Capítulo cuarto

La captura de CO_2. Un pilar indispensable de la descarbonización

Vicente Cortés Galeano

Benito Navarrete Rubia

A José A. Azuara

Resumen

La captura de CO_2 es una herramienta imprescindible para alcanzar los objetivos de descarbonización mundiales y de la Unión Europea. Sin captura no será posible alcanzar cero emisiones netas en 2050, al ser la única tecnología que aporta emisiones «negativas» retirando indefinidamente CO_2 de la atmósfera. Una de cada tres toneladas de CO_2 que la industria necesita dejar de emitir requiere procesos de captura, pues no hay tecnologías alternativas a la fecha. La captura tiene una doble funcionalidad dependiendo de si el CO_2 capturado se destina a almacenamiento geológico, o a su transformación en productos químicos, ecocombustibles o materiales inorgánicos. Su aplicabilidad es viable en clusters industriales conectados a hubs logísticos próximos a lugares de almacenamiento. En el norte de Europa hay numerosas iniciativas en desarrollo, no así en el sur, con la consiguiente desventaja competitiva, aunque el almacenamiento geológico en el norte de África es una opción potencial. Se requieren adecuadas medidas de protección en el paquete legislativo Fit for 55 de la Comisión Europea, pues existe riesgo de que la Unión

Europea se convierta en importador de productos «verdes» (acero, cemento, fertilizantes) fabricados en terceros países con condiciones favorables.

Palabras clave

Captura de CO_2, descarbonización, cero emisiones netas, emisiones negativas, procesos de captura, almacenamiento geológico, ecocombustibles.

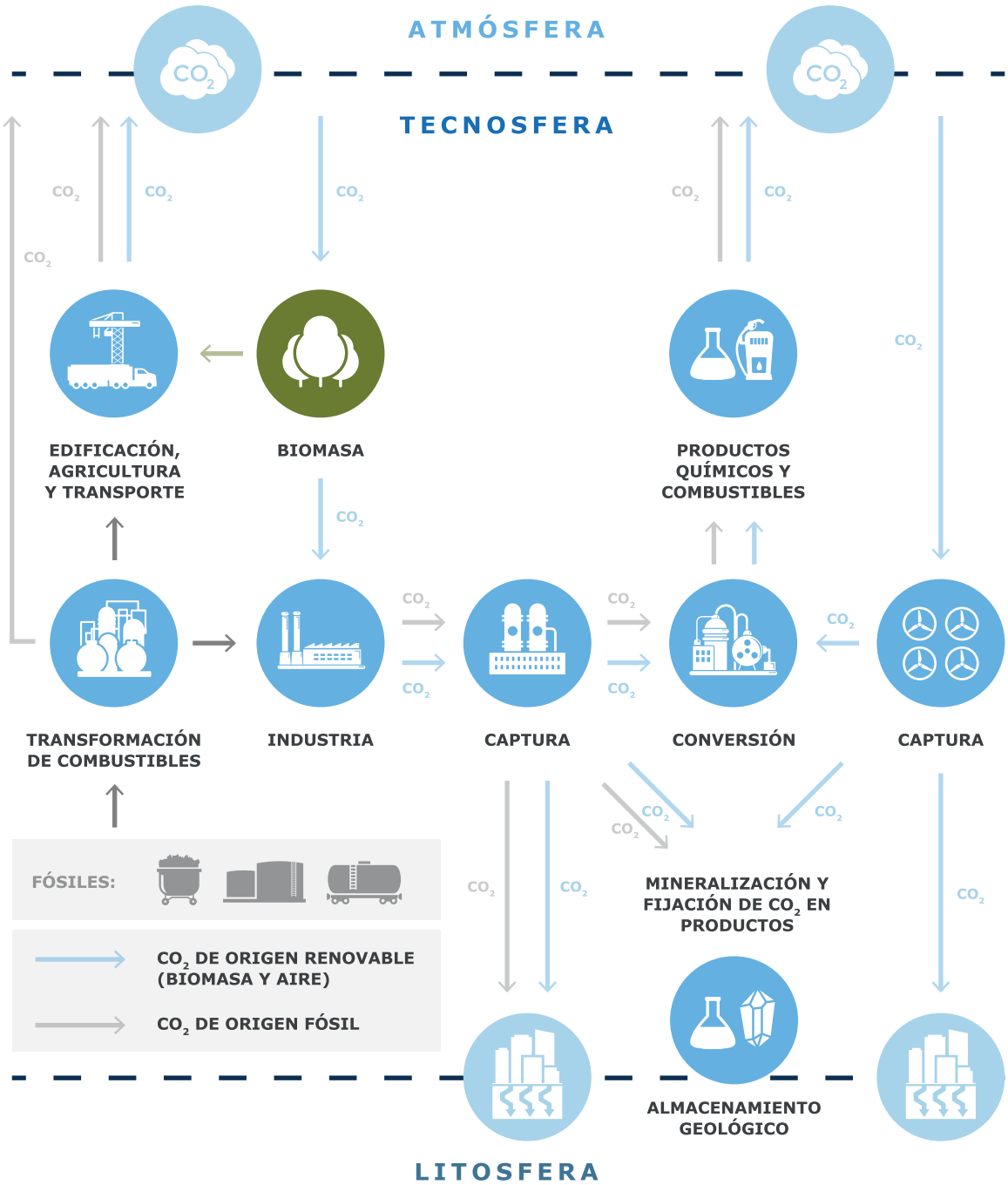
Abstract

CO_2 capture is an essential tool for achieving the EU and global decarbonisation targets. Without capture, it will not be possible to achieve zero net emissions by 2050, as it is the only technology that provides «negative» emissions by removing CO_2 from the atmosphere indefinitely. One in three tons of CO_2 that industry needs to stop emitting requires capture processes, as there are no alternative technologies to date. Capture has a dual functionality depending on whether the captured CO_2 is destined for geological storage, or for transformation into chemicals, e-fuels or inorganic materials. Its applicability is feasible in industrial clusters connected to logistics hubs near storage sites. In Northern Europe, many initiatives are under way, but not in the South, with the resulting competitive disadvantage, although geological storage in North Africa is a potential option. Adequate protective measures are needed in the European Commission's «Fit for 55» legislative package, as there is a risk that the EU will become an importer of «green» products (steel, cement, fertilisers) manufactured in third countries on favourable terms.

Keywords

CO_2 capture, decarbonisation, zero net emissions, negative emissions, capture processes, geological storage, eco-fuels.

FLUJOS DE CARBONO SIMPLIFICADOS Y SUBTIPOS DE CAPTURA



FUENTE:
ADAPTADO DE: LYONS, M., ET AL.: (2021), REACHING ZERO WITH RENEWABLES: CAPTURING CARBON, INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, ABU DHABI.

ROLES DE LA CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO_2



REDUCCIÓN DE EMISIONES DE ACTIVOS INDUSTRIALES CON VIDA ÚTIL RELEVANTE

REDUCCIÓN DE EMISIONES DE SECTORES SIN OPCIONES TECNOLÓGICAS DESARROLLADAS COMERCIALMENTE

FACILITADOR DEL DESPLIEGUE RÁPIDO DE HIDRÓGENO AZUL PARA PUESTA A PUNTO DE CADENAS DE VALOR DE HIDRÓGENO

CONTRIBUCIÓN A EMISIONES NEGATIVAS VIA BECCS* Y DACCS**

ROLES DE LA CAPTURA Y EMPLEO DE CO_2



TRANSFORMACIÓN DE HIDRÓGENO Y CO_2 "RENOVABLE" EN METANO SINTÉTICO

FABRICACIÓN DE E-FUELS VIA F-T CON CO_2 "RENOVABLE"

FABRICACIÓN DE METANOL

FABRICACIÓN DE OLEFINAS, BTX, ÁCIDO FÓRMICO...

* **BECCS:** BIOMASS ENERGY WITH CARBON CAPTURE AND STORAGE
(CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO_2 APLICADA A PROCESOS DE BIOENERGÍA)

** **DACCS:** DIRECT AIR CARBON CAPTURE AND STORAGE
(CAPTURA DE CO_2 DIRECTA DEL AIRE PARA ALMACENAMIENTO)

Introducción

Los Acuerdos de París de la COP21 y el Pacto Verde europeo son los dos marcos de referencia de un conjunto de acciones que persiguen, entre otras finalidades, la mitigación del cambio climático. En última instancia se trata de avanzar decididamente hacia la descarbonización de la economía como acción transversal que afecta a todos los sectores y a todos los ciudadanos.

Entre las herramientas de la descarbonización y especialmente en el ámbito de la Unión Europea, algunas cuentan con el beneplácito generalizado de la sociedad en sentido amplio, como son el empleo de energía renovable, la electrificación y mas recientemente el hidrógeno denominado «verde». Sin embargo, la captura, almacenamiento y empleo de CO_2 no disfrutan de tal aceptación por un conjunto de factores diversos entre los que se encuentran el desconocimiento de su importancia, la percepción de que suponen una vía para que las energías fósiles sigan formando parte del «mix» de energía primaria y que gracias a ella la industria pesada puede retrasar su transformación. Si en algunos países, como es el caso de España, la captura no merece más que consideraciones genéricas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, el escenario se antoja complejo para su adecuado desarrollo.

Pero tanto el Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) como la Comisión Europea (preparando regulación al respecto) reconocen que sin la captura no es posible alcanzar los objetivos de reducción de emisiones para 2030 y especialmente 2050. Ítem más, en el marco de la COP26, los EE. UU. y China (los dos mayores emisores del planeta) alcanzaron un acuerdo para el despliegue de tecnologías de captura y empleo incluyendo la captura de CO_2 directa del aire.

La Agencia Internacional de la Energía Renovable (IRENA) señala que el objetivo de emisiones netas cero en 2050 requiere una reducción de emisiones de 36,9 Gt/a, de la que más del 60% ha de provenir de la industria y de la generación eléctrica y térmica. Y a su vez indica que de cada tres toneladas de reducción en estos sectores una ha de ser aportada por la captura.

Por consiguiente, resulta indispensable contemplar la captura como herramienta esencial de la descarbonización, máxime cuando es la única opción tecnológica que permite alcanzar emisiones «negativas», capturando CO_2 de combustión y gasificación

de biomasa e hipotéticamente del aire atmosférico, para su almacenamiento geológico indefinido. Sin esta contribución, el objetivo de emisiones netas cero es inalcanzable.

El presente capítulo examina desde una perspectiva rigurosa los aspectos regulatorios, técnicos, económicos y geoestratégicos derivados de la captura de CO_2 para almacenamiento geológico y empleo.

Una visión global de la captura de CO_2 y su relevancia

Concepto

Los términos «captura de CO_2» o «captura de carbono» se suelen utilizar para designar el conjunto de elementos que comprende la captura, el transporte del CO_2 capturado y el almacenamiento geológico y/o el empleo del mismo.

La Figura 1 muestra un esquema simplificado del proceso, que consiste idealmente en la separación de CO_2 de una corriente de gases, para transportarlo capturado hasta un lugar de almacenamiento geológico adecuado o a un proceso de conversión que origine un producto con valor comercial[1].

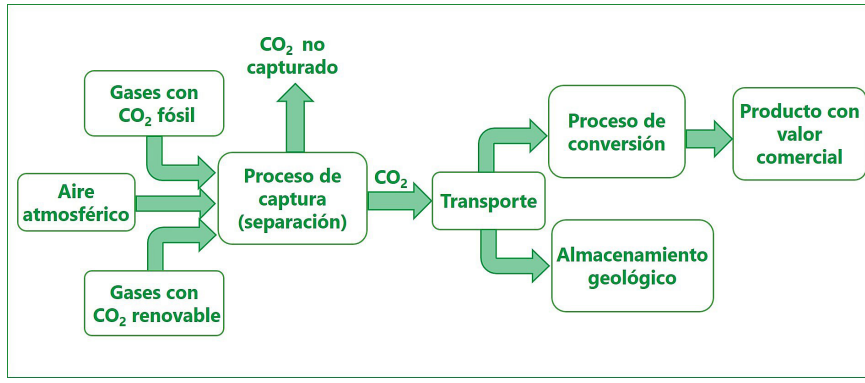


Figura 1. La captura, transporte, almacenamiento y empleo de CO2

En la Tabla 1 se recogen sintéticamente los subtipos de captura de CO_2, con detalle de atributos principales.

[1] Quedan excluidos del ámbito de esta contribución empleos del CO_2 en recuperación mejorada de petróleo (EOR), como refrigerante, en horticultura y mineralización.

Acrónimo	CCS[1]	CCU[2]	BECCS[3]	BECCU[4]	DACCS[5]	DACCU[6]
Finalidad principal	Reducción de emisiones de origen fósil o de procesos de descarbonización	Empleo de CO_2 capturado para sustituir carbono de origen fósil	Contribución a emisiones netas cero, retirando CO_2 de la atmósfera	Empleo de CO_2"renovable"[7] capturado para sustituir carbono de origen fósil	Contribución a emisiones netas cero, retirando directamente CO_2 de la atmósfera	Empleo de CO_2"renovable"[7] capturado del aire para sustituir carbono de origen fósil
Aplicabilidad	Procesos industriales, incluyendo producción de hidrógeno azul, y generación de energía eléctrica y térmica	Transformación, con el concurso de hidrógeno, en combustibles gaseosos y líquidos y en productos químicos[8]	Procesos de transformación energética de la de biomasa y residuos orgánicos	Idéntica a la de la CCU, resultando en productos con huella de carbono muy inferior	Independiente de otros procesos	Idéntica a la de la CCU, resultando en productos con huella de carbono muy inferior
Eliminación permanente de CO_2	Si	No	Si	No	Si	No
Descarbonización resultante del proceso	Cero emisiones [10]	~50%	Emisiones negativas [11]	Cero emisiones [10]	Emisiones negativas [11]	Cero emisiones [10]
TRL[9]	8-9	E-fuels F-T[12] 6-8 Metano 6-7 Metanol 7-9	7-8	Captura 7-8 Conversión idem a CCU	3-4	Captura 3-4 Conversión idem a CCU
Base del modelo de negocio	Ahorro de derechos de emisión, incentivos y regulación	Futura competitividad de productos, penalización de los de origen fósil a sustituir, regulación	Incentivos, regulación	Futura competitividad de productos, penalización de los de origen fósil a sustituir, regulación	Incentivos, regulación	Futura competitividad de productos, penalización de los de origen fósil a sustituir, regulación
Contribución a economía circular	No	Si	No	Si	No	Si

Tabla 1. Subtipos de tecnologías de captura

1. Captura y almacenamiento de carbono, 2. captura y empleo de carbono, 3. captura y almacenamiento de carbono aplicada a procesos de bioenergía, bioenergía con CCS, 4. captura y empleo de carbono procedente de bioenergía, 5. captura directa del aire para almacenamiento, 6. captura directa del aire para empleo, 7. empleamos el término «removable» para indicar que se trata de CO_2 procedente de la transformación de biomasa o capturado del aire, 8. quedan fuera del ámbito de este trabajo los procesos de mineralización, sea cual sea su naturaleza, 9. nivel de desarrollo de la tecnología, 10. carbon neutral, 11. carbon negative, 12. combustibles sintéticos obtenidos por síntesis Fischer-Tropsch.

A su vez, la Figura 2 ilustra gráficamente las diferentes alternativas.

En este trabajo emplearemos las siguientes denominaciones:

a) «Captura» se usará en genérico para designar la cadena completa constituida por captura, transporte, almacenamiento y empleo en todas las variantes indicadas en la Tabla anterior.

b) «Captura de CO_2» será utilizado para designar la separación de CO_2 de una corriente de gases.

c) Se emplearán los acrónimos CCS (del inglés Carbon Capture and Storage), CCU (por Carbon Capture and Utilization), cuando sea preciso distinguir entre almacenamiento y empleo.

d) El acrónimo CCUS incluye tanto las alternativas de almacenamiento como de empleo.

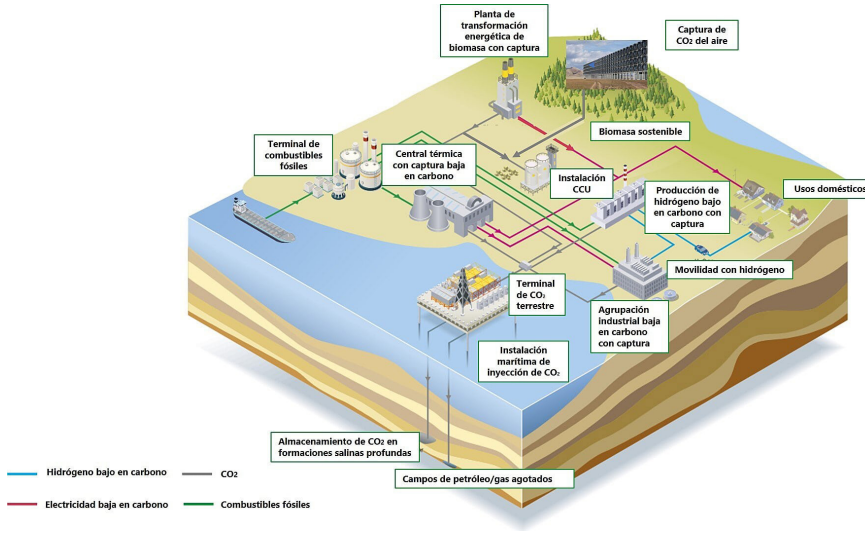


Figura 2. Esquema de la captura.
Adaptado de https://zeroemissionsplatform.eu/about-ccs-ccu/why-ccs/

e) Salvo indicación en contrario, los términos anteriores incluyen las variantes BEC y DAC, tal y como aparecen en la Tabla 1.

f) Es decir, CCS incluye BECCS y DACCS, CCU incluye BECCU y DACCU y CCUS incluye BECCUS y DACCUS.

La CCS y la CCU en las políticas de descarbonización

El Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) pone de manifiesto la importancia de la CCS en la mayoría de los escenarios de mitigación congruentes con un incremento máximo de temperatura de 1,5 ºC sobre los valores preindustriales[2]. En esos escenarios, el papel de la CCS y la CCU es especialmente importante en sectores industriales con emisiones intrínsecamente difíciles de reducir, en los que las medidas de otra índole no serán suficientes.

El Artículo 4.1. del Acuerdo de París establece la necesidad de alcanzar un equilibrio en la segunda mitad de este siglo entre las emisiones antropogénicas de las fuentes y las eliminaciones por los sumideros de gases de efecto invernadero. El Global CCS

[2] Rogelj, J. et al. (2018). «Mitigation pathways compatible with 1.5 °C in the context of sustainable Development». En Global Warming of 1.5 °C. An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels.

Institute (GCCSI)[3] concluye que la CCS es una tecnología que se puede implementar para reducir significativamente las emisiones en varios sectores.

El Pacto por el Clima de Glasgow de la COP26 incluye una mención a la reducción progresiva de instalaciones que empleen carbón sin abatimiento[4], cuestión que ha sido analizada previamente por la International Energy Agency, (IEA)[5]. Se anunció adicionalmente en la citada COP26 una nueva misión en el marco de la Mission Innovation[6] para avanzar en tecnologías de eliminación de dióxido de carbono (Carbon Dioxide Removals, CDR) para alcanzar una reducción global neta de 100 Mt/a de CO_2 en 2030. Los EE. UU. y China (los dos mayores emisores del planeta) alcanzaron un acuerdo[7] para el despliegue de tecnologías como la CCUS y la captura de CO_2 directa del aire.

En la Unión Europea (UE), los objetivos legalmente vinculantes de reducción de emisiones del 55% en 2030 y emisiones netas cero en 2050 establecidos en el Pacto Verde Europeo[8] refuerzan de manera importante el papel de la CCS y CCU. El conjunto de normativas denominado Fit for 55 persigue revisar los elementos legislativos clave en el ámbito de la energía y el cambio climático. Entre ellas está una comunicación sobre ciclos de carbono sostenibles[9] en la que se presenta el papel a largo plazo de soluciones tecnológicas (y naturales) para implementar mecanismos CDR entre ellos la BECCS y la DACCCS, pues posibilitan aportar emisiones negativas, como se detallará. Ello vendrá acompañado de la implantación de mecanismos de certificación independientes. El Apartado «La política de la Comisión Europea y la captura» (p. 218) detalla para la captura la relevancia de las diferentes acciones en curso.

---

[3] Tamme, E. y Scowcroft, J (2020). The role of CCS in the Paris Agreement and its Article 6. GCCSI. En https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/the-role-of-ccs-in-the-paris-agreement-and-its-article-6/. Consulta el 3 de diciembre de 2021.

[4] https://unfccc.int/documents/310475. Consulta el 3 de diciembre de 2021.

[5] IEA (2021). Net zero by 2050. International Energy Agency, París.

[6] http://mission-innovation.net/2021/11/09/23-governments-announce-new-missions-to-accelerate-innovation-in-clean-energy-technologies-that-can-decarbonize-sectors-responsible-for-50-of-global-emissions/. Consulta el 3 de diciembre de 2021.

[7] https://www.state.gov/u-s-china-joint-glasgow-declaration-on-enhancing-climate-action-in-the-2020s/#.YYz_SH94EUI.twitter. Consulta el 3 de diciembre de 2021.

[8] https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_es. Consulta el 6 de diciembre de 2021.

[9] https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13066-Climate-change-restoring-sustainable-carbon-cycles_en. Consulta el 23 de diciembre de 2021.

En España, el Plan Integrado de Energía y Clima (PNIEC)[10] incluye una serie de menciones genéricas a la captura, sin mayor concreción. Véase Apartado «La captura en los Planes Integrados de Energía y Clima».

Los seis pilares de la descarbonización

Según el análisis de la International Renewable Energy Agency (IRENA)[11] el ritmo actual de implantación de las medidas de descarbonización en el mundo no permitirá alcanzar la reducción de emisiones necesaria para el objetivo de 1,5 ºC. La Figura 3 muestra la evolución de emisiones en el denominado Escenario

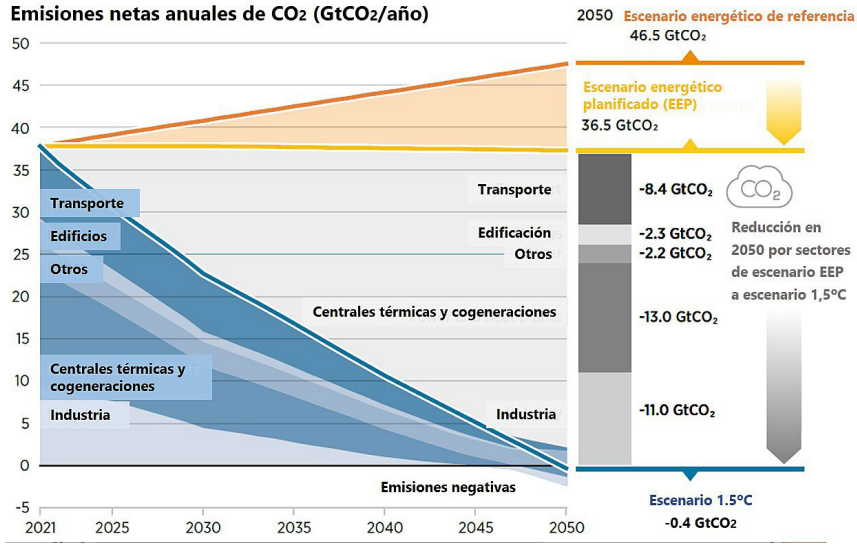


Figura 3. Tendencias en las emisiones globales de CO_2 en tres escenarios, 2020-2050

EEP: El Escenario Energético Planificado (EEP) es el caso de referencia principal para el informe de IRENA. Proporciona una perspectiva de la trayectoria de emisiones de CO_2 en base a las planificaciones energéticas de los Gobiernos incluyendo las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs) del Acuerdo de París.

Fuente: IRENA (2021). World Energy Transitions Outlook: 1,5 ºC Pathway. P. 58. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. En www.irena.org/publications.

[10] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

[11] IRENA (2021). World Energy Transitions Outlook: 1,5 ºC Pathway. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. P. 58.

Energético Planificado (EEP)[12], que muestra la trayectoria de emisiones de CO_2 en base a las denominadas Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs) del Acuerdo de París[13].

Alcanzar emisiones netas cero en 2050 requiere una reducción de emisiones de 36,9 Gt/a[14] de CO_2 de las que más del 60% han de provenir de la industria y de la generación eléctrica y térmica.

Alcanzar estas reducciones requiere el concurso de un conjunto de herramientas (Figura 4) entre las que la captura de CO_2, tanto aplicada a la transformación de fósiles como de biomasa, ocupa un papel relevante.

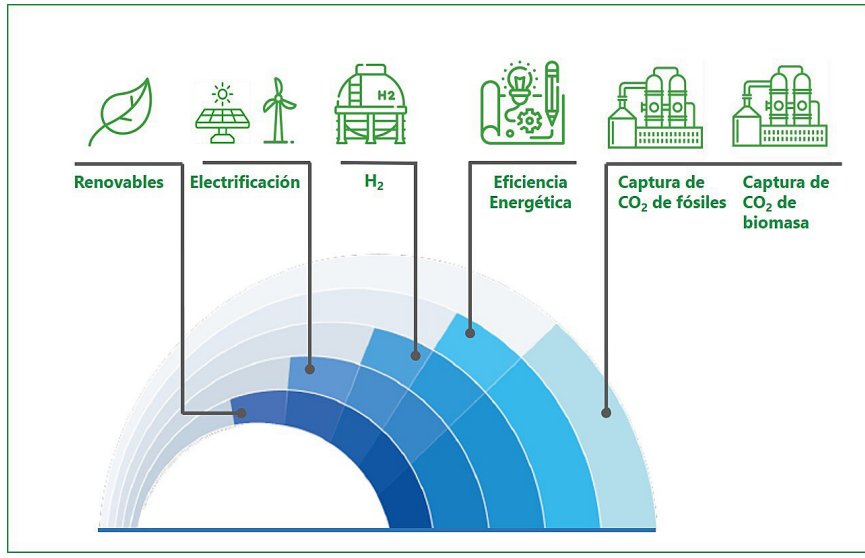


Figura 4. Los seis pilares de la descarbonización

El informe citado[15] pone de relieve que la captura deberá hacer frente a aproximadamente un 20% de la reducción de emisiones necesaria en 2050, doblando la contribución del hidrógeno (Figura 5).

[12] El Escenario Energético Planificado (EEP) es el caso de referencia principal para el informe de IRENA. Proporciona una perspectiva de la trayectoria de emisiones de CO_2 en base a las planificaciones energéticas de los Gobiernos incluyendo las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs) del Acuerdo de París.

[13] https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/nationally-determined-contributions-ndcs/contribuciones-determinadas-a-nivel-nacional-ndc. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

[14] Incluyendo 0,4 Gt/a de emisiones negativas.

[15] IRENA (2021). Op. cit. p. 21.

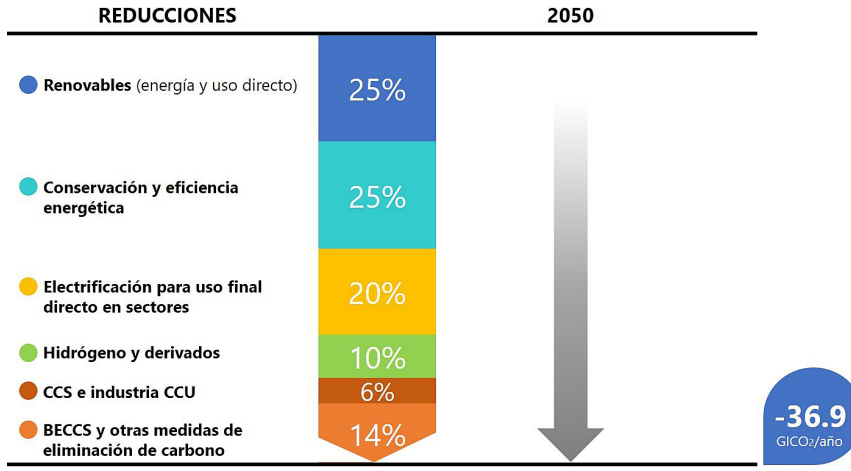


Figura 5. Reducción de emisiones de CO_2 en el escenario de 1,5 °C. Fuente: IRENA (2021). World Energy Transitions Outlook: 1,5 ºC Pathway. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. En www.irena.org/publications

La contribución relativa de los seis pilares de la descarbonización a la reducción de emisiones necesaria es distinta según el sector de que se trate. Para la industria los procesos de captura contribuyen con el 34%[16]. En decir, una de cada tres toneladas de CO_2 que la industria mundial debe dejar de emitir descansa en procesos fundamentalmente CCS y en menor medida CCU.

