



Papeles de Energía

**Tecnologías de captura de carbono: situación actual
y perspectivas**

Nº28

Junio 2025

La captura de CO₂. Una necesidad de país

Vicente J. Cortés

**Perspective: The European Union is not prepared
for geochemical carbon dioxide removal**

Phil Renforth

**¿Desacelera la transición energética? Potenciales amenazas
para la transición**

Diálogos de Energía y Sostenibilidad

El papel de los biocombustibles en la transición energética

Diálogos de Energía y Sostenibilidad

Papeles de Energía

EDITOR

Pedro Linares

CONSEJO EDITORIAL

Claudio Aranzadi, Pablo Arocena, Laura Díaz Anadón,
Gonzalo Escribano, M.^a Paz Espinosa, Natalia Fabra,
Dolores Furió, Tomás Gómez San Román,
Xavier Labandeira, Juan Luis López Cardenete,
Mariano Marzo, Carlos Ocaña, Ignacio Pérez Arriaga,
Desiderio Romero, Gonzalo Sáenz de Miera, Antonio Soria.

Papeles de Energía no se solidariza necesariamente con las opiniones, juicios y previsiones expresadas por los autores de los artículos incluidos en la publicación, ni avala los datos que estos, bajo su responsabilidad, aportan.

Edita: **Funcas**

Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

Diseño y maquetación: **Funcas**

Impresión: **Cecabank**

ISSN impreso: 2530-0148

ISSN digital: 2445-2726

Depósito Legal: M-7537-2016

© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

PATRONATO

Isidro Fainé Casas (Presidente)

Antonio Romero Mora (Vicepresidente)

Fernando Conlledo Lantero (Secretario)

Antón Joseba Arriola Boneta

Manuel Azuaga Moreno

Carlos Egea Krauel

Miguel Ángel Escotet Álvarez

Amado Franco Lahoz

Pedro Antonio Merino García

Antonio Pulido Gutiérrez

Victorio Valle Sánchez



Índice

- 3 **Tecnologías de captura de carbono: situación actual y perspectivas**
- 7 **La captura de CO₂. Una necesidad de país**
Vicente J. Cortés
- 37 **Perspective: The European Union is not prepared for geochemical carbon dioxide removal**
Phil Renforth
- 73 **¿Desacelera la transición energética? Potenciales amenazas para la transición**
Diálogos de Energía y Sostenibilidad
- 77 **El papel de los biocombustibles en la transición energética**
Diálogos de Energía y Sostenibilidad

INTRODUCCIÓN

Tecnologías de captura de carbono: situación actual y perspectivas

En este número queremos visibilizar un debate aún poco presente en España, pero que ya se está produciendo en muchos otros países: la posible utilización de tecnologías de captura, secuestro o uso de carbono, como herramienta para la descarbonización. Estas tecnologías, también conocidas como *CDR* (*Carbon Dioxide Removal*) tratan de eliminar (*remove*) el CO₂ de la atmósfera (en lo que se conoce como captura directa del aire) o bien de los flujos de emisiones de procesos como los industriales.

Generalmente, estas tecnologías son descartadas en los escenarios de lucha contra el cambio climático a favor de sus principales alternativas: por un lado, la reducción de emisiones en origen en los procesos (por ejemplo, sustituyendo energías o materias primas fósiles con energías renovables u otras materias primas no emisoras); por otro lado, la captura del CO₂ mediante procesos naturales, como la fotosíntesis (plantando o manteniendo masas forestales, por ejemplo), algo conocido como sumideros de CO₂.

Sin embargo, y aunque las tecnologías de captura presentan distintos problemas, tal como se describe en los artículos contenidos en este número, las principales organizaciones internacionales, y en particular, el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC), por ejemplo en su último informe de situación (6th Assessment Report) recuerda que estas tecnologías pueden ser imprescindibles para lograr la neutralidad climática en los plazos previstos, considerando que hay procesos muy difíciles de descarbonizar (como por ejemplo la producción de cemento); y quizá también para, en caso de superar los objetivos de descarbonización, tratar de retornar a niveles de concentración de CO₂ en la atmósfera aceptables (en los escenarios conocidos como de *overshoot*) mediante lo que se conoce como emisiones netas negativas.

De hecho, el informe del IPCC señala que los sumideros naturales presentan riesgos aún más elevados que las tecnologías de captura: además de que estos sumideros nunca son capaces de garantizar la eliminación permanente del CO₂, en escenarios de cambio climático creciente el riesgo de incendios puede acelerar el retorno a la atmósfera del CO₂ capturado. De ahí el énfasis en este documento en las tecnologías de captura como opción preferente para la eliminación del CO₂.

Los escenarios europeos para la neutralidad climática en 2050 también incluyen estas tecnologías como instrumentos necesarios para lograr los objetivos. En España, sin embargo, esta discusión se ha limitado a proponer las alternativas o sumideros “naturales”: en el PNIEC la captura tecnológica se menciona de forma ambigua y sin concreción, y en la Estrategia a Largo

Plazo, precisamente ahora en revisión, únicamente se menciona como caso excepcional, apostándose por completo por los sumideros naturales.

Como ya se ha indicado, los sumideros naturales tienen importantes riesgos, y, por tanto, creemos que sería conveniente, independientemente de la decisión que se termine adoptando eventualmente, abrir la conversación a las alternativas tecnológicas de captura de CO₂ de flujos industriales o del aire mediante procedimientos geoquímicos. ¿Qué perspectivas podrían tener en España y en Europa? ¿Podría ser una de las líneas tecnológicas en las que pudiéramos tener participación en términos de innovación o creación de rentas? Es importante recordar que, si eventualmente esta tecnología fuera necesaria, tal como parece desprenderse de los informes de IPCC o de la Unión Europea, y no se ha abordado su desarrollo en nuestro país, habrá que depender de tecnología importada.

Para esto, el primer paso es entender cuáles podrían ser estas opciones, y sus implicaciones. Este es el objetivo de este número, en el que cubrimos dos tipos de tecnologías de captura y secuestro: las que tratan de capturar el CO₂ de flujos industriales; y las que intentan capturar el CO₂ de la atmósfera mediante procesos geoquímicos (más estables que los biológicos).

En primer lugar, **Vicente Cortés Galeano**, catedrático de la Universidad de Sevilla, describe brevemente en qué consiste la captura tecnológica de CO₂, su almacenamiento y uso. Posteriormente, resume el marco regulatorio para estas tecnologías en Europa, para a continuación examinar la situación de España, y en particular de la industria, identificando los principales desafíos y las acciones recomendadas.

El autor indica que la captura de CO₂ es la solución de referencia para reducir las emisiones de determinados procesos industriales cuando otras alternativas son inviables técnica o económicamente. En particular, algunas de estas tecnologías son ya viables comercialmente. Su coste, sin embargo, es muy variable, según el proceso: algunas de ellas son competitivas con los precios actuales y previstos del derecho de emisión de CO₂ en Europa; otras aún no.

En este contexto, la Comisión Europea ha planteado diversas acciones, orientadas a impulsar la captura de CO₂ de proceso como medio para alcanzar su objetivo de neutralidad climática. Así, la Ley de Industria de Cero Emisiones Netas incluye la captura y almacenamiento de CO₂, así como su transporte y uso, y propone proyectos estratégicos en estas áreas (aunque los Estados miembros pueden no reconocerlos). En particular, el autor señala el carácter indispensable de las infraestructuras para el transporte de CO₂, también incluidas en la lista de proyectos de interés comunitario. La Comisión financia algunos de estos proyectos a través del Fondo de Innovación, algunos en España.

Sin embargo, Cortés subraya que nuestro país no cuenta con estrategias, objetivos o esquemas de financiación de estos proyectos, al contrario que otros países europeos. Y eso a pesar de la

necesidad de compensar unos 30 MtCO₂ anuales. Tampoco es posible exportar CO₂ para su almacenamiento en otros países. Sí que existen iniciativas privadas, recogidas por el autor, tanto de evaluación del potencial como de proyectos concretos. Cortés concluye que las decisiones de inversión en España se enfrentan a numerosas incertidumbres, y plantea una serie de recomendaciones para tratar de superarlas.

Posteriormente, **Phil Renforth**, profesor de la universidad Heriot-Watt, describe el marco europeo en el que se podría utilizar la captura geoquímica. Este tipo de tecnología se basa en la reacción del CO₂ atmosférico con minerales, replicando reacciones naturales de meteorización, pero de forma acelerada. El CO₂ reaccionaría con silicatos, o productos alcalinos, convirtiéndose en bicarbonatos o minerales sólidos (como el carbonato de calcio), que se pueden almacenar de forma estable durante millones de años.

El autor repasa los materiales tanto naturales como fabricados que se podrían utilizar para fijar el CO₂, así como los distintos métodos que se pueden utilizar para maximizar la reactividad de los materiales (y, por tanto, la captura de CO₂), describiendo tanto métodos terrestres como marinos. También identifica los proyectos en marcha en los que se están probando los distintos métodos, algunos de los más importantes financiados por la Unión Europea.

Sin embargo, Renforth señala que, a pesar de esta financiación de la investigación, la Unión Europea no cuenta con una valoración de los recursos disponibles, ni de las rutas para explotarlos. El autor ofrece sus estimaciones en este sentido, incluyendo también el potencial de utilización de cemento reciclado, de residuos de la industria del acero, o de residuos de la minería. Todos ellos permitirían capturar hasta casi 400 Mt de CO₂ al año (más de las emisiones anuales en España). En España, en particular, Renforth indica que existe un potencial superior a las necesidades de captura recogidas en los planes gubernamentales. Pero para utilizarlos de forma eficiente será necesario una estrategia conjunta a nivel de la UE, que también identifique los incentivos necesarios.

El número se completa con los resúmenes de las dos reuniones que tuvieron lugar en 2024 del grupo *Diálogos de Energía y Sostenibilidad*, un grupo de diálogo de expertos en temas de energía y medio ambiente. En este caso, las cuestiones tratadas fueron la posible desaceleración de la transición energética, y el papel de los biocombustibles en la transición.

La captura de CO₂. Una necesidad de país

*Vicente J. Cortés**

Resumen

La captura, almacenamiento y uso de CO₂ es una herramienta esencial e imprescindible para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones y de sustitución del carbono fósil a los que se han comprometido tanto la Unión Europea como España. Su relevancia es especialmente significativa en el contexto de las denominadas emisiones de difícil abatimiento, para las cuales otras alternativas no resultan técnica o económicamente viables en la actualidad.

En los países más industrializados de la Unión Europea se ha entendido claramente que, sin la implementación de la tecnología, la supervivencia de una parte importante de su industria emisora de CO₂ no será posible. En línea con la posición de la Comisión Europea revisada en los últimos años, estos países han adoptado (o están en vías de hacerlo) políticas decididas para hacer realidad el recurso a esta solución, en particular en relación con el almacenamiento geológico, complementándolas en varios casos con instrumentos financieros específicos que faciliten su desarrollo y despliegue.

Bien es cierto que, en su mayoría, dichos países se benefician de una ubicación geográfica privilegiada, con acceso al mar del Norte, donde existen lugares identificados y disponibles comercialmente para el almacenamiento geológico permanente de CO₂. Este factor representa una ventaja competitiva clara para la industria de los países en cuestión.

Por el contrario, en el caso de España, el actual Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) muestra una posición caracterizada por cautelas e incluso enfoques restrictivos, lo que dificulta la materialización de estas tecnologías en nuestro territorio.

El riesgo asociado a esta situación es evidente. Si las industrias que no pueden eliminar completamente sus emisiones no tienen acceso a la aplicación de tecnologías de captura, en especial para almacenamiento, su viabilidad económica se verá comprometida, dificultando su capacidad para competir con otras industrias situadas en países donde estas tecnologías son factibles.

En este contexto, el presente trabajo aborda, en una **primera parte**, la situación en la Unión Europea, con un análisis del marco regulatorio y las diversas herramientas diseñadas para facilitar el despliegue de la captura, almacenamiento y uso de CO₂. Posteriormente, en una **segunda parte**, se examina, a la luz de este marco de referencia y de las experiencias en otros países, la situación de España y la compleja coyuntura en la que se encuentra la industria española, identificando los principales desafíos y las acciones recomendadas.

Palabras clave: descarbonización, captura de CO₂, almacenamiento geológico, usos del CO₂, emisiones de difícil abatimiento.

* Catedrático de la Universidad de Sevilla, presidente de Honor de Inerco, vicepresidente de la Plataforma Española del CO₂ y miembro del Advisory Council de la Zero Emissions Platform.

1. ELEMENTOS BÁSICOS

La captura de CO₂ consiste idealmente en un proceso por el que se separa y concentra el CO₂ contenido en una mezcla de gases para obtener una corriente con alta proporción de CO₂ y un contenido en impurezas que ha de ajustarse en función del destino de la corriente.

Los citados gases pueden ser de origen fósil o de origen biogénico y en ambos casos procedentes de un proceso industrial o de combustión. Hay en la actualidad varias iniciativas para capturar el CO₂ del aire atmosférico, en el que la concentración es como mínimo unas 100 veces menor que en el caso de instalaciones industriales de cualquier naturaleza, con las implicaciones energéticas y económicas que ello supone¹.

La corriente de CO₂ concentrado puede destinarse a almacenamiento geológico profundo, emplearse como materia prima o destinarse a transformación en productos que supongan la retención permanente del CO₂² (figura 1). Utilizamos la abreviatura CAC (captura y almacenamiento de carbono) para la primera vía, CUC (captura y uso de carbono) para la segunda y CAUC para el caso en el que no sea preciso distinguir entre ambos destinos. El almacenamiento geológico y la retención permanente en productos entran en la categoría de técnicas de eliminación de CO₂ (*carbon dioxide removals, CDR*)^{3,4}, que recurren a la captura, siempre que el CO₂ sea de origen renovable o proceda del aire.

La captura de CO₂ es la solución de referencia a día de hoy para reducir las emisiones industriales cuya eliminación en origen es inviable técnica y/o económicamente bien por su génesis bien por la inaplicabilidad de las tecnologías actualmente disponibles. Estas emisiones se denominan de difícil abatimiento y son de dos categorías, como se ha indicado: *de proceso*, generándose durante las reacciones inherentes a un proceso industrial y *de combustiones* para los que no son aplicables alternativas como por ejemplo la electrificación.

La captura es adicionalmente: a) una herramienta esencial para proporcionar carbono para combustibles⁵ y derivados químicos en el tránsito hacia una economía desfossilizada; b) facilita-

1 La captura de CO₂ del aire (DACCS, por sus siglas en inglés) es una opción controvertida si se aplican criterios rigurosos de análisis de ciclo de vida.

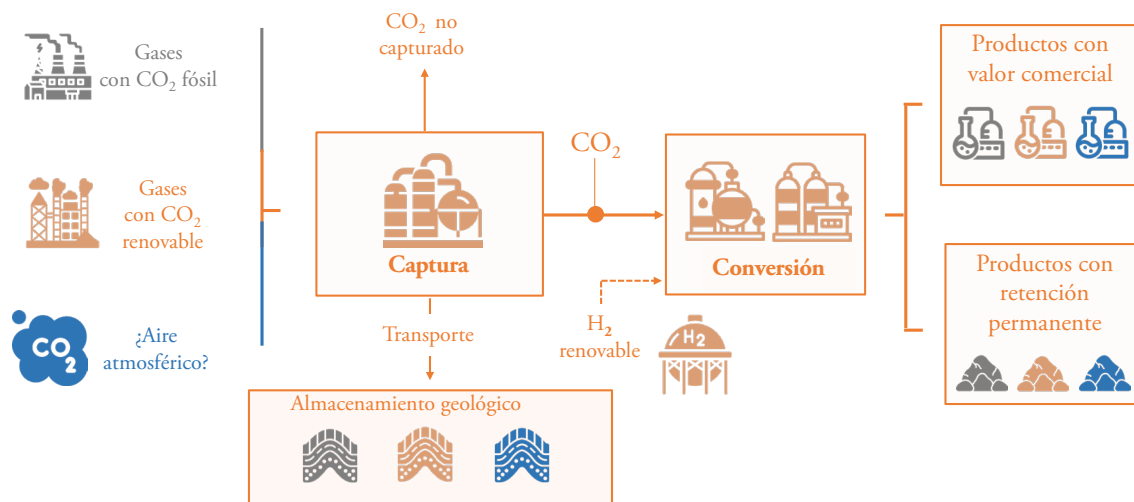
2 Reglamento delegado (UE) 2024/2620 de la Comisión de 30 de julio de 2024 por el que se completa la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los requisitos para considerar que los gases de efecto invernadero se han fijado químicamente de forma permanente a un producto <https://www.boe.es/doue/2024/2620/L00001-00005.pdf>

3 Las técnicas CDR son actividades antropogénicas que eliminan CO₂ de la atmósfera y lo almacenan de manera duradera en reservorios geológicos, terrestres, oceánicos o en productos. Incluye la mejora antropogénica existente y potencial de sumideros biológicos o geoquímicos de CO₂, así como la captura y almacenamiento de dióxido de carbono directamente del aire, pero excluye la absorción natural de CO₂ que no es causada directamente por actividades humanas (IPCC, 2023).

4 Carnegie Council for Ethics in International Affairs (2021).

5 Especialmente los denominados combustibles renovables de origen no biológico que contienen carbono, *RFNBO* (por sus siglas en inglés) que incluyen, entre otros, metano, metanol, e-fuels y dimetiléter, DME. Es importante distinguir aquí entre el origen biogénico o fósil del CO₂ capturado para su utilización. Idealmente la *cuasi* neutralidad, se conseguiría recurriendo al primero de ellos, mientras que el empleo del segundo se traduciría en la reducción de las necesidades de insumos fósiles al sistema.

Figura 1

Esquema conceptual de la captura de CO₂

Fuente: Elaboración propia.

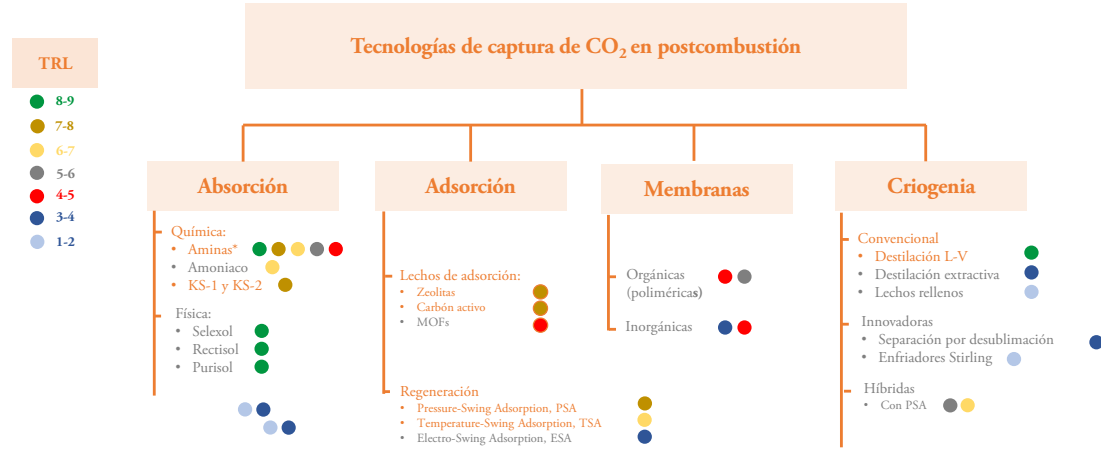
dora de la producción de H₂ bajo en carbono⁶ transitoriamente hasta despliegue de H₂ electro-lítico y c) generadora de las denominadas “emisiones negativas” por almacenamiento geológico o retención permanente de CO₂ de origen biogénico y eventualmente del aire.

Las configuraciones para la captura de CO₂ son básicamente tres: poscombustión, precombustión y oxicomustión. Su análisis escapa al objeto de este documento (Hekmatmehr *et al.*, 2024), pero básicamente la precombustión implica alimentar al proceso de combustión un gas, usualmente procedente de gasificación, que ha sido pretratado para eliminar los compuestos que contienen carbono. La oxicomustión supone realizar la combustión en atmósfera enriquecida en oxígeno para reducir el efecto diluyente del nitrógeno del aire en los gases de combustión y obtener una concentración de CO₂ elevada en los mismos. Finalmente, la poscombustión es una opción denominada de fin de línea, y, por tanto, susceptible de incorporarse a una instalación existente sin, en general, requerir modificaciones sustanciales en la misma salvo eventualmente adoptar medidas de integración energética. La poscombustión es, por ésta y otras razones, la de mayor campo de aplicación actualmente y muy presumiblemente en el futuro inmediato.

La figura 2 muestra las cuatro opciones tecnológicas principales de la poscombustión y el grado de desarrollo actual (*Technology Readiness Level, TRL*) de las diferentes subcategorías.

6 Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno, por la que se modifica la Directiva (UE) 2023/1791 y se deroga la Directiva 2009/73/CE, <https://www.boe.es/doue/2024/1788/L00001-00107.pdf>

Figura 2
Alternativas tecnológicas de la captura de CO₂ en poscombustión

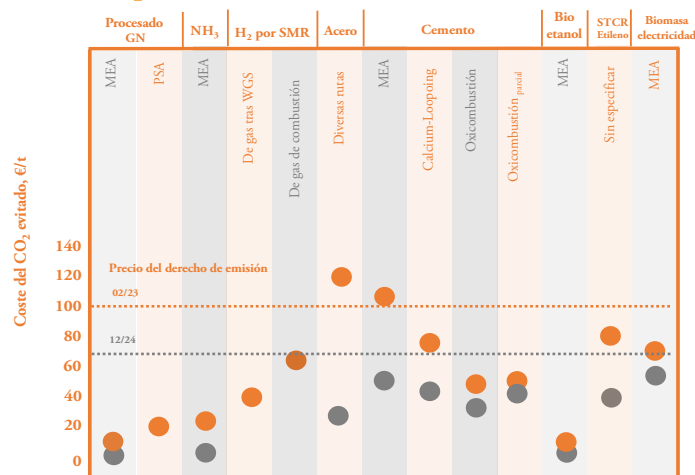


* Según proceso tecnológico.

Fuente: Elaboración propia a partir de Raganati y Ammendola (2024).

Los costes del denominado CO₂ evitado⁷ son muy variables en función de la composición de los gases a tratar, tanto por la concentración original de CO₂ en estos, como por la presencia de impurezas que es preciso eliminar para no afectar negativamente al proceso de captura y cumplir especificaciones del CO₂ en función de su destino. La figura 3 muestra una

Figura 3
Costes aproximados del CO₂ evitado para diferentes procesos industriales



Fuentes: Elaboración propia a partir de datos de Irena, IEA, GCCSI y otras fuentes.

7 El CO₂ evitado se diferencia del capturado en que tiene en cuenta las emisiones de CO₂ adicionales a raíz de la implementación de la captura, tanto derivadas de ésta como por las eventuales mayores emisiones en el proceso de origen del CO₂ originadas por cambios de condiciones de operación para satisfacer, entre otras, necesidades energéticas de la captura.

recopilación con valores orientativos del citado coste del CO₂ evitado para diferentes procesos. La figura incluye el precio del derecho de emisión (European Environment Agency, 2024) en la Unión Europea en diciembre de 2024 y el máximo histórico en mayo de 2023.

2. LA COMISIÓN EUROPEA Y LA CAPTURA

2.1. Marco regulatorio⁸

En el año 2009 la Comisión inició el impulso de la tecnología mediante dos acciones principales: el Programa Europeo para la Recuperación Económica con financiación para seis proyectos a escala industrial de captura de CO₂ en centrales de carbón⁹, ninguno de los cuales llegó a materializarse a la escala requerida y la publicación de la Directiva de Almacenamiento Geológico¹⁰ en la que se consideraba entonces la captura y almacenamiento como una tecnología de transición. Viene a continuación un largo período en el que la captura (y el almacenamiento geológico) no merecen atención relevante como alternativa de mitigación, probablemente porque alcanzar una reducción de emisiones a 2020 del 31 % con respecto a 1990 fue factible en base a alternativas más directas, entre ellas la eficiencia energética y la generación eléctrica renovable.

Pero la Ley del Clima¹¹ de 2021 establece como objetivo la “neutralidad climática” en 2050, que traducimos como el equilibrio entre las emisiones de gases de efecto invernadero emitidas y las eliminadas de la atmósfera mediante las mencionadas técnicas de eliminación de carbono, CDR¹², lo que se ha dado en denominar cero emisiones netas. Y para ello, en un análisis que escapa del alcance de este trabajo, es indispensable la captura tecnológica de CO₂ tanto fósil como biogénico¹³ para los tres destinos mencionados (almacenamiento, materia prima y retención permanente). Máxime si se pretende que después de 2050 la Unión Europea genere emisiones negativas.

⁸ Para un análisis detallado véase Llorente y Cuenca (2024).

⁹ Entre ellos el Proyecto Compostilla en Cubillos del Sil (León), adjudicado a un consorcio formado por ENDESA, CIUDEN y FosterWheeler Finlandia.

