



Observatorio de
Transición Justa
de Asturias



Observatorio de Transición Justa de Asturias



Principado de
Asturias



FAEN

Fundación Asturiana
de la Energía

INDUSTRIA DEL CO₂. OPORTUNIDADES.

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	NATURALEZA DE LAS EMISIONES INDUSTRIALES DE CO ₂	5
2.1	EMISIONES ENERGÉTICAS Y DE PROCESO.....	5
2.2	CARACTERIZACIÓN DE CORRIENTES GASEOSAS.	7
2.2.1	CONCENTRACIÓN DE CO ₂	7
2.2.2	TEMPERATURA DE LAS CORRIENTES GASEOSAS.....	8
2.2.3	HUMEDAD Y VAPOR DE AGUA	8
2.2.4	CONTAMINANTES E IMPUREZAS EN CORRIENTES INDUSTRIALES.....	8
2.3	REQUISITOS DE CAPTURA SEGÚN SECTOR.....	9
2.3.1	CEMENTO.	10
2.3.2	PRODUCCIÓN DE CAL	11
2.3.3	SIDERURGIA.....	11
2.3.4	INDUSTRIA QUÍMICA E HIDRÓGENO.....	12
2.3.5	BIOMASA.	12
2.3.6	RESIDUOS Y VALORIZACIÓN ENERGÉTICA.....	13
3.	TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO ₂	14
3.1	CAPTURA POSTCOMBUSTIÓN.	14
3.2	CAPTURA PRECOMBUSTIÓN.	17
3.3	OXYFUEL COMBUSTION.	19
3.4	CAPTURA DIRECTA DEL AIRE (DAC).....	21
3.5	COMPARATIVA TECNOLÓGICA.....	24
4.	MATERIALES Y COMPONENTES CRÍTICOS.	25
4.1	SOLVENTES QUÍMICOS.....	25
4.2	ADSORBENTES SÓLIDOS.....	29
4.3	MEMBRANAS Y MATERIALES AVANZADOS.....	32
4.4	ALEACIONES Y MATERIALES RESISTENTES A CORROSIÓN.	38
4.5	DISPONIBILIDAD Y CRITICIDAD DE MATERIALES.	42
5.	INTEGRACIÓN ENERGÉTICA Y EFICIENCIA.....	45
5.1	COSTE ENERGÉTICO.....	45
5.2	INTEGRACIÓN TÉRMICA INDUSTRIAL.....	46
5.3	REQUERIMIENTOS ELÉCTRICOS Y TÉRMICOS.....	46



5.4	COMENTARIO TERMODINÁMICO.	47
6.	COMPRESIÓN, TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DEL CO ₂	48
6.1	COMPRESIÓN Y ACONDICIONAMIENTO.	51
6.2	TRANSPORTE POR TUBERÍA.	52
6.3	TRANSPORTE MARÍTIMO.	53
6.4	SEGURIDAD E INTEGRIDAD DE INFRAESTRUCTURAS.	55
7.	EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA.	56
7.1	CAPEX Y OPEX.	56
7.1.1	CAPEX DE CAPTURA.	56
7.1.2	CAPEX DE COMPRESIÓN Y ACONDICIONAMIENTO.	57
7.1.3	CAPEX DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO.	57
7.1.4	COSTE ENERGÉTICO.	58
7.1.5	CONSUMO DE MATERIALES Y MANTENIMIENTO.	58
7.2	SENSIBILIDAD DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS.	58
8.	BARRERAS AL DESARROLLO DEL CCUS.	59
9.	OTRAS TENDENCIAS FUTURAS.	61
10.	PRINCIPALES REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	63

1. INTRODUCCIÓN.

La descarbonización de la industria constituye uno de los mayores desafíos de la transición energética debido a la elevada complejidad técnica de numerosos procesos industriales y a la existencia de emisiones que no pueden eliminarse únicamente mediante electrificación o sustitución de combustibles fósiles. A diferencia de otros sectores, como la generación eléctrica o parte del transporte, la industria pesada combina elevadas demandas térmicas, procesos químicos intensivos y grandes necesidades de materias primas, lo que dificulta alcanzar reducciones profundas de emisiones únicamente mediante la utilización de energías renovables. En este contexto, las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) aparecen como una solución estratégica para abordar aquellas emisiones industriales consideradas difíciles de evitar (*“hard-to-abate sectors”*), especialmente en sectores como el cemento, la siderurgia, la producción de cal, la industria química o la valorización energética de residuos.

Es importante diferenciar entre emisiones energéticas y emisiones de proceso. Las emisiones energéticas provienen de la combustión de combustibles fósiles utilizados para generar calor o electricidad en los procesos industriales. Pueden reducirse mediante electrificación, eficiencia energética, uso de hidrógeno renovable o integración de energías renovables térmicas. Sin embargo, las emisiones de proceso están ligadas a transformaciones industriales y continúan produciéndose incluso cuando la energía empleada está completamente descarbonizada. Este fenómeno resulta especialmente relevante en industrias presentes en Asturias, basadas en materias primas carbonatadas, como el cemento o la cal, donde la descomposición térmica del carbonato cálcico genera CO₂ de forma inevitable, puesto que se basan en un proceso químico¹ que se describe en la reacción química siguiente:



En la industria cementera, aproximadamente entre el 60 % y el 70 % de las emisiones totales de CO₂ provienen de esta reacción de calcinación. No proceden de la combustión necesaria para alimentar el horno y mantener las temperaturas del proceso. Esto hace que para el sector cementero la implantación de tecnologías de captura de CO₂ sea clave para su descarbonización.

La siderurgia representa otro ejemplo de sector difícil de descarbonizar. En los procesos tradicionales de producción de acero mediante altos hornos (BF-BOF), el carbono añadido de diferentes formas (carbón, coque, gas natural) actúa como fuente energética y como agente reductor del mineral de hierro, generando grandes volúmenes de CO₂. Aunque tecnologías basadas en reducción directa con hidrógeno renovable y hornos eléctricos (la materia prima puede no requerir esta reacción de reducción) pueden reducir significativamente las emisiones, la descarbonización total lleva consigo el uso de enormes cantidades de electricidad renovable, nuevas infraestructuras eléctricas y una disponibilidad masiva de hidrógeno verde. La captura de CO₂ puede desempeñar un papel esencial o único para la descarbonización del sector.

¹ Proceso industrial de producción del Clinker.

En el caso de la producción de cal, la situación es similar a la del cemento, dado que la mayor parte de las emisiones también procede de la descarbonatación de la piedra caliza. La industria química, muy diversa en procesos, presenta características diferenciadas que pueden favorecer la implantación de tecnologías de captura debido a la existencia de corrientes de CO₂ relativamente concentradas y con menores niveles de impurezas, especialmente en la producción de hidrógeno, amoníaco, fertilizantes o metanol. Estas condiciones permiten reducir parcialmente los costes energéticos y económicos asociados a la separación y purificación del CO₂ capturado.

Las tecnologías de captura también adquieren relevancia creciente en instalaciones de valorización energética de residuos y en las industrias asociadas a procesos bio (bioenergía o biomateriales), donde la captura de CO₂ procedente del uso biomasa permitiría lograr un balance negativo de emisiones (capturar más emisiones que las generadas en el ciclo completo del carbono).

A pesar de su potencial, las tecnologías CCUS no deben ser analizadas como una solución universal para la descarbonización industrial. Estas tecnologías presentan elevados requerimientos. La captura, compresión, transporte y almacenamiento de CO₂ implican consumos energéticos elevados que reducen la eficiencia global de las instalaciones industriales y aumentan significativamente la demanda, especialmente la eléctrica. Además, el despliegue a gran escala del CCUS requiere el desarrollo de redes de transporte de CO₂, sistemas de almacenamiento geológico seguro, hubs industriales compartidos y marcos regulatorios específicos. Todo ello configura una “infraestructura tangible e intangible” de gran complejidad técnica y económica que es imprescindible para la viabilidad del sistema.

El CCUS es una herramienta necesaria y complementaria dentro de una estrategia más amplia de descarbonización industrial basada en eficiencia energética, electrificación, integración renovable y sustitución de combustibles fósiles. En regiones con fuerte presencia de industria pesada, como Asturias, el análisis del potencial del CCUS resulta especialmente relevante debido a la concentración de instalaciones siderúrgicas, cementeras, químicas y energéticas, así como a la posible integración futura con corredores industriales de hidrógeno, puertos orientados a actividades energéticas y redes compartidas de transporte de CO₂.

2. NATURALEZA DE LAS EMISIONES INDUSTRIALES DE CO₂.

2.1 EMISIONES ENERGÉTICAS Y DE PROCESO.

Aunque ambos tipos contribuyen al balance global de emisiones de una instalación industrial, su origen físico-químico, sus mecanismos de generación y las estrategias de mitigación aplicables son diferentes. Esta distinción ayuda a comprender por qué determinadas industrias pueden reducir gran parte de sus emisiones mediante electrificación o sustitución de

combustibles, mientras que otras requieren necesariamente tecnologías de captura para descarbonizarse.

En las emisiones energéticas, el carbono procede directamente del combustible empleado — carbón, coque, gas natural, fuelóleo o derivados del petróleo— y se libera durante la oxidación térmica asociada a la combustión. Desde un punto de vista técnico, este tipo de emisiones puede reducirse mediante diversas estrategias, como la electrificación, el uso de energías renovables, la mejora de eficiencia energética, el ahorro de energía, la sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno renovable o biomasa o la recuperación de calor residual.



Ilustración 1. Flujograma de principales emisiones de CO₂ en Asturias con potenciales aprovechamientos.

Sin embargo, las emisiones de proceso tienen un origen completamente distinto. No dependen del combustible utilizado, sino de las transformaciones químicas del propio proceso industrial. El CO₂ se forma a partir de reacciones de las materias primas y se libera inevitablemente, incluso cuando el calor del proceso procede de fuentes completamente descarbonizadas.

Tipo de emisión	Sector / proceso	Reacción química principal	Origen del CO ₂	Posibilidad de descarbonización mediante electrificación
Energética	Combustión de gas natural	$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$	Combustible fósil	Alta
Energética	Combustión de carbón	$C + O_2 \rightarrow CO_2$	Combustible fósil	Alta



Tipo de emisión	Sector / proceso	Reacción química principal	Origen del CO ₂	Posibilidad de descarbonización mediante electrificación
Energética	Combustión de fuelóleo ²	$C_xH_y + O_2 \rightarrow CO_2 + H_2O$	Combustible fósil	Alta
Proceso	Cemento / clínker	$CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$	Materia prima carbonatada	Baja
Proceso	Producción de cal	$CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$	Materia prima carbonatada	Baja
Proceso	Siderurgia BF-BOF	$Fe_2O_3 + 3CO \rightarrow 2Fe + 3CO_2$	Reducción química del mineral	Limitada
Proceso	Reformado SMR	$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$	Conversión química	Limitada
Proceso	Water-gas shift	$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$	Conversión química	Limitada
Proceso	Producción de amoníaco (reformado + shift reaction)	$CH_4 + \frac{1}{2}O_2 + N_2 \rightarrow CO + 2H_2 + N_2$ $N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$	Conversión química	Limitada
Proceso	Gasificación	$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$	Conversión química	Limitada

Tabla 1. Principales reacciones de proceso para descarbonización.

2.2 CARACTERIZACIÓN DE CORRIENTES GASEOSAS.

Las corrientes industriales gaseosas susceptibles de ser sometidas a procesos de captura contienen concentraciones muy variables de CO₂, así como diferentes niveles de temperatura, humedad, presión e impurezas. Todas estas variables condicionan directamente la selección de tecnologías de separación, el diseño de los equipos, el consumo energético asociado y la necesidad de tratamientos previos de acondicionamiento del gas. Por tanto, condicionan la rentabilidad de la captura.

2.2.1 CONCENTRACIÓN DE CO₂.

La concentración de CO₂ es probablemente el parámetro más determinante desde el punto de vista técnico y económico. Cuanto menor es la concentración de CO₂ en la corriente gaseosa, mayor resulta la energía necesaria para separarlo y purificarlo. Las instalaciones industriales presentan rangos de concentración muy diferentes en las corrientes de gas de salida de sus procesos:

Sector industrial	Concentración típica de CO ₂
Cemento	14–33 %
Producción de cal	20–35 %

² Reacción química sin ajustar.

Sector industrial	Concentración típica de CO ₂
Altos hornos siderúrgicos	20–28 %
Reformado para hidrógeno/amoniaco	15–60 %
Ciclos combinados de gas natural	3–5 %
Biomasa y residuos	5–20 %

Tabla 2. Rangos tipo de concentración de CO₂ en corrientes de gases de principales procesos industriales.

2.2.2 TEMPERATURA DE LAS CORRIENTES GASEOSAS.

La temperatura condiciona tanto el rendimiento de captura como la estabilidad de materiales y solventes utilizados. En muchos procesos industriales, los gases de combustión abandonan el proceso a temperaturas superiores a 150–250 °C, e incluso superiores en cementeras o siderurgia. Sin embargo, numerosos sistemas de captura, especialmente aquellos basados en aminas, requieren temperaturas considerablemente menores para operar de forma eficiente, normalmente entre 40 y 60 °C. Esto obliga a incorporar sistemas de enfriamiento, intercambiadores térmicos y recuperación de calor.

Las altas temperaturas pueden provocar:

- degradación térmica de solventes,
- envejecimiento prematuro de membranas,
- pérdida de capacidad adsorbente,
- expansión térmica y fatiga mecánica,
- incremento de fenómenos corrosivos.

2.2.3 HUMEDAD Y VAPOR DE AGUA

La presencia de humedad constituye un factor crítico para el diseño de instalaciones CCUS, ya que el vapor de agua influye sobre:

- la eficiencia de absorción,
- la degradación química de solventes,
- la corrosión,
- la condensación,
- la estabilidad de adsorbentes y membranas.

El agua junto con el CO₂ puede llegar a formar ácido carbónico, provocando corrosión en tuberías, compresores o intercambiadores de calor. Por ello, muchas instalaciones requieren etapas previas de secado y deshidratación antes del transporte o almacenamiento geológico.