En el caso de la Unión Europea es reconocido, tanto por la Comisión como por el Parlamento, que no será posible alcanzar los objetivos de neutralidad de emisiones en 2050 sin CCUS, al ser la única alternativa tecnológica que permite la retirada de CO_2 de la atmósfera por vía directa o indirecta y la contribución a la reducción de emisiones en sectores con emisiones difíciles de evitar[17]. De ello se deriva el conjunto de acciones legislativas que será detallado más adelante.

16 IRENA (2021). Op. cit. p. 84.

17 Carbon capture, utilisation and storage forum (2021). Minutes. En https://ec.europa.eu/info/events/carbon-capture-utilisation-and-storage-forum-2021-oct-11_en. Consulta el 6 de diciembre de 2021.

Los roles de la captura

Planteamiento general

La CCS y la CCU contribuyen a la descarbonización de cuatro maneras diferentes[18], [19], no excluyentes entre sí. Para el caso de la CCS tenemos:

1. Reducción de emisiones de instalaciones existentes. Puede incorporarse a centrales térmicas, ciclos combinados e instalaciones industriales con importante fracción de la vida útil disponible, evitando así una notable destrucción de capital.
2. Abatimiento de emisiones en industria sin alternativas de captura comerciales y competitivas. La CCS es a fecha de hoy la única solución tecnológica para reducir las emisiones de la fabricación de cemento y una opción atractiva para descarbonizar la fabricación de acero y productos químicos como vía de transición hasta la disponibilidad de otras rutas.
3. Una alternativa válida, tanto técnica como económica, para la obtención de hidrógeno bajo en carbono.
4. Una vía tecnológica que permite obtener «emisiones negativas», es decir CO_2 disponible para su almacenamiento indefinido y así posibilitar la neutralidad de emisiones, objetivo para la Unión Europea en 2050. Ello puede alcanzarse mediante BECCS, que posibilita que termine en el subsuelo CO_2 atmosférico que ha sido fijado por procesos naturales o mediante DACCS a escala industrial.

El informe de 2021 del GCCSI[20] presenta el estado de la situación de proyectos de captura en el mundo con diferenciación de la finalidad de las diferentes aplicaciones.

Por su parte, la CCU ofrece un número notable de opciones, entre las que destacan:

1. Transformación de hidrógeno renovable en metano sintético, para inyección en red de gas natural, por ejemplo.
2. Fabricación de combustibles sintéticos (e-fuels) vía síntesis Fischer-Tropsch (F-T) con CO_2 de origen no fósil, posible-

[18] IEA (2020). Energy technology perspectives 2020. Special report on carbon capture, utilisation and storage. P. 51.
[19] GCCSI (2021). Policy factsheet. Global status of CCS 2021.
[20] GCCSI (2021-2). Policy factsheet. Global Status of CCS 2021. P. 16.

mente la única alternativa a día de hoy para un transporte aéreo descarbonizado.

3. Producción de metanol para empleo directo o transformación en derivados.
4. Fabricación de aromáticos y olefinas, bases para plásticos, resinas, adhesivos, etc.

Pasamos a desarrollar sintéticamente los roles de la CCS. Las opciones de empleo de la CCU serán detalladas en el Apartado «Empleo del CO_2, CCU» (p. 239).

Reducción de emisiones en instalaciones existentes

La reducción de emisiones en centrales térmicas y centrales de ciclo combinado es un eje central en la descarbonización de la electricidad, con características diferenciales según regiones del planeta y configuración de su matriz de producción. Estos activos (más los industriales) pueden generar en el mundo 600 Gt de CO_2 hasta agotar su vida útil operando con la configuración actual, cifra que equivale aproximadamente a 15 años de emisiones globales anuales[21].

Las centrales térmicas de carbón suponen un reto particularmente importante. La antigüedad media del parque en la mayoría de los países asiáticos tiene menos de 20 años, cifra que es de 13 años en China. En Europa la cifra es de 35 años y algo superior en EE. UU. Hay actualmente en el mundo 167 GW de generación con carbón en construcción, y es difícil pensar que la tendencia marcada por Europa de cierre acelerado de la generación con carbón pueda extenderse a otras regiones del mundo.

La captura tiene la importante característica de que las opciones tecnológicas maduras pueden incorporarse a centrales existentes si se dan una serie de condicionantes básicos (espacio, configuración y posibilidad de transporte para almacenamiento), aunque a costa de pérdidas de rendimiento y mayores costes de operación. Para las nuevas centrales en construcción se manejó hace años el concepto de «preparada para captura»[22] de forma

[21] GCCSI (2021-2). Op. cit. p. 57.

[22] Markusson, N. y Haszeldine, R. S. (2010). «Capture ready' regulation of fossil fuel power plants-Betting the UK's carbon emissions on promises of future technology». Energy Policy 38, nº 11. Pp. 6695-6702. En https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.039.

que los permisos de operación requerían para su otorgamiento que la instalación pudiese incorporar la tecnología necesaria en una fase posterior.

En el caso de las centrales de ciclo combinado, su papel en las matrices de generación con importancia creciente de renovables se orienta hacia una operación flexible. Si el ciclo está dotado de captura los cambios de carga rápidos sufren una limitación relevante derivada del nuevo proceso, si este ha de operar durante el transitorio. Y desde el punto de vista económico un número de horas condicionado por la disponibilidad de electricidad renovable, presumiblemente creciente en los próximos años en la Unión Europea, supone un escenario complejo para tomar la decisión de inversión en la unidad de captura.

En el ámbito de la denominada transición justa, la aplicación de CCS permite el mantenimiento de empleo y la economía de las zonas en las que se encuentran los activos en cuestión. El cierre de instalaciones supone importantes distorsiones económicas y locales en muchos casos irreversibles, a pesar de los planes de reindustrialización y sustitución por otras actividades, que llevarán un tiempo hasta materializarse.

Abatimiento de emisiones en la industria

La CCUS es en la práctica la única opción a la fecha y en los próximos años para un cierto número de sectores con emisiones difíciles de abatir, bien de proceso (derivadas de las transformaciones de las materias primas y productos intermedios), bien del uso intensivo de energía. Las alternativas al empleo de fósiles en esos sectores (uso de hidrógeno y electricidad) son muy caras en términos comparativos o no están disponibles comercialmente a las escalas requeridas. Los sectores en cuestión (acero, cemento e industria química) aportaron casi el 20% de las emisiones de CO_2 en la Unión Europea en 2019, emisiones que deberían de reducirse en un 90-95% con respecto a los niveles de 1990[23].

Desde un punto de vista técnico es relativamente fácil y rápido implementar CCUS en la fabricación de acero y en la industria química. Las opciones tecnológicas distintas a la captura en desarrollo para el acero, por ejemplo, se traducen en aún mayores

[23] Carbon capture, utilisation and storage forum (2021). Position Paper. En https://ec.europa.eu/info/events/carbon-capture-utilisation-and-storage-forum-2021-oct-11_en. Consulta el 6 de diciembre de 2021.

incrementos de precio de los productos que los derivados de la vía de captura[24]. No obstante, como se detallará en el Apartado «La necesidad de infraestructuras de transporte y almacenamiento», página 272, el recurso a la CCS requiere disponibilidad de infraestructura de transporte y sobre todo de almacenamiento de CO_2, amén del imprescindible apoyo político a esta alternativa. Como se va a ilustrar, la situación es muy dispar en ambos aspectos entre los países del norte y del sur de Europa.

Los costes de producción de metanol y amoníaco[25] empleando CCU son típicamente un 20 y un 40% superiores al de los procesos sin captura. La vía que recurre a hidrógeno electrolítico origina costes entre un 50 a un 115% superiores[26, 27].

En el caso de la CCU, es preciso tener en cuenta la gran disparidad entre los tonelajes producidos y los potencialmente utilizables, el grado de madurez tecnológica y los costes asociados a los procesos, que no hacen pensar en una aplicabilidad a muy corto plazo.

Existe una fuerte competencia internacional en relación con los productos de las industrias citadas, que se caracterizan por tener bajos márgenes. Los productos descarbonizados de fabricación europea pueden verse desplazados por los procedentes de otras regiones del planeta, para lo que se hace necesaria la implementación del denominado mecanismo de ajuste de carbono en frontera (CBAM) en preparación por la Comisión[28]. Adicionalmente, adoptar decisiones de inversión en escenarios inciertos, tanto para CCUS como para vías tecnológicas descarbonizadas puede resultar enormemente arriesgado. Ello puede suponer que la senda de descarbonización establecida en el caso de la Unión Europea por la Comisión no se alcance por la vía de reducción de emisiones, sino por la de reducción de la capacidad industrial, derivada de decisiones de deslocalización.

En el Apartado «La reducción de emisiones en siderurgia, cemento, química y petroquímica y refino de petróleo» (p. 262)

[24] Apartado «La reducción de emisiones en siderurgia, cemento, química y petroquímica y refino de petróleo» (p. 262).

[25] Capturando el CO_2 originado en la producción de hidrógeno a partir de fósiles, especial aunque no exclusivamente de la transformación de gas natural.

[26] IEA (2020). Op. cit. p. 64.

[27] Apartado «Metanol».

[28] Apartado «Disposiciones de relevancia para la captura no incluidas en el paquete legislativo Fit for 55» (p. 223).

se detalla la problemática, retos y tecnologías aplicables a cada uno de los tres sectores mencionados a los que se añade el de refino de petróleo.

Obtención de hidrógeno bajo en carbono

La Comisión Europea presentó en julio de 2020 la estrategia del hidrógeno[29], sancionada favorablemente por el Consejo y el Parlamento. Se establecen objetivos de potencia instalada de electrolizadores 6 GW en 2024 y de 40 GW en 2030, con producciones de hidrógeno electrolítico de 1 y 10 Mt/a, respectivamente[30]. Según una fuente, cada GW electrolítico necesitará entre 1 y 4 GW de potencia renovable instalada y dedicada, en donde el valor superior correspondería a instalaciones fotovoltaicas[31].

Los planes de despliegue de generación eléctrica renovable previstos en la Unión Europea no serían suficientes (en escenario con cierre del carbón y centrales nucleares) para satisfacer las necesidades de electrificación del transporte, edificación, industria y producción de hidrógeno electrolítico en la próxima y siguientes décadas[32], máxime cuando el hidrógeno obtenido por reformado con vapor de metano (SMR por sus siglas en inglés) dotado de captura de CO_2 proporciona hidrógeno bajo en carbono a un precio sensiblemente inferior[33].

Hemos realizado una actualización de la comparativa realizada por la IEA[34] de las emisiones de CO_2 asociadas a la producción de hidrógeno. En la Unión Europea, el valor medio de emisiones de CO_2 por kWh en 2020 fue de 230,7 g (España 156,4 g)[35]. La huella de CO_2 asociada a 1 kg de hidrógeno electrolítico producido con electricidad de la red (hidrógeno bajo en carbono) sería algo

[29] Comisión Europea (2020). Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. COM/2020/301 final.

[30] La producción a la fecha en la Unión Europea es de unos 10 Mt/a, en su práctica totalidad a partir de fósiles, especialmente gas natural.

[31] Agora Energiewende, Agora Industry (2021). 12 Insights on Hydrogen. P. 31.

[32] Belmans, R. et al. (2021). Electrification and sustainable fuels: competing for wind and sun (complement to the policy brief). RSC Working Paper 2021/55. En https://fsr.eui.eu/publications/?handle=1814/71402. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

[33] DNV (2021). Energy transition outlook. P. 76.

[34] IEA (2020). Op. cit. p. 24.

[35] https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-9/#tab-googlechartid_googlechartid_googlechartid_chart_1111. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

menos de 12 kg y para la matriz española unos 8 kg. El hidrógeno bajo en carbono producido por SMR dotado de CCS tiene una huella de carbono de 2 kg CO_2/kg H_2, considerando las emisiones asociadas al proceso completo de obtención, transporte y transformación del gas natural.

Por consiguiente, resulta evidente que la electricidad para obtener hidrógeno electrolítico ha de ser totalmente renovable y a precio competitivo (electricidad a precio cero para obtención de metanol a partir de hidrógeno renovable)[36] a los efectos de alcanzar un proceso de descarbonización efectiva, pero además se hace necesario recorrer la curva de aprendizaje de los electrolizadores de diferentes tecnologías, para reducción de CAPEX[37] e incremento de rendimientos y de vida útil de componentes.

Mientras tanto, la aplicación de CCS a SMR en aquellos emplazamientos en los que resulte factible supone una vía muy rápida, efectiva, tecnológicamente madura y con incremento de costes limitado para obtener un hidrógeno con huella de carbono reducida. Y ello permitirá avanzar por la senda necesaria para una economía basada mayoritariamente en hidrógeno renovable al final de la transición energética, partiendo del tipo bajo en carbono prácticamente disponible a día de hoy.

Obtención de «emisiones negativas»

La eliminación de carbono de la atmósfera por vías tecnológicas es imprescindible para alcanzar el objetivo de emisiones netas cero (Figura 4) pues hay sectores en los que la eliminación de emisiones es impracticable debido a los costes asociados. La IEA estima en 2,9 Gt/a la cantidad que será preciso compensar en el denominado Escenario de Desarrollo Sostenible (EDS)[38], cifra sensiblemente idéntica a la identificada por IRENA en su EEP[39].

En la BECCS la biomasa es transformada fundamentalmente por combustión, gasificación o digestión anaerobia. Los gases resultantes tras eventual transformación se someten a captura que proporciona una corriente de CO_2 para su transporte y almace-

[36] Pérez-Fortes, M. y Tzimas, E. (2016). Techno-economic and environmental evaluation of CO_2 utilisation for fuel production: synthesis of methanol and formic acid. Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport. P. 46. En https://data.europa.eu/doi/10.2790/89238.

[37] Inversión de capital (Capital Expenditure).

[38] IEA (2020). Op. cit. p. 15.

[39] IRENA (2021). Op. cit. p. 58.

namiento geológico. Cuando se aplica a la producción de energía eléctrica o térmica, o es empleada en procesos industriales, los productos resultantes tienen una huella de carbono negativa, siempre que la biomasa cumpla criterios de sostenibilidad en el conjunto de la cadena de valor: obtención, transporte y transformación. Para que la alternativa en cuestión tenga un efecto de la magnitud necesaria, la cantidad de biomasa necesaria es ingente.

La segunda alternativa es la captura directa del aire, en el que la concentración de CO_2 es del 0,042% en volumen. Esta cifra, que se compara con el 4% en gases de combustión de gas natural en ciclos combinados y hasta un 50% según esquemas en el SMR[40] pone de manifiesto la necesidad de procesar ingentes volúmenes de aire para capturar cantidades significativas de CO_2.

En efecto, para obtener 1 t de CO_2 suponiendo un rendimiento del 90% en el proceso de captura, es preciso vehicular a través del sistema aproximadamente 1,5 millones de m^3 lo que se traduce en un enorme tamaño de los equipos, un elevado consumo energético y unas inmensas necesidades de espacio y de reactivos[41]. Los planes de negocio para esta actividad no son evidentes, aunque existen algunas iniciativas filantrópicas[42], algunos esquemas singulares de financiación[43] y varias plantas pequeñas en operación o construcción para desarrollar la tecnología[44].

En la actualidad se captura CO_2 del aire en sistemas basados en procesos de absorción o adsorción gas-líquido y gas-sólido, en esencia similares a los utilizados en procesos de captura industriales. Las concepciones requieren desorciones por vía térmica o por vía térmica más vacío con los consiguientes requerimientos energéticos. Para emisiones negativas el CO_2 ha de ser almacenado geológicamente. En la opción DACCU para fabricar

[40] IEAGHG (February 2017). Techno-economic evaluation of SMR based standalone (merchant) plant with CCS.

[41] Sekera, J. y Lichtenberger, A. (2020). «Assessing carbon capture: public policy, science, and societal need. A review of the literature on industrial carbon removal». Biophysical Economics and Sustainability 5, nº 14. P. 12. En https://doi.org/10.1007/s41247-020-00080-5. Consulta el 29 de diciembre de 2021.

[42] https://www.breakthroughenergy.org/articles/uk-catalyst-partnership. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

[43] https://hackaday.com/2021/10/15/carbon-sequestration-as-a-service-doesnt-quite-add-up/. Consulta el 28 de diciembre de 2021.

[44] IEA (2021). Direct air capture. International Energy Agency, París. En https://www.iea.org/reports/direct-air-capture. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

combustibles sintéticos no hay emisiones negativas, pero si se evita liberación de CO_2 fósil.

La planta más reciente en entrar en funcionamiento, en septiembre de 2021, en Islandia, captura 4 kt/a para almacenamiento geológico. La primera planta a gran escala está prevista en EE. UU. para 2024 y capturará 1 Mt/a para utilizar el CO_2 para recuperación mejorada de gas y petróleo (EOR)[45]. El denominado 45Q tax credit[46] de EE. UU. aportaría a los titulares de la instalación entre 35 $/t si el CO_2 se emplea para EOR y 50 $/t si se almacena definitivamente.

Los costes de la captura del aire son objeto de diversas estimaciones[47], pero en cualquier caso son muy elevados, del orden de los 550 €/t, un orden de magnitud superior a la captura en instalaciones industriales. Es indudable que los citados costes se reducirán con el tiempo, pero será preciso aplicar tecnologías innovadoras para aprovechar calor a baja temperatura, entre otras medidas (para más información, véase Apartado «Selección de opciones de captura en base a huella de carbono» p. 258).

La política de la Comisión Europea y la captura

La necesidad urgente de una estrategia en la Unión Europea[48]

Los objetivos de Pacto Verde Europeo requieren del concurso irrenunciable de la captura, para que sea posible alcanzar la llamada «neutralidad climática»[49] en 2050. La captura proporciona vías CDR, que no están al alcance de otras alternativas tecnológicas y porque a día de hoy es la única opción para descarbonizar determinadas actividades industriales. Es por ello que se reclama desde muchos sectores la elaboración de una hoja de ruta para este conjunto de tecnologías, de forma similar a como se ha elaborado para el hidrógeno.

---

45 https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-01-13/occidental-oxy-wants-to-go-green-to-produce-more-oil. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

46 https://sgp.fas.org/crs/misc/IF11455.pdf. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

47 DNV (2021). Energy transition outlook. Technology progress report. P. 63. En https://eto.dnv.com/2021/technology-progress-report/about. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

48 CCUS SET-Plan (2021). CCUS Roadmap to 2030. P. 7. En https://www.ccus-setplan.eu/wp-content/uploads/2021/11/CCUS-SET-Plan_CCUS-Roadmap-2030.pdf. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

49 A juicio de los autores, sería más correcto plantear que el objetivo es emisiones netas igual a cero, en lugar de aplicar el calificativo «climático».

Esa incorporación de la captura debe hacerse de forma que se preserve la competitividad industrial de la Unión y no solo se mantengan los empleos cualificados actuales sino que se generen nuevas oportunidades derivadas de la puesta en servicio de la cadena de valor de la CCUS[50]. No obstante, las acciones de la Comisión deben venir a respetar el principio de neutralidad tecnológica, de forma que sean los inversores, los tecnólogos y los operadores, el mercado en suma, quienes seleccionen las vías más adecuadas para cumplir los objetivos a alcanzar. Deben emanar de la acción política: a) las medidas para la generación de modelos de negocio que atraigan la inversión, b) la asignación de responsabilidades de forma razonable y limitada en el tiempo y c) las reglas de cooperación transfronteriza en el seno de la Unión. En resumen, la creación de un marco que ofrezca predictibilidad, seguridad jurídica y apetito por la inversión en captura[51].

Ello ha de hacerse de manera extraordinariamente urgente, pues el margen temporal para concebir los proyectos y culminar las fases necesarias hasta su puesta en servicio de manera efectiva en la proporción necesaria antes de 2030 es sorprendentemente corto. Por consiguiente, las dilaciones que necesariamente se van a producir en la adopción de la normativa y en la transposición por los Estados Miembros (EE. MM.) corren el riesgo de llevar a un incumplimiento de objetivos.

La captura en el paquete legislativo Fit for 55[52]

En el plan de trabajo del Pacto Verde Europeo la Comisión presentó en julio de 2020 un completo programa de revisión de la legislación y nuevos instrumentos, en referencia al objetivo de reducción de emisiones de CO_2 del 55% en 2030. Se extractan a continuación aquellos elementos con incidencia directa en la captura.

La revisión de la directiva de comercio de emisiones[53] (ETS, por sus siglas en inglés Emissions Trading System) contempla

[50] Carbon capture, utilisation and storage forum (2021). Op. cit. p. 3. Consulta el 10 de diciembre de 2021.

[51] CCUS SET-Plan (2021). Key enablers and hurdles impacting CCUS deployment with an assessment of current activities to address these issues. P. 11. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

[52] https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/package-fit-for-55. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

[53] https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision-eu-ets_with-annex_en_0.pdf. Consulta el 10 de diciembre de 2021.

ahora todas las modalidades de transporte de CO_2, lo que supone el alineamiento con la taxonomía para inversiones sostenibles (Apartado «La captura en la Taxonomía» p. 225). Se da cabida a otras modalidades (barco, camión y ferrocarril) lo que se traduce en mayor flexibilidad para los proyectos[54]. En relación con los productos obtenidos por medio de CCU, en los que el carbono es liberado tras el proceso de utilización (por ejemplo combustibles sintéticos) la revisión debería aportar criterios de contabilización clara de las emisiones[55]. La revisión incluye explícitamente la CCS, que puesta en práctica conforme a la directiva de almacenamiento geológico implica que el CO_2 debe considerarse no emitido. Por otra parte, una cuestión de relevancia se refiere a que la revisión permite que proyectos BECCS que acrediten una reducción neta de emisiones puedan beneficiarse de determinados mecanismos[56].

La revisión de la directiva de energía renovable (REDII)[57] incluye salvaguardias para evitar la doble contabilidad de reducción de emisiones mediante la CCU, propiciando criterios para la correcta asignación. A partir de 2026, por otra parte, algunas instalaciones de producción de energía en base a la biomasa, en función de su potencia nominal, deberán incorporar CCS para recibir fondos públicos. Los combustibles de carbono reciclado[58] (RCFs) no podrán contribuir a las cuotas de energía renovable en transporte si no llevan aparejada una reducción del 70% en las emisiones de CO_2.

De forma algo colateral a la captura, la revisión analizada elimina la restricción de uso tan solo en transporte de los denominados combustibles renovables de origen no biológico[59] (RFNBOs por

[54] https://zeroemissionsplatform.eu/zep-position-paper-on-eu-ets/. Consulta el 9 de diciembre de 2021.

[55] CCUS SET-Plan (2021). Op. cit. p. 2.

[56] «CCS-biomass projects with a clear and verifiable climate benefit could potentially benefit from recognition pursuant to Article 24a of the revised EU ETS Directive (Directive 2009/29/EC)…». En https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/E-6-2009-1622-ASW_EN.html?redirect.

[57] https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf. Consulta el 10 de diciembre de 2021.

[58] Recycled carbon fuels. Definidos en la REDII como «combustibles líquidos y gaseosos producidos a partir de… de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales».

[59] Renewable fuels of non biological origin. Definidos en la revisión de la REDII como «combustibles líquidos y gaseosos cuyo contenido energético proviene de fuentes renovables distintas de la biomasa».

sus siglas en inglés) e incrementa su contribución en los sectores de transporte e industria, con objetivos específicos que requerirán 10 Mt/a de RFNBO a partir de 2030. En términos de electricidad ello dará origen a una demanda de electricidad renovable de 500 TWh por año, equivalente a la mitad de la capacidad adicional de generación prevista para esa fecha[60]. La Comisión pretende que los RFNBOs se utilicen no solo como vector energético sino como materia prima en la industria.

La Comisión propone una regulación[61] sobre las infraestructuras de energías alternativas derogando la Directiva 2014/94/EU. De relevancia para la captura, los citados carburantes y formas de energía incluyen como combustibles renovables los combustibles sintéticos y parafínicos producidos bien a partir de energía renovable o durante un periodo de transición, de energía no renovable. Es decir, los combustibles CCUS, en particular pero no exclusivamente F-T[62], tienen cabida en la versión del documento hecha pública a la fecha.

La Comisión ha presentado en diciembre de 2021 una importante comunicación sobre los llamados ciclos de carbono sostenibles[63], en la que se reconoce que la economía de la Unión Europea seguirá necesitando carbono como materia prima para procesos industriales, como la producción de combustibles sintéticos, plásticos, cauchos, productos químicos y otros materiales avanzados. Este carbono deberá ser suministrado cada vez más por la bioeconomía y las soluciones tecnológicas que capturan CO_2. Entre estas se destacan BECCS y DACCS.

Ello dará origen a unos importantes flujos de carbono por lo que se pretende contribuir a desarrollar un mercado interior para capturar, utilizar y almacenar carbono y la necesaria infraestructura de transporte transfronterizo de CO_2. Se cifra un objetivo de eliminación anual en 2030 de 5 Mt de CO_2 de la atmósfera para almacenamiento permanente a través de soluciones tecnológi-

[60] Bellona Europa Climate Scoreboard (2021). Fit for 2030. P. 7. En https://bellona.org/publication/bellona-europa-publishes-fit-for-2030-climate-scoreboard. Consulta el 10 de diciembre de 2021.

[61] https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision_of_the_directive_on_deployment_of_the_alternative_fuels_infrastructure_with_annex_0.pdf.

[62] La calificación de «parafínicos» es en principio aplicable a los productos de la citada síntesis de F-T.

[63] https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13066-Climate-change-restoring-sustainable-carbon-cycles_en. Consulta el 23 de diciembre de 2023.

cas. Adicionalmente, se prevé que menos el 20% del carbono utilizado en los productos químicos y plásticos debe proceder de fuentes sostenibles no fósiles para 2030, lo que indudablemente pone sobre la mesa el papel de BECCU y DACCU, amén de otras alternativas tecnológicas.

Se reconoce la inexistencia de capacidad suficiente para el transporte y almacenamiento de CO_2, importante cuello de botella para el despliegue, la larga duración del proceso de obtención de permisos y la necesidad de un marco de asignación de responsabilidades entre los titulares de los diferentes elementos de la cadena de valor[64]. Se pretende favorecer la disponibilidad de infraestructuras de acceso abierto para lo que se estudiarán, sin concreción, las necesidades de infraestructuras a nivel de la Unión, regional y local.

En conexión con lo anterior, se va a establecer un marco regulatorio para la certificación de CDR[65], basado en estándares europeos para monitorización y verificación. Ello supone sin lugar a dudas una buena noticia cara al impulso de la captura.

Adicionalmente la Comisión ha presentado una propuesta de directiva sobre el denominado CBAM[66] que supone una alternativa a las medidas que abordan el riesgo de fuga de carbono del ETS. El mecanismo está destinado a evitar que los esfuerzos de reducción de emisiones en la Unión se vean contrarrestados como consecuencia de las emisiones fuera de ella mediante deslocalización de la producción entre otros factores.

En esencia, el funcionamiento[67] consiste en que los importadores de la Unión Europea deberán comprar certificados de carbono correspondientes al precio del carbono que se habría pagado si los bienes se hubieran producido bajo las normas de fijación de precios de carbono de la Unión. Si el productor externo acredita que ya ha pagado derechos de emisión en origen, el coste

64 CCUS Project Network (2020). TG3 briefing report on financial liabilities associated with CO_2 transport and storage. En https://www.ccusnetwork.eu/knowledge-hub/thematic-reports. Consulta el 31 de diciembre de 2021.

65 https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13172-Certification-of-carbon-removals-EU-rules_en. Consulta el 23 de diciembre de 2021.

66 Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council establishing a carbon border adjustment mechanism. En https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/carbon_border_adjustment_mechanism_0.pdf. Consulta el 10 de diciembre de 2021.

