Census Bureau*, Oficina del Censo de Estados Unidos.
2. BP 2011, *Energy Outlook 2030*.
3. Agencia Internacional de la Energía (IEA), *International Energy Outlook 2010*.
4. Agencia Internacional de la Energía (IEA), *World Energy Outlook 2011*.
5. EUROCOAL Statistics - website official, *The Role of Coal Power Generation 2008*.

6. McKinsey & Company 2008, *Carbon Capture and Storage: Assessing the Economics*.
7. Air Liquide - technical papers 2010, *Air Separation Unit for Oxy-coal Combustion*.
8. Air Liquide / B&W - technical presentations 2010, *Oxy-coal Combustion for Demonstration Plants*.
9. DOE / NETL, *Carbon Dioxide Capture and Storage RD&D Roadmap*, diciembre de 2010.
10. International Energy Agency, *Clean Coal Technologies*, 2008.
11. MIT, *The Future of Coal*, 2007.
12. OECD / IEA, *Carbon Capture & Storage Roadmap*, 2010.
13. CO₂ Capture Project, *Annual Report 2010*, abril de 2011.
14. Global CCS Institute, *The Status of CCS Projects, Interim Report 2010*.
15. Global CCS Institute, *CO₂ Capture Technologies, Post Combustion Capture*, enero de 2012.
16. Global CCS Institute, *CO₂ Capture Technologies, Pre Combustion Capture*, enero de 2012.
17. Global CCS Institute, *CO₂ Capture Technologies, Oxy Combustion with CO₂ Capture*, enero de 2012.
18. Comisión Europea de la Energía - website oficial e informes, *CCS European Energy Program for Recovery (EEPR)*.
19. UK Department of Energy and Climate Change, *UK CCS Commercial Scale Demonstration Programme, Delivering Projects 2-4*, diciembre de 2010.
20. IEA, *Cost Performance of Carbon Dioxide from Power Generation, working paper 2011*.
21. IEA, *Proceedings CCS Cost Workshop*, marzo de 2011.
22. Zero Emissions Platform, *The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage, Post-Demonstration CCS in the UE*, 2011.
23. Carmen Clemente-Jul, Francisco Guerrero: *Clean Coal Technologies Scenario and Evaluation of Present CO₂ Dwindling Initiatives to Approach Zero Emission Power Stations by Coal Combustion Deployment. Situation and Evaluation Study*. Oviedo ICCS&T 2011, extended abstract.