2.2.4 CONTAMINANTES E IMPUREZAS EN CORRIENTES INDUSTRIALES.

Además del CO₂, las corrientes gaseosas industriales suelen contener otros contaminantes que condicionan de forma decisiva la selección tecnológica y la durabilidad de los materiales empleados. Entre ellos se pueden encontrar:



- Óxidos de azufre (SO_x). Reaccionan fácilmente con aminas y solventes alcalinos o de agua, provocando:
 - degradación química irreversible,
 - formación de sales,
 - pérdida de capacidad de absorción,
 - incremento de costes operativos,
 - formar ácido sulfúrico, altamente corrosivo.
- Óxidos de nitrógeno (NO_x). Afectan negativamente en procesos basados en solventes químicos. Su presencia puede favorecer:
 - reacciones secundarias,
 - formación de compuestos degradantes,
 - emisiones adicionales de subproductos contaminantes.
- Partículas y aerosoles. Estas partículas pueden:
 - erosionar equipos,
 - obstruir membranas,
 - contaminar adsorbentes,
 - reducir eficiencia térmica,
 - aumentar necesidades de mantenimiento.
- Sulfuro de hidrógeno (H₂S). Es un compuesto altamente corrosivo y tóxico. Puede:
 - deteriorar materiales metálicos,
 - degradar solventes.
- Compuestos orgánicos y trazas contaminantes. Pueden ser compuestos del tipo de hidrocarburos ligeros, compuestos orgánicos volátiles, alquitrán o trazas metálicas que afectan a:
 - estabilidad de solventes,
 - rendimiento de membranas,
 - adsorbentes sólidos,
 - pureza final del CO₂.
- Oxígeno (O₂). Especialmente dañino en sistemas basados en aminas, favorece:
 - procesos oxidativos,
 - degradación química del solvente.

2.3 REQUISITOS DE CAPTURA SEGÚN SECTOR.

Cada sector industrial presenta diferentes proporciones de emisiones energéticas y emisiones de proceso, lo que determina el papel potencial del CCUS dentro de las estrategias de descarbonización. Veamos qué aspectos más relevantes se deben tener en cuenta en cada sector, que pueden resumirse en la siguiente tabla.

Sector	Concentración típica CO ₂	Complejidad de contaminantes	Requisitos principales	Dificultad técnica
Cemento	Alta	Alta	Filtrado, desulfuración, integración térmica	Alta
Cal	Alta	Media	Filtrado y control térmico	Media-Alta

Sector	Concentración típica CO ₂	Complejidad de contaminantes	Requisitos principales	Dificultad técnica
Siderurgia	Media	Muy alta	Limpieza compleja y separación de corrientes	Muy alta
Química	Alta	Media	Tratamiento sulfurados y compresión	Media
Biomasa	Variable	Alta	Secado y limpieza de gases	Alta
Residuos	Variable	Muy alta	Depuración avanzada	Muy alta

Tabla 3. Procesos de tratamiento de gases y valoración para las tecnologías CCUS a utilizar.

A continuación se hace un análisis por sectores, los más relevantes en la industria asturiana.

2.3.1 CEMENTO.

Las corrientes gaseosas de una cementera presentan normalmente unas condiciones que hacen técnicamente viable la captura postcombustión mediante absorción química con aminas, aunque requieren importantes sistemas de acondicionamiento previo del gas, del tipo de:

- filtración de partículas,
- desulfuración,
- reducción de NO_x,
- enfriamiento de gases.

El principal reto técnico del sector está en la integración energética del sistema, ya que la regeneración de solventes requiere grandes cantidades de calor de baja y media temperatura. Esto puede incrementar significativamente el consumo energético total de la instalación.

Desde el punto de vista de materiales, las emisiones gaseosas en cementeras presentan además condiciones especialmente agresivas debido a la presencia de:

- partículas abrasivas,
- humedad,
- compuestos sulfurados,
- atmósferas alcalinas.

Ello obliga a emplear:

- aleaciones resistentes a corrosión,
- recubrimientos específicos,
- sistemas avanzados de filtración y limpieza.

2.3.2 PRODUCCIÓN DE CAL

La producción de cal comparte muchas similitudes técnicas con la industria cementera, ya que la principal fuente de emisiones también procede de la descarbonatación térmica de piedra caliza. Las emisiones de proceso representan igualmente una fracción dominante del balance total de carbono. La captura, desde el punto de vista termodinámico, está obligada a incorporar:

- sistemas de depuración,
- control de corrosión,
- acondicionamiento térmico.

La relativa simplicidad de algunas instalaciones de cal puede facilitar la integración de sistemas de captura respecto a procesos industriales más complejos. Sin embargo, la elevada intensidad térmica del proceso continúa representando una limitación importante para la reducción de emisiones exclusivamente mediante electrificación.

Todo ello obliga a:

- usar cementos especiales,
- mejorar los recubrimientos,
- trabajar con formulaciones de materiales resistentes a la carbonatación.

2.3.3 SIDERURGIA

La siderurgia presenta una casuística considerablemente más compleja debido a los múltiples procesos industriales con composiciones gaseosas muy diferentes que integran el proceso. Las plantas integradas basadas en altos hornos (BF-BOF) generan corrientes de gases con:

- concentraciones medias de CO₂,
- alto contenido de CO,
- partículas metálicas,
- SO_x,
- NO_x,
- compuestos sulfurados y alquitranes.

Además, parte de las emisiones se originan no solo en la combustión, sino también en las reacciones de reducción química del mineral de hierro. Estas características condicionan significativamente las tecnologías de captura aplicables, haciendo necesario:

- separar distintas corrientes de proceso,
- instalar etapas avanzadas de limpieza,
- controlar partículas y compuestos sulfurados,
- adaptar los materiales a condiciones corrosivas y abrasivas,
- usar aceros especiales para el equipamiento,
- aplicar materiales termoresistentes,
- contar con sistemas químicamente resistentes.

En siderurgia, el CCUS suele plantearse como tecnología complementaria junto con la adopción de otras tecnologías y técnicas como:

- hornos eléctricos,
- reducción directa con hidrógeno,
- incremento de uso chatarra reciclada,
- electrificación progresiva.

El principal desafío técnico radica en la enorme escala de emisiones y en las necesidades energéticas adicionales derivadas de la captura y compresión del CO₂.

2.3.4 INDUSTRIA QUÍMICA E HIDRÓGENO.

La industria química presenta, dentro del sector industrial, algunas de las condiciones más favorables para la captura de carbono debido a la existencia de corrientes relativamente concentradas y presurizadas de CO₂. Esto ocurre especialmente en actividades como:

- producción de hidrógeno,
- amoníaco,
- fertilizantes,
- metanol,
- reformado de gas natural.

Estas corrientes presentan varias ventajas:

- mayores concentraciones de CO₂,
- presiones elevadas,
- menores volúmenes de gas,
- menor presencia de partículas.

Sin embargo, determinados contaminantes, especialmente H₂S y compuestos sulfurados o materias como el H₂, requieren tratamientos previos debido a su elevada capacidad corrosiva y a su impacto sobre solventes y catalizadores. En general se requiere atender al diseño de equipos incorporando materiales como:

- aleaciones resistentes,
- tratamientos superficiales,
- sistemas avanzados de desulfuración,
- materiales libres de paladio (en caso de uso de H₂).

2.3.5 BIOMASA.

En esta industria se combinan generación energética a partir de biomasa con captura y almacenamiento de CO₂. Su principal singularidad es que permiten capturar carbono biogénico previamente absorbido de la atmósfera durante el crecimiento vegetal, generando potencialmente emisiones netas negativas.

Las corrientes gaseosas procedentes de biomasa presentan:

- concentraciones variables de CO₂,
- elevada humedad,
- partículas,
- alquitrán,
- compuestos orgánicos volátiles,
- composición heterogénea según el combustible utilizado.

Estas características incrementan los requisitos de limpieza de gases, los problemas de ensuciamiento, la corrosión y el mantenimiento de equipos. Se requieren equipos desarrollados con materiales:

- recubrimientos especiales,
- inoxidable avanzados,
- protección superficial,
- sistemas de limpieza complejos,
- filtros cerámicos,
- adsorbentes resistentes a contaminación.

2.3.6 RESIDUOS Y VALORIZACIÓN ENERGÉTICA.

Las plantas de valorización energética de residuos presentan una de las composiciones gaseosas más complejas desde el punto de vista de captura de carbono. Las corrientes contienen:

- CO₂ fósil y biogénico,
- humedad elevada,
- partículas,
- metales pesados,
- compuestos clorados,
- SO_x,
- NO_x,
- contaminantes orgánicos persistentes.

Esta elevada heterogeneidad obliga a incorporar extensos sistemas de depuración antes de cualquier proceso de captura:

- filtración avanzada,
- neutralización química,
- lavado de gases,
- eliminación de compuestos ácidos.

Pueden requerir materiales muy específicos que incluyan:

- aceros inoxidables de alta aleación,
- recubrimientos cerámicos,



- materiales resistentes a cloruros,
- carbón activado,
- adsorbentes específicos,
- sistemas catalíticos.

3. TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO₂.

Cada una de las tecnologías que se presentan a continuación presenta diferencias sustanciales en:

- grado de madurez tecnológica,
- complejidad industrial,
- eficiencia de captura,
- requerimientos energéticos,
- materiales críticos,
- pureza del CO₂ obtenido,
- y costes asociados.

Además de las diferencias tecnológicas, uno de los aspectos más relevantes en el análisis de captura de carbono es la fuerte relación existente entre eficiencia de separación y consumo energético. El coste energético de la captura condiciona de forma decisiva:

- la competitividad económica de cada tecnología,
- el tamaño de los equipos,
- la demanda térmica y eléctrica,
- y la viabilidad de integración industrial.

Por ello, el despliegue masivo de tecnologías de captura no solo requiere avances en eficiencia de separación, sino también el desarrollo de:

- nuevos materiales adsorbentes,
- membranas avanzadas,
- solventes menos degradables,
- sistemas de integración térmica,
- compresión más eficiente,
- y grandes infraestructuras energéticas asociadas.

3.1 CAPTURA POSTCOMBUSTIÓN.

La captura postcombustión constituye actualmente la tecnología de captura de CO₂ más madura y extendida a nivel industrial debido a su capacidad para integrarse sobre instalaciones existentes sin modificar completamente el proceso principal. Su principal ventaja radica en la flexibilidad de implantación en sectores como cemento, siderurgia, refino, química o generación térmica. Sin embargo, la competitividad económica de esta tecnología depende fuertemente de

la concentración de CO₂ presente en los gases de combustión. Esto implica absorbedores, regeneradores y sistemas de depuración de gran tamaño, especialmente en instalaciones de elevada capacidad industrial.

CAPTURA POSTCOMBUSTIÓN (AMINAS)

Esquema de proceso

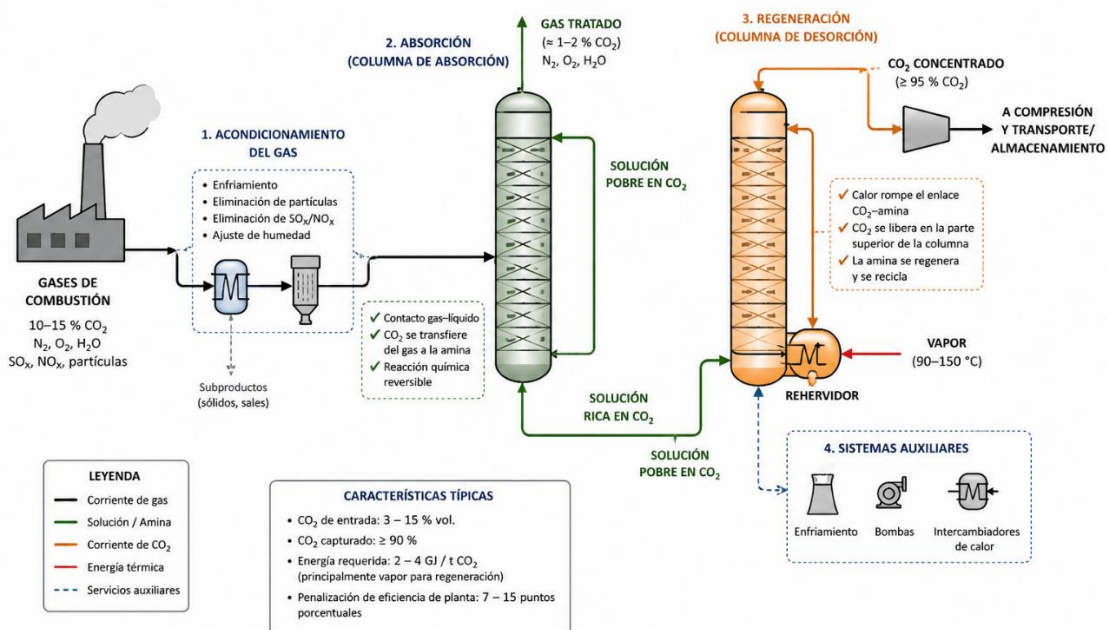


Ilustración 2. Esquema de captura postcombustión con uso de aminas.

Además, la regeneración térmica de solventes representa uno de los principales retos de la captura postcombustión, ya que requiere importantes aportes de calor de baja y media temperatura, incrementando notablemente la demanda energética global de la instalación. A ello se suma el consumo eléctrico asociado a ventiladores, bombeo, tratamiento de gases y compresión final del CO₂. Desde el punto de vista industrial, la integración resulta técnicamente viable en numerosos sectores, aunque suele requerir profundas modificaciones auxiliares:

- recuperación de calor,
- nuevas líneas eléctricas,
- sistemas de refrigeración,
- espacio adicional para grandes equipos,
- y adaptación de infraestructuras existentes.

El despliegue masivo continúa condicionado por la reducción de costes energéticos, la mejora de materiales y la disponibilidad de grandes infraestructuras energéticas y logísticas asociadas. Precisamente en relación con el desarrollo de materiales, se pueden indicar algunas necesidades:

- Nuevos materiales adsorbentes. El desarrollo de adsorbentes avanzados constituye una de las principales líneas de investigación para reducir el consumo energético de



captura. Buscan aumentar la selectividad frente a CO₂, la capacidad de adsorción, la estabilidad térmica y la resistencia a humedad y contaminantes. Se trabaja con:

- zeolitas,
 - carbones activados,
 - MOFs (Metal-Organic Frameworks o estructuras metal-orgánicas),
 - adsorbentes híbridos tratados específicamente.
- Membranas avanzadas. Las membranas representan una alternativa potencialmente más compacta y modular frente a los sistemas convencionales basados en solventes. El objetivo es reducir el tamaño de equipos, las necesidades térmicas y la complejidad operativa. Pero siguen existiendo limitaciones en materia de degradación química, ensuciamiento, pérdida de permeabilidad y sensibilidad a contaminantes industriales. El desarrollo actual se centra en:
 - membranas poliméricas de alta selectividad,
 - membranas cerámicas resistentes a temperatura,
 - membranas híbridas,
 - materiales compuestos.
- Solventes menos degradables. Los solventes tipo aminas convencionales presentan problemas relevantes de oxidación, corrosión, evaporación, formación de subproductos o elevada demanda térmica de regeneración. Se busca la mejora de estabilidad química y reducción de calor de regeneración. Gran parte del desarrollo tecnológico actual se orienta hacia:
 - aminas avanzadas,
 - mezclas híbridas,
 - solventes para operaciones en dos pasos,
 - líquidos iónicos,
 - carbonatos regenerables.
- Sistemas avanzados de integración térmica³, que engloba:
 - recuperación de calor residual,
 - optimización de intercambiadores,
 - integración con vapor industrial,
 - redes térmicas internas,
 - almacenamiento térmico.
- Compresión más eficiente. Tras la separación, el CO₂ debe comprimirse hasta condiciones supercríticas para facilitar el transporte, la inyección y el almacenamiento geológico. La compresión representa uno de los mayores consumos eléctricos de los procesos CCUS. Las principales líneas de mejora incluyen:
 - compresión multietapa optimizada,
 - recuperación de calor,
 - turbocompresores de alta eficiencia,
 - integración energética con otros procesos industriales.