67 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_3661. Consulta el 23 de diciembre de 2021.

correspondiente puede deducirse por completo por el importador de la Unión Europea. El CBAM pretende alentar a los productores de países no pertenecientes a la Unión Europea a descarbonizar sus procesos de producción si quieren acceder al Mercado Único. El CBAM, de implementación compleja y larga, incluye tan solo cuatro sectores.

La propuesta de regulación sobre combustibles sostenibles para aviación[68] (ReFuel EU), los define como aquellos combustibles líquidos compatibles con los combustibles convencionales y con los sistemas de propulsión actuales (drop-in fuels). Se incluyen entre otras categorías los biocombustibles avanzados y combustibles sintéticos para aviación. Se han publicado opiniones críticas al respecto en relación con que el documento no establece preferencias entre el CO_2 biogénico y el atmosférico[69].

La propuesta de regulación sobre combustibles renovables y con huella de carbono reducida para el transporte marítimo[70] (Fuel EU Maritime) extiende su aplicación a la totalidad de la energía consumida por los buques de más de 5.000 t de peso muerto abanderados en cualquier país, en su estancia y tránsito entre puertos de EE. MM. y entre puertos de terceros países y de EE. MM. Los combustibles de interés admitidos en el ámbito de esta contribución son RCFs y RFNBOs que deberán ser sometidos a mecanismos de certificación oportunos a efectos de establecer las respectivas huellas de carbono. Se propone además la aplicación del régimen ETS al transporte marítimo.

Disposiciones de relevancia para la captura no incluidas en el paquete legislativo Fit for 55

La revisión de la normativa TEN-E

En diciembre de 2020, la Comisión Europea adoptó una propuesta[71] para revisar el reglamento de 2013 sobre las redes

[68] https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/refueleu_aviation_-_sustainable_aviation_fuels.pdf. Consulta el 10 de diciembre de 2021.

[69] Bellona Europa Climate Scoreboard (2021). Op. cit. p. 10. Consulta el 10 de diciembre de 2021.

[70] Proposal for a regulation of the European Parliament and of The Council on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC.

[71] Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-european energy infrastructure and repealing regulation (EU) nº 347/2013.

transeuropeas de energía (TEN-E)[72], que establece las directrices de la Unión Europea para infraestructura energética y describe el procedimiento para seleccionar proyectos de la Unión de interés común (PCI). El objetivo es modernizar la infraestructura energética transfronteriza de manera que cumpla los objetivos del Pacto Verde. La propuesta se encuentra en la fecha de redacción de este documento en fase de negociación en el llamado diálogo tripartito[73]. En el marco de la normativa en cuestión está la aprobación periódica de listas de los PCIs que pueden acceder a financiación a través de la Connecting Europe Facility (CEF), también en revisión[74].

La quinta lista ha sido publicada en noviembre de 2021[75] e incluye seis PCIs que tienen como escenario puertos de Holanda, Bélgica, Francia y Alemania, en el mar del Norte, que integran la denominada north sea basin task force (NSBTF) y otras iniciativas de Polonia y Noruega (tabla 2).

Nombre	Descripción
Proyecto Dartagnan	Hub multimodal de exportación de CO2 producido por emisores en el área de Dunquerque para almacenamiento en el Mar del Norte
CO2 TransPorts	El objetivo es crear infraestructuras para facilitar la captura, el transporte y el almacenamiento a gran escala de CO2 entre Rotterdam, Amberes y los puertos del mar del Norte
Northern Lights	Proyecto de conexión de transporte transfronterizo de CO2 entre varias iniciativas europeas de captura (Reino Unido, Irlanda, Bélgica, Países Bajos, Francia y Suecia) y de transporte del CO2 capturado en barco hasta un lugar de almacenamiento en la plataforma continental noruega
Proyecto Athos	Propone una infraestructura para transportar CO_2 a partir de zonas industriales de los Países Bajos, con la posibilidad de recibir más CO2 de otras procedencias, por ejemplo, Irlanda y Alemania. La idea es desarrollar una estructura de transporte para grandes volúmenes que sea interoperable, transfronteriza y de acceso abierto.
Proyecto Aramis	Proyecto de transporte y almacenamiento transfronterizo destinado a fuentes industriales en la zona de influencia del puerto de Rotterdam y almacenamiento en la plataforma continental de los Países Bajos.
Proyecto POLAND	El proyecto tiene como objetivo establecer un hub multimodal de acceso abierto para recibir y transportar por barco CO2 de la zona de influencia de Gdańsk a un almacenamiento geológico que actualmente se desarrolla en el Mar del Norte.

Tabla 2. Redes transfronterizas de transporte de dióxido de carbono en la quinta lista de PCI

[72] Regulation (EU) nº 347/2013 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2013 on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing Decision nº 1364/2006/EC and amending Regulations (EC) nº 713/2009, (EC) nº 714/2009 and (EC) nº 715/2009 Text with EEA relevance.

[73] Revision of the TEN-E regulation: EU guidelines for new energy infrastructure. https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI(2021)689343. Consulta el 11 de diciembre de 2021.

[74] Connecting Europe facility 2021-2027: financing key EU infrastructure networks. En https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2018/628247/EPRS_BRI(2018)628247_EN.pdf. Consulta el 11 de diciembre de 2021.

[75] https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/fifth_pci_list_19_november_2021_annex.pdf. Consulta el 23 de diciembre de 2021.

Los países del sur de Europa están completamente al margen de estas iniciativas, con las previsibles e indeseables consecuencias a futuro para las necesidades de descarbonización de la industria radicada en ellos. Se exceptúa quizás una iniciativa incipiente para almacenamiento onshore en el suroeste de Francia (véase Apartado «La localización geográfica» p. 274).

En la propuesta de revisión, la Comisión incluye el seguimiento estricto del principio de «no causar daño» (do not harm, según establece el Pacto Verde) y focalizar los esfuerzos en infraestructuras para gases renovables y bajos en carbono.

La Plataforma Europea de Cero Emisiones ha realizado una exhaustiva revisión de la propuesta de la Comisión[76] para concluir que:

- Deben incluirse todas las modalidades de transporte de CO_2, es decir, tubería, barco, barcaza, camión y tren, para que sea posible conectar las diferentes regiones de Europa. Las agrupaciones[77] de instalaciones de captura es improbable que estén en la cercanía de reservorios geológicos adecuados. Varios de los proyectos de la quinta lista de PCIs están concebidos para transportar el CO_2 por medios distintos a la tubería.
- Debe incluirse el almacenamiento de CO_2 geológico como parte esencial de la infraestructura de CCS. Sin almacenamiento no hay CCS y por consiguiente no se produce retirada efectiva de CO_2.
- Debe incluirse la reutilización y reacondicionamiento de tuberías de gas natural para el transporte de CO_2 e hidrógeno, incluyendo el bajo en carbono.

La captura en la taxonomía

La taxonomía europea para la financiación sostenible (taxonomía)[78] incluye en su ámbito todas las modalidades de transporte de CO_2 hasta lugares de almacenamiento geológico, lo cual pone

[76] ZEP (2021). ZEP's response to the revision of the trans-european energy infrastructure (TEN-E) regulation. En https://zeroemissionsplatform.eu/zep-response-to-the-revision-of-the-trans-european-energy-infrastructure-ten-e-regulation/. Consulta el 11 de diciembre de 2021.

[77] Clusters, en la terminología usualmente aceptada.

[78] Regulation (EU) nº 2020/852 of the European Parliament and of the Council of 18 June 2020 on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment, and amending Regulation (EU) nº 2019/2088 (Text with EEA relevance).

de manifiesto la necesidad de que tanto las normativas sobre ETS y TEN-E las incluyan. De esta forma, y más allá de la coherencia deseable, ello supondrá la posibilidad de materializar proyectos relativamente avanzados en el norte de Europa y ofrecer oportunidades de descarbonización a costes razonables a industrias emisoras susceptibles de utilizar las infraestructuras en cuestión. Es obvio resaltar que de ello se va a derivar una clara asimetría entre los EE. MM. del norte y sur de la Unión, en favor de los primeros.

En otro ámbito igualmente importante, la CCS está incluida entre las tecnologías elegibles en el marco de la taxonomía, pero no la CCU ni ninguno de los activos asociados al transporte de CO_2 para este tipo de procesos. Ello se justifica ante la falta de evidencia clara del efecto sobre la mitigación del cambio climático (uno de los requisitos fijado por la taxonomía), que depende del uso final de los productos obtenidos, amén de la huella de carbono, hidrógeno y CO_2 utilizados. Los mecanismos de certificación a ser implantados y las garantías de origen del hidrógeno[79] que van a ser establecidos deberían ayudar a establecer criterios precisos.

La directiva de almacenamiento geológico de CO_2

Constituye la piedra angular del marco legal para el almacenamiento de CO_2. Adoptada en la primera época de impulso de la captura por parte de la Comisión, incorpora elementos que crean un escenario no especialmente favorecedor del despliegue, entre los que destaca la asignación de responsabilidades en caso de fuga de carbono del reservorio. Su implementación es objeto de informes periódicos[80], el último de octubre de 2019.

El soporte al desarrollo tecnológico: SET-Plan e Innovation Fund

El Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas[81] (SET-Plan) incluye entre sus líneas la aceleración del desarrollo y despliegue de la captura y almacenamiento de carbono. El último informe del

[79] IRENA (2020). Green hydrogen: a guide to policy making. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.

[80] https://ec.europa.eu/clima/eu-action/carbon-capture-use-and-storage/implementation-ccs-directive_es. Consulta el 23 de diciembre de 2021.

[81] https://ec.europa.eu/energy/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan_en.

grupo de implementación[82] detalla objetivos y resultados, entre otros:

a) Promover proyectos a escala comercial de cadena completa a partir de fuentes del sector de la energía. Actualmente en desarrollo en Noruega (W-t-E)[83], Irlanda (CCUS sobre ciclo combinado de gas natural), Holanda (hidrógeno bajo en carbono) y dos en el Reino Unido.

b) Promover proyectos a escala comercial de cadena completa a partir de fuentes industriales de CO_2 para la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono. Los FEED se han concluido, entre otros, para captura en planta de cemento en Noruega, y una agrupación de Equinor, Shell y Total para captura de CO_2 en refinería y producción de hidrógeno en Rotterdam con transporte y almacenamiento al proyecto noruego de Northern Lights[84], que recibiría también CO_2 de la planta de cemento y de la W-t-E mencionadas.

c) Desarrollo de las agrupaciones (clusters) y la infraestructura transfronteriza europea de transporte de CO_2. La agrupación de Rotterdam citada es probablemente el mejor ejemplo.

d) El seguimiento del progreso de los PCI de CO_2 (Tabla 2).

e) El desarrollo de tecnologías para la producción de productos químicos y combustibles sintéticos: metanol, metano, dimetiléter y otros[85].

f) Soporte a los proyectos importantes de interés común europeo (IPCEIs)[86], entre los que a la fecha no hay ninguno relativo a captura.

---

[82] SET-Plan IWG9 CCS and CCU Implementation Plan (2020). Report: follow-up on targets. En https://www.ccus-setplan.eu/wp-content/uploads/2021/01/Follow-up-on-current-SET-Plan-CCUS-Implementation-Plan-targets.pdf. Consulta el 12 de diciembre de 2021.

[83] Waste-to-Energy, denominación usual para los procesos de transformación energética de residuos.

[84] Bellona Europa Climate Scoreboard (2020). Norway's Longship CCS Project. En https://bellona.org/publication/briefing-norways-longship-ccs-project. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

[85] SET-Plan IWG9 CCS and CCU Implementation Plan (2020). Op. cit. p. 26. Consulta el 12 de diciembre de 2021.

[86] Los IPCEIs son instrumentos que permiten a los EE. MM. apoyar a los actores industriales en el desarrollo de proyectos transnacionales a gran escala que de otro modo no serían posibles debido a las normas de ayudas del Estado.

Con posterioridad, el detalle del progreso alcanzado para el conjunto del SET-Plan ha sido publicado en 2021 por la Comisión[87], con cuatro proyectos CCS, uno CCU y otro mixto. Se ubicarían en Noruega, Países Bajos (dos), Bélgica, Países Bajos-Bélgica y Polonia. El denominador común es la utilización de almacenamiento en el mar del Norte (tabla 3).

Nombre	Descripción
Longship. Noruega	Iniciado en 2020, Longship (https://ccsnorway.com), el proyecto del Gobierno noruego de CCS a gran escala, es uno de los primeros proyectos industriales para desarrollar una infraestructura de acceso abierto con capacidad para almacenar importantes volúmenes de CO_2 de toda Europa. Captura y licúa CO_2 de fuentes industriales en la región de Oslo (de cementeras y plantas W-t-E) y envía CO_2 líquido de una terminal en tierra en el oeste de la costa Noruega. El proyecto Northern Lights, PCI incluido en la tercera lista ,es el responsable de desarrollar y operar las instalaciones de transporte y almacenamiento como parte del proyecto Longship
Porthos	Iniciado en 2020, Porthos (https://www.porthosco2.nl/en/Project) está desarrollando un proyecto en el que CO_2 capturado por industrias en el puerto de Rotterdam se transporta a presión y almacena en campos de gas agotados en el Mar del Norte a aproximadamente a 20 km de la costa . El CO_2 será capturado por diversas empresas industriales, comprimidas, transportadas por tubería. La posibilidad de transporte transfronterizo a Partos la terminal de bombeo al almacenamiento se evaluará en una segunda fase
NORTH-CCU-HUB	El proyecto North-CCU-Hub (https://northccuhub.eu) es un consorcio público-privado de más de 20 socios, desarrollando una estrategia CCU para los puertos del del Mar del Norte (Bélgica-Países Bajos). El primer proyecto insignia del North-CCU-Hub es el Proyecto North-C-Methanol, que tiene como objetivo producir 46 000 toneladas de metanol bajo en carbono para uso local, por síntesis a partir de CO_2 e hidrógeno verde, generado en una planta de electrolisis de 65 MW. Comenzó en 2018 y se espera que se materialice en 2030.
POLAND EU CCS INTERCONNECTOR	El Poland EU CCS Interconnector tiene como objetivo establecer un hub multimodal de acceso abierto para recibir y transportar por barco CO_2 de la zona de influencia de Gdańsk a un almacenamiento geológico que actualmente se desarrolla en el Mar del Norte. Se espera que el proyecto esté operativo para 2025-2026. (https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/detailed_information_regarding_the_candidate_projects_in_co2_network.pdf)
H-VISION	El proyecto (https://www.h-vision.nl/en) se centra en la producción de hidrógeno bajo en carbono utilizando gas natural y fuel gas de refinería. El CO_2 que se captura durante la producción se almacenará en campos de gas agotado en el Mar del Norte o utilizados como para CCU. El proyecto se desarrollará en el puerto de Rotterdam
COLUMBUS	El proyecto (https://www.laborelec.com/columbus-project-engie-carmeuse-cockerill-reduction-of-co2-emissions-in-wallonia) localizado en Valonia (Bélgica) es un proyecto CCU para transformar CO_2 capturado en la fabricación de cal en metano por reacción con hidrógeno renovable.

Tabla 3. Proyectos CCU en el informe de progreso 2021 del Set-Plan*.

***Set-Plan progress report (2021). P. 145. En https://setis.ec.europa.eu/set-plan-progress-report-2021_en**

La primera convocatoria del denominado Large Scale Innovation Fund[88], para financiar proyectos de demostración de tecnologías innovadoras bajas en carbono ha culminado en noviembre de 2021, abriéndose el proceso de negociación de los contratos.

De los 311 proyectos que han solicitado financiación, por líneas encontramos los siguientes datos, en los que los porcentajes son sobre el total de proyectos presentados:

a) Producción de hidrógeno bajo en carbono aplicando captura al reformado de gas natural: 7%.

a) Proyectos CCUS: 21%.

- Cubren la cadena completa CCU/CCS: el 7%.
- Proyectos con potencial de emisiones negativas: 7%.

87 SET-Plan progress report (2021). P. 145. En https://setis.ec.europa.eu/set-plan-progress-report-2021_en. Consulta el 12 de diciembre de 2021.

88 https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/docs/2021-2027/innovfund/wp-call/call-fiche_innovfund-lsc-2020-two-stage_en.pdf.

La mayoría de las propuestas se centran en una parte de la cadena de valor de CCUS, y solo algunos proyectos integran desde la captura hasta el empleo o almacenamiento. El CO_2 se captura de varias fuentes: biorrefinerías, producción de metales férreos y no férreos, cemento y cal, refinerías, químicos, cogeneraciones a partir de biomasa o geotermia, W-t-E o DACC. El objetivo de las propuestas CCU es la producción de electricidad y calor, hidrógeno, metanol, combustibles de aviación, metano, materiales de construcción, otros productos químicos y otros combustibles.

La lista de proyectos a gran escala seleccionados para la negociación del acuerdo de financiación incluye siete proyectos (2,3% de los presentados) de los que cinco implican CCS y/o CCU[89], lo cual supone indudablemente una excelente noticia para esta opción de descarbonización.

La Figura 6 ilustra la ubicación en los diferentes EE. MM. de los proyectos en cuestión.

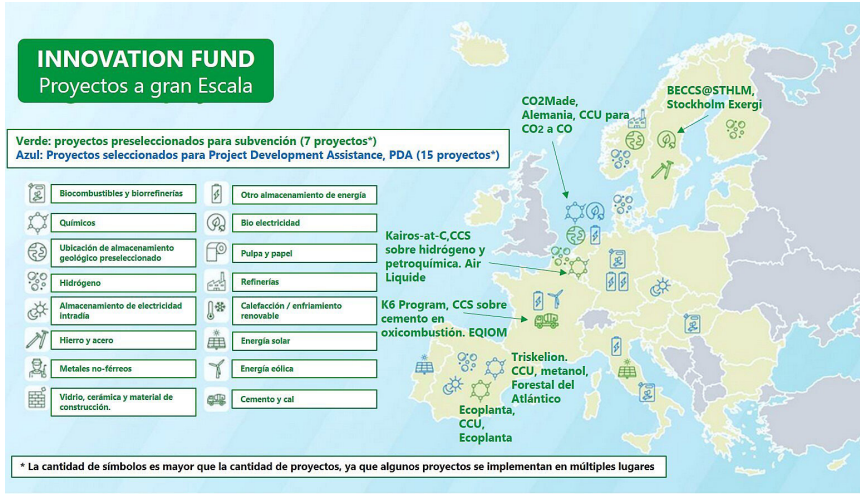


Figura 6. Localización geográfica de los proyectos del Large Scale Innovation Fund, primera convocatoria.

Fuente: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/large-scale-projects. Elaboración propia

Se ha seleccionado adicionalmente una lista de 15 proyectos para la denominada Project Development Assistance, PDA por parte

89 https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/large-scale-projects_en. Consulta el 12 de diciembre de 2021.

del BEI, para perfeccionar la solicitud, dado su interés. En esa lista se identifican los siguientes proyectos de captura[90]:

1. NEF (CCU, Noruega) para fabricar combustibles sintéticos de aviación en el emplazamiento de una refinería.
2. Oxy-combustion (CCS, Países Bajos), para implementación de central térmica en base al ciclo de Allam[91] para generar electricidad asociada a captura y almacenamiento.
3. Triskelion (CCU, España[92]) metanol a partir de CO_2 de planta de cogeneración e hidrógeno electrolítico.

En la convocatoria de la denominada Small Scale Innovation Fund, con proyectos de hasta 7,5 M€. En la lista de los 32 proyectos a pequeña escala preseleccionados[93] hay dos proyectos de captura como actividad esencial o relacionada:

- Silverstone (CCS, Islandia). Absorción de CO_2 con agua para transporte y almacenamiento geológico en basalto y subsiguiente mineralización. En central geotérmica.
- AggregaCO_2 (CCU, mineralización, España). Conversión de CO_2 capturado en el reformado con vapor de metano en la refinería de Petronor para fabricar carbonatos minerales.

En el grupo de proyectos de esta categoría seleccionado para PDA por el BEI hay un único proyecto, CO_2Made, en Alemania para la conversión de CO_2 en óxido de carbono susceptible de utilizarse para obtener derivados de alto valor añadido.

La segunda convocatoria del Large Scale Innovation Fund[94] se ha hecho pública en octubre de 2021 con cierre en el mes de marzo de 2022.

---

90 Commission Decision of 27.7.2021 on the award of project development assistance under the innovation fund-first call for large-scale projects. En https://ec.europa.eu/clima/document/download/e4217d5c-2453-4d1a-a409-e4e4bcf51f16_en. Consulta el 13 de diciembre de 2021.

91 GCCSI (2021-3). Technology readiness and costs of CCS. P. 18. En https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/technology-readiness-and-costs-of-ccs/. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

92 Forestal del Atlántico.

93 https://ec.europa.eu/clima/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/small-scale-projects_en.

94 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_5473.

Captura, transporte y almacenamiento de CO_2. Aspectos técnicos

Introducción

La cadena completa de captura incluye las tecnologías que permiten completar las tres etapas correspondientes a: 1) la captura o separación del CO_2 de corrientes de gases que lo contienen, procedentes de procesos productivos, 2) el transporte de la corriente concentrada de CO_2 hasta su punto de inyección, y 3) el almacenamiento de esa corriente en el subsuelo en una formación geológica que impida su reingreso en la atmósfera.

Captura

Las tecnologías que se utilizan para la captura o separación del CO_2 se han clasificado habitualmente en base al punto en el que se localizan con respecto al proceso de generación de CO_2, según detalla la Figura 7.

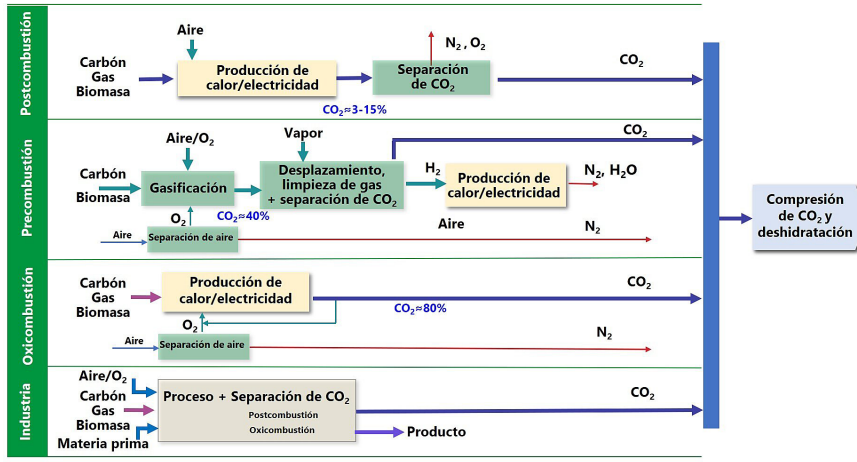


Figura 7. Alternativas tecnológicas para la captura de CO_2

De esta forma, se distingue entre: a) tecnologías de poscombustión, cuando se aplican a los gases finales procedentes del proceso industrial bien para producción de calor o energía o para transformación de materias primas, separando allí el CO_2 generado; b) tecnologías de precombustión, cuando se aplican a la separación de CO_2 tras la gasificación de combustibles sólidos y antes de la combustión del hidrógeno, que resulta como combustible final generado en este proceso; y c) tecnologías de oxicombustión en

las que se sustituye el aire comburente habitual por oxigeno de alta pureza o aire altamente enriquecido en oxígeno, produciendo una corriente de gases con muy alta concentración de CO_2.

En cualquiera de las tres opciones es necesario separar un componente de una mezcla gaseosa del resto de los componentes: CO_2 del gas de proceso, O_2 del aire o ambos. Este tipo de operación consume una gran cantidad de energía, tanta más cuanto más diluido se encuentre el CO_2 a separar, por lo que la etapa de captura resulta la más cara de toda la cadena[95].

Para seleccionar la tecnología de captura más adecuada a cada tipo de fuente de emisión es necesario caracterizar la corriente a tratar en base a su localización en el proceso, a la concentración de CO_2 y al destino de la corriente de salida (almacenamiento o empleo). No hay un acuerdo internacional sobre una clara clasificación de las fuentes. El Centre for Low Carbon Futures distingue cuatro categorías[96] en base al impacto de la concentración de CO_2 sobre el consumo energético del proceso de captura y, por tanto, sobre los costes de separación del CO_2: muy alta: 90%, alta: 50-90%, moderada: 20-50% y baja: < 20%. Para más detalle, véase Apartado «Alternativas de captura de CO2» (p. 254).

Poscombustión

Las técnicas denominadas tradicionalmente de poscombustión tratan en general los gases procedentes de los procesos productivos justo antes de ser emitidos por chimenea, de acuerdo con el esquema habitual de las plantas de depuración de gases de combustión[97].

Constituyen la opción más adecuada para la aplicación de la captura en las instalaciones industriales que generan gases con presiones parciales de CO_2 bajas o moderadas (centrales térmi-

[95] Alonso, F. J. (2012, Coord.). «Captura, transporte y almacenamiento de carbono», capítulo en Hacia un modelo energético más seguro competitivo y sostenible. Club Español de la Energía.

[96] Jin, H. et al. (2012). «Supporting early carbon capture utilisation and storage development in nonpower industrial sectors». Report 13: The Centre for Low Carbon Futures. En https://www.researchgate.net/publication/323337064_Supporting_early_Carbon_Capture_Utilisation_and_Storage_development_in_non-power_industrial_sectors_Shaanxi_Province_China.

[97] Hay excepciones a este esquema general, en función de la naturaleza de los procesos. Véase por ejemplo el Cuadro 4, en relación con la aplicación de captura en plantas SMR.

cas, CCGN, papel, acero, cemento,…) de acuerdo con el estado actual de la técnica. También es la opción más adecuada para la DAC.

Las opciones en cuestión incluyen operaciones que consiguen separar selectivamente el CO_2 del resto de componentes gaseosos de las corrientes a tratar, entre las que se incluyen:

- La absorción del CO_2 sobre un sustrato líquido (absorbente) en el que se disuelve de forma eficiente, mientras que el resto de componentes del gas de proceso resulta prácticamente insoluble en él. La absorción puede ser de tipo físico, si el CO_2 queda retenido sobre el líquido solo por su capacidad de disolverse en él, o de tipo químico, cuando, además de disolverse, reacciona con alguno de los componentes del absorbente líquido, ligándose a él con mayor eficacia.
- La adsorción sobre la superficie de sólidos, donde al paso de la corriente de gases el CO_2 queda retenido, separándose del resto de componentes. Estos procesos operan en ciclos de carga/descarga sobre un lecho de adsorción a través del cual se hace pasar el gas. Lo materiales adsorbentes más indicados para la captura de CO_2 son la alúmina, las zeolitas y el carbón activo. Para liberar el CO_2 adsorbido sobre los lechos y generar la corriente concentrada con el CO_2 atrapado se pueden emplear técnicas de calentamiento del lecho (TSA), ciclos de presión (PSA) o lavados con líquidos absorbentes.
- Condensación. Mediante técnicas de enfriamiento criogénico con compresión se puede conseguir la separación primero del agua y posteriormente del CO_2, mientras el resto de gases permanece en la corriente como incondensables a las temperaturas de trabajo.
- Membranas. En los últimos años se ha trabajado en la búsqueda de mejores materiales poliméricos con una mejor permeabilidad y selectividad al CO_2 para su aprovechamiento en la captura selectiva con membranas. Las membranas de óxido de polifenilo y de polidimetilsiloxano han mostrado buenas características para la separación directa en fase gas y las de polipropileno se están probando con éxito para la separación combinada membranas-absorción. Sin embargo, existe una barrera fundamental en el compromiso permeabilidad/selectividad, por la cual los polímeros más permeables tienden

a poseer menos selectividad y viceversa[98]. Un enfoque para mejorar este comportamiento consiste en incorporar puntos reactivos en la estructura del polímero para facilitar el transporte de CO_2 y la mejora de la capacidad de procesado. Ejemplos son las membranas de matriz mixta (MMM) y las que contienen estructuras organometálicas (MOF).