¹⁰ Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono, incorporada al Derecho Español mediante la Ley 40/2010, de 29 de diciembre. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2010/BOE-A-2010-20049-consolidado.pdf>

¹¹ Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio de 2021 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) 401/2009 y (UE) 2018/1999. <https://www.boe.es/doue/2021/243/L00001-00017.pdf>

¹² Según el *Synthesis Report del Sixth Assessment Report del IPCC* (véase nota al pie 3) la reforestación, la mejora en la gestión forestal, la retención de carbono por el suelo, la restauración de turberas y la gestión del denominado carbono azul costero son ejemplos de CDR que pueden mejorar la biodiversidad y el comportamiento de los ecosistemas, así como el empleo y los medios de vida locales. Sin embargo, la forestación o la producción de cultivos biomásicos para bioenergía con captura y almacenamiento de dióxido de carbono, o la generación de biochar, pueden tener impactos socioeconómicos y ambientales adversos, incluyendo efectos negativos sobre la biodiversidad, la seguridad alimentaria y del agua, los medios de vida locales y los derechos de los pueblos indígenas, especialmente si se implementan a gran escala y en áreas donde la propiedad de la tierra es incierta.

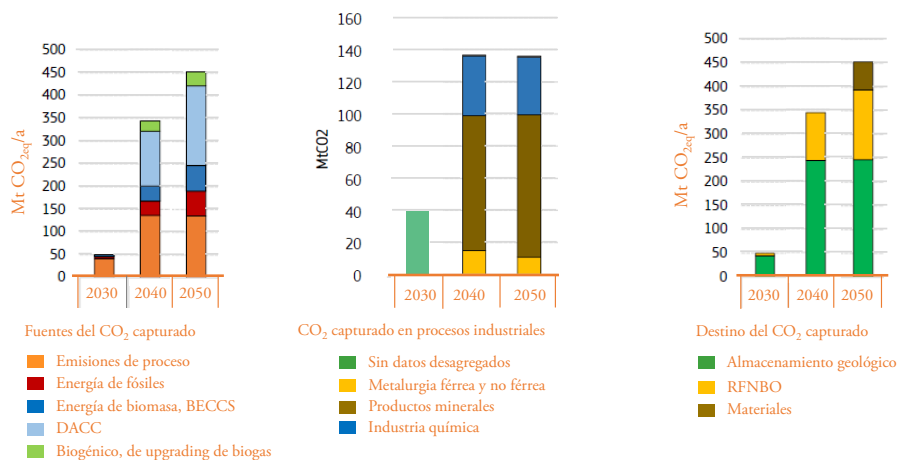
¹³ En el primer caso para reducir emisiones y el segundo para generar las denominadas “emisiones negativas”.

Ello se traduce en diversas acciones por parte de la Comisión¹⁴, algunas muy recientes, en las que se concretan numéricamente los objetivos en relación con la captura y los tres destinos. En la Comunicación en la que la Comisión plantea un objetivo (aún no acordado) de reducción de emisiones del 90 % en 2040 con respecto a los niveles de 1990¹⁵ se precisa en mayor detalle el escenario futuro que se contempla.

La figura 4 es una adaptación de los resultados incluidos en el *Impact Assessment* que acompaña a la citada Comunicación. La previsión es que en 2030 la práctica totalidad del CO₂ capturado sea de proceso, aproximadamente 50 Mt/a, cifra que se multiplicaría por algo menos de tres para 2040 y 2050. Este CO₂ de proceso provendría en 2040 en dos terceras partes de la industria de productos minerales (cemento, cal, magnesita...) y sería destinado en la misma fecha a almacenamiento geológico en un 70 % y a la fabricación de *RFNBO* en el 30 % restante. No hay incremento del CO₂ almacenado geológicamente de 2040 (90 % de reducción de emisiones propuesto) a 2050 (cero emisiones netas), pero sí de la cantidad destinada a *RFNBO*, para la que el CO₂ provendría de biomasa, biogas y aire.

Figura 4

Previsiones de la Comisión Europea sobre captura en la Comunicación sobre Objetivo 2040



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del *Impact Assessment Report, Europe's 2040 Climate Target Communication*.

El respaldo definitivo a la fecha por parte de la Comisión Europea a la captura de CO₂, como alternativa imprescindible para alcanzar los objetivos, aparece en la Ley sobre la Industria de

14 Entre otras, creación del CCS EU Forum, Comunicaciones sobre Ciclos de Carbono Sostenibles y sobre la Gestión Industrial del Carbono y la revisión de la Directiva sobre Comercio de Derechos de Emisión.

15 Comunicación de la Comisión a Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Asegurar nuestro futuro: el objetivo climático de Europa para 2040 y el camino hacia la neutralidad climática de aquí a 2050 mediante la construcción de una sociedad sostenible, justa y próspera. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:52024DC0063>

Cero Emisiones Netas¹⁶ (*NZIA*, por sus siglas en inglés). El Reglamento, en su ámbito de aplicación principal, incluye 19 tecnologías entre las que se incluye la captura y almacenamiento de CO₂ y el transporte y uso de CO₂¹⁷. El listado incluye además las tecnologías de combustibles alternativos sostenibles y de combustibles renovables de origen no biológico, que en la medida que requieran CO₂ para su fabricación tienen también impacto directo en la captura.

Se establece un esquema de tratamiento preferencial para los proyectos estratégicos de cero emisiones netas, que incluyen, entre otros, los proyectos de captura, almacenamiento e infraestructuras de transporte de CO₂ que hayan sido reconocidos por un Estado miembro. Pero igualmente otorga un conjunto de atribuciones a los Estados miembros que generan dudas sobre la efectividad real de la norma. En particular se reconoce el derecho al no reconocimiento de determinadas tecnologías de cero emisiones netas en función de la estructura del abastecimiento energético del Estado miembro¹⁸. Y también el derecho a negar la calificación como proyectos estratégicos a iniciativas relacionadas con tecnologías no reconocidas, entre otras capacidades otorgadas a los Estados miembros.

Es cierto que el Reglamento impone una serie de obligaciones, entre las que destacan las de dar publicidad a los datos sobre áreas susceptibles de permisos de almacenamiento, hacer “todos los esfuerzos razonables” para desarrollar la infraestructura de transporte de CO₂ necesaria y el envío a los seis meses de entrada en vigor de la norma (finales de diciembre de 2024) información sobre los proyectos de captura, transporte y almacenamiento en su territorio con previsiones de decisión final de inversión y entrada en operación. Y si no hay proyectos de captura, transporte y almacenamiento, los Estados miembros deben informar de los planes para facilitar la descarbonización de los sectores industriales.

Por su parte, el Informe Draghi de septiembre de 2024 señala que la captura, uso y almacenamiento de CO₂ resulta ser vital para acelerar la transición energética¹⁹ y recomienda la utilización de fondos del RCDE²⁰ que podrían proporcionar apoyo financiero o pagos de primas para cerrar la brecha de competitividad, haciendo que estas soluciones sean económicamente viables, más allá del esquema actual de financiación de proyectos a través del *Innovation Fund*.

16 Reglamento (UE) 2024/1735 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de junio de 2024 por el que se establece un marco de medidas para reforzar el ecosistema europeo de fabricación de tecnologías de cero emisiones netas y se modifica el Reglamento (UE) 2018/1724. <https://www.boe.es/doue/2024/1735/L00001-00063.pdf>

17 Estas tecnologías se sitúan en plano de igualdad con otras sobre las que descansa o se pretende hacer descansar la senda de reducción de emisiones en la UE, entre otras, energía solar, eólica, hidrógeno, baterías, bombas de calor, biogas y nuclear de fisión.

18 El término “abastecimiento energético” salvaguardaría la no admisión de la controvertida energía nuclear por determinados EE. MM., pero la aplicabilidad de la restricción a cualquiera de las 19 tecnologías (incluidas las que nos ocupan en este trabajo) es hipotéticamente posible

19 The Future of European Competitiveness. Part B. In-depth analysis and recommendations. Pg. 32. September 2024 https://commission.europa.eu/document/download/ec1409c1-d4b4-4882-8bdd-3519f86bbb92_en?filename=The%20future%20of%20European%20competitiveness_%20In-depth%20analysis%20and%20recommendations_0.pdf (acceso 2/12/2024).

20 Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (*ETS*, por sus siglas en inglés).

2.2. Las infraestructuras de transporte

El desarrollo e implantación de infraestructuras para el transporte es indispensable para el despliegue comercial del almacenamiento y usos de CO₂, sin cuya disponibilidad se pone en serio riesgo el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones y de penetración de energías renovables, sobre todo en el transporte. La aplicabilidad de las distintas opciones y sus costes son función de los volúmenes a transportar y de las distancias entre emisión y recepción.

El modelo de negocio de cadena completa con un operador único para toda la cadena de valor de la CAUC, desde la captura de CO₂ hasta su transporte y almacenamiento y/o uso, ha desempeñado un papel importante en los proyectos pioneros. Este modelo no solo precisa de experiencia técnica y operativa en todos los campos, sino elevadas inversiones (CAPEX) y alta concentración de riesgos financieros, entre otros.

El futuro se orienta hacia nuevos modelos de negocio de cadena parcial, caracterizados por la existencia de entidades separadas que se especializan en diferentes eslabones de la cadena de valor de la CAUC. En lo que concierne a las infraestructuras de transporte el objetivo es establecer iniciativas que puedan dar servicio a un número de emisores de diversos tamaños ubicados o no en áreas de concentración de actividad industrial incluso en diferentes países fronterizos. Ello supone menores plazos y costes para poder acceder al transporte de CO₂ hasta lugares de almacenamiento o de uso.

La Comisión Europea promulgó en 2022 el Reglamento TEN-E sobre infraestructuras energéticas europeas²¹ que incluye tuberías e instalaciones para el transporte, licuefacción y almacenamiento intermedios con vistas al transporte por otros medios²². Se establecen los proyectos de interés común (PCI entre países de la Unión) y de interés mutuo (PMI con países terceros)²³.

La lista de PCI de noviembre de 2023²⁴ incluye 14 proyectos de transporte transfronterizo de CO₂ con el enfoque citado²⁵. Uno de los PCI es el Proyecto Pycasso de transporte de CO₂ desde el norte de España y sur de Francia al yacimiento de gas agotado de Lacq. Lamentablemente el proyecto ha sido cancelado a finales de octubre de 2024 debido a una importante oposición local²⁶.

21 Reglamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de mayo de 2022 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas. <https://www.boe.es/doue/2022/152/L00045-00102.pdf>

22 Barco, barcaza, camión y tren.

23 https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest-and-projects-mutual-interest_en (acceso 2/12/2024).

24 Commission Delegated Regulation (EU) 2024/1041 of 28 November 2023 amending Regulation (EU) 2022/869 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest and projects of mutual interest. http://data.europa.eu/eli/reg_del/2024/1041/oj (acceso 2/12/2024).

25 https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html (acceso 2/12/2024).

26 <https://carbonherald.com/pycasso-project-abandoned-a-setback-for-frances-decarbonization-goals/> (acceso 2/12/2024).

2.3. Los mecanismos de financiación

La Comisión Europea, por medio de la Agencia Ejecutiva Europea de Clima, Infraestructura y Medio Ambiente (CINEA), financia proyectos de gestión de carbono en el ámbito industrial, entre los que se incluye la CAUC. El principal instrumento es el *Innovation Fund*, financiado por el RCDE de la UE. También financia infraestructuras de transporte y almacenamiento de CO₂ vía los Proyectos de Interés Común y de Interés Mutuo, como se ha mencionado, y otros programas de gestión directa por la Comisión Europea.

El *Innovation Fund* ha seleccionado numerosos proyectos relacionados con la CAUC²⁷. El último listado²⁸ incluye cinco proyectos de almacenamiento de CO₂, tres de ellos a gran escala, que suponen el 13 % de la capacidad objetivo de la UE para 2030, entre los que está el TarraCO₂ liderado por Repsol. Se han seleccionado además ocho proyectos de captura en Alemania, Francia, Dinamarca, Italia y Polonia, con destacada participación del sector cementero.

3. LA CAPTURA, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN LA UNIÓN EUROPEA

Un reciente informe de la Plataforma Española del CO₂ (Plataforma Tecnológica Española del CO₂, 2024) describe de forma muy detallada la situación en los Estados miembros, que refleja grandes desigualdades con varios países actuando de forma decidida, un segundo grupo dando los primeros pasos a raíz del entorno regulatorio y un tercer grupo en el que no hay acción alguna o ésta es poco relevante.

De forma muy sintética, los países líderes son Países Bajos, Dinamarca²⁹, Bélgica (región flamenca), Suecia y más recientemente Francia en un nivel algo inferior. No en vano, en la mayoría de estos países se encuentran las áreas industriales más importantes de la Unión Europea en zonas próximas en general a los puertos de Rotterdam, Amberes, Gante, Dunquerque, Gotemburgo y Wilhemshaven. A ello se une en algunos casos experiencia en la exploración y explotación de yacimientos de gas y petróleo y ubicación a orillas del mar del Norte con acceso a almacenamientos geológicos, entre otros los ofrecidos por Noruega.

En términos generales este liderazgo se traduce en la existencia de una estrategia nacional, una hoja de ruta para el despliegue, unos objetivos cuantificados en varios hitos temporales y fondos y mecanismos específicos para la financiación de proyectos.

27 https://dashboard.tech.ec.europa.eu/qs_digit_dashboard_mt/public/sense/app/6e4815c8-1f4c-4664-b9ca-8454f77d758d/sheet/bac47ac8-b5c7-4cd1-87ad-9f8d6d238eae/state/analysis (acceso 9/12/2024).

28 Para un excelente resumen véase <https://eu.bellona.org/2024/10/30/the-eus-largest-innovation-fund/> (acceso 7/12/2024).

29 <https://inno-ccus.dk/wp-content/uploads/2024/05/Direction-2050-Danish-CCUS-Roadmap-2024.pdf> (acceso 2/12/2024).

En el segundo grupo está *Alemania*, con una estrategia orientada en primera instancia a las emisiones de difícil abatimiento en cemento, cal y residuos y el planteamiento de reformas para hacer posible el almacenamiento *on-shore* actualmente prohibido. En la misma línea se encuentran las acciones en *Austria* también circunscritas a las emisiones difíciles de eliminar^{30,31}. *Grecia* se encuentra en una fase incipiente de las acciones, pero plantea objetivos cuantificados en su Plan Nacional de Energía y Clima y cuenta con un PCI para dar servicio a CO₂ procedente además de Croacia, Italia y Bulgaria. *Italia* por su parte está en proceso de introducir reformas legislativas para hacer posible que la captura y almacenamiento sea una realidad en el país y cuenta con un PCI para transportar y almacenar *off-shore* CO₂ procedente, además, del sur de Francia. Este proyecto forma parte del Plan Estratégico de Captura y Almacenamiento del Mediterráneo desarrollado por Francia, Italia y Grecia³².

El tercer grupo, en el que se encuentra *España*, carece de estrategia, objetivos y esquemas de financiación de proyectos, aunque en algunos otros casos (que no incluyen a nuestro país) hay acciones incipientes para avanzar y hacer posible la aplicabilidad de la tecnología.

Especial mención merecen los mecanismos financieros puestos en vigor por Alemania, Países Bajos, Suecia y Dinamarca. En el primer caso se trata de contratos de carbono por diferencia (*CCfD*)^{33,34}, un mecanismo de cobertura de riesgos derivados de la volatilidad del precio del derecho de emisión y de otros factores productivos como la electricidad, que recomienda específicamente el informe Draghi³⁵ para las industrias con emisiones de difícil abatimiento. Es de resaltar que Alemania ha asignado ya bajo la modalidad *CCfD* 2.800 millones de euros (de un presupuesto total de 4.000 millones de euros) a 15 empresas con cuantías función del precio de la energía y del derecho de emisión³⁶.

30 <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/medien/ministerraete/ministerraete-seit-dezember-2021/103a-mr-26-jun.html> (acceso 25/11/2024).

31 <https://carbonherald.com/austria-launches-feasibility-study-on-carbon-capture-and-transport/> (acceso 25/11/2024).

32 <https://www.energean.com/operations/greece/prinos-co2/> (acceso 18/11/2024).

33 Los *CCfD* permiten impulsar políticas para el desarrollo de mercados de bajas emisiones de carbono, manteniendo la competitividad, mediante la creación de contratos por la diferencia entre el coste real de la reducción de las emisiones asociadas y el precio del carbono que han de sufragar las industrias emisoras en el marco del RCDE. Los *CCfD* permiten el reparto de riesgos y costes entre las administraciones públicas y la industria, propiciando trabajar en pro del objetivo conjunto del cumplimiento de la senda de reducción de emisiones. En última instancia, su importancia radica en la creación de un entorno favorable para que las compañías puedan adoptar decisiones de inversión que en otras condiciones resultan difícilmente asumibles.

34 https://www.klimaschutzvertraege.info/lw_resource/datapool/systemfiles/agent/ewbpublications/f7531bfd-eb98-11ee-8b39-a0369fe1b6c9/live/document/2403_EN_BMWK-FAQ_Klimaschutzvertraege.pdf (acceso 18/11/2024).

35 The Future of European Competitiveness. Part B. In-depth analysis and recommendations. Pg 110. September 2024. https://commission.europa.eu/document/download/ec1409c1-d4b4-4882-8bdd-3519f86bbb92_en?filename=The%20future%20of%20European%20competitiveness_%20In-depth%20analysis%20and%20recommendations_0.pdf (acceso 18/11/2024).

36 Con esta primera asignación Alemania pretende dejar de emitir 17 Mt/a de CO₂, es decir una cifra similar a la de las emisiones de proceso actuales en España.

En el caso de Países Bajos el mecanismo se denomina *SDE++*³⁷ y subvenciona los costes de construcción y de operación de proyectos de captura en función de su diferencia con respecto a los precios del derecho de emisión. En el caso de Suecia es un mecanismo de subasta inversa orientado a facilitar la captura y almacenamiento de CO₂ biogénico, para el que ha conseguido autorización de la Comisión Europea en forma de ayudas estatales por 3.000 millones de euros. En Dinamarca se han creado fondos específicos para la financiación de proyectos CAUC por importe de 5.000 millones de euros.

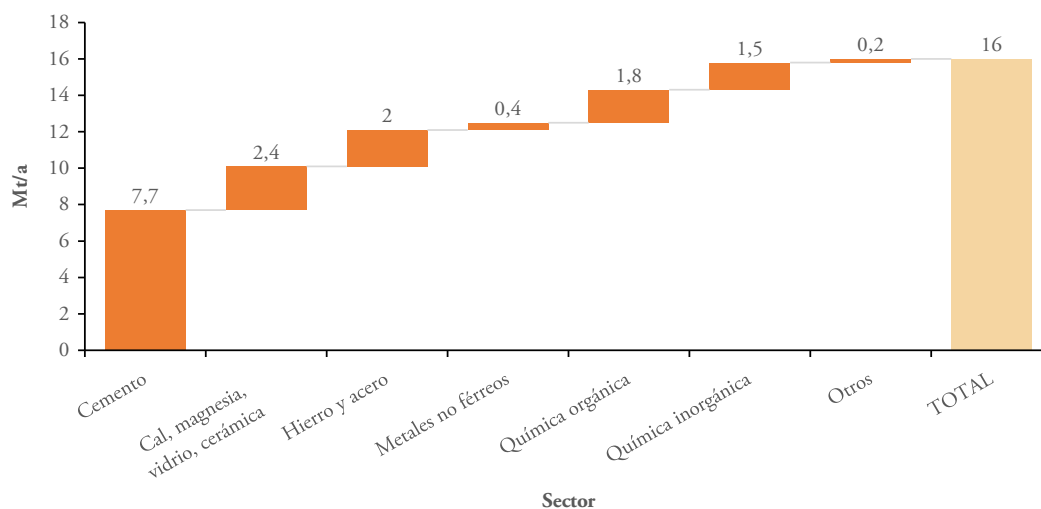
De forma complementaria Bélgica, Noruega, Suecia y Países Bajos juegan un papel muy destacado en la celebración de acuerdos internacionales en virtud del artículo 6 del Protocolo de Londres, que permiten el transporte de CO₂ entre países, como se mencionará más adelante.

4. LAS EMISIONES DE CO₂ DE DIFÍCIL ABATIMIENTO EN ESPAÑA

El último Inventario Nacional de Emisiones³⁸ cifra las emisiones de gases de efecto invernadero en 2022 en nuestro país en 294 Mt de CO₂eq de las que aproximadamente 235 Mt son de CO₂. Las originadas por los sectores sujetos al RCDE son aproximadamente una tercera parte y de éstas, las emisiones de proceso son en torno a 16 Mt (figura 5) y las de combustión

Figura 5

Emisiones de CO₂ de proceso. España 2022



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Inventario Nacional de Emisiones, edición 2024.

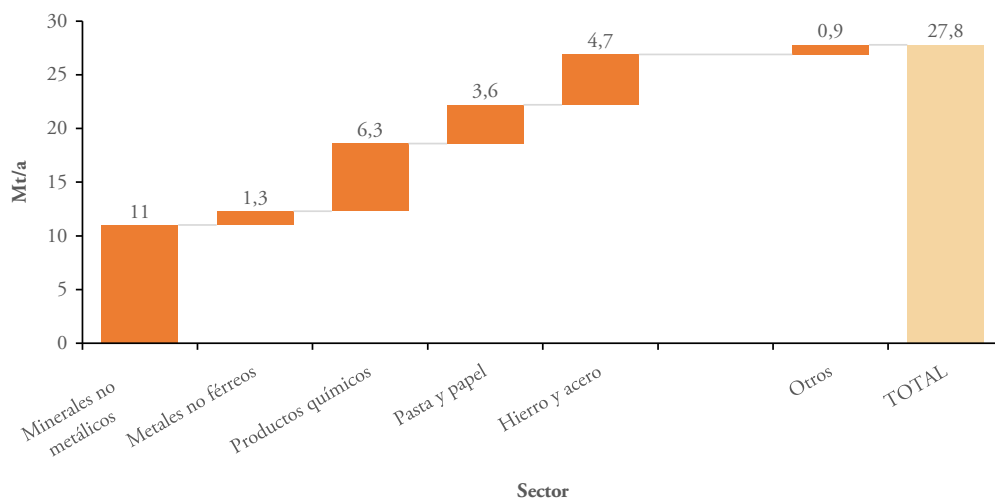
37 <https://english.rvo.nl/subsidies-financiering/sde> (acceso 18/11/2024).

38 <https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei/-es-nir-edicion-2024.pdf> (acceso 21/11/2024).

industrial unos 28 Mt (figura 6). No consta la existencia de un análisis detallado de aquéllas de combustión para las que no son aplicables alternativas a los fósiles hoy en día, aunque algunas estimaciones indican que serían del orden del 50 %. Con esta hipótesis, las emisiones de difícil abatimiento en España serían unos 30 Mt/a.

Figura 6

Emisiones de CO₂ de combustión industrial. España 2022



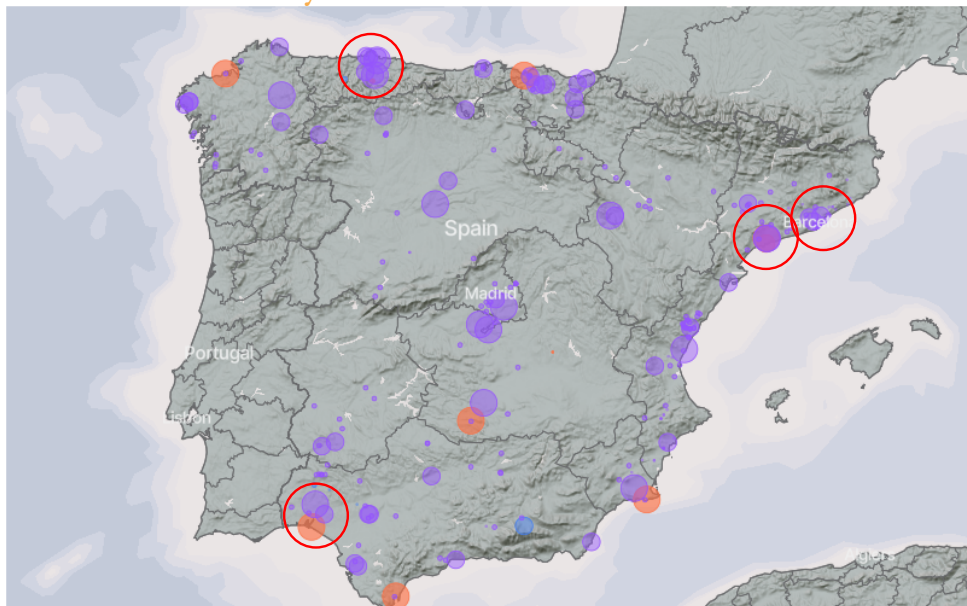
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Inventario Nacional de Emisiones, edición 2024.

En un excelente trabajo publicado en 2021 (Sun *et al.*, 2021) se cifran en 100 las instalaciones industriales en la España peninsular con emisiones superiores a 0,1 Mt/a en 2018, totalizando emisiones de 39,2 Mt/a. Se identifican cuatro áreas de concentración de emisiones (*hubs*) con radios de 60 km y emisiones agregadas para cada una superiores a 2 Mt/a, para las que sería susceptible abordar la implantación de captura para almacenamiento geológico en emplazamientos también identificados. La figura 7 muestra la localización de las citadas áreas seleccionadas con los criterios indicados, incorporadas a un mapa de emisiones industriales (excluida por tanto, la producción eléctrica) obtenido de Climate Trace³⁹ y datos de 2024. Las cuatro áreas, todas ubicadas en la costa, comprenden 23 instalaciones con emisiones de difícil abatimiento cifradas en 2018 en 16 Mt/a aproximadamente.

La Plataforma Tecnológica Española del CO₂, PTECO₂, va a hacer público en los primeros meses de 2025 un completo trabajo (véase Plataforma Tecnológica Española del CO₂) en el que se propone una red de transporte de CO₂ en España, tras identificar una serie de áreas de concentración de actividades industriales. Se propone priorizar el sector cementero, calizas, magnesitas y dolomías y abordar en siguientes fases el resto de los sectores con emisiones de difícil abatimiento.