³ Por integración térmica se entiende el conjunto de soluciones que llevan a dar un suministro térmico estable y descarbonizado al proceso de captura de CO₂.

- Infraestructuras energéticas y logísticas asociadas. El despliegue masivo de captura postcombustión implica necesidades infraestructurales muy superiores a las habitualmente consideradas en los análisis simplificados de descarbonización industrial. La elevada demanda eléctrica y térmica asociada a captura, regeneración y compresión requiere:
 - refuerzo de redes eléctricas,
 - nuevas capacidades de generación renovable,
 - hubs industriales compartidos,
 - redes de transporte de CO₂,
 - sistemas de almacenamiento geológico,
 - puertos con capacidades energéticas y logísticas específicas.

3.2 CAPTURA PRECOMBUSTIÓN.

La captura en precombustión se basa en la transformación previa del combustible (habitualmente gas natural, carbón o biomasa) en una corriente de síntesis rica en monóxido de carbono e hidrógeno, que posteriormente se convierte en CO₂ mediante la reacción de desplazamiento agua-gas. Este enfoque permite obtener corrientes de CO₂ a presiones elevadas y con concentraciones significativamente mayores que las que se dan en las tecnologías de postcombustión, lo que mejora la eficiencia de separación desde un punto de vista termodinámico. Por ello, en determinados contextos industriales —especialmente producción de hidrógeno, amoníaco o ciclos combinados— puede presentar una ventaja competitiva frente a otras rutas de captura, debido a menores costes específicos de separación del CO₂.

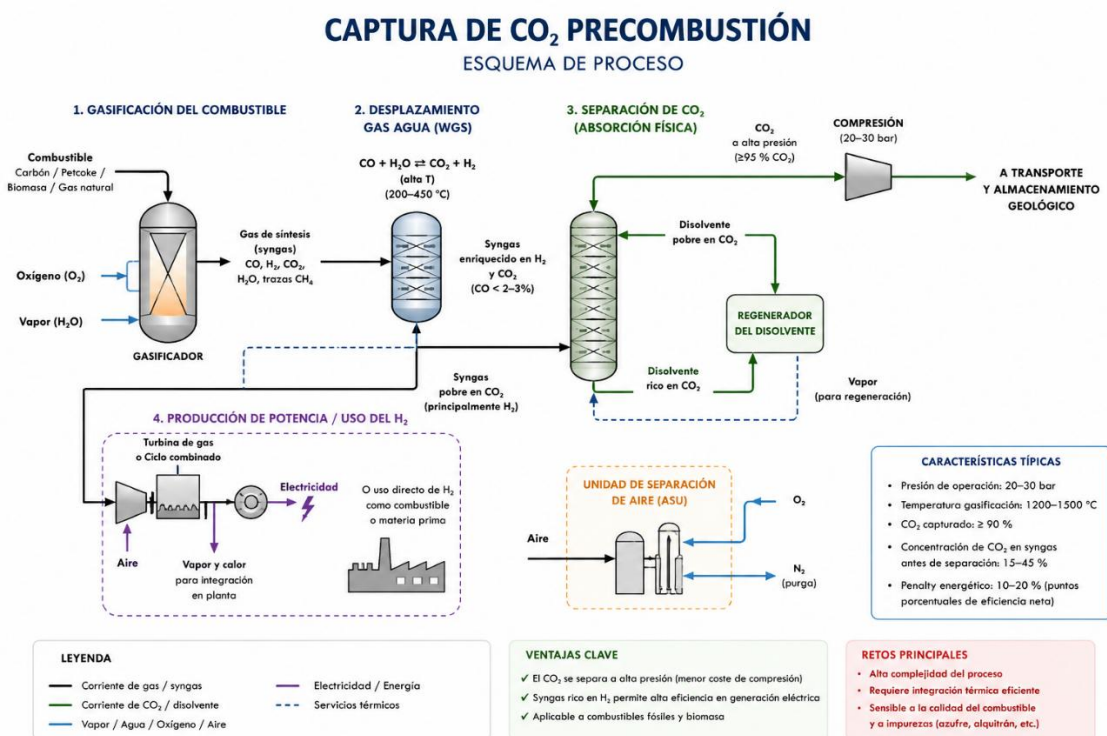


Ilustración 3. Esquema de captura precombustión.

Sin embargo, esta ventaja viene acompañada de una mayor complejidad de proceso, ya que requiere una etapa adicional de gasificación o reformado, seguida de sistemas de ajuste químico y separación de gases. Esto implica más instalaciones y mayor número de unidades de proceso, lo que incrementa el tamaño global de los equipos y la inversión inicial. A cambio, la captura se realiza en condiciones más favorables (alta presión, mayor concentración de CO_2).

En términos de demanda energética, la precombustión presenta una redistribución del consumo a lo largo del proceso en su conjunto: aumenta la demanda térmica en etapas de gasificación o reformado, mientras que la separación de CO_2 requiere menos energía específica. La demanda eléctrica se concentra principalmente en compresión, bombeo y separación de gases, pero suele ser inferior en intensidad a la asociada a gases diluidos de postcombustión. La viabilidad de integración industrial es elevada en plantas diseñadas específicamente para este esquema, aunque limitada en rediseños, ya que implica una reconfiguración profunda del proceso productivo.

Los materiales que se requerirán son de muy diferente tipo:

- Nuevos materiales adsorbentes. Sigue siendo relevante para la separación CO_2/H_2 a alta presión, la mejora de selectividad y la reducción de consumo energético. Se utilizarán materiales como:
 - zeolitas,
 - carbones activados,
 - MOFs específicos para operar en condiciones de presión elevada y mezclas ricas en hidrógeno.
- Membranas avanzadas. Las membranas juegan un papel especialmente importante en precombustión debido a la alta presión de las corrientes de gas. El principal reto es mantener estabilidad operativa en presencia de contaminantes como H_2S y CO , que pueden degradar selectividad y permeabilidad, además de inducir ensuciamiento progresivo. Se están desarrollando:
 - membranas poliméricas de alta selectividad CO_2/H_2 ,
 - membranas cerámicas resistentes a temperatura,
 - membranas metálicas selectivas.
- Solventes menos degradables. En sistemas de absorción física o química a alta presión, los solventes deben resistir condiciones severas de operación, para reducir pérdidas por evaporación, degradación química y consumo energético de regeneración. Los desarrollos actuales se orientan hacia:
 - solventes físicos,
 - líquidos iónicos,
 - mezclas híbridas con menor volatilidad.
- Sistemas de integración térmica. La precombustión implica múltiples etapas térmicamente acopladas (gasificación, shift, separación), lo que hace crítica la integración energética global del proceso. Se requiere:
 - recuperación de calor de alta temperatura,
 - integración entre reformado y generación de vapor,
 - optimización de balances térmicos entre etapas.



- Compresión más eficiente. Aunque el CO₂ en precombustión suele encontrarse a mayor presión, sigue siendo necesaria su compresión final para transporte y almacenamiento. Las mejoras tecnológicas se centran en:
 - compresores de alta eficiencia multietapa,
 - integración con expansión de gases,
 - recuperación de calor de compresión.
- Infraestructuras energéticas asociadas. El despliegue masivo de precombustión requiere una infraestructura industrial altamente integrada, que incluye:
 - plantas de gasificación o reformado a gran escala,
 - suministro continuo de combustibles,
 - redes de transporte de hidrógeno,
 - sistemas de captura y transporte de CO₂,
 - conexión con hubs industriales.

3.3 OXYFUEL COMBUSTION.

La combustión oxyfuel se basa en la sustitución del aire por mezclas ricas en oxígeno en el proceso de combustión, lo que elimina prácticamente la presencia de nitrógeno en los gases de escape y genera una corriente altamente concentrada de CO₂ y vapor de agua. Esta característica simplifica significativamente la etapa de separación posterior, ya que el CO₂ puede obtenerse con elevadas purezas tras la condensación del agua. Desde el punto de vista termodinámico, esto otorga a la tecnología una ventaja clara en términos de eficiencia de captura y potencial reducción de costes de separación, especialmente en sectores como cemento, cal y generación térmica.

Sin embargo, esta ventaja se ve contrarrestada por la elevada demanda energética asociada a la producción de oxígeno mediante unidades de separación de aire (ASU), generalmente basadas en destilación criogénica. Este consumo eléctrico puede ser muy significativo y constituye uno de los principales factores limitantes de su competitividad económica. Además, el tamaño de los equipos asociados es considerable, ya que se requieren tanto unidades de combustión adaptadas como sistemas de separación de aire de gran escala, lo que incrementa la complejidad y la huella física de la instalación industrial.

OXYFUEL COMBUSTION (COMBUSTIÓN CON OXÍGENO)

ESQUEMA DE PROCESO

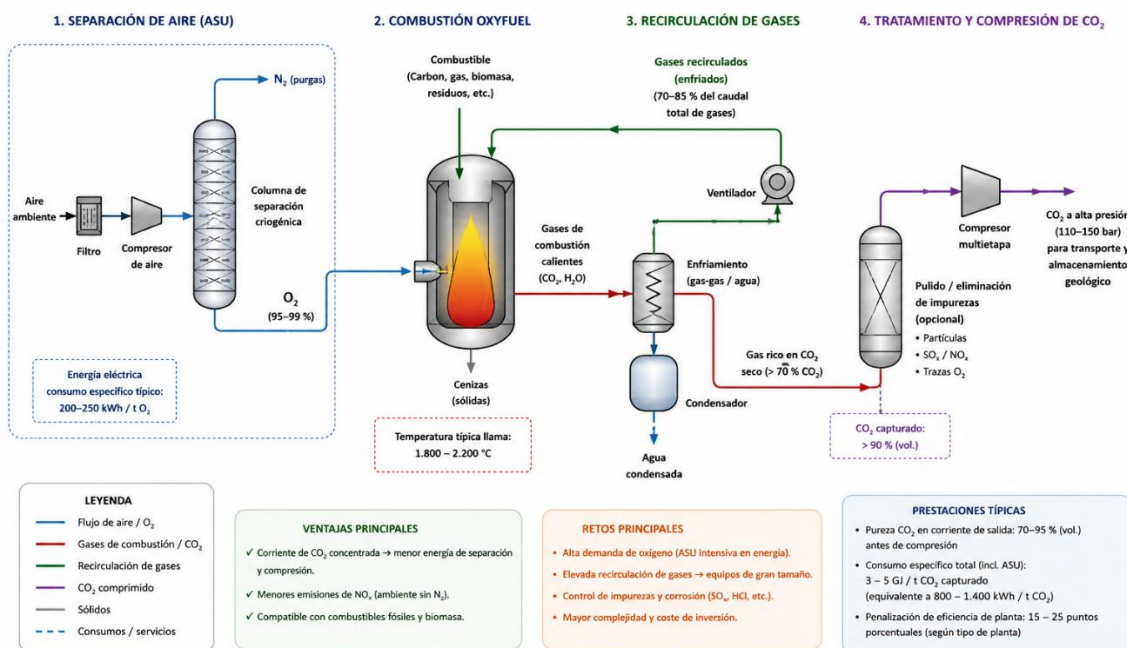


Ilustración 4. Esquema de Oxyfuel combustión.

En términos de integración industrial, la oxyfuel combustion presenta una viabilidad intermedia: es más fácilmente integrable en nuevas plantas, pero más compleja en instalaciones existentes debido a la necesidad de modificar quemadores, hornos y sistemas de control térmico. La gestión de temperaturas de llama más elevadas y diferentes perfiles de transferencia de calor también obliga a rediseñar parcialmente los sistemas térmicos del proceso. Todo esto lleva a la necesidad de desarrollar e integrar en los procesos nuevos materiales del tipo:

- Nuevos materiales adsorbentes. Necesarios en etapas de purificación final, especialmente para eliminación de trazas de oxígeno, separación de impurezas (SO_x, NO_x) o acondicionamiento de corrientes de CO₂. Se investigan adsorbentes avanzados como:
 - Zeolitas,
 - MOFs para mejorar selectividad.
- Membranas avanzadas. Las membranas son especialmente relevantes en la etapa de producción de oxígeno, donde tecnologías de separación de aire para obtener O₂ de gran pureza basadas en:
 - membranas cerámicas de transporte iónico,
 - membranas poliméricas selectivas,
 - sistemas híbridos,
- Solventes menos degradables. Aunque la oxyfuel reduce la necesidad de solventes de captura masiva, siguen siendo necesarios en etapas de purificación de CO₂ y eliminación de contaminantes ácidos. Los desarrollos se centran en solventes resistentes a:



- altas concentraciones de CO₂,
 - humedad elevada,
 - presencia de oxígeno residual.
- Sistemas de integración térmica. Estas tecnologías oxyfuel alteran el perfil térmico del proceso de combustión, generando:
 - temperaturas de llama más elevadas,
 - cambios en la transferencia de calor por radiación,
 - variaciones en el perfil de temperaturas.
- Compresión más eficiente. El CO₂ generado presenta alta pureza, lo que facilita su compresión, aunque sigue siendo necesario llevarlo a condiciones supercríticas para transporte y almacenamiento. Las mejoras tecnológicas se centran en:
 - compresión multietapa optimizada,
 - integración con recuperación de calor,
 - sistemas de expansión combinada con generación eléctrica.
- Infraestructuras energéticas asociadas. El principal condicionante sistémico de la oxyfuel combustion es su fuerte dependencia de electricidad para la producción de oxígeno. Esto implica:
 - alta demanda de energía eléctrica continua,
 - necesidad de integración con redes eléctricas robustas,
 - conexión con generación renovable o baja en carbono,
 - desarrollo de hubs industriales con ASU centralizadas,
 - infraestructuras de transporte de CO₂ a gran escala.

3.4 CAPTURA DIRECTA DEL AIRE (DAC).

La captura directa del aire (Direct Air Capture, DAC) representa una de las tecnologías más ambiciosas dentro del conjunto de soluciones CCUS, ya que permite extraer CO₂ directamente de la atmósfera, donde su concentración es extremadamente baja ($\approx 0,04$ %). Esta condición termodinámica implica que la separación requiere superar una de las barreras energéticas más elevadas de todas las tecnologías de captura de carbono, lo que condiciona de forma directa su competitividad económica. En comparación con fuentes industriales concentradas, el coste por tonelada de CO₂ capturado es significativamente superior, aunque su valor estratégico reside en la capacidad de generar emisiones negativas.

