

"CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO2 COMO POSIBLE FUTURO EN LAS COMARCAS MINERAS DE CASTILLA Y LEÓN"

FEDERACIÓN DE INDUSTRIA DE CCOO DE CASTILLA Y LEÓN



Estudio realizado por:
Federación de Industria de CCOO de Castilla y León



En el Marco del Observatorio Industrial del
Sector de la Energía de Castilla y León



ÍNDICE:

Prólogo		Página 006
Resumen Ejecutivo		Página 009
Objetivos		Página 012
Introducción		Página 015
Carbón y evolución energética		Página 017
Captura y almacenamiento de CO2		Página 051
Riesgos		Página 070
Ejemplos de buenas prácticas		Página 094
Normativa aplicable		Página 116
Repercusión en las cuencas mineras		Página 132
Conclusiones y propuestas		Página 137
Bibliografía		Página 143
Agradecimientos		Página 146

PRÓLOGO:

Un año más se presentan las actividades desarrolladas por la Federación de Industria de CCOO de Castilla y León para el Observatorio Industrial del Sector de la Energía.

El 16 de marzo de 2006 nacía el Observatorio Industrial del Sector de la Energía mediante la firma del Convenio Específico de Colaboración entre la Agencia de Inversiones y Servicios de Castilla y León, la Confederación de Organizaciones Empresariales de Castilla y León (CECALE), la Federación de Industria de Comisiones Obreras de Castilla y León y la Federación de Industrias Afines de la Unión General de Trabajadores de Castilla y León (FIA-UGT).

El objetivo que nos marcamos, y por el que se firma este convenio, recoge la apuesta decidida de la Federación de Industria, tal como se venía reclamando en los últimos años, para de este modo institucionalizar el encuentro regular entre la Administración y los distintos agentes sociales con la finalidad de analizar la realidad del sector de la Energía en nuestra Comunidad y, con ello, plantear propuestas y medidas que contribuyan a su progreso y mejora.

En cuanto al sector que nos referimos, una de las cosas que más nos preocupa en la actualidad es el uso limpio de las tecnologías. Además, al tratarse de una región con tradición minera, el carbón constituye una gran fuente económica, concretamente en las comarcas mineras de León y Palencia, en donde resulta primordial.

Conscientes de la necesidad de un uso limpio del carbón, nos centramos en la implantación de nuevas tecnologías como la captura y el almacenamiento de CO2, que podría limitar las emisiones atmosféricas de carbono derivadas de las actividades humanas. Esta técnica consiste en capturar el CO2 producido en las centrales eléctricas o plantas industriales y luego almacenarlo por un largo periodo de tiempo, ya sea en formaciones geológicas del subsuelo, en océanos o en otros materiales.

Se espera que los combustibles fósiles sigan siendo una fuente de energía muy importante, por lo menos, hasta mediados de este siglo. Por lo tanto, las técnicas para capturar y almacenar el CO2 producido podrían contribuir, en combinación con otros esfuerzos, a combatir el cambio climático y a estabilizar la concentración atmosférica de los gases de efecto invernadero.

Desde la Federación de Industria de CCOO de Castilla y León, llevaremos a cabo el estudio titulado "Captura y almacenamiento de CO2 como posible futuro de las comarcas mineras de León y Palencia", que se recoge en la presente memoria.

Para poder llevar a cabo estas actividades, la Federación de Industria ha contactado con responsables de empresas del sector de la comunidad de Castilla y León con objeto de conseguir datos para el posterior análisis. Del mismo modo se ha contactado con otras entidades -Administración, universidades...- y otros expertos -revistas especializadas y publicaciones, anuarios, estudios, etc.-.

La Federación de Industria entiende y apuesta que el Observatorio debe consolidarse en un foro permanente de encuentro entre los diversos agentes que en él participamos para el análisis del sector, sirviendo de recogida y procesamiento de información acerca de las necesidades, demandas, resultados y perspectivas del mismo y con todo ello poder elaborar un diagnóstico exhaustivo para así poder plantear propuestas de mejora.

Desde el Observatorio se debe de fomentar el desarrollo del sector, con nuevos elementos de innovación y sistemas que mejoren la productividad de las empresas, para de este modo asegurar el futuro del sector como garantía de empleo en nuestra Comunidad.

Gonzalo A. Díez Piñeles
Secretario General
Federación de Industria de CCOO de Castilla y León

RESUMEN EJECUTIVO:

El Observatorio de Energía de Castilla y León se ha consolidado como un foro permanente y un instrumento continuo para el análisis del sector, capaz de sistematizar la recogida y procesamiento de la información sobre necesidades, demandas, resultados y perspectivas. En esta dinámica, el Observatorio colabora de manera activa en el reto de mejorar la competitividad y productividad de las empresas junto a la creación de empleo y la cualificación de sus recursos humanos.

En respuesta a estos objetivos, desde la Federación de Industria de CCOO de Castilla y León, se ha desarrollado en este último año el siguiente estudio:

"Captura y almacenamiento de CO2 como posible futuro en las comarcas mineras de Castilla y León"

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas de efecto invernadero que se encuentra naturalmente en la atmósfera. Las actividades humanas, como la quema de combustibles fósiles y otros procesos, aumentan significativamente su concentración en la atmósfera contribuyendo al calentamiento global del planeta.

La captura y almacenamiento de CO₂ podría limitar las emisiones atmosféricas de carbono derivadas de las actividades humanas. Esta técnica consiste en capturar el CO₂ producido en las centrales eléctricas o plantas industriales, y luego almacenarlo por un largo periodo de tiempo, ya sea en formaciones geológicas del subsuelo, en océanos o en otros materiales.

Se espera que los combustibles fósiles sigan siendo una fuente de energía muy importante hasta mediados de este siglo por lo menos. Por lo tanto, las técnicas para capturar y almacenar el CO₂ producido, podrían contribuir en

combinación con otros esfuerzos a combatir el cambio climático y a estabilizar la concentración atmosférica de los gases de efecto invernadero.

Dada la importancia que el carbón tiene en nuestra región, desde la Federación de Industria de CCOO de Castilla y León, se ha llevado a cabo este estudio, fijándonos en la aplicación concreta a la Comunidad de Castilla y León.

En este sentido, se desarrollan los siguientes puntos:

Carbón y evolución energética: en este apartado hemos analizado las cuencas mineras de León y Palencia, con el estado actual del carbón, así como una perspectiva de la evolución que se espera que se produzca.

Captura y almacenamiento de CO2: vemos en este punto qué es la captura y almacenamiento de CO2 así como las alternativas posibles que hay para hacerlo viable.

Riesgos: toda técnica conlleva riesgos, así en este apartado analizamos cuales son los posibles riesgos asociados a este tipo de tecnología, así como lo necesario para poder paliarlos o disminuirlos.

Ejemplos de buenas prácticas: nos fijamos en ejemplos de proyectos ya operativos y el resultado que se ha logrado con ellos.

Normativa aplicable: se hace necesario atender a la legislación vigente en materia de captura y almacenamiento de CO2, para ver en qué encuadre nos movemos y las necesidades regulatorias que surgen.

Repercusión en las cuencas mineras de León y Palencia: vemos en este punto qué repercusión podrían conllevar este tipo de proyectos en las cuencas mineras de la región.

Conclusiones y propuestas: como punto final y a tenor de todo lo anterior, se llega a una serie de conclusiones y de posibles propuestas a desarrollar.

En relación a la metodología de actuación que se seguirá, podemos diferenciar los siguientes hitos:

Las fuentes de información que usaremos para desarrollar el presente estudio serán las siguientes:

- Empresas
- Entidades de formación
- Administración
- Centros de I+D
- Universidades
- Sindicatos
- Internet
- Revistas, periódicos, anuarios...
- Estudios del sector

Por tanto, se usaran todas aquellas fuentes que sean de carácter riguroso y que puedan aportar datos fiables al estudio y elaboración de los informes.

OBJETIVOS:

Una vez cerrado el segundo año de trabajo del Observatorio del Sector de la Energía de Castilla y León, abrimos un nuevo curso sobre las siguientes bases:

Se considera de interés primordial la consolidación y modernización de los sectores industriales, con la potenciación de nuevos instrumentos activos de política industrial que contribuyan a dar respuesta a los retos que plantean la globalización de la economía, la preservación del medio ambiente, la ampliación de la UE, la sociedad del conocimiento, la modernización tecnológica y los desequilibrios territoriales entre otros.

Será necesario aunar esfuerzos para fomentar el desarrollo del sector de la energía, en aspectos tales como su esfuerzo I+D+i, su capacidad productiva y exportadora, de consolidación de inversiones y empleo, modernización empresarial y tecnológica y su adaptación a las nuevas normativas internacionales de competencia.

Para poder conseguir estos objetivos generales, se plantean otros de actuación específica, que son los siguientes:

- Fomentar y mejorar el empleo, pero un empleo de calidad.
- Potenciar la creación y desarrollo de las empresas de la energía en Castilla y León, mediante actuaciones que fomenten el empleo en el sector.
- Tener información continuada sobre las potencialidades y debilidades del sector.
- Conocer las necesidades de las empresas y las carencias del sector.

- Potenciar la capacidad para detectar cambios en el sector de la energía, favoreciendo una actitud proactiva para convertir las amenazas en oportunidades.
- Conocer las ventajas con las que cuentan las empresas del sector en la comunidad en cuanto a nivel tecnológico, formativo y de recursos humanos, y potenciarlas para mejorar su competitividad tanto nacional como internacional.
- Buscar la competitividad con productos diferenciados de un alto valor añadido, calidad, innovación continua necesaria para la productividad de las empresas.
- Hacer frente a las fluctuaciones del mercado y reducir el impacto en los períodos de crisis.
- Estudiar y analizar la evolución seguida por el sector en aspectos tan importantes como la producción, las exportaciones en Castilla y León y en España, el empleo, etc.
- Analizar la siniestralidad laboral existente actualmente en el sector comparándola con la de otras regiones y países.
- Conocer las normas de calidad que actualmente utilizan las empresas del sector.
- Estudiar la situación actual en la que se encuentra el sector con respecto a la gestión ambiental.
- Analizar las ayudas o incentivos a los que pueden acceder las empresas del sector de la Energía en la actualidad.
- Revisar la legislación que repercute directamente en las empresas del sector.
- Estudiar los modelos de agrupación territorial de las empresas y potenciarlos.

- Estudiar la evolución y realidad de las estrategias empresariales en el sector.
- Analizar las infraestructuras de las que disponen las empresas del sector con el fin de conocer las mayores deficiencias y poder solventarlas.
- Implantar la formación más acorde con las empresas y las nuevas tecnologías, para hacer frente a los nuevos retos que se están planteando.
- Analizar la evolución que están sufriendo las cualificaciones existentes en el sector.
- Facilitar la toma de decisiones de carácter estratégico para las empresas del sector y los organismos promotores del Observatorio.
- Conseguir que el Observatorio actúe como un organismo intermedio de apoyo a la industria del Sector de la Energía.
- Facilitar el trabajo en Red de los diferentes agentes y organismos de la industria del sector.

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN:

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas de efecto invernadero que se encuentra naturalmente en la atmósfera. Las actividades humanas, como la quema de combustibles fósiles y otros procesos, aumentan significativamente su concentración en la atmósfera contribuyendo al calentamiento global del planeta.

La captura y almacenamiento de CO₂ podría limitar las emisiones atmosféricas de carbono derivadas de las actividades humanas. Esta técnica consiste en capturar el CO₂ producido en las centrales eléctricas o plantas industriales, y luego almacenarlo por un largo periodo de tiempo, ya sea en formaciones geológicas del subsuelo, en océanos o en otros materiales. No debe confundirse con el secuestro de carbono, que consiste en eliminar el carbono presente en la atmósfera mediante procesos naturales como el crecimiento de bosques.

Se espera que los combustibles fósiles sigan siendo una fuente de energía muy importante hasta mediados de este siglo por lo menos. Por lo tanto, las técnicas para capturar y almacenar el CO₂ producido, podrían contribuir en combinación con otros esfuerzos a combatir el cambio climático y a estabilizar la concentración atmosférica de los gases de efecto invernadero.

Dada la importancia que el carbón tiene en nuestra región, desde la Federación de Industria de CCOO de Castilla y León, llevaremos a cabo el siguiente estudio, fijándonos en la aplicación concreta a la Comunidad de Castilla y León.

CARBÓN Y EVOLUCIÓN ENERGÉTICA

CARBÓN Y EVOLUCIÓN ENERGÉTICA:

Para poder entender la necesidad de implantar un modelo de captura de CO2 se hace necesario comenzar con un vistazo hacia el panorama energético actual.

Empezamos por una visión del Sector de la minería en Castilla y León:

La explotación del Carbón en la provincia de León:

La minería del carbón ha tenido una gran trascendencia en la transformación social y económica de la provincia de León. Las cuencas carboníferas de León son una serie de cuencas geológicamente independientes que se distribuyen al sur de la Cordillera Cantábrica, que los separa de los yacimientos asturianos de los que representan su continuación, en una franja longitudinal discontinua. Salvo singulares excepciones, hasta la primera década del siglo XX los propietarios de las explotaciones hulleras leonesas se dedicaron solamente a explotar, con los sistemas más simples y económicos posibles, los yacimientos más superficiales. Solo paulatinamente se fueron usando pozos verticales en algunas cuencas y fue sobre todo después de la Guerra Civil cuando numerosas empresas se deciden a la reconversión de sus explotaciones. Desde finales de los setenta la minería a cielo abierto se generalizó como sistema de explotación del carbón en todas las cuencas.

Cuando nos referimos a la minería en la provincia de León lo asociamos a la minería subterránea del carbón, a pesar de que en la provincia se han explotado otros muchos minerales y metales, desde la antigüedad cuando la minería romana del oro, tuvo un gran desarrollo (las Médulas, Teleno...). Y es que aunque se han explotado (y se explotan) diversos minerales (wolfram, caliza, talco, cinabrio, espato flúor, cuarzo...) la importancia de la minería del carbón viene dada por la gran trascendencia que ha tenido en la transformación social de la provincia a causa de la gran demanda de este

mineral producida por el proceso industrializador y su necesidad de energía abundante y barata. Directamente vinculado a la explotación del carbón tenemos que considerar la también importante, aunque menor, minería del hierro que con el antecedente de su uso protoindustrial de las ferrerías bercianas va a ser explotado con destino a la industria metalúrgica. La presencia de dos de los elementos más característico de la denominada revolución industrial en la provincia como son el carbón y el hierro y que su explotación no haya conducido a un mayor desarrollo industrial es uno de los factores que ha conducido a hablar de un modelo de "desarrollo" dependiente, es decir, esos recursos son explotados en función de los intereses del capital procedente de otras regiones, ya sean nacionales o extranjeras, lo que explica su propio subdesarrollo (González García, 1975).

Los yacimientos carboníferos:

Las cuencas carboníferas de León son una serie de cuencas geológicamente independientes que se distribuyen al sur de la Cordillera Cantábrica, que los separa de los yacimientos asturianos de los que representan su continuación, en una franja longitudinal discontinua que continua en la provincia de Palencia, en las que se explotan hullas y antracitas y los tipos de carbón intermedios. El que los terrenos productivos estén fraccionados en numerosas cuencas aisladas y relativamente pequeñas, y por tanto de valor industrial desigual, y por otra parte se trate de una cuenca hullera o antracitera, son factores indispensables para explicar la entrada de cada una en el ciclo económico, la atracción de capitales y, en consecuencia, el volumen de producción que cada una alcanzó.

Desde ese punto de vista podemos dividir estos yacimientos en varias cuencas:

- Cuenca de Villablino, principal cuenca hullera, aunque también presenta una relativamente importante cantidad de antracita, situada en el valle de Laciana forma una faja de 20 Km. de largo por 4 de ancho. Se han contabilizado hasta cuarenta capas de potencia variable (entre 0,5 y 2,3 metros), pero más

numerosas las estrechas, con frecuentes pliegues o fallas que dificultan su explotación.

- Manchón de El Bierzo, extensa zona antracitera con enormes diferencias en el terreno y numerosos pliegues, estrechamientos y demás accidentes por lo que produce muchos menudos. Podemos subdividirla en:

- cuenca de Fabero-Sil: extremo occidental del manchón que constituye un criadero de antracita de gran calidad, con capas de gran horizontalidad salvo en los bordes que presentan una mayor dislocación.

- el resto del manchón está fraccionado en numerosas subcuencas y presenta una irregularidad más acusada: Tremor de Arriba, Torre del Bierzo, Albares, Igueña.

- Cuenca de La Magdalena, prolongación oriental del manchón berciano llegando hasta Carrocera en su límite E. Contiene una decena de capas de hasta un metro de potencia de carbón limpio, compacto y excelente para coque. Su estrechez y escaso relieve obliga a su explotación por pozos.

- Cuenca de Ciñera-Matallana, zona hullera de unos 55 km² y situada a 30 de León con dos zonas diferentes: la de Ciñera-Sta. Lucía de cinco capas de gran espesor (de hasta 80 y 90 m.) y la de Matallana con treinta capas aunque más estrechas.

- Manchón de San Emiliano y Busdongo, situado al norte de la provincia de León en el límite con la de Oviedo ocupa una gran longitud (desde San Emiliano hasta el río Esla) con lo que la calidad del combustible varía mucho de unos puntos a otros. Los frecuentes levantamientos calizos que dividen y alteran el terreno han dificultado históricamente su explotación.

- Cuenca de Sabero, cuenca de pequeña extensión superficial (principalmente el valle del mismo nombre y también desde Boñar al río Esla) pero de gran

concentración de capas que produce hullas semigrasas de llama corta, el tipo idóneo para fabricar coque.

- Manchón de Valderrueda, franja carbonífera aislada que comienza en Prado de la Guzpeña y se adentra en la provincia de Palencia, se divide en tres zonas cada una con características diferentes: Prado (de capas de hulla muy inclinadas, las más anchas mezcladas con pizarras), La Espina (de capas más estrechas de hullas magras y antracitas) y Besande (de capas muy plegadas y rotas e importante proporción de menudos).

Los carbones leoneses, como la generalidad de los españoles, presentan una elevada proporción de menudos, lo que provocó, junto a una explotación poco cuidadosa, la producción de unos combustibles sucios y de mala calidad, hasta que se comenzó a someter a estos carbones a una serie de operaciones previas a su venta: el clasificado según sus dimensiones y el lavado. Una última manipulación previa a la venta es la aglomeración a la que se ven sometidos los menudos, para crear briquetas y ovoides, que, así, a partir de la aparición de la demanda ferroviaria y de la industria metalúrgica no van a ser ya desperdiciados.

Yacimientos de hierro:

Se trata fundamentalmente de dos yacimientos próximos situados entre Ponferrada y Astorga. El mayor denominado Coto Wagner tiene una longitud de 22 kilómetros paralelo a la línea férrea Madrid- La Coruña en los términos municipales de Molinaseca, Albares y Rbanal del Camino y sus yacimientos se dirigen de noreste a sudeste, con una anchura total que oscila entre los 50 y los 500 metros.

Durante mucho tiempo la minería leonesa se enfrentó a una inadecuada dirección de los trabajos y a una incorrecta aplicación de los sistemas de explotación.

Hecho determinado por los abundantes yacimientos explotables por encima del nivel de los valles y, sobre todo, por la ausencia de una demanda constante

que desaconsejaba el empleo de capitales para desarrollar métodos más sofisticados. Además esas capas superiores fueron explotadas sin ninguna sistematización, con las únicas excepciones de algunas sociedades importantes de breve vida como la Palentino-Leonesa de Minas en la cuenca de Sabero, la Sociedad General del crédito Mobiliario Español primero en el manchón de Valderrueda o la La Ventajosa en Matallana y Otero de las Dueñas.

Este sistema de labores de montaña continuó siendo predominante incluso en el siglo XX, pero paulatinamente se fueron usando pozos verticales en algunas cuencas, ya en el XIX El Crédito Mobiliaria había realizado este tipo de pozos en Valderrueda (1864 o 65 dos pozos de 82 y 80 m. de profundidad por 4 de diámetro); entre 1907 y 1909 Hulleras de Sabero y anexas puso en funcionamiento el pozo La Herrera; la Hullera Vasco-Leonesa inició en 1928 el pozo Ibarra en su grupo de Ciñera que empezó a funcionar en 1931; en 1932 Diego Pérez Campanario, fundador de Antracitas de Fabero S.A. profundizó un pozo de 105 m. en sus concesiones.

Pero fue sobre todo después de la guerra Civil cuando numerosas empresas se deciden a la reconversión de sus explotaciones. En 1941 entra en funcionamiento un pozo vertical en la mina Carmen en Carrocera, propiedad de la Hullera La Magdalena, la MSP abrió un pozo en 1945 y otro en Villablino en 1949; Hulleras de Sabero comenzó un nuevo pozo en 1942 en Sotillos de Sabero pero tardó varios años en entrar en funcionamiento; Antracitas de Fabero disponía en 1946 de un pozo de 150 m. y Minas del Bierzo estaba abriendo otro en 1947 pero con graves dificultades para obtener cemento. En los años cincuenta se perforaron otros cinco pozos: Eugenio Grasset en Valderrueda, Sociedad Hullera Oeste de Sabero en Sabero, la MSP en Villablino, y la Hullera Vasco-Leonesa en Ciñera.

Desde finales de los setenta la minería a cielo abierto se generalizó como sistema de explotación del carbón en todas las cuencas y sobre todo a partir de los años ochenta sobre todo en la antracita sector en el que las empresas han tendido cada vez más a explotar a cielo abierto para compensar los malos resultados de sus minas de interior, ya que en esta forma de explotación el

carbón se extrae desde el exterior y de forma totalmente mecanizada por lo que la productividad es mucho mayor que en la minería subterránea. Pero no tiene en cuenta los costes ambientales de una forma muy agresiva hacia el paisaje por lo que han contado en numerosas ocasiones con la oposición vecinal a la apertura de estas canteras.

LOS MINERALES INDUSTRIALES EXPLOTADOS EN CASTILLA Y LEÓN:

Los minerales industriales que están siendo explotados actualmente en Castilla y León son los siguientes.

Arcillas especiales:

Los minerales incluidos en este grupo son la attapulgita (o palygorskita), sepiolita y bentonita. Los dos primeros se usan principalmente como absorbentes industriales y domésticos, en función de su elevada capacidad de absorción. La bentonita se emplea en la industria metalúrgica (aglomerante de moldes de fundición y en peletización de menas) en preparación de lodos de sondeo y en otros usos como absorbente.

En Castilla y León, la empresa Minerales y Tecnología de Arcillas (MYTA) explota en Bercimuel (Segovia) un yacimiento de attapulgita que destina mayoritariamente al mercado de los absorbentes domésticos (cama de gatos), con una producción que representa en torno al 90% del total nacional para este mineral.

En Zamora, Arcillas y Feldespatos Río Pirón S.A. extrae bentonita como mineral secundario en la explotación de caolín de Tamame de Sayago. El mineral se procesa en la planta de MYTA en Segovia y se destina al mismo uso que la attapulgita.

Caolín:

El caolín, también llamado China clay, es una roca o sedimento que contiene cierta proporción (>15%) de caolinita ($\text{Al}_4\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_8$) o similares, mineral que puede ser extraído y concentrado económicamente.

Los caolines suelen presentarse en niveles arenosos sedimentarios (arenas caoliníferas), frecuentes en la facies Utrillas del Cretácico (Mesozoico), con

importantes explotaciones en varios lugares de España, aunque la única explotación activa en Castilla y León beneficia un yacimiento formado por caolinización de un granito. La cantera, situada en Tamame de Sayago (Arcillas y Feldespatos Río Pirón S.A.), obtiene como subproductos arenas silíceas, mica, arcilla caolinítica y bentonita.

El caolín es blanco, inerte, plástico y refractario, por lo que se emplea principalmente como carga para papel, cerámica de pasta blanca (baldosas, loza, porcelana, sanitarios), y productos refractarios.

Mica:

Las micas son silicatos alumínicos hidratados fácilmente exfoliables en laminillas flexibles y elásticas. Los minerales del grupo comercialmente más importantes son la moscovita (mica de K) y la flogopita (Mg). Entre sus múltiples aplicaciones destacan la de aislante eléctrico en equipos electrónicos, y molida en la industria del plástico, papel, pinturas, etc.

En la explotación de caolín de Zamora se obtiene mica blanca (moscovita) como subproducto, que se vende para diversas aplicaciones. La mica se ha explotado además en filones pegmatíticos.

Arcillas de cocción blanca:

Son arcillas con alta proporción de caolinita (mayor del 20%) y bajo contenido en óxidos de Fe (<3%). A diferencia del caolín, en este caso no se puede separar la caolinita del resto de arcillas presentes. Según la propiedad que destaque se distinguen arcillas ball clay o plásticas, fire clay (refractarias) y flint clay (pétreas). Sus campos de aplicación son cerámica de pasta blanca y productos refractarios.

En Castilla y León el Grupo SAMCA (S.A. Minera Catalano-Aragonesa) explota un yacimiento de ball clays en el norte de Burgos que destina a la industria cerámica. Curiosamente son arcillas muy oscuras debido al contenido en

materia orgánica, que se quema en la cocción sin afectar al color de las piezas. También se extrae como subproducto en la explotación de caolín de Zamora.

Arcillas rojas:

Constituyen un material muy común, formado por una mezcla de distintos minerales de arcilla con variables proporciones de cuarzo, feldespato, carbonato, etc. Pueden ser fundentes o refractarias (similares a las fire clays pero con más óxidos de Fe). Estas últimas se utilizan en la fabricación de gres. En Castilla y León se emplean mayoritariamente en la fabricación de cerámica estructural (ladrillos, bovedillas, tableros, etc) y, en menor proporción, en la fabricación de cemento.

El sector cerámico regional aglutina a 35 empresas con una producción conjunta que representa el 8% del total nacional.

En el proceso de fabricación se emplean uno o varios tipos de arcilla procedentes de una o más canteras que, al tratarse de un material de bajo valor comercial, se encuentran siempre a corta distancia de la industria.

La mayoría de las 45 explotaciones activas en la Comunidad se encuentra en la facies Tierra de Campos (Cuenca Terciaria del Duero).

Sílice:

La sílice (SiO_2), cuya especie mineral más común es el cuarzo, es una sustancia abundante en la naturaleza y tiene un amplio rango de aplicaciones en la industria.