39 [https://climatetrace.org/explore/#admin=Spain%20\(ESP\):94:ESP:country&gas=co2e&year=2024&timeframe=100§or=fossil-fuel-operations,manufacturing,mineral-extraction,power&asset=](https://climatetrace.org/explore/#admin=Spain%20(ESP):94:ESP:country&gas=co2e&year=2024&timeframe=100§or=fossil-fuel-operations,manufacturing,mineral-extraction,power&asset=) (acceso 2/12/2024).

Figura 7

Emisiones industriales de CO₂ y áreas de concentración

Nota: La referencia de Climate Trace está en la nota al pie 39.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Climate Trace y Sun *et al.*, 2021.

5. LAS INFRAESTRUCTURAS DE CAPTURA, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO EN ESPAÑA

A la fecha de redacción de este trabajo no hay ninguna planta de *captura* a escala industrial en operación en España con los fines indicados en la figura 1.

Uno de los proyectos más avanzados es probablemente el denominado Triskelion de producción de 40.000 t/a metanol renovable, de Forestal del Atlántico en Mugardos (La Coruña)^{40,41}, con financiación del *Innovation Fund*, que tiene previsto capturar aproximadamente 56.000 t/a de CO₂. La decisión final de inversión deberá estar adoptada en septiembre de 2025.

Hay un cierto número de iniciativas por parte de compañías propietarias de instalaciones con emisiones de difícil abatimiento en distinto grado de desarrollo, y adicionalmente se manifiesta un apreciable interés en la aplicación de la tecnología. La consulta no vinculante realizada por Enagás en enero de 2024 puso de manifiesto que había en España 37 compañías interesadas en la captura (totalizando 10,4 Mt/a) y 53 con interés en disponer de infraestructuras para su transporte y almacenamiento.

40 https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101133213.pdf (acceso 25 de noviembre de 2024).

41 https://docs.google.com/presentation/d/1WbgJPxON_qE49qNZ5D7hvD-f-IS3vDU9qZBP7H-6B8/edit#slide=id.g29dae898c3a_0_1169 (acceso 25/11/2024).

De forma análoga, no existen infraestructuras de *transporte* de CO₂, derivado en parte (de forma conjunta con el almacenamiento) de lo que se ha venido en denominar el problema del “huevo y la gallina”. No es factible aplicar procesos de captura pues no hay cómo transportar y sobre todo cómo almacenar CO₂. Y no es posible acometer las importantes inversiones en estos dos eslabones de la cadena de valor pues no hay CO₂ que transportar.

El Joint Research Center de la Comisión Europea dibuja en un estudio estimativo la evolución de la extensión y los requisitos de inversión de la red transeuropea de transporte de CO₂ desde 2025 hasta 2050 (Tumara *et al.*, 2024). La figura 8 muestra para 2040 uno de los numerosos escenarios estudiados. En todos ellos salvo uno, la Península Ibérica permanece aislada del resto de la UE, como en el caso de la figura. Indudablemente, los condicionantes geopolíticos ayudan a entender el resultado obtenido, que coloca a la industria española en una desventaja competitiva con respecto a la del resto de países pues los lugares de almacenamiento contemplados son todos *on-shore* en territorio nacional.

Es obvio que no existen a la fecha infraestructuras de *almacenamiento geológico*. El potencial es elevado, pues según el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) la capacidad sería superior a 15 Gt de CO₂ en más de 100 almacenes del tipo acuíferos salinos profundos a más de 1000 m de profundidad. El almacenamiento geológico de CO₂ en formaciones salinas está plenamente desarrollado y, de hecho, uno de los primeros proyectos en este tipo de almacenes, Sleipner en el mar del Norte noruego, ha almacenado cerca de 20 Mt desde 1996. Las características de este tipo de formaciones hacen que el impacto ambiental sea inapreciable y la afectación a usos del agua inexistente. El citado IGME dispone de una potente herramienta interactiva con la caracterización de los almacenamientos geológicos potenciales en la España peninsular⁴².

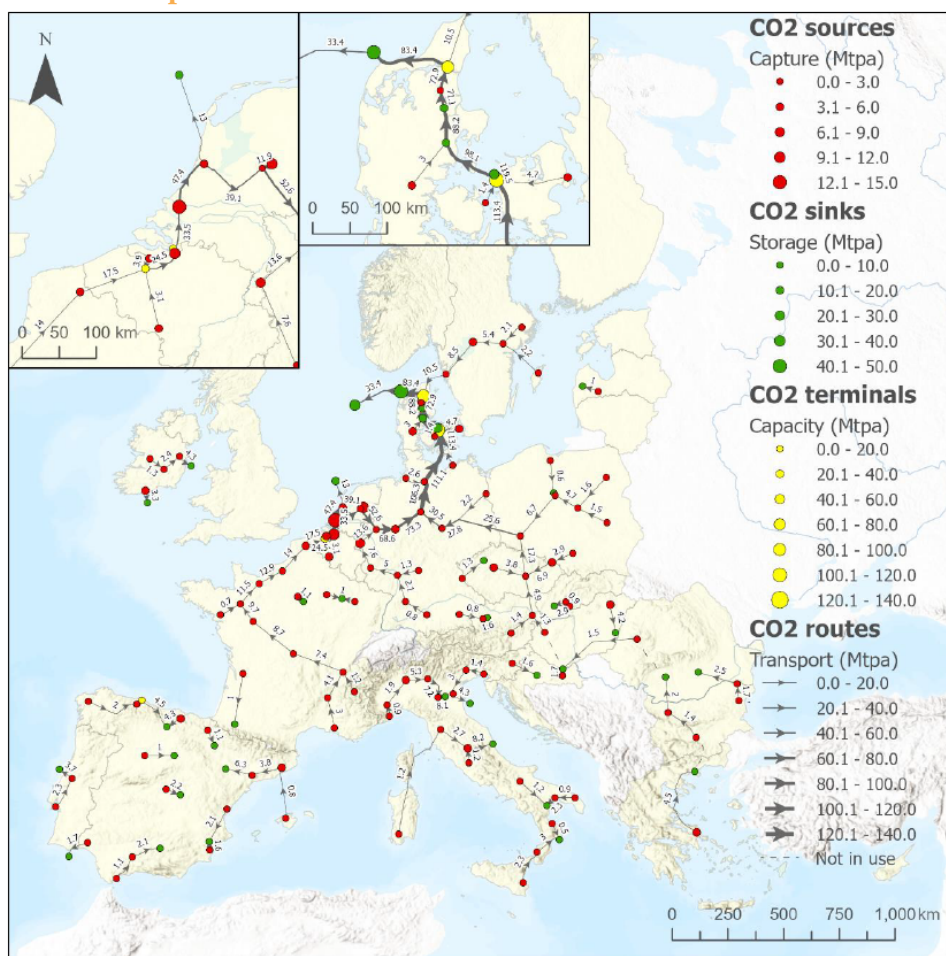
Cabe mencionar en España el proyecto de almacenamiento de CO₂ denominado TarraCO₂ de la compañía Repsol, que ha presentado solicitud de permiso de investigación en noviembre de 2023⁴³ para estudiar la viabilidad de un almacenamiento en el subsuelo marino frente a la costa de Tarragona. Se encuentra en proceso de evaluación por parte del Ministerio para la Transición Ecológica en relación con el análisis ambiental correspondiente. En octubre de 2024 el proyecto ha sido seleccionado para financiación por la Comisión Europea en el marco del *Innovation Fund*, como se ha señalado anteriormente. La iniciativa prevé dar servicio al área industrial de Tarragona, e incluye un gasoducto terrestre para incorporar emisiones originadas en zonas colindantes. El CO₂ sería transportado mediante una tubería submarina al almacenamiento *offshore*.

42 <https://info.igme.es/almacenesco2/> (acceso 25 de noviembre de 2024).

43 Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la solicitud del permiso de investigación para almacenamiento de CO₂ denominado “TARRACO2”. BOE núm. 282, de 25 de noviembre de 2023, páginas 57298 a 57299. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2023-35328

Figura 8

Red europea de transporte de CO₂ en 2040, según el Joint Research Center de la Comisión Europea



Fuente: Tumara *et al.*, 2024.

6. LA REGULACIÓN DE LA CAPTURA, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO EN ESPAÑA

En diciembre de 2010 se traspuso a la legislación española⁴⁴ la Directiva de Almacenamiento Geológico que regula las actividades de almacenamiento, pero no las de captura ni transporte, y que supone un marco legal limitado que hace referencia a futuros desarrollos normativos que a la fecha no se han abordado.

⁴⁴ Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2010-20049>

España no ha depositado la declaración de aplicación provisional de la enmienda 2009 del Protocolo de Londres de la Organización Marítima Internacional. En virtud de ello no se han eliminado las restricciones a la exportación de CO₂ en buques para su almacenamiento geológico desde nuestro país, que requeriría además un acuerdo entre los países (emisor y receptor) con asignación de responsabilidades.

En el ámbito de la planificación estratégica, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética⁴⁵ no incluye ninguna mención a las tecnologías en cuestión. De la actualización del PNIEC para el período 2023-2030⁴⁶ parece deducirse que las indicaciones incluidas relativas a la captura vienen derivadas de la necesidad de acomodar la política en este ámbito al *mainstream* comunitario, más que a un convencimiento real de la necesidad de herramienta para alcanzar los objetivos, no solo de España, sino de las compañías e instalaciones industriales que operan en nuestro país.

Así, reconoce que el marco europeo invita a considerar a nivel nacional el papel de la captura, el almacenamiento y el uso de carbono “como potencial herramienta para descarbonizar el sector industrial en aquellas actividades donde no existen otras alternativas de abatimiento de emisiones”. Se señala que la tecnología: a) queda “acotada a sectores (*con emisiones*) de difícil abatimiento”; b) a ser empleada como “último recurso”; c) para la que se “valorará la necesidad” de planificación y regulación de d) “unas tecnologías en estado incipiente”. Se anuncia la evaluación de un posible fondo de apoyo a los contratos por diferencias de carbono y realización de un posible proyecto piloto. El empleo de la técnica no debe desincentivar el abandono de los combustibles fósiles y producirse como último recurso, subordinado especialmente a las mejoras en eficiencia.

La evaluación por la Comisión Europea del borrador del citado PNIEC 2023-2030⁴⁷, remitido para observaciones por parte de los servicios competentes, indica que en el mismo no se incluye una estimación concreta de la capacidad de almacenamiento, no se indican los volúmenes de inyección potenciales disponibles y previstos para 2030, no se informa sobre las emisiones anuales que podrían capturarse en sectores RCDE/no RCDE y no está previsto el despliegue de una infraestructura de transporte dedicada al transporte de CO₂. Los citados aspectos no se recogen en la versión definitiva del PNIEC.

En el ámbito de los usos, el PNIEC indica que se valorará la necesidad de desarrollo de una planificación y posterior regulación en lo relativo al potencial de utilización del CO₂ captu-

45 Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. <https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7/con>

46 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Actualización 2023-2030. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>

47 Commission Staff Working Document: Assessment of the draft updated National Energy and Climate Plan of Spain {C(2023) 9603 final}. https://commission.europa.eu/system/files/2023-12/Recommendation_draft_updated_NECP_Spain_2023.pdf (acceso 1/12/2024).

rado en diferentes procesos. Por ejemplo, en la industria química, el CO₂ capturado podría usarse como materia prima para sustituir a otras de origen fósil en la fabricación de polímeros, plásticos, disolventes, pinturas, detergentes, cosméticos y productos farmacéuticos. El uso del CO₂ capturado deberá ir acompañado “con la disponibilidad de tecnologías maduras, con su implantación a nivel industrial, las necesidades en el ámbito del transporte y el almacenamiento y con las señales económicas adecuadas”.

No es posible obviar que la captura para uso es necesaria a fin de disponer del CO₂ requerido para fabricar RFNBO y plásticos sostenibles⁴⁸ en primera instancia. Habida cuenta que hay cuotas mínimas de penetración en la industria y transporte de combustibles sintéticos, si no se fabrican en nuestro país (para lo que hay capacidades reconocidas) habrá que importarlos de países en los que haya CO₂ para fabricarlos, pues la captura es factible. Es decir, si no abordamos esta línea de actividad, otros países y empresas lo harán por nosotros. Lo anterior tiene además un efecto derivado muy importante sobre la demanda de hidrógeno, necesario para que tras su combinación con CO₂ origine productos como el metano, metanol y e-fuels.

En el anteproyecto de La Ley de Industria⁴⁹ se indica que se fomentará “la transformación tecnológica de los procesos industriales para su descarbonización con (...) la captura, uso y almacenamiento de carbono para las emisiones de difícil abatimiento”. Se establecen los Proyectos Industriales Estratégicos para los que la declaración como tales lleva aparejados un conjunto de beneficios y ventajas en tramitación y financiación. Ello parece estar conectado con las figuras similares de la Ley sobre la Industria de Cero Emisiones Netas.

En el PERTE de Descarbonización Industrial⁵⁰ los costes financiados de los proyectos de captura requieren que éstos estén integrados en una cadena completa de captura incluyendo bien almacenamiento, bien uso de carbono. En la práctica, en el caso de almacenamiento ello resulta de imposible cumplimiento, pues no hay ninguna instalación operativa en España ni tampoco resulta posible enviar CO₂ por barco a almacenamientos del mar del Norte, por ejemplo, por la ausencia de aceptación de la enmienda del Protocolo de Londres mencionada anteriormente.

La lista de los tipos de actuación incluye captura de carbono para emisiones de proceso y otras emisiones que no procedan de combustibles fósiles. Esta última precisión excluye las emisiones de combustión industrial para las que no existe alternativa técnica o económicamente viable. Las resoluciones aprobadas a la fecha sobre la Línea 1, Actuación Integral para la Descarbonización, no incluyen ningún proyecto relacionado con captura, almacenamiento y uso de CO₂.

48 Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. Ciclos de carbono sostenibles. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0800> (acceso 1/12/2024).

49 Artículo 23, Protección a la industria intensiva en energía https://industria.gob.es/es-es/participacion_publica/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=680 (acceso 1/12/2024).

50 <https://www.boe.es/eli/es/o/2023/12/26/itu1434>

Las próximas convocatorias del citado PERTE se centrarán al parecer en la Línea 1 y en la Línea 3 que comprende “el estudio y evaluación del desarrollo de un fondo de apoyo a los contratos por diferencias de carbono y realización de proyecto piloto”, dotado con 100 millones de euros, al que hace referencia el PNIEC.

A finales de diciembre de 2024 se ha sometido a información pública la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050⁵¹ en la que la aproximación a la CAUC tiene un carácter similar al descrito anteriormente. Se indica que su utilización puede ser la única opción para eliminar las emisiones de proceso en la industria del cemento, la cal y de los fertilizantes, pero que sería necesario el total rediseño del proceso si en los gases a tratar no hay altas concentraciones de CO₂⁵².

Se afirma, en línea con la posición restrictiva del PNIEC que “los altos costes y las cuestiones sin resolver en relación con el almacenamiento o la inexistencia de alternativas realistas para la utilización de forma perdurable del carbono capturado a gran escala, han dificultado y dificultan la comercialización de esta tecnología”.

En relación con el almacenamiento se considera una alternativa cuya viabilidad es preciso estudiar a largo plazo, y en relación con el uso del CO₂ en fabricación de materiales perdurables “no se esperan avances relevantes hasta dentro de al menos dos décadas”.

Es de esperar que tras el período de información pública y con las aportaciones de los sectores interesados, estas perspectivas puedan ser convenientemente revisadas.

7. LAS PREVISIONES DE USO DE CO₂ EN ESPAÑA

La Plataforma Tecnológica Española del CO₂ va a hacer público en los primeros meses de 2025 un completo estudio (Plataforma Tecnológica Española del CO₂, 2024) que cuantifica la utilización actual de CO₂ en España y la previsión futura de los denominados usos emergentes. Éstos son función de las políticas comunitarias, en particular las cuotas mínimas impuestas para productos fabricados a partir de CO₂ capturado, en concreto los RFNBO. Se computan además los consumos proyectados de plásticos y polímeros sostenibles y de materiales de construcción, incluyendo en esta última categoría la carbonatación de residuos que puedan ser después empleados como áridos o material de relleno en la construcción.

El trabajo contempla dos escenarios, denominados de bajo y alto desarrollo que se encuadran con los objetivos del PNIEC, en concreto la capacidad de electrolizadores instalada prevista y

51 <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2024/detalle-participacion-publica-k-717.html> (acceso 26/12/2024).

52 Quizás en alusión a la reconversión a procesos de oxidación.

el nivel de penetración de los RFNBO en el sector del transporte, ambos en 2030, entre otros (véase la tabla 1).

Tabla 1
Usos actuales y previstos de CO2 en España, t/a

		2019	2022	2030	2040
Usos actuales	Escenario Bajo Desarrollo	1.049.535	1.045.011	1.239.076	1.375.608
	Escenario Alto Desarrollo	1.049.535	1.045.011	1.256.956	1.434.066
Usos emergentes	Escenario Bajo Desarrollo	0	0	370.240	4.713.866
	Escenario Alto Desarrollo	0	0	1.410.854	12.690.948
Total	Escenario Bajo Desarrollo	1.049.535	1.045.011	1.609.316	6.089.474
	Escenario Alto Desarrollo	1.049.535	1.045.011	2.667.810	14.125.014

Fuente: Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (2024).

Los usos emergentes, para los que se requiere captura en el nuevo escenario regulatorio que se ha descrito, llevarían a una demanda máxima de 1,4 Mt/a en 2030 y 12,7 Mt/a en 2040.

8. LA PERCEPCIÓN SOCIAL EN ESPAÑA DE LA CAUC

Diversas fuentes^{53,54,55} tratan en detalle la percepción pública de este tipo de iniciativas con casos específicos que incluyen España. Las conclusiones principales son que las CAUC se perciben como prometedoras para la descarbonización de sectores industriales y energéticos en España. Sin embargo, se constata una baja aceptación pública del almacenamiento geológico, influenciada por el recuerdo negativo del proyecto Castor⁵⁶, que genera percepción de riesgo por fugas o actividad sísmica. La falta de un marco político claro y de políticas alineadas

53 Support stakeholders on Carbon Capture Utilisation and Storage of ETIP ZEP and IWG9. <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e50b7b90ac&appId=PPGMS> (acceso 1/12/2024).54

54 Wesche *et al.* (2024).

55 Oltra *et al.* (2022).

56 https://www.tribunalconstitucional.es/NotasDePrensaDocumentos/NP_2017_110/2014-7848STC.pdf

con las estrategias europeas dificulta su implementación. Por el contrario, la CUC goza de mayor apoyo social, considerándose más innovadora, necesaria, con menos afección potencial al medio ambiente y más beneficiosa para las economías regionales y nacional⁵⁷.

Los beneficios identificados por la población incluyen la preservación de la industria local, oportunidades socioeconómicas y avance tecnológico. Factores habilitadores clave son la existencia de industrias con capacidad e interés para implementación, así como capacidad disponible de almacenamiento geológico. Las barreras mencionadas incluyen altos costes iniciales, falta de madurez tecnológica, baja demanda de CO₂ para uso, oposición social por potenciales impactos ambientales y aspectos relacionados con la seguridad y la distancia entre sitios de almacenamiento y grandes emisores.

El desarrollo y despliegue a gran escala de la CAUC requiere no solo voluntad política, inversión y progreso tecnológico sino una mayor concienciación pública sobre su necesidad, sobre la que es preciso trabajar. Medir la percepción es crucial en las primeras etapas de un proyecto, ya que ayuda a entender el nivel de apoyo entre las comunidades locales. Es obvio que la falta de conocimiento puede obstaculizar la efectividad y rapidez del proyecto, y en ese sentido las comunidades próximas a enclaves industriales (que no coincidirán necesariamente con los de almacenamiento) son más propensas a comprender y aceptar la tecnología.

No es infrecuente que la CAUC se considere como una vía que puede permitir la continuidad del uso de fósiles, perjudicando la implementación de otras soluciones que se consideran más atractivas^{58,59}. Adicionalmente, la CAUC se recibe como una opción cualitativamente diferente a otras tecnologías de reducción de emisiones, pues se percibe como de mayor complejidad, que requiere la intervención de diferentes actores en la cadena de valor y necesita tiempos de implementación muy largos. En ese sentido resulta esencial explicar el papel indispensable de las tecnologías para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones en 2040 y 2050, con emisiones netas igual a cero.

9. ¿UNA SOLUCIÓN EN EL NORTE DE ÁFRICA?

En el año 2022, el autor publicó una tribuna⁶⁰ cuyo contenido conviene revisar a la luz de la situación actual. En Argelia hay yacimientos de gas y petróleo agotados o en vías de estarlo. El proyecto In Salah, que comenzó en 2004 la inyección de CO₂ separado del gas natural producido, ha permitido desarrollar capacidades y tecnologías que permitirían llevar a cabo el

57 En el trabajo de Oltra *et al.* (2022), los niveles de aceptación de la CUC (65 %) son superiores a los de la CAC (54 %) y en ambos casos superiores a los valores de la muestra francesa.

58 EL PNIEC, en su medida 1.10 menciona que “la implantación de la captura, transporte, almacenamiento y uso de carbono no debe desincentivar el abandono de los combustibles fósiles”.

59 Faber *et al.* (2025).

60 https://cincodias.elpais.com/cincodias/2022/06/23/opinion/1655976308_154575.html (acceso 6/12/2024).

almacenamiento geológico de CO₂ de forma comercial en Argelia⁶¹. No en vano, el proyecto fue desarrollado por dos miembros del consorcio Northern Lights que está desarrollando la iniciativa Longship de almacenamiento geológico en el mar del Norte. Son Equinor (entonces Statoil) y BP a las que se unió para las actividades en In Salah la empresa estatal argelina Sonatrach⁶².

Cabría pensar pues que, con un adecuado desarrollo de infraestructuras, sería posible enviar a Argelia CO₂ licuado por barco, para su almacenamiento geológico, aunque generando una nueva dependencia estratégica. El Reglamento TEN-E mencionado incluye la tipología de proyectos de interés mutuo, en la que no parece en primera instancia complejo que tenga cabida un proyecto conjunto España-Argelia (dando entrada a otros Estados miembros como Francia, Italia y Grecia)⁶³. Los requisitos exigidos en el Anexo IV del Reglamento para ser considerado proyecto transfronterizo de alto impacto no parecen difíciles de cumplir⁶⁴. Evidentemente se necesita voluntad política⁶⁵ e interés empresarial para impulsarlo y unas relaciones adecuadas con el Gobierno argelino y la empresa estatal Sonatrach.

Es posible pensar en una alternativa, en cierta medida devastadora derivada de actividades industriales emisoras de CO₂ implantadas en Argelia (algún ejemplo hay ya en operación desde hace unos años) con acceso a almacenamiento geológico. Los productos se exportarían a la UE, en el marco del Reglamento del Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono.

Si el producto fabricado en el norte de África tiene unas emisiones directas asociadas muy bajas (porque el CO₂ ha sido capturado y almacenado en origen con la adecuada verificación), el sobre coste derivado del Reglamento será muy bajo. Y presumiendo costes de fabricación más reducidos que en la Unión Europea, los productos importados harían inviable la fabricación en el sur de Europa sin captura y almacenamiento.

Es obvio que la combinación de una potente industria en el norte de Europa con acceso a almacenamiento geológico de CO₂ y unas importantes capacidades potenciales en el norte de África para albergar industria con emisiones netas de CO₂ muy reducidas, resulta en un escenario complejo para la industria del sur de Europa en general y de España en particular.

61 https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/press_room/HaddadjiSonatrach_Algeria.pdf (acceso 6/12/2024).

62 Ringrose *et al.* (2013).

63 Los proyectos de interés mutuo han de tratarse de la misma manera que los proyectos de interés común, aplicándose a los primeros todas las disposiciones relativas a los segundos, salvo que se especifique lo contrario.

64 Para proyectos de interés mutuo que impliquen el transporte y almacenamiento de CO₂ se requieren al menos dos Estados miembros y un tercer país.

65 Se requieren cartas de apoyo de los gobiernos de los países directamente afectados expresando su respaldo al proyecto u otros acuerdos no vinculantes.

10. EL ESCENARIO PARA LA TOMA DE DECISIONES POR LAS EMPRESAS QUE OPERAN EN ESPAÑA

Las empresas con factorías en España que generan emisiones de difícil abatimiento se enfrentan a un complejo escenario para adoptar decisiones para reducir su huella de carbono, cuyo marco de referencia ha sido detallado en los apartados anteriores. En ese marco, el proceso de análisis a acometer puede describirse de forma sistematizada como sigue:

La necesidad de reducir emisiones

Las industrias se enfrentan a la imperiosa necesidad de reducir sus emisiones de CO₂, tanto por razones regulatorias, compromisos voluntarios, como por los costes crecientes asociados al precio del derecho de emisión. Y ello porque en virtud de la Directiva de Renovables revisada⁶⁶ los derechos disponibles se reducirán en un 4,2 % anual hasta 2028 y en un 4,4 % hasta 2030. Pero es que adicionalmente, para los sectores “protegidos”⁶⁷ a la fecha por el Mecanismo de Ajuste en Frontera de Carbono⁶⁸ se eliminan progresivamente los derechos gratuitos y se reduce también anualmente el *benchmark* para cálculo de derechos. A ello se añade la necesidad de adaptarse a las exigencias más estrictas y expectativas de consumidores e inversores.