Desde el punto de vista de tamaño de equipos, la DAC se caracteriza por sistemas modulares relativamente compactos, pero con una necesidad extremadamente elevada de escalado para alcanzar impactos relevantes. Esto implica que, aunque las unidades individuales pueden ser pequeñas o distribuidas, el número de módulos necesarios para capturar volúmenes significativos de CO₂ es muy elevado, lo que traslada el reto desde la escala de planta hacia la escala de infraestructura global.

En términos de demanda energética, la DAC es intensiva tanto en electricidad como en energía térmica de baja temperatura, utilizada principalmente para la regeneración de solventes o adsorbentes. El consumo energético por tonelada de CO₂ capturado es sustancialmente mayor

que en tecnologías industriales convencionales, debido a la baja presión parcial de CO₂ en el aire atmosférico. La viabilidad de integración industrial es, por tanto, limitada en entornos industriales tradicionales, y tiende a desarrollarse como infraestructura independiente, idealmente ubicada en zonas con abundante energía renovable y acceso a almacenamiento geológico.

Para su desarrollo se trabaja con nuevos materiales y soluciones técnicas:

- Nuevos materiales adsorbentes. El objetivo es maximizar la selectividad frente al CO₂ atmosférico y minimizar la energía de regeneración. Se investigan materiales como:
 - aminas soportadas en sólidos,
 - zeolitas tratadas,
 - MOFs altamente selectivos,
 - polímeros químicos diseñados.
- Membranas avanzadas. Como el principal problema es la baja concentración, pequeñas pérdidas de selectividad tienen un impacto energético muy significativo. Las membranas para DAC se enfrentan a un gran reto debido a la baja presión parcial de CO₂. Las líneas de investigación incluyen:
 - membranas altamente selectivas CO₂/N₂,
 - materiales híbridos orgánico-inorgánicos,
 - estructuras nanoporosas avanzadas.
- Solventes menos degradables. Los sistemas líquidos de DAC utilizan habitualmente soluciones alcalinas o amínicas que capturan CO₂ formando compuestos carbonatados. Los desarrollos actuales buscan:
 - reducir la energía de regeneración,
 - aumentar estabilidad química,
 - minimizar degradación por oxígeno atmosférico,
 - evitar pérdidas por evaporación.
- Sistemas de integración térmica. La DAC requiere calor de baja temperatura para regenerar adsorbentes o solventes, lo que abre oportunidades de integración con:
 - calor residual industrial,
 - geotermia,
 - energía solar térmica,
 - bombas de calor de alta eficiencia.
- Compresión más eficiente. Aunque el flujo total puede ser modular, la eficiencia de compresión sigue siendo relevante debido al elevado coste energético total del sistema DAC. Se requieren:
 - compresores altamente eficientes,
 - integración con recuperación de calor,
 - optimización de ciclos multietapa.
- Infraestructuras energéticas asociadas. El principal condicionante de la DAC es su dependencia de energía abundante, estable y descarbonizada. Su despliegue masivo requiere:
 - grandes capacidades renovables (eólica y solar principalmente),



- sistemas de almacenamiento energético,
- redes eléctricas reforzadas,
- hubs de DAC cercanos a almacenamiento geológico,
- infraestructuras logísticas de transporte de CO₂ a gran escala.

3.5 COMPARATIVA TECNOLÓGICA.

Tecnología	Concentración de CO ₂ de entrada	Pureza CO ₂ obtenida	Demanda energética (tendencia)	Tamaño de equipos	Viabilidad de integración industrial	TRL	Coste relativo (€/tCO ₂)	Materiales críticos principales
Postcombustión	Baja (3–15 %)	Alta (95–99 %)	Alta (regeneración térmica + compresión)	Muy grande (absorbentes + regeneradores)	Alta en rediseño industrial	7–9	Medio-alto	Aminas, acero inoxidable, aleaciones Ni, intercambiadores térmicos
Precombustión	Media-alta (10–40 % tras shift)	Alta (95–99 %)	Media (reformado/gasificación + compresión)	Grande (planta de proceso compleja)	Alta en diseño nuevo, baja en rediseño	6–8	Medio	Catalizadores (Ni, Fe), solventes físicos, membranas H ₂ /CO ₂
Oxyfuel combustion	Muy alta (70–90 % CO ₂ + H ₂ O)	Muy alta (≈95–99 %)	Media-alta (ASU dominante eléctrica)	Muy grande (ASU + rediseño horno)	Media (mejor en nuevas plantas)	5–7	Medio	Membranas de separación de aire, materiales refractarios, aceros resistentes a alta T ^a
DAC (Direct Air Capture)	Muy baja (~0,04 %)	Alta (99 %+)	Muy alta (eléctrica + térmica)	Modular pero masivamente escalable	Baja integración industrial directa	6–8	Muy alto	MOFs, aminas sólidas, sorbentes avanzados, compresores eficientes

4. MATERIALES Y COMPONENTES CRÍTICOS.

4.1 SOLVENTES QUÍMICOS.

El funcionamiento de los solventes se basa en la absorción selectiva del dióxido de carbono mediante reacciones químicas reversibles entre el CO₂ y una fase líquida absorbente, permitiendo posteriormente liberar este gas así capturado mediante procesos de regeneración térmica o cambios de presión.

Desde el punto de vista industrial, estas tecnologías presentan una elevada flexibilidad operativa y una alta madurez tecnológica, lo que explica su presencia en gran parte de proyectos CCUS en operación o desarrollo. Sin embargo, la eficiencia del proceso depende fuertemente de las propiedades físico-químicas del solvente utilizado, así como de las condiciones específicas de la corriente gaseosa. Los solventes empleados suelen ser:

- solventes químicos reactivos (aminas),
- solventes físicos,
- mezclas híbridas,
- líquidos iónicos,
- soluciones carbonatadas avanzadas.

Cada familia presenta ventajas y limitaciones específicas en términos de capacidad de captura, selectividad, consumo energético, estabilidad química, corrosión, degradación, coste operativo y compatibilidad industrial.

Elemento de análisis	Aspectos clave	Relevancia técnica
Principio físico-químico	Mecanismo de absorción y regeneración	Determina eficiencia y consumo energético
Tipos de solventes	Aminas, solventes físicos, híbridos, líquidos iónicos	Define aplicabilidad industrial
Rendimiento técnico	Capacidad de captura, selectividad, pureza	Impacta en eficiencia global
Coste energético	Energía de regeneración y compresión	Principal condicionante económico
Problemas operativos	Corrosión, degradación, evaporación	Afecta OPEX y vida útil
Materiales críticos asociados	Aleaciones, productos químicos, sistemas auxiliares	Condiciona escalabilidad
Integración industrial	Adaptabilidad a procesos existentes	Fundamental para rediseño
Madurez tecnológica (TRL)	Nivel de desarrollo industrial	Riesgo tecnológico
Escalabilidad	Costes, disponibilidad y operación masiva	Viabilidad de despliegue



Elemento de análisis	Aspectos clave	Relevancia técnica
Riesgos ambientales y seguridad	Toxicidad, emisiones secundarias	Impacto regulatorio y operativo

Tabla 4. Aspectos a evaluar y relevancia técnica en el desarrollo de proyectos con solventes químicos.



Elemento de análisis	Elementos principales	Ventajas	Limitaciones / Riesgos
Principio físico-químico	Absorción selectiva de CO ₂ en fase líquida reactiva; reacción reversible en columna absorbidora y regeneración térmica posterior	Alta selectividad y elevada eficiencia de captura	Elevado consumo térmico en regeneración
Aplicación en postcombustión	Uso predominante de aminas	Alta afinidad química con CO ₂ ; operación en gases diluidos	Sensibilidad a contaminantes y degradación
Aplicación en precombustión	Uso de solventes físicos	Mejor comportamiento a alta presión y alta concentración de CO ₂	Menor eficacia en gases diluidos
Uso de aminas convencionales	MEA, DEA, MDEA, piperazina	Alta eficiencia; elevada madurez tecnológica; buena selectividad	Alta energía de regeneración; corrosión; degradación química
Uso de solventes físicos	Uso de polietilenglicols y metanol frío	Menor energía de regeneración	Menor rendimiento en gases diluidos
Uso de solventes avanzados	Mezclas amínicas, líquidos iónicos, solventes bifásicos	Menor degradación y potencial reducción energética	Costes elevados
Rendimiento técnico	Eficiencia dependiente de concentración de CO ₂ , temperatura, tiempo de contacto y composición del gas	Capturas >90 % y purezas 95–99 %	Contaminantes reducen rendimiento y selectividad
Impacto de contaminantes	SOx, NOx, partículas, O ₂ , H ₂ S	—	Degradación del solvente y corrosión
Concentración de CO ₂	Menor concentración → mayores columnas y caudales	—	Mayor consumo energético
Coste energético	Regeneración térmica mediante vapor de baja/media presión	Tecnología probada y controlable	Alto consumo energético (≈2–4 GJ/tCO ₂)
Consumos auxiliares	Bombeo, ventiladores, compresión	Operación continua industrial	Elevada demanda eléctrica
Consecuencias operativas	Reducción eficiencia global de planta	—	Incremento OPEX
Degradación química	Reacciones con O ₂ , SOx, NOx y compuestos orgánicos	—	Formación de subproductos y pérdida de capacidad absorbente
Corrosión	CO ₂ húmedo y contaminantes ácidos	—	Ambientes extremadamente corrosivos

Elemento de análisis	Elementos principales	Ventajas	Limitaciones / Riesgos
Equipos más afectados	Regeneradores, intercambiadores, columnas	—	Reducción vida útil
Emisiones	Emisiones fugitivas, aerosoles, arrastre de solvente	—	Riesgos ambientales y regulatorios
Materiales críticos asociados	Aceros inoxidables, aleaciones Ni-Cr-Mo, sistemas anticorrosión	Alta resistencia química	Coste elevado y dependencia de materiales críticos
Equipos críticos	Intercambiadores, empaquetamientos, bombas especiales	Operación en ambientes agresivos	Elevada exigencia de mantenimiento
Integración industrial	Alta compatibilidad con instalaciones existentes	Facilita rediseño parcial y adaptación progresiva	Requiere grandes superficies y vapor disponible
Sectores complejos	Cemento y siderurgia	Aprovechamiento de infraestructura existente	Integración térmica difícil
Madurez tecnológica (TRL)	MEA convencional TRL 8–9; Solventes avanzados: TRL 5–7	Amplia experiencia industrial	Persisten incertidumbres económicas
Escalabilidad industrial	Elevada demanda de vapor, electricidad y redes de CO ₂	Posibilidad de despliegue masivo	Dependencia de infraestructuras energéticas
Factores de coste	Reposición de solventes y mantenimiento anticorrosión	—	OPEX elevado
Riesgos ambientales y seguridad	Toxicidad, volatilidad y formación de nitrosaminas	—	Riesgos ambientales y regulatorios
Líneas de mejora	Solventes menos tóxicos y más estables	Reducción de impactos ambientales	Desarrollo aún en progreso

Tabla 5. Ventajas y limitaciones en el desarrollo de proyectos con solventes químicos.

4.2 ADSORBENTES SÓLIDOS.

Los adsorbentes sólidos representan una de las principales líneas de desarrollo tecnológico para la captura avanzada de CO₂, especialmente en aplicaciones donde se busca reducir el coste energético asociado a los solventes líquidos convencionales. Su funcionamiento se basa en la retención selectiva de moléculas de CO₂ sobre la superficie de materiales sólidos porosos mediante fenómenos de adsorción física o química. Posteriormente, el CO₂ capturado se libera mediante cambios de temperatura, presión o vacío, permitiendo regenerar el material adsorbente y reutilizarlo en ciclos sucesivos.

Desde el punto de vista técnico, los adsorbentes sólidos presentan ventajas potenciales relevantes menor consumo térmico, ausencia de grandes corrientes líquidas corrosivas, modularidad y reducción de riesgos ambientales asociados a solventes. Además, pueden adaptarse tanto a:

- captura postcombustión,
- precombustión,
- DAC (Direct Air Capture).

Elemento de análisis	Aspectos clave a evaluar	Relevancia técnica
Principio físico-químico	Adsorción física/química y regeneración	Determina eficiencia y energía necesaria
Tipos de adsorbentes	Zeolitas, carbones activados, MOFs, sílices	Define comportamiento y aplicación
Rendimiento técnico	Capacidad de adsorción y selectividad	Impacta directamente en eficiencia
Coste energético	Energía de regeneración PSA/TSA/VSA ⁴	Condiciona competitividad
Problemas operativos	Humedad, ensuciamiento, degradación	Limita operación industrial
Materiales críticos asociados	Metales, cerámicos, ligandos orgánicos	Riesgo de disponibilidad
Integración industrial	Modularidad y adaptación de proceso	Viabilidad de implantación
Madurez tecnológica (TRL)	Diferencia laboratorio-industria	Riesgo tecnológico
Escalabilidad	Producción masiva y costes	Viabilidad industrial
Riesgos ambientales y seguridad	Estabilidad química y residuos	Impacto operativo y ambiental

Tabla 6. Aspectos a evaluar y relevancia técnica en el desarrollo de proyectos con adsorbentes sólidos.