En Castilla y León la mayor parte de la producción procede de la explotación de arenas silíceas, destacando la de SIBELCO-Minerales S.A., que extrae arenas del fondo del pantano del Ebro mediante dragas.

En otros yacimientos se explotan cuarcitas arenizadas, graveras y filones de cuarzo, y de forma conjunta con feldespato (arenas eólicas), caolín o arcilla.

Las producciones se destinan mayoritariamente a la fabricación de vidrio y moldes de fundición y, en menor medida, para morteros, filtros, chorreo, cerámica, ferrosilicio y carburo de silicio.

Feldespato:

El grupo de los feldespatos está formado por alumino-silicatos de sodio, potasio, calcio o magnesio, principalmente. Su principal aplicación es como fundente en las industrias de la cerámica y el vidrio.

Aunque en el pasado hubo explotaciones en filones pegmatíticos, las explotaciones actualmente activas en Castilla y León, localizadas en Segovia, benefician un manto de arenas eólicas cuaternarias de amplia extensión e importante potencial minero. Las arenas, de composición silíceo-feldespática, se venden como tales a la industria cerámica, o bien se procesan para separar la sílice y el feldespato, de tipo potásico, que se comercializan por separado.

Las empresas, Industrias del Cuarzo S.A. y Arcillas y Feldespatos Río Pirón S.A., producen conjuntamente el 55% del total nacional de este tipo de feldespato.

Pegmatita de litio:

Las pegmatitas son rocas filonianas de composición similar a los granitos (a los que están asociados), es decir, cuarzo, feldespato y mica, que suelen presentar cristales de gran tamaño.

En Salamanca se explotan pegmatitas con minerales de litio (lepidolita, espodumena), elemento que aporta un carácter fundente a la roca y por el cuál se utiliza en la fabricación de esmaltes y fritas para cerámica.

Caliza:

La caliza es una roca formada mayoritariamente por carbonato cálcico (CaCO_3), muy abundante en la naturaleza. Las aplicaciones son muy amplias, tanto de la roca en bruto como de sus derivados principales: cal, PCC (carbonato cálcico precipitado) y carbonato sódico.

En Castilla y León hay un total de 21 explotaciones que destinan su producción, mayoritariamente, a la fabricación de cementos y, en segundo plano, a la industria azucarera, abonos y piensos, fabricación de cal, vidrio, etc. La caliza muy pura (y el PCC) se utiliza como carga en la fabricación de papel, caucho, plásticos y pinturas, alcanzando elevados precios.

Glauberita:

Es un sulfato calco-sódico ($\text{Na}_2\text{Ca}(\text{SO}_4)_2$) del que se extrae sulfato sódico que se emplea mayoritariamente como excipiente inerte en la fabricación de detergentes.

En Burgos existen dos explotaciones ubicadas en la misma unidad geológica: la facies Dueñas (Terciario), de carácter evaporítico. Las empresas, Criaderos Minerales y Derivados S.A. y Minera Santa Marta S.A., extraen el sulfato sódico por disolución de la glauberita en agua y posterior lixiviación del mineral, y tienen una producción conjunta de cerca del 60% del total nacional.

Hay que señalar que España es el único productor de la Unión Europea y el segundo del mundo, sólo superado por China, lo que da una idea de la gran importancia de las explotaciones burgalesas.

PLAN DEL CARBÓN:

Ayudas por CCAA:

	Funcionamiento y Reducción de Actividad	Almacenam.	Transporte	RR Costes Técnicos	RR Costes Laborales	Desarrollo Alternativo
Andalucía	Sí	Sí	No (1)	Sí	Sí	Sí
Aragón	Sí	Sí	Algunas zonas	Sí	Sí	Sí
Asturias	Sí	Sí	No (1)	Sí	Sí	Sí
Castilla la Mancha	Sí	Sí	No (1)	Sí	Sí	Sí
Castilla / León	Sí	Sí	Algunas zonas	Sí	Sí	Sí
Cataluña	Sí	Sí	Algunas zonas	Sí	Sí	Sí
Galicia	No (2)	No (2)	No (2)	No (2)	Sí	Sí

RR: Reestructuración

(1) Las CCTT consumen carbón de su cuenca

(2) No produce carbón denominado CECA

Ayudas a la Industria Minera del Carbón:

Denominación de la Ayuda:

Ayudas a la industria minera del carbón, correspondientes a las previstas en el artículo 5.3 del Reglamento (CE) nº 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón.

Actualmente, la Orden vigente de ayudas es la prórroga a 2011 de la Orden ITC/3666/2007, de 14 de diciembre, sobre ayudas a la industria minera del carbón, según lo dispuesto en el Reglamento europeo citado anteriormente. Posteriormente, se publicarán órdenes de ayudas basadas en el nuevo Reglamento europeo publicado según Decisión del Consejo de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de las minas de carbón no competitivas.

Objeto:

Concesión de ayudas a la industria minera del carbón dirigidas a cubrir, total o parcialmente, las pérdidas de la producción corriente de carbón autóctono, procedente de las unidades de producción de las empresas del sector.

Descripción:

El proceso de ordenación de la minería del carbón contempla, como aspecto esencial, la necesidad de mantener una cantidad mínima de carbón autóctono que permita el acceso a las reservas, para garantizar el autoabastecimiento energético.

Para ello, se hace necesaria la cobertura total o parcial de las pérdidas de producción corriente de las empresas productoras de carbón autóctono destinado a la generación de electricidad.

Aquellas unidades de producción, cuya nivel y evolución de los costes de producción presenten mejores perspectivas económicas y sean incluidas en un plan de acceso a reservas de carbón optarán a las ayudas.

Estas ayudas están destinadas a cubrir la diferencia entre los costes de explotación y el precio obtenido por la venta a centrales térmicas, (artículo 5.3 del Reglamento Comunitario), quedando reguladas como "Ayudas a la industria minera del carbón".

Beneficiarios:

Las empresas mineras del carbón que habiendo sido beneficiarias en el año precedente, mantengan en explotación unidades de producción en las que se produzca carbón térmico, en las condiciones que en cada convocatoria se relacione.

De igual forma y en cumplimiento del Anexo III (Empresas con cierre previsto a 31/12/2007) incluido en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras, quedan excluidas de la Orden de ayudas las empresas siguientes: Coto Minero Jove, S.A., Mina La camocha, S.A., Minas de Valdeloso, S.L., Virgilio Riesco, S.A., Carbones Pedraforca, S.A., Mina La Sierra, S.A., Minas del Principado, S.A. y Unión Minera Ebro Segre, S.A.

EVOLUCIÓN PREVISIBLE DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Demanda eléctrica:

Durante la última década España ha tenido un crecimiento significativo del consumo de electricidad, con valores de aumento anual entre 4 y 6% y un incremento mayor aun de las puntas de demanda. Se llega así a un consumo neto anual de unos 260.000 GWh.

Esta demanda está cubierta íntegramente por generación en nuestro país. La cantidad de electricidad que se recibe de Francia (unos 7.000 GWh/año) es significativamente menor que la que se envía a Portugal y Marruecos, que es de unos 10.000 GWh/año en total.

La estructura actual de generación se basa en tres fuentes primarias mayoritarias que cubren las dos terceras partes de la producción bruta de electricidad: carbón, energía nuclear y gas natural; las energías renovables suponen en la actualidad casi el 20% de la producción de electricidad bruta.

Las previsiones de evolución de la demanda de electricidad hacen pensar que el crecimiento de la misma se moderará. Las razones para este aumento del consumo hay que verlas en primer lugar en los usos domésticos que seguirá experimentando un crecimiento en la medida que así lo harán: la población del país, el acceso de personas jóvenes y emigrantes a nuevas viviendas, el equipamiento de éstas con servicios que en un determinado porcentaje de las actuales no se dispone.

El sector servicios también crecerá en su consumo, tanto por incremento en el volumen de estos, sobre todo en lo que atañe a la cadena de frío en muchos establecimientos, como por la llamada "mayor calidad de los servicios".

La industria es posible que tienda primero a estabilizar su demanda, y más adelante incluso pueda reducirla ligeramente en la medida que alguna

instalación de la denominada industria básica: acería eléctrica, aluminio, metalurgia no férrea, cemento o productos químicos, cierre bien por menor demanda de alguno de dichos productos; esto puede suceder por ejemplo en la fabricación de cemento en la previsible recesión de la construcción.

Con todo ello se piensa que el actual incremento del consumo de electricidad que se sitúa en aproximadamente 2% anual acumulativo descienda progresivamente hacia el 1% anual para la década de los años 2020. Esto haría que las demandas finales de electricidad neta y las previsiones de generación bruta fueran:

- Año 2016.- Demanda neta 320.000 GWh y generación bruta en barras de central 350.000 GWh.
- Año 2030.- Demanda neta 410.000 GWh y generación bruta 450.000 GWh; aquí se produce un incremento de consumos propios por necesidades de bombeo.

Previsión de la cobertura de la demanda:

Las previsiones para el año 2016 son que la generación con gas natural se siga incrementando llegando al 37% de la generación bruta, en detrimento de horas de funcionamiento de las centrales de carbón.

Con ello las emisiones de CO2 bajarían del nivel de 100 millones de t/a a unos 85 millones de t/a. Para ello es imprescindible que el gasoducto Orán Almería esté disponible a esa fecha, lo cual hoy por hoy parece factible.

En las previsiones para el escenario 2030, la generación con gas natural alcanzaría el 40% de la total en barras de central, con un consumo de este combustible sólo en producción de electricidad de 36 bcm, valor similar al actual consumo español para todos los usos; significa que el suministro exterior de gas natural ha de crecer a buen ritmo y habrá que contar con nuevos puertos de recepción y conexiones con gasoducto por Francia, aparte de que el

mercado internacional de este combustible no habría de sufrir alteraciones graves.

En este supuesto, las emisiones de CO₂ se habrían incrementado previsiblemente, sobrepasando las actuales de esos 100 millones de t/a, como se verá más adelante.

En cualquier caso se ha previsto que las fuentes renovables proporcionen más de 170.000 GWh/a, es decir al menos un 38% de la generación bruta total, tratando así de acercarnos al 40% de electricidad de origen renovable; se pretende con ello conseguir en el conjunto del esquema energético español un 20% de energía primaria con dichas fuentes renovables.

Necesidad del carbón en la evolución de la generación eléctrica en España:

Los valores de generación eléctrica que se citaron en el apartado anterior tienen dos reflexiones temporales muy distintas: A corto plazo no se presentarán previsiblemente problemas importantes de suministro de electricidad pues habrá potencia disponible desde diferentes fuentes primarias para atender la demanda.

Bien es cierto que si deviene un año hidráulico seco y se dan puntas de consumo en semanas de estiaje eólico, la necesidad de potencia térmica será puntualmente muy importante. Esto obligaría quizás a cortar suministro a empresas que acepten la interrumpibilidad en el suministro de electricidad.

La situación en el esquema de generación propuesto se podría complicar si la disponibilidad de gas natural se reduce en esas épocas críticas, sean cual sean las razones de este problema y la duración del mismo. La existencia de las actuales centrales de carbón quita carga de preocupación a este riesgo, que no se puede dejar de tener presente.

De otro lado, con las previsiones de evolución que se barajan, las emisiones de CO₂ se situarán a mediados de la década próxima entre 80 y 90 millones de

t/a, valores inferiores a los correspondientes del año 2007, pero sensiblemente mayores que los de 1990, entre un 25 y un 30% por encima de ellos.

A medio plazo, es decir en torno al año 2030, las situaciones de riesgo pueden agravarse o hacerse más frecuentes. Para esas fechas nos encontraremos ante un esquema previsiblemente mayoritario en generación con gas natural y energía eólica, entre ambas se sobrepasarán los 250.000 GWh/a brutos, esto es más de un 55% de la generación total. Hay que recordar que esas dos energías primarias no son plenamente controlables, pueden presentarse periodos de tiempo en los cuales por un lado no se disponga de viento y de otro el caudal de gas destinado a la generación eléctrica no pueda ser el deseado en ese momento, por ejemplo por un fallo puntual de llegada de barcos metaneros o por un consumo excesivo en usos domésticos. Por otro lado, el gas natural puede llegar a presentar problemas de abastecimiento, tanto por el número de países productores como por la evolución de los precios en el mercado internacional.

En un principio, a medida que se vaya incrementando la generación de electricidad a partir de gas natural, sustituyendo generación térmica de carbón, irán disminuyendo las emisiones de CO2 con respecto a las actuales; este es un aspecto positivo en la apuesta por el gas natural.

Pero hay que tener en cuenta que finalmente las emisiones continuarán aumentando ya que la generación con gas natural también emite CO2.

La energía eólica presenta grandes ventajas en su utilización, entre las que se deben destacar la reducción de la dependencia energética española, generación de energía con un altísimo grado de calidad medioambiental y la utilización y desarrollo de tecnología española. Ahora bien, presenta algunos inconvenientes al sistema eléctrico. Uno de ellos es la falta de garantía de potencia, y otro muy importante también es la gran variación de energía entregada al sistema en muy poco tiempo. Como ejemplo en un mismo día se puede apreciar una variación de energía eólica desde una potencia inyectada a

la red de 1.500 MW hasta otra de prácticamente 4.000 MW siguiendo un crecimiento prácticamente lineal.

A medida que se aumenta cada vez en mayor medida, y con buen criterio, la potencia instalada en parques eólicos, se hace necesario para asegurar una buena calidad de suministro y estabilidad de la red eléctrica, disponer de una potencia eléctrica rodante para compensar las fluctuaciones en la generación eólica, tanto de subida como de bajada de potencia.

Esta opción puede muy bien ser nuevas centrales térmicas que utilicen carbón como fuente de energía primaria, y con una tecnología adecuada de diseño de las mismas.

Respecto de otras energías renovables, una opción técnica a considerar es la co-combustión de biomasa y residuos en las centrales de carbón. Esta tecnología permite también la utilización de residuos forestales que de otra forma se descomponen emitiendo metano a la atmósfera, pero los problemas de abastecimiento y logística de estos materiales hacen que esta opción sea globalmente marginal, además de plantear en algunos casos problemas medioambientales locales. Cabe recordar que el Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1.999, la generación de electricidad con biomasa era uno de los programas estrella, y quedó prácticamente en nada por los problemas antes dichos.

Sin embargo en el Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010 se plantea reducir 11,7 MtCO₂ equivalentes mediante la utilización de esta tecnología en generación de electricidad.

La energía nuclear deberá seguir estando presente en nuestro esquema de generación de electricidad, bien con los niveles actuales o bien con alguna modificación.

Ésta puede ir hacia cierre de algún grupo sin reposición de su potencia o a la construcción de otros adicionales a los hoy en operación. En la medida que se

pierda potencia nuclear, se incrementarían las emisiones de CO2 y se aumentarían los riesgos de suministro. Esto pone sobre la mesa esa necesidad de abordar con rigor el debate nuclear. Hay que recordar que construir un nuevo grupo supone una década de trabajo, y el año 2030 se encuentra a dos décadas de hoy.

En estas reflexiones numéricas se ve que es preciso contar con centrales de carbón que generen una parte de la electricidad que se va a consumir, o suplan faltas de potencia significativas. Ahora bien, la utilización de centrales térmicas de carbón debe ir en consonancia con las tres ideas-fuerza presentadas en el primer apartado relativas a:

- Calidad ambiental.
- Garantía de suministro.
- Competitividad económica.

Esta necesidad de generación con carbón se situará en un nivel similar al actual, en mayor o menor cuantía en función del comportamiento de las otras fuentes, la disponibilidad energética de las mismas, o incluso las decisiones que se tomen respecto a las mismas.

En este supuesto las emisiones de CO2 se situarían entre 110 y 130 millones de t/a, cifra muy elevada para las expectativas que en la actualidad se manejan, de rebajar las emisiones a valores un 20% inferiores a los actuales, es decir bajar a unos 80 millones de t/a; bien es verdad que se deja abierta la puerta al mercado de emisiones de CO2 para las empresas eléctricas. Las emisiones totales procedentes del uso del gas natural, serán mayores que las correspondientes a las actuales, si se cumple con esa disponibilidad de gas natural y la previsión actual de consumo en generación eléctrica.

Las expectativas de bajas emisiones de CO2 no son cumplibles salvo que haya una fuerte contención en el crecimiento de la demanda eléctrica, esto pudiera estar ligado a una evolución negativa de la economía que incidiría así mismo de forma negativa en el mantenimiento del empleo, lo cual no es descartable tal como está la situación mundial; o por el contrario, en un buen escenario

económico en el que se asuman esquemas de generación de alto riesgo técnico, pasando las energías renovables a altos niveles de la generación bruta, con reducciones significativas de la producción eléctrica en ciclo combinado.

Otra opción para avanzar hacia esas bajas emisiones es que fuera factible en España un alto nivel de captura y confinamiento de CO₂, sobre lo cual hay dudas razonables sobre posibilidades reales a amplia escala, aunque en este Estudio se presentan una decena de yacimientos geológicos que podrían ser explotados a tal fin, como se comenta en los siguientes apartados.

Centrales actuales de carbón:

Una vez presentada la necesidad de utilizar centrales térmicas de carbón, es conveniente reflexionar sobre el estado de las centrales de carbón en España. Éstas se han situado en las áreas mineras o en puertos de recepción de combustible de importación. Ello tuvo lugar en épocas en las cuales la creación de empleo, tanto en minas como en instalaciones industriales, tenía una valoración positiva por parte de la sociedad, aparte de que hubiera ciertas componentes impositivas desde la Administración Central.

En la actualidad, en esos emplazamientos ya existentes de centrales térmicas, continúa siendo posible la negociación social para mantener la actividad y los puestos de trabajo. Sería factible incluso en algunos de ellos incrementar la potencia instalada.

En otras posibles ubicaciones nuevas es previsible que surja una contestación social importante, respecto a la cual es preciso tener en cuenta cuales serían los puertos de recepción de carbón, en los casos hipotéticos que así se dieran, y la oposición social al respecto.

Las centrales que funcionan con carbones domésticos se construyeron mayoritariamente en la década de los setenta y principios de los ochenta, es decir han cumplido ya de promedio unos treinta años de operación.

Algunas como las de lignitos pardos en la provincia de Coruña están agotando sus reservas y se están remodelando para utilizar carbón de importación. En otros emplazamientos también disminuye la oferta de carbón doméstico.

Las centrales que utilizan hullas y carbones bajos en volátiles también están agotando sus reservas, o posibilidades de extracción, en diferente medida. Sólo la cuenca de Puertollano ofrece buenas expectativas de producción de carbón a medio plazo. En esa cuenca se ha construido la planta de gasificación integrada con ciclo combinado de ELCOGAS, que es una referencia europea en el desarrollo de tecnologías limpias.

Las antracitas de Asturias, León, Palencia y Córdoba tienen yacimientos con bajas reservas o con costes elevados de extracción, salvo en las hullas de bajos volátiles del "Norte de León". Las emisiones de óxidos de nitrógeno es otro problema adicional en la definición del futuro de estas centrales térmicas. En el caso de las hullas asturianas los costes de extracción son muy elevados y las condiciones técnicas de la minería en general son difíciles; bien es verdad que aparece la opción de utilizar carbones de importación en las centrales actuales.

Los carbones subbituminosos de Teruel presentan unos importantes volúmenes de reservas extraíbles a cielo abierto y a bajo coste. Precisan una planificación de la minería para no utilizar sólo las zonas del yacimiento de menor coste de extracción y extender ésta a valores razonables de recuperación de reservas y costes finales de obtención de los carbones. Quizás así se pudieran extraer hasta unos 200 millones de toneladas.

El gran problema de estos carbones es su elevado contenido en azufre, entre 6% y 10%, lo que hace que las centrales eléctricas correspondientes deban contar ineludiblemente con plantas de desulfuración de gases las cuales incrementan levemente las emisiones de CO2. Son carbones que podrían llevarse a procesos de gasificación, bien para producir electricidad o bien eventualmente para obtener carburantes. La dos centrales de la provincia de

Teruel ya han cumplido los treinta años de vida y a medio plazo deberá decidirse cual es la opción de futuro.

En el ámbito del carbón, la calidad ambiental se proyecta a varias escalas, desde la local inmediata, que ha motivado la retirada del carbón del uso para calefacción en ciudades, a la global planetaria, que es sin duda la problemática ambiental más acuciante hoy día. A ello se añade la escala regional e hiperregional, relacionada con las lluvias ácidas, lo cual también condiciona fuertemente el futuro energético del carbón, según se explica en el punto 5.1. Pero es sin duda la intensificación del efecto invernadero en la atmósfera la cuestión de mayor peso, contra la cual se pueden hacer valer nuevas tecnologías, de captura y secuestro, o confinamiento, de CO₂, que son analizadas en el punto 5.2. Pero el marco ambiental de este problema lo ofrece la propia naturaleza, y su actividad en el ciclo carbono/ CO₂. Dejando aparte la conexión marina en este ciclo, que tiene constantes de tiempo muy extensas que involucran cantidades ingentes de CO₂ disuelto en el mar, la referencia inmediata es la de la fotosíntesis terrestre, que recicla cada año, como ya se ha dicho, unos 160.000 millones de toneladas anuales, seis veces más de lo emitido artificialmente. De poder incrementar la superficie cultivada y, sobre todo, de poder dedicar una parte de ella, del orden del 15 ó 20%, a cultivos energéticos con tecnologías y logísticas avanzadas, se podría paliar sustancialmente el problema. Lógicamente eso requiere un plazo dilatado, pero que puede programarse debidamente haciendo útil la sinergia carbón-biomasa desde ahora hacia el futuro, con un despliegue estimulado de ésta, que necesitará de los combustibles fósiles durante decenios, mientras las tecnologías y logísticas llegan a la madurez requerida.

Tecnologías limpias del carbón:

Una cuestión sobre la que hay que llamar la atención es la de emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno desde las centrales térmicas, bien sean las hoy existentes u otras posibles nuevas, que se rige por la Directiva Europea de Grandes Instalaciones de Combustión que ha entrado en vigor el 1 de enero de 2008.

Normativa de grandes instalaciones de combustión:

- *Techos totales aplicables a España:*
 - + Óxidos de azufre: 746.000 t/a
 - + Óxidos de nitrógeno: 847.000 t/a
- *Límites de emisión individual de óxidos de azufre:*
 - + Centrales existentes: 400 mg/Nm³
 - + Centrales nuevas: 200 mg/Nm³
- *Límites de emisión individual de óxidos de nitrógeno:*
 - + Centrales existentes: 650 mg/Nm³
 - Años 2012 a 2016 500 mg/Nm³
 - Desde el año 2016 200 mg/Nm³
 - * Si el carbón tiene menos de 10% de MV 1.200 mg/Nm³
 - + Centrales nuevas: 200 mg/Nm³

Las centrales ya en funcionamiento han de presentar un plan de adaptación a esta normativa. Si no desean acogerse a ella y no realizan las modificaciones al respecto les quedarán 20.000 horas de funcionamiento antes del cierre.

Esto supone que las centrales más antiguas y más pequeñas previsiblemente quedarán fuera del grupo revisado, y así se clausurarán unos 2.000 MW de los 10.000 MW actuales, en media docena de años desde 2008.

Varias centrales han instalado plantas de desulfuración y otras tienen previsión de hacerlo; esto es una muestra de intención de continuidad con esa potencia instalada. No se están construyendo plantas de reducción catalítica de emisiones de óxidos de nitrógeno, lo cual es un problema para el funcionamiento continuado de las centrales de carbón, en particular las que utilizan carbones de bajo contenido en materias volátiles, y por tanto mayores emisiones específicas de NO_x.

En esta normativa es preciso señalar que aparecen unos techos nacionales de emisión para esos dos contaminantes mayoritarios, menores de un millón de t/a, cuando las actuales emisiones se sitúan cerca del millón y medio. El techo para los óxidos de azufre quizás pueda cumplirse en razón de la evolución en el mayor uso de carbones de importación y la utilización de gas natural en generación de electricidad.

El techo de óxidos de nitrógeno queda condicionado por el hecho de que las emisiones ligadas al transporte suponen en torno a 700.000 t/a, lo que deja muy poco margen de emisión para la generación de electricidad y otras actividades industriales y domésticas. Las centrales de carbón actuales emiten unas 200.000 t/a. Es previsible que ese techo condicione el número de horas de funcionamiento anual de las centrales que usan carbones bajos en volátiles, que si bien pueden cumplir con sus emisiones específicas contribuirán a elevar la emisión global. No obstante hay que señalar que el R.D. de Grandes Instalaciones de Combustión es coherente con el R.D. de Techos de Emisión, por lo cual basta que las centrales de carbón cumplan el primero, para cumplir por su parte lo que les ha sido asignado del segundo.

Una de las razones más importantes que justifican la necesidad de utilizar carbón como fuente de energía primaria en la generación de energía eléctrica es la seguridad de suministro que proporciona.

La intensidad de emisión de CO2 en la combustión de estos combustibles, particularmente para la generación de electricidad, cabe señalar lo siguiente:

- Gas natural: Una tonelada equivalente de petróleo de este combustible emite algo más de 2 t de CO2 en su combustión. Si llevamos el gas natural a generación de electricidad, la emisión específica es de 350 g de CO2 por kWh. Todo ello si en la cadena de extracción, transporte y uso del gas natural no hay emisiones fugitivas de metano; este es un tema poco analizado aun, pero que puede ser importantísimo.
- Petróleo: Una tonelada equivalente de petróleo supone una emisión de algo más de 3 t de CO2 en la combustión. La generación de electricidad con derivados del petróleo supone emisiones de unos 800 g/kWh.
- Carbón: Si se quema una tonelada equivalente de petróleo en forma de carbón, las emisiones de CO2 se acercan a 5 t. Al ir a la generación de electricidad las emisiones de las actuales centrales térmicas se sitúan en torno a 1.000 g por kWh; en las centrales de gasificación y ciclo combinado se

reducen a 750 g/kWh, cifra a la que pueden acercarse las centrales de vapor supercrítico en base a ciclos Rankine.

En este contexto el carbón aparece como una fuente primaria de energía que aporta un elemento de seguridad en el suministro, a la vez que incrementa las emisiones de CO₂.