– Procesos biológicos. En este caso son microorganismos los que consumen el CO_2 de los gases, fijándolo como carbono orgánico a través de la fotosíntesis, al ponerlos en contacto con el medio acuoso donde se desarrollan irradiados con luz solar.

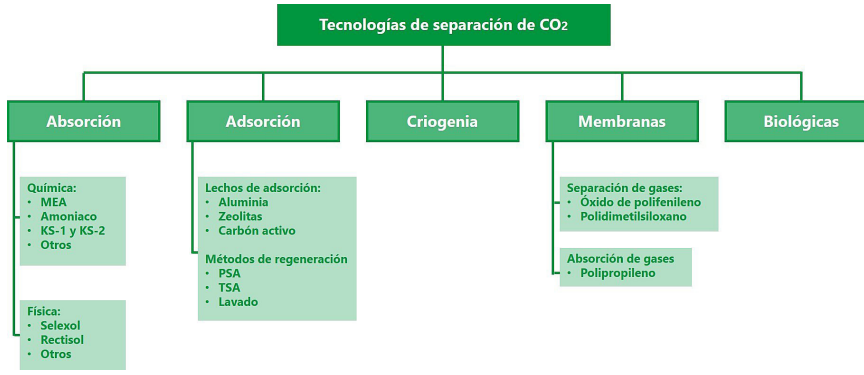


Figura 8. Tecnologías para la captura de CO_2 en postcombustión

Tanto la absorción como la adsorción son técnicas con un elevado grado de madurez y se usan habitualmente en la industria para la separación de gases ácidos. En ambas es necesario separar posteriormente el CO_2 del sustrato sobre el que ha sido retenido y es precisamente el proceso de separación final el que consume mayor energía.

La elección del tipo de absorbente (físico/químico) depende principalmente de la presión parcial del CO_2 en el gas a tratar. La opción de absorción química con aminas primarias, entre las que destaca la monoetanolamina (MEA), es la preferente para corrientes en las que la presión parcial de CO_2 se sitúa por debajo de 1 bar, mientras que los absorbentes basados en aminas terciarias como la MDEA, se suelen emplear para corrientes en las que la presión parcial del CO_2 se sitúa entre 1 y 8 bar.

98 Yang, H. y Winston Ho, W. S. (2018). «Recent advances in polymeric membranes for CO_2 capture». Chinese Journal of Chemical Engineering 26, nº 11. Pp. 2238-2254. En https://doi.org/10.1016/j.cjche.2018.07.010.

Para presiones parciales superiores a 8 bar es más eficiente el uso de absorbentes físicos. De entre ellos, los más utilizados a nivel comercial son el Selexol el Rectisol y el Morphysorb. El método Selexol es muy selectivo para la absorción de SH_2 y CO_2 incluso a niveles de partes por millón, con requerimientos de aporte de calor para la recuperación de CO_2 muy reducidos frente a los absorbentes químicos. El método Rectisol usa metanol como disolvente orgánico físico y opera a temperaturas mucho más bajas que la mayoría de los otros procesos físicos. El proceso Morphysorb utiliza una mezcla de N-formil morfolina y N-acetil morfolina para la eliminación de gases ácidos como SH_2, CO_2, CS_2 y mercaptanos[99].

Precombustión

Este término se aplica en realidad a una concepción de los procesos de transformación de combustibles sólidos (fósiles o renovables) que se someten en primer lugar a un proceso de gasificación con inyección de aire o, preferentemente, oxígeno de alta pureza para evitar la presencia de N_2 en el gas final combustible. A la gasificación le sigue una reacción de desplazamiento[100] para maximizar el contenido de H_2 y CO_2. Es esta corriente la que se somete a un proceso de absorción para separar el CO_2, tras el que resulta una corriente de gases muy enriquecida en hidrógeno. La técnica más adecuada para la captura de CO_2 en este caso es la de absorción física, dado que las presiones parciales de CO_2 superan los 8 bar.

La primera generación de tecnologías de captura aplicables a la poscombustión cuenta con un grado de desarrollo comercial plenamente disponible en el mercado en nivel TRL 9 para la aplicación de aminas y lo ofertan compañías como Fluor, Mitsubishi, BASF o Aker, entre otras. Consiguen rendimientos de captura entre el 85 y el 90% y una pureza de la corriente producto de CO_2 superior al 95%. Otras opciones de poscombustión clasificadas como de segunda generación, entre las que se cuentan los procesos que emplean como absorbentes chilled ammonia o aminosilicona, las membranas poliméricas o los sorbentes sólidos se encuentran aún en una fase de desarrollo previa, aunque con

[99] Arora, V. et al. (2019). «Separation and sequestration of CO_2 in geological formations». Materials Science for Energy Technology 2, nº 3. Pp. 647-656. En https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.08.006.

[100] Apartado «Procesos en desarrollo de gran interés potencial» (p. 252).

un TRL mayor de 5. La primera generación de absorbentes físicos aplicable a precombustión cuenta también con un buen número de desarrollos disponibles en el mercado, incluyendo absorbentes como carbonato potásico, dimetiléter, metanol y carbonato de propileno[101].

Oxicombustión

Este término se aplica a procesos en los que la combustión se realiza con empleo de oxígeno de alta pureza como comburente, en lugar de aire. A raíz de la ausencia de N_2, la concentración de CO_2 resulta muy elevada (~89% v/v)[102]. El otro componente principal de los gases de combustión es vapor de agua, que se puede abatir fácilmente por condensación y conseguir con ello una corriente final muy concentrada en CO_2. Las especificaciones establecidas por los operadores de los sistemas de transporte y de las instalaciones de almacenamiento pueden requerir la separación de impurezas, como se indica en el Apartado «Transporte» (p. 236).

Por consiguiente, la oxicombustión no es propiamente una tecnología de captura en el sentido de que no incorpora un proceso específico para separar el CO_2 del resto de componentes del gas de combustión, pero requiere un proceso de separación del O_2 del aire. La opción a escala industrial está constituida por las plantas de destilación criogénica de aire (ASU), que introducen en este caso una penalización energética aproximadamente equivalente a la de separación en las opciones de pre y poscombustión.

Transporte

La segunda etapa del proceso de captura es el transporte de CO_2 desde las instalaciones donde se captura hasta los reservorios geológicos o los lugares de empleo. El transporte se puede realizar de forma continua por medio de tuberías (ceoductos), o discontinua a través de barcos, trenes o camiones. Los medios de

[101] Concawe (2020). Technology scouting-carbon capture: from today's to novel technologies. Rpt 20-18. P. 28.

[102] Al emplear una elevada concentración de oxígeno, las temperaturas de llama se incrementan excesivamente, por lo que se hace imprescindible recircular parte de la corriente de gases de combustión para atemperar la zona de llama y proteger los materiales que la conforman.

transporte más económicos para trasladar grandes cantidades de CO_2 son los barcos y las tuberías[103].

Para reducir costes en el transporte es necesario minimizar la densidad del CO_2 y, en el caso de empleo de tuberías, reducir también la viscosidad para reducir los costes de impulsión. Las condiciones más favorables para el transporte por barco son las de CO_2 líquido a presiones en torno a 1,5 MPa así como a temperaturas criogénicas y para el transporte por tubería, CO_2 supercrítico, a presiones en torno a 8-11 MPa y temperatura ambiente[104].

Existe una extensa red de tuberías dedicadas al transporte de CO_2 procedente de la depuración de gas natural y experiencia industrial en este campo principalmente en EE. UU.[105]. El CO_2 se destina a EOR.

El principal condicionante de la operación de transporte de CO_2 es la seguridad y la integridad del sistema de contención o de la conducción. Dependiendo de la fuente de CO_2, del tipo de combustible, de las características del proceso y del método de captura utilizado, la corriente de CO_2 puede presentar distintos tipos de impurezas en concentraciones variables, tales como SO_x, NO_x, O_2, N_2, Ar, H_2, CH_4, CO, SH_2, H_2O y mercaptanos, que pueden tener impactos negativos tales como corrosión y fragilización en las superficies de contención durante el transporte. Así, en tuberías se requeriría principalmente la eliminación de H_2O y O_2 para evitar la corrosión y la aparición de hidratos sólidos que podrían generar taponamientos en válvulas o en puntos críticos de la conducción. El CO_2, además, exhibe una alta no linealidad en lo referente a propiedades termodinámicas, y se aleja significativamente del comportamiento del gas ideal a medida que aumenta la presión cuando existen pequeñas concentraciones de impurezas.

Resultará por tanto conveniente en la mayoría de los casos retirar parte de las impurezas tras el proceso de captura y compresión antes de su envío a la red de transporte, usando por ejemplo técnicas de oxidación catalítica para eliminar O_2, refrigeración, condensación y adsorción con sílica gel para eliminar agua, o

---

103 Apartado «Retos técnicos y operativos» (p. 273).

104 Geske, J. (2015). «CCS Transportation infrastructures: technologies, costs, and regulation». Kuckshinrichs, W. y Hake JF. (eds.). Carbon capture, storage and use. Springer. ISBN: 978-3-319-11943-4. En https://doi.org/10.1007/978-3-319-11943-4_9.

105 Noothout, P. et al. (2014). «CO_2 Pipeline infrastructure-lessons learnt». Energy Procedia 63. Pp. 2481-2492. En https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.271.

técnicas de lavado con absorbentes para eliminar otras impurezas del CO_2 capturado[106].

Almacenamiento

Si se trata de procesos CCS, es preciso, localizar, caracterizar y validar formaciones geológicas subterráneas seguras, que sean estructuras sencillas y fácilmente modelizables con un espesor, extensión y capacidad de almacenamiento suficiente, con aislamiento y estanqueidad contrastados y que se encuentren en un contexto geodinámico estable y socioeconómicamente favorable.

Para que una formación geológica pueda albergar CO_2 de una forma segura es necesario que cuente con una zona de roca porosa y permeable (roca almacén) protegida por una formación impermeable superior que impida el escape del CO_2 confinado (roca sello). Existen diferentes formaciones geológicas con estas características, capaces de ser utilizadas para almacenar CO_2, siendo las más importantes los yacimientos de gas y petróleo agotados, tanto para su uso como simple reservorio como para EOR de gas y petróleo, acuíferos salinos profundos y capas de carbón profundas para producción de metano[107].

El CO_2 transportado es inyectado en la formación geológica a alta presión en profundidades superiores a 800 m para conseguir una reducción en el volumen ocupado de alrededor de 500 veces con respecto al que presentaría como gas en la superficie. Una vez el CO_2 alcanza la formación geológica existen diferentes mecanismos de confinamiento que se van poniendo en juego de forma secuencial y van incrementado la seguridad del almacenamiento a medida que pasa el tiempo. Estos son[108]:

1. Retención estructural: es instantánea una vez inyectado el CO_2 y se debe a la presencia de la roca sello impermeable,

[106] World Resources Institute (2008). CCS Guidelines: guidelines for carbon dioxide capture, transport, and storage. Washington, DC. En http://pdf.wri.org/ccs_guidelines.pdf. Consulta el 28 de diciembre de 2021.

[107] Kelemen, P. et al. (2019). «An overview of the status and challenges of CO_2 storage in minerals and geological formations». Frontiers in Climate 1, nº 9. En https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fclim.2019.00009/full. Consulta el 28 de diciembre de 2021.

[108] Zang, D. y Song, J. (2014). «Mechanisms for geological carbon sequestration». Procedia IUTAM 10. Pp. 319-327.
https://doi.org/10.1016/j.piutam.2014.01.027. Consulta el 28 de diciembre de 2021.

que impide que la pluma de CO_2 ascienda hasta la superficie y por consiguiente a la atmósfera.

2. Retención residual: debido a las fuerzas de capilaridad presentes en los poros de la roca almacén.
3. Retención por solubilidad: el CO_2 se disuelve en el agua presente en la formación y el agua cargada con CO_2 aumenta su densidad hundiéndose en la formación.
4. Atrapamiento mineral: el CO_2 disuelto reacciona químicamente con la formación almacén dando precipitados minerales que atrapan el CO_2 en formaciones rocosas.

Empleo del CO_2, CCU

Elementos básicos

Introducción

En el Apartado «Los roles de la captura» (p. 211), se puso de manifiesto la doble funcionalidad que la captura de CO_2 tiene. De un lado proporcionar una corriente susceptible de almacenamiento geológico tras el transporte al lugar adecuado (CCS), y de otra posibilitar la transformación de CO_2 en diferentes productos (CCU), que en la mayoría de los casos se obtienen hoy utilizando como recurso el carbono fósil. Este apartado se centra en examinar en detalle esta segunda vía.

Tipos de procesos y contribución a la reducción de emisiones de CO_2

Los procesos de conversión pueden ser de dos tipos:

1. Los que conllevan la apertura energéticamente muy intensiva de uno o dos de los enlaces carbono-oxígeno de la molécula de CO_2, incorporando otras moléculas para dar origen a productos de diversa naturaleza
2. Los que incorporan directamente el CO_2 en sustancias inorgánicas (mineralización para dar origen a carbonatos) u orgánicas (polímeros), con un consumo energético más reducido.

La CCS es susceptible de contribuir a una reducción significativa de las emisiones de CO_2, pero la CCU no constituye una vía relevante desde el punto de vista cuantitativo a este propósito. Las razones principales son:

- Las nuevas cantidades a utilizar (adicionales a las actuales para urea y otros) en diferentes escenarios no son elevadas, pues podrían llegar a 0,2 Gt/a en productos químicos y 2 Gt/a en combustibles (respectivamente el ~0,5 y ~5% de emisiones mundiales)[109].
- Una parte de los productos que pueden ser obtenidos no da origen a una retención del CO_2 durante largos periodos de tiempo, pues dependiendo de su empleo, el carbono incorporado retorna a la atmósfera en cuestión de semanas o meses (combustibles, productos intermedios químicos) o años (polímeros). Tan solo los productos de la mineralización del CO_2 implican una retención por decenas de años[110].
- Los procesos de transformación del CO_2 capturado del tipo 1 anterior requieren grandes cantidades de energía de forma directa (electricidad/calor) y/o mediante el empleo de hidrógeno. La naturaleza renovable de la energía es imprescindible para que el balance de carbono del proceso global de conversión de CO_2 en productos sea negativo.

Los productos combustibles obtenidos a partir de CO_2 fósil pueden alcanzar idealmente una reducción de emisiones del 50% como máximo con respecto a los de origen fósil, habida cuenta que la emisión de CO_2 solo se evita una vez en las configuraciones usuales: o reduce la emisión cuando se captura el CO_2 de la fuente emisora o reduce las emisiones del producto final[111], pero no ambas[112].

---

109 Kapetaki, Z. y Miranda Barbosa, E.: Carbon capture utilisation and storage market development report 2018 (CCUS). EUR 29930 EN. European Commission. Luxemburg. ISBN: 978-92-76-12581-5, DOI: 10.2760/89623, JRC: 118310. Consulta el 14 de diciembre de 2021.

110 Bellona Europa Climate Scoreboard (2018). An Industry's Guide to Climate Action.

111 IEA (2020). Op. cit. p. 111.

112 Ello está indirectamente relacionado con la denominada «doble contabilidad» que evidentemente es preciso evitar, y con el hecho de que la emisión no puede ser descontada por la instalación de la que procede el CO_2 capturado cuando los productos son combustibles sintéticos de los tipos RCF y RFNBO. La propuesta de revisión de la directiva de comercio de derechos de emisión establece algunos requisitos para evitar la doble contabilidad de la reducción de emisiones y atribuye la misma al usuario de los combustibles sintéticos. De esta manera se asegura no solo que no haya doble contabilidad, sino que realmente se produzca la reducción (si se incentiva la captura y luego hay fugas/emisiones sin aprovechamiento de ningún tipo, entonces el impacto de la política sería menor). En resumen, el incentivo se da a estos combustibles sintéticos, y los actores involucrados tendrán que ver cómo repercutir dicho ingreso en las distintas etapas necesarias para la producción del combustible sintético: captura, fabricación y distribución. En https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021PC0551&from=EN.

No obstante, la CCU es una alternativa estratégica por varias razones (Figura 9):

- Permitirá reducir las necesidades de materias primas y combustibles fósiles en el ámbito de la economía circular contribuyendo a la seguridad de suministro en la Unión Europea y a la reducción de impactos ambientales relacionados (por ejemplo fugas de metano).
- Constituye una herramienta de descarbonización efectiva (por cierto, como la CCS) sin necesidad de cambios profundos en las tecnologías de las industrias que emiten CO_2[113].
- Permite almacenar excedentes de electricidad renovable (Power to X en donde X puede ser metano, metanol, combustibles líquidos sintéticos o químicos intermedios[114]).



Figura 9. La captura y utilización de CO_2: una alternativa estratégica

La cadena de valor de la CCU

La cadena de valor genérica de la CCU se muestra en la Figura 10, en la que se incluyen las diferentes procedencias posibles del CO_2. La elección de la fuente debería priorizar las que resulten en un menor coste del CO_2 capturado[115], que dependerá principalmente del grado de pureza del CO_2 de origen y del requerido por la tecnología de captura aplicada y el proceso de conversión. La planta de captura tiene necesidades de auxiliares (electricidad, entalpía y vapor) para su operación y tiene un rendimiento de captura menor del 100%.

113 Cemento, acero y algunos procesos del refino y la petroquímica.

114 Eveloy, V. y Gebreegziabher, T. (2018). «A review of projected power to gas deployment scenarios». Energies 11. 1.824. En https://doi.org/10.3390/en11071824.

115 Bruhn, T.; Naims, H.; y Olfe-Kräutlein, B. (2016). «Separating the debate on CO_2 utilisation from carbon capture and storage». Environmental Science & Policy 60. Pp. 38-43. En https://doi.org/10.1016/j.envsci.2016.03.001.

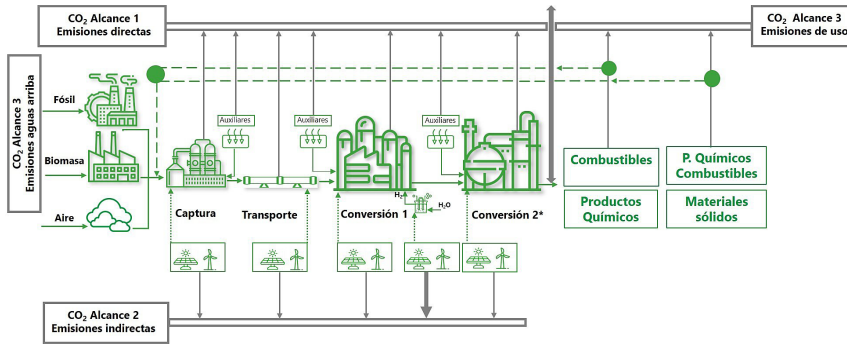


Figura 10. La cadena de valor de la CCU y emisiones de CO_2 asociadas. Elaboración propia

Nota: * Opcional

El CO_2 capturado y depurado debe ser transportado a la instalación de conversión cuya proximidad es importante para la reducción del consumo de energía y de costes. El concepto de simbiosis industrial adquiere importancia en este contexto, en el que sin almacenamiento de CO_2 intermedio, la operación de las instalaciones de captura y conversión estará estrechamente vinculada.

La conversión en productos químicos y combustibles requiere energía y un agente reductor, normalmente hidrógeno, que en el esquema se obtiene por electrólisis, preferiblemente in situ. El suministro de electricidad debería ser renovable y estable dado el carácter continuo de los procesos a que va destinado. Ello puede llevar a la necesidad de almacenamiento de electricidad o de hidrógeno. La planta de conversión requiere también de auxiliares y otros materiales, como catalizadores.

El producto obtenido puede ser destinado a uso intermedio, como por ejemplo metanol, que es base para la fabricación de gasolina[116], olefinas y aromáticos[117], o uso final (combustión o transformación en polímeros). En el primer caso es necesario al menos otro proceso de conversión adicional con sus propios requerimientos energéticos y de materiales.

[116] Chakraborty, J. P. et al. (2022). Chapter 6. «Advances in the conversion of methanol to gasoline». Ed(s): Sunil K.; Maity, S.; Gayen K.; y Bhowmick, T. Hydrocarbon Biorefinery. Elsevier. P. 177-200. En https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823306-1.00008-X; y https://www.sciencediret.com/science/article/pii/B978012823306100008X. Consulta el 3 de enero de 2022.

[117] Gogate, M. R. (2019). «Methanol to olefins process technology: current status and future prospects». Petroleum Science and Technology 37, nº 5. Pp. 559-565. En https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1555589. Consulta el 3 de enero de 2022.

Las conversiones de mayor valor añadido requieren aportes de hidrógeno muy importantes, por lo que un desarrollo significativo de la CCU supondrá un elemento tractor de la evolución tecnológica y reducción de costes de la fabricación de hidrógeno por electrólisis. Algunas estimaciones sitúan las necesidades de hidrógeno para productos químicos y combustibles sintéticos en unas 120 Mt/a en 2050 de un total de más de 500 Mt/a[118]. La producción mundial de hidrógeno es actualmente del orden de 90 Mt/a casi exclusivamente a partir de fósiles.

El balance de carbono de la CCU

El cálculo del potencial de la contribución a la reducción de emisiones de la CCU en sus diferentes rutas está siendo objeto de análisis[119], [120] pues resulta esencial para el establecimiento de políticas de apoyo en función de la capacidad efectiva de cada ruta de detraer CO_2 neto de la atmósfera.

En la Figura 10 se muestran las emisiones de CO_2 asociadas a las distintas etapas en los alcances 1 y 2 del Greenhouse Gas Protocol[121] a efectos de contabilización e informe. Ello incluye las emisiones de la captura, de la producción de auxiliares y las asociadas a la energía eléctrica empleada, como mínimo. El alcance 3 de emisiones indirectas incluye fundamentalmente las derivadas de la utilización de los productos.

Es indispensable establecer el criterio de que, como mínimo, el CO_2 «utilizado», la cantidad neta de CO_2 que es convertida en producto, sea positiva. Dicho CO_2 «utilizado» es la diferencia entre el CO_2 que entra en el proceso menos las emisiones directas (alcance 1) e indirectas (alcance 2).

---

118 IEA (2021). Global hydrogen review. P. 44. En https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021. Consulta el 3 de enero de 2022.

119 European Commission, Directorate-General for Research and Innovation (2018). Novel carbon capture and utilisation technologies. Publications Office. En https://data.europa.eu/doi/10.2777/824461. Consulta el 29 de diciembre de 2021.

120 Kätelhön, A. et al. (junio de 2019). «Climate change mitigation potential of carbon capture and utilization in the chemical industry». Proceedings of the National Academy of Sciences 116, nº 23. Pp. 11.187-11.194; DOI: 10.1073/pnas.1821029116. Consulta el 2 de enero de 2022.

121 «Alcances» (Scopes) en la terminología del Corporate Accounting and Reporting Standard. The Greenhouse Gas Protocol. En https://ghgprotocol.org/corporate-standard. Consulta el 2 de enero de 2022.

El cálculo del potencial de mitigación, en base al análisis de ciclo de vida (ACV) debe computar, además de la huella medioambiental global, todas las emisiones de CO_2 indicadas en la Figura 10, que en el caso de uso de combustibles y en menor medida intermediarios químicos retornan a la atmósfera tras cortos periodos de tiempo. Resulta evidente que para los combustibles, al incorporar las emisiones derivadas del empleo del producto (alcance 3) el CO_2 «emitido» total es siempre mayor que el «utilizado». Si el CO_2 de partida es «renovable» (por ejemplo de combustión de biomasa o del aire) la conclusión es distinta y favorable, de donde el interés de esta vía.

De ser factible, la captura y reutilización del CO_2 derivado del uso de los productos (líneas discontinuas en parte superior de Figura 10) permitiría un balance neto de carbono muy favorable y supondría una manera de introducir electricidad renovable en el flujo global energético y de productos químicos sustituyendo progresivamente el empleo de fósiles. Para ello se requiere avanzar en la competitividad de las rutas que emplean como materia prima el CO_2 capturado.

Usos del CO_2 en procesos CCU

Categorías de productos CCU

Los productos CCU se pueden clasificar en biológicos, químicos y de mineralización del CO_2. A su vez, estos productos son clasificados en base a su aplicación posterior en: a) productos químicos y building blocks[122] para la industria química, b) combustibles, c) productos con aplicación dual como productos químicos o combustibles, y d) materiales sólidos (figura 11).

Los procesos de mineralización originan productos que evitan la emisión de CO_2, pues pueden dar lugar a una retención permanente del mismo. No obstante, son las rutas químicas las que presentan un mayor interés económico, por la naturaleza de los productos, mercado potencial y fomento de la economía circular. En ellas se centra esta contribución. No obstante, sería interés de la Comisión dentro del paquete legislativo Fit-for-55 introducir un mecanismo de retribución por tonelada de CO_2 fijada permanentemente por vías de mineralización.

[122] Término habitualmente usado en la industria para referirse a productos químicos que son base para la obtención de un gran número de derivados.

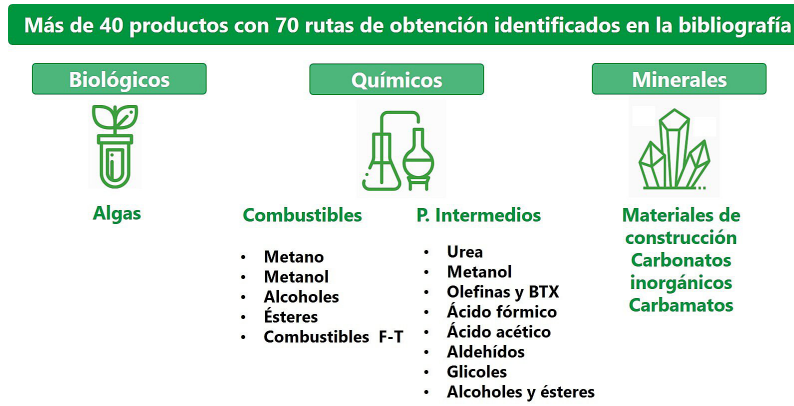


Figura 11. Productos de la CCU

El número de productos que potencialmente es posible fabricar a partir de CO_2 es ingente[123], por lo que a efectos de este documento hemos establecido un conjunto de criterios de selección que permitan evaluar el potencial estratégico de cada ruta[124, 125].

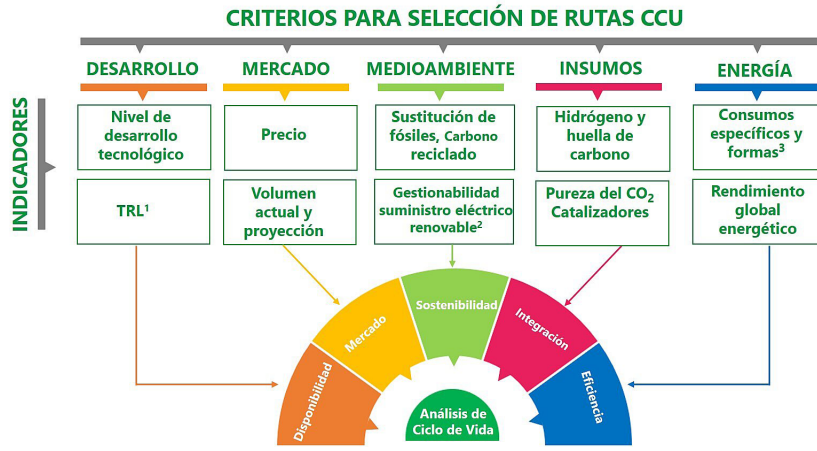


Figura 12. Criterios para la selección de rutas de conversión de CO_2. Elaboración propia

1. Technology Readiness Levels. Niveles de desarrollo tecnológico, en escala de 1 a 9.
2. Almacenamiento vía Power to X.
3. Electricidad, vapor, calor y nivel térmico del mismo, endotermicidad o exotermicidad de los procesos.

123 Se han identificado en la literatura más de 40 productos derivados de CO_2 y más de 70 posibles rutas de obtención, con niveles de desarrollo desde tecnologías emergentes hasta procesos productivos operando a escala industrial, como es el caso de la urea.

124 http://carbonnext.eu/Deliverables.html. Deliverable 5.3.