⁴ PSA (Adsorción por Cambio de Presión), VSA (Adsorción por Cambio de Vacío) y TSA (Adsorción por Cambio de Temperatura)

Elemento de análisis		Aspectos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
Principio físico-químico	Mecanismo de captura	Adsorción física, quimisorción, mecanismos híbridos	Alta selectividad	Dependencia fuerte de condiciones operativas
	Regeneración	TSA (temperatura), PSA (presión), VSA (vacío)	Flexibilidad de operación	Requiere energía significativa de regeneración
	Balance energético	Liberación de CO ₂ mediante energía externa	Menor uso de líquidos corrosivos	Energía de regeneración clave del proceso
Tipos de adsorbentes	Zeolitas	Materiales microporosos cristalinos	Alta selectividad, estabilidad térmica, madurez	Sensibles a humedad, degradación en gases reales
	Carbón activado	Material carbonoso de alta superficie	Bajo coste, estabilidad química, tolerancia parcial	Menor selectividad y capacidad
	MOFs	Redes metal-orgánicas porosas	Alta capacidad, selectividad ajustable	Coste elevado, baja madurez, sensibilidad química
	Sílices	Superficies modificadas químicamente	Buena selectividad, menor energía de regeneración	Degradación progresiva, fabricación compleja
Rendimiento técnico	Variables operativas	CO ₂ , temperatura, humedad, presión, flujo, contaminantes	Buen rendimiento en condiciones ideales	Fuerte degradación en condiciones reales
	Desempeño	Alta capacidad, alta selectividad CO ₂ /N ₂	Regeneración eficiente en laboratorio	Caída de rendimiento industrial
	Estabilidad	Ciclos repetidos	—	Pérdida de capacidad a largo plazo
Coste energético	Ventajas	Menor energía frente a solventes, sin líquidos corrosivos	Reducción de calor sensible	No elimina necesidad energética
	Requisitos energéticos	PSA, TSA, VSA, compresión, vacío, ventilación	Modularidad desde el punto de vista energético	Consumo energético significativo
	DAC	Regeneración en aire atmosférico	Aplicación directa a emisiones negativas	Muy alta intensidad energética
Problemas operativos	Humedad	Zeolitas y MOFs sensibles al agua	—	Pérdida de capacidad
	Ensuciamiento	Bloqueo de poros por partículas	—	Degradación funcional

Elemento de análisis		Aspectos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
	Estabilidad mecánica	Ciclos presión/temperatura	—	Fragmentación y degradación
Materiales críticos asociados	Componentes principales	Metales, tierras raras, ligandos orgánicos, cerámicos	Alto rendimiento funcional	Dependencia de materiales críticos
	MOFs específicos	Zn, Cu, Al, Co	Alta funcionalidad	Riesgo geopolítico y de suministro
Integración industrial	Ventajas	Modularidad, compactación, flexibilidad	Fácil integración en sistemas distribuidos	Complejidad operativa de ciclos
	Aplicaciones	Sistemas híbridos, DAC modular	Adaptabilidad	Sensibilidad a contaminantes
Madurez tecnológica (TRL)	Zeolitas	6–8	Tecnología consolidada	Limitaciones en condiciones reales
	Carbón activado	7–8	Alta madurez industrial	Menor eficiencia
	Sílices	5–7	Potencial intermedio	Escalabilidad limitada
	MOFs	3–6	Alto potencial	Baja madurez industrial
Escalabilidad industrial	Factores clave	Fabricación, coste, estabilidad, materias primas	Potencial de expansión	Cuellos de botella materiales
	Retos	Producción masiva, durabilidad, coste	—	Incertidumbre en MOFs
Riesgos ambientales y seguridad	Impactos	Degradación química, partículas, residuos	Menor impacto que solventes líquidos	Riesgos en fabricación y degradación
	Incertidumbres	Reciclabilidad, toxicidad, huella ambiental	—	Evaluación incompleta en materiales avanzados

Tabla 7. Ventajas y limitaciones en el desarrollo de proyectos con adsorbentes sólidos.

4.3 MEMBRANAS Y MATERIALES AVANZADOS.

Las membranas de separación representan una tecnología de captura de CO₂ basada en la permeación selectiva de gases a través de una barrera física semipermeable, donde la separación se produce por diferencias en solubilidad y difusividad molecular. A diferencia de los sistemas basados en absorción o adsorción, las membranas permiten un proceso continuo, compacto y potencialmente menos intensivo en energía mecánica o térmica, lo que las convierte en una opción atractiva para aplicaciones industriales modulares y de integración directa en procesos existentes.

Desde el punto de vista técnico, su desarrollo está condicionado por el compromiso fundamental entre permeabilidad y selectividad, así como por la estabilidad química y mecánica del material frente a corrientes industriales reales. Aunque presentan ventajas evidentes en términos de simplicidad operativa y reducción de huella física, su rendimiento en aplicaciones de captura de CO₂ a baja concentración (especialmente postcombustión y DAC) sigue siendo limitado por la termodinámica de los procesos y del comportamiento materiales.

Las principales familias incluyen:

- membranas poliméricas,
- membranas cerámicas,
- membranas metálicas,
- sistemas híbridos o mixtos.

Elemento de análisis	Aspectos clave a evaluar	Relevancia técnica
Principio físico-químico	Difusión selectiva por gradiente de presión parcial; permeabilidad diferencial de gases	Define el límite fundamental de separación (equilibrio permeabilidad-selectividad)
Fuerza motriz del proceso	Compresión, vacío o diferencia de presión parcial	Condiciona consumo eléctrico indirecto y viabilidad en gases diluidos
Tipos de membranas	Poliméricas, cerámicas, metálicas, híbridas	Determina coste, estabilidad y campo de aplicación
Rendimiento técnico	Permeabilidad, selectividad, flujo específico de CO ₂	Determina eficiencia global de captura
Condiciones de operación	Presión, temperatura, composición del gas	Alta sensibilidad a variaciones de proceso
Ensuciamiento	Depósitos sólidos, aerosoles, contaminantes químicos	Principal limitación en operación industrial continua
Degradación del material	Oxidación, plastificación, ataque químico	Reduce vida útil y rendimiento a medio plazo
Penalización energética	Energía de compresión/vacío y sistemas auxiliares	Principal componente del coste energético indirecto
Integración industrial	Modularidad, instalación en línea, rediseño	Alta flexibilidad frente a otras tecnologías CCUS

Elemento de análisis	Aspectos clave a evaluar	Relevancia técnica
Limitaciones en gases diluidos	Baja presión parcial de CO ₂ (postcombustión/DAC)	Reduce drásticamente eficiencia en aplicaciones clave
Materiales críticos	Polímeros especiales, paladio, cerámicos avanzados	Dependencia de materiales estratégicos y costosos
Madurez tecnológica (TRL)	Diferenciación entre polímeros (más maduros) y metálicas/híbridas	Indica brecha entre laboratorio e industria
Escalabilidad industrial	Fabricación en masa, durabilidad, coste por m ²	Limitación actual para despliegue a gran escala
Riesgos ambientales y seguridad	Producción de materiales complejos, ciclo de vida	Impacto indirecto en huella ambiental global

Tabla 8. Aspectos a evaluar y relevancia técnica en el desarrollo de proyectos con membranas.

Elemento de análisis	Aspectos clave a evaluar	Relevancia técnica
Principio físico-químico	Ingeniería molecular, diseño nanoestructural, funcionalización química	Define el potencial máximo de rendimiento teórico
Mecanismo de captura	Adsorción, absorción híbrida, reactividad química controlada	Determina flexibilidad y eficiencia del material
Tipos de materiales	MOFs, líquidos iónicos, sorbentes bifásicos, híbridos funcionalizados	Define el abanico tecnológico emergente
Rendimiento técnico	Capacidad de captura, selectividad CO ₂ , estabilidad cíclica	Determina viabilidad frente a tecnologías convencionales
Estabilidad química	Resistencia a humedad, O ₂ , SO _x , NO _x	Condiciona operación en entornos reales industriales
Energía de regeneración	Calor requerido o cambios químicos reversibles	Factor clave para competitividad futura
Síntesis y fabricación	Complejidad química, reproducibilidad, control estructural	Limita escalabilidad industrial
Materiales críticos	Metales estratégicos, ligandos orgánicos complejos	Riesgo de dependencia de materias primas críticas
Integración industrial	Potencial uso en DAC, separación avanzada e híbridos	Baja integración actual, alto potencial futuro
Madurez tecnológica (TRL)	Mayoría en fase laboratorio o piloto	Indica alto riesgo tecnológico
Escalabilidad industrial	Producción masiva, coste, estabilidad de síntesis	Principal barrera actual de despliegue
Sensibilidad operativa	Humedad, contaminantes, degradación cíclica	Alta incertidumbre en operación real
Riesgos ambientales y LCA	Toxicidad, huella de síntesis, reciclabilidad	Falta de evaluación industrial consolidada

Tabla 9. Aspectos a evaluar y relevancia técnica en el desarrollo de proyectos con materiales avanzados.



Apartado	Subapartado	Elementos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
Principio físico-químico	Mecanismo de separación	Difusión selectiva por permeabilidad diferencial	Proceso continuo, sin fases líquidas	Limitación termodinámica permeabilidad-selectividad
	Fuerza motriz	Gradiente de presión parcial	Operación simple	Requiere compresión o vacío
	Selectividad	CO ₂ /N ₂ , CO ₂ /H ₂ , CO ₂ /CH ₄	Separación sin reactivos químicos	Sensibilidad a composición del gas
Tipos de membranas	Poliméricas	Materiales orgánicos flexibles	Bajo coste, fácil fabricación	Baja estabilidad térmica/química
	Cerámicas	Óxidos inorgánicos	Alta estabilidad térmica	Coste elevado, fragilidad
	Metálicas	Paladio y aleaciones	Alta selectividad	Material crítico muy costoso
	Híbridas	Combinación orgánico-inorgánica	Mejora selectividad/permeabilidad	Complejidad de fabricación
Rendimiento técnico	Variables operativas	Presión, temperatura, composición gas	Operación continua	Sensibilidad a condiciones variables
	Performance	Permeabilidad y selectividad	Diseño modular escalable	Equilibrio inherente entre ambos
	Ensuciamiento	Fouling por partículas y contaminantes	—	Pérdida de rendimiento progresiva
Coste energético	Ventajas	Baja energía térmica directa	Menor consumo que solventes	Dependencia de compresión
	Requisitos energéticos	Compresión y/o vacío	Sistema compacto	Alto consumo eléctrico indirecto
	Limitaciones DAC/postcombustión	Baja presión parcial de CO ₂	—	Ineficiente a bajas concentraciones
Problemas operativos	Ensuciamiento	Depósitos sólidos y aerosoles	—	Reducción de permeabilidad
	Degradación química	Oxidación y ataque químico	—	Vida útil limitada
	Estabilidad mecánica	Presión diferencial	—	Rotura o compactación
Materiales críticos asociados	Componentes clave	Polímeros especiales, paladio, cerámicos avanzados	Alto rendimiento específico	Dependencia de materiales estratégicos
	Riesgo material	Metales nobles y tierras raras	Alta eficiencia	Alto coste y escasez

Apartado	Subapartado	Elementos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
Integración industrial	Ventajas	Modularidad, escalabilidad	Fácil integración en procesos continuos	Necesidad de pretratamiento del gas
	Aplicaciones	Gas natural, hidrógeno, CO ₂ industrial	Alta flexibilidad	Menor eficacia en gases diluidos
Madurez tecnológica (TRL)	Poliméricas	6–8	Tecnología consolidada	Limitaciones de rendimiento
	Cerámicas	5–7	Alta estabilidad	Coste elevado
	Metálicas	4–6	Alta selectividad	Baja escalabilidad
	Híbridas	3–6	Potencial alto	Baja madurez industrial
Escalabilidad industrial	Factores clave	Fabricación, coste, estabilidad	Producción modular posible	Limitaciones de rendimiento global
	Retos	Ensuciamiento, durabilidad	—	Escalado limitado en CO ₂ diluido
Riesgos ambientales y seguridad	Impactos	Baja toxicidad operativa	Menor impacto que solventes	Producción de materiales complejos
	Incertidumbres	Reciclabilidad y ciclo de vida	—	Evaluación LCA incompleta

Tabla 10. Ventajas y limitaciones en el desarrollo de proyectos con membranas

Apartado	Subapartado	Elementos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
Principio físico-químico	Diseño molecular	Ingeniería de superficies y estructuras porosas	Alta selectividad teórica	Complejidad de síntesis
	Mecanismo de captura	Adsorción, absorción híbrida, reacción química	Alta versatilidad	Dependencia estructural fina
	Optimización energética	Reducción energía de regeneración	Potencial alta eficiencia	Difícil escalado industrial
Tipos de materiales	Líquidos iónicos	Sales líquidas a temperatura ambiente	Baja volatilidad, alta selectividad	Coste elevado

Apartado	Subapartado	Elementos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
	MOFs avanzados	Redes metal-orgánicas diseñadas	Altísima porosidad y selectividad	Inestabilidad química
	Sorbentes bifásicos	Sistemas líquidos de dos fases	Regeneración eficiente	Complejidad operativa
	Materiales híbridos	Combinaciones diseñadas con fines específicos	Propiedades ajustables	Baja estandarización
Rendimiento técnico	Capacidad de captura	Alta densidad de sitios activos	Alto potencial teórico	Variabilidad en condiciones reales
	Selectividad	Ajustable a nivel molecular	Separación optimizada	Sensibilidad a impurezas
	Estabilidad	Ciclos repetidos	Potencial elevado	Degradación progresiva
Coste energético	Ventajas	Potencial reducción energía regeneración	Menor consumo teórico	No validado a escala industrial
	Requisitos energéticos	Regeneración térmica o química	Flexible	Dependiente del diseño material
	Limitaciones	DAC y gases diluidos	—	Alta incertidumbre energética real
Problemas operativos	Degradación química	Reacciones secundarias	—	Pérdida de funcionalidad
	Sensibilidad ambiental	Humedad, O ₂ , contaminantes	—	Inestabilidad en gases reales
	Replicabilidad	Variabilidad de síntesis	—	Dificultad de control industrial
Materiales críticos asociados	Componentes clave	Metales, tierras raras, ligandos orgánicos complejos	Alto rendimiento funcional	Dependencia de recursos críticos
	Riesgo geopolítico	Elementos estratégicos	—	Vulnerabilidad de suministro
Integración industrial	Ventajas	Potencial diseño específico	Alta flexibilidad conceptual	Escasa integración real actual
	Aplicaciones	DAC, separación avanzada, procesos híbridos	Alto potencial futuro	Baja madurez operativa

Apartado	Subapartado	Elementos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
Madurez tecnológica (TRL)	General	3–7 (según material)	Alto potencial de innovación	Predominio de fase laboratorio
	Variabilidad	MOFs, líquidos iónicos, híbridos	Diferentes niveles de desarrollo	Falta de estandarización
Escalabilidad industrial	Factores clave	Síntesis, coste, materias primas	Posible producción futura	Cuellos de botella químicos
	Retos	Producción masiva estable	—	Incertidumbre de mercado
Riesgos ambientales y seguridad	Impactos	Baja información LCA consolidada	Potencial menor huella futura	Incertidumbre ambiental
	Incertidumbres	Toxicidad, reciclabilidad	—	Falta de datos industriales

Tabla 11. Ventajas y limitaciones en el desarrollo de proyectos con materiales avanzados.

4.4 ALEACIONES Y MATERIALES RESISTENTES A CORROSIÓN.

Las aleaciones y materiales resistentes a la corrosión constituyen un elemento estructural crítico en todas las tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO₂, ya que los entornos operativos del CCUS generan condiciones químicamente agresivas que aceleran significativamente los mecanismos de degradación de materiales metálicos y no metálicos. Este problema es especialmente relevante en sistemas basados en solventes químicos, en corrientes húmedas de CO₂, y en instalaciones de compresión y transporte a alta presión, donde la formación de ácido carbónico y la presencia de impurezas incrementan la corrosividad del sistema.