Condicionantes en el Abastecimiento de Combustibles fósiles:

La dependencia exterior en el abastecimiento energético español sobrepasa el 80% de la demanda de energía primaria, y se reducirá ligeramente a medio plazo si se consigue ese 20% ya citado de participación de las energías renovables en el abastecimiento de energía primaria. Toda esa dependencia se liga al suministro de combustibles fósiles, que en el caso del petróleo y gas natural presenta aspectos críticos.

El petróleo supone casi el 50% de nuestra energía primaria, ratio que está por encima del valor medio europeo.

Su abastecimiento está diversificado, una docena de países suministran partidas significativas del mismo al conjunto de las refinerías españolas.

Es preciso resaltar el volumen de importaciones de gasóleo, unos 12 millones de toneladas anuales, requeridas por el consumo en automoción y transporte y a las demandas de calefacción, para las cuales las refinerías españolas no tienen capacidad de suministro. Aquí aparece un riesgo de abastecimiento, en especial en los meses de invierno, que puede derivar en algunos cambios o hechos a tener en cuenta en el sistema energético:

- Mayor utilización de gas natural en transporte, automoción y calefacción
- Demandas puntuales crecientes de electricidad en las semanas frías para suplir con ella las necesidades de calefacción.

Con esas reflexiones se llega al punto más crítico de nuestro abastecimiento energético, el gas natural. Inicialmente en España, como en el resto de Europa, fue un combustible para uso en: viviendas, servicios e industria ligera.

Se ha pasado a que el sistema eléctrico sea el principal consumidor, debido a que la liberalización prima las bajas inversiones en generación. Una central de ciclo combinado supone unos 700 €/kW de potencia neta instalada, y una de carbón entre 1.400 y 1.800 €/kW neto según diseños y tecnologías. Actualmente el gas es además una potencia de respaldo en la regulación terciaria y a veces secundaria de la energía eólica. Sin el despliegue masivo que se ha hecho de las Centrales de Gas, pasando en 10 años de 0 a 15 GW, habría sido prácticamente imposible llegar en el despliegue eólico hasta los 13 GW actuales, por problemas de estabilidad de la red y garantía de suministro.

Pero esto deriva hacia la generación de electricidad supone un problema importante. Las puntas de demanda de electricidad y gas natural, a medio día y a las primeras horas de la noche, son en cierta medida coincidentes, en particular en el invierno y en mayor medida la de la noche. Esto ya se traduce en aparición de problemas en la red algunos días de frío, que también se pueden achacar a otros temas adicionales como es el fallo de alguna central térmica o la falta de viento en ese momento.

Las propuestas de construcción de centrales de ciclo combinado muestran que, si éstas se cumplen, la generación con gas natural pasará a ser el componente fundamental del suministro eléctrico en el entorno de los años 2030, como se verá más adelante. Esto en si mismo supone un riesgo significativo. El tema se complica aun más cuando se analiza la capacidad de almacenamiento interno en la red de gas de la Península, que es la equivalente a aproximadamente una semana del consumo.

El suministro de gas natural procede mayoritariamente de Argelia, aproximadamente la mitad del total, tanto por vía marítima, fundamentalmente a las plantas de regasificación de: Barcelona, Cartagena y Huelva, como a través del gasoducto que pasa por el Estrecho de Gibraltar. Otros países

suministradores se encuentran en ese entorno mediterráneo, desde Libia para llegar a esos mismos puertos; y desde Egipto para llegar tanto al puerto de Sagunto como al de Mugaros, éste ya en el lado atlántico de la Península.

Otros suministradores son Nigeria y Trinidad y Tobago, más algún otro país en menor cuantía, entre ellos ya Noruega. Se cuenta con otra planta de regasificación aparte de las citadas, en Bilbao, y se proyecta otra en Gijón. Así mismo se han iniciado las obras para un gasoducto que una Orán en Argelia con Almería. Las conexiones por gasoducto con Francia y el resto de Europa son mínimas, inferiores a la décima parte de nuestro actual consumo de gas natural; en ese sentido los problemas de Europa con Rusia no nos afectan de forma directa, aunque sí de manera indirecta.

El uso y abastecimiento de carbón:

Hoy el carbón en España se utiliza básicamente en la generación de electricidad, y en las industrias siderúrgica y cementera. Se mantiene un uso minoritario en viviendas, que tiende a desaparecer entre otros por problemas de contaminación local. Respecto a su abastecimiento hay que hacer unas consideraciones, que se unen a su origen de extracción propia o de importación y a las consideraciones ambientales y sociales anteriormente expuestas, en particular en lo que atañe al carbón procedente del exterior.

a. Carbón de extracción propia.- Está decreciendo progresivamente su participación en el suministro energético. En ello influye por un lado el agotamiento de los yacimientos, en particular los de lignitos pardos en Galicia, y de otro lado de los costes de la minería de interior en otras zonas, en algunos casos con valores que multiplican por tres o cuatro el precio del carbón de importación. Esa caída en el uso de carbón propio se puede agravar con el desplazamiento de los centros de decisión empresarial desde "núcleos accionariales españoles" a otros foráneos.

Las reservas disponibles de carbones españoles no son abundantes. Se distribuyen en varias zonas del país, sus calidades son muy heterogéneas,

aunque en general no muy buenas. Pero realmente sólo es factible contar a medio plazo con los carbones subbituminosos de Teruel, en segundo término con las hullas de Puertollano, y en menor medida con los carbones de bajo contenido en volátiles de León.

En el futuro su consumo, en la medida que se extraigan, será básicamente para generación de electricidad, aunque hay que dejar abierta la puerta al hipotético empleo de los carbones subbituminosos a la producción de carburantes, si el mercado de suministro de éstos a partir de petróleo y gas natural se complica.

b. Carbón de importación.- Procede de diferentes orígenes para atender a los usos antes citados:

- Siderurgia.- Es hulla coquizable que procede de países diversos: Polonia, Estados Unidos y otros. Se importa por el puerto de Gijón para uso en la industria siderúrgica allí ubicada.
- Fabricación de cemento.- Consumen carbón y cok de petróleo. Se busca un bajo coste de suministro, arriba por diferentes puertos para atender las fábricas repartidas por todo el país.
- Generación de electricidad.- Es el principal consumidor de carbón de importación. Algunas centrales se diseñaron en su día para esos carbones y otras han llegado a ellos al agotar sus yacimientos o para mezclar carbones propios de alto contenido en azufre con otros más limpios procedentes del exterior.

Como se ha visto en cuanto a seguridad de suministro es muy importante la utilización del carbón, ya que se dispone de unas reservas altísimas en todo el mundo y en países políticamente estables que permiten una gran estabilidad en el mercado internacional de carbón. Adicionalmente, y de otro lado existen en España ciertos yacimientos de carbón explotables y con una calidad de carbón razonable si se aplican nuevas tecnologías en su utilización, lo cual nos

permite reducir la dependencia energética exterior; nos estamos refiriendo entre otros a los subituminosos de Teruel.

Calidad de Suministro y Estabilidad de la red:

Para la estabilidad del sistema eléctrico, es muy importante que se pueda contar con centrales eléctricas que tengan gran potencia eléctrica y una gran capacidad de regulación de la potencia entregada. Normalmente estas dos características no suelen presentarse juntas en una misma tecnología de generación.

En el primer extremo se pueden situar las centrales nucleares las cuales entregan una gran cantidad de energía al sistema con una alta disponibilidad eléctrica. Por el otro extremo se sitúan las centrales hidráulicas, que tienen una gran capacidad de regulación y permiten realizar perfectamente el seguimiento de la demanda eléctrica.

Entre medias de las dos opciones antes citadas se encuentran las tecnologías de carbón y de gas natural, ambas presentan unas posiciones intermedias entre energía unitaria entregada al sistema y velocidad de regulación. Estas tecnologías son muy importantes para la correcta estabilidad del sistema, ya que permiten restituir el margen de potencia que han entregado las centrales hidráulicas y coordinarse con las centrales de bombeo.

Es conveniente repartir los esfuerzos de regulación entre varias tecnologías, para que todo el peso de la regulación del sistema no recaiga en una sola tecnología que por cualquier problema, por ejemplo un año hidráulico malo o puntas de demanda de gas superiores a las disponibilidades momentáneas del mismo, no pudiera realizar esta función de regulación.

Es por ello por lo que se hace necesario disponer de grupos térmicos de carbón que permitan asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, por un lado los parques de almacenamiento de carbón en las mismas, suficientes para dos meses de generación continuada, garantizan la

disponibilidad energética primaria, y de otro lado su flexibilidad de operación es tan solo superada por las centrales hidráulicas.

En este punto hay que considerar que las centrales de ciclo combinado no pueden aportar energía durante la regulación primaria ya que al disminuir la velocidad de giro del compresor axial disminuye inmediatamente la potencia de la turbina de gas. Si pueden participar en la regulación secundaria y terciaria.

Por otro lado las centrales nucleares, aunque sus diseños permiten la participación tanto en regulación primaria como en secundaria y terciaria, los análisis de seguridad se han realizado para que no participen en la regulación secundaria y terciaria. También, debido a la disposición de la turbina de vapor en la C.N. de Almaraz, ésta no participa de la regulación primaria.

Las centrales eólicas no pueden participar en la regulación primaria, secundaria o terciaria.

Finalizando estas consideraciones es importante reflexionar sobre el intercambio de energía eléctrica que hay entre las diferentes Comunidades Autónomas, así como con Francia, Portugal y Marruecos;

- Las Comunidades de Galicia y Asturias son excedentarias en su producción, y exportan energía eléctrica.
- País Vasco y Cantabria son deficitarias en la producción de energía eléctrica con lo que necesitan aportes de energía que proceden fundamentalmente de Castilla y León.
- Castilla y León es excedentaria en su producción y además es un repartidor de energía eléctrica. Es decir recibe la energía de Galicia y Asturias y la transporta hasta uno de los mayores consumidores de España como es Madrid.

- Madrid es la segunda Comunidad que mayor consumo tiene, por detrás de Cataluña. Sin embargo en Madrid no se genera prácticamente nada de electricidad, lo cual hace que toda la energía que se consume tenga que ser transportada fundamentalmente desde Galicia, Asturias, Extremadura y Castilla La Mancha. Este funcionamiento es posible gracias a que existe una gran red eléctrica que asegura un buen transporte de la energía eléctrica.

Aún así sería deseable que en las proximidades de Madrid existiera algún grupo generador importante, pudiendo destacar la zona de Puertollano donde como se ha visto anteriormente existe disponibilidad de carbón y de almacenamiento geológico de CO2.

- Cataluña es la Comunidad que mayor consumo tiene de España, sin embargo también es la zona que mayor cantidad de energía genera, quedando prácticamente su saldo nulo.

- La zona de Aragón permite la exportación de parte de la energía hacia las Comunidades de Cataluña y de Valencia, esta última deficitaria en energía. Así pues es otra zona en la que resultaría interesante contar con algún grupo más generador con objeto de poder abastecer en caso necesario al gran consumidor de España (Cataluña) o bien enviar la energía a la Comunidad Valenciana. Además también existe en esta zona una buena cantidad de yacimientos explotables y la posibilidad de almacenamiento geológico de CO2.

- Extremadura exporta todo su excedente de energía a la zona de Madrid.

- Andalucía, que ha sido tradicionalmente deficitaria en energía, recibía la energía del equilibrio de saldos con Portugal, es decir España le cedía energía a Portugal por el norte y ésta nos devolvía la energía por el sur con objeto de abastecer las distintas zonas de ambos países, desde la instalación de los ciclos combinados en Arcos de la Frontera, San Roque y Campo de Gibraltar; Andalucía se ha convertido así en excedentaria de energía y por lo tanto ya no es necesario tomar energía eléctrica del sur de Portugal. El excedente de su energía sirve para enviarlo a la zona de la Comunidad Valenciana y Murcia.

- La Comunidad Valenciana es la tercera Comunidad con mayor consumo de energía eléctrica. El gran consumo de esta comunidad queda en parte paliado por la presencia de la C.N. de Cofrentes así como los nuevos ciclos combinados que se han instalado en la zona.

Cabe destacar de esta zona que presenta un consumo muy estacional, aumentando en gran medida en la época de verano con la llegada del turismo. Por otro lado, esta zona presenta un gran defecto de energía reactiva, lo cual hace bastante complicado el transporte a largas distancias de la energía eléctrica. Así pues, es necesario disponer, de nuevo, de potencia rodante en reserva que pueda suministrar esa energía extra que se consume en la época de verano.

Estas consideraciones redundan en la necesidad de consolidar la estabilidad de la red eléctrica española, y las reflexiones que se pueden hacer sobre ello nos llevan a mantener las propuestas ya expresadas de disponer de potencia de generación con carbón en emplazamientos distribuidos por todo el país, aunque a lo largo del año funcionen un número reducido de horas equivalentes a plena carga.

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO2

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂:

El dióxido de carbono (CO₂) es el gas de efecto invernadero que más contribuye al calentamiento global del planeta. En los dos últimos siglos, su concentración atmosférica ha aumentado de forma considerable, principalmente a causa de actividades humanas como la quema de combustibles fósiles.

Una de las opciones para reducir las emisiones de CO₂, es almacenarlo en el subsuelo. Esta técnica se denomina Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC).

Captura y Almacenamiento de Dióxido de Carbono:

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas de efecto invernadero que se encuentra naturalmente en la atmósfera. Las actividades humanas, como la quema de combustibles fósiles y otros procesos, aumentan significativamente su concentración en la atmósfera contribuyendo al calentamiento global del planeta.

La captura y almacenamiento de CO₂ (CAC) podría limitar las emisiones atmosféricas de carbono derivadas de las actividades humanas. Esta técnica consiste en capturar el CO₂ producido en las centrales eléctricas o plantas industriales, y luego almacenarlo por un largo periodo de tiempo, ya sea en formaciones geológicas del subsuelo, en océanos o en otros materiales. No debe confundirse con el secuestro de carbono, que consiste en eliminar el carbono presente en la atmósfera mediante procesos naturales como el crecimiento de bosques.

El proceso consiste en tres etapas principales:

1. Capturar el CO₂ en su fuente, separándolo de los otros gases que se generan en los procesos industriales.

2. Transportar el CO₂ capturado a un lugar de almacenamiento apropiado (normalmente de forma comprimida).
3. Almacenar el CO₂ fuera de la atmósfera durante un largo periodo de tiempo, por ejemplo en formaciones geológicas subterráneas, en las profundidades oceánicas o dentro de ciertos compuestos minerales.

Algunas de las tecnologías que se requieren para este proceso están más avanzadas que otras. A mediados del año 2005 ya se habían desarrollado tres proyectos comerciales en los que el CO₂ capturado se almacena en formaciones geológicas subterráneas, en el marco de proyectos de extracción o procesamiento de gas y petróleo.

Papel de la Captura y Almacenamiento de CO₂ en la lucha contra el cambio climático:

La mayoría de escenarios relativos al consumo energético mundial, pronostican un aumento substancial de las emisiones de CO₂ a lo largo de este siglo de no tomarse medidas específicas para mitigar el cambio climático. También prevén que el abastecimiento de energía primaria seguirá siendo dominado por los combustibles fósiles, por lo menos hasta mediados de este siglo.

Por tanto, las técnicas para capturar y almacenar el CO₂ producido podrían, en combinación con otras opciones tecnológicas, desempeñar un papel importante en la lucha contra el cambio climático.

Sin embargo, ninguna opción tecnológica podrá, por sí sola, permitir toda la reducción de las emisiones necesaria para estabilizar la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero a un nivel suficiente para prevenir interferencias peligrosas con el sistema climático.

Existen otras opciones tecnológicas para estabilizar la concentración atmosférica de los gases de efecto invernadero que consisten en:

- reducir la demanda energética mediante el aumento de la eficiencia energética,

- pasar a utilizar combustibles que requieran menos cantidades de carbono (por ejemplo, pasando del carbón al gas natural),
- aumentar el uso de las fuentes de energías renovables y/o de la energía nuclear (cada una de las cuales emiten, a fin de cuentas, muy poco o nada de CO₂),
- fomentar los sumideros naturales de carbono (como los bosques), y,
- reducir gases de efecto invernadero aparte del CO₂ (como el metano).

La captura y almacenamiento de CO₂ sería una opción para los países desarrollados que necesitan reducir sus emisiones de CO₂ y que tienen importantes fuentes de CO₂ propicias a ser capturadas, acceso a los lugares de almacenamiento y experiencia con el tratamiento del gas y del petróleo. Sin embargo, existen muchas barreras para su expansión en dichos países. Por tanto, la creación de condiciones que faciliten la difusión de esta tecnología en los países en vías de desarrollo resultaría esencial para que la técnica de CAC se adopte a nivel mundial.

Fuentes de emisión de CO₂ capturadas y almacenadas:

Características de las fuentes de emisión adecuadas para la CAC:

Varios factores determinan si la captura de dióxido de carbono es una opción viable para una determinada fuente de emisión:

- su talla
- si es fija o móvil,
- su proximidad con potenciales lugares de almacenamiento, y
- el grado de concentración de sus emisiones de CO₂.

El CO₂ podría capturarse de fuentes de emisión fijas de gran envergadura, como las centrales eléctricas o las plantas industriales. De encontrarse cerca de lugares de almacenamiento potenciales, por ejemplo de formaciones geológicas adaptadas, estas infraestructuras podrían ser elegidas para la temprana implementación de la captura y almacenamiento de CO₂ (CAC).

A estas alturas, todavía no se consideran las fuentes de emisión pequeñas o móviles, ya sea en hogares, comercios o medios de transporte, porque todavía no son adecuadas para la captura y almacenamiento.

En el año 2000, cerca del 60% de las emisiones de CO₂ derivadas del uso de los combustibles fósiles fueron producidas por fuentes de emisión fijas y de gran envergadura, como centrales eléctricas, plantas de extracción de petróleo y gas o industrias de tratamiento.

Cuatro grandes núcleos de emisiones procedentes de tales fuentes fijas son: la región central y el Este de los EE.UU., la región noroeste de Europa, la costa este de China y el subcontinente indio.

Las instalaciones de transformación de biomasa a gran escala, por ejemplo para la producción de bioetanol, también generan emisiones con un alto contenido de CO₂. Pese a que estas instalaciones son mucho más pequeñas y escasas, también podrían adecuarse a la captura y almacenamiento de CO₂.

Muchas fuentes fijas de emisión se encuentran justo encima, o a una distancia razonable (menos de 300 Km.), de potenciales áreas de almacenamiento geológico.

Medida en la que pueden capturarse las futuras emisiones de CO₂:

Si consideramos los diferentes escenarios de emisión, se prevé una captura potencial del 9-12% de las emisiones globales de CO₂ para 2020, y del 21-45% para 2050.

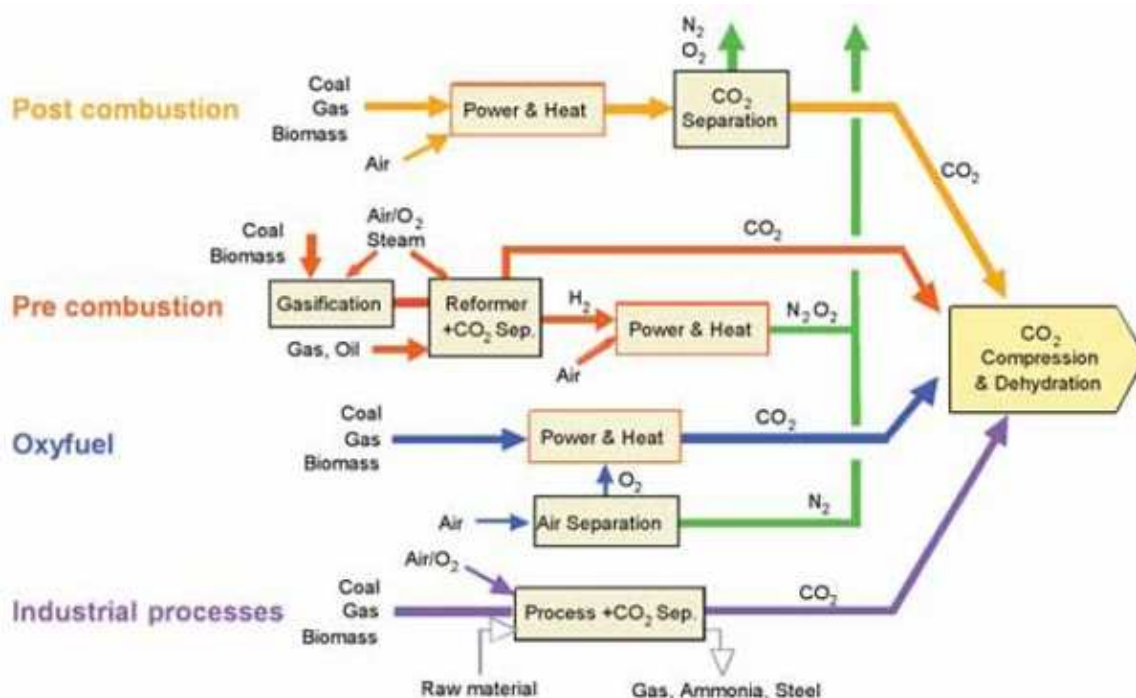
Además, en unas cuantas décadas, los vectores energéticos como la electricidad o el hidrógeno, cuyo uso no emite carbono, podrían empezar a remplazar los combustibles fósiles utilizados en la actualidad por las pequeñas fuentes de emisión no centralizadas en hogares, negocios o transportes.

Estos vectores energéticos podrían producirse a partir de combustibles fósiles y/o de biomasa en grandes plantas centralizadas que generarían amplias fuentes de CO₂ adaptadas a la captura de dióxido de carbono. Tales aplicaciones podrían reducir las emisiones diseminadas de CO₂ provenientes del transporte y de los sistemas de suministro de energía no centralizados, aumentando el potencial de captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CAC).

Métodos de Captura de CO₂:

Tecnologías de captura disponibles en la actualidad:

Para capturar el dióxido de carbono (CO₂) primero debe separarse de los demás gases resultantes de la combustión o del tratamiento. Luego se comprime y se purifica para facilitar su transporte y almacenamiento.



Cada uno de los tres sistemas siguientes permite capturar el dióxido de carbono resultante de la combustión, especialmente en el sector eléctrico:

Sistema	Avance	Importe neto de CO ₂ "evitado"
Post-combustión	Uso comercial hace décadas en otras aplicaciones relacionadas	80-90%
Pre-combustión		
Oxicombustión	Fase de demostración	90%

En los sistemas de post-combustión, los gases resultantes de la combustión del carburante en el aire (gases de combustión) tan sólo contienen pequeñas fracciones de CO₂. Éste se captura por la inyección de los gases de combustión en un líquido que absorbe únicamente el CO₂ (como un solvente orgánico enfriado o comprimido). El CO₂ casi puro puede entonces ser liberado del líquido, al calentarlo o liberar la presión. Ya se están utilizando similares procesos de separación a gran escala para eliminar el CO₂ del gas natural

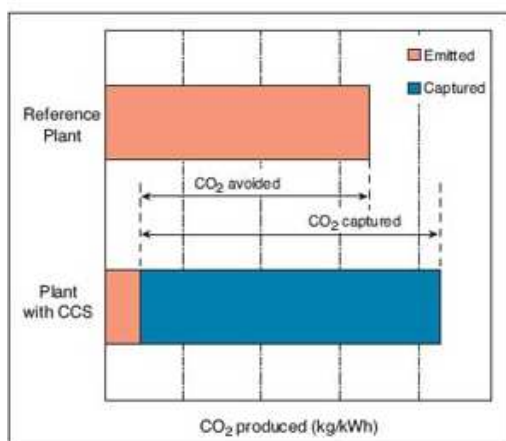
En los sistemas de pre-combustión, el combustible primario se transforma primero en gas mediante su calentamiento con vapor y aire u oxígeno. Esta transformación produce un gas compuesto esencialmente de hidrógeno y de CO₂, que pueden ser fácilmente separados. El hidrógeno puede entonces utilizarse para la producción de energía o calefacción.

La oxicombustión utiliza el oxígeno puro para quemar el combustible en lugar de utilizar el aire, que únicamente contiene 20% del oxígeno y mucho nitrógeno. Su resultante es un gas mixto compuesto esencialmente de vapor de agua y de CO₂. El vapor de agua puede separarse fácilmente del CO₂ mediante el enfriamiento y la compresión del flujo de gas. Sin embargo, al requerir una separación previa del oxígeno y del aire, este proceso resulta bastante complicado.

Ya se están utilizando sistemas de captura similares en varios procesos industriales, como la producción de hidrógeno o de urea y la gasificación del carbón.

Costes de la captura de CO₂:

Los sistemas de captura reducen en un 80 o 90% las emisiones de CO₂ procedentes de centrales de combustión. Estos datos tienen en cuenta el consumo energético adicional que requieren los sistemas de captura.



Para las nuevas centrales eléctricas que funcionan con combustibles fósiles, la captura del CO₂ podría aumentar los costes de producción de electricidad en un 35 a 85% dependiendo de las diferentes posibilidades de diseño, operación y financiación de la central.

Este coste unitario varía significativamente dependiendo de los diferentes tipos de plantas de combustión y de procesos industriales. Por norma general, dicho coste es menor cuando se produce una corriente de CO₂ relativamente pura, como ocurre en el tratamiento del gas natural y en la producción de hidrógeno o amoníaco.

Modos de transportar el CO₂ una vez capturado:

Métodos para transportar el CO₂:

Salvo cuando la fuente de emisión se localice directamente encima del lugar de almacenamiento, el CO₂ deberá ser transportado. Existen varios modos de realizar este transporte.

Las corrientes concentradas de CO₂ pueden transportarse de forma segura a través de gasoductos de alta presión. Dichos gasoductos llevan siendo utilizados en EEUU desde el inicio de los años 1970, para la recuperación asistida de petróleo (R.A.P) y actualmente, constituyen el principal método para transportar el CO₂. Experiencias realizadas en las pasadas décadas han demostrado la escasez de accidentes y de riesgos asociados con gasoductos convenientemente diseñados.

El CO₂ también puede transportarse como líquido, en barcos parecidos a los que transportan el Gas Licuado del Petróleo (GLP).