125 Joint Research Centre (2016). Op. cit. p. 20.

Estos criterios deben ser complementados con un exhaustivo ACV que pueda concretar el beneficio medioambiental completo de las rutas seleccionadas. Como se ha detallado en el Apartado «La captura en el paquete legislativo Fit for 55» (p. 219), la Comisión trabaja en una comunicación sobre ciclos de carbono sostenibles, acompañado de la implantación de mecanismos de certificación independientes. Este esquema debe constituir la base para que el marco regulatorio contemple las potencialidades de la CCU y pueda facilitar su implantación y desarrollo, especialmente para aquellas rutas de potencial mayor valor añadido, que con frecuencia resultan ser aquellas que originan productos con una retención de corta duración del CO_2.

Principales productos de la CCU

En base a lo anterior, se han identificado a los efectos de esta contribución aquellas rutas de conversión de CO_2 que presentan un mayor potencial[126] y, por consiguiente, una prioridad alta para su desarrollo e implementación a escala industrial a medio plazo (2030).

Metanol

Es el producto con mayor proyección de entre los que pueden obtenerse a partir de CO_2, pues permite su uso directo como combustible y materia prima para la obtención de numerosos derivados.

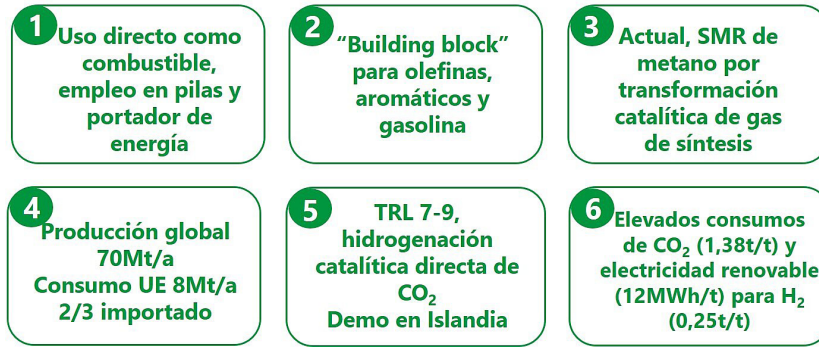


Figura 13. Metanol vía CCU: combustible y base para conversiones

[126] Se excluye la urea, producto comercial consolidado. La urea se obtiene a partir de amoníaco y CO_2, en un proceso industrial maduro. La producción mundial se estima en 175 Mt/a y la europea aproximadamente en 5,5v Mt/a. Se requieren 0,73 t de CO_2 por t de urea, por lo que la cantidad de CO_2 utilizada se estima en 128 Mt CO_2 al año (0,35% del total de emisiones mundiales de CO_2). Su uso principal como fertilizante hace que el CO_2 sea emitido a la atmósfera en cuestión de semanas o meses después de su empleo.

De manera simplificada y divulgativa, la Figura 14 recoge un esquema[127] de la fabricación de metanol bajo a partir de carbono o renovable.

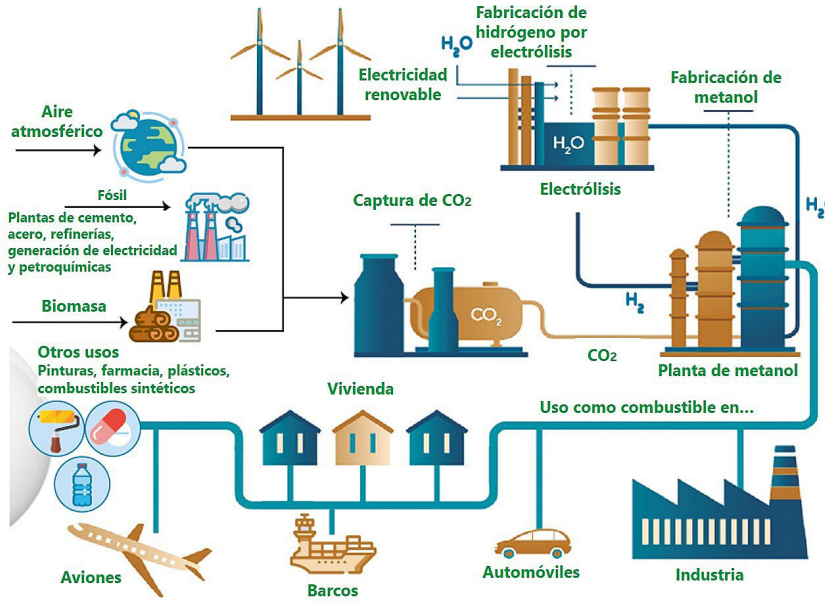


Figura 14. Esquema del proceso de la producción de metanol bajo en emisiones.
Fuente: ABC. «El metanol verde reclama su lugar en la ruta de la descarbonización». En https://www.abc.es/economia/abci-metanol-verde-reclama-lugar-ruta-descarbonizacion-202109032327_noticia.html

Para ilustrar el papel del metanol como piedra angular dentro de una futura «carboquímica»[128] renovable se incluyen en la Figura 15 las vías disponibles en diferentes grados de desarrollo tecnológico.

No obstante, la comparativa de costes es manifiestamente desfavorable en la actualidad, con algunos datos relevantes que se detallan a continuación derivados del estudio técnico-económico de una planta de 450 kt/a[129]. El electrolizador es el principal consumidor de electricidad y tiene que ser alimentado por fuentes renovables para obtener un valor positivo para el CO_2 utilizado.

127 Elaborado con el asesoramiento de los autores por el medio de comunicación que lo publicó.
128 En la que obviamente el carbono ya no provendría del carbón, sino del carbono, idealmente de CO_2 «renovable».
129 Joint Research Centre (2016). Op. cit. p. 63.

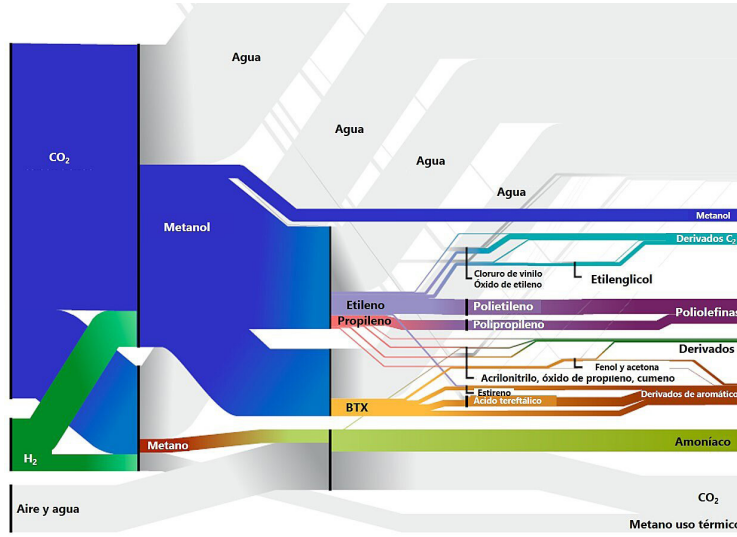


Figura 15. Flujos de materias primas y productos en la nueva «carboquímica».
Adaptado de Kätelhön, A. et al. (junio de 2019). «Climate change mitigation potential of carbon capture and utilization in the chemical industry». Proceedings of the National Academy of Sciences 116, nº 23. 11187-11194, doi: 10.1073/pnas.1821029116

El CAPEX para el caso de H_2 de electrolizadores alcalinos (AEM) es aproximadamente un 45% superior al de la vía convencional a partir de gas natural para plantas de ese tamaño. El porcentaje de la inversión correspondiente a la unidad de H_2 es del 55%.

En cuanto a OPEX[130], las necesidades de electricidad renovable para electrólisis, suponen el factor que afecta en mayor medida la competitividad de estas rutas CCU, pues se requieren algo menos de 12 MWh/t de metanol para AEM[131]. Se necesitan adicionalmente 2 t de agua desmineralizada por tonelada de producto.

El coste de producción del metanol vía AEM es aproximadamente tres veces superior al de la vía convencional (370 €/t FOB Rotterdam, diciembre de 2021). Para IRENA[132] los costes estarían en el rango de 700 a 1.400 €/t y si el CO_2 procede del aire podrían llegar a 2.100 €/t. La influencia del precio del derecho de emisión

130 Gastos de operación, Operational expenditure.

131 Wich, T. et al. (2020). «Carbon2Chem®-CCU as a step toward a circular economy». Frontiers in Energy Research 7. Art. 162. p. 14. DOI: 10.3389/fenrg.2019.00162. Consulta el 4 de enero de 2022.

132 IRENA and Methanol Institute (2021). Innovation outlook: renewable methanol. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.

de CO_2 (la vía convencional emite directamente 0,6 t de CO_2 por t de metanol más que la vía CCU) es poco significativa.

El balance de CO_2 muestra una reducción del 77% de las emisiones de CO_2 para la vía CCU (alcances 1 y 2) dejándose de emitir 0,6 t de CO_2/t de metanol con respecto a la vía convencional, como se ha indicado, asignando emisión de CO_2 cero para la electricidad renovable[133]. No obstante, y desde la perspectiva de la CCU como alternativa estratégica para reducir las necesidades de fósiles esta vía supone el ahorro de más de 260.000 t/a de gas natural para 8.000 horas de operación de la planta estudiada de 450 kt/a. Por su parte, la vía CCU requiere un suministro ininterrumpido de electricidad renovable dotado de sistemas que aseguren la gestionabilidad del mismo.

La reducción de CAPEX por menores costes de los electrolizadores y de OPEX por menor precio de la electricidad renovable resultan ser los factores esenciales para la competitividad del metanol vía CCU. El trabajo citado de la Comisión Europea[134], estima que se necesitan escenarios con precios de electricidad virtualmente cero para obtener precios del metanol inferiores a los del mercado.

Combustibles sintéticos líquidos y gaseosos

La conversión en combustibles supone posiblemente la opción potencialmente más atractiva de uso de CO_2. Ello se debe a la magnitud del mercado de estos productos (figura 16).

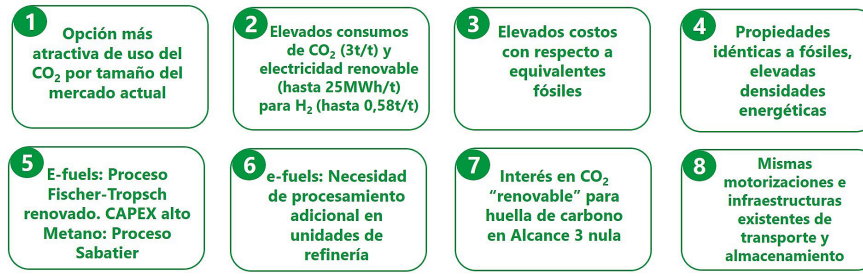


Figura 16. Combustibles líquidos sintéticos* y metano por CCU
***También denominados ecocombustibles y e-fuels**

133 Utilizando un valor conservador de 30 g de CO_2/kWh_e, el CO_2 no emitido en comparación con la vía convencional sería la mitad del indicado. Véase Life cycle greenhouse gas emissions from solar photovoltaics (2012). P. 2. NREL/FS-6A20-56487. National Renewable Energy Laboratory. US DOE.

134 Joint Research Centre (2016). Op. cit. p. 63.

La ruta con mayor grado de madurez tecnológica para la obtención de combustibles sintéticos es la denominada Fischer-Tropsch[135] que fue utilizada en Alemania a mediados del pasado siglo y en Sudáfrica durante décadas desde 1980[136] de forma plenamente comercial. En ambos casos el gas de síntesis procedía de la gasificación de carbón en lecho fijo.

La Figura 17 es un esquema del proceso CCU, en el que la formulación de catalizadores y las temperaturas de operación condicionan la naturaleza y características de los productos obtenidos.

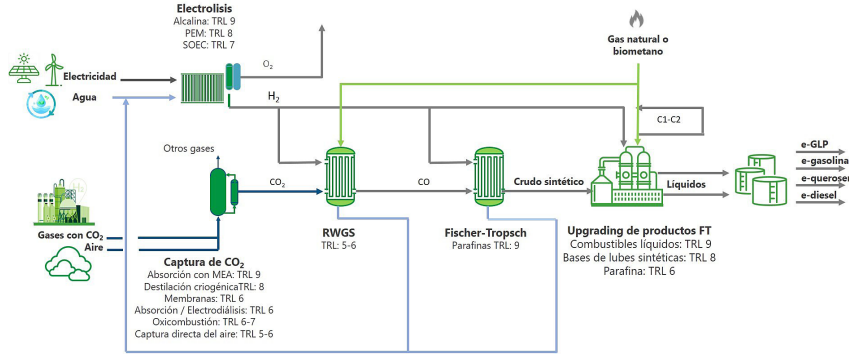


Figura 17. Producción de combustibles sintéticos via Fischer-Tropsch. Fuente: Petronor

Otros productos

a) Policarbonatos y policarbamatos.

   Basados en procesos de polimerización de CO_2 para la producción de plásticos o procesos de carbonatación de polioles para la producción de poliuretano, con TRL elevados (6-7). La conversión en polímeros es menos intensiva en energía que las vías anteriores y el CO_2 incorporado es de 0,17 t/t para policarbonatos aromáticos, 0,3 t/t para poliuretanos y 0,5 t/t para policarbonatos de propileno.

b) Carbonatos inorgánicos y materiales de construcción.

135 Mahmoudi, H. et al. (2017). «A review of Fischer-Tropsch synthesis process, mechanism, surface chemistry and catalyst formulation». Biofuels Engineering 2. 10.1515/bfuel-2017-0002. DOI: 10.1515/bfuel-2017-0002. Consulta el 4 de enero de 2022.

136 https://netl.doe.gov/research/Coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/sasol. Consulta el 4 de enero de 2022.

La obtención de productos sólidos a partir de CO_2 tiene su principal atractivo en el almacenamiento permanente del mismo. La obtención de carbonatos a partir de residuos industriales, su uso en procesos de curado de hormigón o la producción de materiales sólidos que puedan usarse en construcción presentan desarrollos tecnológicos elevados (TRL 6-9), mostrando el mercado más amplio en tonelaje. Además de los menores requerimientos energéticos que las rutas precedentes, las exigencias en cuanto condiciones operativas son mínimas, ocurriendo la mayoría de los procesos en condiciones ambiente de presión y temperatura. No obstante, el valor añadido unitario de estas aplicaciones es bajo comparativamente con el de las rutas anteriores y en consecuencia no son tratados más en detalle en este documento.

A modo de resumen, la Tabla 4 muestra un listado simplificado del grado de desarrollo tecnológico y datos de interés de los procesos CCU para metanol y combustibles sintéticos líquidos y gaseosos. Se añaden tres vías de transformación del metanol en combustibles, aromáticos y olefinas, en línea con el papel que está llamado a desempeñar en una «carboquímica» renovable. El número de vías y alternativas es considerablemente más amplio, como se ha indicado[137].

	Producto	TRL	Proceso	CO_2 utilizado t/t producto	H_2 utilizado t/t producto
Vía H_2 y CO_2(CO)	Metanol[3]	7-9	Hidrogenación catalítica directa de CO_2	1,38	0,25
	E-fuels, PtL	7-8	Gas de síntesis a Fischer-Tropsch	3,09	0,44
	Metano, PtG	6-7	Sabatier	2,75	0,5
Vía metanol	E-fuels, PtL	6-8	Methanol-to-gasoline, MTG	3,09	0,02-0,58
	Etileno, Propileno	8-9	Methanol-to olefins, MTO, UOP	3,14	0-0,06
	BTX	7	Methanol-to aromatics, MTA, Mobil	0,73	0-0,61

Tabla 4. Tecnologías CCU y productos en TRL 6-9[1, 2]
1. Listado no exhaustivo.
2. Con mercado en la Unión Europea hasta 350 Mt/a, con exclusión de urea y materiales inorgánicos.
3. Varias rutas.

[137] Kätelhön, A. et al. «Climate change mitigation potential of carbon capture and utilization in the chemical industry». Proceedings of the National Academy of Sciences 116, nº 23. Pp. 11.187-11.194; DOI: 10.1073/pnas.1821029116. Consulta el 3 de enero de 2022.

Procesos en desarrollo de gran interés potencial

Las rutas de importancia consideradas hasta ahora descansan mayoritariamente en la combinación catalítica de CO_2 (y/o CO obtenido a partir de este poniendo en juego la reacción de desplazamiento[138]) con hidrógeno bajo en carbono o renovable obtenido por electrólisis con electricidad renovable. No obstante, hay en desarrollo un cierto número de rutas de un gran interés en los que la electricidad se emplea directamente en los procesos de conversión[139] sin necesidad de generar previamente hidrógeno electrolítico. Destaca la electrólisis a alta temperatura basada en celdas de óxido sólido (SOEC)[140] que permite la electrólisis conjunta del CO_2 y el agua para la producción directa de un gas de síntesis formado por H_2 y CO[141] alimentado a procesos de conversión[142] que proporcionan metanol y combustibles sintéticos entre otros productos.

Para una completa descripción de las rutas en diversos grados de estudio y desarrollo véase Green carbon dioxide: advances in CO_2 utilization[143].

[138] Water-gas shift reaction, reacción de desplazamiento del gas de agua, utilizada habitualmente para desplazar el siguiente equilibrio hacia la izquierda: $CO_2 + H_2 \rightleftharpoons CO + H_2O$. Como la de captura proporciona CO_2, es preciso generar CO para los procesos de conversión. Abreviatura usual RWGS.

[139] Eveloy, V. y Gebreegziabher, T. (2018). «A review of projected power to gas deployment Sscenarios». Energies 11. 1.824. En https://doi.org/10.3390/en11071824. Consulta el 4 de enero de 2022.

[140] Zheng, Y. et al. (2017). «A review of high temperature co-electrolysis of H_2O and CO_2 to produce sustainable fuels using solid oxide electrolysis cells (SOECs): advanced materials and technology». Chemical Society Reviews 46. Pp. 1427-1463. En https://doi.org/10.1039/C6CS00403B. Consulta el 3 de enero de 2022.

[141] https://liten.cea.fr/cea-tech/liten/english/Pages/Medias/News/Hydrogen-Vector/An-experimental-platform-to-test-rSOC-modules.aspx. Consulta el 3 de enero de 2022.

[142] La exotermicidad de los procesos en cuestión permite generar vapor para ser empleado en la sección de coelectrólisis alcanzándose así valores de eficiencia globales muy elevados.

[143] Centi, G. y Perathoner, S. (2014). Green carbon dioxide: advances in CO_2 utilization. Wiley. ISBN: 978-1-118-83194-6. Disponible en https://www.wiley.com/en-us/Green+Carbon+Dioxide:+Advances+in+CO2+Utilization-p-9781118831946. Consulta 4 de enero de 2022.

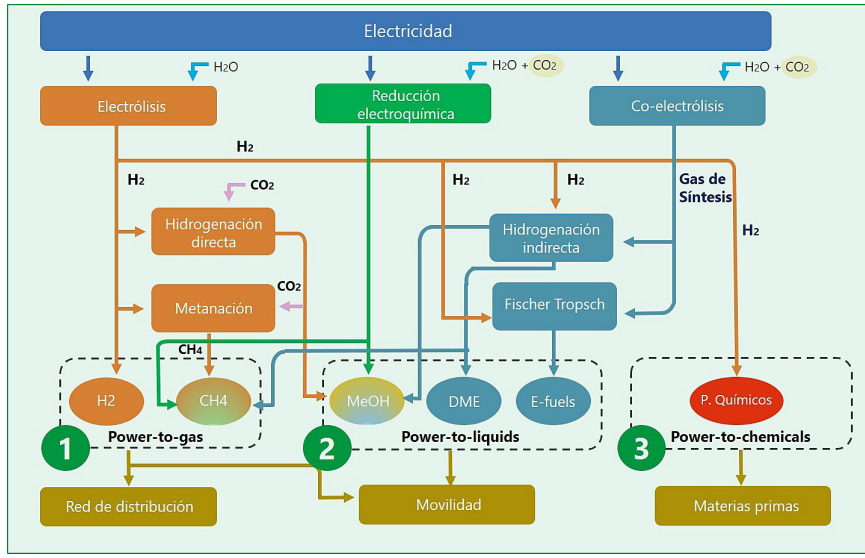


Figura 18. Procesos CCU en base a hidrógeno electrolítico y rutas de empleo directo de electricidad.
DME: Dimetiléter. MeOH: Metanol.
Adaptado de Eveloy, V. y Gebreegziabher, T. A. (1824). «Review of projected power to gas deployment scenarios». Energies 11. En https://doi.org/10.3390/en11071824

La integración de sectores. Esquema conceptual

Sea cual sea la ruta que proporciona la mezcla de gases necesaria para fabricar los diferentes productos, es indudable que aparece una interrelación simbiótica entre procesos emisores y consumidores de CO_2 que presenta ventajas estratégicas, comerciales y medioambientales. No obstante, aparece una interdependencia de los procesos que es preciso resolver aplicando soluciones tecnológicas, que en muchos casos pasa por almacenamientos intermedios. Hemos elaborado la Figura 19 que muestra esta interrelación y asigna a los productos intermedios las categorías de la REDII.

La comunicación de la Comisión sobre la estrategia para la integración de los sectores[144] trata tan solo tangencialmente esta cuestión que a nuestro entender es crucial, especialmente en grandes núcleos industriales especialmente de naturaleza petroquímica.

[144] Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Powering a climate-neutral economy: An EU strategy for energy system integration. COM/2020/299 final.

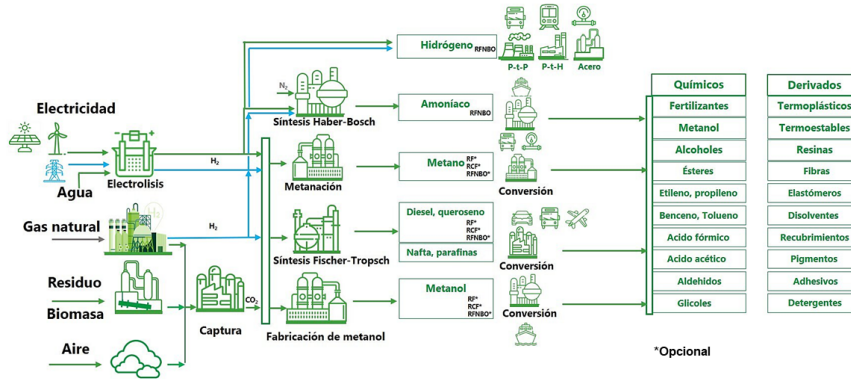


Figura 19. Integración de captura y empleo de CO_2: la nueva «carboquímica».
Elaboración propia. Según directiva REDII. RF: Renewable fuels. RFNBO: Renewable fuels of non biological origin. RCF: Recycled carbon fuels. LOHC: Liquid organic hydrogen carriers. * Según procedencia del CO_2.

Alternativas de captura de CO_2

Existe una amplia variedad de fuentes para capturar CO_2 para CCU. Dado que, globalmente hablando, la demanda de CO_2 es limitada comparada con la oferta, la selección debe priorizar fuentes que generen caudales de emisión acordes a los requerimientos de la conversión, con altas concentraciones de CO_2, menor impacto medioambiental y costes más reducidos del proceso de captura. El empleo de fuentes que procesen biomasa es de particular interés, pues los productos obtenidos pueden ser calificados como RF, si el hidrógeno es renovable.

Fuentes potenciales de CO_2 para captura

En las fuentes industriales el CO_2 procede de combustiones y del propio proceso. En algunos casos ambos tipos de CO_2 se generan conjuntamente en el mismo equipo, y es posible conseguir ahorro de costes si se aplicasen técnicas para separar ambas corrientes con objeto de alcanzar elevadas concentraciones de CO_2 para la captura en la etapa de proceso[145] (tabla 5).

[145] Un ejemplo de lo anterior es la tecnología Calix, aplicada a la fabricación de cemento en el marco del proyecto H2020 LEILAC. En https://www.project-leilac.eu/. Consulta el 29 de diciembre de 2021.

Proceso industrial	Observaciones
Producción de energía eléctrica con combustibles fósiles	Responsable de casi el 50% de las emisiones globales de CO_2 en el planeta. Opera principalmente con gas natural y carbón en centrales térmicas y ciclos combinados.
Refinerías de petróleo	Con un número de fuentes de emisión, en lugar de un foco centralizado. Unidades relevantes son el cracking y el reformado catalíticos y el reformado con vapor para producir hidrógeno.
Producción de etileno	El cracking con vapor de agua de hidrocarburos requiere combustión de gases de distinta procedencia, con las consiguientes emisiones de CO_2.
Plantas de cemento	Alrededor del 60% del CO_2 emitido corresponde al proceso de calcinación del carbonato cálcico materia prima. El resto procede de los procesos de combustión.
Producción de acero	Se utiliza en horno alto coque como combustible y reductor del mineral de hierro que pasa a un segundo horno de afino. Los altos hornos emiten CO_2 procedente de la combustión del coque y de proceso.
Óxido de etileno	Fabricado por oxidación de etileno, bien con aire o con oxígeno. Las emisiones de CO_2 se producen como consecuencia de la oxidación de parte de la carga de etileno para producir CO_2 y agua.
Producción de hidrógeno	Más del 90% del H_2 utilizado industrialmente se produce a partir del reformado de metano con vapor, fundamentalmente en refinerías y plantas de amoníaco. Se precisa un calentamiento adicional que se genera por combustión, con las correspondientes emisiones adicionales de CO_2.
Producción de amoniaco	El proceso incluye la producción de H_2 a partir de reformado con vapor y de N2 a partir de destilación de aire.
Procesado de gas natural	El gas natural es tratado en los yacimientos a pie de pozo para la separación del CO_2 presente. Es uno de los procesos de producción de CO_2 más económicos y simples.
Producción de etanol por fermentación	La fermentación convierte la glucosa en etanol y CO_2 que se separa en una corriente de gas que contiene un 98-99% de este componente. Aproximadamente el 35% del CO_2 emitido por este tipo de plantas procede de la combustión y el 65% restante de la fermentación.

Tabla 5. Nombre: Fuentes de CO_2 para CCU

Evaluación de alternativas de captura

Para evaluar las fuentes de mayor interés, es necesario tener en cuenta la concentración de CO_2 en la corriente a procesar, el coste de la captura y el balance de CO_2 de cada una de las alternativas.

Conceptos sobre captura de relevancia para los costes

Se emplea habitualmente el concepto del CO_2 evitado mediante el cual se compara una planta con CCS con una de referencia que no cuenta con este proceso[146]. La Figura 20 ilustra este concepto, así como el del CO_2 capturado.

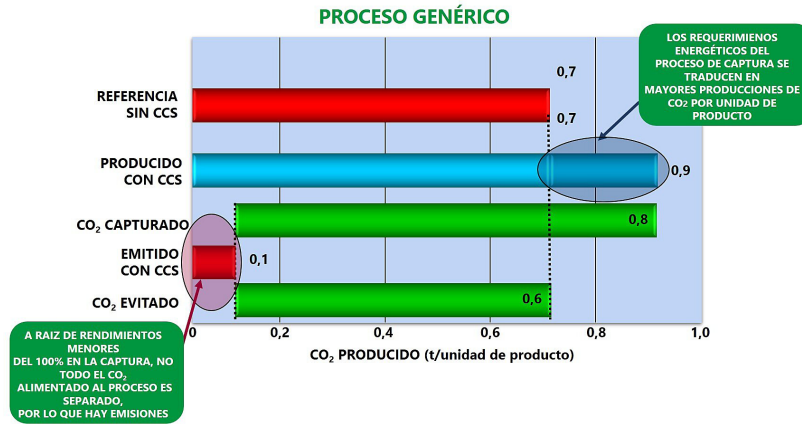


Figura 20. CO2 evitado y capturado. Elaboración propia a partir de IPCC (2005). «Special report on carbon dioxide capture and storage». P. 4.