El análisis de estos materiales no puede entenderse únicamente como una cuestión de selección de acero o recubrimiento, sino como un factor determinante del CAPEX, OPEX, vida útil de los equipos y viabilidad de escalado industrial del CCUS.

Elemento de análisis	Aspectos clave a evaluar	Relevancia técnica
Principio de corrosión	Formación de ácido carbónico, corrosión húmeda por CO ₂ , reacciones electroquímicas	Define el entorno agresivo base del sistema CCUS
Tipos de corrosión	Generalizada, localizada (pitting), bajo tensión, corrosión intergranular	Determina modos de fallo de los equipos
Medios corrosivos	CO ₂ húmedo, presencia de O ₂ , SO _x , NO _x , H ₂ S, cloruros	Condiciona severidad del ataque químico
Zonas críticas	Absorbedores, regeneradores, intercambiadores, compresores, tuberías	Define puntos de mayor riesgo operativo
Materiales base	Aceros al carbono, aceros inoxidables, aleaciones de níquel	Define la base estructural industrial
Aleaciones avanzadas	Ni-Cr-Mo, Inconel, Hastelloy	Alta resistencia a ambientes extremos
Recubrimientos protectores	Epoxi, cerámicos, coatings anticorrosión	Reducción de degradación superficial
Compatibilidad con solventes	Interacción con aminas y solventes degradados	Clave en captura postcombustión
Temperatura y presión	Alta T/P en compresión y regeneración	Aumenta velocidad de corrosión
Contenido de humedad	Presencia de agua líquida o vapor saturado	Factor clave en formación de ácido carbónico
Integración industrial	Adaptación a plantas existentes (rediseño)	Determina viabilidad de modernización
Coste de materiales	Incremento CAPEX por aleaciones especiales	Impacto directo en competitividad económica
Vida útil de equipos	Degradación acelerada vs diseño convencional	Condiciona mantenimiento y paradas
Estrategias de mitigación	Inhibidores, control de pH, deshumidificación	Reduce impacto operativo



Elemento de análisis	Aspectos clave a evaluar	Relevancia técnica
Madurez tecnológica (TRL)	Uso consolidado en industria química y energética	Alta madurez pero dependiente del caso
Escalabilidad industrial	Disponibilidad de aleaciones a gran escala	Posible cuello de botella en despliegue masivo
Riesgos operativos	Fallo estructural, fugas, pérdida de integridad	Impacto crítico en seguridad industrial
Riesgos ambientales	Fugas de CO ₂ , contaminación secundaria	Consecuencia de fallos materiales

Tabla 12. Aspectos a evaluar y relevancia técnica en el desarrollo de proyectos con aleaciones y materiales resistentes a corrosión.



Apartado	Subapartado	Elementos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
Principio de corrosión	Formación de ácido carbónico	$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{CO}_3$ en fase líquida	Explica mecanismo base del deterioro	Aumenta agresividad en todos los sistemas húmedos
	Corrosión electroquímica	Reacciones redox en superficies metálicas	Modelo bien conocido industrialmente	Aceleración en presencia de contaminantes
	Corrosión localizada	Pitting, grietas, corrosión bajo tensión	Permite identificar fallos críticos	Difícil de predecir y controlar
Medios corrosivos	CO_2 húmedo	Agua + CO_2 en fase líquida o vapor saturado	Condición típica en captura postcombustión	Principal causa de corrosión generalizada
	Contaminantes ácidos	SO_x , NO_x , H_2S	Permite caracterizar severidad real	Incrementa drásticamente la velocidad de corrosión
	Oxígeno y cloruros	Oxidación y ataque localizado	Relevante en gases industriales reales	Favorece fallos estructurales rápidos
Materiales base	Aceros al carbono	Material estructural estándar	Bajo coste, disponibilidad global	Baja resistencia en CO_2 húmedo
	Aceros inoxidables	Cr, Ni, aleados	Buen equilibrio coste-resistencia	Limitados en ambientes altamente ácidos
	Aleaciones de níquel	Ni-Cr-Mo	Alta resistencia a ambientes extremos	Coste muy elevado
Materiales avanzados	Recubrimientos	Epoxi, cerámicos, revestimientos	Reducción de corrosión superficial	Degradación progresiva
	Materiales compuestos	Soluciones híbridas metal-revestimiento	Mejora resistencia global	Complejidad de fabricación y reparación
	Barreras protectoras	Tratamientos	Prolongan vida útil de equipos	Incremento de coste y complejidad
Compatibilidad con procesos CCUS	Solventes químicos	Aminas y degradados ácidos	Tecnología compatible con captura madura	Alta corrosividad en regeneración
	Corrientes CO_2 puras	CO_2 comprimido y seco	Menor corrosión relativa	Riesgo en presencia de humedad residual
	Transporte y almacenamiento	CO_2 supercrítico en tuberías	Tecnología conocida en Oil&gas	Corrosión en presencia de agua libre

Apartado	Subapartado	Elementos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
Condiciones operativas	Temperatura	Regeneración y compresión	Permite optimización térmica	Acelera cinética de corrosión
	Presión	CO ₂ comprimido/transporte	Mejora eficiencia transporte	Incrementa riesgo de fallo mecánico
	Humedad	Presencia de agua líquida	Necesaria en algunos procesos	Factor crítico de corrosión
Integración industrial	Rediseño industrial	Adaptación de plantas existentes	Reduce CAPEX inicial	Limitación por materiales existentes
	Diseño nuevo	Selección óptima de aleaciones	Mayor eficiencia global	Mayor coste inicial
	Hubs CCUS	Infraestructura compartida	Optimiza materiales y costes	Alta complejidad de coordinación
Coste y disponibilidad	CAPEX de materiales	Aleaciones especiales y recubrimientos	Mayor vida útil	Incremento significativo de inversión
	Cadena de suministro	Níquel, Cr, Mo, aleaciones especiales	Tecnología disponible industrialmente	Riesgo de cuello de botella global
	Coste operativo	Mantenimiento y sustitución	Mejora con diseño adecuado	Elevado en sistemas agresivos
Madurez tecnológica (TRL)	Industria Oil&gas	Experiencia en CO ₂ y gas húmedo	Alta madurez tecnológica	No optimizado para CCUS masivo
	CCUS específico	Aplicaciones emergentes	Adaptación progresiva	Falta de estandarización
	Innovación material	Nuevas aleaciones y revestimientos	Mejora potencial significativa	Baja madurez en algunos casos
Escalabilidad y riesgos	Disponibilidad global	Producción de aleaciones críticas	Industria consolidada	Posible limitación en despliegue masivo
	Fallos estructurales	Corrosión localizada y grietas	Sistemas de monitorización	Riesgo crítico de seguridad
	Impacto ambiental	Fugas de CO ₂ por degradación	Mejora con materiales avanzados	Consecuencia de fallos materiales

Tabla 13. Ventajas y limitaciones en el desarrollo de proyectos con aleaciones y materiales resistentes a corrosión.



4.5 **DISPONIBILIDAD Y CRITICIDAD DE MATERIALES.**

El CCUS no es únicamente una tecnología intensiva en uso de energía, sino también una tecnología intensiva en materiales estratégicos y críticos, especialmente:

- níquel y molibdeno (corrosión),
- cobalto y tierras raras (materiales avanzados),
- paladio y platino (membranas/catalizadores).

Algunas tecnologías también son críticas en el desarrollo, como por ejemplo:

- metalurgia avanzada de aleaciones Ni-Cr-Mo,
- refinado de metales (como el platino),
- síntesis química avanzada de MOFs y líquidos iónicos,
- electrólisis de aluminio de alta eficiencia energética,
- procesos SX-EW (extracción por solventes y electroobtención),
- polimerización avanzada para membranas selectivas.



Material crítico	Uso en CCUS	Disponibilidad global	Principales regiones de producción	Agentes / proveedores relevantes	Tecnología crítica asociada
Níquel (Ni)	Aleaciones resistentes a corrosión, solventes avanzados, membranas metálicas	Media (riesgo creciente por demanda industrial)	Indonesia, Filipinas, Rusia, Canadá, Australia	Vale, Norilsk Nickel, Glencore, BHP	Metalurgia de alta aleación, refino hidrometalúrgico
Cromo (Cr)	Aceros inoxidables y aleaciones anticorrosión	Media-alta	Sudáfrica, Kazajistán, India, Turquía	Glencore, Hernic Ferrochrome, Samancor	Procesos de ferrocromo y reducción carbothermica
Molibdeno (Mo)	Aleaciones Ni-Cr-Mo para ambientes extremos	Media	China, Chile, EE. UU., Perú	Codelco, Freeport-McMoRan	Refinado de molibdenita y separación por flotación
Cobalto (Co)	MOFs, catalizadores, materiales funcionalizados	Baja-media (crítico geopolíticamente)	R.D. Congo (dominante), Rusia, Australia	Glencore, CMOC, Eurasian Resources Group	Metalurgia de cobre-cobalto (subproducto)
Zinc (Zn)	MOFs, adsorbentes funcionalizados	Media	China, Perú, Australia, India	Nyrstar, Teck Resources	Procesos de zinc refinado electrolítico
Cobre (Cu)	MOFs, membranas, catalizadores, electrónica de compresión	Media-alta (pero tensionada)	Chile, Perú, China, R.D. Congo	Codelco, Freeport-McMoRan, Glencore	Lixiviación SX-EW, electrorefinado
Paladio (Pd)	Membranas metálicas de alta selectividad	Muy baja (altamente crítico)	Rusia, Sudáfrica	Norilsk Nickel, Anglo American Platinum	Refinado de platinoides (PGM metallurgy)
Platino (Pt)	Catalizadores y membranas avanzadas	Muy baja (crítico estratégico)	Sudáfrica (>70%), Rusia	Anglo American Platinum, Impala Platinum	Refinado PGM altamente especializado
Tierras raras (Nd, La, Ce, etc.)	Membranas, adsorbentes avanzados, materiales funcionales	Concentrada (alto riesgo geopolítico)	China (dominante), EE. UU., Australia	China Northern Rare Earth Group, Lynas Rare Earths	Separación por solventes complejos (SX)

Material crítico	Uso en CCUS	Disponibilidad global	Principales regiones de producción	Agentes / proveedores relevantes	Tecnología crítica asociada
Aluminio (Al)	MOFs, estructuras porosas, componentes ligeros	Alta	China, Rusia, India, Canadá	Rio Tinto, Alcoa	Electrólisis Hall-Héroult (muy intensiva en energía)
Aminas (MEA, MDEA, etc.)	Solventes químicos de captura	Alta pero concentrada en química básica	EE. UU., Europa, China	BASF, Dow, Shell Chemicals	Síntesis orgánica de aminas industriales
Líquidos iónicos	Solventes avanzados de captura	Baja (emergente)	Producción dispersa (UE, Japón, EE. UU.)	Merck, Solvionic, BASF (I+D)	Química de diseño molecular avanzada
MOFs (estructuras metal-orgánicas)	Adsorbentes avanzados	Baja (preindustrial en masa)	Investigación global, producción piloto UE/EE. UU./China	BASF (Basolite), NuMat Technologies	Síntesis solvotérmica y química de coordinación
Cerámicas avanzadas	Membranas, soportes adsorbentes	Media	Japón, Alemania, EE. UU., China	3M, Kyocera, Corning	Sinterización avanzada y fabricación nanoestructurada
Polímeros especiales	Membranas poliméricas de separación	Alta	Global (Europa, EE. UU., China)	DuPont, SABIC, Evonik	Polimerización avanzada y funcionalización química
Grafito / carbón activado	Adsorbentes sólidos	Alta	China, India, EE. UU., Europa	Cabot Corporation, Kuraray	Activación térmica/química controlada
Acero inoxidable	Equipos industriales CCUS	Muy alta	Global	ArcelorMittal, Nippon Steel, Outokumpu	Acería integrada y refino de aleación
Aceros aleados Ni-Cr-Mo	Equipos críticos (regeneradores, intercambiadores)	Media	Global (limitado por Ni y Mo)	Special Metals, Carpenter Technology	Metalurgia de alta aleación y fundición especial

Tabla 14. Análisis de disponibilidad de materiales críticos en los procesos CCUS.

5. INTEGRACIÓN ENERGÉTICA Y EFICIENCIA.

5.1 COSTE ENERGÉTICO.

El coste energético de las tecnologías de captura de CO₂ constituye el principal parámetro de comparación entre alternativas CCUS, ya que determina tanto su viabilidad económica como su impacto sobre la eficiencia global de las instalaciones industriales. Este coste no es homogéneo.

Tecnología	GJ/tCO ₂ capturado	kWh/tCO ₂	Coste energético (% puntos)	Coste energético (€/tCO ₂ , rango indicativo)
Postcombustión (aminas)	2 – 4	550 – 1100	7 – 15 %	40 – 120
Adsorbentes sólidos	1.5 – 3.5	400 – 1000	5 – 12 %	30 – 100
Membranas	0.5 – 2 (eléctrico equivalente)	140 – 560	3 – 10 %	20 – 80
Oxyfuel combustion	3 – 5	800 – 1400	15 – 25 %	50 – 150
DAC (captura directa del aire)	5 – 10+	1400 – 2800+	20 – 40 %	150 – 600

Tabla 15. Estimación de costes medios de los sistemas de captura.

El consumo energético de los procesos CCUS no se distribuye de forma uniforme, sino que se concentra en tres mecanismos principales:

- Regeneración térmica, dominante en tecnologías que usan solventes y algunos adsorbentes. El consumo de energía se aplica a rotura de enlaces químicos CO₂–captador y presenta un alto consumo de vapor de baja/media presión.
- Separación directa, dominante en tecnologías con uso de membranas. El proceso está gobernado por gradientes de presión y depende de la compresión o vacío que se requiere.
- Generación de condiciones de proceso, dominante en tecnologías oxyfuel y DAC. Incluye separación de aire en componentes, ventilación y acondicionamiento de gases.

La integración de CCUS introduce un coste energético adicional en el proceso que repercute en la eficiencia global de la instalación industrial:

- plantas de cemento: incremento del consumo energético total del 20–40%
- plantas de ciclo combinado: penalización de eficiencia del 7–20%
- siderurgia integrada: impacto variable, hasta 25% en escenarios intensivos
- DAC: sistema completamente independiente del proceso industrial, con demanda energética comparable a industrias electrointensivas.

5.2 INTEGRACIÓN TÉRMICA INDUSTRIAL.

La integración térmica en los procesos industriales depende de la tecnología y del consumo que se requiere.