Técnicamente, el CO₂ en su forma líquida también puede ser transportado en camiones o vagones cisterna a través de tanques aislados a baja temperatura y a una presión mucho más baja que en los gasoductos. Ahora bien, esta opción no es rentable para el transporte de grandes cantidades de CO₂

Coste del transporte del CO₂:

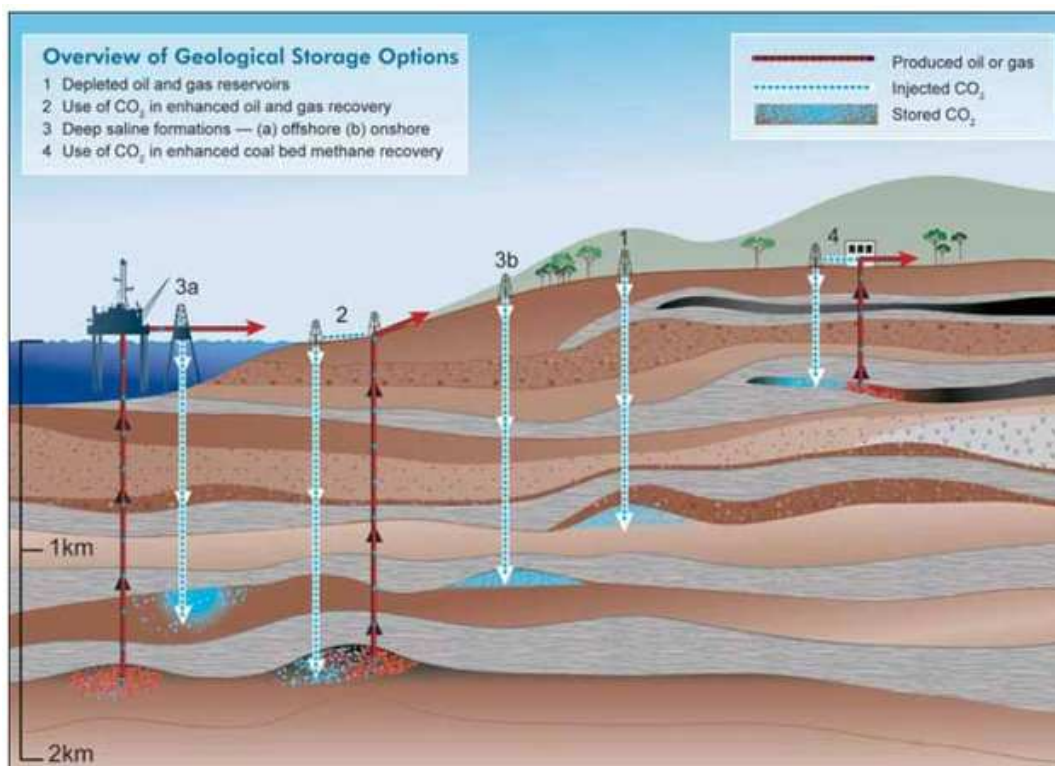
El coste del transporte de CO₂, ya sea por vía marítima o por gasoductos, depende de la distancia y de la cantidad transportada. En el caso de los gasoductos, los costes son mayores cuando son submarinos o cuando crucen zonas de fuerte densidad de población, montañas o ríos. Las fluctuaciones del precio del acero también tendrían un impacto sobre los costes del transporte por gasoducto.

En cuanto al transporte por vía marítima, los costes dependen de las características del barco como por ejemplo, del volumen de la cisterna. Cuando el transporte por vía marítima es posible, es normalmente más económico que el transporte por gasoducto, para distancias superiores a los 1.000 km y para cantidades de CO₂ inferiores a unos cuantos millones de toneladas por año

Almacén del CO₂ bajo tierra:

Posibilidades de almacenamiento geológico:

Las formaciones geológicas aptas para el almacenamiento de CO₂ son las reservas agotadas de gas y de petróleo, los acuíferos salinos profundos y los lechos de carbón inexplotables. Los lugares de almacenamiento deben estar generalmente localizados a profundidades iguales o superiores a los 800 m, donde la presión predominante mantiene el CO₂ en un estado tanto líquido como supercrítico. Bajo estas condiciones, el CO₂ tiene una densidad inferior a la del agua y debe ser bloqueado desde arriba para evitar su resurgimiento en la superficie. Por ejemplo, el CO₂ puede capturarse físicamente bajo una capa rocosa hermética, o en los espacios porosos del interior de la roca. Asimismo, puede capturarse químicamente al disolverse con agua y reaccionar con las rocas que le rodean para formar carbonatos minerales.



El CO₂ comprimido puede ser inyectado en los poros de las formaciones rocosas del subsuelo utilizando muchos de los métodos que actualmente se utilizan por las industrias del gas y del petróleo: tecnología de perforación, tecnología de inyección, simulación informática de la dinámica de los depósitos de almacenamiento y los métodos de vigilancia.

Se están desarrollando proyectos de almacenamiento a escala industrial en el Mar del Norte, en Canadá, Argelia y Tejas. En cada uno de estos lugares se almacenan más de un millón de toneladas de CO₂ por año, que de lo contrario, serían liberadas en la atmósfera.

Por todo el mundo existen potenciales lugares de almacenamiento geológico, tanto sobre la tierra firme como en el mar. Los pronósticos sobre el espacio total de almacenamiento disponible varían mucho, pero por norma general indican la existencia del espacio suficiente para cubrir de varias décadas a cientos de años de emisiones de CO₂, basándose en el ritmo actual de las emisiones. Además, gran parte de las centrales eléctricas y de las demás fuentes industriales de emisión existentes se sitúan a menos de 300 Km. de zonas con potencial de almacenamiento.

Aunque la capacidad de almacenamiento de los depósitos geológicos sea posiblemente suficiente para contribuir significativamente a la reducción de las emisiones de CO₂, su verdadera capacidad todavía permanece desconocida.

Las fugas de CO₂ desde el lugar de almacenamiento implican riesgos para el clima a nivel mundial, pero también de riesgos locales para poblaciones, ecosistemas y aguas subterráneas en el caso de un escape súbito y rápido de CO₂. Se prevé que dichos riesgos sean bastante reducidos: la mayor parte del CO₂ debería permanecer bajo tierra durante siglos, y las fugas deberían poder controlarse adecuadamente antes de causar perjuicios a nivel local. Sin embargo, podría ser necesario el control de los lugares de almacenamiento durante periodos de tiempo muy largos, y se espera un desarrollo de nuevos métodos a medida que mejore la tecnología. También se requiere un marco

legal a largo plazo, al extenderse el tiempo de almacenamiento a muchas generaciones. Parece que el público en general no sabe mucho de esta opción tecnológica y es reacio a aceptarla, porque se percibe a veces que el almacenamiento de CO₂ resulta de una incapacidad para encontrar otras maneras de reducir las emisiones.

Coste del almacenamiento geológico:

El almacenamiento en formaciones geológicas es la opción de almacenamiento de CO₂ menos costosa y más aceptable desde el punto de vista medioambiental. El coste de almacenamiento en las formaciones salinas y en las reservas agotadas de gas y petróleo suelen oscilar entre los 0.5 y los 8 dólares por tonelada de CO₂ inyectada, con un coste adicional de control de entre los 0.1 y los 0.3 dólares por tonelada de CO₂ inyectada. Los costes de almacenamiento más económicos se darán en aquellas reservas que estén dotadas de una gran permeabilidad, que se sitúen en tierra firme, a poca profundidad, y/o en aquellos lugares donde existan pozos e infraestructuras procedentes de la industria del gas y del petróleo que puedan ser reutilizadas.

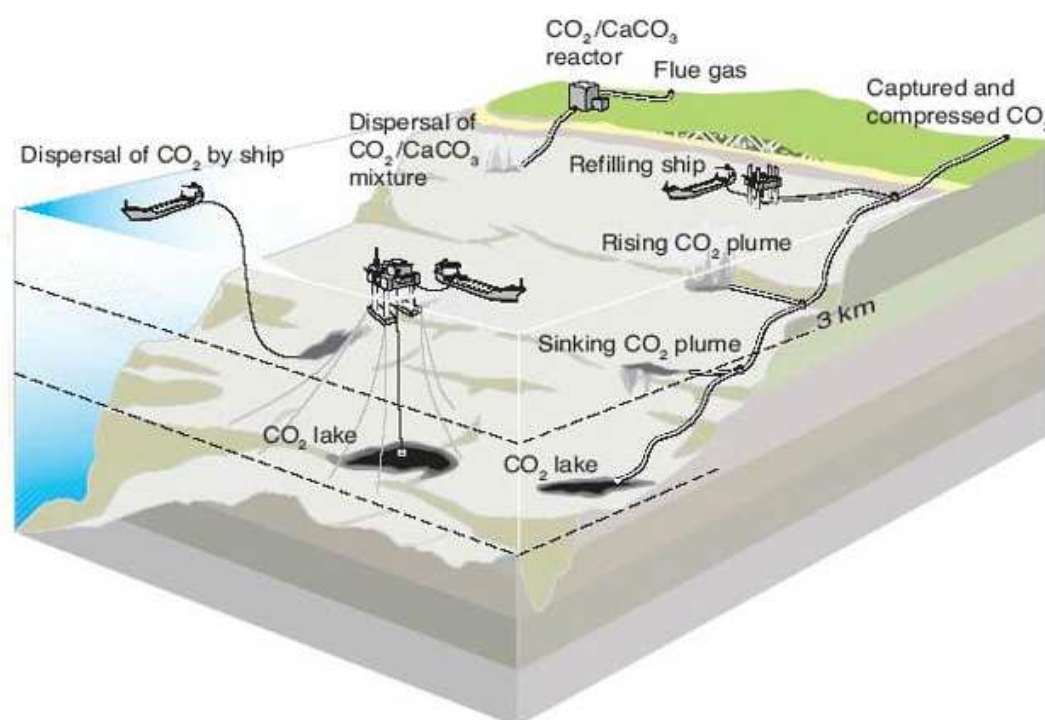
El almacenamiento geológico de CO₂ podría incluso generar beneficios, por ejemplo mediante la recuperación asistida de petróleo o de gas, donde se utiliza la inyección de CO₂ bajo tierra para desplazar y recuperar el combustible

Almacén de CO₂ en las profundidades del océano:

Métodos de almacenamiento oceánico:

Al ser el CO₂ soluble en agua, se producen intercambios naturales entre la atmósfera y la superficie de los océanos hasta que alcanzan un equilibrio. Si aumenta la concentración atmosférica de CO₂, se prevé que los océanos tarden varios siglos en absorber el CO₂ adicional hasta alcanzar un nuevo equilibrio. En un primer momento, el CO₂ debería disolverse en las capas oceánicas superiores, y más tarde mezclarse con las aguas de las

profundidades oceánicas. De esta forma, los océanos han absorbido unas 500 del las 1300 Gt de CO₂ liberadas en la atmósfera por las actividades humanas a lo largo de los últimos 200 años. Actualmente, los océanos absorben 7 Gt de CO₂ por año. Este dióxido de carbono se encuentra, en su mayor parte, en la capa superior del océano que, consecuentemente, se ha vuelto un poco más ácido (con una disminución del pH de 0.1). Sin embargo, hasta la fecha no se ha producido prácticamente ningún cambio en relación a la acidez de las profundidades oceánicas.



El CO₂ capturado podría potencialmente inyectarse directamente en las profundidades oceánicas y, en su mayor parte, permanecer aislado de la atmósfera durante centenares de años. Esto podría realizarse transportando el CO₂ al lugar de almacenamiento mediante gasoductos o barcos, donde sería inyectado en la columna de agua del océano o en el fondo del mar. El CO₂ disuelto y dispersado pasaría entonces a formar parte del ciclo del carbón a nivel mundial. Las posibilidades de almacenamiento de CO₂ en las profundidades oceánicas para periodos de tiempo incluso mayores, incluyen la formación de hidratos sólidos de CO₂ y/o de lagos de CO₂ líquido en el fondo

del mar, y la disolución de minerales alcalinos, como la piedra caliza, para neutralizar la acidez producida por el CO₂.

Posibles costes e impactos del almacenamiento oceánico:

La inyección de unas cuantas Gt de CO₂ produciría cambios perceptibles en la química de las aguas oceánicas próximas al lugar de inyección, mientras la inyección de centenares de Gt de CO₂ llegaría a producir cambios medibles en la totalidad del océano. A lo largo de los siglos, la mezcla de las aguas oceánicas podría provocar una emisión gradual de CO₂ en la atmósfera. Los experimentos han demostrado que la agregación de CO₂ puede dañar a los organismos marinos que se sitúen cerca de los puntos de inyección o de los lagos de CO₂. Todavía no se han estudiado los efectos a largo plazo que podrían derivarse de la inyección directa de CO₂ en grandes áreas oceánicas. Sin embargo se espera que aumenten las consecuencias sobre los ecosistemas oceánicos al aumentar las concentraciones de CO₂ y al disminuir el pH. Además, no se sabe si las especies y ecosistemas marinos podrían adaptarse a estos cambios químicos o cómo.

El coste del almacenamiento oceánico se ha calculado sobre la base de los costes de transporte por gasoductos submarinos o por barcos, además de un coste energético adicional de 6 a 31 dólares por tonelada inyectada de CO₂. Para distancias cortas (100 Km. de la costa), la opción más económica es la de los gasoductos fijos. Para distancias mayores (500 Km. de la costa) la opción más rentable es la inyección desde un barco móvil o el transporte marítimo hasta una plataforma donde podría realizarse la subsiguiente inyección.

Los tratados de ámbito regional y mundial que regulan el medio ambiente marino, como el Convenio OSPAR y el Convenio de Londres, también incumben el almacenamiento oceánico, pero todavía no se ha determinado el estatuto jurídico del almacenamiento oceánico intencional.

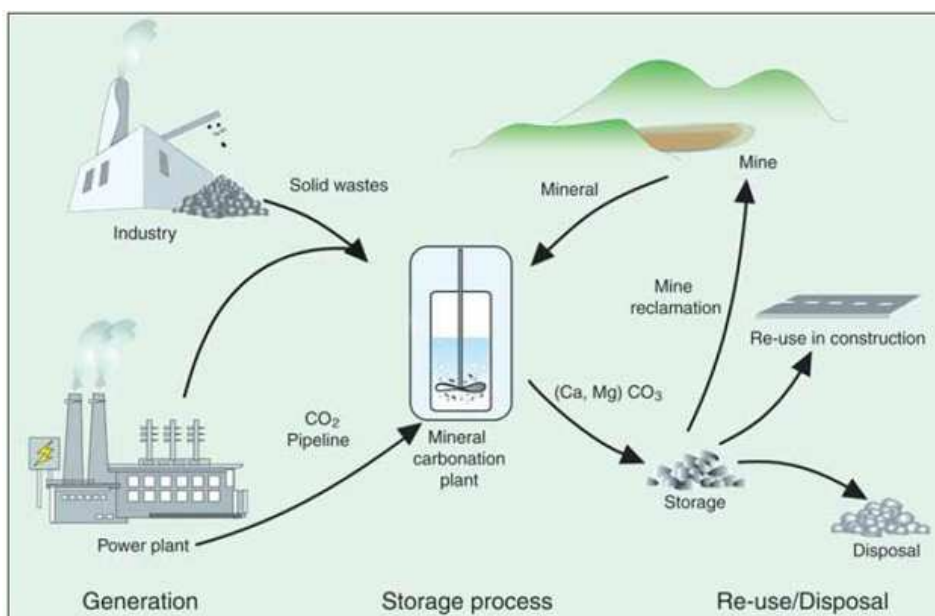
El almacenamiento oceánico sería, por tanto, una opción de almacenamiento de CO₂ más cara y menos aceptable desde el punto de vista medioambiental.

En los escasos estudios que se han llevado a cabo hasta ahora sobre las percepciones sociales de estas medidas, la sociedad ha expresado muchas más reservas respecto al almacenamiento oceánico que respecto al almacenamiento geológico.

Almacén de CO₂ en otros materiales:

CO₂ ser transformado y almacenado en forma sólida:

Gracias a un proceso llamado carbonatación mineral, el CO₂ puede adoptar casi permanentemente una forma sólida mediante reacciones químicas con ciertos minerales extraídos que se encuentran en la naturaleza (proceso llamado carbonatación mineral), como el óxido de calcio (CaO) para producir piedra caliza (CaCO₃), o el óxido de magnesio (MgO) para producir dolomita (MgCO₃). Como resultado de esta reacción no habría emisión de CO₂ a la atmósfera, los lugares de eliminación no requerirían mucho control y los riesgos asociados serían muy bajos. Sin embargo se requieren grandes cantidades de energía y de minerales para aplicar esta tecnología. Se necesitan grandes mejoras antes de que se convierta en una opción real.



Usos industriales del CO₂:

Técnicamente es posible explotar el CO₂ capturado en procesos químicos industriales, pero su capacidad de reducción de las emisiones es bastante modesta. El uso industrial total de 120 Mt de CO₂ por año representa una cantidad muy pequeña si se compara con las emisiones derivadas de las actividades humanas (más de 30.000 Mt de CO₂ por año). De esta cantidad, dos tercios se reservan a la producción de urea, utilizada para la producción de fertilizantes y otros productos. Otros usos incluyen: horticultura, refrigeración, embalaje de alimentos, soldadura, bebidas y dispositivos de extinción.

Además, la mayor parte de estos productos industriales vuelven a liberar su contenido de CO₂ en la atmósfera al cabo de unos días o meses. Tan sólo una pequeña proporción (unas 20 Mt de CO₂ por año) queda almacenada durante varias décadas como máximo y sólo 1 Mt de CO₂ por año queda almacenada durante un siglo o más. Por eso, la captura de CO₂ para uso industrial sólo podría contribuir de manera insignificante a la mitigación del cambio climático.

Rentabilidad de las distintas opciones de captura y almacenamiento de CO₂:

Existen muchas incertidumbres respecto a la estimación de los costes actuales y futuros de la captura y almacenamiento de CO₂. Aunque algunos componentes de la captura y almacenamiento de CO₂ ya se están aplicando para ciertas aplicaciones industriales en mercados maduros, esta tecnología todavía no ha sido utilizada en las grandes centrales eléctricas, donde su aplicación goza del mayor potencial.

En un sistema completamente integrado, los procesos de captura y compresión serían los más costosos. De manera general se estima que el almacenamiento geológico es más rentable que el almacenamiento oceánico, siendo la carbonatación mineral la tecnología más costosa.

Los costes totales no sólo dependerán del sistema de captura utilizado, del tipo de almacenamiento o de la distancia de transporte, sino también de otras variables como el diseño, la operación, la financiación, la talla y la localización de la planta, el tipo de combustible utilizado, así como los costes derivados del consumo de combustible y electricidad.

Bajo las condiciones actuales, la producción de electricidad cuesta aproximadamente de 0.04 a 0.06 dólares americanos por Kwh. Si se adoptaran las tecnologías actuales de captura y almacenamiento de CO₂, se estima que su coste aumentaría de 0.01 a 0.05 dólares por Kwh. Esta cifra podría reducirse de 0.01 a 0.02 dólares por Kwh. si los ingresos derivados de la recuperación asistida del petróleo compensasen estos costes.

Al comparar la captura y almacenamiento de CO₂ con las otras opciones tecnológicas para reducir las emisiones de CO₂, hay que tener en cuenta que se requiere del 10 al 40% de energía adicional para producir la misma cantidad de electricidad. Los costes por tonelada de CO₂ evitado suelen variar en un rango bastante amplio. Gran parte del potencial tecnológico está disponible a unos costes superiores a los de las demás opciones destinadas a mejorar la eficiencia energética, aunque sigue siendo inferior a la mayoría de las opciones de energía solar.

Cuando se planifica la construcción de una nueva planta, el cálculo de los costes que implica el establecimiento de los sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ puede tener una influencia sobre el tipo de planta escogida. Esta tecnología puede aplicarse a las tecnologías actuales como el carbón pulverizado o el ciclo combinado de gas natural (CCGN). Sin embargo, los costes adicionales serán inferiores cuando la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ se integre dentro de nuevas tecnologías como el ciclo combinado con gasificación integrada (CCGI) o las instalaciones para la producción de hidrógeno (durante la pre-combustión). Aunque la mayoría de las instalaciones existentes podrían ser modernizadas para integrar los

sistemas de CAC, resultaría mucho más caro frente a las nuevas plantas que ya incorporen dichos sistemas.

Los futuros costes de la captura y almacenamiento de CO₂ podrían disminuir a medida que avance la tecnología y una vez que se utilicen a gran escala, quizás en un 20 o 30% durante la próxima década. Sin embargo, el aumento del precio de los combustibles fósiles podría aumentar sus costes. Como las plantas de biomasa tienen en la actualidad un tamaño pequeño, los costes para la captura y almacenamiento de CO₂ deberían ser relativamente altos. Los costes de captura y almacenamiento de CO₂ a partir de procesos industriales que no sean la producción de electricidad, pueden ser inferiores a los de las centrales eléctricas, sobretodo en aquellos procesos, como la producción de hidrógeno o amoníaco, que ya separan el CO₂.

Cuantificar la reducción de las emisiones:

Uno de los aspectos más importantes de la captura y almacenamiento de CO₂, es el desarrollo y la aplicación de métodos para estimar y notificar las cantidades en que las emisiones de gases de efecto invernadero son reducidas, evitadas o eliminadas de la atmósfera.

Esto requiere:

- realizar estimaciones e informes sobre las emisiones actuales para los inventarios nacionales sobre gases de efecto invernadero.
- inscribir la captura y almacenamiento de CO₂ en el marco de acuerdos internacionales destinados a limitar las emisiones netas.

Ante la ausencia de acuerdos internacionales, no queda claro si las diversas formas de captura y almacenamiento de CO₂ serán tratados como reducción de emisiones o como eliminación de las emisiones de la atmósfera. La técnica de la captura y almacenamiento de CO₂ se diferencia claramente y en muchos aspectos del secuestro de CO₂ en sumideros biológicos de carbón (bosques, suelo, etc.), a la vez que las diferentes formas de captura y almacenamiento se diferencian claramente las unas de las otras. Mientras que una tonelada de

CO₂ almacenada de forma permanente ofrece las mismas ventajas en términos de concentraciones atmosféricas de CO₂ que una tonelada de CO₂ no emitida, una tonelada de CO₂ almacenada de forma temporal ofrece muchos menos beneficios. Esta diferencia debería reflejarse en todos los sistemas que contabilizan las reducciones netas de gases de efecto invernadero.

Actualmente, no existe ningún método disponible en el marco de CMNUCC para controlar, medir y contabilizar las fugas físicas desde los lugares de almacenamiento.

Aunque los métodos actualmente disponibles para los inventarios nacionales sobre emisiones puedan integrar los sistemas de captura y almacenamiento o ser revisados para ello, la contabilidad del CO₂ almacenado atañe cuestiones relativas a la aceptación y a la transferencia de responsabilidades para las emisiones almacenadas. Estas cuestiones pueden ser abordadas mediante procesos políticos nacionales e internacionales.

RIESGOS

RIESGOS:

Podemos definir los riesgos como la probabilidad de que ocurran sucesos no deseados y la gravedad de las consecuencias en caso de que estos sucesos llegasen a ocurrir.

El punto de partida para el análisis de los riesgos se encuentra en definir que tipo y qué nivel de riesgos estamos dispuestos a admitir, teniendo en cuenta los beneficios que vamos a obtener.

En el caso concreto del almacenamiento geológico de CO₂, para que un proyecto sea viable tenemos que fijarnos en varios factores tales como la aptitud del sello para confinar CO₂, la capacidad de almacenamiento, la viabilidad económica del proyecto, los impactos que éste pueda tener para la seguridad, salud o medio ambiente, etc.

En una primera evaluación, los grandes riesgos que se pueden identificar son los siguientes:

- Pérdidas a través de pozos mal completados o antiguos
- Pérdidas a través de pozos abandonados
- Pérdidas a través de rocas sello
- Moniterio inadecuado o inconsistente

Según madura la tecnología se ha conseguido mitigar al mínimo los riesgos de fuga a través de los supuestos expuestos.

Para las fugas de CO₂ asumiremos un máximo del 0,01% del CO₂ almacenado al año, que supondría una fuga del 1% en 100 años y del 10% en 1000 años. Este límite ha sido escogido de entre las estimaciones de múltiples investigadores del ratio de fuga de CO₂ que es aceptable, que varían desde el 1% hasta el 0,01% por año del total almacenado.

La capacidad efectiva del almacén puede verse reducida, principalmente, por un cálculo erróneo de su capacidad (capacidad limitada) o una inyectividad reducida. Asumiremos que la capacidad efectiva debe ser, al menos, de un 90% de la calculada.

En una primera aproximación, para que el proyecto sea viable, los beneficios, como mínimo, deben ser mayores que los costes. En los costes hay que tener en cuenta tanto los costes de captura y transporte, como los de perforación e inyección. Y en los beneficios, habrá que tener en cuenta los beneficios derivados de la mitigación de CO₂ de la atmósfera y los incentivos de la administración, así como los beneficios derivados de una posible recuperación secundaria de metano o petróleo.

Además, el proyecto no debe plantear un riesgo apreciable a la salud, particularmente en lo que respecta a pérdida de vidas o daños a la salud graves.

Si el riesgo es suficientemente bajo será aceptable socialmente. Así, una frecuencia de una víctima mortal cada 1000 años sería aceptable. También son aceptables daños al medio ambiente por un valor de hasta 1000 €/año. El cumplimiento de todos estos requisitos redundará en una buena imagen pública de este tipo de proyectos.

Usando una metodología específica de análisis de riesgos, se obtiene la siguiente tabla para almacenamiento geológico, según estudio realizado por FIGMMG, usando el método FMEA (*Failure Modes and Effects Analysis*) (Sutton, 2003a). En ella, la gravedad (o magnitud del daño) y la probabilidad del fallo pueden ser usadas para evaluar el riesgo, a través de una Matriz de Riesgo.