146 CO_2 evitado = (CO_2 emitido sin captura -CO_2 emitido con captura).

El coste promedio de evitar la emisión de 1 t de CO_2 a la vez que se proporciona una unidad de producto (por ejemplo 1 MWh de electricidad en el caso de un CCGN) es el coste del CO_2 evitado, en €/t de CO_2:

$$\frac{(COE)_{ccs} - (COE)_{ref}}{(tCO_2/MWh)_{ref} - (tCO_2/MWh)_{ccs}}$$

En la expresión, COE es el costo de la electricidad generada (€/MWh), tCO_2/MWh es el factor de emisión de CO_2 del proceso y los subíndices «CCS» y «REF» se refieren a plantas con y sin CCS, respectivamente. Aunque muchas fuentes lo omiten, para comparar el valor obtenido con el del derecho de emisión de CO_2 en un esquema como el del ETS de la Unión Europea es preciso añadir los costes de transporte y almacenamiento[147], como en puridad exige el subíndice «S».

No obstante, el ámbito de este apartado se centra en la captura de CO_2 para obtener una materia prima para los procesos de conversión ulteriores. Procede por tanto trabajar con el concepto del coste del CO_2 capturado, también en €/t de CO_2.

$$\frac{(COE)_{cc} - (COE)_{ref}}{(tCO_2/MWh)_{capturado}}$$

En la expresión, tCO_2/MWh capturado es la masa de CO_2 capturado por MWh neto para la planta con captura (igual al CO_2 producido menos el emitido, habida cuenta que el rendimiento de captura siempre será menor del 100%). El COE es nuevamente el coste de la electricidad, pero el subíndice «CC» denota que se excluyen los costes de transporte y almacenamiento.

La diferencia de costes ente el CO_2 capturado y el evitado a favor del primero no debe hacer olvidar que las cantidades del primero, para una instalación determinada, son mayores que las del segundo, como pone de manifiesto la Figura 20.

147 Rubin, E. S. (2012). «Understanding the pitfalls of CCS cost estimates». International Journal Greenhouse Gas Control 10. Pp. 181-190.

Costes de la captura

El principal capítulo de costes se deriva del consumo de energía necesario para separar el CO_2 del resto de componentes presentes en los gases. Desde el punto de vista termodinámico esta es una operación en la que se precisa invertir una cantidad de energía muy elevada, aportando calor y trabajo para conseguir la separación. Tanta más energía, y por tanto mayor coste de separación, cuanto más diluido se encuentre el CO_2 en la mezcla de gases, por lo que interesa partir de fuentes lo más concentradas posibles en CO_2. En la Tabla 6 se observa como la captura

PROCESO	Contenido CO_2, % vol[1]	Emisiones en la UE $MtCO_2/a$[2]	Coste, \$/t CO_2 capturado[3]	Coste, \$/t CO_2 capturado[1]	Consumo de electricidad/calor/gas promedio GJ/t CO_2 [4]	Trabajo termodinámico mínimo teórico kJ/mol CO_2 capturado [5,6]
Procesado de gas natural	96-99	5,0	15-25	< 15	0,40/0,01/-	
Bioetanol por fermentación	>85		25-35	< 15		
Fabricación de amoniaco	98-100	22,6	25-35		0,40/0,01/-	
Producción de óxido de etileno	30, 98-100	17,7	25-35	< 15	0,40/0,01/-	
H_2 por SMR en refinerías	30-45, 98-100	5,3	50-80		0,35/-/-	
Cemento: pre-calcinador	20-30			45-65		
Cemento: horno de clinker	18			50-65		
Combustión de biomasa para electricidad	10-12			60-80		
Steam Cracking	7,1-12,2			50-90	3,16/-/-	9,4-12,8
Producción de cemento emisiones agregadas	14-33	119,4	60-120			5,2-12,6
Acerías (según unidades)	4-42	151,3	40-100	45-130	0,87/0,95/-	3,7-7,1
Fundición de aluminio	0,8-1,1			180-300		
DAC, Captura del aire	0,042		134-342		1,29/-/4,19[7]	

Tabla 6. Costes de CO_2 para diversas opciones de captura

[1] GCCSI (2021): Technology readiness and costs of CCS.P. 25-28.
[2] CCUS Projects Network. Feedstock for the process industries and climate action: The potential of CO_2 utilization. A brief overview.Second report of the thematic working group on CO_2 capture and utilization. P. 20. En https://www.ccusnetwork.eu/knowledge-hub/thematic-reports.
[3] Coste normalizado de captura de CO_2 por sectores, tomado de «Levelised cost of CO_2 capture by sector and initial CO_2 concentration, 2019». Actualización de 8 de noviembre de 2021. En https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-co2-capture-by-sector-and-initial-co2-concentration-2019. Consultado el 18 de diciembre de 2021.
[4] Von der Assen, N. et al. (2016). «Selecting CO_2 sources for CO_2 utilization by environmental merit order curves». Environment Science Technology 50. Pp.1.093-1.101.
[5] Bains, P. et al. (2017). « CO_2 capture from the industry sector». Progress in Energy and Combustion Science 63. Pp. 146-172.
[6] Incluída compresión a 10 MPa.
[7] Entre 0,84 y 2,34 GJ en forma de electricidad y entre 5,25 y 7,2 GJ por tonelada de CO_2 en forma de calor según la IEA (2021). Direct air capture, tracking report. November 2021. International Energy Agency, París. En https://www.iea.org/reports/direct-air-capture.

resulta mucho más económica en aquellos procesos que generan corrientes concentradas de CO_2.

Es preciso resaltar que numerosas técnicas de captura se encuentran en su etapa temprana de desarrollo y, por tanto, es de esperar que los costes se vayan reduciendo a medida que se avance en la curva de aprendizaje con la consiguiente mejora de diseño y eficiencia. Sin embargo, para procesos industriales en los que se realiza rutinariamente esa separación (hidrógeno y producción de gas natural), la tecnología está en un grado de madurez muy avanzado.

El precio del derecho de emisión en el marco EU ETS a mediados de diciembre de 2021 es superior a 80 €/t[148] lo que hace cambiar la perspectiva de hace tan solo unos meses antes sobre el interés de capturar cuando los precios eran un 40% inferiores.

Las fuentes de CO_2 de mayor concentración corresponden al procesado de gas natural, la producción de hidrógeno a partir del reformado de gas natural y la producción de amoníaco y etanol. Muchas tecnologías de captura, actuales y emergentes, están diseñadas para separar del 80 al 90% del CO_2 del gas que es tratado, pero es posible alcanzar tasas de captura más altas.

Selección de opciones de captura en base a huella de carbono

Como se ha señalado, la energía requerida es el factor determinante para priorizar las opciones. Las llamadas curvas de Orden de Mérito Medioambiental[149] (aunque centradas exclusivamente en emisiones de CO_2 equivalente) determinan para cualquier proceso industrial al que se dote de captura, los consumos energéticos y las emisiones de CO_2 que se añaden en todas las etapas, incluyendo el consumo adicional de fósiles, el consumo eléctrico con su huella de carbono asociada y la generación de calor además del transporte. Véase la Figura 21, que proporciona un grado de detalle adicional sobre la sección de captura de CO_2 de la Figura 10:

[148] 84,77 €/t el 16 de diciembre de 2021. En https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/.

[149] Von der Assen, N. et al. (2016). «Selecting CO_2 sources for CO_2 utilization by environmental merit order curves». Environment Science Technology 50. Pp. 1.093-1.101. En https://doi.org/10.1021/acs.est.5b03474. Consulta el 18 de diciembre de 2021.

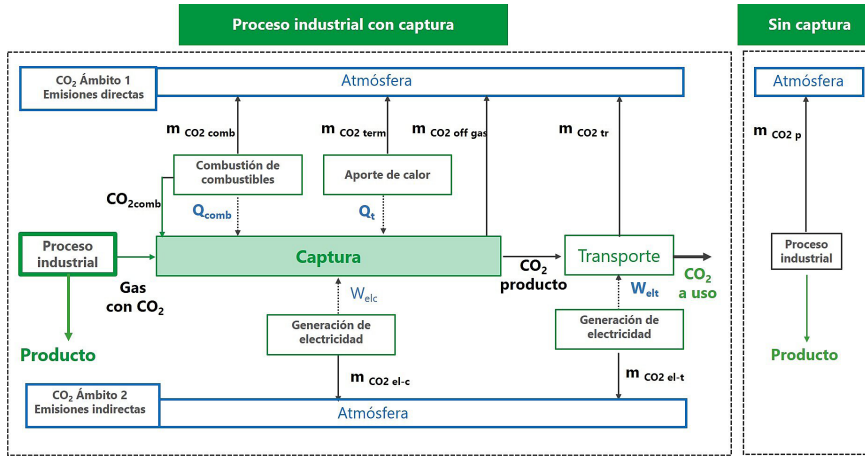


Figura 21. Consumos energéticos y emisiones de CO_2 de proceso industrial con y sin captura de CO2. «Selecting CO2 sources for CO2 utilization by environmental merit order curves». Environment Science Technology 50. Pp. 1.093-1.101

Para las diferentes opciones de captura, se puede calcular el CO_2 marginal en toneladas CO_2 emitidas por el proceso como suma del CO_2 directo (Alcance 1) más el CO_2 indirecto (Alcance 2) con respecto a las toneladas de CO_2 producto destinadas posteriormente a los diferentes usos en CCU[150].

Los valores del CO_2 marginal emitido por cada fuente se recogen en las cordenadas de la Figura 22. El ancho de las barras en el eje de abscisas muestra la cantidad disponible (Gt/a) para cada una de las fuentes en la Unión Europea.

Los resultados de CO_2 marginal, emitido por cada tonelada de CO_2 producto, disponible para su utilización varían entre 0,09 y 0,43 para las opciones estudiadas. Es decir, para cada tonelada de CO_2 capturada el propio proceso de captura podría llegar a ser responsable de la emisión de hasta 0,43 toneladas de CO_2 que anteriormente no se generaban en el proceso sin captura.

Las emisiones marginales más bajas se consiguen a partir de las corrientes casi puras de CO_2 que se obtienen en el procesado de gas natural, la producción de hidrógeno, amoniaco y óxido de etileno, lo que es congruente en términos generales con los valores de la Tabla 7.

[150] Von der Assen, N. et al. (2014). «Life cycle assessment of CO_2 capture and utilization: A tutorial review». Chemical Society Reviews 43, nº 23. DOI: 10.1039/c3cs60373c. Consulta el 30 de diciembre de 2021.

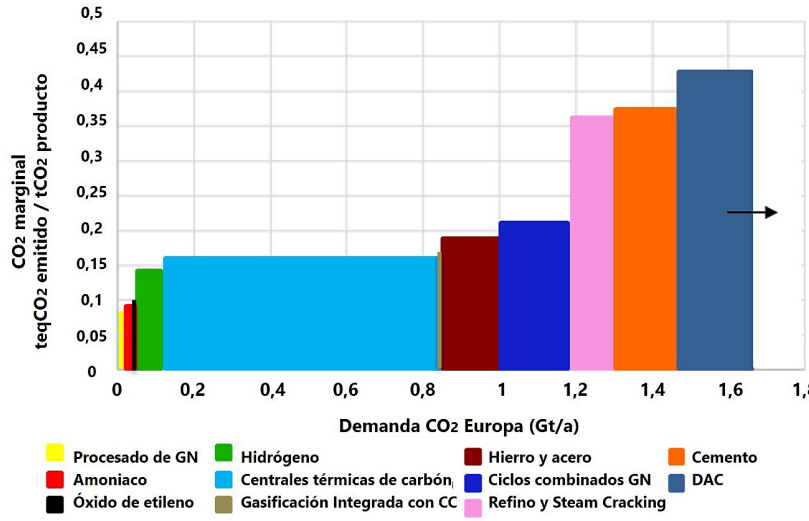


Figura 22. Orden de mérito de las fuentes de CO_2 para CCU. Adaptado de Von der Assen, N. et al. (2016). «Selecting CO_2 sources for CO_2 utilization by environmental merit order curves». Environment Science Technology 50. Pp. 1.093-1.101

Por consiguiente, la Figura 22 puede servir de guía para la selección, desde el punto de vista de este criterio, de las fuentes más adecuadas para CCU, que deberían ir entrando en mercado en función de la demanda. Es evidente que este criterio debe ponderarse con otros, como por ejemplo, distancia entre instalaciones productoras y consumidoras de CO_2, naturaleza y condiciones de operación de las mismas a raíz de la interdependencia que se origina y otras.

En cualquier caso, el criterio de selección de la fuente de CO_2 para captura debe incluir un conjunto de parámetros técnicos, económicos e incluso medioambientales generales (más allá del relativo exclusivamente a mitigación del cambio climático) que deben ser examinados caso a caso sin olvidar la consideración de la naturaleza, capacidad y demanda del proceso o procesos de conversión aguas abajo que completa la cadena de valor de la CCU.

De las opciones de la Figura 22, la DAC ocupa el último lugar, lo que merece una serie de consideraciones. Como se ha señalado en el Apartado «La política de la Comisión Europea y la captura» (p. 218) las tecnologías en desarrollo utilizan procesos de sorción (absorción o adsorción) sobre sorbentes líquidos o sólidos. El proceso requiere electricidad para ventiladores, bombas y com-

presores. En separaciones basadas en sorción, la regeneración del sorbente requiere calor (a 100 ºC para sorbentes líquidos y 900 ºC para sólidos) que puede generarse por combustión de gas natural, biomasa o termosolar de alta temperatura. La electricidad ha de ser totalmente renovable, pero a pesar de ello la huella de carbono no es cero, como se ha indicado[151].

Por consiguiente, es imprescindible determinar con precisión la huella de carbono de este tipo de procesos puesto que los sistemas gas-líquido requieren aproximadamente 5,25 GJ en forma de calor y 0,84 GJ de electricidad por tonelada de CO_2[152] (7,2 GJ en forma de calor y 2,34 en forma de electricidad para sistemas gas-sólido)[153]. La Figura 23 detalla los principales flujos de materia, trabajo y energía para una planta de captura de CO_2 del aire.

Se recuerda aquí el criterio base de la CCU referente a que como mínimo, el CO_2 «utilizado», la cantidad neta de CO_2 que es convertida en producto, sea positiva. Dicho CO_2 «utilizado» es la diferencia entre el CO_2 que entra en el proceso menos las emisiones directas (alcance 1) e indirectas (alcance 2).

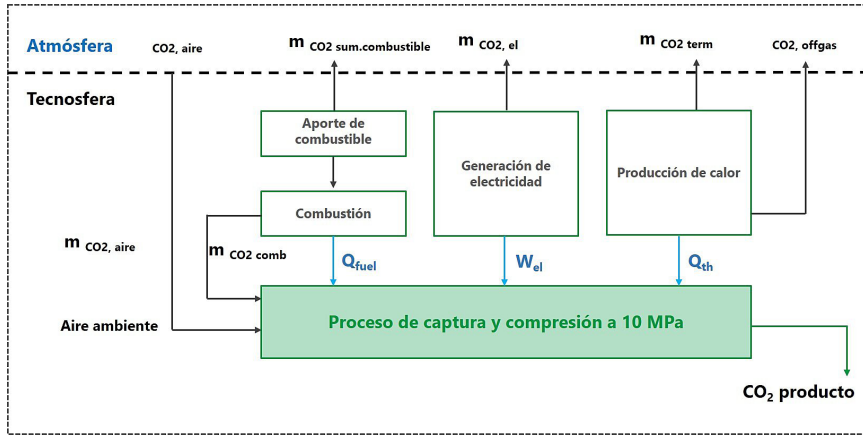


Figura 23. Consumos energéticos y emisiones de CO_2 del proceso DAC. Adaptado de Von der Assen, N. et al. (2016). «Selecting CO_2 sources for CO_2 utilization by environmental merit order curves». Environment Science Technology 50. Pp. 1.093-1.101

151 National Renewable Energy Laboratory (2012). Life cycle greenhouse gas emissions from solar photovoltaics. P. 2. NREL/FS-6A20-56487. US DOE.

152 IEA (2021). Direct air capture. Tracking report. November 2021. International Energy Agency, París. En https://www.iea.org/reports/direct-air-capture. Consulta el 18 de diciembre de 2021.

153 Ver Tabla 6.

Cuando el CO_2 capturado se destina a la fabricación de productos (DACCU), es posible realizar un balance energético (además del de huella de carbono) del conjunto de procesos que termina proporcionando productos como metano, metanol y combustibles sintéticos. Son las vías denominadas vías Power to X[154]. En la Figura 24[155] el balance se refiere exclusivamente al consumo de electricidad y la fracción del contenido energético de esta que va incorporada al producto, que en el mejor de los casos es algo superior al 50%.

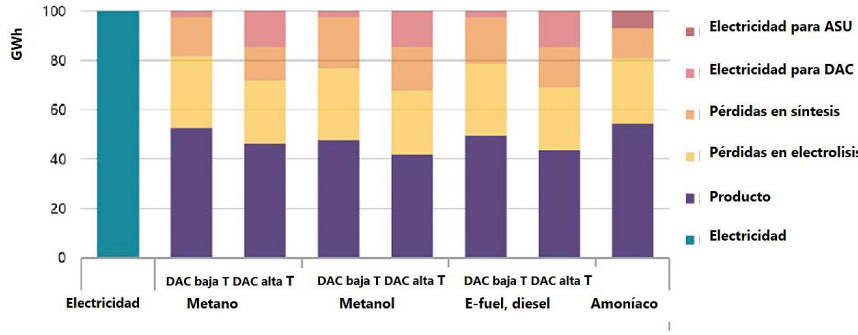


Figura 24. Consumos de energía en la producción de combustibles y materias primas vía DAC con H2 electrolítico.
ASU: Unidad de separación de aire.
Fuente: IEA (2019). The future of hydrogen. https://www.iea.org/reports/direct-air-capture, París. P. 56.
En https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen

La reducción de emisiones en siderurgia, cemento, química y petroquímica y refino de petróleo

Visión general

La figura 25[156] ilustra que el 29% de las emisiones globales de CO_2 procedentes de la transformación de energía y de los procesos tuvo como origen la industria y el 24% el transporte. Las citadas emisiones globales son cifradas por IRENA en 36,9 Gt para 2017[157].

154 EVELOY, V. Op. cit. p. 2.

155 IEA (2019). The future of hydrogen. International Energy Agency, París. P. 56. En https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen. Consulta el 30 de diciembre de 2021.

156 IRENA (2020-2). Reaching zero with renewables: eliminating CO_2 emissions from industry and transport in line with the 1.5 ºC climate goal. P. 19. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-269-7.

157 La cifra para el año 2021 se prevé se incremente con respecto al valor citado, tras la reducción del año 2020. En cualquier caso, ello no afecta al análisis que se realiza a continuación.

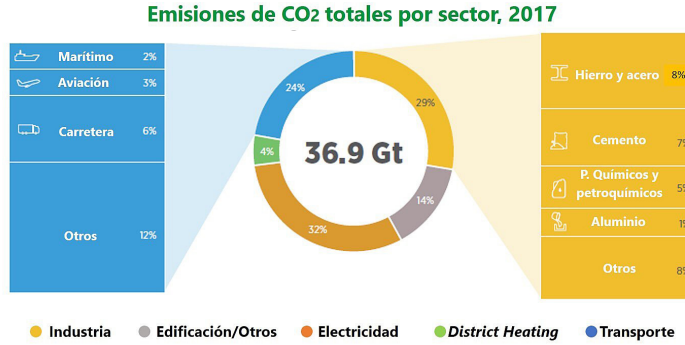


Figura 25. Contribución de la industria y el transporte a las emisiones globales de CO_2.
Adaptado de IRENA (2020). Reaching zero with renewables: eliminating CO_2 emissions from industry and transport in line with the 1.5 ºC climate goal. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. En https://www.irena.org/publications

En la industria los cuatro principales sectores son: siderurgia, cemento, productos químicos y petroquímicos, y aluminio. Trataremos en detalle los tres primeros y añadiremos el refino como sector adicional.

IRENA plantea las medidas a aplicar para conseguir cero emisiones netas en 2050[158] que se reflejan en la Figura 26 de forma global para el conjunto de los cuatro sectores mencionados[159]. La contribución de la CCUS deberá suponer más de un tercio de la reducción de emisiones, contabilizando conjuntamente las CDR y el empleo de combustibles sintéticos.

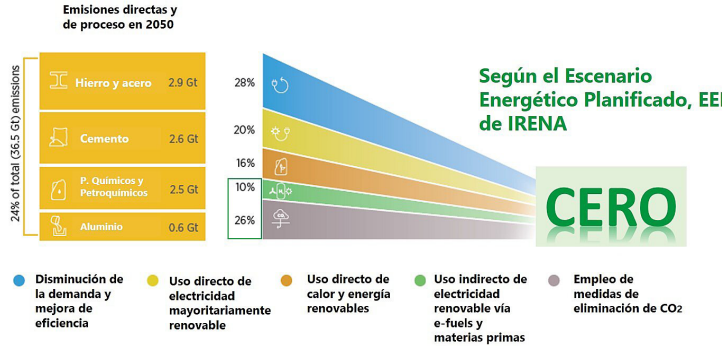


Figura 26. Contribución de los sectores industriales a las emisiones globales de CO_2 y vías de reducción de emisiones. Adaptado de IRENA (2020). Reaching zero with renewables: eliminating CO_2 emissions from industry and transport in line with the 1,5 ºC climate goal. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. En www.irena.org/publications

158 Ver Figura 4.

159 IRENA (2020-2). Op. cit. p. 20.

La industria objeto de este apartado tiene los tipos de emisiones indicados en la Tabla 7. En el ámbito de esta contribución nos centramos en las emisiones directas que requieren esquemas de actuación específicos en numerosos casos.

Proceso industrial	Observaciones	Alcance[1]
Emisiones directas	Originadas por el empleo de combustibles fósiles para generar calor, vapor de agua para calentamiento o motriz, calentamiento de fluidos térmicos y otros	1
Emisiones de proceso	Derivadas de los procesos de fabricación: CO_2 de la calcinación de la caliza en fabricas de cemento, de la reformado de metano con vapor para generar hidrógeno o del consumo de cátodos en la fabricación de aluminio.	1
Emisiones indirectas	Generadas en la producción de electricidad y otros insumos a los procesos de fabricación, por ejemplo hidrógeno	2
Emisiones indirectas no incluidas en el grupo anterior[2]	Originadas aguas arriba del proceso de fabricación[3] y en la utilización de los productos	3

Tabla 7. Tipos de emisiones de CO_2 en la industri

Notas:

1. **Según Corporate Accounting and Reporting Standard. The Greenhouse Gas Protocol. En https://ghgprotocol.org/corporate-standard.**
2. **Ver guía de cálculo en https://ghgprotocol.org/scope-3-technical-calculation-guidance.**
3. **Por ejemplo, asociadas al suministro de materias primas.**

Las industrias en cuestión producen grandes cantidades de productos que se comercializan en mercados globales altamente competitivos. Los costes de la energía suponen en muchos casos una parte importante del OPEX, por lo que la necesidad de reducir emisiones incorporando nuevos procesos y consumos energéticos adicionales derivados de legislaciones muy exigentes puede suponer una pérdida de competitividad para las instalaciones ubicadas en esos territorios. A ello se añade la imprescindible necesidad de infraestructuras de transporte y de almacenamiento de CO_2 cuando es preciso recurrir a ella ante la inexistencia o inaplicabilidad de alternativas tecnológicas demostradas. Es por ejemplo el caso del cemento en el que el 60% de las emisiones procede de la transformación de la materia prima[160].

Se han elaborado unos cuadros resumen sobre los sectores de acero, químico/ petroquímico, cemento y refino de petróleo (circunscrito a la Unión Europea en este caso). Las emisiones de los tres primeros suponen el 20% de las emisiones de CO_2 del planeta, de las que China concentra la mitad. Como características comunes tenemos:

160 IEA (2020). Op. cit. p. 63.

a) Las tecnologías necesarias no están en estado comercial.

b) Los productos se comercializan en mercados globales y son fáciles de transportar.

c) Los márgenes son escasos, por lo que los costes adicionales implican pérdida de competitividad.

d) Los productos "verdes" son hasta dos veces más caros que los convencionales, a fecha de hoy.

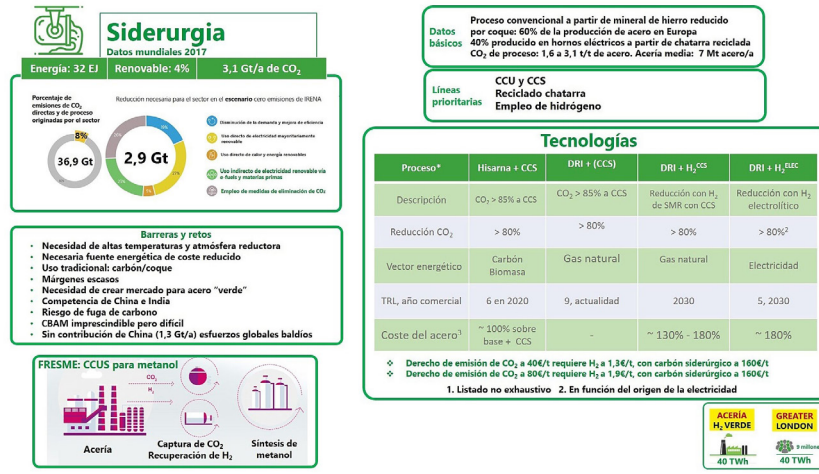
e) Existe claro riesgo de fuga de carbono, especialmente si no hay disponibilidad de infraestructuras de transporte y almacenamiento.

f) La implantación de CBAM es imprescindible pero compleja.

g) La CBAM implica necesariamente un mecanismo de certificación de huella de carbono.

Industria siderúrgica

El Cuadro 1 presenta de manera esquemática la información relevante relativa al sector a escala mundial, con datos básicos, líneas prioritarias, barreras y tecnologías.



Cuadro 1: Siderurgia

Referencias:

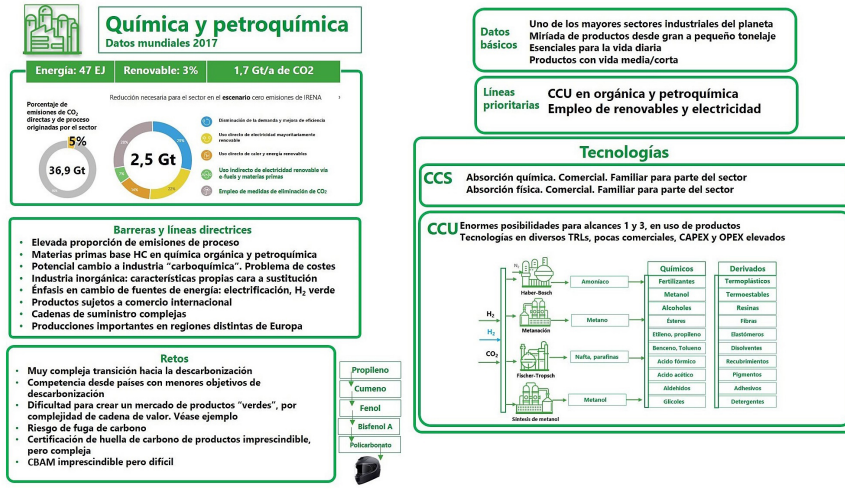
1 Bellona Europa Climate Scoreboard (2018). An industry's guide to climate action. En https://bellona.org/publication/an-industrys-guide-to-climate-change.

2 European Commission (2018). European steel: the wind of change. P. 20. ISBN: 978-92-79-80075-7. DOI: 10.2777/236603.

3 IRENA (2020). Reaching zero with renewables: eliminating CO_2 emissions from industry and transport in line with the 1.5 ºC climate goal international.
4 Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-269-7. En https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables y http://www.fresme.eu/about.php.

Industria química y petroquímica

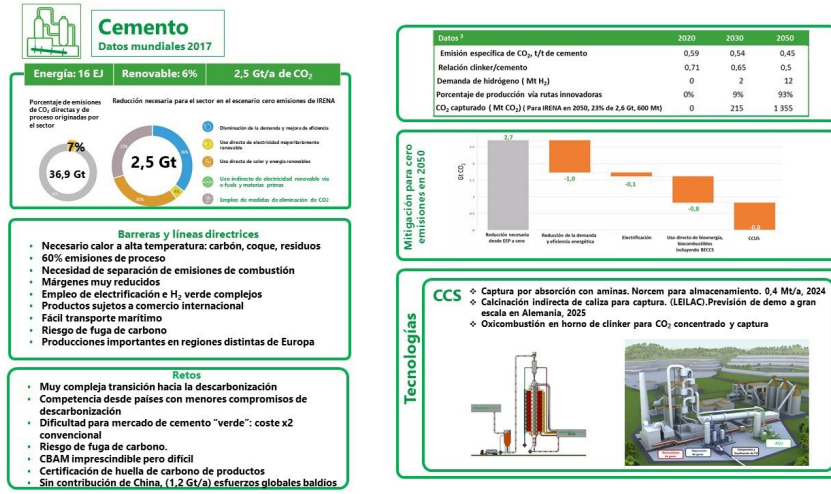
El Cuadro 2 presenta de manera esquemática la información relevante relativa al sector a escala mundial, con datos básicos, líneas prioritarias, barreras y retos.