Tecnología	Intensidad energética	Naturaleza energía	Principal objetivo de consumo	Aspecto clave
Postcombustión (aminas)	Alta (2–4 GJ/tCO ₂)	Térmica dominante	Regeneración solvente	Tecnología madura pero térmicamente intensiva
Adsorbentes sólidos	Media-alta (1.5–3.5 GJ/tCO ₂)	Híbrida térmica y eléctrica	Regeneración (TSA/PSA/VSA)	Sensible a diseño de ciclo energético
Membranas	Baja-media (0.5–2 GJ/tCO ₂ eq.)	Eléctrica dominante	Compresión de gas	Eficiente pero dependiente de electricidad
Oxyfuel combustion	Alta (3–5 GJ/tCO ₂ eq.)	Híbrida térmica y eléctrica	ASU (producción O ₂)	Penalización fuerte por separación de aire
DAC (captura directa aire)	Muy alta (5–10+ GJ/tCO ₂)	Híbrida térmica y eléctrica	Captura diluida + regeneración	Límite termodinámico superior del sistema

Tabla 16. Análisis energético por tecnología de captura

Tecnología	Pérdida de rendimiento	Mecanismo dominante de consumo de energía
Membranas	Media (3–10%)	Consumo eléctrico en compresión
Adsorbentes sólidos	Media-alta (5–12%)	Vacío + regeneración térmica cíclica
Postcombustión (aminas)	Alta (7–15%)	Extracción de vapor de media presión
Oxyfuel combustion	Alta (15–25%)	ASU + recirculación de gases + compresión
DAC (captura directa del aire)	Muy alta (20–40% equivalente industrial)	Energía exógena (no acoplada a planta)

Tabla 17. Impacto de la captura en procesos industriales.

5.3 REQUERIMIENTOS ELÉCTRICOS Y TÉRMICOS.

En términos generales, las tecnologías basadas en reacciones químicas reversibles (como los solventes amínicos) presentan una fuerte dependencia de energía térmica de baja y media temperatura, normalmente en forma de vapor entre 90 y 150 °C. Por el contrario, tecnologías como membranas o sistemas de compresión trasladan el consumo hacia energía eléctrica.

Los sistemas híbridos (adsorbentes sólidos, oxyfuel o DAC) combinan ambas demandas, generando una mayor complejidad en la integración, ya que requieren simultáneamente calor, electricidad y, en algunos casos, vacío o generación de oxígeno.

Tecnología	Energía térmica requerida	Energía eléctrica requerida	Forma dominante de energía	Aspecto clave
Postcombustión (aminas)	Alta (vapor 90–150 °C)	Media (bombas, compresión)	Térmica	Dependencia crítica de vapor industrial
Adsorbentes sólidos	Media (regeneración TSA)	Media-alta (vacío/PSA)	Híbrida	Fuerte sensibilidad al diseño del ciclo
Membranas	Baja	Alta (compresión de gas)	Eléctrica	Altamente dependiente del sistema eléctrico
Oxyfuel combustion	Media	Alta (ASU + compresión O ₂ /CO ₂)	Híbrida-eléctrica	Electrificación intensiva del proceso
DAC (captura directa del aire)	Alta (regeneración química)	Alta (ventilación + compresión)	Híbrida intensiva	Sistema más exigente energéticamente

Tabla 18. Necesidades energéticas básicas en procesos de captura.

5.4 COMENTARIO TERMODINÁMICO.

El consumo energético de las tecnologías de captura de CO₂ no es únicamente un problema de eficiencia tecnológica, sino una consecuencia directa de los principios termodinámicos que se aplican a la separación de mezclas gaseosas y reacciones químicas reversibles. En todos los casos, la captura implica reducir la entropía del sistema, es decir, pasar de una mezcla de gases (CO₂ diluido en gases industriales o en aire) a un estado en el que los gases están separados y concentrados, lo que requiere necesariamente un aporte de energía.

El valor teórico del consumo energético de este proceso sería el trabajo mínimo necesario para separar CO₂ de una corriente gaseosa. Este límite depende de la concentración inicial de CO₂: cuanto más diluida es la corriente, mayor es el coste energético mínimo requerido para su separación. En gases industriales con concentraciones típicas (3–30% CO₂), este trabajo es alto, pero en el caso extremo de la captura directa del aire (≈0,04% CO₂), el coste energético aumenta de forma exponencial, lo que explica por qué el DAC presenta los consumos energéticos más elevados de todas las tecnologías analizadas.

En la práctica, los sistemas reales operan muy por encima de este mínimo teórico (entre 5 y 20 veces por encima) debido a otras limitaciones inevitables del propio proceso:

- transferencia de masa finita,
- pérdidas térmicas,
- compresión no ideal,

- ciclos de regeneración no reversibles,
- y limitaciones cinéticas en reacciones químicas o adsorción.

6. COMPRESIÓN, TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DEL CO₂.

Una vez separado, el dióxido de carbono debe ser acondicionado, comprimido, transportado y almacenado o utilizado industrialmente, lo que introduce una infraestructura energética y material adicional de gran escala. En muchos análisis simplificados del CCUS, esta fase se considera secundaria respecto a la captura; sin embargo, desde el punto de vista sistémico, la logística del CO₂ representa uno de los principales condicionantes de viabilidad técnica, económica y territorial.

El CO₂ posee propiedades fisicoquímicas particulares que condicionan fuertemente su manejo industrial. Para maximizar la densidad energética y reducir costes de transporte, el CO₂ suele comprimirse hasta estado denso o supercrítico (>74 bar y >31 °C), lo que requiere elevados consumos eléctricos y materiales resistentes a presión y corrosión. Además, la presencia de agua e impurezas puede generar ambientes extremadamente agresivos, obligando al empleo de aceros aleados, sistemas de secado y control estricto de calidad del gas.

La dimensión territorial del sistema es igualmente crítica. El despliegue masivo de CCUS requiere:

- redes de tuberías dedicadas,
- estaciones de compresión,
- almacenamiento intermedio,
- terminales portuarias,
- e infraestructuras de almacenamiento geológico.

Por tanto, el transporte y almacenamiento de CO₂ no debe entenderse como un elemento auxiliar, sino como una nueva infraestructura a gran escala comparable, en complejidad y dimensión, a las redes de gas natural o hidrocarburos.

Apartado	Subapartado	Elementos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
Compresión de CO ₂	Estado supercrítico	Operación típica: >74 bar y >31 °C	Alta densidad asociada a un menor volumen como consecuencia	Elevado consumo eléctrico
	Compresión multietapa	Varias etapas con enfriamiento por intercambio	Mejora eficiencia energética	Equipos complejos y costosos



Apartado	Subapartado	Elementos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
	Consumo energético	~80–140 kWh/tCO ₂ típicos	Tecnología madura	Consumo eléctrico relevante
	Pureza requerida	Eliminación de agua e impurezas	Reduce corrosión y riesgos	Necesidad de pretratamiento intensivo
Materiales y corrosión	Tuberías y recipientes	Aceros carbono e inoxidables	Infraestructura industrial conocida	Sensibilidad a CO ₂ húmedo
	Ambientes corrosivos	H ₂ CO ₃ , SO _x , NO _x , H ₂ S	Diseño basado en Oil&gas	Necesidad de aleaciones especiales
	Sistemas de secado	Deshidratación previa transporte	Reduce corrosión interna	Incremento de CAPEX/OPEX
	Compresores y válvulas	Materiales resistentes a presión	Alta fiabilidad industrial	Mantenimiento intensivo
Transporte por tubería	Redes dedicadas de CO ₂	Transporte continuo gran escala	Coste competitivo a largo plazo	Elevada inversión inicial
	Distancia óptima	Alta competitividad para grandes volúmenes	Economías de escala	Dependencia geográfica
	Servidumbres territoriales	Corredores industriales	Integración de hubs CCUS	Complejidad regulatoria y social
	Estaciones de recompresión	Mantener presión en largas distancias	Mejora operativa	Consumo eléctrico adicional
Transporte alternativo	Transporte marítimo	CO ₂ licuado a baja temperatura	Flexibilidad geográfica	Coste energético de licuefacción
	Transporte ferroviario/camión	Escalas pequeñas o pilotos	Flexibilidad inicial	No viable para grandes volúmenes
	Terminales logísticas	Carga/descarga de CO ₂	Facilita desarrollo de hubs regionales	Infraestructura especializada
Almacenamiento intermedio	Tanques presurizados	Buffer operativo	Flexibilidad logística	Elevado requerimiento espacial



Apartado	Subapartado	Elementos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
	CO ₂ líquido criogénico	Mayor densidad volumétrica	Transporte marítimo viable	Requiere refrigeración continua
	Seguridad industrial	Gestión de fugas y presión	Normativa existente	Riesgo en zonas confinadas
Almacenamiento geológico	Acuíferos salinos	Mayor potencial global	Gran capacidad teórica	Incertidumbre geológica local
	Yacimientos agotados	Infraestructura existente	Conocimiento geológico previo	Capacidad limitada
	Monitorización	Sísmica, presión, integridad	Control de fugas	Costes de seguimiento prolongado
	Permanencia temporal	Escala temporal de siglos-milenios	Alta capacidad de mitigación	Necesidad de aceptación social
Necesidades territoriales	Hubs industriales	Agrupación de emisores	Economías de escala	Coordinación compleja
	Corredores de CO ₂	Redes regionales dedicadas	Optimización del transporte	Impacto territorial significativo
	Infraestructura energética asociada	Electricidad para compresión	Integración sistémica	Incremento de demanda eléctrica
Requerimientos energéticos	Compresión	Principal consumo logístico	Tecnología madura	Alto consumo eléctrico continuo
	Licuefacción	Transporte marítimo	Alta densidad	Penalización energética elevada
	Bombeo y recompresión	Redes extensas	Mejora continuidad operativa	Incrementa OPEX
Escalabilidad industrial	Redes continentales	Potencial despliegue masivo	Similar a redes gasistas	Inversión multimillonaria
	Disponibilidad de materiales	Acero, aleaciones, compresores	Cadena industrial existente	Posibles cuellos de botella
	Interoperabilidad	Integración de numerosas industrias	Flexibilidad de sistema	Necesidad de estándares comunes
Riesgos y seguridad	Fugas de CO ₂	Riesgo asfixiante en zonas bajas	Normativa industrial disponible	Necesidad de monitorización continua

Apartado	Subapartado	Elementos clave	Ventajas	Limitaciones / retos
	Sobrepresión	Integridad mecánica crítica	Ingeniería madura	Consecuencias potencialmente graves
	Riesgo geológico	Migración de CO ₂ almacenado	Técnicas avanzadas de control	Incertidumbre a largo plazo

Tabla 19. Ventajas y limitaciones en el desarrollo de proyectos logísticos de CO₂.

6.1 COMPRESIÓN Y ACONDICIONAMIENTO.

El transporte industrial de CO₂ se realiza habitualmente en fase densa o supercrítica porque estas condiciones permiten maximizar la densidad del fluido y minimizar simultáneamente el volumen transportado, el diámetro de las tuberías y el consumo energético asociado al movimiento del gas. Desde el punto de vista técnico y económico, transportar CO₂ en fase gaseosa a gran escala sería extremadamente ineficiente debido a su baja densidad y elevada compresibilidad.

El dióxido de carbono posee un comportamiento termodinámico particular definido por su punto crítico:

- temperatura crítica: 31,1 °C
- presión crítica: 73,8 bar

Por encima de estas condiciones, el CO₂ entra en estado supercrítico, una región en la que el fluido presenta simultáneamente propiedades intermedias entre líquido y gas:

- densidad próxima a un líquido,
- viscosidad similar a un gas,
- elevada compresibilidad,
- y buena capacidad de flujo.

Esto resulta especialmente ventajoso para transporte por tubería.

Estado del CO ₂	Densidad aproximada	Volumen requerido	Aplicabilidad industrial
Gas atmosférico	Muy baja (1–2 kg/m ³)	Muy elevado	No viable a gran escala
Gas comprimido	Baja-media	Elevado	Aplicaciones limitadas
Líquido	Alta (900–1100 kg/m ³)	Muy reducido	Transporte marítimo/crionológico
Fase densa/supercrítica	Alta (600–900 kg/m ³)	Reducido	Transporte por tubería

La cuestión de fondo es si esta compresión ofrece ventajas técnicas de la fase densa/supercrítica frente a otras opciones.

- Hay una reducción drástica del volumen transportado. La principal ventaja es el aumento de densidad (1 tonelada de CO₂ en condiciones atmosféricas ocupa cientos de metros cúbicos; en fase densa/supercrítica, el volumen se reduce aproximadamente un orden de magnitud). Las consecuencias son:
 - menor diámetro de tuberías,
 - menor número de estaciones de compresión,
 - menor ocupación territorial,
 - reducción del CAPEX total.
- Se mejora el comportamiento hidráulico, ya que en fase densa el flujo es más estable, disminuyen variaciones volumétricas y se reduce el riesgo de flujo bifásico. Esto facilita:
 - control operacional,
 - transporte continuo,
 - estabilidad de presión.
- Se consume menos por unidad de masa transportada. Aunque la compresión inicial requiere un elevado consumo eléctrico, una vez alcanzada la fase densa el transporte es más eficiente, se disminuyen pérdidas de carga relativas y se reducen necesidades de recompresión. Por ello, la mayor parte del coste energético se concentra en la compresión inicial, no en el desplazamiento posterior.
- Se facilita el almacenamiento geológico. La opción de hacerlo en profundidad se realiza normalmente a alta presión y en condiciones próximas o superiores al estado supercrítico. Transportar el CO₂ ya en fase densa:
 - simplifica la inyección,
 - reduce etapas intermedias,
 - mejora la continuidad operativa.

6.2 TRANSPORTE POR TUBERÍA.

El transporte por tubería es eficiente y técnicamente maduro para movilizar grandes volúmenes de CO₂ entre instalaciones industriales, hubs de compresión y emplazamientos de almacenamiento o utilización. Su desarrollo se inspira parcialmente en las infraestructuras gasistas y petroleras existentes, aunque el comportamiento del CO₂ introduce condicionantes específicos que obligan a diseñar redes dedicadas con requisitos particulares. A partir de las condiciones críticas del CO₂, aparecen una serie de condiciones que condicionan el diseño del sistema de tuberías y transporte. Entre estas condiciones están las densidades de trabajo, las viscosidades relativamente bajas, el mantenimiento de un régimen monofásico estable es uno de los objetivos principales del diseño, ya que la aparición de flujo bifásico puede generar oscilaciones de presión, inestabilidad hidráulica, aumento de pérdidas de carga y mayores riesgos operativos.

El dimensionamiento de una red de CO₂ depende principalmente del caudal transportado, la distancia, la presión de operación, la topografía y la composición del gas.

Los principales parámetros de diseño de tuberías incluyen diámetro interno, espesor de pared, presión máxima admisible y velocidad de flujo. A medida que aumenta el volumen transportado el diámetro óptimo crece, disminuyen pérdidas relativas por fricción y aparecen importantes economías de escala. Se utiliza mayormente acero al carbono y se exige un control riguroso de las impurezas (como el agua) para evitar corrosión ácida.