El recurso a la CAC

La captura para almacenamiento y para uso no difiere sustancialmente desde el punto de vista tecnológico, tan solo eventualmente en la etapa necesaria para acomodar concentraciones mínimas de CO₂ y niveles de impurezas aceptadas por el receptor.

Hoy en día capturar para transportar y almacenar en España presenta las barreras que se han descrito. La eventual presentación por España de la declaración de aplicación provisional de la enmienda 2009 del Protocolo de Londres de la Organización Marítima Internacional y la firma de acuerdos con países receptores supone una potencial vía relativamente rápida para poder poner en práctica la aplicación de la CAC.

La solicitud de permiso de exploración concedido a Repsol para TarraCO₂ es un primer movimiento esperanzador, contemplado con expectación por la industria que podría verse favorablemente afectada. Tras la concesión del permiso, pendiente a la fecha, pueden pasar entre 2 y 5 años para estar en condiciones de solicitar el permiso de explotación, en el caso de evaluación

66 Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, por la que se modifican la Directiva (UE) 2018/2001, el Reglamento (UE) 2018/1999 y la Directiva 98/70/CE. <https://www.boe.es/doue/2023/2413/L00001-00077.pdf>

67 Cemento, hierro y acero, fertilizantes, hidrógeno, aluminio y electricidad.

68 Reglamento (UE) 2023/956 del Parlamento Europeo y del Consejo del de 10 de mayo de 2023 por el que se establece un Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono

positiva del almacén. El plazo para obtener este nuevo permiso es incierto y es preciso añadir a él el de ingeniería y construcción de las instalaciones *off-shore*. En consecuencia, esta vía implica un calendario poco compatible con los objetivos a 2030.

Recientemente⁶⁹ se ha anunciado un acuerdo de colaboración entre Heidelberg Hispania y Enagás para el desarrollo conjunto de un proyecto de captura en el norte de España, en virtud del cual Enagás se encargaría del transporte, licuefacción y carga en barcos en sus terminales de regasificación, con puerto de destino no revelado.

El recurso a la CUC

En este esquema⁷⁰ caben diversos escenarios:

- a) el CO₂ es utilizado por el productor pues, por ejemplo, su ámbito de actividad es próximo al de la conversión para combustibles y/o plásticos. Idealmente captura y conversión en el mismo emplazamiento, con la servidumbre derivada de la disponibilidad de hidrógeno y a su vez de electricidad renovable para su producción. El empleo de CO₂ fósil está permitido a la fecha hasta 1/1/2036 para CO₂ procedente de generación eléctrica y hasta 1/1/2041 para el procedente de actividades industriales
- b) el CO₂ es transferido a terceros haciendo uso de medios de transporte circunscritos hoy en día a camión o ferrocarril, con las consecuencias sobre la huella de carbono del producto final obtenido, sujeta a valores máximos de referencia.

En el esquema de este trabajo en el que nos ocupamos de las emisiones de difícil abatimiento, el CO₂ capturado y usado como materia prima será fósil, requiriendo por tanto derechos de emisión. Se anuncia Reglamento delegado para 2026 para establecer claramente las responsabilidades de productor y consumidor en relación con este aspecto, de vital importancia en el caso de conversión del CO₂ en combustibles. Recientemente se ha abierto una vía de enorme interés en relación con la denominada “calificación de cero” que es un mecanismo mediante el cual se reduce el factor de emisión de un combustible o material, y consecuentemente se reducen las emisiones a notificar que posteriormente es preciso compensar con la entrega de derechos de emisión⁷¹.

69 <https://www.cemnet.com/News/story/178136/heidelberg-materials-and-enag-s-sign-carbon-capture-collaboration-agreement.html> (acceso 6/12/2024).

70 No consideramos la captura para retención permanente en productos, sino únicamente la opción en la que el CO₂ es materia prima para derivados con interés comercial.

71 Reglamento de Ejecución (UE) 2024/2493 de la Comisión, de 23 de septiembre de 2024, por el que se modifica el Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 en lo que respecta a la actualización del seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. <https://www.boe.es/doue/2024/2493/L00001-00053.pdf>

Cuestión de otra índole es el tamaño e interés de este mercado emergente para este CO₂. Sobre el primero se ha señalado anteriormente que la estimación para 2030 cifra la demanda para todos los tipos de CO₂, fósil y biogénico (sin tener en cuenta CO₂ del aire por razones económicas y técnicas) en poco más de 1,4 Mt/a en 2030 y casi 13 Mt/a para 2040. La cuestión relativa a derechos de emisión mencionada inclina la balanza a favor del CO₂ biogénico para usos, en detrimento del de origen fósil. Por consiguiente, es posible anticipar que el recurso a las emisiones de difícil abatimiento tendría lugar ante la dificultad para acceder (cualesquiera que sean las razones) a CO₂ biogénico.

Aspecto no menor es el interés del mercado en adquirir productos cuyo coste es en la práctica varias veces superior al de su equivalente de origen convencional, con las dificultades de comercialización y contratos con *offtakers* consiguientes. Y ello más allá de los requerimientos normativos mencionados de comercialización de RFNBO y penetración de combustibles renovables en el sector del transporte. Y otro aspecto, también muy relevante, es que las conversiones para combustibles requieren hidrógeno, como se ha indicado, cuyo despliegue a las escalas requeridas y planificadas está sometido a las incertidumbres del momento.

En consecuencia, la captura para uso, conceptualmente atractiva, se enfrenta a una serie de condiciones de contorno que hacen que sea preciso considerarla con reservas como una vía de destino efectivo de las emisiones de difícil abatimiento, al menos en el corto plazo.

Las decisiones finales de inversión

En un escenario como el que describimos, las hipotéticas decisiones de inversión han de basarse en modelos de negocio relativamente inciertos por multitud de factores, especialmente regulatorios y económicos.

Las cuestiones técnicas y la aplicabilidad de las diversas alternativas tecnológicas no son una barrera infranqueable tanto para la captura como el transporte. En el primer caso hay tecnologías maduras y otras en avanzado grado de desarrollo que permiten mejorar los consumos energéticos elevados de las primeras. En el caso del transporte numerosos trabajos recientes y la actividad de organismos de estandarización permiten abordar el diseño, construcción y operación de gasoductos de transporte de CO₂ con garantías (Plataforma Tecnológica Española del CO₂, s. a.)

Para hacer viables las inversiones se reclama por los sectores industriales un trabajo conjunto entre Administración y empresas en múltiples facetas, que influyen no solo en el CAPEX de las instalaciones, sino también en el OPEX: instrumentos financieros, CCfD, compra pública de productos bajos en carbono y reglamentación asociada a nuevos productos, entre otros.

Pero, por otra parte, las compañías multinacionales que operan instalaciones en diferentes países han de priorizar para acometer nuevas inversiones y el mantenimiento de la actividad aquellas ubicaciones más favorables, dicho sea, en términos muy generales. Evidentemente, en un entorno como el que describimos, la facilidad de acceso a infraestructuras de transporte y almacenamiento geológico de CO₂ es un factor diferencial que puede hacer preferibles unos emplazamientos frente a otros. Países con entornos regulatorios más favorables y menores costes operativos presentan por consiguiente ventajas competitivas que podrían llevar a decisiones sobre relocación de actividades en perjuicio de aquellas situadas en países menos atractivos, como es el caso de España.

Las perspectivas

Como se ha indicado anteriormente, un cierto número de compañías está abordando acciones de diversa índole (ensayos a escala piloto, estudios de viabilidad, ingenierías conceptuales...) para estar en disposición de abordar decisiones en el momento adecuado.

Adicionalmente, varios sectores industriales^{72,73,74} han publicado sus hojas de ruta para la reducción de emisiones, hojas de ruta en las que la CAC y CUC tienen un papel preeminente. La necesidad y la voluntad existen, pero las condiciones de contorno no ayudan.

Enagás juega un papel esencial en hacer realidad la implantación de las tecnologías CAUC en España. Como se ha indicado, en el estudio *Transporte de CO₂: Escenarios, Análisis y Propuestas* de la Plataforma Española del CO₂ (Plataforma Española del CO₂, s.a.), liderado por la compañía, se hace un análisis del desarrollo potencial de una red logística de transporte a articular en función de áreas de demanda preconfiguradas en base a los resultados de la consulta pública que identificó emisores industriales potencialmente interesados en el uso de las infraestructuras. La futura materialización de las mismas recurriendo a mecanismos de financiación comunitarios supone el elemento catalizador que puede hacer posible la implantación en España de la CAUC.

11. CONCLUSIONES Y PROPUESTAS

España se enfrenta a importantes desafíos en la implementación de tecnologías de captura, almacenamiento y uso de carbono (CAC y CUC), fundamentales para cumplir objetivos de reducción de emisiones y de sustitución progresiva del carbono de origen fósil. Y ello espe-

72 <https://www.oficemen.com/sostenibilidad/hacia-la-neutralidad-climatica-en-2050/> (acceso 7/12/2024). Oficien está en proceso de actualización de su Hoja de Ruta, que será pública en los próximos meses.

73 [A pathway to negative CO2 emissions by 2050 - European Lime Association](#) (acceso 7/12/2024).

74 https://www.spri.eus/archivos/2023/11/pdf/20231108_hdr_siderurgia.pdf (acceso 7/12/2024).

cialmente en relación con las emisiones de difícil abatimiento. Mientras que los países más industrializados de la Unión Europea han comenzado a actuar de forma decidida para hacer posible la implantación de la tecnología, dedicando en ocasiones importantes recursos para ello, España muestra un enfoque claramente restrictivo en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y en la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo.

La falta de infraestructuras de transporte y almacenamiento geológico en España agrava la situación y la iniciativa en trámite para alcanzar la disponibilidad de almacenamiento *off-shore* tardará años en ser una realidad. El transporte marítimo se encuentra actualmente imposibilitado por restricciones legales y la falta de acuerdos internacionales. Como se ha indicado, ello contrasta con países ribereños del mar del Norte, donde las infraestructuras avanzadas y políticas favorables fomentan la competitividad industrial.

Por otro lado, la captura para uso, impulsada en principio por objetivos cuantificados de penetración de combustibles renovables tiene hoy en día incertidumbres regulatorias y de mercado. Aunque va a surgir una demanda creciente de CO₂ para combustibles y plásticos sostenibles, las cuantías a 2030 no se estiman significativas. Cabe esperar una lógica preferencia por CO₂ biogénico frente al fósil y adicionalmente los elevados costes de producción suponen un claro factor limitante. Además, la necesidad de hidrógeno, cuya disponibilidad aún es incierta, añade complejidad al desarrollo de estas tecnologías. Pero si España no fabrica, otros países lo harán y será necesario importar para cumplir cuotas.

En este contexto, las decisiones de inversión en España se ven dificultadas por incertidumbres regulatorias, económicas y de infraestructuras, abriendo claros interrogantes sobre la competitividad de España para seguir albergando instalaciones industriales con emisiones de difícil abatimiento, y mucho menos para atraer nuevas inversiones, especialmente en negocios propiedad de grupos multinacionales.

En relación con las recomendaciones, el documento *Las tecnologías CAUC, una oportunidad de país* de la Plataforma Española del CO₂ (2024) incluye un completo listado de propuestas soportadas de las que se incluyen aquí varias de las consideradas más relevantes, complementadas con aportaciones propias:

1. Adoptar objetivos numéricos concretos, coherentes con los europeos.
2. Elaborar una Hoja de Ruta de las tecnologías CAUC, como se ha hecho para el hidrógeno renovable y el biogas, por ejemplo.
3. Identificar áreas de concentración de emisiones para realimentar la planificación de la infraestructura de transporte.

4. Planificar la estructura para el transporte, conectando las áreas con puertos y almacenes identificados.
5. Adaptar las convocatorias de ayudas públicas, en particular el PERTE de Descarbonización, para dar cabida a iniciativas de CAUC con contribuciones tanto a CAPEX como OPEX.
6. Incrementar la ambición de la Línea 3 del PERTE con mayor dotación presupuestaria para albergar más de “un posible proyecto piloto”.
7. Materializar de forma práctica las previsiones de la Ley de Industria Cero Neto en cuanto a la calificación de proyectos estratégicos y hacer realidad la agilización administrativa y el acortamiento de plazos, de forma acorde con el máximo de 18 meses especificado.
8. Realizar de forma urgente la declaración de aplicación provisional de la enmienda 2009 del Protocolo de Londres de la Organización Marítima Internacional.
9. Iniciar las acciones para la firma de acuerdos con países terceros para la exportación de CO₂ por barco, en particular con Noruega para la iniciativa Northern Lights que ofrece el almacenamiento como servicio y que ya está procediendo a la reserva de capacidad de almacenamiento para determinados clientes⁷⁵.
10. Implementar acciones para mejorar la percepción social de las tecnologías CAUC haciendo patente su indispensable contribución a los objetivos de reducción de emisiones comprometidos.

REFERENCIAS

CARNEGIE COUNCIL FOR ETHICS IN INTERNATIONAL AFFAIRS. (2021). *Evidence Brief. Carbon Dioxide Removal and its Governance*. Carnegie Climate Governance Initiative. March 2021. <https://www.c2g2.net/wp-content/uploads/CDR-Evidence-Brief.pdf> (acceso 27/12/2024).

EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY. (2024). *Trends and projections in the EU ETS in 2024. ETC CM Report 2024/09*. European Environment Agency. Nov 2024. DOI: 10.5281/zenodo.14062099 (acceso 22/12/2024).

FABER, L., BUSCH, H., y LEFSTAD, L. (2025). A Trojan horse for climate policy: Assessing carbon lock-ins through the Carbon Capture and Storage-Hydrogen-Nexus in Europe.

⁷⁵ <https://norlights.com/how-to-store-co2-with-northern-lights/> (acceso 7/12/2024).

Energy Research & Social Science, Vol. 120, February 2025, 103881. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103881> (acceso 1/12/2024).

HEKMATMEHR, H. ET AL. (2024). Carbon capture technologies: A review on technology readiness level. *Fuel*, Vol. 363, May 2024, 130898. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.130898> (acceso 27/12/2024).

IPCC (2023). *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva, Switzerland: IPCC. https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_FullVolume.pdf (acceso 27/12/2024).

LLORENTE y CUENCA. (2024). *Presente y futuro de la Gestión del Carbono en España*. LLYC, 19 de junio de 2024. <https://llyc.global/wp-content/uploads/2024/06/La-gestion-del-carbono-en-Espana.pdf>

OLTRA, CH. ET AL. (2022). What influences public attitudes and acceptance of CCUS technologies on the national and regional level? Results from a survey study in France and Spain. *Proceedings of the 16th Greenhouse Gas Control Technologies Conference (GHGT-16) 23-24 Oct 2022*. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4272128> (acceso 1/12/2024).

PEDERSEN, R. (2024). *Captura, Transporte, Almacenamiento y Usos de CO₂ en la Unión Europea. Estrategias nacionales, principales proyectos, financiación*. PTCO2. <https://pteco2.es/documentos/captura-transporte-almacenamiento-y-usos-de-co2-en-la-ue-informe-rud-pedersen-para-la-pteco2/> (acceso 18/11/2024).

PLATAFORMA TECNOLÓGICA ESPAÑOLA DEL CO₂. (2024). *Las tecnologías CAUC, una oportunidad de país*. Plataforma Tecnológica Española del CO₂. Septiembre 2024. <https://pteco2.es/documentos/las-tecnologias-cauc-una-oportunidad-de-pais/> (acceso 7/12/2024).

PLATAFORMA TECNOLÓGICA ESPAÑOLA DEL CO₂ (S. A.). *Transporte de CO₂: Escenarios, Análisis y Propuestas*. Pendiente de publicación.

RAGANATI, F., y AMMENDOLA, P. (2024). CO₂ Post-combustion Capture: A Critical Review of Current Technologies and Future Directions, *Energy Fuels* 2024, 38, 13858-13905.

RINGROSE P. S. ET AL. (2013). The In Salah CO₂ storage project: lessons learned and knowledge transfer. *Energy Procedia*, 37, 6226–6236. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.551> (acceso 6/12/2024).

SUN, X. *ET AL.* (2021). Hubs and clusters approach to unlock the development of carbon capture and storage – Case study in Spain. *Applied Energy*, 300, 117418. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117418> (acceso 2/12/2024).

TUMARA, D., UIHLEIN, A. y HIDALGO GONZALEZ, I. (2024). *Shaping the future CO₂ transport network for Europe*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, DOI:10.2760/582433, JRC136709. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/582433> (acceso 6/12/2024).

WESCHE, J. *ET AL.* (2024). CCUS or no CCUS? Societal support for policy frameworks and stakeholder perceptions in France, Spain, and Poland. *Greenhouse Gas. Sci. Technol.* 13, 48–66 (2023). <https://scijournals.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ghg.2195> (acceso 1/12/2024).

Perspective: The European Union is not prepared for geochemical carbon dioxide removal*

Phil Renforth**

Abstract

The European Union has ambitious climate targets that may necessitate the removal of more than 500 million tonnes of carbon dioxide per year from the atmosphere by mid-century. A range of approaches have been proposed that attempt to accelerate natural rock weathering to promote “geochemical carbon dioxide removal” (gCDR), some of which are developing commercially through the voluntary carbon removal market. Progressive policy within the EU is on the verge of creating an incentive mechanism that could stimulate substantial expansion of gCDR activities, and there is world leading support for research and development to help underpin this policy agenda. Yet, there has been no systematic evaluation of the mineral resources within the EU for gCDR, or an exploration of the pathways to its efficient, equitable or cost-effective use. This manuscript makes a preliminary assessment of gCDR resources in across the EU’s member states and demonstrates a CDR potential on the order of 274 – 368 million tonnes CO₂ per year based on the use of currently produced waste and by-product materials. The annual capacity could be further extended by 10’s-100’s million tonnes CO₂ if extraction of appropriate rock was marginally scaled up in the coming decades. There is asymmetry of resource across the EU, which will create an uneven experience of costs and benefits if these technologies were deployed. Clearly, the EU has considerable potential for gCDR, and a systematic programme of evaluation is needed to map the resource, quantify potential reserves given the trajectory of the value of carbon removal, and employ systems level analysis such that the strengths of member states can be maximised through cooperation.

Keywords: Negative emissions, carbon dioxide removal, minerals, enhanced weathering.

1. INTRODUCTION

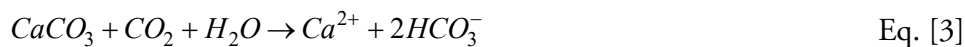
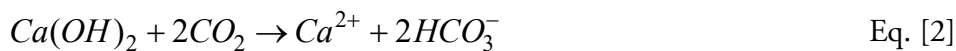
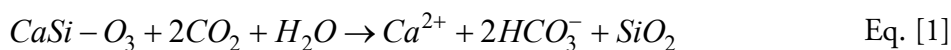
Towards the end of 2024 the European Union (EU) published the *Carbon Removals and Carbon Farming Regulation* creating a voluntary framework for certifying carbon dioxide removal (CDR) (European Parliament and Council of the European Union, 2024). CDR includes a broad range of proposals (Committee on Developing a Research Agenda for Carbon Dioxide Removal and Reliable Sequestration *et al.*, 2019) for removing carbon dioxide (CO₂) from the atmosphere including managing biomass on the land surface (*e.g.*, forestation)

* The author would like acknowledge funding from the European Union’s Horizon 2020 Research and Innovation Program under grant 869357 (project OceanNETs) and through the European Union’s Horizon Europe research and innovation programme under grant agreement No. 101081362 (project SEAO2-CDR). Although the perspective articulated here represents the views of the author and not necessarily that of the projects.

** Research Centre for Carbon Solutions, Heriot-Watt University, Edinburgh, EH14 4AS, United Kingdom.

and underground (*e.g.*, with regenerative agriculture), combusting biomass for energy while sequestering the produced CO₂, or operating machines that extract CO₂ directly from the air. CDR will form an important part of our response to climate change alongside rapid emissions reduction. The intergovernmental Panel on Climate Change anticipates CDR may be required to remove on the order of 10 billion tonnes (Gt) CO₂ per year by 2050, with cumulative storage on the order of 500 GtCO₂ by 2100 (Masson-Delmotte *et al.*, 2022).

Geochemical CDR (“gCDR”, Campbell *et al.*, 2022; Maesano *et al.*, 2022) involves approaches that react atmospheric CO₂ with naturally occurring rocks or anthropogenic alkaline materials. These include the addition of silicate minerals to agricultural land (Beerling *et al.*, 2018) or coastal environments (Meysman and Montserrat, 2017), the reaction of alkaline wastes or by-products (steel slag, cement waste, mine waste) in engineered facilities (Renforth, 2019; Renforth *et al.*, 2024; Stolaroff *et al.*, 2005), and processes that produce reactive materials to increase ocean alkalinity (Kheshgi, 1995; Renforth and Henderson, 2017). Broadly, these approaches attempt to accelerate natural weathering, which helps to stabilize climate over millennia (*e.g.* Berner, 2001). The reactions can be simplified to those in Eq. [1-3] and show that the final repository of CO₂ is either dissolved bicarbonate ions (HCO₃⁻, Eq. [1], [2] and [3]) or new solid minerals (*e.g.*, calcium carbonate CaCO₃, a combination of Eq. [1] or [2] and the reverse of [3]). Eq. [1] is an example of a reaction between a calcium silicate mineral, which are commonly found in basic and ultrabasic igneous rocks. Eq. [2]. Shows the reaction between calcium hydroxide, common in anthropogenic alkaline materials (cement, slag). Eq. [3]. Shows the reaction of a carbonate mineral, found commonly within carbonate rock (limestone, dolomite). HCO₃⁻ can be a long-term storage reservoir for carbon (>1000 years) if it resides in the ocean, the chemistry of which inhibits the reverse of Eq. [3] (Renforth and Henderson, 2017). Solid carbonate minerals are stable over millions of years.



1.1. Mineral feedstocks

The above reactions also highlight the potential diversity of mineral feedstocks for gCDR. A summary of these is introduced below and is reviewed in greater detail by Lackner (2002). Indicative CDR potentials (in kgCO₂ t⁻¹) of these rocks are presented in Table 1. gCDR feedstock materials have been explored since the 1990’s for their ability to react with CO₂ (Lackner *et al.*, 1997), and specifically for reaction with atmospheric CO₂ (Hartmann *et al.*, 2013; Renforth *et al.*, 2009; Schuiling and Krijgsman, 2006). Natural rocks are sufficiently

abundant at the surface of the earth so their capacity for CO₂ sequestration is not meaningfully constrained (Lackner, 2002). Based on contemporary production Renforth *et al.*, (2011) estimated that anthropogenic materials might be about to react with ~1 GtCO₂ yr⁻¹, which may increase to 3-8 GtCO₂ yr⁻¹ for future production (Renforth, 2019), with a possible additional 1-4.5 GtCO₂ yr⁻¹ from mine waste (Bullock *et al.*, 2021).

Basic igneous rocks are rich in magnesium and calcium but low in silica. They are typically dark-coloured, dense, and form from the cooling and solidification of magma or lava. Common examples include basalt, gabbro, and diabase. These rocks are abundant in oceanic crust and volcanic regions such as mid-ocean ridges and continental rifts. Mineralogically, basic rocks are dominated by plagioclase feldspar (typically calcium-rich varieties like labradorite) and pyroxenes (especially augite), with olivine often present in more ultrabasic forms. Chemically, they have high concentrations of iron, magnesium, and calcium. Upon metamorphism, they can transform into rocks like amphibolite or greenschist depending on pressure and temperature.

Ultrabasic rocks are igneous rocks with an extremely low silica content and are composed almost entirely of minerals rich in magnesium, iron, and calcium such as olivine and pyroxene. These rocks are typically dark, dense, and coarse-grained. Common examples include peridotite, dunite (mostly olivine), and pyroxenite (mostly pyroxenes), and typically contain accessory minerals like chromite, magnetite, and spinel. Ultrabasic rocks are found at the surface in ophiolite rock formations. When altered, ultrabasic rocks often form serpentine, talc, and chlorite, and they are important host rocks for nickel, chromium, and platinum-group metal deposits.

Carbonate rocks are sedimentary rocks primarily composed of carbonate minerals, most commonly CaCO₃ and dolomite (CaMg(CO₃)₂). These rocks form mainly through biological and chemical processes in shallow marine environments, often from the accumulation of shells, coral fragments, and other calcareous materials. The two main types are limestone, which is predominantly calcite, and dolostone (or dolomite rock), which is rich in dolomite. Carbonate rocks are typically light-coloured, relatively soft, and often contain fossils, reflecting their organic origin. Mineralogically, carbonate rocks are dominated by carbonate minerals but may also contain clay, quartz, or organic matter as impurities. Through metamorphism, they can transform into rocks such as marble, composed of recrystallized calcite or dolomite. Relatively pure calcite-rich limestones are raw materials for the cement and lime industries. The use of carbonate rocks as a feedstock for gCDR necessitates that the final repository of the formed bicarbonate is the ocean, formation of new solid carbonate minerals using these materials would not result in a net removal of CO₂. Caserini *et al.*, (2022) estimate that there are 5 trillion tonnes of limestone within 10 km of the coast globally.

Anthropogenic alkaline materials are substances that contain elevated concentrations of Ca, Mg, or Na, resulting in high pH on contact with water. They are primarily produced as byproducts or residues from industrial processes such as cement production, steelmaking, coal combustion, and mineral processing. Common examples include cement kiln dust, blast furnace slag, steel slag, fly ash, and red mud (a byproduct of aluminium refining). Mineralogically, alkaline materials are often complex and variable in composition but typically contain hydraulic and pozzolanic phases such as portlandite ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), oxides (CaO , MgO), calcium sulphate phases, calcium silicate hydrates (C-S-H), and glassy aluminosilicates.