Cuadro 2. Química y petroquímica. Esquema CCU: Elaboración propia
Referencias:
1. IEA (2020). Energy technology perspectives 2020. Special report on carbon capture utilisation and storage. P. 51. En https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions.
2. IRENA (2020). Reaching zero with renewables: eliminating CO_2 emissions from industry and transport in line with the 1.5 oC climate goal international. Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-269-7. En https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables

Fabricación de cemento

El Cuadro 3 muestra un conjunto de datos básicos de relevancia, la contribución de las diferentes herramientas disponibles, barreras, retos y ejemplos de tecnologías.



Cuadro 3. Cemento

Referencias:

1. IEA (2020). Energy technology perspectives 2020. Special report on carbon capture utilisation and storage. P. 51. En https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions.

2. IRENA (2020). Reaching zero with renewables: eliminating CO_2 emissions from industry and transport in line with the 1.5 oC climate goal international. Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-269-7. En https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables

3. IEA (2021). Net zero by 2050. International Energy Agency, Paris. En https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050.

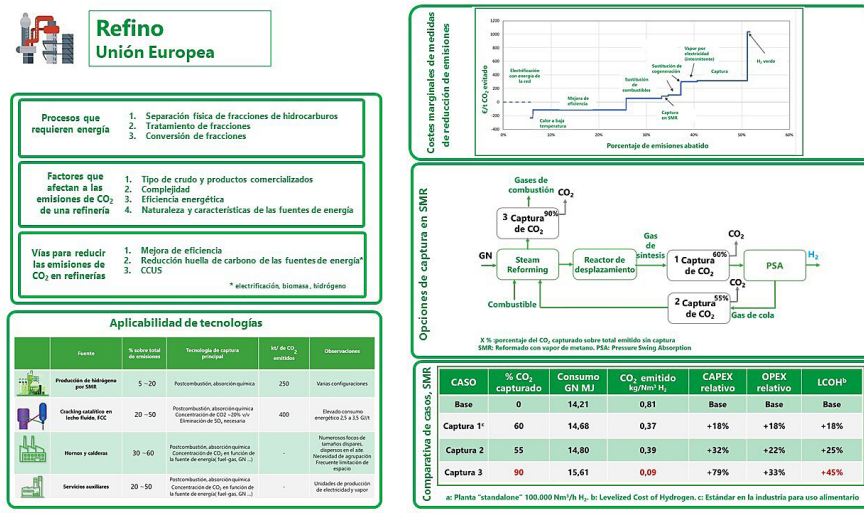
4. https://www.norcem.no/en/CCS.

5. IEA (201). En https://www.iea.org/reports/cement.

Fuente imágenes Tecnología CCS: https://www.project-leilac.eu/ y https://www.heidelbergcement.com/en/ecra-oxyfuel.

Refino de petróleo

El Cuadro 4 resume los aspectos más relevantes de la reducción de emisiones en refinería, con particular énfasis en las opciones de captura en SMR.



Cuadro 4. Refino

Referencias:

1. IEAGHG (Marzo de 2017). 2017-TR3 reference data and supporting literature reviews for SMR based hydrogen production with CCS.
2. Concawe (2019). CO2 reduction technologies. Opportunities within the EU refining system (2030/2050).
Report nº 8/19. Concawe (2020). Technology scouting -carbon capture: from today's to novel technologies. Report nº 18/20.

Retos y barreras para el despliegue de la captura. Consideraciones técnicas, económicas y geográficas

Marco de referencia

Las consideraciones a continuación se centran en la Unión Europea, habida cuenta la ambición de descarbonización de la Comisión, traducida en un marco legislativo y regulatorio acorde con aquella. Por tanto, el análisis que incluye este apartado tiene como referencia las circunstancias de la Unión Europea y detalla barreras y retos que son específicos para ella, aunque puedan ser (y de hecho lo son en buena medida) extrapolables a otras regiones del planeta.

Ello no impide la constatación de que los proyectos de captura y almacenamiento de mayor tamaño y en operación o en fase avanzada de implementación estén en otros territorios (particularmente EE. UU. y Canadá) aunque en numerosos casos la fuerza impulsora para la actividad está en el empleo para EOR. Conviene recordar que EE. UU., sin una actividad legislativa tan profusa y tan amplia como la de la Comisión

Europea ha puesto en práctica el referenciado mecanismo llamado Q45[161].

La necesidad de un marco comercial para la captura

Hacer que las inversiones en todos los elementos de la cadena de valor de la captura, ya sea para almacenamiento o para empleo, sean atractivas requiere un marco regulatorio adecuado que proporcione un entorno predecible para la rentabilidad de las inversiones y la construcción de modelos de negocio sólidos[162]. Distinguimos a continuación entre la CCS y la CCU.

Captura para almacenamiento

En el esquema actual, el ahorro en derechos de emisión de la instalación que deja de emitir debe compensar los costes asociados a la captura, transporte y almacenamiento. Por consiguiente, el precio del derecho de emisión es el dato básico para el análisis económico y financiero de las operaciones. El CO_2 originado a partir de biomasa podría tener un tratamiento diferente y más favorable según la revisión de la directiva ETS, como se ha mencionado. La razón es clara: el objetivo de cero emisiones netas requiere inevitablemente emisiones negativas y la vía BECCS constituye la herramienta tecnológica más potente.

Las tres actividades mencionadas corresponden a negocios muy diferenciados entre sí, de forma que en la mayoría de los casos habrá al menos tres operadores con campos de especialización diferentes. El CO_2 será transferido desde las instalaciones de captura a las infraestructuras de transporte y a través de esta a las de almacenamiento. Los riesgos de contraparte[163] inherentes a una cadena de esta naturaleza suponen una barrera notable y actualmente no hay mecanismos de compensación previstos por la Comisión para mitigar los riesgos de todo tipo derivados de

[161] GCCSI (2020). The US section 45Q tax credit for carbon oxide sequestration: an update. En https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/the-us-section-45q-tax-credit-for-carbon-oxide-sequestration-an-update/. Consulta el 30 de diciembre de 2021.

[162] IEAGHG (2020). Review of constructability and operational challenges faced by CCUS projects, 2020-12. En http://documents.ieaghg.org/index.php/s/sfx0utAgVesITsk/download.

[163] El riesgo de contraparte es aquel que se refiere a la posibilidad de que el otro agente en una transacción incumpla con su compromiso.

ello, especialmente en el marco del Innovation Fund, herramienta esencial para dar soporte financiero a estas iniciativas[164].

En relación con la etapa de captura, las instalaciones dotadas de varias tecnologías necesarias[165] requieren obviamente mayores CAPEX y OPEX que las que carecen de ellas, de donde mayores costes por unidad de producto. Evidentemente la reducción de emisiones obtenida (rendimiento de captura siempre menor del 100%, por lo que serán siendo necesarios derechos de emisión) ha de compararse con los extracostes mencionados.

En el caso de la DACC resulta evidente que en ausencia de mecanismos específicos de índole pública o filantrópica que retribuyan los costes asociados a la retirada definitiva de CO_2 de la atmósfera para su almacenamiento geológico definitivo, no se identifica un modelo de negocio que permita abordar las inversiones necesarias.

Los retos principales para diseñar un modelo de negocio viable son:

- Ausencia de incentivos para acometer las grandes inversiones asociadas que conllevan tiempos de autorización ejecución y puesta en servicio muy prologados.
- Magnitud de las inversiones.
- Necesidad de regulación por la Comisión especialmente en el caso de transporte transfronterizo.
- Desacople temporal entre la disponibilidad de las instalaciones de captura y de transporte y almacenamiento. Como indica IEA[166] nos encontramos ante un círculo vicioso: cómo capturar si no hay cómo transportar y almacenar, y cómo invertir en infraestructuras si no hay CO_2 para rentabilizarlas.
- Incertidumbre a futuro de caudales de CO_2 a transportar como consecuencia de la maduración de tecnologías alternativas a la captura para disminuir las emisiones de los procesos.

164 Junto con el Innovation Fund, la otra herramienta de financiación de CCS en el elemento de transporte es la CEF al que tienen acceso los proyectos PCI. Ver Apartado «El soporte al desarrollo tecnológico: SET-Plan e Innovation Fund» (p. 226).

165 Además de la unidad específica para la separación de CO_2 de la corriente de gases son necesarias, entre otras, el tratamiento de los gases alimentados a la etapa de separación en función de la tecnología de la misma, y el tratamiento y compresión del CO_2 obtenido para cumplir especificaciones del operador del sistema de transporte, como se ha detallado en el Apartado «Transporte».

166 IEA (2020). Op. cit. p. 34.

- Responsabilidad a largo plazo sobre el CO_2 almacenado.

El primer programa a gran escala para acelerar el despliegue de la CCS en la Unión Europea, lanzado en 2008[167] terminó unos años más tarde con la cancelación progresiva de los seis proyectos[168]. Las razones para ello fueron múltiples, pero el denominador común fueron las incertidumbres sobre variables esenciales para cerrar un plan de negocio en los ámbitos regulatorio, de mercado y rentabilidad económica[169]. Es de esperar que las acciones de la Comisión tomen en consideración las lecciones aprendidas, pues la inversión de 1.000 millones de euros resultó en tan solo una planta de desarrollo culminada con el programa de pruebas ejecutado, precisamente en España[170].

Captura para empleo

En el caso de la CCU orientada a productos de interés comercial, el CO_2 alimenta a procesos que en no están aún plenamente disponibles a escala comercial y que deben utilizar en numerosos casos hidrógeno bajo en carbono y/o renovable producido por electrólisis. Resulta evidente que recorrer la curva de aprendizaje tanto para los procesos de conversión de CO_2 como para los electrolizadores se traducirá en una reducción clara del CAPEX.

Desde el punto de vista del OPEX, los factores relevantes son el precio del CO_2 (derivado de la fuente y del proceso de captura) y sobre todo el precio de la electricidad, que debería ser virtualmente cero según algunas fuentes, para que el coste de

---

167 https://www.iea.org/policies/11692-european-energy-programme-for-recovery?page=3&topic=Carbon%20Capture%20Utilisation%20and%20Storage. Consulta el 23 de diciembre de 2021.

168 El profesor Cortés actuó como experto de la comisión para el seguimiento de los cuatro proyectos que se cancelaron tras el de Compostilla (Belchatów, Portotolle, Don Valley y ROAD) y tuvo el dudoso honor de informar favorablemente los close-out reports de los mismos.

169 The compostilla proyect OXYCFB300: carbon capture and storage demonstration project, knowledge sharing FEED report (2013). P. 120. ENDESA, CIUDEN, Foster Wheeler. En https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/137158/Compostilla-project-OXYCFB300-carbon-capture-storage-demonstration-project-knowledge-sharing-FEED-report.pdf. Consulta el 23 de diciembre de 2021.

170 «As of 2018, 35 of 44 projects in gas and electricity infrastructure were completed; 4 of 9 in offshore wind are operational, but only one in carbon capture and storage (the CIUDEN Technology Development Plant in the north of Spain, which tested CO_2 capture technology in an oxy-combustion process)». En https://www.iea.org/policies/11692-european-energy-programme-for-recovery?page=3&topic=Carbon%20Capture%20Utilisation%20and%20Storage. Consulta el 23 de diciembre de 2021.

fabricación del hidrógeno electrolítico pueda ser competitivo con el procedente de reformado con vapor de metano, estimado en más de un 70% inferior. A resaltar, como ya se ha indicado, que la obtención de una tonelada de metanol requiere algo menos de 1,5 t de CO_2, 0,2 t de H_2 y aproximadamente 12 MWh[171]. De forma complementaria, el recurso a la electricidad renovable no gestionable requerirá de sistemas de almacenamiento para asegurar la operación de procesos químicos (la mayoría catalíticos) concebidos para operar en régimen estacionario.

El resultado de la CCU serán productos para comercialización, que a día de hoy no son competitivos con los obtenidos a partir de combustibles fósiles. Factor adicional de relevancia (como se ha señalado anteriormente) es que la propuesta de revisión de la directiva ETS[172] establece requisitos para evitar la doble contabilidad de las reducciones de gases de efecto invernadero, y para el caso de combustibles sintéticos atribuye la reducción de emisiones al usuario de los mismos.

La consideración de la huella de carbono asociada a los productos es esencial, en el caso de que su empleo se traduzca en reemisiones de CO_2 a la atmósfera (combustibles, pero también materiales que experimenten incineración al final de su vida útil). En este sentido, véanse los apartados «El balance de carbono de la CCU» (p. 243) y «Principales productos de la CCU» (p.246).

La necesidad de infraestructuras de transporte y almacenamiento

Las agrupaciones de industrias o clusters

Las agrupaciones de actividades industriales ubicadas en áreas determinadas facilitarán la implantación de infraestructuras de transporte que pueden dar servicio a varios usuarios, haciendo potencialmente más atractiva una inversión multicliente, pues sería factible dar servicio a instalaciones pequeñas y medianas que por sí solas no justificarían la inversión. En ausencia de tales agrupaciones, los esquemas punto a punto (de una instalación de captura a una de almacenamiento) no parecen en principio fáciles de implementar. Las configuraciones de redes son muy variadas y dependerán de cada caso concreto. Cuestión adicional relevante es que las necesidades de transporte se producirán necesaria-

171 Joint Research Centre (2016). Op. cit. p. 62.

172 https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/revision-phase-4-2021-2030_es.

mente decaladas en el tiempo, por lo que los operadores deberán optar por la mejor estrategia de capacidad (y de inversión por consiguiente).

Retos técnicos y operativos[173]

A las barreras descritas para la disponibilidad de infraestructuras compartidas se añaden otras de índole técnica y operativa. Los operadores recibirán corrientes con caudales distintos sujetos a intermitencia que es preciso medir con precisión. Las corrientes deberán cumplir especificaciones, pero tendrán caudales, composiciones y propiedades distintas. Ello requerirá herramientas avanzadas de gestión de la red incluyendo monitorización remota en tiempo real de composición en diferentes puntos pues esta experimentará inyecciones de CO_2 de fuentes diversas a lo largo de su recorrido.

La elección base será el transporte a alta presión por tubería, de 8 a 11 MPa, pero el transporte en barco a 1,5 MPa desde ubicaciones alejadas de reservorios geológicos o para complementar el transporte por tubería tendrá su importancia. Merece atención el balance de carbono de un transporte de esta naturaleza, hasta que la utilización en transporte marítimo de RF y RFNBO sea una práctica extendida. Ello resulta en una barrera geográfica que afecta a la futura competitividad de la industria en países que no disponen de almacenamientos geológicos, como veremos a continuación.

En el ámbito de los retos técnicos destaca que las propiedades termodinámicas de CO_2 de captura difieren no solo de las del gas natural sino incluso de las del CO_2 puro, como se ha detallado en el Apartado «Transporte» (p. 236). Es preciso además incluir los aspectos de seguridad de instalaciones y personas. Las propiedades corrosivas de algunas impurezas del CO_2 capturado y el comportamiento de tuberías de CO_2 en depresurización[174] requieren previsiones especiales en cuanto a selección de materiales y disposiciones constructivas para evitar fenómenos indeseables como la propagación de fractura dúctil, para cuya definición no existen

[173] ZEP (2020). A trans-european CO_2 transportation and infrastructure for CCUS: opportunities and challenges. P. 33

[174] VITALI, M. et al. (2021). «Risks and safety of CO_2 transport via pipeline: a review of risk analysis and modeling approaches for accidental releases». Energies 14. 4.601. En htps://doi.org/10.3390/en14154601.

metodologías validadas[175]. Y la naturaleza del CO_2 como gas denso es relevante cara a su dispersión en la atmósfera en entornos poblados, requiriendo de herramientas de modelización específicas para evaluación y concepción de medidas de mitigación de riesgos.

La recepción en el lugar de almacenamiento de corrientes con composiciones variables también requiere por parte del operador del almacenamiento (en adecuada coordinación con el del transporte) una monitorización y control continuos, pues las impurezas pueden afectar a la capacidad efectiva del reservorio y generar reacciones indeseables o impedir reacciones de atrapamiento en las que descansa la retención en el subsuelo[176].

En cualquier caso, puede deducirse que los acuerdos contractuales entre productores, transportadores y gestores de almacenamiento para aceptación de flujos abre una problemática susceptible de litigiosidad que de terminar con el venteo a la atmósfera de la corriente no admitida se traduce en la entrada en vigor de las previsiones de la directiva ETS referente a la entrega de derechos de emisión por el CO_2 venteado y no almacenado.

La localización geográfica

El emplazamiento del reservorio condiciona obviamente la configuración de la cadena de valor completa. En ese sentido nos encontramos EE. MM. que parten de situaciones de partida muy diferentes. Básicamente hay dos categorías, establecidas en función de las siguientes circunstancias, no excluyentes entre sí:

- Tradición en exploración y producción de petróleo y gas a partir de pozos parcial o totalmente agotados, fundamentalmente en alta mar. Ello supone el conocimiento exhaustivo del subsuelo, la existencia de reservorios para almacenar CO_2 e incluso en ocasiones la disponibilidad de instalaciones reutilizables, amén de compañías y equipos especializados.
- Existencia de reservorios distintos a campos de petróleo y gas agotados (por ejemplo, formaciones salinas profundas) pero mayoritariamente en tierra.
- Distancias entre los puntos de emisión y los de almacenamiento y derivado de ello, alternativas de transporte a emplear (tubería, barco, ferrocarril…).

[175] ZEP (2020). Op. cit. p. 46. Consulta el 26 de diciembre de 2021.
[176] ZEP (2020). Op. cit. p. 54. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

- Grado de sensibilidad de los Gobiernos ante la importancia de la captura y almacenamiento para la supervivencia de la industria emisora de CO_2 en sus respectivos países.
- Respeto por los Gobiernos (y la Comisión Europea) del principio de neutralidad tecnológica.
- Percepción social favorable por tradición de explotación de recursos subterráneos o adversa por experiencias previas desafortunadas sobre almacenamiento de gas en el subsuelo.

Quizás la mejor manera de ilustrar la diferencia de actividad entre los EE. MM. sea el examen de la Figura 27 [177, 178, 179]. La concentración de proyectos en las riberas del mar del Norte se explica por el resultado favorable de varios de los ítems listados anteriormente. Es evidente que la decisión de implantación de una nueva actividad que necesite la captura para su operación tendrá en cuenta este factor de disponibilidad de almacenamiento.

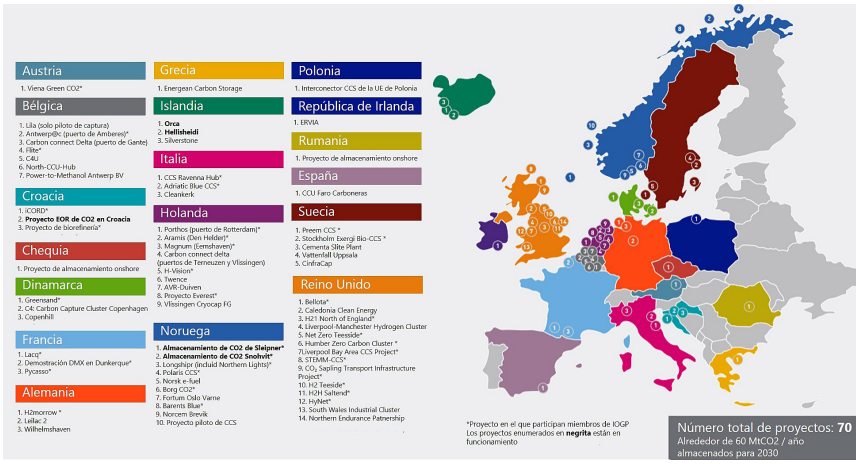


Figura 27. Instalaciones de CCUS existentes y previstas en la Unión Europea. Fuente: https://www.iogp.org/bookstore/product/map-of-ccs-projects-in-europe/

177 International Association of Oil&Gas Producers, IOGP. En https://www.iogp.org/bookstore/product/map-of-ccs-projects-in-europe/. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

178 La referencia anterior, además del mapa mostrado, incluye un cuadro sintético de características e hipervínculos a los sitios de internet de los diferentes proyectos, cuando están disponibles.

179 La figura no incluye los proyectos del Innovation Fund, primera convocatoria, Large Scale (Figura 6) y Small Scale. Estos proyectos, para el caso de España, son CCU, no CCS.

En consecuencia, las regiones indicadas serán en principio (y sin entrar en otros factores) más competitivas en un Mercado Único descarbonizado. A ello es preciso añadir que grandes infraestructuras de almacenamiento (Northern Lights, el componente central de la iniciativa noruega Longship, con apoyo financiero gubernamental) suponen un polo de atracción de actividad industrial y posiblemente unos costes competitivos por economías de escala. Y además es altamente improbable que las instalaciones industriales que se van a conectar hubiesen decidido instalar captura sin esta opción de almacenamiento.

No incluido en el esquema anterior está el proyecto Pycasso[180], que aprovecharía campos de gas agotados en el suroeste de Francia para almacenar CO_2 capturado y transportado desde diversas regiones del norte de España para ser almacenado conjuntamente con otras corrientes procedentes de las regiones francesas de Aquitania y Pirineos.

El transporte transfronterizo de CO_2

El transporte transfronterizo terrestre de CO_2 supone un cierto número de retos desde la perspectiva legal y administrativa[181], habida cuenta la presumible diferencia en requisitos legales de toda índole entre EE. MM. A pesar de la envolvente comunitaria genérica, es de sobra conocido que la atribución de funciones difiere no ya entre Estados, sino entre regiones dentro de los Estados. Lo que se traduce en que los procedimientos y calendarios son diferentes. La experiencia en el marco de la directiva TEN-E[182] con otro tipo de infraestructuras trasfronterizas en el seno de la Unión pone de manifiesto que la aplicación de los mecanismos previstos puede resultar en ralentización y retraso en los procedimientos. La revisión de la directiva en curso debería incluir previsiones para evitar bloqueos de facto por EE. MM. para los que la CCUS no entra entre sus prioridades para la reducción de emisiones.

---

180 En el Carbon capture, utilisation and storage forum celebrado online el 11 de octubre de 2021 se anunció la firma del MoU del proyecto Pycasso de colaboración entre compañías de Francia y España para almacenamiento onshore en el suroeste de Francia, que permitiría almacenar 30 Mt/a capturado en los dos EE. MM. en un radio de 200 km. En el proyecto estarían involucrados el País Vasco, Aragón, Cataluña, Aquitania y Pirineos y estaría liderado por Repsol y LafargeHolcim entre otros.

181 ZEP (2020). Op. cit. p. 67. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

182 Ver Apartado «La revisión de la normativa TEN-E», página 223.

Desde el punto de estándares de diseño, no hay requisitos específicos en la mayoría de los países para las tuberías de CO_2 que afecten al diseño conceptual y operación. Resulta indispensable un marco de referencia suficientemente detallado por parte de la Comisión para evitar que los estándares sean distintos según tramos de la tubería, lo que es impracticable.

En relación con el transporte marítimo es preciso destacar una importante barrera, tan solo parcialmente resuelta. El Protocolo de Londres[183] prohíbe la exportación (y la importación) de CO_2 para CCS offshore. La enmienda presentada en 2009 para eliminar la prohibición no fue ratificada por un número de países suficiente, por lo que no entró en vigor. No obstante, en 2019 los firmantes del protocolo acordaron la posibilidad que aquellos signatarios que deseen participar en una red transfronteriza de CO_2 para CCS offshore pueden unilateralmente declarar la aplicación provisional de la enmienda y formalizar acuerdos con otros signatarios.

Reutilización de redes de gas

El empleo de infraestructuras existentes puede suponer importantes ahorros de costes y de plazos de puesta en servicio. En el mar del Norte, en los sectores de Noruega y del Reino Unido, hay más de 850 tuberías con una longitud total de 7.500 km que van a ser puestas fuera de servicio en los próximos años, lo que abre un potencial de reutilización que es conveniente explorar.

Es obvio que la viabilidad del cambio de uso debe analizarse exhaustivamente teniendo en cuenta factores técnicos y de seguridad, que han de evaluar no solo la compatibilidad de la infraestructura para el nuevo uso (presiones y composiciones) sino la evaluación de la integridad de los activos que se pretende reutilizar. Para mayor detalle, véase ZEP[184].

La consideración de la CCS y la CCU en la taxonomía

La regulación de la taxonomía[185] incluye en su Artículo 10.e las actividades CCS y CCU entre las que tienen «contribución

[183] IMO. Convention on the prevention of marine pollution by dumping of wastes and other matter. En https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/London-Convention-Protocol.aspx. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

[184] ZEP (2020). Op. cit. p. 49. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

[185] Apartado «La captura en la Taxonomía» (p. 225).

sustancial a la mitigación del cambio climático» siempre que se obtenga una reducción neta de las emisiones de gases de efecto invernadero[186].

Los criterios técnicos de selección[187] establecen la elegibilidad de la CCS en la Taxonomía, mientras que la CCU aún no está incluida, estando en estudio los criterios. Se excluyen actualmente todos los activos de transporte de CO_2 que sirvan para aportar CO_2 a instalaciones CCU, con independencia de la fracción que ello suponga sobre el total transportado (siendo el resto para CCS). Por lo tanto, el esquema actual descalifica a la totalidad de la infraestructura[188]. Se hace necesaria de manera urgente una revisión del ámbito de aplicación del esquema[189] y ZEP propone una redacción alternativa a la actual[190] cifrando en primera instancia un porcentaje máximo de CO_2 para CCU que debería ser revisado con el tiempo.

De no eliminarse esta barrera, las inversiones en CCU no tendrán cabida en los mecanismos de financiación sostenible y ello supondrá un importante freno a su despliegue.

La captura en los Planes Integrados de Energía y Clima

El Reglamento 2018/1999 requería a los EE. MM. la presentación de los denominados Planes Nacionales de Energía y Clima (PNIEC en el caso español) antes de final del año 2019. Los citados planes han sido evaluados por la Comisión y tanto los

186 «Substantial contribution to climate change mitigation that: increasing the use of environmentally safe carbon capture and utilisation (CCU) and carbon capture and storage (CCS) technologies that deliver a net reduction in greenhouse gas emissions».

187 Commission Delegated Regulation (EU) …/... supplementing Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council by establishing the technical screening criteria… C/2021/2800 final. En https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM:C(2021)2800.

188 Technical annex to the TEG final report on the Eropean Union taxonomy. P. 316. https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy_en.pdf. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

189 ZEP (2020-2). Future-proofing the taxonomy regulation regarding CO_2 transport infrastructure. https://zeroemissionsplatform.eu/future-proofing-the-taxonomy-regulation-regarding-co2-transport-infrastructure/. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

190 «Assets or activities that enable carbon capture and use (CCU) will deem all the connected elements of an existing transport network ineligible if the volume of CO_2 aimed for utilisation exceeds 20% of the total volume of CO_2 transported».

planes como la evaluación por la Comisión han sido hechos públicos[191].

El examen de las estrategias a largo plazo de los EE. MM. proporciona una indicación de las actitudes nacionales hacia las tecnologías y en particular para el caso que nos ocupa de la captura. Una evaluación realizada por una asociación ajena a la Comisión[192] muestra que doce EE. MM. han incluido la implementación de actividades de investigación y desarrollo en CCS en sus respectivos planes, mientras que cinco EE. MM. han incluido el desarrollo de una estrategia y proyectos a gran escala para 2030. España no está en ninguna de las categorías, ver Figura 28.