MODOS DE FALLO:

Fugas de CO₂ en las instalaciones

Fuga de CO2 debido a un fallo de la tubería
Fallo en la cabeza del pozo de inyección
Fallo del dispositivo antirretorno

Riesgos geológicos

Fugas de CO2
Fugas de CH4
Sismicidad
Movimiento del terreno

Capacidad del almacén e inyectividad

Inyectividad reducida
Falta de capacidad

Riesgos sociales

Los participantes rechazan o se oponen al proyecto
Percepción pública negativa de este tipo de proyectos
Demandas legales
Cambio regulatorio

Riesgos económicos

Costes del proyecto
Bajada de precios del mercado de CO2
Falta de subvención

Riesgos para la seguridad, salud y medioambiente

Daños a la biosfera
Daño medioambiental de las instalaciones en superficie
Contaminación del suelo o aguas por escapes de CO2
Contaminación de acuíferos por salmueras

Una vez identificados los riesgos el siguiente punto es ver la probabilidad de su ocurrencia, es decir, la frecuencia estimada del fallo, que una vez que sea identificada el siguiente paso será comprobar su gravedad, atendiendo a factores que lleva asociados, que son el coste, salud, seguridad, imagen pública y efectos al medio ambiente.

Así podemos establecer los siguientes criterios:

MATRIZ DE PROBABILIDAD	FRECUENCIA (año ⁻¹)	COMENTARIOS
6. INEVITABLE	1·10 ⁻¹	Se espera que ocurra al menos una vez cada 10 años.
5. MUY PROBABLE	1·10 ⁻²	Se espera que ocurra una vez cada 100 años.
4. PROBABLE	1·10 ⁻³	Puede ocurrir. Existe 1 posibilidad de que ocurra en 1000 años.
3. IMPROBABLE	1·10 ⁻⁴	No se espera que ocurra, pero puede ocurrir. Existe 1 posibilidad de que ocurra en 10 000 años.
2. MUY IMPROBABLE	1·10 ⁻⁵	Sería muy sorprendente que ocurriese. Existe 1 posibilidad de que ocurra en 100 000 años.
1. EXTREMADAMENTE IMPROBABLE	1·10 ⁻⁶	Se supone que es imposible que ocurra el suceso.

Fuente: FIGMMG

Como cabe esperar, el efecto de un fallo lleva un coste asociado, dicho coste será la suma de los costes de remediación de los daños ocasionados a la salud y seguridad de las personas, el medio ambiente, la imagen pública y las pérdidas de CO₂ asociadas. Para estimar la imagen pública se tendrá en cuenta la cobertura que tendría un determinado fallo en los medios de comunicación, así como las posibles demandas que pueda inducir ese fallo. Asimismo, es importante la estimación de los daños que posibles accidentes pueden tener en el medio ambiente, la salud y la seguridad. Para esta estimación se tendrán en cuenta la magnitud de los daños y su reversibilidad.

Además, el proyecto industrial objeto de este análisis tiene como finalidad el almacenamiento de CO₂. Por ello, se ha considerado importante incluir un indicador de pérdidas de CO₂, que establecerá la magnitud de la pérdida de CO₂ (en porcentaje anual del total almacenado) ocasionada al producirse un

determinado fallo. Para la estimación de todos estos factores de riesgo se ha construido una matriz de gravedad.

MATRIZ DE GRAVEDAD					
NIVEL	EFECTOS				
	COSTE	SALUD Y SEGURIDAD	IMAGEN PÚBLICA	MEDIO AMBIENTE	PÉRDIDAS DE CO2
10	> 10 M€	Alguna fatalidad o daño permanente a la salud	Cobertura en los medios de comunicación internacionales	Impacto catastrófico e irreversible	> 3%/año
9	1 - 10 M€				1 - 3 %/año
8	0,5 - 1 M€	Graves o múltiples lesiones	Cobertura en los medios de comunicación nacionales	Impacto irreversible significativo	0,7 - 1 %/año
7	0,2 - 0,5 M€				0,4 - 0,7 %/año
6	0,1 - 0,2 M€	Lesiones leves	Muchas demandas o quejas locales	Impacto reversible significativo	0,1 - 0,4 %/año
5	0,05 - 0,1 M€				0,05 - 0,1 %/año
4	0,01 - 0,05 M€	Tratamiento médico	Algunas demandas o quejas locales	Impacto menor	0,01 - 0,05 %/año
3	5000 - 10 000 €				0,007 - 0,01 %/año
2	1000 - 5000 €	No se requieren atenciones médicas	Quejas o demandas por asuntos menores	Impacto inapreciable	0,003 - 0,007 %/año
1	< 1000 €				0 - 0,003 %/año

Fuente: FIGMMG

Analizando los datos anteriores se puede llegar a una matriz final de clases de riesgos, desde riesgo mínimo a riesgo extremo, teniendo en cuenta todos los factores concretos antes mencionados.

MATRIZ CLASES DE RIESGO	GRAVEDAD									
	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
6. INEVITABLE	EXTREMO	EXTREMO	EXTREMO	MUY ALTO	MUY ALTO	ALTO	MEDIO	MEDIO	BAJO	MÍNIMO
5. MUY PROBABLE	EXTREMO	MUY ALTO	MUY ALTO	ALTO	ALTO	MEDIO	MEDIO	BAJO	BAJO	MÍNIMO
4. PROBABLE	MUY ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	MEDIO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	MÍNIMO
3. IMPROBABLE	ALTO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	MÍNIMO	MÍNIMO
2. MUY IMPROBABLE	MEDIO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO
1. EXTREMAMENTE IMPROBABLE	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO	MÍNIMO

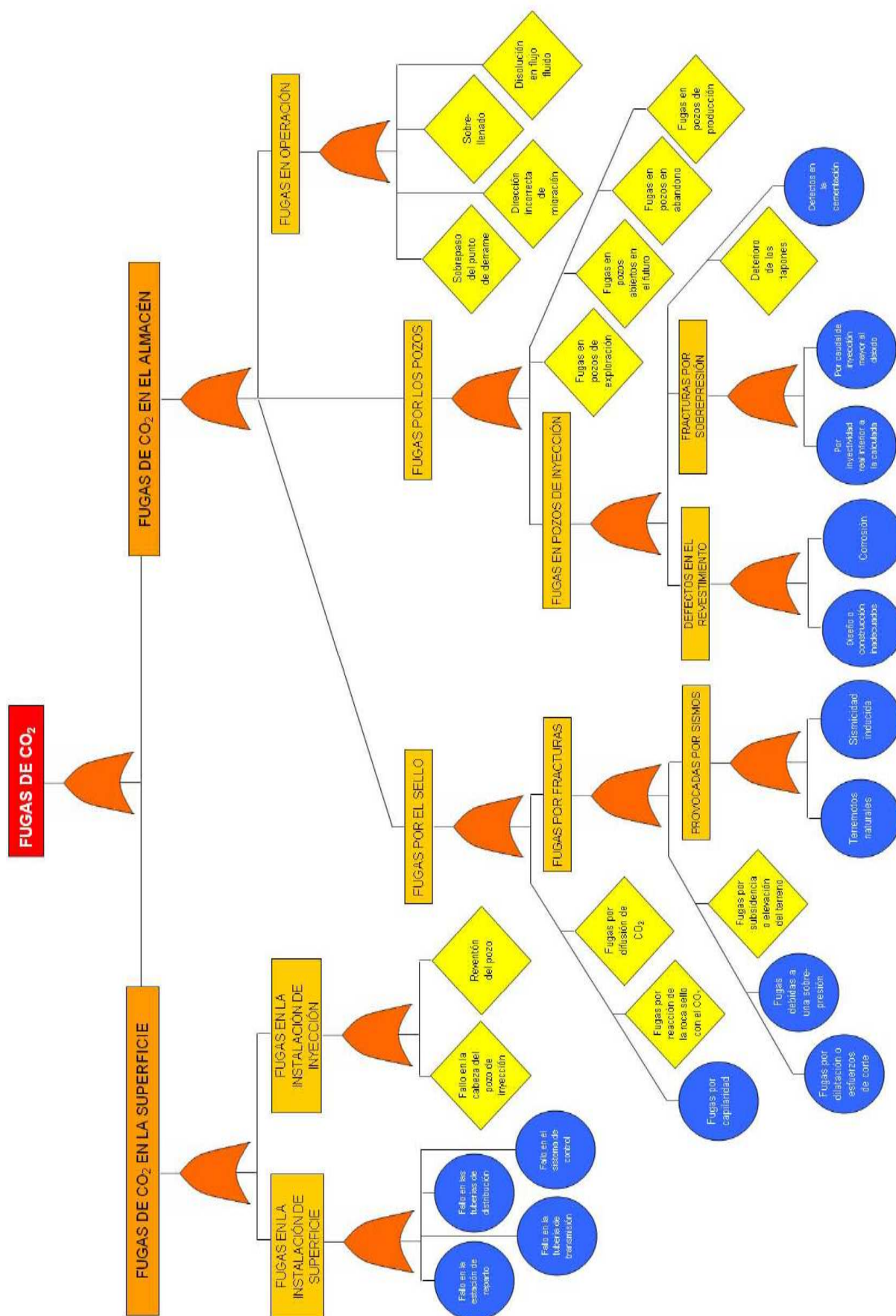
Fuente: FIGMMG

MÍNIMO	Aptitud excelente para el almacenamiento geológico de CO ₂
BAJO	Aptitud buena para el almacenamiento geológico de CO ₂
MEDIO	Aptitud media para el almacenamiento geológico de CO ₂ . Deben introducirse mecanismos de control del riesgo
ALTO	Aptitud baja para el almacenamiento geológico de CO ₂ . Deben introducirse mecanismos de control del riesgo y realizar acciones preventivas que disminuyan el riesgo
MUY ALTO	Aptitud muy baja para el almacenamiento geológico de CO ₂ . Deben introducirse fuertes acciones preventivas si se pretende llevar a cabo el proyecto
EXTREMO	Emplazamiento no apto para el almacenamiento geológico de CO ₂

Fuente: FIGMMG

El riesgo debe de entenderse como una algo individual y cuantificado para cada uno de los modos de fallo y cada uno de los indicadores.

Se pueden resumir los riesgos en el siguiente árbol de fallos:



Fuente: FIGMMG

Como hemos mencionado anteriormente, uno de los puntos clave, para reducir el riesgo se base en un buen sistema de monitoreo. Ya que, debido al potencial de que los pozos actúen como conductos para la fuga de CO2 de regreso a la atmósfera, deben ser controlados como parte de un plan exhaustivo de monitoreo. Resultando imprescindible para garantizar una buena implementación.

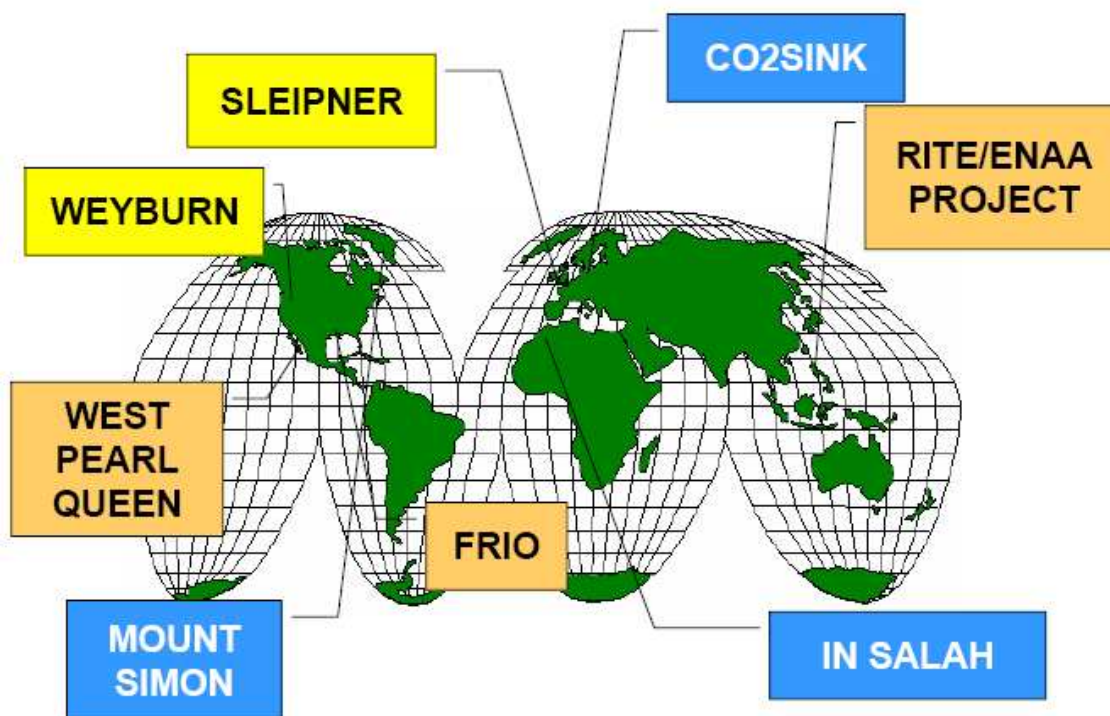
Posee múltiple objetivos:

- Demostrar que se trabaja en forma segura
- Demostrar públicamente que no se ve afectada la salud y el medioambiente
- Verificar que el CO2 se está almacenando

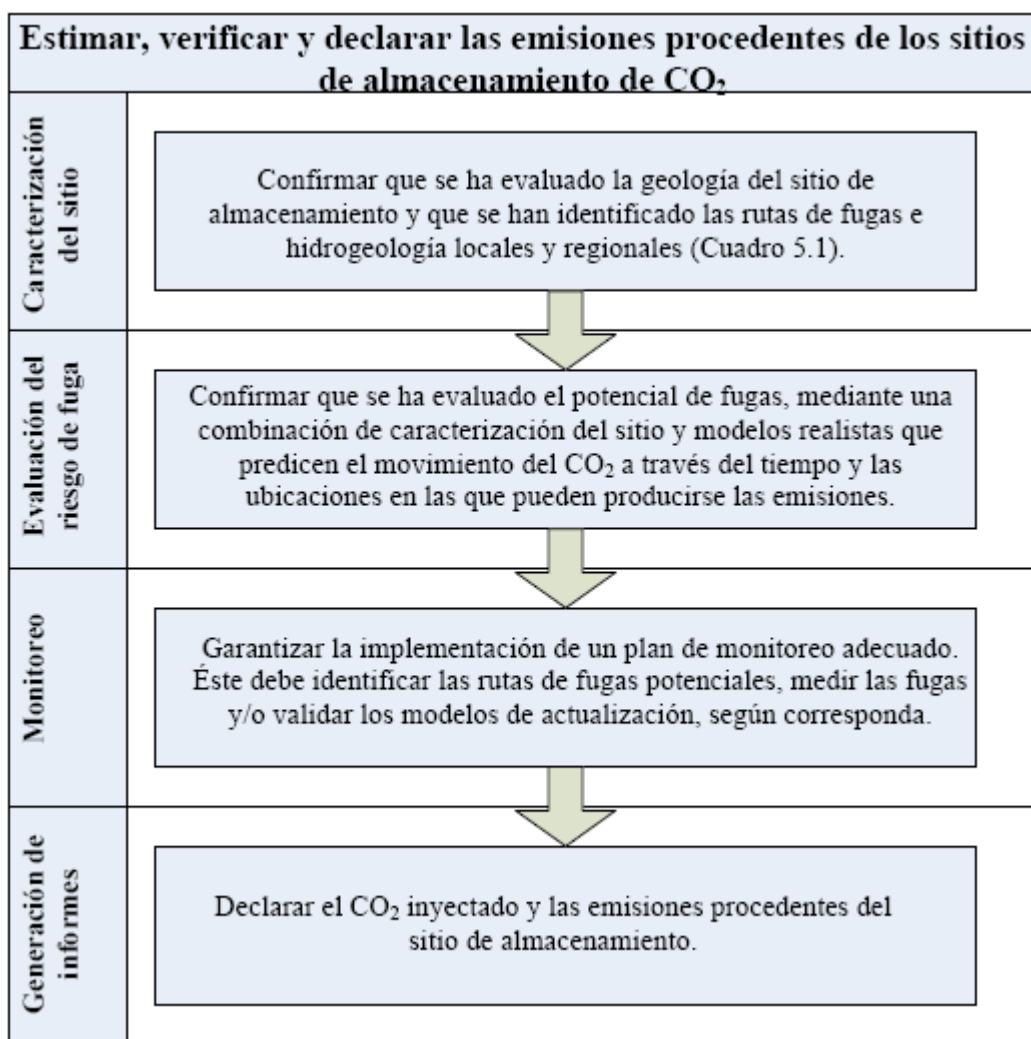
Otros objetivos:

- Monitorear el movimiento de la pluma de CO2
- Confirmar las predicciones de los mecanismos de entrampamiento
- Funcionar como una alerta temprana en caso de perdidas
- Diagnosticar la falla producida en el almacenamiento

Actuales proyectos de monitoreo:



Procedimientos para estimar las emisiones procedentes de los sitios de almacenamiento de CO2:



Tecnologías de monitoreo:

- Sondeos 2D, 3D y 4D (intervalos de tiempo) y de reflexión sísmica de componentes múltiples:

Capacidades:

Imágenes de la estructura geológica del sitio y los alrededores, estructura, distribución y espesor de la roca y la roca capilar del reservorio, distribución (y con movimiento de intervalos de tiempo) del CO₂ del reservorio. Puede verificar (dentro de los límites) la masa de CO₂ del reservorio. Pueden instalarse arreglos sísmicos permanentes (pero no son necesarios) para la adquisición de intervalos de tiempo (4D).

Límites detección:

Específicos del sitio Profundidad óptima del objetivo, habitualmente 500 a 3000 m. En Sleipner, que está cerca del punto óptimo para esta técnica, el límite de detección en Utsira Sand es de aproximadamente 2800 toneladas de CO2. En Weyburn, el límite de detección es de aproximadamente 2500 a 7500 toneladas de CO2 (White et al. 2004). Es probable que pueda detectarse CO2 disperso en estratos superpuestos; pueden obtenerse buenas imágenes de bolsas de gas natural poco profundas que se ven como puntos brillantes y metano disperso en chimeneas de gas.

Dónde se aplica:

En la costa y en alta mar. Las imágenes son peores que en karst, debajo de sal, debajo de gas; en general, la resolución disminuye con la profundidad.

Limitaciones:

No puede crear imágenes de CO2 disuelto (no hay suficiente impedancia para contrastar entre el fluido intersticial saturado con CO2 y el fluido intersticial nativo. No puede crear buenas imágenes en las que haya poca impedancia para contrastar entre el fluido y la roca saturada con CO2. Son bastante comunes (Wang, 1977).

Estado tecnológico:

Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas.

- Pozo de ventilación sísmica

Capacidades:

Produce imágenes de la distribución de la velocidad entre pozos. Provee información en 2D acerca de rocas y los fluidos que contienen.

Límites de detección:

Específicos del sitio. La resolución puede ser mayor que los sondeos de la reflexión sísmica de la superficie, pero la cobertura es más restringida.

Dónde se aplica:

En la costa y en alta mar.

Limitaciones:

Como se indica más arriba y limitado a la superficie entre pozos.

Estado tecnológico:

Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas.

- Perfil sísmico vertical

Capacidades:

Produce imágenes de la distribución de la velocidad en un único pozo. Traza un mapa de la distribución de la presión de fluidos alrededor del pozo. Alerta temprana potencial de fugas alrededor del pozo.

Límites de detección:

Específicos del sitio.

Dónde se aplica:

En la costa y en alta mar.

Limitaciones:

Como se indica más arriba y limitándose a una superficie pequeña alrededor de un único pozo.

Estado Tecnológico:

Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas.

- Monitoreo microsísmico

Capacidades:

Detecta y triangula la ubicación de microfracturas en las rocas del reservorio y los estratos circundantes. Provee una indicación de la ubicación de los frentes de fluidos inyectados. Evalúa el riesgo sísmico inducido.

Límites de detección:

Específicos del sitio. Depende del ruido de fondo, entre otros factores. Más receptores ubicados en más pozos proveen mayor precisión en los lugares de los eventos.

Dónde se aplica:

En la costa y en alta mar.

Limitaciones:

Requiere pozos para la implementación.

Estado Tecnológico:

Bien desarrollado con cierto despliegue comercial.

- Pozos de monitoreo

Capacidades:

Numerosas funciones potenciales, incluida la medición de la saturación de CO2, la presión de fluidos, la temperatura. Degradación o falla de cemento y/o del revestimiento Perfilación de pozos. Detección de traza; los trazas de movimiento rápido pueden permitir intervenir en la prevención de fugas mediante la modificación de parámetros operativos. Detección de cambios

geoquímicos en fluidos de formación. Muestreo físico de rocas y fluidos. Medidores de movimientos verticales dentro del pozo para detectar movimientos de la tierra causados por la inyección de CO₂. Las formaciones de monitoreo se superponen al reservorio de almacenamiento para obtener señales de fugas del reservorio.

Límites de detección:

Las muestras geoquímicas del interior del pozo pueden analizarse mediante un espectrómetro de masa de acople inductivo (con una resolución de partes por billón). Pueden detectarse las trazas de perfluorocarbono en partes por 10¹². Los registros de los pozos proveen una medición exacta de numerosos parámetros (porosidad, resistividad, densidad, etc.).

Dónde se aplica:

En la costa y en alta mar. Es más costoso acceder en alta mar.

Limitaciones:

Algunas funciones pueden ejecutarse únicamente antes de que se entube el pozo. Otras requieren la perforación a determinados intervalos del revestimiento. El costo es una limitación, especialmente en alta mar.

Pozos de monitoreo implementados, por ejemplo, en la industria del almacenamiento del gas natural. Numerosas herramientas muy desarrolladas y utilizadas rutinariamente en la industria petrolífera y del gas, otras en desarrollo. Monitoreo de la presión del cabezal del pozo durante la inyección, prueba de la presión de formación.

La presión de la inyección puede ser monitoreada en forma continua en el cabezal del pozo con medidores (Wright and Majek 1998). La presión dentro del pozo puede ser monitoreada mediante galgas. Pruebas de presión de la inyección y pruebas de producción aplicadas en el pozo para determinar la permeabilidad, la presencia de obstáculos en el reservorio, la capacidad de las rocas capilares de retener fluidos.

Estado tecnológico:

Tecnología comprobada para la ingeniería de reservorios de yacimientos petrolíferos y de gas y estimación de reservas. ICP-MS utilizado para detectar cambios sutiles en la composición elemental debido a la inyección de CO2.

En la costa y en alta mar. Más costoso en alta mar

Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas

- Sondeos de gravedad

Capacidades:

Determinan la masa y distribución aproximada del CO2 inyectado por cambios mínimos en la gravedad causados porque el CO2 inyectado desplaza al fluido intersticial original del reservorio. Pueden detectar la migración vertical de CO2 con sondeos repetidos, especialmente donde hay cambios de fluidos supercríticos a gas por los cambios en la densidad. El límite de la detección es deficiente y específico para cada sitio.

Límites de detección:

Cantidades mínimas detectables en el orden de cientos de miles a pocos millones de toneladas. Las cantidades detectables en la práctica son específicas para cada sitio. Cuanto mayor es la porosidad y el contraste de la densidad entre el fluido intersticial nativo y el CO2 inyectado, mejor es la resolución.

Dónde se aplica:

En la costa y en alta mar. Asequible en la costa.

Limitaciones:

No puede crear imágenes de CO2 disuelto, ya que no hay suficiente contraste de densidad con el fluido intersticial nativo.

Estado tecnológico:

Muy desarrollada con instrumentación comercial completa en la industria del petróleo y del gas. Muy utilizada en la investigación geofísica

Como caso reciente en nuestra historia de riesgos que conlleva el CO2 tenemos que fijarnos en el caso del Lago Nyos.

La catástrofe del lago Nyos:

Una erupción límnic (también llamada "*fenómeno del lago explosivo*") es un extraño desastre natural, en el cual el dióxido de carbono erupciona súbitamente de las profundidades de un lago, asfixiando a la fauna, al ganado y a los seres humanos. Tal erupción también puede originar tsunamis en el lago en la medida que el CO₂ asciende a la superficie desplazando agua. Los científicos creen que los deslizamientos de tierra, la actividad volcánica o ciertas explosiones pueden desencadenar una erupción de este tipo. Algunas características de la actividad límnic en los lagos incluyen:

- Altas concentraciones de CO₂ en el agua.
- Fondo lacustre frío indicando una ausencia de interacción volcánica directa con las aguas.
- Capas de estrato con diferentes niveles de saturación de CO₂.
- Cercanía a áreas de actividad volcánica.

Los científicos han determinado recientemente que las erupciones límnicas y las erupciones volcánicas, aunque están indirectamente relacionadas, son en realidad distintos tipos de desastres naturales.

A la fecha, este fenómeno sólo ha sido observado dos veces. La primera vez fue en el Lago Monoun de Camerún en 1984, que causó la asfixia y muerte de 37 personas que vivían en los alrededores del lago. El segundo caso fue una mortal erupción ocurrida en el vecino Lago Nyos en 1986, la que liberó más de 80 millones de metros cúbicos de CO₂ y mató a casi 1800 personas, también por asfixia.



Imagen Lago Nyos

Debido a la naturaleza del evento, es difícil determinar si las erupciones límnicas han sucedido en otros lugares. Sin embargo, un tercer lago, el Lago Kivu que comparten Ruanda y la República Democrática del Congo, contiene grandes cantidades de CO₂ disuelto. El profesor Robert Hecky, de la Universidad de Míchigan tomó sedimentos de muestra del Kivu, los que arrojaron como resultado que un evento provoca la extinción de seres vivos en el lago cada aproximadamente mil años, y causa que la vegetación cercana se sumerja en el fondo lacustre.

Causas:

Para que ocurra una erupción límnic, un lago debe estar saturado con un gas. En los dos casos conocidos, el mayor componente era CO₂, que provino del gas volcánico emitido bajo el lago. Antes de que un lago esté saturado, se comporta como una bebida gaseosa, ya que el CO₂ se disuelve en el agua. Tanto en la gaseosa como en el lago, el gas se disuelve mucho más rápido cuando está sometido a mayor presión. Esta es la causa por la cual las burbujas en una botella se forman sólo después que se abre la gaseosa; la presión se libera y el carbonato sale de la solución. En el caso de los lagos, su fondo posee una presión mucho mayor (a mayor profundidad, mayor presión) Esto quiere decir que enormes cantidades de CO₂ pueden ser disueltas en los lagos grandes y profundos. Además, el CO₂ se disuelve más rápido en agua fría, como la del fondo de un lago. Sin embargo, una diferencia de pocos

grados de temperatura no son suficientes para disolver tales cantidades de gas; el rol de la presión es más determinante para ello.