1.2. Geochemical carbon dioxide removal

Geochemical CDR approaches facilitate reaction with carbon dioxide by either increasing the reactivity of a material (*e.g.*, through the reduction of particle size, and increase in reactive surface area, (Renforth, 2012; Tromans, 2008)) and/or placing the material into a more reactive environment (*e.g.*, a reactor with elevated CO_2 (Gerdemann *et al.*, 2007), elevated CO_2 injected into reactive rock formations (Matter *et al.*, 2016), soil (Beerling *et al.*, 2018), or the ocean (Renforth and Henderson, 2017). These approaches are reviewed by Campbell *et al.* (2022), Eisaman *et al.* (2023), and Kelemen *et al.* (2020), but have been summarised below. The key resources required for each approach is presented in Table 1.

1.2.1. Terrestrial gCDR approaches

Kelemen *et al.* (2020) propose three categories of approaches for reacting minerals with CO_2 . “Surficial CDR” involves the above ground handling and reaction of minerals distributed over large areas. The second category, “In-situ CDR”, involved the injection of CO_2 into reactive rock formations. Finally, “hybrid CDR” involve the combination of direct air capture and mineralisation.

Surficial CDR can be further characterised as either reacting minerals in soils or the landscape (enhanced weathering), the reaction of anthropogenic materials (*e.g.*, mine wastes) in controlled facilities, or the engineered production of reactive materials for oxide looping CDR.

Enhanced rock weathering (ERW) is typically implemented by spreading finely ground silicate rocks (such as basalt) over croplands, where weathering reactions with CO_2 in soil water produce stable dissolved bicarbonate ions that can be transported to oceans (Hartmann *et al.*, 2013; Schuiling and Krijgsman, 2006). A compelling benefit of ERW is its synergy with agriculture, it potentially improves soil pH, releases beneficial nutrients, and increases crop yields while capturing CO_2 (Beerling *et al.*, 2018). Empirical field trials

Table 1

Geochemical carbon dioxide removal approaches and their associated resource needs

Technology/ approach	Key physical resources required
Enhanced weathering (terrestrial)	Basic igneous rock (although some are exploring the use of ultrabasic rock). Access to land, particularly cropland. Transport infrastructure to connect extraction site to application area, and access to conventional mineral spreading equipment
Anthropogenic material weathering (terrestrial)	Anthropogenic materials. Land for distributed reaction, likely lined to collect drainage waters.
Oxide looping (terrestrial)	Carbonate minerals. Thermal energy, calcination. Land for distributed reaction, likely lined to collect drainage waters.
Hybrid CDR (terrestrial)	Carbon dioxide storage locations Anthropogenic alkaline materials and potentially ultrabasic rock. Direct air capture, and its associated resources.
In-situ mineralisation (subsurface)	Access to suitable basic or ultrabasic rock formations (100's m deep). Water, and/or seawater for coinfection. Direct air capture, and its associated resources.
Enhanced weathering (ocean) Ocean liming (ocean)	Ultrabasic rock. Carbonate minerals. Thermal energy resources for calcination.
Electrochemical (ocean)	Silicate minerals for acid disposal. Low carbon electricity sources for the electrochemical cell. A source of brine (<i>e.g.</i> , seawater or salt).
Chemical extraction (ocean)	Carbonate and silicate minerals Extractants (<i>e.g.</i> , air derived CO ₂ , ammonium sulphate, sodium hydroxide)

Source: Own elaboration.

in the U.S. Corn Belt have demonstrated net CO₂ removals of over 15 tons per hectare over four years, coupled with up to 16% yield increases in staple crops (Beerling *et al.*, 2024). In the EU, Carbon Neutral Initiative (Netherlands/Spain), ClimeRock (France), Greensand (Netherlands), Green Sequest (Poland), Silicate (Ireland), The Rock Flour Company (Denmark), and ZeroEx (Germany) are examples of commercial ERW projects.

Weathering and carbonation of anthropogenic materials. Anthropogenic alkaline materials (cement, slag, ash, mine tailings) are well known to react with atmospheric CO_2 . The formation of solid carbonates is consistently observed in and around legacy deposits of slag (Mayes *et al.*, 2018; Renforth *et al.*, 2009) lime (Andrews *et al.*, 1997), and mine tailings (Wilson *et al.*, 2014, 2009) and is common in brownfield soils containing cement from demolition waste (Renforth *et al.*, 2009; Washbourne *et al.*, 2015). Kelemen *et al.*, (2020) suggests that it may be possible to carbonate the most reactive components of these waste materials (*e.g.*, $\text{Mg}(\text{OH})_2$ or $\text{Ca}(\text{OH})_2$) by passively, or through limited mechanical mixing, distributing the material in thin layers over large areas. Arca operating in Canada and Australia is a commercial example of this approach.

Oxide looping involves reacting hydroxide minerals with atmospheric CO_2 . It is possible to produce oxide/hydroxide materials at industrial scale (globally >400 Mt of lime are produced annually (Apodaca, 2025)) to react with atmospheric CO_2 (see McQueen *et al.*, 2020). In this process, carbonate minerals (MgCO_3 , CaCO_3) are calcined at elevated temperature to produce oxides (MgO , CaO) which are hydrated to hydroxide minerals ($\text{Mg}(\text{OH})_2$, $\text{Ca}(\text{OH})_2$). Spreading these hydroxide minerals into heaps exposed to atmospheric CO_2 , would result in their carbonation (MgCO_3 , CaCO_3). If the emissions from the production process were substantially reduced (*e.g.*, through carbon capture and storage), then there would be a net removal of CO_2 out of the atmosphere into carbonate minerals. Recycling the carbonate minerals as a feedstock into calcination would essentially transfer CO_2 from the atmosphere into the flue gas of the kiln. Calcite/8 Rivers (United States), Heirloom (United States), and Origen (UK) are developing this technology.

Hybrid CDR involves the combination of ex-situ mineralisation with elevated CO_2 provided by direct air capture or biogenic sources. *Ex-situ* mineralisation was initially proposed as a method to sequester CO_2 produced from point sources of emissions (Lackner *et al.*, 1995; Seifritz, 1990). In these processes, CO_2 would be captured and purified from a flue gas and then reacted with water and minerals at elevated temperatures and pressures. Ultrabasic rocks (given their faster reaction kinetics) were explored as the primary feedstock, in which they would need to be extracted and finely ground (<100 μm). Gerdemann *et al.*, (2007) suggest optimum reaction conditions of >150°C and $\text{pCO}_2 > 100$ bar. Faster reaction times, under lower temperatures and pressures has been reported for other naturally occurring (wollastonite, Gerdemann *et al.*, 2007; Huijgen *et al.*, 2006) and anthropogenic (steel slag, Huijgen *et al.*, 2005; cement kiln dust, Huntzinger *et al.*, 2009) materials. The energy-intensive nature of mineral pre-treatment (*e.g.*, grinding and thermal activation) and the capital costs of operating a reactor at elevated pressures for slow reaction kinetics, have limited its deployment at scale (Metz and Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005). Particularly, it performs poorly in competition with relatively inexpensive disposal of CO_2 underground. However, integration of mineralisation within the cement sector may offer opportunities for direct

ex-situ mineralisation to become competitive (Bremen *et al.*, 2022). Indirect mineralisation was proposed to overcome limitations in the reaction kinetics by dissolving or extracting the magnesium out of the rock using a strong extractant (*e.g.*, a strong acid or base) before reacting it with CO₂ (*e.g.*, Wang and Maroto-Valer, 2011; Zhang *et al.*, 2010). These alkaline materials may be directly reacted with atmospheric CO₂ (Madeddu *et al.*, 2015) or coupled to direct air capture (Ragipani *et al.*, 2022). In the EU, Blue Skies Minerals (Germany), Carbonaide (Finland), Carborok (France), ecoLocked (Germany), and Paebbl (Netherlands/Sweden) are commercial projects developing Hybrid CDR technologies.

In-situ mineralisation refers to the process of injecting CO₂ derived from direct air capture into reactive subsurface geological formations, where it naturally reacts with silicate minerals to form stable solid carbonates (Matter *et al.*, 2016). Successful field-scale demonstrations, such as the CarbFix project in Iceland, have proven that mineralisation can occur rapidly (within years). The project dissolving CO₂ in water before injection to enhance mineral reactivity and minimise leakage. As CO₂ is more soluble at higher pressures, the co-injection of water becomes less feasible with shallower injection depths. CarbFix injected into rock at depths of 400-800 m, which corresponds to a hydrostatic pressure of 40-80 bar. At these pressures 10's tonnes of water are required for every tonne of CO₂. At <50m that would correspond to 100's of tonnes of water per tonne of CO₂ (Snæbjörnsdóttir *et al.*, 2020). The application of in-situ mineralisation to the EU will require rock formations at suitable depth, with access to fresh water, and potentially seawater. 44.01 (Oman), CarbFix (Iceland), and Cella (Kenya) are commercial in-situ mineralisation projects.

1.2.2. Ocean alkalinity enhancement approaches

Ocean Alkalinity Enhancement (OAE) is a gCDR strategy that involves adding alkaline substances (like crushed minerals or alkaline solutions) to the ocean. This process enhances the ocean's ability to absorb and store atmospheric CO₂ as dissolved bicarbonate and carbonate ions. It could also help to ameliorate ocean acidification. OAE approaches are reviewed in Renforth and Henderson (2017) and Eisamann *et al.*, (2023). See Oschlies *et al.*, (2023) and references therein for considerations on the broader environmental and social implications of OAE. The taxonomic classification in Lee Pereira *et al.*, (2025) has been simplified and adapted below.

Coastal enhanced weathering involves spreading ultrabasic rock onto coastal environments (Meysman and Montserrat, 2017; Montserrat *et al.*, 2017), in which wave action, lower pH of surface sediments, and rapid replenishment of coastal waters is thought to accelerate mineral dissolution (Schuiling and de Boer, 2010). Experiments suggest that high olivine concentrations in the sediment could result in a reduction in alkalinity (Fuhr *et al.*, 2021),

suggesting care should be taken when distributing the material. Collisions between particles, *e.g.*, through wave action, may also accelerate the dissolution and reaction of the mineral (Flipkens *et al.*, 2023). Vesta (United States) is commercially developing this technology.

Ocean Liming involves the intentional addition of alkaline materials, particularly hydrated lime ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), to seawater (Kheshgi, 1995; Renforth *et al.*, 2013). In this process, carbonate minerals are used as the feedstock and transformed through calcination and hydration into $\text{Ca}(\text{OH})_2$. The hydrated lime is added to the ocean via ships. For this process to contribute to CDR, the emissions at the lime kiln need to be substantially reduced (Foteinis *et al.*, 2022). Rapid mixing within the wake of a ship quickly dilutes the added alkalinity (Caserini *et al.*, 2022). Limenet (Italy) are exploring the commercialisation of a variant of ocean liming.

Electrochemical approaches involve splitting seawater or brine into acidic and alkaline streams using electrodialysis (Eisaman, 2024) or membrane electrolysis (Rau *et al.*, 2013), followed by managing or neutralizing the acidic by-products and returning the alkaline-enriched water to the ocean. The elemental reservoir of the ocean is practically unlimited for electrochemical approaches, but pretreatment of the seawater or upgrading its salinity pose practical challenges to its implementation. The high electricity demand for electrochemical systems, means that they will only be effective for CDR if they operate on low-carbon electricity sources (Committee on Developing a Research Agenda for Carbon Dioxide Removal and Reliable Sequestration *et al.*, 2019). Ebb Carbon (United States) are commercialising a method of electrochemical OAE.

Enhanced extraction techniques include a range of treatments to create more reactive forms of alkalinity that can be added to the ocean. These include digesting carbonate rocks under elevated CO_2 derived from DAC or biomass (Rau, 2011), high pH digestion of ultrabasic silicate rock (Madeddu *et al.*, 2015), the conversion of carbonates into hydrated carbonates (Renforth *et al.*, 2022) or extraction through ammonium sulphate (Nduagu *et al.*, 2012). Calcareo (United States) are commercialising a method of carbonate rock digestion under CO_2 rich flue gases onboard ships, Cambridge Carbon Capture (UK) are commercialising a method of alkaline digestion of silicates, and the Planeteers (Germany) are exploring hydrated mineral carbonate OAE.

1.3. Climate change mitigation in the European Union

The EU is a global leader in climate change mitigation, guided by an ambitious policy framework and robust research agenda. At the centre of EU climate policy is the European Green Deal, aiming to make Europe a net-zero continent by 2050. The European Scientific Advisory Board on Climate Change, established in 2021 by the European Climate Law, provides independent advice to the EU. Their 2025 report *Scaling up Carbon Dioxide Removals* suggests 544–568 $\text{MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ will be required by 2050 to help meet EU climate policy targets. In their view, this could be met through a combination of land use, biomass energy carbon capture and storage,

and direct air capture (European Scientific Advisory Board on Climate Change, 2025). The report simplifies gCDR into enhanced weathering and ocean alkalisation, highlighting opportunities and risks in the implementation, but acknowledging that the field is at a

Table 2

Major research projects that have recently been supported by the EU

Project	Project (Value)	Aims and objectives
NEGEM (2020-2024)	Horizon 2020 (€5.8M)	Evaluated the realistic potential of CDR to achieve climate neutrality. providing insights into their technical, environmental, social, and economic aspects.
OceanNETs (2020-2025)	Horizon 2020 (€7.3M)	Aims to assess how large-scale deployment of ocean-based CDR could contribute to achieving climate neutrality and the goals of the Paris Agreement. The project evaluated various aspects of these technologies, including their CDR potential, environmental impacts, risks, co-benefits, technical feasibility, cost-effectiveness, and societal acceptance.
GENIE (2021-2027)	ERC (€9.2M)	GENIE aims to provide a comprehensive, interdisciplinary assessment of both CDR and Solar Radiation Management technologies. Its primary goal is to inform evidence-based policymaking by evaluating the environmental, technical, social, legal, ethical, and policy dimensions of these climate intervention strategies .
RESCUE (2022-2026)	Horizon (€8.0M)	RESCUE aims to enhance our understanding of how the Earth system responds to various CDR strategies, particularly in scenarios involving temperature overshoot and subsequent stabilization.
C-SINK (2023–2027)	Horizon (€5.3M)	Aims to develop a standardized and transparent European CDR market. It emphasizes the development of robust monitoring, reporting, and verification standards and policy recommendations to ensure the credibility and long-term viability.
UPTAKE (2023–2027)	Horizon (€6.3M)	Seeks to streamline the implementation of CDR methods by assessing geographical, sectoral, socioeconomic, demographic, and temporal trade-offs. The project will develop an open and interactive CDR roadmap explorer to help stakeholders investigate strategies that minimize risks and adverse impacts on society, economies, and the environment.
SEAO2-CDR (2023–2027)	Horizon (€4.4M)	This project focuses on ocean-based CDR strategies. It aims to fill critical gaps in understanding these approaches, establish robust monitoring reporting and verification strategies, and develop stakeholder-oriented governance frameworks to support the business development and scale-up of CDR.

Source: Own elaboration.

relatively early stage of development. A similar approach was adopted by the equivalent organisation in the UK (Climate Change Committee), but in their most recent advice to government, *The Seventh Carbon Budget*, they now include an 8% contribution to 2050 CDR targets using technologies that include enhanced weathering (Climate Change Committee, 2025).

The EU offers world leading support for CDR research, with several large projects funded through a range of programmes (Table 2). In addition, the EU supported the CarbFix2 project (2017-2021, €2.2M), initially proposed to store industrial CO₂, has subsequently been commercialised as a repository for atmospheric CO₂. Carbon Gap estimates that the EU has allocated €657M to support CDR methods between 2020 and 2023 and suggest that this will need to increase to €3-6 billion over the next 15-20 years (Carbon Gap, 2025a).

Despite this investment, there is no robust overview of the EU's geological resources for gCDR, nor pathways for exploiting this resource. Such an assessment is essential to identify the barriers to gCDR scale up, to understand how resources may be efficiently managed, what technologies are nationally relevant and those that require EU-wide policy, or how the cost and benefits may be shared amongst member states.

Previous work in the UK has mapped some gCDR resources (Madankan and Renforth, 2023; Renforth, 2012), explored the potential of enhanced rock weathering (Kantzas *et al.*, 2022), and paired resources to application sites to explore realistically constrained supply chains (Madankan *et al.*, in review), see Section 3. The aim of this work is to provide an initial perspective on the gCDR resources in the EU, summarise potential barriers and opportunities for developing those resources, and suggest further work that is required to create meaningful climate CDR policy for this technology.

2. RESOURCES IN THE EUROPEAN UNION FOR GCDR

2.1. Resource deposits

The EU possesses significant natural and anthropogenic mineral resources that can support scalable and durable gCDR. A summary of the natural rock resources and a brief national overview is included in Table 3 for EU member states, and their spatial distribution is presented in Figure 1. While the carbonate rocks are largely abundant across most member states, limited carbonate resources are present in Denmark, Finland, and the Netherlands. The most suitable basic rock resources are less widely distributed, situated in only 13 of the member states. Ultrabasic rock deposits are present in only 9 of the member states.

The information in Table 3 was synthesized from observations made using a geological map (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2005) with a resolution of

Table 3

An overview of the geochemical carbon dioxide removal resources in the European Union

Country	Rock outcrops				Observations from 1:1,000,000 European Geological map
	B+	B-	UB	C	
Austria					Triassic carbonate rocks of the Northern Limestone Alps, and ultrabasic rocks associated with Kraubath ultramafic massifs. Poorer potential basic rocks associated amphibolites.
Belgium					Limestones and dolostones, especially in southern Belgium (<i>e.g.</i> , the Dinant Synclinorium, (Boulvain and Coen-Aubert, 2006)). Jurassic and Cretaceous limestones in Campine Basin.
Bulgaria					Large deposits of cretaceous limestones, particularly to the north associated with the Balkan Mountains. Basic and ultrabasic rocks are primarily associated with the Rhodope Massif. The Rhodope Ophiolite includes serpentinites and metagabbros (Kozhoukharova, 2024). In North West Bulgaria, a small outcrop of the Balkan-Carpathian ophiolite complex can be found (Savov <i>et al.</i> , 2001a).
Croatia					Deposits of limestone constituting the Dinaric Alps to the west and south, including dolomite. Basalts and altered basalts are found in the Pannonian Basin in Northern Croatia.
Cyprus					The Troodos ophiolite outcrops in central Cyprus, with deposits of basalt and olivine rich basalt, gabbro, and serpentine (Geological Survey Department, 1979).
Czechia					Basalt deposits are present in Central Bohemian Massif (Ulrych and Štěpánková-Svobodová, 2014). A small outcrop of Silurian limestone is present.
Denmark					No deposits of basic igneous rock. Limited carbonate deposits, but Cretaceous chalk and limestone underlay a large proportion of Denmark with minor outcrops.
Estonia					Large Ordovician and Silurian limestone deposits in the north.
Finland					Large and widespread deposits of Proterozoic basalt and gabbro, with isolated outcrops of serpentinite in central Finland.
France					Alkaline basalts are found in the Massif Central in central France particularly Chaîne des Puy, Cantal, Aubrac, Deves, and Velay Oriental (Oyarzun and Cubas, 2021), with some small outcrops of Proterozoic gabbro in the north associated with the Armorican Massif (Caroff <i>et al.</i> , 2011). Widespread deposits of Jurassic and Cretaceous limestone in the Paris Basin, Dordogne/Lot, and Southeast.
Germany					The rocks associated with the Eifel volcanic range (Jansen <i>et al.</i> , 2024) and Vogelsberg Volcanic Field are the largest deposits in central/western Germany. Jurassic limestones in Bavaria and Swabia, Cretaceous limestone and chalk in Northern Germany, limestone deposits in central Germany.

Table 3 (continued)

An overview of the geochemical carbon dioxide removal resources in the European Union

Country	Rock outcrops				Observations from 1:1,000,000 European Geological map
	B+	B-	UB	C	
Greece					Greece features significant ultrabasic (ultramafic) geological formations, primarily associated with ophiolitic complexes. Limestones (calcitic and dolomitic) are the most widespread carbonate rocks. Dolomites, marbles (metamorphosed limestones), and recrystallized limestones are also common.
Hungary					Limited deposits of basic igneous rock, but some basalt and limestone outcrops in Balaton Uplands National Park.
Ireland					A small deposit of meta gabbro Connemara complex, western Ireland (Leake Bernard Elgey, 1989). Large deposits of carboniferous limestone throughout.
Italy					Italy's igneous geology is dominated by active and extinct volcanic systems. The largest include the Roman Magmatic Province (Peccerillo, 2017), Campanian Volcanic Province (Peccerillo, 2020), Aeolian Islands, Sicily, and Sardinia. Ultrabasic rocks are present in the Internal Ligurian Ophiolites (Renna and Tribuzio, 2011). Limestone and dolostone outcrops constitute some of Italy's mountain chains.
Latvia					No deposits of basic igneous rock. Carbonate deposits of limestone and dolostone are present (Dreimanis and Kārklin, 1997).
Lithuania					No deposits of basic igneous rock. Serpentinite is present in Varena Geological Province (Motuza, 2016; Stasiulaitiene <i>et al.</i> , 2011). Chalk, limestone and dolomite are abundant.
Luxembourg					Some limited outcrops of limestone in central and Southern Luxembourg.
Malta					The Maltese islands are composed of sedimentary rock with significant limestone outcrops (Continental Shelf Department, 2023).
Netherlands					Limited rock resources for gCDR, small limestone/chalk formations around Maastricht.
Poland					Limited rock resources for gCDR, small basic rock outcrops in southern Poland, and limited exposure of limestone.
Portugal					Minor basic rock outcrops associated with Lusitanian Basin near Lisbon, Gabbros outcrop in central and northern Portugal. Basic and ultrabasic rock outcrop in Northern Portugal as part of the Morais ophiolite complex. Azores and Madeira both contain substantial basalt resources. Jurassic and Cretaceous limestones outcrop as part of the Lusitanian Basin in Western Portugal and the Algarve Basin in Southern Portugal.

Table 3 (continued)

An overview of the geochemical carbon dioxide removal resources in the European Union

Country	Rock outcrops				Observations from 1:1,000,000 European Geological map
	B+	B-	UB	C	
Romania					Basic rock outcrops in central Romania associated with the Carpathian Volcanic Arc, although predominantly andesitic (Harangi <i>et al.</i> , 2007). The Balkan-Carpathian ophiolite complex outcrops in Southern Romania (Savov <i>et al.</i> , 2001b). The Southern and Eastan Carpathians also host substantial limestone outcrops.
Slovakia					The largest surface exposure of igneous rock is largely intermediate composition in the Neogene Volcanic Field, with minor outcrops of alkali basalt. Slovakia's carbonate rocks are primarily part of the Mesozoic sedimentary sequences within the Western Carpathians.
Slovenia					Limited silicate rock resources. Carbonate rocks—primarily limestones and dolomites—dominate much of Slovenia's bedrock, particularly in the Dinarides and parts of the Southern Alps.
Spain					Basic igneous rock outcrops as part of the Campo de Calatrava volcanic field in central Spain, and the Oolot Volcanic Field in Catalonia, Northern Spain. Ultrabasic rocks outcrop in the Ronda peridotite in Southern Spain (Précigout <i>et al.</i> , 2013). Ultrabasic rocks are also present in Galicia-Trás-os-Montes Zone of the Iberian massif. Carbonate rocks are widespread, particularly in Eastern and Northern Spain. Spain's gCDR resources have been explored in greater detail by (Bullock <i>et al.</i> , 2023).
Sweden					Large and widespread deposits of Proterozoic basalt and gabbro/dolerite. Several limestone deposits in Southern and Central Sweden.
Epot (kgCO ₂ t ⁻¹)	200 400	150 300	500 900	300 400	Indicative “Enhanced weathering potential” for carbon storage as a bicarbonate ion. For carbonate formation, the storage potential is approximately 0.6x, except for carbonate rock in which additional carbon storage would not be possible (see Committee on Developing a Research Agenda for Carbon Dioxide Removal and Reliable Sequestration <i>et al.</i> , 2019, see Figure 7.2)

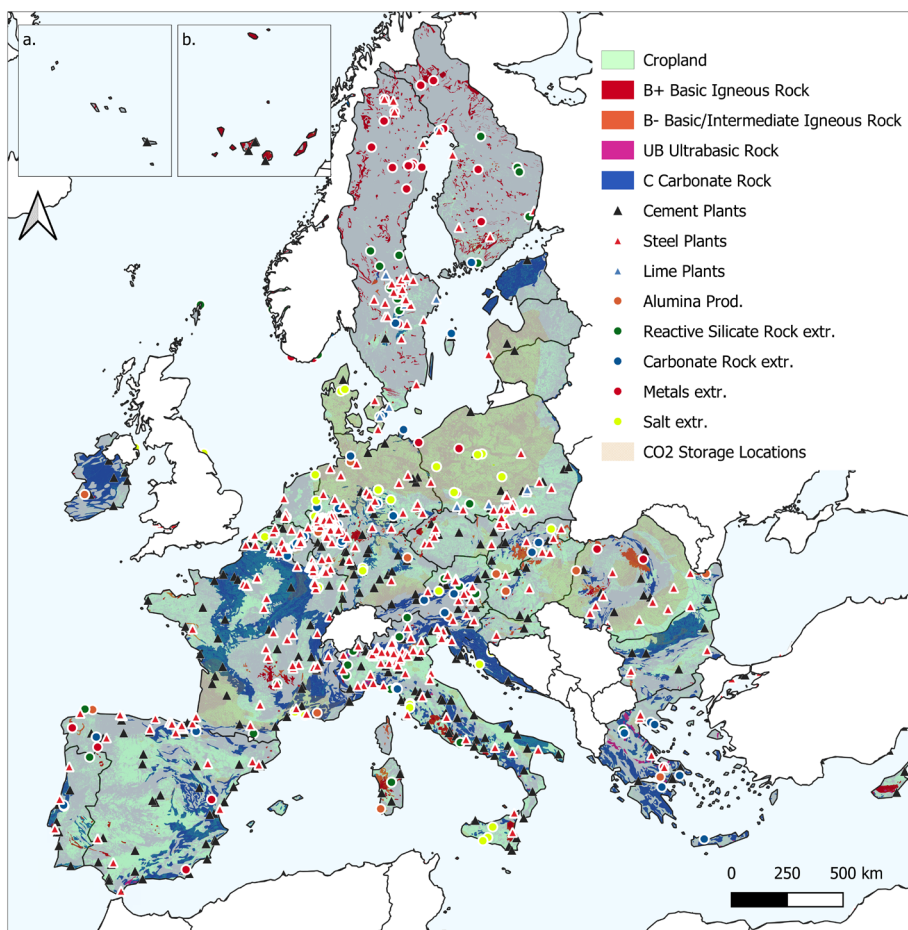
Notes: B+ includes basic silicate rocks that are relatively enriched in cations (*e.g.*, basalt). B- includes silicate rocks with intermediate composition (*e.g.*, andesite). UB denominates ultrabasic rock. C denominates carbonate rocks.