	PNEC con I+D en CCS	PNECs con estrategias en CCS y/ proyectos a gran escala
AT		
BE	SI	SI
BG		
CR	SI	
CY		
CZ	SI	
DE	SI	
DK	SI	
EE	SI	SI
ES		
FI		
FR	SI	
GR		
HU	SI	
IE	SI	SI
IT	SI	
LI	SI	
LT		
LU	NO	NO
MT		
NL	YES	SI
PL		
PT		
RO		
SE	YES	SI
SK	YES	
SL		

Figura 28. CCS en los Planes Nacionales de Energía y Clima (PNEC). Adaptado de: http://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2020/04/NECPs-Factsheet-v2.pdf

191 https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

192 «IOGP assessment of national energy and climate plans». P. 8. http://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2020/04/NECPs-Factsheet-v2.pdf. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

La percepción social[193]

En términos generales, existe un conocimiento muy limitado de la necesidad y los beneficios de las tecnologías CCS y CCU. La percepción de la población en la Unión Europea en general, y en España en particular, es que la descarbonización de la economía descansa en las energías renovables, el vehículo eléctrico y más recientemente, pero de forma muy poco soportada técnica y económicamente, en el hidrógeno «verde». Se tiende a ver la CCS (sobre la CCU el desconocimiento es muy notable) como una herramienta para la perpetuación del uso de fósiles en instalaciones industriales, incluidas las de generación de electricidad. En algunos EE. MM., entre los que se encuentra España, no hay prevista ninguna acción al respecto, lo que indudablemente sitúa a la industria de nuestro país que necesita la captura de forma imprescindible[194] ante un panorama difícil, si no sombrío.

Por consiguiente, existe una gran necesidad de describir claramente el valor y también resaltar cómo CCS y las tecnologías CCU afectan la vida cotidiana de los ciudadanos de la Unión Europea y las opciones de los consumidores. Y cómo el recurso a ellas puede suponer en la actualidad opciones de coste más reducido que otras alternativas. Probablemente el mejor ejemplo sea el hidrógeno bajo en carbono, obtenible por SMR de gas natural con captura a un precio aun sensiblemente inferior al del electrolítico.

En consecuencia, es esencial una labor de pedagogía tanto con los responsables políticos, en la medida en que ello sea factible, como con los consumidores, para proporcionar información veraz y solvente que permita la formación de opiniones basadas en el conocimiento. Probablemente una de las plataformas de mayor interés en este sentido sea Bellona[195], ONG noruega con más de 30 años de trayectoria.

Un ámbito relacionado con lo anterior, acerca de la percepción social, es la posición denominada NIMBY[196] en la que reacciones en contra se materializan por proximidad a las instalaciones y riesgos asociados, no solo en relación con la captura, sino con cualquier actividad. Esta posición afecta en menor medida a las

193 CCUS SET-Plan (2021). Op. cit.

194 Durante el tiempo necesario para que las tecnologías alternativas alcancen madurez y competitividad.

195 https://bellona.org/about-bellona.

196 Not in my back yard.

instalaciones de captura y uso que a las de transporte y desde luego que a las de almacenamiento tierra adentro, que ha sido prohibido en algunos EE. MM.

Un análisis geoestratégico de la CCS y la CCU

Marco de referencia

Como se ha puesto de manifiesto en la Sección 1.2., el objetivo de reducciones de emisiones del Acuerdo de París requiere el recurso a la CCS y la CCU, especialmente importante en sectores industriales con emisiones intrínsecamente difíciles de reducir, en los que las medidas de otra índole no serán suficientes para alcanzar los objetivos. Pero adicionalmente, estas dos alternativas tecnológicas desempeñan un papel relevante en un número de áreas adicionales.

La necesidad de aplicación de ambas herramientas[197] por los diferentes países se deriva en los compromisos adquiridos reflejados en las NDC, simple marco de referencia en relación con las rutas que los diferentes países tienen previsto seguir para cumplir los objetivos.

En el presente capítulo hemos realizado un ejercicio que permita poner de manifiesto las nuevas interrelaciones entre países que pueden derivarse del empleo de CCS y CCU para conseguir los objetivos de reducción de emisiones comprometidos. Por razones que se deducen de los apartados anteriores, el epicentro del análisis está en la Unión Europea, que con el compromiso de reducción de emisiones del 55% para 2030 está en primera línea de los objetivos de descarbonización.

Categorización de países

La Tabla 8 establece una tipología de países en función de una serie de criterios relacionados con el contenido de este apartado. Ello permite poner en contexto la problemática que se analiza a continuación haciendo referencia a las peculiaridades de cada categoría.

[197] Con características distintivas entre CCS y CCU.

CATEGORÍA DE PAÍS O REGIÓN	COMPROMISO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES[1] A 2030	EMISIONES DE CO_2[2]	RECURSOS DE GAS Y PETRÓLEO	ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO PARA CCS[3]...	...EN ÁREA DE INFLUENCIA DE LA UE PARA CCS	DISPONIBILIDAD DE RECURSOS RENOVABLES	CAPACIDAD/INTERÉS DE APROVECHAMIENTO DEL RECURSO RENOVABLE [4]	CAPACIDAD FINANCIERA	EJEMPLOS
1	3	3	0	2	n.a.	2	3	3	UNIÓN EUROPEA
2	2	3	3	3	0	3	3	3	ESTADOS UNIDOS
3	1	3	3	1	1	1	0	3	RUSIA
4	0	3	1	0	0	3	3	3	CHINA
5	3	2	1	3	3	2	3	3	REINO UNIDO
6	2	2	2	2	0	3	3	3	AUSTRALIA
7	1	1 y 2	2	3	0	1 y 2	1	0	COLOMBIA, MÉXICO
8	1	2	3	3	0	3	2	3	ARABIA SAUDÍ
9	1	1	0	0	0	3	3	1	CHILE
10	1	1	3	3	2	3	1	1	ARGELIA

Tabla 8. Tipología de países cara a la geoestrategia de la captura. Escala de 1 (mínimo) a 3 (máximo)
1: «1»: 25% de reducción o menor. «2»: reducción entre 25 y 50%. «3»: reducción superior al 50%.
2. «1»: ausente en la lista de los 20 mayores emisores. «2»: entre los puestos 6 y 20. «3»: entre los cinco primeros.
3. Localizado fundamentalmente en el mar del Norte, con trayectoria en exploración de petróleo y gas en alta mar.
4. Excluida hidroeléctrica.

Análisis de problemática sobre CCS aplicada a emisiones de fósiles e industriales

Sobre la distribución geográfica en la Unión Europea de capacidad de almacenamiento:

a) La Unión Europea constituye una categoría en si misma de las incluidas en la Tabla 8, con el mayor compromiso de reducción de emisiones del Planeta (55% en 2030)[198] y la acción política y legislativa más importante, contribuyendo en la actualidad al 10% aproximadamente de emisiones globales de CO_2.

b) Por consiguiente, es necesario el recurso a todas las herramientas de descarbonización, incluida la captura para almacenamiento para reducir emisiones de activos industriales existentes.

c) La Unión Europea tiene evaluada de forma preliminar la capacidad de almacenamiento, tanto onshore como

198 Tras el Reino Unido, con el 68% de reducción comprometido en 2030 sobre los niveles de 1990. En https://www.gov.uk/government/publications/the-uks-nationally-determined-contribution-communication-to-the-unfccc. Consulta el 30 de diciembre de 2021

offshore[199]. Como ha sido indicado anteriormente, la opción offshore es la más factible desde el punto de vista de la percepción pública.

d) Los reservorios están ubicados en el mar del Norte y se basan en yacimientos de gas agotados. Los países que los han explotado poseen las capacidades técnicas y los recursos tecnológicos para las operaciones de inyección, monitorización y verificación.

Se concluye que existe una clara ventaja de Bélgica, Holanda, Alemania, Polonia, Suecia e incluso Francia, que tendrán acceso a las instalaciones de almacenamiento que están siendo puestas a punto por Noruega[200], sobre una base comercial[201]. El resto de países de la Unión Europea, en particular los del sur de Europa, se verán obligados, para acceder a la plataforma Northern Lights, la más madura de las que están en desarrollo, al transporte por vía marítima del CO_2, con los costes asociados y la huella de carbono correspondiente. El resultado es mayor dificultad para la permanencia de la actividad industrial emisora de CO_2 en el grupo de países indicado.

Sobre las alternativas para países del sur de Europa:

a) Los países del sur de Europa tienen en fase muy temprana dos alternativas con radio de influencia muy limitado, el proyecto onshore Pycasso[202] en el sureste de Francia y el CCS Ravenna Hub[203] para almacenamiento offshore con entradas en servicio previstas alrededor de 2030. Por consiguiente, su contribución al compromiso de descarbonización para esa fecha es nula.

b) En la Tabla 8 la Categoría 10 comprende países en el área de influencia de la Unión Europea con trayectoria en la

[199] Poulsen, N. et al. (2015). Assessment of the CO_2 sstorage potential in Europe (CO_2stop). En https://ec.europa.eu/energy/studies_main/final_studiesassessment-co2-storage-potential-europe-co2stop_en?redir=1. Consulta el 26 de diciembre de 2021.

[200] Noruega no forma parte de Unión Europea, aunque si de la European Economic Area (EEA).

[201] https://www.rechargenews.com/transition/carbon-storage-as-a-service-norway-backs-800m-big-oil-led-co2-capture-flagship/2-1-931496. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

[202] Pyrenean carbon abolition through sustainable sequestration operations. Véase apartado «Retos técnicos y operativos» (p. 273).

[203] https://www.eni.com/en-IT/operations/storage-reuse-co2.html. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

explotación de yacimientos subterráneos de petróleo y gas. El exponente más claro es Argelia, sede del proyecto In-Salah[204] que permitió el desarrollo de validación no solo de técnicas de inyección, sino de modelización, monitorización y verificación por parte de compañías de relevancia en el sector.

Se concluye que desde el punto de vista técnico, la alternativa de almacenamiento en países del norte de África es en principio factible, para dar servicio[205] a países del sur de Europa. No obstante, a día de hoy el interés primordial de estos países, es comercializar gas natural antes que recibir CO_2, pero es una alternativa de futuro que conviene retener.

Sobre el caso particular del Reino Unido:

a) El Reino Unido (Categoría 5 en la Tabla 8) es el país del hemisferio occidental con más proyectos de captura y almacenamiento, ello derivado de un conjunto de factores muy favorables: yacimientos agotados de petróleo y gas, tecnología y experiencia acreditadas, instalaciones potencialmente reutilizables, agregaciones de industrias emisoras en entornos costeros próximos a los reservorios y fuerte compromiso de reducción de emisiones.

b) Hasta el brexit, el Reino Unido era un actor principal en la estrategia europea de CCS formando parte activa de las actuaciones en todos los ámbitos, recibiendo cuantiosos fondos de todos los programas comunitarios.

c) Las complejas relaciones con la Unión Europea tras el brexit no alimentan, a día de hoy, una opinión favorable al establecimiento de marcos de colaboración efectivos en el ámbito de la CCS.

Se concluye que no parece fácil a día de hoy que las enormes capacidades del Reino Unido en CCS se pongan al servicio de las necesidades de la Unión Europea. Ello incrementa la importancia estratégica del proyecto noruego.

Sobre la externalización de la CCS «indirecta»:

a) En el apartado «Obtención de hidrógeno bajo en carbono» (p. 215) se puso de manifiesto el importante papel de la CCS

[204] Ringrosea, P. S. et al. (2013). «The In-Salah CO_2 storage project: lessons learned and knowledge transfer». Energy Procedia 37. Pp. 6.226-6.236. En https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.551. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

[205] Poniendo en práctica el concepto de captura como servicio, CCS as a service.

(y eventualmente la CCU) como facilitador del despliegue rápido de hidrógeno bajo en carbono para la puesta a punto de cadenas de valor de hidrógeno.

b) La aplicación de CCS a SMR en aquellos emplazamientos en los que ello resulte factible supone una vía muy rápida, efectiva, tecnológicamente madura y con incremento de costes limitado para obtener un hidrógeno con huella de carbono reducida.

c) Pero si no hay posibilidad de almacenamiento geológico, la vía hidrógeno bajo en carbono queda limitada considerablemente, pues los tonelajes que es posible dedicar a CCU son pequeños en comparación con las producciones.

d) Por consiguiente, es posible pensar que países con capacidad de almacenamiento geológico, no en el área de influencia de la Unión Europea para estos fines, y con recursos de gas natural, se planteen la producción a gran escala de hidrógeno bajo en carbono para satisfacer necesidades de la Unión. Este hidrógeno sería transportado como tal, o preferentemente como amoníaco o como LOHC[206].

e) En este grupo estarían las categorías 10 (Argelia) y 8 (Arabia Saudí) entre otras. De ponerse en práctica esta vía, en lugar de exportar gas natural, se exportaría hidrógeno bajo en carbono, sujeto a garantías de origen[207] y CBAM.

Se concluye que existe una posibilidad de que determinados países exporten a la Unión Europea hidrógeno bajo en carbono en lugar de gas natural, habida cuenta las necesidades derivadas de los compromisos de descarbonización. No obstante, este planteamiento, que hemos denominado CCS «indirecta», colisiona con que la vida útil de los nuevos activos que sería preciso poner en servicio es presumiblemente superior al de la entrada en competitividad de hidrógeno electrolítico, máxime si los países potencialmente proveedores tienen recursos renovables (sol, particularmente) muy notables. Ello afectaría a la seguridad de suministro que el recurso a fuentes renovables autóctonas persigue.

Sobre la fabricación de productos «verdes»:

a) Para que una inversión en el marco de la Unión Europea pueda acceder a financiación sostenible ha de cumplir unos

[206] LOHC: Liquid organic hydrogen carriers.
[207] IRENA (2020). Op. cit. P. 29.

requisitos fijados en los technical screening criteria de la taxonomía[208]. Ello se traduce en una serie de requisitos, interesando aquí los referentes a la intensidad o huella de carbono de los productos, que afectan a las instalaciones en el territorio de la Unión Europea.

b) En algunos países, como Australia (Categoría 6 en Tabla 8) se plantea aprovechar los ingentes recursos renovables para acometer inversiones en fabricación de productos con baja huella en carbono, empezando con el acero[209], para acceder a mercados globales. En la lista a futuro están también cemento, aluminio, combustibles sintéticos y otros productos.

c) La distancia de transporte a mercados europeos es una desventaja para Australia, pero no lo es para países en orilla sur del Mediterráneo[210] y por supuesto del golfo Pérsico.

d) Estas cuantiosas inversiones no están sujetas al reglamento taxonómico, aunque el acceso a financiación de proyectos por parte de fondos de inversión está cada vez más asociado al cumplimiento de estándares ESG.

Se concluye que es imprescindible una combinación adecuada y sin dilaciones del tratamiento en el reglamento ETS de los sectores considerados en fuga de carbono[211] con las disposiciones en preparación sobre certificación y CBAM que se han descrito en el Apartado «La política de la Comisión Europea y la captura» (p. 218).

Análisis de problemática sobre CCU: la fabricación de building blocks para la industria

a) La Tabla 5 ilustra que hay rutas CCU en suficiente grado de madurez para fabricar metano y metanol, entre otros pro-

[208] EU taxonomy compass. En https://ec.europa.eu/sustainable-finance-taxonomy/tool/index_en.htm. Consulta el 27 de diciembre de 2021.

[209] Grattan Institute (2020). Start with steel: a practical plan to support carbon workers and cut emissions. P. 18. En https://grattan.edu.au/report/start-with-steel/. Consulta el 27 de diciembre de 2020.

[210] En 2017 el grupo LafargeHolcim inauguró una planta de cemento de última tecnología en Argelia.
En https://www.holcim.com/lafargeholcim-inaugurates-new-cement-plant-algeria.

[211] Decisión Delegada (UE) 2019/708 de la Comisión, de 15 de febrero de 2019, que completa la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo referente a la determinación de los sectores y subsectores que se consideran en riesgo de fuga de carbono para el período 2021-2030. http://data.europa.eu/eli/dec_del/2019/708/oj.

ductos básicos, a partir de CO_2 e hidrógeno. Y también combustibles sintéticos sustitutos de los de origen fósil.

b) Idealmente tanto el hidrógeno como el CO_2 deben ser totalmente renovables para que los productos tengan una huella de carbono extraordinariamente baja, factor de importancia si la retención del carbono en el producto es de baja duración. En el caso del hidrógeno ello requiere electricidad que tenga esta característica y en el caso del CO_2, que su origen sea biogénico o del aire.

c) En la Tabla 8, los países del Grupo 8 (Arabia Saudí) aúnan disponibilidad de CO_2 al menor coste de la Orden de Mérito (Figura 22), disponibilidad de recursos renovables, capacidad financiera para acometer proyectos CCU y posibilidad de exportación por vía marítima a la Unión Europea.

d) Los países del Grupo 9 cuentan con recursos renovables en emplazamientos donde no hay disponible CO_2 fósil. En un esquema de proceso cuyo plan de negocio no resulta fácil de vislumbrar, se plantea la fabricación de combustibles sintéticos a partir de hidrógeno electrolítico y CO_2 de DACC[212] . El combustible será transportado a los lugares de consumo desde distantes puertos en la costa del Pacífico en el sur de Chile hasta Europa. La huella de carbono de esta etapa deberá ser evaluada y computada cuidadosamente.

Se concluye que en determinadas geografías con condiciones de contorno favorables se plantea la posibilidad de fabricar vía CCU productos para abastecer el mercado de laUnión Europea. Los productos en cuestión gaseosos (metano) o líquidos, no plantean ninguna dificultad para su transporte. Ello conlleva un riesgo para la industria europea cuya pervivencia debe descansar en dos herramientas: la certificación de huella de carbono y el mecanismo CBAM, ambos en elaboración por la Comisión.

Resumen y conclusiones

1. La captura de CO_2 tiene un papel relevante como herramienta imprescindible para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones establecidos a escala internacional y de la Unión

[212] https://newsroom.porsche.com/es/2021/compania/PLA-es-porsche-comienza-construccion-primera-planta-produccion-efuel-comercial-co2-neutral-chile-25691.html. Consulta el 5 de enero de 2022.

Europea. Sin la captura no será posible alcanzar los objetivos de emisiones netas igual a cero en 2050.

2. En el sector industrial, una de cada tres toneladas que es preciso dejar de emitir necesita procesos de esta naturaleza, al ser la alternativa tecnológica que a día de hoy permite la reducción de emisiones en instalaciones existentes de sectores con emisiones difíciles de evitar.
3. La captura de CO_2 tiene una doble funcionalidad dependiendo de si el CO_2 capturado se destina a almacenamiento geológico (CCS) o a su transformación ulterior en productos químicos, combustibles o materiales inorgánicos, entre otros (CCU).
4. La CCS es la única tecnología que aporta emisiones «negativas» al posibilitar la retirada de CO_2 de la atmósfera por vía directa o indirecta, capturando y almacenando geológicamente CO_2 del aire atmosférico o de la combustión/gasificación de biomasa, respectivamente.
5. El paquete legislativo denominado Fit for 55, en preparación por la Comisión Europea, contiene un conjunto de disposiciones, nuevas y revisadas, en las que la CCU tiene un papel relevante, acorde con su importancia estratégica.
6. Ese papel debe configurarse de forma que se preserve la competitividad y el empleo industriales en la Unión Europea en un marco que ofrezca predictibilidad, seguridad jurídica, genere interés por la inversión en captura y ofrezca mecanismos de protección de los productos europeos descarbonizados, como el denominado CABM. Todo lo anterior debe permitir configurar modelos de negocio sólidos y atractivos.
7. En relación con ello, la Taxonomía Europea para la Financiación Sostenible debe incluir la CCU y los activos de transporte para esta finalidad entre las tecnologías elegibles, lo que no ocurre a día de hoy.
8. La CCU no constituye una vía relevante desde el punto de vista cuantitativo para la reducción de emisiones de CO_2, pero es una herramienta efectiva para minorar las necesidades de materias primas y combustibles fósiles en el ámbito de la economía circular (reutilización de CO_2), contribuyendo a la seguridad de suministro en la Unión Europea.
9. Es imprescindible la aplicación de metodologías de cálculo del balance de carbono en procesos CCU, de forma que

sea posible certificar la huella de carbono de los productos obtenidos, y así cuantificar el potencial de mitigación de las diversas rutas. Ello debe abrir la vía para la inclusión de la CCU en la taxonomía.

10. En los Planes Integrados de Energía y Clima presentados a la Comisión, doce EE. MM. prevén actividades de investigación y desarrollo en captura y cinco contemplan proyectos a gran escala. España no forma parte de ninguno de los dos grupos anteriores.

11. Entre los productos que es posible obtener mediante CCU, con nivel de desarrollo tecnológico próximo a la disponibilidad comercial, se encuentra el metanol, base para la que denominamos nueva «carboquímica», y los combustibles sintéticos, también llamados ecocombustibles, perfectamente compatibles con infraestructuras y motorizaciones actuales de cualquier naturaleza.

12. Existe un cierto número de procesos CCU en desarrollo que suponen gran simplificación con respecto a los actuales con el consiguiente ahorro de costes. La disponibilidad de los mismos a escala suficiente supondrá una sustancial mejora de competitividad para las nuevas rutas CCU con respecto a las tradicionales.

13. La priorización de las fuentes de CO_2 para CCU, pero también para CCS, debe incluir un conjunto de parámetros técnicos, económicos y medioambientales que es preciso examinar caso a caso teniendo en cuenta además la naturaleza, capacidad y demanda de los procesos de conversión que completan la cadena de valor de la CCU.

14. Los cuatro sectores industriales en los que la captura ha de tener un papel relevante son: siderurgia, cemento, productos químicos y petroquímicos, y refino de petróleo. Las emisiones de los tres primeros suponen el 20% de las emisiones de CO_2 del planeta, de las que China concentra la mitad.

15. La aplicación de captura en estos sectores, así como en otros de menor contribución en términos relativos, implica costes de fabricación adicionales, característica que es compartida por las alternativas tecnológicas en desarrollo de reducción de emisiones. En el caso de la Unión Europea, el riesgo de deslocalización derivado de lo anterior debe contrarrestarse con medidas efectivas dentro del paquete Fit for 55.

16. En relación con el modelo de negocio para la CCS, los tres elementos de la cadena de valor (captura, transporte y almacenamiento) suponen actividades de índole muy diferente a ser acometidas por operadores especializados de diferentes sectores y que requieren cuantiosas inversiones, para las que se puede dar un complejo desacople temporal.
17. Para el caso particular de la captura de CO_2 del aire, además de la necesidad de un riguroso balance de carbono, no se identifica un modelo de negocio que permita abordar las inversiones necesarias y los costes de operación asociados. Ello en ausencia de mecanismos específicos de índole pública o filantrópica que retribuyan los costes derivados de la retirada definitiva de CO_2 de la atmósfera para su almacenamiento geológico definitivo.
18. En el caso de la CCU, el CO_2 alimenta a procesos que no están aún plenamente disponibles a escala comercial y que deben utilizar en numerosos casos hidrógeno bajo en carbono y/o renovable producido por electrólisis. Los productos así obtenidos no son competitivos a día de hoy con los producidos a partir de combustibles fósiles.
19. La reducción de CAPEX siguiendo las curvas de aprendizaje y de OPEX por reducción de precio y gestionabilidad de la electricidad renovable, unido a las previsiones de la directiva ETS en revisión, deben modificar sustancialmente el escenario descrito en el punto anterior.
20. Las industrias con captura formando parte de agrupaciones –clusters– y conectadas a centros logísticos de recepción y expedición de CO_2 –hubs– ubicados en radios económicos de transporte a los lugares de almacenamiento parten de grandes ventajas competitivas, aunque el transporte trasfronterizo y marítimo de CO_2 tiene importantes barreras por superar.
21. En el caso de la Unión Europea ello se da en las costas del mar del Norte, por lo que hay numerosas iniciativas en desarrollo, algunas de ellas con previsión de entrada en operación en los próximos años.
22. Los países del sur de Europa carecen de estas iniciativas, de lo que se deriva que la industria localizada en ellos necesitada de captura tendrá mayores dificultades para la implementación de la misma y por tanto para su supervivencia.

23. La opción de almacenamiento en países del norte de África, con pruebas piloto culminadas con éxito hace unos años se antoja de gran interés potencial, pues puede resultar atractiva para países a ambos lados del Mediterráneo, en la medida que los campos de gas agotados ofrecen la oportunidad de un nuevo modelo de negocio, aprovechando además infraestructuras existentes. Creemos que esta alternativa debería ser explorada a la mayor brevedad posible, en una transacción bidireccional de gas natural y CO_2.

24. Desde un punto de vista geoestratégico, el brexit supone dificultades de nueva índole para que los EE. MM. puedan acceder a los almacenamientos geológicos en alta mar de los que el Reino Unido dispone y para cuya explotación cuenta con tecnología y experiencia.

25. Existe la posibilidad de que determinados países exporten a la Unión Europea hidrógeno bajo en carbono producido a partir de gas natural con captura de CO_2, habida cuenta las necesidades del citado vector energético derivadas de los compromisos de descarbonización. Esta CCS «indirecta», colisiona con que la vida útil de los nuevos activos que sería preciso poner en servicio es presumiblemente superior al de la entrada en competitividad de hidrógeno electrolítico, máxime si los países potencialmente proveedores tienen recursos renovables (sol, particularmente) muy notables.

26. Es imprescindible una combinación adecuada y sin dilaciones de: a) el tratamiento en el reglamento de comercio de emisiones de los sectores considerados en fuga de carbono; b) las disposiciones en preparación sobre certificación de huella de carbono; y c) el mecanismo de ajuste de carbono en frontera, todo ello para evitar que la Unión Europea se convierta en importador neto de productos «verdes» (acero, cemento, fertilizantes y otros) fabricados en países con ingentes recursos renovables y capacidades de almacenamiento geológico.

27. Esto ya se puede evidenciar en determinadas geografías con condiciones de contorno favorables (Oriente Medio, norte de África, Australia y Chile) que plantean en la actualidad en algunos casos llevar a cabo la fabricación de productos vía CCU, como ecocombustibles y productos químicos (metanol) que son comercializados y transportados sin ninguna dificultad técnica, con el consiguiente riesgo para la industria europea.

Listado de acrónimos

ACV:	Análisis de ciclo de vida
ASU:	Unidades de destilación criogénica del aire
BECCS:	Captura y almacenamiento de carbono aplicada a procesos de bioenergía
BECCU:	Captura y empleo de carbono procedente de bioenergía
BEI:	Banco Europeo de Inversiones
CAPEX:	Inversión de capital
CBAM:	Mecanismo de ajuste de carbono en frontera
CCGN:	Ciclo combinado de gas natural
CCS:	Captura y almacenamiento de carbono
CCU:	Captura y empleo de carbono
CDR:	Eliminación de dióxido de carbono
CEF:	Connecting Europe Facility
DACCS:	Captura directa del aire para almacenamiento
DACCU:	Captura directa del aire para empleo
EDS:	Escenario de desarrollo sostenible
EE. MM.:	Estados Miembros de la Unión Europea
EEP:	Escenario energético planificado de IRENA
EOR:	Recuperación mejorada de petróleo
ESG:	Environmental, social and governance
ETS:	Sistema de comercio de derechos de emisión
FEED:	Front end engineering design
F-T:	Síntesis Fischer-Tropsch
GCCSI:	Global CCS Institute
GN:	Gas natural
IEA:	Agencia Internacional de la Energía
IEAGHG:	Programa de gases de efecto Invernadero de la IEA
IPCC:	Panel intergubernamental de expertos sobre cambio climático

IRENA:	Agencia Internacional de la Energía Renovable
NDC:	Contribución determinada a nivel nacional del Acuerdo de París
OPEX:	Costes de operación
PCI:	Proyectos de interés común
PDA:	Project Development Assistance
RCF:	Combustibles de carbono reciclado
REDII:	Directiva de energías renovables
RFNBO:	Combustibles renovables de origen no biológico
SET-Plan:	Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas
SMR:	Reformado con vapor de metano
TEN-E:	Infraestructuras energéticas Transeuropeas
TRL:	Niveles de desarrollo tecnológico
UE:	Unión Europea
W-t-E:	Waste-to-Energy
ZEP:	Zero emissions platform