Una vez que el lago está saturado de CO₂, alcanza el punto crítico e inestable, tras el cual un desencadenante es todo lo que se necesita para que estalle la erupción. En el caso de 1986 del Lago Nyos, los aluviones fueron los supuestos desencadenantes, pero una actual erupción volcánica, un terremoto, o incluso una tormenta pueden ser el desencadenante necesario. En cualquier caso, el desencadenante "aprieta" parte de las aguas saturadas en la superficie el lago, donde la presión es insuficiente para mantener al CO₂ en la solución. Luego, se empiezan a formar burbujas, y el agua asciende en la flotabilidad del lago, donde incluso más CO₂ se libera de la solución. Este proceso forma una columna de gas. En este punto, el agua del fondo de esta columna asciende por succión, perdiendo su CO₂. Esta erupción vierte CO₂ al aire, y desplaza agua para formar un tsunami.

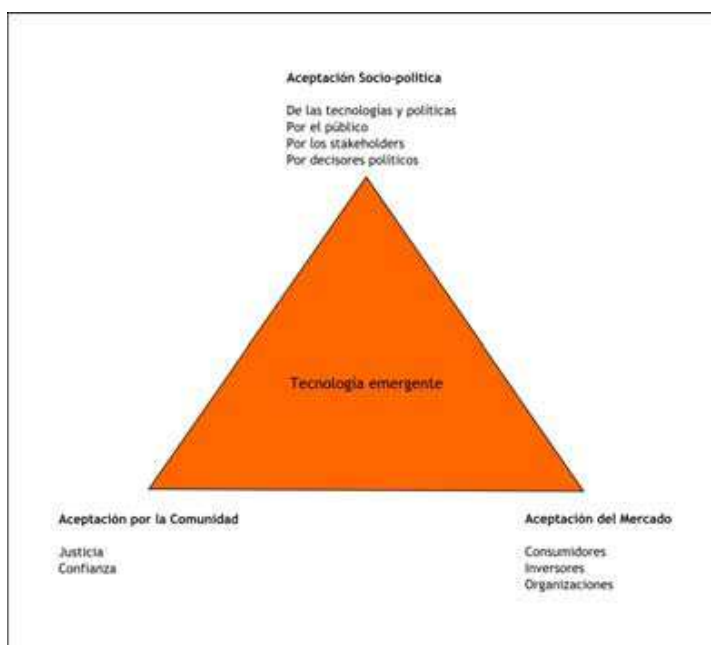
Las siguientes son razones que explican por qué este tipo de erupción es tan infrecuente. Primero, tiene que haber una fuente de CO₂. También, la temperatura de los lagos, como en la región de los Grandes Lagos (América del Norte), varían entre primavera e invierno, mezclando agua del fondo y a la superficie del lago, haciendo que el CO₂ producido en el fondo llegue a la superficie donde la presión es demasiado baja para mantenerse disuelto y así se escape a la atmósfera. Un lago debe, además, ser lo bastante profundo para tener la suficiente presión que le haga mantener una adecuada cantidad de CO₂ en la solución. O sea, sólo los lagos profundos, estables, tropicales y volcánicos, como el Lago Nyos, son propensos a las erupciones límnicas.

Estos riesgos que conlleva la tecnología hacen que se forme una barrera a su aceptación, provocada por la imagen social que conlleva.

La aceptación social de la tecnología puede ser una de las barreras esenciales en el despliegue de la misma. Junto con la viabilidad económica y la existencia de un marco regulador, político y legal favorable, la aceptación social puede

incidir en el desarrollo eficiente y sostenible de la tecnología. Es posible considerar la aceptación social como una conjunción de elementos distintos:

1. La aceptación del mercado, es decir, por parte de consumidores, inversores y organizaciones.
2. La aceptación socio-política, esto es, la aceptación por parte del público y de los agentes sociales clave, como políticos, industria, comunidad financiera, etc.
3. La aceptación en la comunidad. Esta última aceptación estaría vinculada con los impactos locales de los desarrollos tecnológicos y sus emplazamientos. Cuestiones relativas al proceso de planificación tales como la confianza o el carácter equitativo y democrático del proceso tendrían influencia en este ámbito



Fuente: *Aceptación social de innovaciones energéticas renovables* (Wüstenhagen et al., 2007)

Para hacernos una idea de la percepción social actual, veamos los datos recogidos en un Eurobarómetro, mediante encuesta realizada a más de 13.000 europeos de 12 países entre febrero y marzo de 2011 para dar información de base para realizar acciones de comunicación sobre las tecnologías CAC y el cambio climático. En Alemania, Polonia, Italia, Reino Unido, Holanda y España además se incluyeron cuestionarios sobre los proyectos específicos financiados por la Comisión Europea. El criterio de selección del resto de

países ha sido su fuerte dependencia del carbón. Los resultados fueron publicados el 10 de mayo del presente año.

España es después de Alemania uno de los países europeos donde mayores expectativas de generación de empleo en torno a las tecnologías de Captura y Almacenamiento Geológico de CO₂ (CAC). El 36% de los españoles así lo afirman en el Eurobarómetro publicado recientemente por la Comisión Europea, sólo por detrás del 46% de los alemanes y por delante de los 35% británicos. Así se desprende de la primera encuesta sobre estas tecnologías que han medido su percepción social en Europa.

La encuesta confirma la necesidad de informar sobre el papel de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ para mitigar el cambio climático y mejorar su percepción social puesto que se están promoviendo por gobiernos e industrias de los países más avanzados, como una necesidad para mitigar el cambio climático y como una oportunidad para la industria. La captura, transporte y almacenamiento de CO₂ es una de las soluciones tecnológicas para frenar el nivel de emisiones y mitigar el cambio climático, manteniendo la producción de energía sin consecuencias para el medio ambiente.

Por primera vez, un Eurobarómetro ha recogido su percepción en 12 países y según los datos publicados, la encuesta indica que estas tecnologías son aún desconocidas para la mayoría de los europeos, puesto que tan sólo el 10% como media las conoce, mientras que el 67% afirma no conocerlas y el 18% restante ha oído hablar de ellas pero no saben en qué consisten.

España es el país donde el 79% de los encuestados desconocen estas tecnologías, una cifra similar a Polonia, un 77%, República Checa, un 76%, y Francia, un 75%; muy lejos de Holanda, donde tan sólo el 17% afirma no haber oído nunca hablar de la tecnología CAC.

España se encuentra entre los países que piensan que el CO₂ es responsable del cambio climático en mayor medida, con un 87%, junto a griegos (94%),

franceses (89%) y checos (88%). España y Grecia son los países donde los encuestados dicen tener menor información sobre las consecuencias del cambio climático (22%), lejos del 2% de Finlandia y el 4% de Holanda.

El 80 % de los españoles encuestados cree que el CO₂ es nocivo para la salud, sin ponerlo pues en relación con que lo exhalamos en la respiración y lo consumimos en bebidas carbónicas. En general las respuestas muestran bastante desconocimiento sobre este gas, componente natural de la atmósfera, pues los porcentajes de los encuestados que creen que es un contaminante de las aguas, que explosivo y que es inflamable son importantes. En España, el 86% de los encuestados tiene una percepción negativa sobre el CO₂.

Partiendo de la base del desconocimiento general sobre la captura y almacenamiento, el 39% de los europeos opina que la tecnología será eficaz en la lucha contra el cambio climático, porcentaje que sube al 43% en el caso de España. El 60% de los europeos encuestados afirman que las tecnologías deberían ser obligatorias para las nuevas centrales térmicas de carbón. Las ventajas que el 53% de los europeos ven a ello se centran en que mejorará la calidad del aire (lo que en realidad no tiene base real) y en que creará puestos de trabajo 40%.

En este contexto, tres de cada diez españoles creen que estas tecnologías son beneficiosas (30%), cifra similar a Reino Unido y Rumania. La proporción de respuestas que prefieren que sean las autoridades quienes decidan exclusivamente la localización de los lugares de almacenamiento son mayores en la República Checa (33%), seguidos de España y Bulgaria (ambos con un 21%), mientras que en Alemania (8%), Holanda (10%) y Reino Unido (13%) tienen menor preferencia por la elección exclusiva de las autoridades.

Los ciudadanos europeos confían en gran medida, un 45%, en los centros de investigación y universidades para recibir información sobre las tecnologías mientras que las empresas del sector energético merecen confianza para un porcentaje pequeño de los encuestados (13%).

En base a lo cual podemos concluir que se hace preciso desplegar una estrategia de comunicación orientada a generar confianza a través de un proceso participativo que mejore el conocimiento del público sobre las cuestiones técnicas

EJEMPLOS DE BUENAS PRÁCTICAS

EJEMPLOS DE BUENAS PRÁCTICAS:

A continuación se puede observar un mapa de situación de los diversos proyectos de Captura y Almacenamiento de CO₂ actualmente en el mundo. Nos centraremos en aquellos que nos interesan por sus características, y dadas las características de la Comunidad de Castilla y León, dándoles una pincelada general.

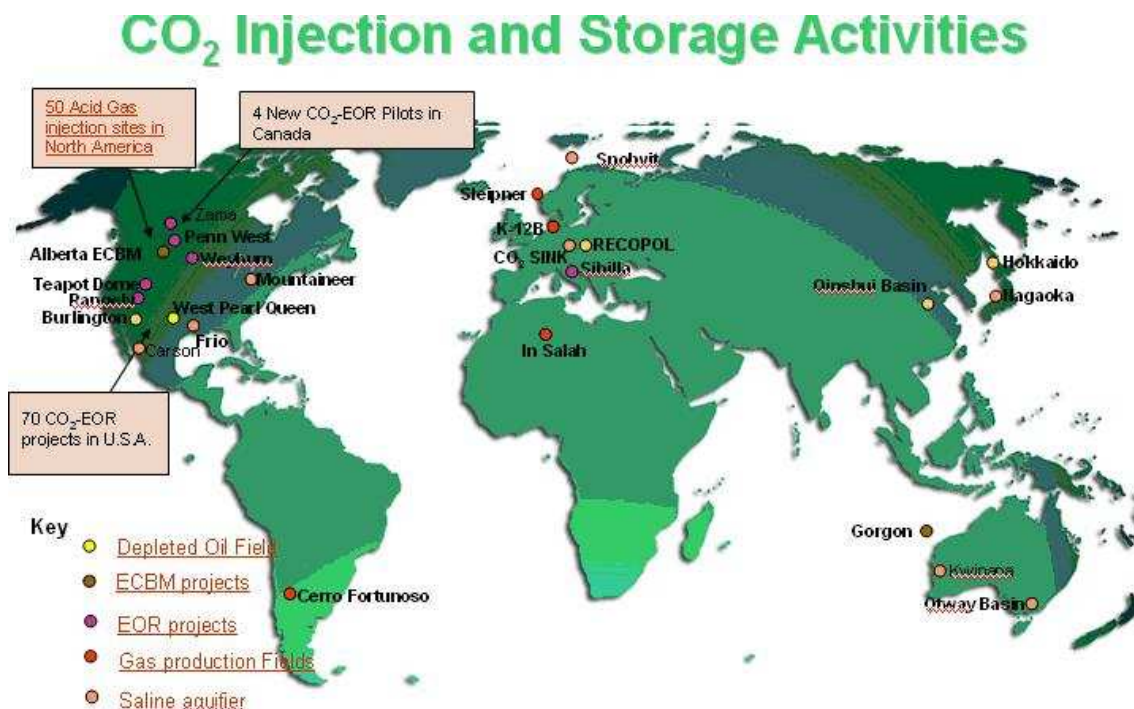
Así a grandes rasgos los proyectos distribuidos geográficamente serían los siguientes:

Proyectos de Captura:



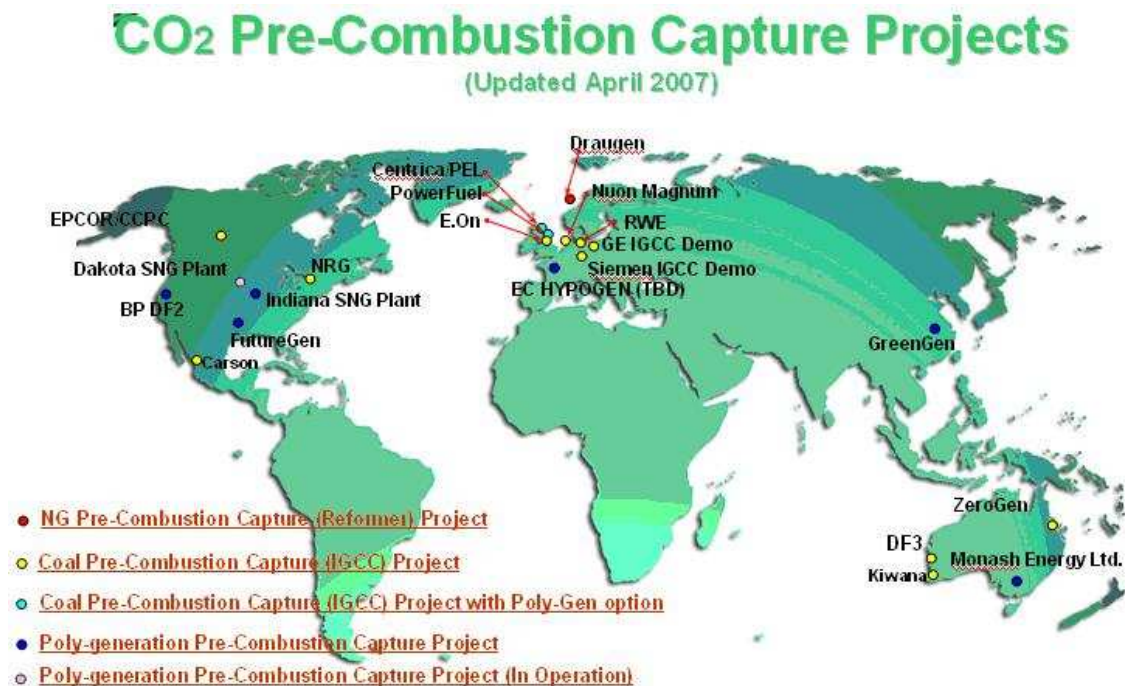
Fuente: IEA Greenhouse

Inyección de CO₂:



Fuente: IEA Greenhouse

Proyectos captura de Pre-combustión de CO₂:



Fuente: IEA Greenhouse

Pasamos a desarrollar brevemente los que más nos interesan dadas las características de nuestra región.

Kwinana:



El proyecto Kwinana sería el primer proyecto a escala industrial de energía integrada con la captura de carbono para ser alimentada por carbón y la primera potencia para almacenar el CO2 en una formación salina. Se basa en los conocimientos adquiridos por los proyectos anteriores de Energía de Hidrógeno.

La instalación del proyecto de gasificación y la central eléctrica estaría en Kwinana, a unos 45 km al sur de Perth, en Australia Occidental, junto a la refinería de BP y la planta de Río Tinto Hismelt ®.

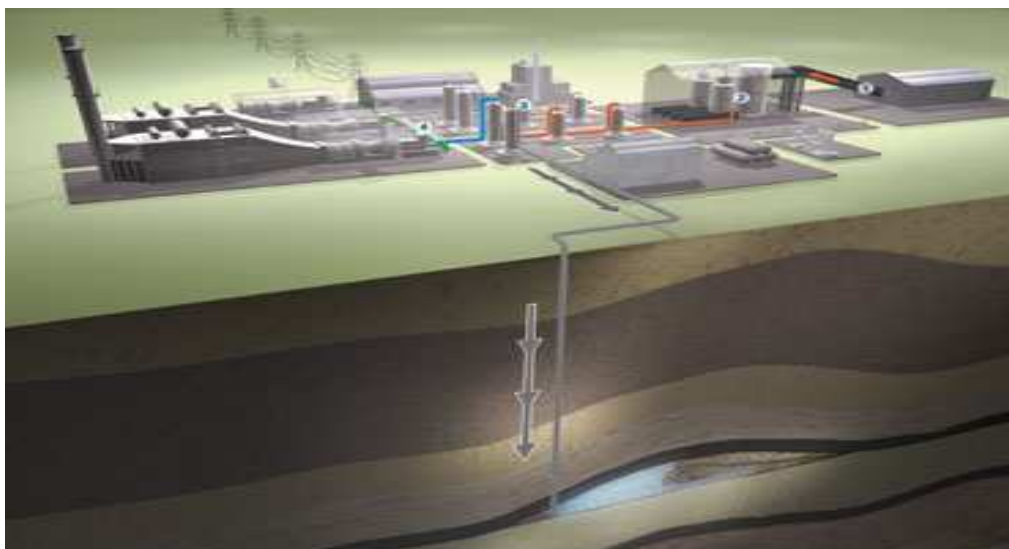
Carson:

Carson es un proyecto a escala industrial, utilizando el coque de petróleo para la fabricación de hidrógeno para la generación de energía a la vez que reduce drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la captura de dióxido de carbono y almacenarlo bajo tierra de manera segura y permanente.

El gas de hidrógeno se utiliza para alimentar una central eléctrica capaz de suministrar la red eléctrica de California con 500 MW de electricidad de bajo carbono - suficiente para abastecer a unos 325.000 hogares de California del Sur.

Al mismo tiempo, alrededor de 4 millones de toneladas de dióxido de carbono al año se va a capturar, y luego será transportado por tuberías a los campos petroleros de California y se almacena en depósitos de petróleo a miles de metros bajo la superficie, donde se eliminará el petróleo adicional que tradicionalmente no podían ser recuperado.

Se prevé que la planta podría estar operativa en 2012.



West Pearl Queen:

Un experimento piloto de secuestro llevado a cabo recientemente en un yacimiento de gas ya agotado cerca de Hobbes, Nuevo México, EE.UU., donde cerca de dos mil toneladas de CO2 se inyectan en un depósito al oeste de Pearl Queen.

Qinshui Basin:

El proyecto en China se llama "El desarrollo de capas de carbón de China de Tecnología de metano / secuestro de CO2". Este proyecto es uno de los proyectos seleccionados por la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional (ACDI) para ser financiados con cargo al Fondo de Desarrollo de Canadá Cambio Climático (CCCDF). El objetivo de CCCDF es contribuir a los objetivos internacionales de Canadá sobre el cambio climático mediante la promoción de actividades en los países en desarrollo que tratan de abordar las causas y los efectos del cambio climático, mientras que al mismo tiempo contribuir al desarrollo sostenible y la reducción de la pobreza. El socio chino es la compañía China United metano de carbón (CUCBM). Este proyecto canadiense de 10 millones dólares está financiado al 50% de la ACDI y el 50% del Gobierno de China a través del Ministerio de Comercio (MOFCOM).

Recopol Project:

RECOPOL Project está financiado por la CE y el proyecto de demostración para estudiar la viabilidad técnica y económica de almacenar CO2 de forma permanente en las vetas de carbón del subsuelo. El objetivo principal es demostrar que la inyección de CO2 en el carbón en las condiciones europeas es factible y que el almacenamiento de CO2 es una solución segura y permanente antes de que pueda ser aplicado a mayor escala de una manera socialmente aceptable. Un consorcio internacional de institutos de investigación, universidades y socios industriales está llevando a cabo las actividades del proyecto. Este experimento de campo es la primera demostración de este tipo en Europa. El período de inyección del proceso será supervisado directa e indirectamente para evaluar todas las posibles, aunque poco probables, fugas de CO2 a la superficie. Junto con las pruebas de campo, un programa amplio de laboratorio se llevará a cabo, y una evaluación socio-económica del proyecto.



Frio:

El proyecto demostró el proceso de secuestro en un entorno de formación de salmuera en Texas, donde el secuestro a gran escala puede ser necesario para compensar las emisiones antropogénicas de CO2 de manera significativa.

Se perforó un pozo subterráneo de más de 5.700 metros en el que se inyectó el dióxido de carbono.



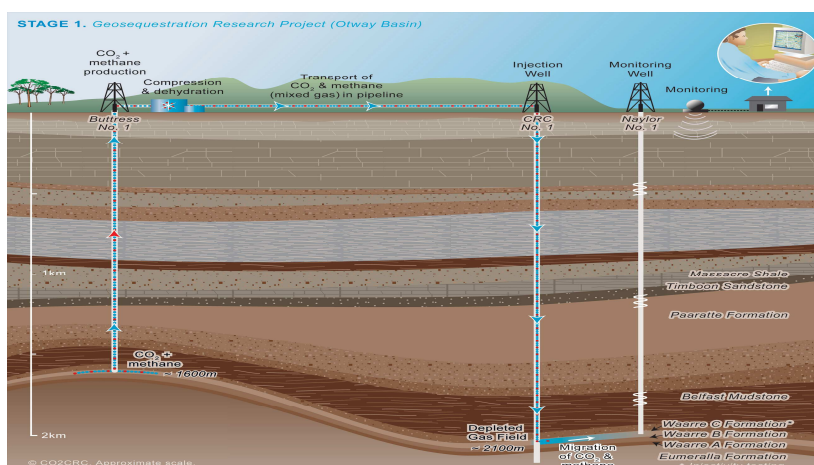
Nagoaka Project:

Este proyecto se está desarrollando por el Instituto de Investigación de Tecnología Innovadora para la Tierra (RITE), en colaboración con la Promoción de Ingeniería de la Asociación de Japón (ENAA). El proyecto es de 5 años de duración, comenzó en 2002, consta de tres temas de investigación principales, que son: una investigación con experimentos de laboratorio, pequeña escala de prueba de campo de la inyección de CO2 en un acuífero en tierra y un estudio geológico de los posibles acuíferos en la costa japonesa.

Otway Basin Project:

El CO2CRC ha desarrollado un proyecto de investigación en el que se tiene en cuenta la extracción de CO2 y metano a partir de un pozo previamente existente, la separación de estos gases se hará en una planta de la superficie de separación temporal y compresión del CO2 a un estado supercrítico en una unidad de compresión / refrigeración. Este CO2 condensado será transportado e inyectado en un yacimiento agotado de gas natural en el que será supervisado por el CO2CRC. Se está planificando un programa de vigilancia global sobre la superficie de la atmósfera, cerca de los dominios del subsuelo. Se estima que 100.000 t de CO2 se inyecta en unos 2 años y las actividades

de monitoreo y modelación continuará después de la inyección durante varios años.



Dakota Gasification Plant:

El GPSP es la planta de gasificación de carbón a escala comercial, que produce gas natural, situada en Estados Unidos. Ubicada a cinco kilómetros al noroeste de Belugh, Dakota del Norte, el GPSP ha sido propiedad y es operado por la empresa de gasificación Dakota (DGC), una subsidiaria de Electric Power Cooperative, Bismark, Dakota del Norte, desde 1988. Esta planta de mil millones dólares comenzó a operar en 1984. Utilizando el proceso de Lurgi, la GPSP gasifica el carbón de lignito para producir gases valiosos, líquidos y sus derivados (incluido el CO₂). Entrega el CO₂ a la Unidad de Weyburn en Canadá.



Boundary Dam:

El proyecto se basa en estudio de mejoras en el proceso de absorción química (usando una variedad de disolventes), así como el desarrollo de nuevas tecnologías y la realización de estudios de la tecnología de detección. Un centro ha sido creado para realizar pruebas a largo plazo en escala semi-industrial con una corriente de deslizamiento de los gases de combustión de la planta de límite de potencia presa.



CASTOR Project:

El objetivo del proyecto es hacer posible la captura y almacenamiento geológico del 10% de las emisiones de CO2 europeas, o el 30% de las emisiones de grandes instalaciones industriales (centrales térmicas convencionales, principalmente). Para lograr esto, se usan dos tipos de enfoque, que deben ser validados y desarrollados: las nuevas tecnologías para la captura y separación de CO2 de los gases de combustión y su almacenamiento geológico, así como herramientas y métodos para cuantificar y minimizar las incertidumbres y los riesgos relacionados con el almacenamiento de CO2.

En este contexto, el programa del proyecto Castor está dirigido más específicamente a la reducción de los costos de la captura y la separación de CO2 (40 a 60 € / tonelada de CO2 a 20-30 € / ton), la mejora del rendimiento, la seguridad y el impacto ambiental de almacenamiento geológico, y, finalmente, validar el concepto en los situaciones reales.



In Salah:

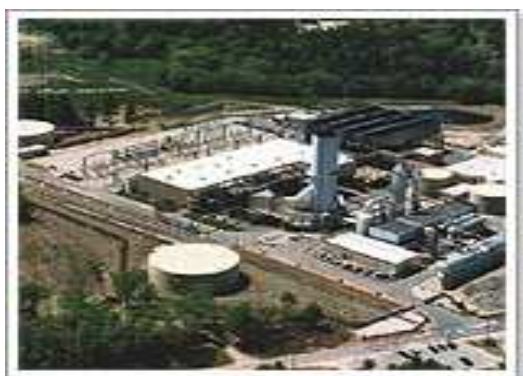
In Salah Gas es una empresa conjunta 50:50 entre BP y entró en funcionamiento en el 2003. En última instancia, In Salah pretende liberar 9 millones de m3/año de gas al mercado del sur de Europa.

Un componente del proyecto incluirá la instalación para eliminar el CO2 del gas producido, seguida de la inyección a gran escala en una formación subterránea.



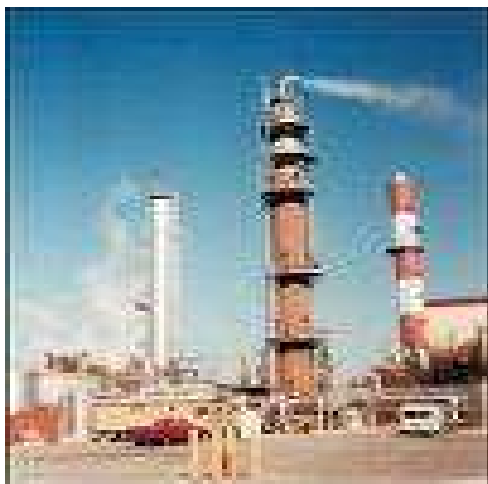
Bellingham Cogeneration Facility:

Esta planta genera electricidad y produce CO2 para la industria alimentaria a partir de los gases de combustión.



Warrior Run Power Plant:

Esta planta genera electricidad y produce CO2 para la industria alimentaria, de los gases de combustión. Lleva en funcionamiento desde febrero de 2000.