Source: Own elaboration.

1:5,000,000, and supported with additional literature where possible. It is not exhaustive, and it could miss smaller yet volumetrically significant resources. There is no consideration of what might be practically extracted, or what social or environmental restrictions may be in place for these deposits.

Figure 1

The distribution of geochemical carbon dioxide removal resources throughout the European Union member states (including a. Azores and b. Madeira/ Canary Islands). Distinction is made between basic igneous rock (e.g., basalt, gabbro, dolerite) and basic/intermediate igneous rock (e.g., andesite, amphibolite, diorite) which may be less suitable for some applications



Sources: The map was created using QGIS v3.26.2, a base map of EU countries, cropland (Tubiello *et al.*, 2023), a 1:5,000,000 geological map (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe [BGR], 2005) simplified with combined lithology, cement plants (Tkachenko *et al.*, 2023), steel plants (McCarten *et al.*, 2021), other production or extraction sites (Almánzar *et al.*, 2010), and CO₂ storage sites (Smith, 2013).

2.2. Annual production of resources

The extraction and transformation of geological resources that have relevance for gCDR have been summarised in Table 3 including crushed rock, salt, cement, lime, and steel, with their spatial distribution shown on Figure 1.

The lithology of crushed rock production is rarely reported and the information in Table 3 represent the combined value for sedimentary (*e.g.*, limestone, sandstone) and igneous (basic, intermediate, or acidic) rocks. Such distinction is mostly unnecessary for their primary purpose of construction aggregate, yet it is essential for understanding the current capacity and scale-up potential of gCDR. The EU extracts approximately 1.2 Gt of crushed rock each year. Approximately 25% of this material will be waste “fines” <1-5mm (Mitchell, 2009), equating to around 400 Mt. Not all this material will be applicable for gCDR, but assuming 50% is carbonate rock ($300 \text{ kgCO}_2 \text{ t}^{-1}$) and 10-20% is basic igneous rock ($200\text{-}400 \text{ kgCO}_2 \text{ t}^{-1}$) then this waste material may be able to contribute $60 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ and $8\text{-}32 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ of CDR for carbonate and basic igneous rock respectively.

The cement and lime industry have three mechanisms by which they might contribute to CDR. First, cement production creates waste or by-product kiln dust, equating to around 115 kg t^{-1} (Huntzinger *et al.*, 2009), which can react with CO_2 . Second, cement and some lime materials may already react with atmospheric CO_2 during their service life (Xi *et al.*, 2016) or have the potential to react post-use (Washbourne *et al.*, 2015). Finally, spare capacity within kilns, reported to be 40-50% in the EU (Harder, 2023), could be used to manufacture lime for ocean liming (Kheshgi, 1995; Renforth *et al.*, 2013) or direct air capture (Erans *et al.*, 2020; McQueen *et al.*, 2020). The later two of these mechanisms requires deep emissions reduction at the production site for net removal (Foteinis *et al.*, 2022). Collectively, the EU produces around 135 Mt of cement and lime annually. Approximately 20% of current lime production applications result in a reaction with CO_2 and approximately 15% of cement may already react with atmospheric CO_2 during its service-life (see Renforth, 2019 and references therein) resulting in $12 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ removed from the atmosphere. Around 115 kg of cement kiln dust is produced per tonne of cement clinker, this could capture a further $4.2 \text{ Mt CO}_2 \text{ yr}^{-1}$. The chemical decomposition of limestone represents >50% of the emissions in a cement plant, the equivalent mass of CO_2 may be recaptured if cement were carbonated following use (*e.g.*, during demolition). This could equate up to $61 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ based on contemporary production. Cement kilns within the EU operate below capacity (some suggesting 60% (Harder, 2023)), if this were used to produce lime for either direct capture of atmospheric CO_2 (Erans *et al.*, 2020; McQueen *et al.*, 2020) or for ocean liming (Renforth *et al.*, 2013), that would result in an additional $63\text{-}82 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ CDR, although the emissions from the production site would need to be substantially reduced for this to remove more CO_2 than emitted.

By-product and waste slag from the steel industry is also known to react with atmospheric CO_2 in legacy deposits (Mayes *et al.*, 2018; Pullin *et al.*, 2019; Renforth *et al.*, 2009). Accelerating this reaction with atmospheric CO_2 , while simultaneously reducing steel greenhouse gas emissions, could result in a net negative steel industry (Renforth *et al.*, 2024). Approximately 140 Mt of steel is produced by the EU annually, creating 42 Mt of slag. This has the potential to react with $16 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$.

Table 4

Production of resources relevant to geochemical carbon dioxide removal

Country	Crushed rock prod.* (Mt/yr)	Salt prod.** (Mt/yr)	Cement prod.** (Mt/yr)	Lime prod.** (Mt/yr)	Steel Prod.** (Mt/yr)	Relevant metal mining and processing (kt yr ⁻¹)**
Austria	33.0	1.1	9.3	0.9	13.9	
Belgium	38.5		7.2		7	
Bulgaria	21.5		2.0	1.4	0.5	Cu – 100.0
Croatia	17.0	0.06	2.4	0.2	0.2	
Cyprus	9.5		0.3	0.005		Cu – 200(2019), Ni – 1.0
Czechia	45.0		4.5	0.8	4.3	
Denmark	0.6		2.0			
Estonia	6.5		0.3	0.03		
Finland	49.0		1.5		3.5	Cr – 1,998, Cu – 108, Ni – 45, PGM – 1.2
France	191.0	5.5	16.0		12.1	
Germany	210.0		33.0	5.9	36.9	Al – 1,000
Greece	48.5		6.0		1.5	Al – 861, Cr – 2, Ni – 1.6
Hungary	22.0		2.4	0.2	0.9	Al – 300
Ireland	30.0		3.6			Al – 1,629
Italy	95.0	1.5	21.4	2.2	21.6	
Latvia	2.8		1.3		0.02	
Lithuania	9.3		1.4			
Luxembourg	1.1					
Malta	0.9					
Netherlands	0.0	5.9	2.5		6.1	
Poland	86.0	4.5	18.8	1.6	7.5	Cu – 443
Portugal	44.3	5.0	4.5		1.9	Cu – 32
Romania	40.5	1.4	10.2	1.1	2.6	Al – 108, Cu – 9
Slovakia	16.5		4.2	0.8	3.9	
Slovenia	11.5	2.3	1.0	1	0.6	
Spain	94.7	3.9	19	1.7	11.5	Al – 1,343, Cu – 118
Sweden	88.7		2.9		4.4	Cu – 88
<i>Total</i>	<i>1211</i>	<i>31.2</i>	<i>122.7</i>	<i>11.9</i>	<i>140.2</i>	<i>10,516.8^a</i>
<i>Gross CDR potential (MtCO₂ yr⁻¹)</i>	<i>B+: 8-32^b C: 60^a</i>	<i>-</i>	<i>CKD: 4.2^c Ser: 9.8^c Dem.: 51.6^c Lime: 63 -82^d Total: 129 - 148</i>	<i>2^c</i>	<i>16^f</i>	<i>75 - 132</i>

Notes: * (UEPG, 2025). ** USGS – International Mineral Statistics and Information – 2022 (available from <https://www.usgs.gov/centers/national-minerals-information-center/international-minerals-statistics-and-information> - Accessed May 2025). a. Using conversion factors from (Bullock *et al.*, 2021; Renforth, 2019), Alumina (Al) 4,941 kt yr⁻¹, which equates to 17 Mt yr⁻¹ of red mud (128 kgCO₂ t⁻¹). Chromium (Cr) 2,000 kt yr⁻¹, which equates to 2 Mt yr⁻¹ of tailings (284 kgCO₂ t⁻¹). Copper (Cu) 1,089 kt yr⁻¹, which equates to 577 Mt yr⁻¹ of tailings (125-224 kgCO₂ t⁻¹). Ni – 47.6 kt yr⁻¹, which equates to 0.01 Mt yr⁻¹ of tailings (17-660 kgCO₂ t⁻¹). PGM- 1.2 kt yr⁻¹ this is produced from a single polymetallic mine, as an accessory to Cu and Ni production, so has not been included separately. b. For basic rock: assuming 25% of aggregate production is waste fines (Mitchell, 2009), 10-20% is basic igneous rock with appropriate rock chemistry, with a potential to remove 200-400 kgCO₂ t⁻¹. For carbonate, assume 50% of the fines is appropriate carbonate rock, with a removal potential of 300 kgCO₂ t⁻¹. (Renforth, 2019). c. Assuming 115 kg of cement kiln dust is produced per tonne of cement, with a capture potential of 330 kgCO₂ t⁻¹, and that 16% of cement is carbonated during service life with remainder post demolition (500 kgCO₂ t⁻¹, (Renforth, 2019)). d. Assuming that cement kilns operate at 60% capacity (Harder, 2023), and the remaining is used to produce lime with a carbon removal potential of 770–1000 kgCO₂ t⁻¹ (Foteinis *et al.*, 2022; Renforth, 2019) e. The reaction with CO₂ is implicit within 20% of lime applications, and that it could react with 770 kgCO₂ t⁻¹. (Renforth, 2019). f. Approximately 330 kg slag are produced per tonne of steel, and this can remove 384 kgCO₂ t⁻¹. (Renforth, 2019).

There are several waste materials produced from mining that may be appropriate for geochemical CDR (Bullock *et al.*, 2021). Chromium (Cr), copper (Cu), nickel (Ni), and platinum group metals (PGM) are the most significant for the EU, the typical commercial ore grades range from 2-25% (Cr), 0.2-3% (Cu), 0.2-2% (Ni), $3 \times 10^{-5}\%$ (PGM). The remaining “gaunge” is composed of minerals that could be potentially used as a feedstock for gCDR technologies. In addition, the processing of bauxite for aluminium creates “red mud”, a hyper alkaline waste (Renforth, 2019). The CDR potential of mine waste is dominated by waste from Cu mining in Bulgaria, Finland, Poland, Portugal, Romania, Spain and Sweeden. Table A1 provides an overview of the deposit types and their potential for CDR. Simplifying in Table 4, the potential for mine waste weathering may be on the order of $75 - 132 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$, although this is an initial estimate and could be substantiated with chemical analysis of the specific waste deposits.

Salt production is noted in Table 3 given that some approaches to ocean alkalinity enhancement propose to use electrochemistry to split salt into acid and base streams (Eisaman, 2024; Rau, 2008; Rau *et al.*, 2013). In these technologies the base stream is added to the ocean, resulting in an increase in ocean alkalinity and a removal of CO_2 from the water, and eventually the atmosphere. The acid stream from this process would need to be neutralised by reaction with a silicate rock to operate these approaches at climate relevant scales. Approximately 31 Mt of salt are extracted and consumed annually in the EU. If electrochemical processes were to exploit mined salt to create alkalinity, at least 1.3 t salt would be required for every tCO_2 . Most of the proposed electrochemical approaches use seawater as the source of brine (Eisaman, 2024; Eisaman *et al.*, 2023).

The total gross CDR potential for waste materials or by-products in the EU is approximately $124\text{--}42 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$, and an additional $12 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ could already be occurring due to the reaction of lime and cement with CO_2 during their service life. If the emissions at cement kilns were net-zero, and that the spare capacity that is present in the EU were used to produce lime for CDR, then an additional $63\text{--}82 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ removal potential could be realised. Finally, the possibility of using mineral wastes from metal mining could contribute an additional $75\text{--}132 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$, the efficacy of which depends on the geology of the host rock. The total resource potential based on contemporary production is $274\text{--}368 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$. Upscaling rock extraction specifically for gCDR would add additional resource. For instance, a 20% increase in current rock extraction in materials that are relevant to gCDR with a capture potential $200\text{--}400 \text{ kgCO}_2 \text{ t}^{-1}$, would equate to an additional $48\text{--}97 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ of CDR capacity.

3. NATIONAL CASE-STUDIES

There is limited exploration of gCDR for nation states, which have been summarised below. While these studies are useful for demonstrating potential and shaping policy, they do not capture nuances of resource sharing through cooperation, a strength of the EU’s internal market.

3.1. Enhanced Rock Weathering in the UK

Enhanced rock weathering (ERW) is one of the more widely known methods of gCDR, which involves the distribution of crushed rock onto agricultural fields (Hartmann *et al.*, 2013; Schuiling and Krijgsman, 2006). Model simulations have shown substantial scalable potential at competitive cost, with potential secondary benefits to farmers (Beerling *et al.*, 2020), which has catalysed early-stage investment and deployment.

Deployment of ERW within the UK has received considerable attention. Initially Renforth (2012) mapped ERW resources in the UK and showing that their total capacity for CO₂ sequestration was >400 GtCO₂, which is much greater than any realistic future need. The calculated costs encompassed a substantial range (€₂₀₂₄ 71-590), largely controlled by uncertainty in the mineral weathering rate. Kantzas *et al.*, (2022) implemented a geochemical weathering model coupled with a cost assessment to show that ERW may cost €₂₀₂₄ 102-139, scale to 6-30 MtCO₂ yr⁻¹ (the higher end of the range being equivalent to >40% of anticipated UK CDR requirements). Madankan and Renforth (2023) refined the UK resource assessment, identifying 68 current basic igneous rock production sites, their production volumes equated to around 14 Mt yr⁻¹, and that planning permission has been granted to extract 490 Mt. Finally, Madankan *et al.*, (in review) has explored extraction scenarios and demonstrated that for large scale deployment in the UK, a large flow of material across the country from production sites to agricultural land would be required. This work has led to the introduction, albeit without adoption, of ERW in UK climate policy (UK Government, 2021), and the recent advice to UK Government on the implementation of enhanced weathering into their net zero pathway (Climate Change Committee, 2025).

The global assessment of Beerling *et al.*, (2020), simulated the potential of ERW in France, Germany, Italy, Poland, Spain using their weathering model, and estimate a collective potential for 56-206 Mt CO₂ removal, for applications between 10-50% of cropland. This model predicts an annual removal rate of approximately 5.1-6.6 tCO₂ ha⁻¹.

It is challenging to obtain empirical data to validate these models given that field experiments must be undertaken over several growing seasons, across a range of soils, crops, climates, and mineral addition rates, and that appropriate protocols for measurement are still under development (Clarkson *et al.*, 2024), with mixed results reported for smaller scale experiments (Buckingham *et al.*, 2022; Reershemius *et al.*, 2023). However, measurements from field experiments suggest that annual removal rates of 1.3 - 2.6 tCO₂ ha⁻¹ yr⁻¹ may be possible (Beerling *et al.*, 2024; Larkin *et al.*, 2022). The first credits issued for ERW by Isometric to InPlanet for a 500 ha addition in Brazil suggests a removal rate of approximately 1.1 tCO₂ ha⁻¹ yr⁻¹ (although only 36% of that was claimed in the credit (Isometric, 2025)).

A simple estimate for the potential of ERW in the European Union is presented in Table 5 assuming an annual removal rate of 1 tCO₂ ha⁻¹ and applied to 25-75% of national cropland.

Table 5

Resources and potential for enhanced rock weathering in the European Union

Country	Cropland (Mha)	Gross ERW potential CDR (MtCO ₂ /yr)	Total Silicate Req. (Mt/yr)	Ratio (required/ produced)
Austria	1.87	0.5-1.4	18.7	0.6-1.7
Belgium	1.26	0.3-0.9	12.6	0.3-1.0
Bulgaria	4.42	1.1-3.3	44.2	2.1-6.2
Croatia	1.42	0.4-1.1	14.2	0.8-2.5
Cyprus	0.34	0.1-0.3	3.4	0.4-1.1
Czechia	3.42	0.9-2.6	34.2	0.8-2.3
Denmark	2.63	0.7-2.0	26.3	43.9-131.7
Estonia	1.07	0.3-0.8	10.7	1.6-4.9
Finland	2.08	0.5-1.6	20.8	0.4-1.3
France	22.92	5.7-17.2	229.2	1.2-3.6
Germany	15.84	4.0-11.9	158.4	0.8-2.3
Greece	2.89	0.7-2.2	28.9	0.6-1.8
Hungary	5.41	1.4-4.1	54.1	2.5-7.4
Ireland	2.28	0.6-1.7	22.8	0.8-2.3
Italy	10.27	2.6-7.7	102.7	1.1-3.2
Latvia	1.82	0.5-1.4	18.2	6.5-19.5
Lithuania	2.90	0.7-2.2	29.0	3.1-9.3
Luxembourg	0.1	0.0-0.1	0.9	0.8-2.4
Malta	0.01	0.0-0.01	0.1	0.1-0.4
Netherlands	1.59	0.4-1.2	15.9	-
Poland	14.89	3.7-11.2	148.9	1.7-5.2
Portugal	2.32	0.6-1.7	23.2	0.5-1.6
Romania	9.99	2.5-7.5	99.9	2.5-7.4
Slovakia	1.74	0.4-1.3	17.4	1.1-3.2
Slovenia	0.33	0.1-0.2	3.3	0.3-0.9
Spain	17.96	4.5-13.5	179.6	1.9-5.7
Sweden	2.72	0.7-2.0	27.2	0.3-0.9
Total	134.4	33.6-100.9	1345	

Source: Own elaboration.

This could result in 34 to 100 MtCO₂ yr⁻¹, of which France, Germany, Italy, Poland, and Spain would contribute 70% of this potential. Even the lower estimate is significant in the context of a possible EU target of 500 MtCO₂ yr⁻¹ by mid-century. The total basic igneous rock requirement, assuming an application of 30 t ha⁻¹ would be on the order of 1.3 to 4.0 Gt yr⁻¹. The lower estimate is equivalent to total current annual rock production in the

EU, and an unquantified multiple of current basic igneous rock extraction. While the scale-up of rock production would be challenging, potentially 6-24 MtCO₂ yr⁻¹ could be met using waste quarry fines (Table 3), and Madanken *et al.*, (in review) has shown that an equivalent scale up in the UK is plausible over decades. Table 3 highlights the asymmetry that would exist in Europe between member states in which rock is produced and where it may be applied. For instance, a lack of resource availability in Northern (Belgium, Denmark, Estonia, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Netherlands, and Poland), Eastern (Slovakia), and Southern Europe (Greece, Malta, Slovenia), and small deposits in Ireland, Hungary and Portugal could limit 30% of removals from ERW.

Barriers to implementing ERW include the logistical challenge of scaling up the supply chain for mineral distribution across diverse EU agricultural lands (Oppon, 2020). Additionally, policy and regulatory uncertainty around land use, environmental consequences at large scale, and carbon accounting may slow development (Clarkson *et al.*, 2024; Spence *et al.*, 2021; Steg *et al.*, 2022). Systems for monitoring ERW are at an early stage and lack long-term field data that would provide confidence to the market (Clarkson *et al.*, 2024). Lastly, there are public acceptance issues, driven by limited awareness and scepticism (Spence *et al.*, 2021). Overcoming these barriers will require integrated policies, targeted subsidies, streamlined regulatory frameworks, and investment in monitoring technologies. Critical to this is a systematic assessment of ERW resources and their deployment patterns to agricultural land.

3.2. Geochemical CDR in Spain

Spain's National Energy and Climate Plan sets out a 23% reduction in greenhouse gas emissions by 2030 (Braga *et al.*, 2022) with a 2050 target of 90% reduction (Sun *et al.*, 2021). Currently Spain's long term climate strategy aims for "natural" removals absorbing the remaining using a combination of reforestation, wetland restoration, and agroforestry (equivalent to 37 MtCO₂ yr⁻¹ by 2050, (Carbon Gap, 2025b).

Spain has approximately 14,800 km² of basic and ultrabasic rock near to the surface, with around 1,900 km² of exposed material in unprotected areas (Bullock *et al.*, 2023). The latter would equate to approximately 12.7 Gt of material (assuming a 20 m quarry working depth, and a rock density of 3 t m⁻³), with a CDR potential of 5 GtCO₂. Similar to the UK (Renforth, 2012) this is a resource considerably greater than any realistic future needs of Spain. Similarly, carbonate rock deposits cover approximately 109,500 km², and around 773 km² that are exposed in unprotected areas. Industrial sector by-products may be able to remove an additional 7.7 MtCO₂ yr⁻¹ (Bullock *et al.*, 2023). gCDR could make a significant contribution to Spain's future CDR requirements.

An exploration of ocean alkalinity deployment scenarios for Spain, Foteinis *et al.*, (in review) take a prospective life-cycle assessment approach for examining 3 technologies (ocean liming (Renforth *et al.*, 2013), coastal enhanced weathering (Meysman and Montserrat, 2017), and electrochemistry (Eisaman, 2024). This case study specifically explores opportunistic use of existing industries and supply chains (*e.g.*, mining, calcination, and desalination) to deploy these technologies, and suggests that a net CDR potential of $>9 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ is possible by 2030, increasing to $>40 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ by 2050.

Deployment of ocean alkalinity enhancement in the EU may be constrained by scientific, legal, economic, and societal barriers. One of the foremost scientific challenges is the uncertainty in carbon sequestration efficiency and short- and long-term ecological effects, which complicates regulatory approvals and public support (Oschlies *et al.*, 2023). Furthermore, governance gaps within the EU and internationally, especially in the application of the London Protocol, limit legal clarity on the permissibility and liability of large-scale ocean alkalinity enhancement (Webb *et al.*, 2021). Economically, the high cost and energy intensity of alkaline material production and their distribution limit implementation of some approaches (Eisaman *et al.*, 2023). Furthermore, the lack of standardised monitoring, reporting, and verification protocols creates a lack of confidence in the technologies ability to integrate with climate markets. Low public awareness and stakeholder scepticism toward marine based CDR limit political momentum and investment (Lezaun and Valenzuela, 2024). Overcoming these barriers will require a coordinated EU-wide policy framework, robust pilot studies, and public engagement strategies.

4. CONCLUSION

Geochemical CDR approaches are emerging as promising methods to remove carbon dioxide from the atmosphere. While these approaches have not penetrated mainstream climate policy in the EU, they are beginning to be considered as part of the UKs CDR portfolio. The analysis above suggests that current production of by-product or waste mineral resources in the EU has the potential to remove $274 - 368 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$. This potential is distributed between aggregate fines, alkaline wastes (cement kiln dust, slag), and metal mining waste. It also includes what may already be occurring through in-service life carbonation of concrete and lime, and the potential to leverage spare capacity within the cement sector to produce additional alkaline materials. The latter of which would require substantial reduction in emissions at cement production sites for this to be net CDR. Further expansion of rock extraction could add to this capacity, for instance an additional $34-101 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ might be contributed through enhanced weathering. These quantities are significant in the context of the expectation that the EU may need to remove $550 \text{ MtCO}_2 \text{ yr}^{-1}$ by 2050.

There is considerable asymmetry of resources across the EU. For instance, limited appropriate rock may limit enhanced weathering deployment in Poland, unless resources are transferred from other EU member states. Similarly, the deployment of ocean alkalinity enhancement will only be possible from coastal regions, potentially stranding limestone resources in Central and Eastern Europe unless low-cost, low carbon transportation were used. This asymmetry will influence deployment patterns of specific gCDR technologies and will influence how benefits and burdens are distributed.

The EU urgently requires a systematic evaluation of gCDR resources. There is a wealth of in country knowledge, particularly embedded within national geological surveys, that could be harnessed to provide an inventory of resources. In addition, a systems level analysis would establish the potential pathways for exploiting these materials, and the level of incentives needed to stimulate gCDR commercial projects. Without this, the EU is at risk of creating incentives that promote inefficient use of the resource, and it would certainly be unable to plan for long-term development.