Indo Gulf Fertilizer Company:

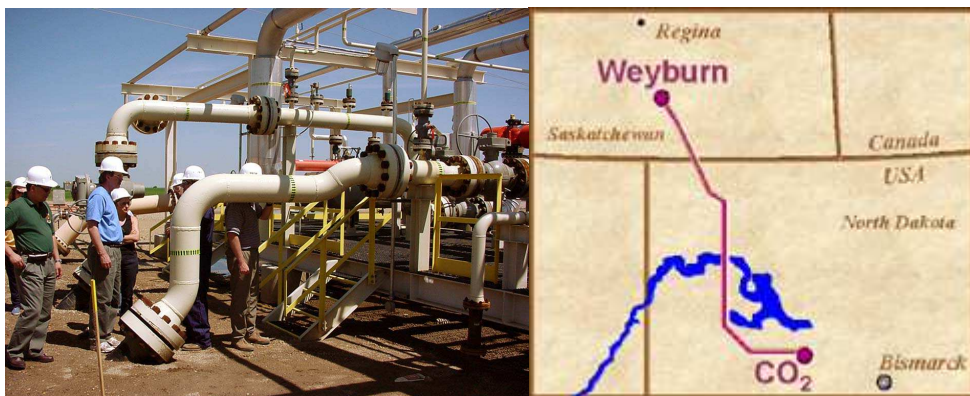
La planta de fertilizantes incorpora una función de captura de CO2 que se alimenta de una unidad de fabricación de urea.

Luzhou Natural Gas Chemicals:

La planta produce urea y amoníaco para la industria de fertilizantes en China. Parte de la planta cuenta con un sistema de lavado que captura de CO2 en el proceso para la producción de urea.

Weyburn Enhanced Oil Recovery:

La ubicación del proyecto se encuentra en el yacimiento petrolífero de Weyburn, en Canadá, que se descubrió por primera vez en 1954. Se comenzó a inyectar grandes cantidades de dióxido de carbono en un campo petrolero de la Cuenca Williston (Weyburn) con el fin de impulsar la producción de petróleo. En general, se prevé 20Mt de dióxido de carbono secuestrado de forma permanente durante la vida útil del proyecto. El gas se suministra a través de una tubería de 205 millas de largo (que cuesta 100 millones de dólares EE.UU.).



FutureGen:

Tras 10 años de investigación del proyecto para construir la primera planta con carbón para producir electricidad e hidrógeno con cero emisiones. La planta de FutureGen establece la viabilidad técnica y económica de la producción de electricidad y el hidrógeno a partir del carbón. La captura y almacenamiento de CO₂ generadas en el proceso de aproximadamente 1-2 millones de toneladas métricas/año.



Cerro Fortunoso:

Este es un proyecto piloto de almacenamiento de CO₂ en la zona de Mendoza en Argentina. Todavía está en fase de conceptualización.

RWE IGCC with CCS:

RWE ha anunciado su intención de comenzar una planta de 450 MWe GICC con captura de CO₂ en Alemania, con un rendimiento neto de meta del 40%. La planta tendrá contará tanto el carbón de lignito y dura como las opciones de

combustibles.

Se estima una captura de alrededor de 2,3 millones de toneladas de CO2 que se almacena en depósitos agotados de gas o en acuíferos salinos. La decisión sobre el emplazamiento de la central GICC con captura de CO2 se realizará a finales de 2007.

La planta se pondrá en funcionamiento en 2014. Los costos estimados de la planta y de transporte y almacenamiento de CO2 podrían alcanzar poco menos de € 1 mil millones.

E.ON IGCC with CCS Killingholme Project:

E. ON ha anunciado la contratación de un único módulo de base de carbón IGCC con CCS, nominalmente 450 MWe (~ 350 MW netos) que se construirá en Killingholme situado en Lincolnshire, Reino Unido. El CO2 se almacena en un campo de gas agotado del Mar del Norte meridional.

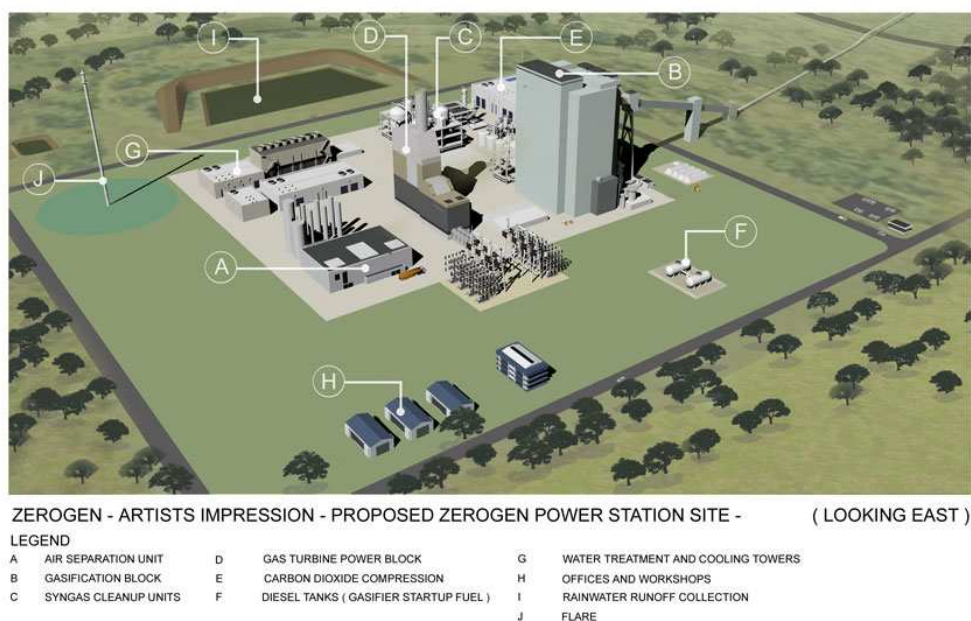
El coste de inversión total es de alrededor de 1 mil millones de £.

CENTRICA/PEL IGCC with CCS Teeside Project:

Centrica ha adquirido el 85% de las acciones de Coastal Energy Ltd., una compañía de desarrollo propiedad de Progressive Energy Ltd. (PEL) con la intención de participar en el desarrollo de 800 MWe de potencia IGCC utilizando carbón o coque de petróleo como combustible con el almacenamiento de la captura de carbono.

Centrica tiene previsto invertir alrededor de 1 mil millones de £ en la construcción de la planta de energía que será desarrollado por Coastal Energy Ltd. Siempre que la empresa obtenga la aprobación y el permiso de planificación. La construcción comenzaría en 2009, permitiendo a la estación comenzar a funcionar en 2012 ó 2013

ZeroGen Project:



ZeroGen Project es una IGCC con CCS para el carbón duro con el objetivo de desarrollar 100 MWe GICC para la producción de electricidad de base de carga con el almacenamiento de CO2 en un acuífero salino profundo situado en Queensland, Australia.

El proyecto de demostración GICC se construirá junto a la estación de 1400 MWe de carbón que utiliza Stanwell eléctricas cerca de Rockhampton.

El proyecto está liderado por ZeroGen Pty. Ltd., en colaboración con el Electric Power Research Institute (EPRI), Uhde Shell, MBA Petroleum Consultants, Servicios de Recursos Administración de Tierras, aguas arriba de Petróleo y Energía de GE.

Los estudios conceptuales se completaron en 2004, un estudio de factibilidad está en marcha para investigar el desarrollo económico, medio ambiente, las consideraciones sociales, técnicas y reglamentarias de esta instalación de demostración.

El estudio incluirá una evaluación completa del medio ambiente, que se llevaría a cabo entre 2006 y 2007. Los términos de Referencia para la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) fueron publicados en diciembre pasado.

El estudio de viabilidad incluye también las empresas de un programa de almacenamiento de pruebas de CO2, se encuentra actualmente en curso. Esta fase de prueba implica la perforación de dos a tres pozos de hasta dos kilómetros de profundidad para poner a prueba la viabilidad de la seguridad de almacenar CO2 en acuíferos salinos profundos. La ubicación de la perforación de pozos se encuentra en la región de Esmeralda / Springsure (Norte A través Denison) en el centro de Queensland.

EPCOR:

EPCOR ha indicado su disposición a acoger la Coalición de térmicas de carbón limpio (CCPC) de demostración a escala comercial de un ciclo combinado de gasificación con captura y almacenamiento de CO2 en poder de Genesee.

La planta será alimentada con carbón sub-bituminoso Albetan. Dos tercios de los fondos están en su lugar para las actividades de FEED. EPCOR ha tenido conversaciones con todos los principales proveedores de tecnología GICC y se seleccionará la tecnología de preferencia antes de finales de 2007. El CO2 capturado se utilizará para la recuperación de petróleo realizado sobre 100 kilómetros de distancia.

Siemens Power Generation:

Siemens Power Generation ha adquirido la Gaskombinat Schwarze Pumpe (SGP o también conocido como Energía del Futuro) el proceso de gasificación y el diseño de una planta de referencia para las iniciativas de GE con combustibles de procesamiento diferentes, incluyendo el carbón de lignito, duro y residuos de refinería. Al igual que en GE-Betchel alianza, el objetivo de Siemens ha sido el de conseguir los paquetes que se pueden replicar

fácilmente para fomentar la adopción de la tecnología. El paquete de tecnología siemens incorporará gasificador de flujo de arrastre de GSP (con suspensión de alimentación y refrigeración de la pantalla) y turbinas de gas Siemens.

BP DF-2 Project:

BP DF-2 Project (también conocido como Proyecto CH2P) consiste en la gasificación de coque de petróleo y la captura de CO2 para la operación de EOR.

El coque de petróleo (500 toneladas por día) se gasifica para producir combustible rico en hidrógeno para generación de energía (500 MWe) en Carson, California, y el almacenamiento de CO2 (5-6 millones de toneladas por año) para la recuperación mejorada de petróleo (EOR), la operación en uno de los campos petroleros del sur de California será a determinar en su estudio de viabilidad. También se producirá hidrógeno (50-60 SCFD MM) para el consumo en la refinería.

El proyecto está liderado por BP en asociación con Occidental Petroleum, General Electric y el Grupo de Edison Mission.

Monash Energy CTL Project:

Monash Energy CTL Project es la propuesta más grande del mundo para captura y almacenamiento de carbono.

El proyecto consiste en el secado y la gasificación (a través de la tecnología de gasificación Shell) de lignito de Anglo American del Valle de Latrobe de Victoria para la conversión de lignito en combustibles limpios para el transporte, incluyendo diesel ultra sintético limpio, con FT carbón a líquidos. Esto también incluye el desarrollo de la recuperación integral del agua y la generación de electricidad.

El Proyecto de Energía Monash está actualmente en fase de pre-factibilidad a fondo la investigación, ensayos, evaluación y planificación para la adopción de

estas avanzadas tecnologías. Una serie de lugares han sido identificados como posibles sitios para el almacenamiento geológico submarino de CO2 (~ 13 toneladas millones por año) en el estrecho de Bass.

Indiana Gasification SNG:

Indiana Gasification SNG ha anunciado el desarrollo de una planta de gasificación de EE.UU. por valor de \$1.5 billones para producción utilizan carbón del este que se encuentra en el suroeste de Indiana. Se espera que esté en línea en 2011. GE-Bechtel fue nominado para desarrollar el proyecto y proporciona el estudio FEED. El trabajo también deberá incluir la evaluación de la CAC. Esto se llevará en cooperación con la Encuesta Geológica de Indiana.

Dakota SNG Plant:

Este ahorro de eficiencia energética del proyecto de contratación incluye la instalación de distribución de alta eficiencia de calderas, iluminación de alta eficiencia, infrarrojo de calefacción por radiación, y calentadores de agua, así como la construcción de una planta de gas natural sintético (SNG). El ahorro de gas natural de la SNG supone una reducción del 29% en el consumo de gas natural.

De forma más directa, dentro de nuestra región, contamos con un proyecto desarrollado por la Fundación Ciudad de la Energía (**CIUDEN**)



Fuente: Ciuden

La Planta de Desarrollo Tecnológico de Captura de CO₂ de El Bierzo:

La Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN) ha puesto en marcha un Programa de Captura de CO₂ que tiene como objetivo construir en El Bierzo una de las Plataformas Experimentales de captura más importantes del mundo para investigar las distintas opciones tecnológicas de captura de CO₂.

La Planta de Desarrollo Tecnológico se ubica en la localidad de Cubillos del Sil (León), en El Bierzo, una comarca cuya historia está estrechamente relacionada con la producción energética, especialmente mediante la minería y el empleo del carbón.

Con esta planta, CIUDEN aspira a convertirse en referencia nacional e internacional para investigar las tecnologías CAC.

La Planta de Desarrollo Tecnológico permitirá realizar actividades avanzadas de I+D+i en una serie de campos relevantes, entre los que destacan:

1. Ensayo de las etapas individuales y de la cadena tecnológica completa.
2. Evaluación y optimización del diseño y operación de calderas.
3. Validación de herramientas de diseño de calderas, de simulación dinámica y predictivas de rendimiento.
4. Ensayo de la mejor combinación de tecnologías de depuración de la corriente de CO₂ para su transporte y almacenamiento.
5. Ensayo de rutinas de arranque, parada y cambios de carga con atención especial a los aspectos de seguridad relacionados con el oxígeno.

Objetivos del Programa de Oxidación y Captura de CO₂

Objetivos Estratégicos:

- Poner en práctica las indicaciones de la Estrategia Española de Cambio Climático y de Desarrollo Sostenible en relación con la captura de CO₂.
- Conseguir que España alcance una posición de liderazgo en el contexto europeo e internacional para promover la I+D+i en captura de CO₂.
- Posibilitar que la captura de CO₂ suponga una alternativa válida que contribuya a mejorar la competitividad de la industria española.
- Constituir un centro de referencia mundial para las actividades relacionadas con el uso limpio del carbón.

Objetivos Tecnológicos:

- Construir en El Bierzo una de las Plataformas Experimentales de captura más importantes del mundo.
- Determinar la viabilidad tecnológica y económica de diferentes alternativas de captura de CO₂, empleando distintas tecnologías de combustión.
- Promover y cofinanciar actividades de investigación aplicada por parte de la comunidad científica española con relación a las tecnologías de captura de la Plataforma Experimental.

Características de la planta

1. Concepción y Diseño

- Oxicombustión de Carbón Pulverizado (CP) de 20 MWt
- Oxicombustión en Lecho Fluido Circulante (LFC) de hasta 30 MWt
- Absorción Química en segunda fase

2. Singularidades

- Planta piloto a gran escala con depuración integral de gases capaz de producir CO₂ en condiciones de transporte.
- Unidad de preparación del combustible flexible y versátil para procesar desde combustibles bajos en volátiles (antracitas y coque de petróleo) hasta carbones bituminosos.
- Calderas CP (20MWt) y LFC (30 MWt), capaces de operar desde combustión convencional a oxicombustión.
- Dos quemadores de arco y hasta cuatro quemadores frontales para el estudio de interacciones de llama en caldera CP, además de un sistema de alimentación de biomasa.
- Tren principal de oxicombustión dotado de compresión de CO₂ complementado con alternativas de postcombustión en segunda fase.
- Gasificador de biomasa de 3 MWt de potencia para ensayar vías innovadoras de utilización de biomasa sostenible.

NORMATIVA APLICABLE

NORMATIVA APLICABLE:

Para posibilitar el desarrollo de la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO₂ se hace necesario contar con un marco legal sólido, que nos sirva de condición previa ante cualquier decisión de inversión.

En el ámbito de la Unión Europea, se ha interpretado la necesidad de nueva legislación respecto al almacenamiento de CO₂ entendiendo que el transporte y la captura serán regulados en base a la legislación existente.

Lo primero con lo que nos encontramos es con la directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono

A nivel de la Unión Europea, el marco legal para el desarrollo de proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ quedó establecido con la aprobación de la *Directiva 2009/31/CE, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono, de 23 de abril de 2009*. En España, la citada Directiva se traduce en la Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

Veamos los principales puntos en los que se basa esta directiva:

- ✓ Establece un marco jurídico para el almacenamiento geológico (confinamiento permanente de CO₂). Y así la lucha contra el Cambio Climático.
- ✓ Se pretende evitar riesgos o se eliminen tanto como sea posible, efectos negativos y riesgos para el Medio Ambiente o la salud.
- ✓ Se aplica en territorio de los Estados Miembros.

Principales elementos de la directiva:

- Los Estados Miembros tienen derecho a decidir las zonas en las que pueden situarse los emplazamientos de almacenamiento.

- Títulos posesorios:
 - Permisos de exploración
 - Permisos de almacenamiento

- En ambos casos están sujetos a procesos de concurrencia de ofertas y se conceden para un volumen limitado de CO2

- Permiso de Exploración:
 - Caracterización y evaluación del complejo de almacenamiento potencial

- Permiso de Almacenamiento:
 - Contenido de la solicitud
 - Condiciones que deben cumplirse para el otorgamiento
 - Contenido del permiso

- Seguimiento del Permiso de Almacenamiento:
 - Autoridad competente: Inspección, modificación, retirada del permiso.
 - Medidas en caso de fugas o irregularidades significativas (*caso de que el titular no adopte las medidas correctoras, la autoridad competente las adoptará por sí mismas*)
 - Garantía financiera. *Garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas del permiso*
 - El titular es responsable del cierre y del seguimiento (mínimo 20 años)
 - Transferencia de titularidad a la Autoridad Competente. Contribución Financiera del titular a la Autoridad, *costes de seguimiento 30 años*

- Acceso a la red de transporte y a los emplazamientos de almacenamiento:
 - Los Estados Miembros garantizarán el acceso de los usuarios potenciales a las redes de transporte y a los emplazamientos de almacenamiento de forma transparente y no discriminatoria.

- Modificación Directiva de evaluación de impacto ambiental (tuberías y emplazamientos de almacenamiento).
- Modificación Directiva sobre Limitación de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión
- Modificación Directiva IPCC (Autorización Ambiental Integrada)

El plazo de transposición es a 25 junio 2011.

Veamos como esta directiva afecta a las instalaciones de Captura:

La Directiva 2009/31/CE que modifica a la Directiva 85/337/CE obliga a la evaluación del Impacto Ambiental de las instalaciones de captura (Art. 31). El anexo 1 de la Directiva 85/337/CE, se modifica como sigue:

En el apartado b) se añaden los puntos siguientes:

24. Instalaciones para la captura de flujos de CO₂ con fines de almacenamiento geológico de conformidad con la Directiva 2009/31/CE procedente de instalaciones incluidas en el presente anexo, o cuando la captura total anual de CO₂ sea igual o superior a 1,5 Megatoneladas.

El Proyecto de Ley de Almacenamiento Geológico de Dióxido de Carbono transpone lo estipulado en la Directiva 2009/31/CE, modificando el Texto Refundido de la Ley de Evaluación Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, incluyendo dentro del Grupo 9 (Anexo I) las instalaciones para la captura de flujos de CO₂ procedente de instalaciones no incluidas en el mismo Anexo, o cuando la captura total anual de CO₂ sea igual o superior a 1,5 Mt, y dentro del Anexo II, las instalaciones para la captura de CO₂ no incluidas en el Anexo I.

Por último, teniendo en cuenta lo establecido en la Ley 6/2010, de 24 de marzo:
Artículo único. Modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero:

"3. La evaluación de impacto ambiental comprenderá la totalidad del proyecto y no sólo las evaluaciones de impacto ambiental parciales de cada fase o parte del proyecto".

Como conclusión cabe esperar que se someta al trámite de Evaluación Ambiental al proyecto de manera conjunta, es decir, Captura/Transporte/Almacenamiento.

Respecto a los proyectos de generación térmica de electricidad, la Directiva establece la evaluación de la posibilidad de incorporar tecnología CAC a cualquier proyecto de generación térmica con una potencia eléctrica superior a 300 MW y, en caso de concluirse la aplicabilidad de la tecnología, la Directiva prevé la reserva del espacio suficiente para los equipos de captura y compresión de CO2.

Directiva 2009/31/CE, en su Artículo 33 modifica la Directiva 2001/80/CE, insertando en el *Artículo 9 bis* siguiente:

Artículo 9 bis:

Los Estados Miembros garantizarán que los titulares de todas las instalaciones de combustión con una producción eléctrica superior a 300 MW a las que se haya concedido la primera licencia de construcción o, en ausencia de dicho procedimiento, la primera licencia de explotación, después de la entrada en vigor de la Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono, hayan evaluado las siguientes condiciones:

Que disponen de emplazamientos de almacenamiento adecuados, que las instalaciones de transporte son técnica y económicamente viables, que es técnica y económicamente viable una adaptación posterior para la captura de CO2.

Cuando se cumplan las condiciones establecidas en el apartado 1, la Autoridad Competente se asegurará que se reserva suficiente espacio en los locales de

la instalación para el equipo necesario para la captura y compresión de CO2. La autoridad competente determinará si se reúnen estas condiciones basándose en la evaluación mencionada en el apartado 1 efectuada por el titular y en la demás información disponible, en particular la relativa a la protección del medio ambiente y la salud humana.

Cabe subrayar que si bien el Proyecto de Ley mediante el que se transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/31/CE, mantiene como única obligación la reserva de espacio, en otros Estados Miembros, como el Reino Unido o Alemania podría resultar obligatoria la instalación de equipos de captura en cualquier nuevo proyecto de generación térmica de electricidad para, al menos, parte de la potencia instalada.

La Directiva establece el sometimiento a Autorización Ambiental Integrada (AAI) de las instalaciones de captura de CO2, según lo estipulado en la Directiva 2008/1/CE relativa a la prevención y control integrados de la contaminación.

Directiva 2009/31/CE. Artículo 37. Modificación de la Directiva 2008/1/CE:

En el anexo I de la Directiva 2008/1/CE se añade el punto siguiente:

6.9. Captura de flujos de CO2 procedente de instalaciones reguladas por la presente Directiva, con fines de almacenamiento geológico de conformidad con la Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico de CO2.

Según lo estipulado en la *Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono*, la tramitación de las instalaciones de captura quedaría vinculada a las instalaciones productoras de dióxido de carbono reguladas por la Directiva IPPC.

El *Proyecto de Ley de Almacenamiento Geológico de Dióxido de Carbono* transpone lo estipulado en la Directiva modificando la Ley 16/2002, de 1 de

julio, de prevención y control integrados de la contaminación, incluyendo dentro Anexo I las instalaciones para la captura de CO2 procedentes de instalaciones reguladas por la misma Ley con fines de almacenamiento geológico.

Las disposiciones previstas en la *Directiva 2009/31/CE relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono*, estableciendo la obligación de obtención de las instalaciones de captura de Declaración de Impacto Ambiental y de Autorización Ambiental Integrada, hace que la tramitación de una planta de captura de dióxido de carbono resulte idéntica a la de las instalaciones industriales susceptibles de ser equipadas con captura de CO2.

En cuanto al desarrollo de un almacenamiento de CO2 requiere de una importante inversión por parte de las empresas. Es por ello que se hace necesario definir un marco técnico, económico y jurídico que garantice su despliegue de manera segura para el medio ambiente. Este marco regulador se ha abordado en la Unión Europea mediante la aprobación de la «Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono y por la que se modifican la Directiva 85/337/CEE del Consejo, las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) n.º 1013/2006», que se inscribe en el denominado Paquete de Energía y Cambio Climático, con el que los países de la UE darán cumplimiento al compromiso asumido por los Jefes de Estado y de Gobierno en marzo de 2007 de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% respecto al año base, en el año 2020, compromiso que se elevaría hasta un 30% en caso de que se alcance un acuerdo internacional equitativo.

Con objeto de incorporar al ordenamiento jurídico español las disposiciones contenidas en dicha Directiva comunitaria, adaptándolas a la realidad industrial, geológica y energética de España, se presentó el anteproyecto de ley de almacenamiento geológico de dióxido de carbono, expuesto en trámite de información pública hasta el 30 de septiembre de 2009. Finalmente hoy se tiene el Proyecto de Ley de almacenamiento geológico de dióxido de carbono, con fecha de 16 de abril de 2010.

Esta ley establece una base jurídica para el almacenamiento geológico de CO2 en condiciones seguras para contribuir a la lucha contra el cambio climático. Se limita a regular la actividad de almacenamiento geológico de dióxido de carbono, y sólo contiene previsiones puntuales en relación con la captura y el transporte. En lo que respecta a la regulación de la captura, se considera que queda garantizada con la aplicación de las normativas sobre control integrado de la contaminación y evaluación de impacto ambiental. El texto no contempla la regulación del transporte, cuestión que podría abordarse a través de la normativa de evaluación de impacto ambiental.

La Ley de almacenamiento geológico de dióxido de carbono será de aplicación en las estructuras subterráneas en España, incluyendo su mar territorial, su zona económica exclusiva y su plataforma continental, prohibiéndose de manera expresa el almacenamiento en la columna de agua.

Los principales elementos que incluye el Proyecto de Ley de Almacenamiento de dióxido de carbono son:

- Permiso de investigación, obligatorio para poder realizar una exploración con el fin de determinar la capacidad de almacenamiento o la idoneidad de un lugar determinado.

El otorgamiento del permiso de investigación corresponde al órgano competente de las comunidades autónomas, salvo que afecte al ámbito territorial de más de una comunidad autónoma o al subsuelo marino, en cuyo caso corresponde al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe favorable del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino e informe de las comunidades autónomas afectadas, siendo el plazo máximo de resolución de solicitudes de 1 año.

La validez del permiso de investigación no excederá los 4 años, si bien, el órgano competente podrá prorrogarla por un periodo máximo de 2 años y, excepcionalmente podrá conceder una nueva prórroga de otros 2 años.

El solicitante del permiso de investigación deberá incluir al menos, junto con las solicitudes de permisos de investigación, la documentación acreditativa de la siguiente información:

- a) El nombre y la dirección del titular.
- b) Acreditación de la competencia técnica y económica del titular.
- c) La superficie del permiso delimitada por sus coordenadas geográficas, definida por la agrupación de cuadriláteros de $1' \times 1' = 270$ hectáreas, siempre que no supere un máximo de 100.000 hectáreas.
- d) Un plan de investigación del lugar de almacenamiento que incluya un plan de labores con todas las actuaciones programadas y los medios necesarios para su ejecución, de conformidad con los criterios del anexo I.
 - Concesión de almacenamiento, título que confiere a su titular el derecho exclusivo a almacenar CO2 en el lugar de almacenamiento.

La concesión de almacenamiento la otorga, en todos los casos, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe favorables del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino y de las comunidades autónomas afectadas.

La solicitud de concesión de almacenamiento debe incluir, entre otra información, un proyecto de explotación del lugar de almacenamiento que incluya el programa de inversiones y las actividades comerciales previstas, la cantidad total de CO2 que podrá ser inyectada y almacenada, así como las fuentes de origen del mismo y en particular si proceden de actividades propias o de terceros, los métodos de transporte previstos, la composición de los flujos de CO2, los índices y presiones de inyección y la situación de las instalaciones de inyección. Dicha solicitud se remitirá al órgano competente de la comunidad autónoma para que ésta emita informe en un plazo de tres meses. Se solicitará también del órgano competente de la comunidad autónoma la aprobación del

plan de seguimiento y del plan provisional de gestión posterior al cierre. Igualmente se solicitará informe de la Comisión Europea en el plazo de un mes desde que se hubiese recibido la solicitud así como del Instituto Geológico y Minero de España, presumiéndose este último favorable si no existe un pronunciamiento expreso en un plazo de tres meses.

El solicitante deberá presentar, junto con su solicitud de concesión de almacenamiento, la prueba de la constitución de una garantía financiera que responda del cumplimiento de las obligaciones derivadas de la concesión y de esta ley.

- Funcionamiento del lugar de almacenamiento, incluyendo:
 - Obligación de realizar por parte del titular un seguimiento continuo de las instalaciones de inyección y del complejo de almacenamiento. El plan de seguimiento debe ser aprobado por la comunidad autónoma.
 - Establecimiento de un sistema de inspecciones rutinarias de las instalaciones por parte de la comunidades autónomas, al menos una vez al año.
 - Obligación del titular de notificar inmediatamente las irregularidades significativas o fugas que se produzcan al órgano competente de la comunidad autónoma.
 - En caso de que se produzcan irregularidades, el titular deberá adoptar las medidas correctoras que se impongan, y si se producen fugas, adicionalmente, deberá cumplir con las obligaciones de entrega de derechos de emisión.
 - Cierre del lugar de almacenamiento: una vez cerrado, el titular está obligado a sellar el lugar y retirar las instalaciones de inyección, y a seguir supervisando el lugar de almacenamiento de acuerdo con un plan de gestión posterior al cierre. El plan de gestión se aprobará por la comunidad autónoma.

- . Transferencia de responsabilidad: Tras el cierre de un lugar de almacenamiento se transferirán a la Administración General del Estado, a iniciativa de ésta o a petición del titular, todas las obligaciones legales relacionadas con el seguimiento y con las medidas correctoras exigibles con arreglo a esta ley, siempre que todas las pruebas disponibles indiquen que todo el CO2 almacenado permanecerá completa y permanentemente confinado y hayan transcurrido al menos 20 años desde su cierre salvo que el Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino determine un plazo inferior.

El Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino preparará una propuesta de resolución de transferencia de responsabilidad y la elevará al Consejo de Ministros para su aprobación. Dicha resolución deberá ser notificada al titular y comunicada a la Comisión Europea.

Una vez transferida la responsabilidad, terminarán las inspecciones periódicas previstas y el seguimiento podrá reducirse a unos niveles que se estimen suficientes para poder detectar las fugas o las irregularidades significativas.

En los casos en los que la Administración incurra en costes de gestión del lugar de almacenamiento tras la transferencia de responsabilidad, podrá recuperar del titular los costes ocasionados si éste hubiese incurrido en incumplimientos.

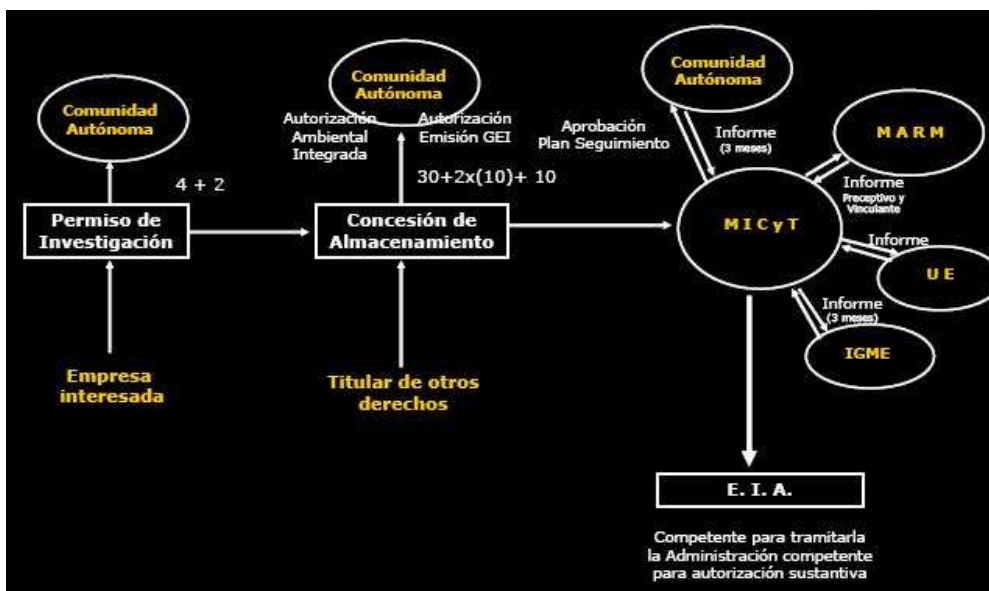
Se establece la creación de un fondo de seguimiento de lugares de almacenamiento de dióxido de carbono, con el objeto de atender los costes de seguimiento, así como aquellos necesarios para garantizar que el CO2 permanece completamente confinado tras la transferencia de responsabilidad. Los titulares de los lugares de almacenamiento realizarán aportaciones al mismo antes de que tenga lugar la transferencia.

Según este Plan, corresponderá a las Comunidades Autónomas:

- a) Otorgar los permisos de investigación si es en territorio de la CA y resolver conflictos por concurrencia de derechos.
- b) Informar de las solicitudes de concesión de almacenamiento.

- c) Aprobar el PS y PPG posterior al cierre.
- d) Establecer un sistema de inspecciones en los lugares de almacenamiento.
- e) Asegurarse de que en caso de irregularidades significativas o fugas el titular de la concesión adopte medidas correctoras y en su caso adoptarlas por si misma.
- f) Responsabilizarse del seguimiento de las medidas correctoras una vez cerrado el almacenamiento y hasta la transferencia de responsabilidad.
- g) Aquellas otras funciones que le atribuya esta ley.

Así, de manera esquematizada, el procedimiento de concesión quedaría de la siguiente manera:



Transversalmente cabe destacar la Directiva 2009/29/CE, por la que se modifica el régimen de comercio de derechos de emisión establecido por la Directiva 2003/87/CE, amplía el ámbito de aplicación de instalaciones sometidas a dicho régimen incluyendo estas actividades.

En España, la normativa de aplicación al respecto es la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que ha ido sufriendo las modificaciones oportunas para adecuarse a la normativa europea. En concreto la Directiva 2009/29/CE ha sido transpuesta principalmente por la Ley 13/2010, de 5 de julio.

En base al artículo 4 de la Ley 1/2005, (y a la entrada en vigor de las modificaciones) deberán contar con una Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero a partir del 01/01/2013 las siguientes actividades, entre otras:

26. Captura de gases de efecto invernadero de las instalaciones cubiertas por la presente Directiva con fines de transporte y almacenamiento geológico en un emplazamiento de almacenamiento autorizado de conformidad con la Directiva 2009/31/CE.

27. Transporte de gases de efecto invernadero a través de gasoductos con fines de almacenamiento geológico en un emplazamiento de almacenamiento autorizado de conformidad con la Directiva 2009/31/CE.

28. Almacenamiento geológico de gases de efecto invernadero en un emplazamiento de almacenamiento autorizado de conformidad con la Directiva 2009/31/CE.

La autoridad competente respecto a dicha autorización es el órgano designado por la Comunidad Autónoma en cuyo territorio se ubique la instalación. Al estar incluidas en el régimen, estas instalaciones tienen una serie de obligaciones, de entre las cuales cabe mencionar el seguimiento de sus emisiones de CO₂, la remisión anual de la información verificada al mismo órgano competente y la entrega de los correspondientes derechos de emisión de CO₂equivalente en el registro comunitario. Las instalaciones deben estar autorizadas antes de entrar en funcionamiento, y se prevé un plazo de 3 meses para la resolución de la autorización por parte de la administración, con silencio negativo.

A las instalaciones de captura, transporte y almacenamiento geológico de carbono en principio no se les otorgará asignación gratuita de derechos de emisión por parte del Estado, si bien pueden existir subvenciones.

El resto de actividades fijas sujetas al régimen podrán beneficiarse del servicio de una instalación de captura asociada ya que *"no habrá obligación de entregar derechos de emisión relativos a emisiones cuya captura esté comprobada y que se hayan transportado para su almacenamiento permanente a una instalación con una autorización vigente de conformidad con la legislación en vigor sobre almacenamiento geológico de dióxido de carbono"* según se dice en el artículo 27.3 de la Ley 1/2005.

Respecto a la metodología y consideraciones a realizar en el seguimiento de dichas emisiones, se ha aprobado recientemente la Decisión 2010/345/UE, de 8 de junio de 2010, por la que se modifica la Decisión 2007/589/CE a fin de incluir directrices para el seguimiento y la notificación de emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la captura, el transporte y el almacenamiento geológico de dióxido de carbono. Entre otras cosas, en esta norma se aclaran términos relativos a estas actividades haciendo referencia principalmente a la Directiva 2009/31/CE, y se detalla la manera de determinar las emisiones de CO₂, que deberá reflejarse en el Plan de Seguimiento de la instalación, documento clave contenido en la autorización de emisión de gases de efecto invernadero.

Las directrices específicas para la determinación de las emisiones de gases de efecto invernadero resultantes de las actividades de captura, de transporte por gasoducto y de almacenamiento geológico aparecen respectivamente en los Anexos XVI, XVII y XVIII de la Decisión modificada. En función de la actividad concreta se describen las posibles contribuciones a las emisiones como pueden ser: las emisiones fugitivas, las debidas a la combustión, las debidas a la ventilación, las debidas a la recuperación mejorada de hidrocarburos y las fugas.

En conclusión se puede decir que aunque existe legislación ésta aún no es la necesaria, puesto que se detectan grandes lagunas, sobretudo en lo relacionado con la captura de CO₂, siendo causa de esto el hecho de la carencia de experiencia así como de datos, por lo que existen aspectos que aún resultan difíciles definir su legislación.

Se espera que el desarrollo y la implantación de los futuros proyectos permita obtener información para poder mejorar el conocimiento y de este modo poder establecer un marco normativo más ajustado.

Los aspectos más importantes que aún se encuentran sin cubrir son los siguientes:

- Pureza de la corriente de CO₂

Si bien la Directiva reconoce la necesidad de imponer limitaciones relativas a la composición del flujo de CO₂, así como la obligatoriedad de mantener registros sobre la composición de los flujos aceptados por parte del gestor de un emplazamiento de almacenamiento, en ningún momento se establecen criterios específicos de calidad respecto a los flujos de CO₂.

De esta forma, en la Directiva se establece:

Artículo 12. Criterios y procedimiento de admisión del flujo de CO₂

1. Un flujo de CO₂ estará mayoritariamente compuesto de dióxido de carbono. Por consiguiente, no podrá añadirse ningún residuo ni materia con fines de eliminación de dicho residuo o materia. No obstante, un flujo de CO₂ puede contener restos de sustancias asociadas a partir de la fuente o durante las operaciones de captura o de inyección y sustancias residuales que se hayan añadido para facilitar el seguimiento y la verificación de CO₂.

La composición de la corriente de CO₂ es de vital importancia respecto a las tres fases de un proyecto CAC (captura/transporte/almacenamiento). Respecto a la captura, se hace necesario conocer el grado de pureza que la misma debe alcanzar, sin embargo, hasta la fecha, la legislación existente no fija estándares respecto a la composición de los flujos de CO₂.

- Valores límite de emisión

La Directiva 2001/80/CE establece valores límite de emisión de SO₂, NO_x y partículas para grandes instalaciones de combustión. Dicha Directiva fue transpuesta al ordenamiento estatal mediante el capítulo II ("grandes instalaciones de combustión") y anexos *Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las emisiones de petróleo.*

Los valores límite establecidos son medidos como concentración de contaminante en los gases de combustión, existiendo desviaciones respecto a las plantas equipadas con tecnología CAC.

REPERCUSIÓN EN LAS CUENCAS MINERAS DE LEÓN Y PALENCIA

REPERCUSIÓN EN LAS CUENCAS MINERAS DE LEÓN Y PALENCIA:

Uno de los puntos más relevantes y fundamental en este estudio es el tema del carbón, como ya hemos definido en los primeros puntos de este trabajo. El carbón es un tema vital para el sostenimiento de las cuencas minera de León y Palencia, por tanto en este punto vamos a ver de qué modo la captura y almacenamiento de CO2 podría influir en estas zonas.

En la actualidad, el consumo de energía primaria en Castilla y León es cercano al 10,2 Mtep cada año. Más del 90% se basa en combustibles fósiles, especialmente carbón y petróleo, mientras que el 6% es renovable.

Si nos fijamos desde el punto de vista del empleo, el tema es crucial, ya que entre fijos y subcontratados se puede evaluar entorno a los 5.000 trabajadores. La situación del empleo se está convirtiendo en uno de los problemas más significativos para la economía y la sociedad. Una muestra es el incremento de la tasa de desempleo que se presenta actualmente.

La restauración de espacios degradados por la minería del carbón puede contribuir al desarrollo de nuevas actividades económicas que creen empleo alternativo en la cuenca minera.

La preocupación por el desarrollo de los territorios mineros, aunque estuvo presente desde los inicios de la reordenación, no tuvo reflejo legal hasta 1993.

Haciendo breve referencia a los mecanismos de reactivación de las cuencas mineras nos encontramos con los siguientes puntos. Resumidamente se base en los siguientes planes, surgidos desde 1990:

- El Plan de Reordenación del Sector del Carbón (1990-1993).
- El Plan de Modernización, Racionalización, Reestructuración y Reducción de

- Actividad de la Industria del Carbón (1994-1997).
- El Plan 1998-2005 de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las
- Comarcas Mineras (Plan del Carbón).
- El Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras.

Como hemos dicho se genera una preocupación por el desarrollo de los territorios mineros, así en el año 1994 se comienza a aplicar el Programa de Reactivación Económica de las Cuencas Mineras Españolas. El nuevo sistema supuso un indiscutible avance sobre el anterior y un impulso no despreciable al desarrollo alternativo de aquellos territorios afectados por la crisis carbonera, resultando especialmente interesante el apartado referido al fomento de proyectos empresariales generadores de empleo.

Si nos centramos en este último plan, el Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras (contenido en el cuarto plan de reestructuración, 2006-2012) mantiene las tres líneas de ayudas del Plan del Carbón: desarrollo de las infraestructuras, financiación de proyectos empresariales y mejora de la formación. Se destinarán a su financiación un total de 2.880 millones de euros, una cifra inferior a la del Plan anterior (3.125 millones); si bien el horizonte temporal es ahora de siete años, en lugar de ocho.

Hay que destacar el mayor peso que recibe el apartado de los proyectos empresariales, en cambio disminuye la dotación para infraestructuras.

La línea de ayudas a inversiones empresariales presenta algunas otras novedades interesantes como el apoyo a proyectos de pequeña entidad mediante micropréstamos sin interés, que, al no requerir aval, resultan mucho más accesibles que los préstamos convencionales.

Los efectos de la reestructuración minera han sido dispares para cada uno de los municipios de las cuencas mineras, dando lugar a la ha dado lugar a la

desaparición de la industria extractiva en alguno de ellos, mientras que se ha mantenido en el resto.

Desde 1986 la producción de carbón ha descendido desde 6 millones hasta 4,2 millones de toneladas; y el empleo, directo, desde 12.900 hasta 2.600 trabajadores.

En vista a lo cual debemos tratar de ver qué ha supuesto para unos territorios que dependían totalmente del carbón el hecho de que la industria extractiva haya perdido en veinte años el 80 por 100 de su empleo, y en qué medida las políticas de desarrollo alternativo asociadas a la reordenación minera han servido para minimizar el impacto de la crisis carbonera.

Así de lo que se trata es de generar empleo alternativo, lo cual no es una tarea fácil. La mayor intensidad de las ayudas en los territorios más mineros es insuficiente para contrarrestar las negativas características que presentan de cara a la localización empresarial, y las inversiones terminan ubicándose en lugares con mejores infraestructuras y mayores dotaciones de servicios y capital humano, aunque la intensidad de las subvenciones sea menor. Por tanto debemos de ser conscientes de las enormes dificultades que entraña la creación de empleo alternativo en las cuencas mineras leonesas.

En las cuencas mineras se puede observar un fenómeno y es la disminución de la población activa. Esta disminución puede deberse bien a la reducción de uno de sus dos componentes (empleo y paro), por lo que se hace imprescindible estudiar ambos componentes. Si bien una vez analizados mediante datos de censo y evolución productiva (que se pueden observar en los anexos a parte de este estudio), se puede ver que se está experimentando una evolución negativa en ambos escenarios.

La evolución que han seguido las cuencas mineras durante los últimos años conlleva una profunda transformación de sus estructuras productivas aparentes.

Para paliar esta situación se hace necesario aprovechar nuevas oportunidades que puedan surgir, por lo que la captura y almacenamiento de CO2 puede ser una oportunidad si se saben aprovechar.

Podemos aprovechar la ubicación de instalaciones de tecnologías de captura y almacenamiento de CO2 para conseguir un posicionamiento internacional, así como una oportunidad de negocio.

La ubicación de las instalaciones de tecnologías de captura y almacenamiento suponen un posicionamiento internacional y una oportunidad de negocio como país exportador de tecnología y un referente en la lucha contra el cambio climático.

La actividad ascendente en la investigación de Captura y Almacenamiento de CO2 puede atribuirse al establecimiento de mercados de derechos de emisión de CO2, haciendo posible la repercusión económica en muchas empresas.

Está previsto que en 2020 se apliquen la tecnología Captura y almacenamiento de CO2 a escala comercial, por lo que apostar por este tipo de proyectos permitirá situarnos en la vanguardia tecnológica internacional, convirtiéndonos así en líderes en el sector.

Se hace necesario el apoyo de la administración pública para ya no sólo el desarrollo de una tecnología, sino de un sector emergente empresarial gracias a un tejido industrial propicio a la tecnología CAC, generando innovación, puestos de trabajo, riqueza y estabilización de la actividad minera, manteniendo las cuotas de generación con carbón y diversificación del suministro.

De todo ello deben beneficiarse el conjunto de actores implicados: los usuarios finales de las tecnologías; las empresas de base tecnológica; las ingenierías; los suministradores de bienes de equipo y los centros de investigación aplicada.

CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

CONCLUSIONES Y PROPUESTAS:

Como conclusión al estudio realizado podemos sacar las siguientes conclusiones y propuestas.

La técnica de la captura y almacenamiento de CO₂ es tecnológicamente factible y podría tener un papel importante en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de este siglo. Aunque partes de esta tecnología ya son de eficacia probada, sería esencial ampliar la experiencia y el conocimiento, así como reducir las incertidumbres acerca de ciertos aspectos que hemos ido señalando a lo largo del estudio, para permitir su despliegue a gran escala.

Es vital el desarrollo de los actuales proyectos para poder demostrar que efectivamente esta tecnología funciona a gran escala, así que este es el paso que toca dar, puesto que los componentes individuales se encuentran ya desarrollados.

Por otra parte serían convenientes estudios orientados a analizar y reducir los costes asociados.

En cuanto al almacenamiento, sería recomendable un estudio en profundidad para poder tener una estimación de los sitios geológicamente adecuados.

Se hacen necesarios experimentos piloto para poder comprobar la efectividad de otras formas de almacenamiento.

Asimismo, es preciso realizarse estudios sobre los impactos ecológicos del CO₂.

En otro orden de cosas, se hace necesario el desarrollo de un marco legal y reglamentario adecuado.

Otras de las cuestiones que quedan por resolver son el potencial de transferencia y de difusión de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, las oportunidades que tienen los países en vías de desarrollo a la hora de explotarlas, la aplicación de estas tecnologías en las fuentes de biomasa de CO₂ y las posibles interacciones entre la inversión y las otras opciones de mitigación.

En cuanto a las fugas a largo plazo desde los lugares de almacenamiento, deberá establecerse un tope para la cantidad de pérdidas que pueden permitirse. Si se consigue retener el CO₂ en una fracción de 90-99% durante 100 años, o de 60-95% durante 500 años, estos almacenamientos temporales todavía podrían ser considerados como una opción válida para la mitigación del cambio climático.

Concretando las líneas directrices podrían ser las siguientes:

En cuanto a la Captura y Almacenamiento de CO₂, podemos decir:

- ✓ Emplea tecnología existente
- ✓ Puede generar reducciones importantes de las emisiones de CO₂
- ✓ Es una alternativa para la empresa en lugares en donde existen obligaciones de reducción o de venteo cero

En aplicaciones a gran escala:

- ✓ Compite con otras alternativas de reducción
- ✓ Permite seguir usando las infraestructuras energéticas existentes
- ✓ Juega un importante rol como parte del portafolio de mitigación del CO₂

Las necesidades que hemos detectado se pueden resumir en los siguientes puntos:

En cuanto a la aceptación social se observan una serie de deficiencias en cuanto a información por lo que destacamos lo siguiente:

- La simple provisión de información no es suficiente, debe establecerse un diálogo continuado donde la comunidad pueda expresar sus preocupaciones y recibir respuestas.
- Es necesario destinar recursos suficientes para la definición de un programa de comunicación del riesgo.
- La estrategia de comunicación desplegada por el agente promotor es determinante en el éxito o fracaso de un emplazamiento; a este respecto, ciertas medidas informativas concretas pueden contribuir al éxito.
- Para optimizar las garantías de éxito de un proceso social de comunicación es importante generar confianza a través de un proceso participativo que mejore el conocimiento del público sobre las cuestiones técnicas
- Proveer al público general y a las instituciones de información bien fundamentada sobre aspectos técnicos y científicos.
- Implementar procedimientos de comunicación para fomentar la implicación de todos los actores en la planificación y evaluación.
- Clarificar los métodos para evaluar los riesgos y beneficios.

En materia de normativa y financiación es necesario:

- Desarrollar normativas que regule y garantice la aplicación de las tecnologías de CAC, especialmente en los aspectos referidos a la captura, transporte y almacenamiento de CO2.
- Promover y desarrollar fuentes y mecanismos de financiación para las Tecnologías de CAC.

Y ya concretamente en el ámbito de estudios e investigación:

- Realizar un inventario de almacenamientos, mediante un estudio completo de búsqueda y catalogación de los posibles almacenes de CO2.
- Potenciar la investigación básica, I+D, para la mejora de la caracterización y modelado de almacenamientos, del conocimiento de los mecanismos de entrapamiento y el desarrollo de herramientas y métodos de monitorización de los almacenes y de análisis de riesgos para asegurar la seguridad de los mismos.
- Realizar estudios técnico-económicos para desarrollar herramientas de toma de decisiones que permitan un emparejamiento eficiente entre fuentes y almacenes en España.
- Realizar proyectos piloto que permitan el desarrollo de nuevas formas de almacenamiento.
- Potenciar la investigación básica, I+D, para el estudio de los usos de CO2 una vez capturado, que presentan una oportunidad de aprovechamiento y generación de valor.
- Definir una caracterización inicial del CO2 para su transporte conjuntamente con las actividades de desarrollo de las tecnologías de captura y almacenamiento, que pueda servir de base para un correcto avance en el programa de actividades considerado.
- Avanzar en los preestudios de la futura Red de Transporte, para tener un conocimiento inicial de los parámetros básicos de la misma.
- Definir los criterios básicos de Seguridad y Medioambiente que pueden condicionar el desarrollo de esta infraestructura y que deben ser

utilizados para las actividades de comunicación y aceptación pública del concepto CAC.

- Desarrollar plantas piloto que contribuyan al desarrollo tecnológico e integración de los procesos de captura de CO2 con las plantas actuales.
- Potenciar la investigación básica, I+D, para el desarrollo de materiales y procesos de transformación de la energía.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA:

IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage (2005). Edited by Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos, Leo Meyer. Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press

El futuro del carbón en la política energética española, 2008. Fundación para Estudios sobre la Energía

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ - *Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España*

Borlée J. (2007) Low cost steel-ULCOS project. ETP-2008

IPCC (Intergovernmental Panel on climate change) (2007). Climate change 2007. Mitigation of climate change- Contribution of WG III. Cambridge University Press.

Set Plan Information System. SETIS. Technology descriptions 2009.

ZEP technology platform (2008). Recommendations for RTD, support actions and international collaboration activities within FP7. Energy Work Programmes and National RTD Programmes in support of deployment of CCS in Europe. ZEP task force on technology.

McKinsey – 2008. "Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics"

Benson, S.M., Gasperikova, E. and Hoversten, M. (2004). 'Overview of monitoring techniques and protocols for geologic storage projects.' IEA Greenhouse Gas R&D Programme Report,

Bowden , A. R.; Rig , A. (2004). *Assessing Risk in CO₂ Storage Projects* en APPEA Journal
2004, pp 677-701.

Intergovernmental Panel on Climate Change (2005). *Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambridge University Press, EE.UU.

Public Awareness and Acceptance of CO₂ capture and storage – Special Eurobarometer 364

AGRADECIMIENTOS:

Agradecer a todas aquellas personas que han colaborado en este trabajo a través de los diferentes medios y sin cuya participación este estudio no hubiese sido posible llevarlo a cabo.

Especialmente agradecer la colaboración de: (ordenados por orden alfabético)

Azuara Solís, José Ángel – Presidente Ciuden durante la elaboración del presente estudio.

Coca Stefaniak, Tomás – Ciuden

Eguilior Díaz, Sonsoles – Ciemat

Recreo Jiménez, Fernando - Ciemat

Torrecilla Molina, Fernando – Ciuden