APPENDIX

Table A1

A description of metal mining in which the wastes may be applicable for gCDR

Country	Deposit description*	Grade (%)	CDR Potential** (kgCO ₂ t ⁻¹)
Bulgaria	Porphyry copper systems consisting of intermediate silicates	0.3-0.4 Cu	194
Finland	Volcanic rock hosted sulphide and ultramafic	1- 3.5 Cu	188 / 417
	Ultramafic hosted	0.00003 PGM	417
Poland	Kupferschiefer ore – carbonate and clay	0.1 – 3 Cu	224
Portugal	Volcanic hosted massive sulphide deposit	2 Cu	188
Romania	Porphyry copper	0.4 Cu	194
Sweden	Porphyry copper + volcanic hosted massive sulphide	0.1 – 1.4 Cu	194 / 188

Notes: *Descriptions of deposits were compiled from <https://portergeo.com.au/index.asp> - accessed May 2025.

**From those compiled in the supplementary information of (Bullock et al., 2021).

REFERENCES

- ALMÁNZAR, F., BAKER, M. S., ELIAS, N., GUZMÁN, E. (2010). Mineral Facilities of Europe. U.S. *Geological Survey*, Reston, VA. <https://doi.org/10.3133/ofr20101257>
- ANDREWS, J. E., GARE, S. G., DENNIS, P. F. (1997). Unusual isotopic phenomena in Welsh quarry water and carbonate crusts. *Terra Nova*, 9, 67–70. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3121.1997.tb00004.x>
- APODACA, L. E. (2025). Mineral Commodity Summaries 2025 – Lime. U.S. *Geological Survey*, Reston, VA. <https://doi.org/10.3133/mcs2025>
- BEERLING, D. J., EPIHOV, D. Z., KANTOLA, I. B., MASTERS, M. D., REERSHEMIUS, T., PLANAVSKY, N. J., REINHARD, C. T., JORDAN, J. S., THORNE, S. J., WEBER, J., VAL MARTIN, M., FRECKLETON, R. P., HARTLEY, S. E., JAMES, R. H., PEARCE, C. R., DeLUCIA, E. H., BANWART, S. A. (2024). Enhanced weathering in the US Corn Belt delivers carbon removal with agronomic benefits. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 121, e2319436121. <https://doi.org/10.1073/pnas.2319436121>
- BEERLING, D. J., KANTZAS, E. P., LOMAS, M. R., WADE, P., EUFRASIO, R. M., RENFORTH, P., SARKAR, B., ANDREWS, M. G., JAMES, R. H., PEARCE, C. R., MERCURE, J. -F., POLLITT, H., HOLDEN, P. B., EDWARDS, N. R., KHANNA, M., KOH, L., QUEGAN, S., PIDGEON, N. F., JANSSENS, I. A., HANSEN, J., BANWART, S. A. (2020). Potential for large-scale CO₂ removal via enhanced rock weathering with croplands. *Nature*, 583, 242–248. <https://doi.org/10.1038/s41586-020-2448-9>
- BEERLING, D. J., LEAKE, J. R., LONG, S. P., SCHOLES, J. D., TON, J., NELSON, P. N., BIRD, M., KANTZAS, E., TAYLOR, L. L., SARKAR, B., KELLAND, M., DeLUCIA, E., KANTOLA, I., MÜLLER, C., RAU, G., HANSEN, J. (2018). Farming with crops and rocks to address global climate, food and soil security. *Nature Plants*, 4, 138–147. <https://doi.org/10.1038/s41477-018-0108-y>
- BERNER, R. A. (2001). GEOCARB III: A revised model of atmospheric CO₂ over Phanerozoic time. *American Journal of Science*, 301, 182–204. <https://doi.org/10.2475/ajs.301.2.182>
- BOULVAIN, F., COEN-AUBERT, M. (2006). A fourth level of Frasnian carbonate mounds along the south side of the Dinant Synclinorium (Belgium). *Bulletin de l'Institut Royal des Sciences Naturelles de Belgique, Sciences de la Terre*, 76, 31–51.
- BRAGA, D., CANDINA, J., ECEIZA, J., ESGALHADO, B., GONZÁLEZ, D., MARCOS, I. (2022). *Net-zero Spain: Europe's Decarbonization Hub*. Madrid, Spain: McKinsey & Company.

- BREMEN, A. M., STRUNGE, T., OSTOVARI, H., SPÜTZ, H., MHAMDI, A., RENFORTH, P., VAN DER SPEK, M., BARDOW, A., MITSOS, A. (2022). Direct Olivine Carbonation: Optimal Process Design for a Low-Emission and Cost-Efficient Cement Production. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 61, 13177–13190. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.2c00984>
- BUCKINGHAM, F. L., HENDERSON, G. M., HOLDSHIP, P., RENFORTH, P. (2022). Soil core study indicates limited CO₂ removal by enhanced weathering in dry croplands in the UK. *Applied Geochemistry*, 147, 105482. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2022.105482>
- BULLOCK, L. A., ALCALDE, J., TORNOS, F., FERNANDEZ-TURIEL, J. -L. (2023). Geochemical carbon dioxide removal potential of Spain. *Science of The Total Environment*, 867, 161287. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.161287>
- BULLOCK, L. A., JAMES, R. H., MATTER, J., RENFORTH, P., TEAGLE, D. A. H. (2021). Global Carbon Dioxide Removal Potential of Waste Materials from Metal and Diamond Mining. *Front. Clim.*, 3, 694175. <https://doi.org/10.3389/fclim.2021.694175>
- BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE (BGR). (2005). *The 1:5 million scale International Geological Map of Europe and Adjacent Areas (IGME5000)*.
- CAMPBELL, J. S., FOTEINIS, S., FUREY, V., HAWROT, O., PIKE, D., AESCHLIMANN, S., MAESANO, C. N., REGINATO, P. L., GOODWIN, D. R., LOOGER, L. L., BOYDEN, E. S., RENFORTH, P. (2022). Geochemical Negative Emissions Technologies: Part I. *Review. Front. Clim.*, 4, 879133. <https://doi.org/10.3389/fclim.2022.879133>
- CARBON GAP. (2025a). *EU Carbon Removal Funding*. Brussels, Belgium: Carbon Gap.
- CARBON GAP. (2025b). *Carbon Removal in Spain – National Policy Overview*. Brussels, Belgium: Carbon Gap.
- CAROFF, M., COINT, N., HALLOT, E., HAMELIN, C., PEUCAT, J. -J., CHARRETEUR, G. (2011). The mafic–silicic layered intrusions of Saint-Jean-du-Doigt (France) and North-Guernsey (Channel Islands), Armorican Massif: Gabbro–diorite layering and mafic cumulate–pegmatoid association. *Lithos*, 125, 675–692. <https://doi.org/10.1016/j.lithos.2011.03.019>
- CASERINI, S., STORNI, N., GROSSO, M. (2022). The Availability of Limestone and Other Raw Materials for Ocean Alkalinity Enhancement. *Global Biogeochemical Cycles*, 36, e2021GB007246. <https://doi.org/10.1029/2021GB007246>
- CLARKSON, M. O., LARKIN, C. S., SWOBODA, P., REERSHEMIUS, T., SUHRHOFF, T. J., MAESANO, C. N., CAMPBELL, J. S. (2024). A review of measurement for quantification of carbon dioxide

Perspective: The European Union is not prepared for geochemical carbon dioxide removal

removal by enhanced weathering in soil. *Frontiers in Climate*, Volume 6-2024. <https://doi.org/10.3389/fclim.2024.1345224>

CLIMATE CHANGE COMMITTEE. (2025). *The Seventh Carbon Budget*. London, UK.: Climate Change Committee.

COMMITTEE ON DEVELOPING A RESEARCH AGENDA FOR CARBON DIOXIDE REMOVAL AND RELIABLE SEQUESTRATION, BOARD ON ATMOSPHERIC SCIENCES AND CLIMATE, BOARD ON ENERGY AND ENVIRONMENTAL SYSTEMS, BOARD ON AGRICULTURE AND NATURAL RESOURCES, BOARD ON EARTH SCIENCES AND RESOURCES, BOARD ON CHEMICAL SCIENCES AND TECHNOLOGY, OCEAN STUDIES BOARD, DIVISION ON EARTH AND LIFE STUDIES, NATIONAL ACADEMIES OF SCIENCES, ENGINEERING, AND MEDICINE. (2019). *Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda*. Washington, D. C.: National Academy Press. <https://doi.org/10.17226/25259>

CONTINENTAL SHELF DEPARTMENT. (2023). *Geological Map of the Maltese Islands (Scale 1:10,000)*.

DREIMANIS, A., KĀRKLIN, O. L. (1997). LatviaLatvia. In E. M. MOORES (Ed.), *Encyclopedia of European and Asian Regional Geology* (pp. 498–504). Dordrecht (Netherlands): Springer. https://doi.org/10.1007/1-4020-4495-X_59

EISAMAN, M. D. (2024). Pathways for marine carbon dioxide removal using electrochemical acid-base generation. *Frontiers in Climate*, 6, 1349604. <https://doi.org/10.3389/fclim.2024.1349604>

EISAMAN, M. D., GEILERT, S., RENFORTH, P., BASTIANINI, L., CAMPBELL, J., DALE, A. W., FOTEINIS, S., GRASSE, P., HAWROT, O., LÖSCHER, C.R., RAU, G. H., RØNNING, J. (2023). Assessing the technical aspects of ocean-alkalinity-enhancement approaches. *State of the Planet 2-oae2023*, 3. <https://doi.org/10.5194/sp-2-oae2023-3-2023>

ERANS, M., NABAVI, S. A., MANOVIĆ, V. (2020). Carbonation of lime-based materials under ambient conditions for direct air capture. *Journal of Cleaner Production*, 242, 118330. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118330>

EUROPEAN PARLIAMENT, COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION. (2024). Regulation (EU) 2024/3012 of the European Parliament and of the Council of 27 November 2024 establishing a Union certification framework for permanent carbon removals, carbon farming and carbon storage in products. *Official Journal of the European Union*.

- EUROPEAN SCIENTIFIC ADVISORY BOARD ON CLIMATE CHANGE. (2025). Scaling up Carbon Dioxide Removals: Recommendations for navigating opportunities and risks in the EU (No. 978-92-9480-694-9). Luxembourg: Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2800/3253650>
- FLIPKENS, G., FUHR, M., FIER, G., MEYSMAN, F. J. R., TOWN, R. M., BLUST, R. (2023). Enhanced olivine dissolution in seawater through continuous grain collisions. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 359, 84–99. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2023.09.002>
- FOTEINIS, S., ANDRESEN, J., CAMPO, F., CASERINI, S., RENFORTH, P. (2022). Life cycle assessment of ocean liming for carbon dioxide removal from the atmosphere. *Journal of Cleaner Production*, 370, 133309. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133309>
- FOTEINIS, S., CAMPBELL, J., MADANKAN, M., BULLOCK, L., VALENZUELA, J.M., LEZAUN, J., RENFORTH, P. *Spain's realistic carbon dioxide removal potential through ocean alkalinity enhancement*. (in review).
- FUHR, M., GEILERT, S., SCHMIDT, M., WALLMANN, K. (2021). Kinetics of olivine weathering in seawater: an experimental study, in: *Goldschmidt 2021 Abstracts*. Presented at the Goldschmidt2021. European Association of Geochemistry, Virtual. <https://doi.org/10.7185/gold2021.7375>
- GEOLOGICAL SURVEY DEPARTMENT. (1979). *Geological Map of Cyprus*.
- GERDEMANN, S. J., O'CONNOR, W. K., DAHLIN, D. C., PENNER, L. R., RUSH, H. (2007). Ex Situ Aqueous Mineral Carbonation. *Environ. Sci. Technol.*, 41, 2587–2593. <https://doi.org/10.1021/es0619253>
- HARANGI, S., DOWNES, H., THIRLWALL, M., GMÉLING, K. (2007). Geochemistry, Petrogenesis and Geodynamic Relationships of Miocene Calc-alkaline Volcanic Rocks in the Western Carpathian Arc, Eastern Central Europe. *Journal of Petrology*, 48, 2261–2287. <https://doi.org/10.1093/petrology/egm059>
- HARDER, J. (2023). The Cement Industry in Europe at the Crossroads. *ZKG Cement Lime Gypsum*, 76, 46–55.
- HARTMANN, J., WEST, A. J., RENFORTH, P., KÖHLER, P., DE LA ROCHA, C. L., WOLF-GLADROW, D. A., DÜRR, H. H., SCHEFFRAN, J. (2013). Enhanced chemical weathering as a geoengineering strategy to reduce atmospheric carbon dioxide, supply nutrients, and mitigate ocean acidification: ENHANCED WEATHERING. *Rev. Geophys.*, 51, 113–149. <https://doi.org/10.1002/rog.20004>

Perspective: The European Union is not prepared for geochemical carbon dioxide removal

HUIJGEN, W. J. J., WITKAMP, G. -J., COMANS, R. N. J. (2005). Mineral CO₂ Sequestration by Steel Slag Carbonation. *Environ. Sci. Technol.*, 39, 9676–9682. <https://doi.org/10.1021/es050795f>

HUIJGEN, W. J. J., WITKAMP, G. -J., COMANS, R. N. J. (2006). Mechanisms of aqueous wollastonite carbonation as a possible CO₂ sequestration process. *Chemical Engineering Science*, 61, 4242–4251. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2006.01.048>

HUNTZINGER, D. N., GIERKE, J. S., KAWATRA, S. K., EISELE, T. C., SUTTER, L. L. (2009). Carbon Dioxide Sequestration in Cement Kiln Dust through Mineral Carbonation. *Environ. Sci. Technol.*, 43, 1986–1992. <https://doi.org/10.1021/es802910z>

ISOMETRIC. (2025). *Project Serra da Mantiqueira*. London, United Kingdom: Isometric Registry.

JANSEN, M. W., MÜNKER, C., PAKULLA, J. J., HASENSTAB-DÜBELER, E., MARIEN, C. S., SCHULZ, T., KIRCHENBAUR, M., SCHNEIDER, K. P., TORDY, R., SCHMITT, V., WOMBACHER, F. (2024). Petrogenesis of volcanic rocks from the Quaternary Eifel volcanic fields, Germany: detailed insights from combined trace-element and Sr–Nd–Hf–Pb–Os isotope data. *Contributions to Mineralogy and Petrology*, 179, 57. <https://doi.org/10.1007/s00410-024-02137-w>

KANTZAS, E. P., VAL MARTIN, M., LOMAS, M. R., EUFRASIO, R. M., RENFORTH, P., LEWIS, A. L., TAYLOR, L. L., MECURE, J. -F., POLLITT, H., VERCOULEN, P. V., VAKILIFARD, N., HOLDEN, P. B., EDWARDS, N. R., KOH, L., PIDGEON, N. F., BANWART, S. A., BEERLING, D. J. (2022). Substantial carbon drawdown potential from enhanced rock weathering in the United Kingdom. *Nat. Geosci.*, 15, 382–389. <https://doi.org/10.1038/s41561-022-00925-2>

KELEMEN, P. B., MCQUEEN, N., WILCOX, J., RENFORTH, P., DIPPLE, G., VANKEUREN, A. P. (2020). Engineered carbon mineralization in ultramafic rocks for CO₂ removal from air: *Review and new insights*. *Chemical Geology*, 550, 119628. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2020.119628>

KHESHGI, H. S. (1995). Sequestering atmospheric carbon dioxide by increasing ocean alkalinity. *Energy*, 20, 915–922. [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(95\)00035-F](https://doi.org/10.1016/0360-5442(95)00035-F)

KOZHOUKHAROVA, E. (2024). The Precambrian Metamorphic Complex in the Rhodope Massif – A Unified Stratigraphic System. *Journal of Agricultural, Earth and Environmental Sciences*, 3, 1–9.

LACKNER, K. S. (2002). Carbonate Chemistry for Sequestering Fossil Carbon. *Annu. Rev. Energy. Environ.*, 27, 193–232. <https://doi.org/10.1146/annurev.energy.27.122001.083433>

- LACKNER, K. S., BUTT, D. P., WENDT, C. H. (1997). Progress on binding CO₂ in mineral substrates. *Energy Conversion and Management*, 38, S259–S264. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(96\)00279-8](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(96)00279-8)
- LACKNER, K. S., WENDT, C., BUTTS, D. P., JOYCE, E. L., SHARPS, D. H. (1995). Carbon dioxide disposal in carbonate minerals. *Energy*, 20, (11), 18. [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(95\)00071-N](https://doi.org/10.1016/0360-5442(95)00071-N)
- LARKIN, C. S., ANDREWS, M. G., PEARCE, C. R., YEONG, K. L., BEERLING, D. J., BELLAMY, J., BENEDICK, S., FRECKLETON, R. P., GORING-HARFORD, H., SADEKAR, S., JAMES, R. H. (2022). Quantification of CO₂ removal in a large-scale enhanced weathering field trial on an oil palm plantation in Sabah, Malaysia. *Frontiers in Climate*, Volume 4-2022. <https://doi.org/10.3389/fclim.2022.959229>
- LEAKE, B. E. (1989). The metagabbros, orthogneisses and paragneisses of the Connemara complex, western Ireland. *Journal of the Geological Society*, 146, 575–596. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.146.4.0575>
- LEE PEREIRA, R., MUANGTHAI, I., AZIMI, A., CAMPBELL, J., DELVAL, M., FOTEINIS, S., KATISH, M., THONEMANN, N., STRUNGE, T., SU, D., WARD, C., VAN DER SPEK, M., RENFORTH, P. (2025). *A Framework for Techno-Economic and Life-Cycle Assessment in Ocean Alkalinity Enhancement*. Edinburgh, United Kingdom: Heriot-Watt University. <https://doi.org/10.17861/v5j0-xw20>
- LEZAUN, J., VALENZUELA, J. M. (2024). Realistic Deployment Scenarios for Ocean Alkalinity Enhancement: Ocean Liming (OL). Kiel, Germany: OceanNETs / GEOMAR Helmholtz Centre for Ocean Research Kiel. https://doi.org/10.3289/oceannets_d6.5_1
- MADANKAN, M., KANTZAS, E. P., ESPINOSA, R. M. E., VETTER, S. H., KOH, L., SMITH, P., BEERLING, D., RENFORTH, P. A. *Spatio-temporal supply-chain framework for Enhanced Rock Weathering deployment at scale: a UK case study* (in review).
- MADANKAN, M., RENFORTH, P. (2023). An inventory of UK mineral resources suitable for enhanced rock weathering. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 130, 104010. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2023.104010>
- MADEDDU, S., PRIESTNALL, M., GODOY, E., KUMAR, R. V., RAYMAHASAY, S., EVANS, M., WANG, R., MANENYE, S., KINOSHITA, H. (2015). Extraction of Mg(OH)₂ from Mg silicate minerals with NaOH assisted with H₂O: implications for CO₂ capture from exhaust flue gas. *Faraday Discuss*, 183, 369–387. <https://doi.org/10.1039/C5FD00047E>

Perspective: The European Union is not prepared for geochemical carbon dioxide removal

MAESANO, C. N., CAMPBELL, J. S., FOTEINIS, S., FUREY, V., HAWROT, O., PIKE, D., AESCHLIMANN, S., REGINATO, P. L., GOODWIN, D. R., LOOGER, L. L., BOYDEN, E. S., RENFORTH, P. (2022). Geochemical Negative Emissions Technologies: Part II. Roadmap. *Front. Clim.*, 4, 945332. <https://doi.org/10.3389/fclim.2022.945332>

MASSON-DELMOTTE, V., ZHAI, P., PÖRTNER, H. -O., ROBERTS, D., SKEA, J., SHUKLA, P. R. (2022). Global Warming of 1.5° C: IPCC Special Report on Impacts of Global Warming of 1.5° C above Pre-industrial Levels in Context of Strengthening Response to Climate Change, Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty. Cambridge University Press.

MATTER, J. M., STUTE, M., SNÆBJÖRNSDOTTIR, S. Ó., OELKERS, E. H., GISLASON, S. R., ARADOTTIR, E. S., SIGFUSSON, B., GUNNARSSON, I., SIGURDARDOTTIR, H., GUNNLAUGSSON, E., AXELSSON, G., ALFREDSSON, H. A., WOLFF-BOENISCH, D., MESFIN, K., TAYA, D. F. DE LA R., HALL, J., DIDERIKSEN, K., BROECKER, W. S. (2016). Rapid carbon mineralization for permanent disposal of anthropogenic carbon dioxide emissions. *Science*, 352, 1312–1314. <https://doi.org/10.1126/science.aad8132>

MAYES, W. M., RILEY, A. L., GOMES, H. I., BRABHAM, P., HAMLYN, J., PULLIN, H., RENFORTH, P. (2018). Atmospheric CO₂ Sequestration in Iron and Steel Slag: Consett, County Durham, United Kingdom. *Environ. Sci. Technol.*, 52, 7892–7900. <https://doi.org/10.1021/acs.est.8b01883>

MCCARTEN, M., BAYARAA, M., CALDECOTT, B., CHRISTIAEN, C., FOSTER, P., HICKEY, C., KAMPMANN, D., LAYMAN, C., ROSSI, C., SCOTT, K., TANG, K., TKACHENKO, N., YOKEN, D. (2021). *Global Database of Iron and Steel Production Assets*.

MCQUEEN, N., KELEMEN, P., DIPPLE, G., RENFORTH, P., WILCOX, J. (2020). Ambient weathering of magnesium oxide for CO₂ removal from air. *Nat Commun*, 11, 3299. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-16510-3>

METZ, B., INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (EDS.). (2005). *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage: summary for policymakers and technical summary*.

MEYSMAN, F. J. R., MONTERRAT, F. (2017). Negative CO₂ emissions via enhanced silicate weathering in coastal environments. *Biol. Lett.*, 13, 20160905. <https://doi.org/10.1098/rsbl.2016.0905>

MITCHELL, C. (2009). *Quarry Fines and Waste*, in: *Quarries & Mines 2009*. London: Ten Alps., 63–67.

MONTSERRAT, F., RENFORTH, P., HARTMANN, J., LEERMAKERS, M., KNOPS, P., MEYSMAN, F. J. R. (2017). Olivine Dissolution in Seawater: Implications for CO₂ Sequestration through Enhanced Weathering in Coastal Environments. *Environ. Sci. Technol.*, 51, 3960–3972. <https://doi.org/10.1021/acs.est.6b05942>

MOTUZA, G. (2016). Ultramafic Varėna Suite in the Precambrian crystalline basement of the Southern Lithuania – implications for the origin. *Baltica*, 29, 93–106. <https://doi.org/10.5200/baltica.2016.29.09>

NDUAGU, E., BJÖRKLÖF, T., FAGERLUND, J., WÄRNÅ, J., GEERLINGS, H., ZEVENHOVEN, R. (2012). Production of magnesium hydroxide from magnesium silicate for the purpose of CO₂ mineralisation – Part 1: Application to Finnish serpentinite. *Minerals Engineering*, 30, 75–86. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2011.12.004>

OPPON, E. (2020). *Enhanced Rock Weathering Supply Chain Lifecycle Sustainability*. Sheffield, United Kingdom: University of Sheffield.

OSCHLIES, A., BACH, L. T., RICKABY, R. E. M., SATTERFIELD, T., WEBB, R., GATTUSO, J. -P. (2023). Climate targets, carbon dioxide removal, and the potential role of ocean alkalinity enhancement. *State of the Planet 2-oae2023*, 1. <https://doi.org/10.5194/sp-2-oae2023-1-2023>

OSCHLIES, A., STEVENSON, A., BACH, L. T., FENNEL, K., RICKABY, R. E., SATTERFIELD, T., WEBB, R., GATTUSO, J. -P. (2023). *Guide to best practices in ocean alkalinity enhancement research*. <https://doi.org/10.5194/sp-2-oae2023>

OYARZUN, R., CUBAS, P. (2021). *Geotour France 1: Cantal and the Chaîne des Puys (Auvergne); volcanoes “a la carte”*. Madrid, Spain: Aula2pontonet.

PECCERILLO, A. (2017). The Roman Province. In A. Peccerillo (Ed.), *Cenozoic Volcanism in the Tyrrhenian Sea Region* (pp. 81-124). Cham.: Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-42491-0_4

PECCERILLO, A. (2020). 5 - Campania volcanoes: petrology, geochemistry, and geodynamic significance. In B. De Vivo, H. E. Belkin, G. Rolandi (Eds.), *Vesuvius, Campi Flegrei, and Campanian Volcanism* (pp. 79–120). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816454-9.00005-5>

PRÉCIGOUT, J., GUEYDAN, F., GARRIDO, C. J., COGNÉ, N., BOOTH-REA, G. (2013). Deformation and exhumation of the Ronda peridotite (Spain). *Tectonics*, 32, 1011–1025. <https://doi.org/10.1002/tect.20062>

Perspective: The European Union is not prepared for geochemical carbon dioxide removal

PULLIN, H., BRAY, A. W., BURKE, I. T., MUIR, D. D., SAPSFORD, D. J., MAYES, W. M., RENFORTH, P. (2019). Atmospheric Carbon Capture Performance of Legacy Iron and Steel Waste. *Environ. Sci. Technol.*, 53, 9502–9511. <https://doi.org/10.1021/acs.est.9b01265>

RAGIPANI, R., SREENIVASAN, K., ANEX, R. P., ZHAI, H., WANG, B. (2022). Direct Air Capture and Sequestration of CO₂ by Accelerated Indirect Aqueous Mineral Carbonation under Ambient Conditions. *ACS Sustainable Chem. Eng.*, 10, 7852–7861. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.1c07867>

RAU, G. H. (2008). Electrochemical Splitting of Calcium Carbonate to Increase Solution Alkalinity: Implications for Mitigation of Carbon Dioxide and Ocean Acidity. *Environ. Sci. Technol.*, 42, 8935–8940. <https://doi.org/10.1021/es800366q>

RAU, G. H. (2011). CO₂ Mitigation via Capture and Chemical Conversion in Seawater. *Environ. Sci. Technol.*, 45, 1088–1092. <https://doi.org/10.1021/es102671x>

RAU, G. H., CARROLL, S. A., BOURCIER, W. L., SINGLETON, M. J., SMITH, M. M., AINES, R. D. (2013). Direct electrolytic dissolution of silicate minerals for air CO₂ mitigation and carbon-negative H₂ production. *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.* 110(25), 10095–10100. <https://doi.org/10.1073/pnas.1222358110>

REERSHEMIUS, T., KELLAND, M. E., JORDAN, J. S., DAVIS, I. R., D'ASCANIO, R., KALDERON-ASAEL, B., ASAEL, D., SUHRHOFF, T. J., EPIHOV, D. Z., BEERLING, D. J., REINHARD, C. T., PLANAVSKY, N. J. (2023). Initial Validation of a Soil-Based Mass-Balance Approach for Empirical Monitoring of Enhanced Rock Weathering Rates. *Environ. Sci. Technol.*, 57, 19497–19507. <https://doi.org/10.1021/acs.est.3c03609>

RENFORTH, P. (2012). The potential of enhanced weathering in the UK. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 10, 229–243. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.06.011>

RENFORTH, P. (2019). The negative emission potential of alkaline materials. *Nat Commun*, 10, 1401. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09475-5>

RENFORTH, P., BALTRUSCHAT, S., PETERSON, K., MIHAILOVA, B. D., HARTMANN, J. (2022). Using ikaite and other hydrated carbonate minerals to increase ocean alkalinity for carbon dioxide removal and environmental remediation. *Joule*, 6, 2674–2679. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2022.11.001>

RENFORTH, P., CAMPBELL, J., FOTEINIS, S., COSGUN, E., YOUNG, J., STRUNGE, T., RILEY, A. L., MAYES, W. M., VAN DER SPEK, M. W. (2024). Carbon dioxide removal could result in the

use of lower-grade iron ore in a decarbonized net-negative emission steel industry. *Journal of Cleaner Production*, 468, 142987. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.142987>

RENFORTH, P., HENDERSON, G. (2017). Assessing ocean alkalinity for carbon sequestration: Ocean Alkalinity for C Sequestration. *Rev. Geophys.*, 55, 636–674. <https://doi.org/10.1002/2016RG000533>

RENFORTH, P., JENKINS, B. G., KRUGER, T. (2013). Engineering challenges of ocean liming. *Energy*, 60, 442–452. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.006>

RENFORTH, P., MANNING, D. A. C., LOPEZ-CAPEL, E. (2009). Carbonate precipitation in artificial soils as a sink for atmospheric carbon dioxide. *Applied Geochemistry*, 24, 1757–1764. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2009.05.005>

RENFORTH, P., WASHBOURNE, C. -L., TAYLDER, J., MANNING, D. A. C. (2011). Silicate Production and Availability for Mineral Carbonation. *Environ. Sci. Technol.*, 45, 2035–2041. <https://doi.org/10.1021/es103241w>

RENNA, M. R., TRIBUZIO, R. (2011). Olivine-rich Troctolites from Ligurian Ophiolites (Italy): Evidence for Impregnation of Replacive Mantle Conduits by MORB-type Melts. *Journal of Petrology*, 52, 1763–1790. <https://doi.org/10.1093/petrology/egr029>

SAVOV, I., RYAN, J., HAYDOUTOV, I., SCHIJF, J. (2001a). Late Precambrian Balkan-Carpathian ophiolite — a slice of the Pan-African ocean crust?: geochemical and tectonic insights from the Tcherni Vrah and Deli Jovan massifs, Bulgaria and Serbia. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 110, 299–318. [https://doi.org/10.1016/S0377-0273\(01\)00216-5](https://doi.org/10.1016/S0377-0273(01)00216-5)

SAVOV, I., RYAN, J., HAYDOUTOV, I., SCHIJF, J. (2001b). Late Precambrian Balkan-Carpathian ophiolite — a slice of the Pan-African ocean crust?: geochemical and tectonic insights from the Tcherni Vrah and Deli Jovan massifs, Bulgaria and Serbia. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 110, 299–318. [https://doi.org/10.1016/S0377-0273\(01\)00216-5](https://doi.org/10.1016/S0377-0273(01)00216-5)

SCHUILING, R. D., DE BOER, P. L. (2010). Coastal spreading of olivine to control atmospheric CO₂ concentrations: A critical analysis of viability. Comment: Nature and laboratory models are different. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4, 855–856. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2010.04.012>

SCHUILING, R. D., KRIJGSMAN, P. (2006). Enhanced Weathering: An Effective and Cheap Tool to Sequester CO₂. *Climatic Change*, 74, 349–354. <https://doi.org/10.1007/s10584-005-3485-y>

Perspective: The European Union is not prepared for geochemical carbon dioxide removal

SEIFRITZ, W. (1990). CO₂ disposal by means of silicates. *Nature*, 345, 486–486. <https://doi.org/10.1038/345486b0>

SMITH, N. (2013). *CO₂StoP GIS Database and Map Resources: Assessment of CO₂ Storage Potential in Europe*.

SNÆBJÖRNSDÓTTIR, S. Ó., SIGFÚSSON, B., MARIENI, C., GOLDBERG, D., GISLASON, S. R., OELKERS, E. H. (2020). Carbon dioxide storage through mineral carbonation. *Nature Reviews Earth & Environment*, 1, 90–102. <https://doi.org/10.1038/s43017-019-0011-8>

SPENCE, E., COX, E., PIDGEON, N. (2021). Exploring cross-national public support for the use of enhanced weathering as a land-based carbon dioxide removal strategy. *Climatic Change*, 165, 23. <https://doi.org/10.1007/s10584-021-03050-y>

STASIULAITIENE, I., FAGERLUND, J., NDUAGU, E., DENAFAS, G., ZEVENHOVEN, R. (2011). Carbonation of serpentinite rock from Lithuania and Finland. *Energy Procedia*, 4, 2963–2970. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.205>

STEG, L., VELDSTRA, J., DE KLEIJNE, K., KILKIŞ, Ş., LUCENA, A. F. P., NILSSON, L. J., SUGIYAMA, M., SMITH, P., TAVONI, M., DE CONINCK, H., VAN DIEMEN, R., RENFORTH, P., MIRASGEDIS, S., NEMET, G., GÖRSCH, R., MURI, H., BERTOLDI, P., CABEZA, L. F., MATA, É., NOVIKOVA, A., CALDAS, L. R., CHÀFER, M., KHOSLA, R., VÉREZ, D. (2022). A method to identify barriers to and enablers of implementing climate change mitigation options. *One Earth*, 5, 1216–1227. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2022.10.007>

STOLAROFF, J. K., LOWRY, G. V., KEITH, D. W. (2005). Using CaO- and MgO-rich industrial waste streams for carbon sequestration. *Energy Conversion and Management*, 46, 687–699. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2004.05.009>

SUN, X., ALCALDE, J., BAKHTBIDAR, M., ELÍO, J., VILARRASA, V., CANAL, J., BALLESTEROS, J., HEINEMANN, N., HASZELDINE, S., CAVANAGH, A., VEGA-MAZA, D., RUBIERA, F., MARTÍNEZ-ORIO, R., JOHNSON, G., CARBONELL, R., MARZAN, I., TRAVÉ, A., GOMEZ-RIVAS, E. (2021). Hubs and clusters approach to unlock the development of carbon capture and storage – Case study in Spain. *Applied Energy*, 300, 117418. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117418>

TKACHENKO, N., TANG, K., MCCARTEN, M., REECE, S., KAMPMANN, D., HICKEY, C., BAYARAA, M., FOSTER, P., LAYMAN, C., ROSSI, C., SCOTT, K., YOKEN, D., CHRISTIAEN, C., CALDECOTT, B. (2023). Global database of cement production assets and upstream suppliers. *Scientific Data*, 10, 696. <https://doi.org/10.1038/s41597-023-02599-w>

- TROMANS, D. (2008). Mineral comminution: Energy efficiency considerations. *Minerals Engineering* 21, 613–620. <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2007.12.003>
- TUBIELLO, F. N., CONCHEDDA, G., CASSE, L., PENGYU, H., ZHONGXIN, C., DE SANTIS, G., FRITZ, S., MUCHONEY, D. (2023). Measuring the world's cropland area. *Nature Food*, 4, 30–32. <https://doi.org/10.1038/s43016-022-00667-9>
- UEPG. (2025). Aggregates Europe [WWW Document]. <https://www.aggregates-europe.eu/facts-figures/figures/>
- UK GOVERNMENT. (2021). *Net Zero Strategy: Build Back Greener*. London, UK.: HM Government.
- ULRYCH, J., ŠTĚPÁNKOVÁ-SVOBODOVÁ, J. (2014). Cenozoic alkaline volcanic rocks with carbonatite affinity in the Bohemian Massif: Their sources and magma generation. *Mineralia Slovaca*, 46, 45–58.
- WANG, X., MAROTO-VALER, M. M. (2011). Dissolution of serpentine using recyclable ammonium salts for CO₂ mineral carbonation. *Fuel*, 90, 1229–1237. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.10.040>
- WASHBOURNE, C. -L., LOPEZ-CAPEL, E., RENFORTH, P., ASCOUGH, P. L., MANNING, D. A. C. (2015). Rapid Removal of Atmospheric CO₂ by Urban Soils. *Environ. Sci. Technol.*, 49, 5434–5440. <https://doi.org/10.1021/es505476d>
- WEBB, R. M., SILVERMAN-ROATI, K., GERRARD, M. B. (2021). *Removing Carbon Dioxide Through Seaweed Cultivation: Legal Challenges and Opportunities*. New York, NY.: Sabin Center for Climate Change Law, Columbia Law School.
- WILSON, S. A., DIPPLE, G. M., POWER, I. M., THOM, J. M., ANDERSON, R. G., RAUDSEPP, M., GABITES, J. E., SOUTHAM, G. (2009). Carbon Dioxide Fixation within Mine Wastes of Ultramafic-Hosted Ore Deposits: Examples from the Clinton Creek and Cassiar Chrysotile Deposits, Canada. *Economic Geology*, 104, 95–112. <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.104.1.95>
- WILSON, S. A., HARRISON, A. L., DIPPLE, G. M., POWER, I. M., BARKER, S. L. L., ULRICH MAYER, K., FALLON, S. J., RAUDSEPP, M., SOUTHAM, G. (2014). Offsetting of CO₂ emissions by air capture in mine tailings at the Mount Keith Nickel Mine, Western Australia: Rates, controls and prospects for carbon neutral mining. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 25, 121–140. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.04.002>

Perspective: The European Union is not prepared for geochemical carbon dioxide removal

XI, F., DAVIS, S. J., CIAIS, P., CRAWFORD-BROWN, D., GUAN, D., PADE, C., SHI, T., SYDDALL, M., LV, J., JI, L., BING, L., WANG, J., WEI, W., YANG, K. -H., LAGERBLAD, B., GALAN, I., ANDRADE, C., ZHANG, Y., LIU, Z. (2016). Substantial global carbon uptake by cement carbonation. *Nature Geosci*, 9, 880–883. <https://doi.org/10.1038/ngeo2840>

ZHANG, J., ZHANG, R., GEERLINGS, H., BI, J. (2010). A Novel Indirect Wollastonite Carbonation Route for CO₂ Sequestration. *Chem. Eng. Technol.*, 33, 1177–1183. <https://doi.org/10.1002/ceat.201000024>

¿Desacelera la transición energética? Potenciales amenazas para la transición

Diálogos de Energía y Sostenibilidad

1. INTERVENCIÓN INICIAL

¿Se está decelerando la transición energética? Esto no parece creíble, y de hecho no hay evidencia, en los segmentos más sencillos de desarrollar, en particular el despliegue de renovables o de vehículos eléctricos. Pero sí puede haber una deceleración en los sectores más complicados, por distintas razones:

- Faltan marcos regulatorios que incentiven la inversión.
- Hay actuaciones que tienen un sobre coste, y no se está dispuesto a pagarlo.
- Los populismos, tanto de un lado como del otro, impiden avanzar.

Existen muchas regulaciones y directivas europeas muy ambiciosas por transponer. Pero hay que ver cómo cambia la agenda europea tras las elecciones. Y hay que transponer las directivas.

2. DISCUSIÓN

Sobre el diagnóstico

■ Mensajes positivos:

- Los mensajes hasta ahora son muy positivos. Y hay sectores que van bien. Pero lo que estamos viendo es que hay dificultades en muchos sectores.
- La transición está generando empleo de calidad.
- Muchos elementos positivos en la diplomacia climática europea: los objetivos de reducción pueden conseguirse con las directivas de renovables y eficiencia.
- Existencia de financiación climática.
- Es importante dar una visión optimista, pero reconociendo las dificultades (por ejemplo, el coste del H2 verde).
- Gran influencia de EU en Iberoamérica, una región con muchos recursos para la transición. Oportunidad para alimentar la transición. Pero hay riesgos relacionados con los populismos e instituciones débiles.

■ Mensajes negativos:

- El avance ha sido asimétrico. Hay muchos aspectos en los que no hemos avanzado (redes, sistema, etc.). Y eso va a suponer un freno, no sólo una desaceleración.
- Todos tenemos clara la visión a 2050. Pero lo que no se ve es el camino, y menos en los próximos 4-5 años.
- Europa no está haciendo una política cohesionada en materia energética.
- Por otra parte, esto está en tensión con la soberanía nacional.
- Tiene que haber coherencia entre las distintas políticas. También realismo y humildad para compatibilizar los fines con los medios.
- En Europa se olvidó la discusión de seguridad, de competitividad.
- Algunos asistentes ven un riesgo claro de deslocalización.
- Cuando nos comparamos con EE. UU. o China vemos que algunas cosas no las hemos hecho bien.
- Hay mucha distancia entre Bruselas y el ciudadano, y la capacidad regulatoria europea cada vez va a más.
- Se ha hecho mucho esfuerzo en la parte técnica, pero hay que hacer mucho más énfasis en la comunicación
- La adopción social y de mercado de todo este proceso es fundamental. Hay que ganar o mantener la licencia social.
- El problema fundamental en EU es que el Parlamento siempre ha sido más favorable al *Green Deal* que la Comisión. Pero el voto protesta es importante en las elecciones europeas, y esto puede hacer cambiar este balance. Es pesimista respecto a la composición del Parlamento y, por tanto, respecto a la ambición.

■ Respecto a la percepción social:

- En España se ha duplicado el negacionismo climático, mucha más polarización. El apoyo a la transición sigue siendo significativo, siempre que sea justa.
- También hay bulos propagados por el populismo.
- Nos jugamos mucho en las próximas elecciones europeas. Pero no ve riesgos de populismo.
- Mucha preocupación por la desinformación y el rechazo de la ciudadanía

Sobre los retos

- Hemos gastado bien el dinero en autoconsumo. Ahora la cuestión es calcular los siguientes pasos. Cómo gastar el dinero que nos queda para avanzar en lo más urgente: la electrificación.

- Hay que remover las barreras para que se conecte la demanda eléctrica.
- La volatilidad de los mercados eléctricos hay que solucionarla.
- A corto plazo echa de menos los instrumentos. Los problemas más gordos son la red y la demanda, y las aproximaciones a estos problemas son bastante distintos de lo que hemos hecho hasta ahora. Hacen falta reformas estructurales.
- Lo complicado es cómo generar las nuevas demandas eléctricas en los sectores más difíciles.
- Con medidas regulatorias poco podemos hacer para dinamizar la demanda.
- Un tema clave es el almacenamiento, y otro es la red.
- A este respecto, una parte de la red está infrautilizada: discusión en EU sobre señales de localización para utilizar la red de forma eficiente.
- Hay que arreglar la gestión de la red: capacidad flexible, etc. Hay que aprovechar las capacidades y oportunidades que tenemos.
- La trasposición de la RED III es una buena oportunidad para reformar la Ley del Sector Eléctrico, el marco general.
- En el corto plazo, la demanda es fundamental, y la flexibilidad también. Hay oportunidades de sobra a nivel nacional para cambiar el marco.
- Necesidad de hablar de CCS.

Sobre el futuro

- Hay que seguir avanzando, porque merece la pena, también en términos de seguridad energética, oportunidades, etcétera.
- Los tribunales pueden ser un elemento positivo, retratando a los Estados que no cumplen.
- Cada vez más los Gobiernos y la UE van a reconocer que sus objetivos no se pueden cumplir. Muchos objetivos aspiracionales.
- España es rehén de lo que suceda en la CE. Hay que estar avisados de que va a haber un retardo en algunos temas.
- En España va a haber un período largo sin elecciones, que puede ser positivo para ordenar estas cuestiones, pero la líder de estas cuestiones se va.
- El Consejo va a tener mucha influencia.
- La palabra verde va a desaparecer de la narrativa, va a haber más competitividad industrial.
- La narrativa de la siguiente Comisión va a ser Letta/Draghi: competitividad e industria
- Importancia de la visión del mercado único europeo en un contexto en que EU está perdiendo competitividad.

- La tendencia estadounidense, con Trump o sin Trump, es dejar de hacer de paraguas: de nuevo, esto supone reorientar hacia seguridad y competitividad.
- El valor añadido de la transición está en la cadena de valor tecnológica. La Comisión ha tomado conciencia de esta realidad.
- El CBAM va a reducir actividad en el mercado interior.
- Es importante avanzar en el mercado interior, y mantener la competitividad exterior.
- No va a faltar legislación europea, pero sí hace falta el siguiente nivel que ayuda a que funcionen los mercados.
- Haría falta una Comisión de Energía Europea.
- Un mercado europeo sin un regulador europeo es complicado.
- El próximo mandato debería ver mejor financiación (vía BEI). Ese dinero es más real que muchas otras políticas.
- Ve muy difícil sacar bonos europeos, más aún cuando se va a reforzar la defensa.
- EU está en una posición geopolítica compleja, muy afectada por las tensiones del comercio internacional. Es razonable esperar un aumento de los gastos de defensa europeos.

El papel de los biocombustibles en la transición energética

Diálogos de Energía y Sostenibilidad

1. INTERVENCIÓN INICIAL

El desarrollo de los biocombustibles comienza con la primera crisis del petróleo, con el etanol. Posteriormente se introduce el biodiesel, que tiene el inconveniente de que únicamente se puede mezclar en cantidades limitadas. Pero, en cualquiera de los dos casos, solamente se han podido utilizar gracias a las desgravaciones fiscales, ya que nunca fueron competitivos con los combustibles convencionales.

Con la subida de los precios del petróleo previa a la crisis financiera de 2007-2008, se dispara la demanda de biocombustibles, y aparecen los problemas asociados a su competencia con los productos destinados a la alimentación. Esto lleva a la aparición de los biocombustibles de 2ª generación, esto es, aquellos basados en materias primas no utilizables para alimentación.

El paso siguiente es el desarrollo del HVO (aceite hidrogenado), que se puede mezclar en cualquier cantidad con el diesel. Al principio se elaboró con aceite de palma, pero los problemas de deforestación hacen que se sustituya por residuos o aceite usado (UCO). Los residuos (del aceite de palma) explican que los mayores exportadores actuales de HVO sean China, Malasia e Indonesia, y lo que hace surgir dudas sobre la sostenibilidad de este suministro a medio plazo.

A futuro, hay distintas vías de producción que pueden tener interés:

- Una alternativa es la gasificación de la biomasa, un proceso tecnológicamente probado cuyo mayor inconveniente es el coste.
- La vía del biometanol también es muy interesante, porque se puede producir gasolinas y olefinas a partir de esta materia prima. El metanol también se podría producir a partir de hidrógeno y CO₂.
- El biometano también presenta un potencial de interés, aunque limitado. Su coste está cercano a la competitividad, sobre todo si la recogida de los residuos es obligatoria.
- El SAF (*Sustainable Aviation Fuel*) tiene como problema fundamental el coste. Para 2040 se espera que su coste sea 3-4 veces superior al del queroseno.

Para concluir: la perspectiva de unos biocombustibles baratos capaces de alimentar la transición energética es dudosa, salvo que se asuma su mayor coste. Para el sector de la aviación y marítimo, o quizá para algún proceso industrial, pueden tener sentido. Pero, en general, son una solución necesaria, pero parcial. En este sentido, los objetivos europeos ya son ambiciosos, pero los del PNIEC superan esta categoría.

2. DEBATE

A continuación, se abre el debate en el que se ponen de manifiesto las siguientes opiniones:

Acerca de la sostenibilidad de los biocombustibles

- Incluso aunque sean biocombustibles de 2ª generación hay una competencia indirecta por el uso de la tierra, que debe ser tenida en cuenta a la hora de valorar su sostenibilidad o las emisiones evitadas. Esto hace difícil pensar que exista un potencial muy elevado.
- A este respecto, es preciso afinar la regulación de las materias primas permitidas para producir HVO renovable.
- • La regulación actual española es más estricta que la europea en términos de usos de suelo.
- Los biocombustibles utilizados en España reducen un 82 % de emisiones.

Acerca de la disponibilidad de materias primas

- La restricción fundamental para que los biocombustibles crezcan está en el acceso a las materias primas. Se defiende que la Comisión Europea debería ampliar la lista de materias disponibles.
- La correlación temporal para producir los *RFNBO* y la adicionalidad es muy restrictiva.
- Si España es líder en porcino, no se explica la falta de exigencia de los purines. Lo primero es exigir el tratamiento de residuos.
- Por otra parte, no se espera que la disponibilidad de residuos crezca mucho si avanzamos en economía circular, eficiencia, etcétera.
- No se entiende que la biomasa no se pueda usar para producir los *RFNBO*.
- Se apunta a un informe realizado por Imperial College, UK, en el que se defiende que existe en la UE materia prima más que suficiente para cumplir los objetivos.

Acerca de su competitividad económica

- El aumento de costes respecto a los convencionales no es relevante: ese modelo tradicional ya no es la alternativa. Eso habría que explicarlo bien.
- Las economías de escala pueden permitir reducir significativamente el precio.
- La forma más barata actualmente para producir biocombustibles es coprocesarlos en refinería.
- Cada vez hay más acoplamiento entre sectores. Y en un contexto en que hay limitación en la materia prima, cada vez hay más competencia entre sectores por los combustibles. Y esto se puede traducir en escalada de costes. ¿Quién pagará más?
- La regulación va a influir mucho en esto: por ejemplo, en cómo se computan las emisiones. Por ejemplo, los residuos ganaderos “valen” mucho más que los agrícolas.
- No trasponemos las directivas de residuos, porque eso es competencia de los ayuntamientos. Esto explica que no haya coste de tratamiento de los residuos.
- España debería tener una normativa mucho más estricta sobre los residuos para aumentar la disponibilidad y bajar el coste. Hay que darles también una vuelta a los certificados de origen. Y el tema de entorno internacional.
- Para que el ahorro privado invierta hace falta que tenga un retorno claro y transparente. Ese es el principal problema de la industria de los bios.
- En España el coste de transporte de los bios es mucho mayor que en otros países.
- El riesgo tecnológico sigue siendo muy alto, y eso exige alta rentabilidad. Los *offtakers* dicen que no es un problema de CAPEX, sino de OPEX.
- El modelo de negocio del biometano es muy difícil de estandarizar.

Acerca del papel de los biocombustibles en la transición

- En España el *lobby* agrícola no es tan poderoso como en Francia o en EE. UU., lo que explica en parte el poco desarrollo que ha tenido lugar.
- Los biocombustibles son imprescindibles para cumplir los muy ambiciosos objetivos de descarbonización del transporte.
- En el sector aéreo hace falta al menos un 70 % de SAF para cumplir los objetivos.

- El sector marítimo y aéreo son difíciles de electrificar, con la complicación de que son negocios globales.
- Los objetivos del PNIEC son poco creíbles. Pero es una ruta viable/imprescindible siempre que la regulación se adapte.
- El PNIEC se ha elaborado en un contexto ideológico distinto del que impera ahora en Europa. La captura de CO₂, la economía circular, van a hacer que se revisen todas estas cuestiones, hacia un plan más posibilista.
- Los planes hay que hacerlos desde la demanda, no para mantener la estructura de la oferta. Hay que pensar en cómo va a evolucionar la demanda.
- Esta transición, para poder hacerse muy rápido, necesita mucho dinero. Para bios, H₂, los *RFNBO*. Y ese dinero no lo tienen los países europeos. Y los ciudadanos no están dispuestos a pagar más. Hay que buscar cómo involucrar a los ciudadanos. O somos capaces de lograr que el ciudadano vea un retorno, o esto se queda en papel. Una opción es ofrecer bonos del Estado para los ciudadanos, y que gane dinero con ello.
- Sería más interesante enfocarse en los productos finales: cemento verde, acero verde, amoníaco verde. Y no tanto en la producción de bios o H₂.
- Es muy importante también contar con reglas de comercio global en estos productos verdes, certificación homogénea.
- El sector del automóvil está en una crisis seria, en parte por la incertidumbre. Hay necesidad de hacer compatibles los objetivos de descarbonización con los de mantenimiento de la competitividad de la industria europea. Los biocombustibles pueden jugar un papel ahí.

Información Publicaciones / Publications Information:

Funcas
Caballero de Gracia, 28
28013 Madrid
España / Spain
Tfno. / Phone: +34 91 596 54 81
Fax: +34 91 596 57 96
publica@funcas.es

P.V.P.: Suscripción anual papel, 25 € (IVA incluido)
Edición digital, gratuita



ISSN: 2445-2726
Depósito Legal: M-7537-2016