Este modo de transporte tiene una elevada eficiencia energética relativa frente a otros modos logísticos cuando se manejan grandes volúmenes continuos de CO₂. No obstante, el sistema sigue siendo intensivo en electricidad para compresión, materiales estructurales y equipos de gran potencia.

La escalabilidad futura dependerá de disponibilidad del desarrollo de redes regionales coordinadas, interoperabilidad entre emisores y marcos regulatorios comunes.

6.3 TRANSPORTE MARÍTIMO.

El transporte marítimo constituye una solución estratégica para conectar centros emisores de CO₂ con emplazamientos de almacenamiento geológico alejados o hubs internacionales de utilización, especialmente cuando el transporte por tubería resulta inviable técnica, económica o territorialmente. Frente a las redes terrestres, el transporte marítimo aporta una elevada flexibilidad geográfica y permite desarrollar sistemas CCUS escalables sin necesidad de construir inicialmente grandes corredores continentales de tuberías. Por ello, se considera una infraestructura clave para las primeras fases de despliegue masivo del CCUS en Europa.

A diferencia del transporte por tubería, el transporte marítimo requiere normalmente licuar previamente el CO₂ para maximizar la densidad de almacenamiento y reducir el volumen transportado al máximo. El CO₂ líquido puede transportarse bajo diferentes regímenes de presión y temperatura, siendo las condiciones más habituales:

- baja presión (7 bar y -50 °C),
- media presión (15 bar y -28 °C),
- configuraciones de presión elevada próximas a condiciones ambientales.

El diseño óptimo depende de la distancia de transporte, el volumen anual movilizado, el tamaño de los buques y las características del CO₂ capturado.

Las condiciones termodinámicas del CO₂ condicionan directamente el diseño naval y logístico. El CO₂ no puede licuarse únicamente mediante refrigeración atmosférica, sino que requiere simultáneamente presión y baja temperatura, debido a las características de su diagrama de fases y a la proximidad del punto triple (~5,2 bar y -56,6 °C). Esto obliga a emplear tanques presurizados o semi-refrigerados, sistemas criogénicos, aislamiento térmico, y equipos de licuefacción o control de evaporación.

A medida que disminuye la presión de transporte aumenta la densidad del CO₂ líquido, mejora la capacidad de carga, y disminuyen potencialmente los costes logísticos por tonelada transportada. Sin embargo, aparecen nuevos retos técnicos relacionados con temperaturas extremadamente bajas, menor margen frente al punto triple, formación de hielo seco, control de humedad, y comportamiento de impurezas.

El transporte marítimo exige además infraestructuras portuarias específicas como terminales de licuefacción, almacenamiento intermedio, sistemas de bombeo y carga, instalaciones de refrigeración, y estaciones de recompresión o acondicionamiento. Estas instalaciones presentan similitudes parciales con las infraestructuras LNG y LPG, aunque las propiedades del CO₂ generan exigencias particulares en materiales, presión de operación, gestión térmica y control de impurezas.



Ilustración 5. Simulación por IA de infraestructura portuaria dedicada al transporte de CO₂.

Desde el punto de vista energético, el principal consumo se concentra en la licuefacción inicial, la refrigeración y el mantenimiento de condiciones térmicas durante la cadena logística. Aunque el transporte marítimo suele presentar un mayor consumo energético específico que las grandes redes por tubería, resulta mucho más flexible para distancias largas, sistemas multiusuario, almacenamiento offshore y despliegues progresivos del CCUS.

La escalabilidad dependerá del desarrollo de flotas especializadas de gran capacidad, estándares internacionales, terminales portuarias adaptadas y marcos regulatorios armonizados.

En regiones industriales costeras y portuarias, como Asturias, el transporte marítimo puede desempeñar un papel especialmente relevante al facilitar la conexión entre polos industriales emisores y futuros corredores europeos de almacenamiento geológico offshore.

6.4 SEGURIDAD E INTEGRIDAD DE INFRAESTRUCTURAS.

El transporte de CO₂ exige materiales capaces de soportar simultáneamente:

- altas presiones,
- ambientes corrosivos,
- ciclos térmicos,
- posibles fenómenos de fragilización.

En condiciones secas, los aceros al carbono convencionales pueden resultar adecuados; sin embargo, la presencia de agua y contaminantes ácidos favorece la formación de ácido carbónico y procesos acelerados de corrosión interna. Por ello, el diseño de tuberías suele requerir sistemas de deshidratación específicos, control estricto de impurezas, recubrimientos internos y, en determinados casos, aleaciones resistentes a corrosión.

Especial relevancia tiene el fenómeno de propagación rápida de fractura (*ductile fracture propagation*), característico del CO₂ a alta presión, donde una rotura local puede extenderse longitudinalmente a gran velocidad debido a la despresurización súbita del fluido.



Ilustración 6. Imágenes⁵ de fenómenos de propagación rápida de fractura en tuberías.

⁵ Fuente: Fracture Propagation in Dense Phase CO₂ Pipelines from an Operator's Perspective. (Russell Cooper & Julian Barnett, National Grid Carbon, Solihull, UK.; SYMPOSIUM SERIES NO 161; HAZARDS 26; 2016 IChemE)

7. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA.

La viabilidad económica del CCUS debe recoger un equilibrio entre termodinámica, energía, materiales e infraestructura. A diferencia de otras tecnologías de descarbonización, el CCUS no consiste únicamente en instalar un equipo de captura, sino en desplegar un sistema industrial completo que incluye:

- CAPEX:
 - captura,
 - compresión y acondicionamiento,
 - transporte y almacenamiento.
- OPEX:
 - coste energético,
 - materiales y mantenimiento.

Por ello, los costes del CCUS están profundamente condicionados por:

- la concentración inicial de CO₂,
- el consumo energético asociado a la separación,
- el tamaño de los equipos,
- la distancia de transporte,
- y el grado de madurez tecnológica.

En la mayoría de los proyectos actuales, la captura representa el principal componente económico del sistema, concentrando tanto la mayor parte del CAPEX como del OPEX.

7.1 CAPEX Y OPEX

7.1.1 CAPEX DE CAPTURA.

La captura de CO₂ constituye normalmente el mayor componente de inversión de los proyectos CCUS. Según la IEA⁶, *“Los costos de capital son un componente importante de los proyectos de CCUS y representan más de la mitad del costo total de captura en las plantas de modernización (retrofit) de CCUS de primera generación que ya están en funcionamiento.”*.

Ya hemos visto que el CAPEX depende fundamentalmente de concentración de CO₂, caudal de gases, presión de operación, complejidad del proceso y materiales requeridos. Las inversiones en soluciones postcombustión se traducen en equipos como columnas absorbedoras, regeneradores, intercambiadores térmicos, bombas y sistemas auxiliares de vapor.

⁶ IEA: Agencia Internacional de la Energía.

Si la corriente gaseosa estuviese muy diluida, el gran volumen de gases obliga a construir equipos de dimensiones muy elevadas, incrementando significativamente la demanda de acero estructural, cimentaciones y ocupación de suelo industrial.

En tecnologías oxyfuel, el principal componente de inversión suele ser la unidad de separación de aire (ASU), mientras que en DAC predominan grandes ventiladores, contactores aire-sorbente y sistemas térmicos intensivos.

7.1.2 CAPEX DE COMPRESIÓN Y ACONDICIONAMIENTO.

La inversión en sistemas de compresión del CO₂ hasta condiciones de transporte o almacenamiento representa otra parte importante de inversión.

Los sistemas incluyen compresores multietapa, intercambiadores, equipos de secado, tanques de almacenamiento intermedio, y sistemas de control.

El acondicionamiento del CO₂ requiere además sistemas para la eliminación de agua, control de impurezas, filtrado y sistemas anticorrosión.

El coste aumenta significativamente cuando existen largas distancias de transporte, el CO₂ contiene contaminantes o se requieren altas purezas para almacenamiento geológico.

7.1.3 CAPEX DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

Las redes de transporte de CO₂ son altamente intensivas en inversión. Los costes aproximados se pueden situar en la horquilla de 1–5 US\$/tCO₂ por cada 100 km de tubería.

Sin embargo, estos costes dependen fuertemente y oscilan debido a factores como diámetro, presión de trabajo y topografía.

La IEA recoge en sus informes que las tuberías offshore pueden encarecerse entre un 40 y 70% respecto de las infraestructuras terrestre.

En transporte marítimo la licuefacción, la necesidad de disponer de terminales criogénicas y de buques especializados introducen costes adicionales importantes.

Un estudio de Carbon Management Europe estima para proyectos de demostración los costes se distribuyen de la siguiente forma, condicionados a tamaño y distancia de transporte:

- transporte marítimo: 8,2–14,5 €/tCO₂,
- licuefacción: 5,3 €/tCO₂,

7.1.4 COSTE ENERGÉTICO.

El principal componente del OPEX del CCUS es el consumo energético. En captura postcombustión con aminas, los consumos típicos se sitúan aproximadamente entre 2–4 GJ/tCO₂ capturado, principalmente asociados a regeneración térmica del solvente.

En DAC, los consumos pueden superar 5–10 GJ/tCO₂, debido a la extrema dilución del CO₂.

Además del calor, otros factores de coste clave son la compresión, la obtención de vacío, la ventilación y el bombeo, ya que incrementan considerablemente la demanda eléctrica.

En todo el proceso resulta crítico desde el punto de vista económico mantener el rendimiento de la planta, puesto que la energía consumida en el proceso de CCUS reduce la producción neta, si se trata de una planta de generación de energía, o aumenta el consumo de combustible o electricidad de otra tipología de plantas industriales con captura de CO₂ en sus procesos.

En centrales eléctricas con captura postcombustión, la IEA muestra aumentos del LCOE desde 57,3 USD/MWh (sin captura) hasta 96,6 USD/MWh con captura al 90%.

7.1.5 CONSUMO DE MATERIALES Y MANTENIMIENTO.

El OPEX en este apartado está condicionado por la reposición de solventes, la degradación de adsorbentes, el envejecimiento de membranas, la corrosión y el mantenimiento de equipos de alta presión.

No se han identificado valores de referencia específicos, puesto que la variabilidad de los costes en función de cada proyecto es muy importante

7.2 SENSIBILIDAD DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS.

Componente OPEX	Rango orientativo sobre OPEX total
Energía (vapor + electricidad)	50–80 %
Materiales consumibles y reactivos	10–25 %
Mantenimiento mecánico e integridad	10–20 %
Mano de obra y operación	5–15 %

Tabla 20. Estructura de costes estimada para costes OPEX en procesos CCUS.

Tecnología	CAPEX relativo	OPEX relativo	Principal factor coste
Postcombustión (aminas)	Alto	Muy alto	Energía regeneración
Adsorbentes sólidos	Alto	Medio-alto	Durabilidad
Membranas	Medio	Medio	Compresión
Oxyfuel	Muy alto	Alto	ASU y oxígeno
DAC	Extremadamente alto	Extremadamente alto	Energía

Tabla 21. Sensibilidad de los principales factores de coste de procesos CCUS.

8. BARRERAS AL DESARROLLO DEL CCUS.

El despliegue industrial del CCUS requiere desarrollar simultáneamente nuevas infraestructuras energéticas, cadenas logísticas de CO₂, capacidad eléctrica adicional, materiales avanzados y marcos regulatorios específicos.

La principal barrera es el propio proceso, visto tanto desde el punto de vista termodinámico como energético. El proceso tiene un elevado coste energético para conseguir la separación del CO₂. Termodinámicamente esto está condicionado por la entropía de mezcla, la baja concentración de CO₂ y las irreversibilidades de los procesos. Por otro lado, cuanto más diluido está el CO₂, mayor energía requiere capturarlo. Desde el punto de vista de incremento de la demanda de energía, capturar millones de toneladas implica enormes demandas energéticas adicionales. En el consumo global de energía de la actividad industrial donde se implante el CCUS, juegan un papel relevante la reducción rendimiento industrial, el incremento consumo combustible y el aumento demanda eléctrica.

Desde el punto de vista de la descarbonización, la CCUS entra en competencia con la generación de energía con bajas emisiones (especialmente las renovables).

Desde el punto de vista de infraestructuras, se requiere un suministro de electricidad, vapor, calor residual o hidrógeno que va a competir con otros consumidores en el proceso de electrificación de otros procesos industriales, la movilidad, la producción de hidrógeno, el consumo de centros de datos o la electrificación de otras actividades económicas.

Desde el punto de vista económico el CCUS es muy intensivo en CAPEX y OPEX. Tiene un elevado CAPEX inicial, al demandar grandes equipos, redes, almacenamiento y elementos específicos de transporte.

Los costes OPEX están muy influidos por la energía. Es muy importante en cada proyecto analizar sensibilidad al precio eléctrico, del gas necesario o al calor disponible.

El riesgo financiero es alto, debido a la evolución tecnológica permanente, con alta incertidumbre, el retorno lento de las inversiones, la competencia con otras soluciones más maduras tecnológicamente y factores externos como legislación (su desarrollo y armonización a nivel global o inclusión de barreras como el CBAM⁷) y la opinión pública entre otros.

El desarrollo del CCUS depende del precio del carbono. Es un factor muy relevante en el desarrollo de proyectos, de forma que muchos proyectos solo son viables con niveles de precios en ETS⁸ elevado, recibiendo ayudas públicas directas o estableciendo contratos por diferencia.

⁷ Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono, que es un arancel verde de la Unión Europea diseñado para evitar la "fuga de carbono", o deslocalización de producción industrial hacia zonas sin penalización por emitir CO₂.

⁸ ETS: Emissions Trading System, o Sistema de Comercio de Derechos de Emisión

Desde el punto de vista de infraestructuras, el CCUS necesita nuevas redes industriales a gran escala (puertos y sus infraestructuras internas necesarias, redes de tuberías, almacenamientos intermedios, almacenamientos definitivos,...).

Desde el punto de vista de la limitación de almacenamiento geológico, es preciso determinar con seguridad la caracterización geológica de emplazamientos, así como evaluar las necesidades para una monitorización a lo largo del proceso de almacenaje que asegure un adecuado sellado.

La opinión pública será determinante en este tipo de proyectos, resultando críticos factores como la proximidad al almacenamiento, la densidad industrial, la existencia de puertos o la capacidad para formar clústeres en torno a esta actividad.

Desde el punto de vista de la complejidad de la integración industrial, será necesario evaluar las posibilidades de desarrollo en el rediseño de plantas, las limitaciones de espacio o la integración con la demanda energética en cada territorio.

Habrá que analizar también de forma detallada la demanda de materiales y la cadena de suministro, puesto que el CCUS demanda importantes cantidades de materiales industriales. Habrá que evaluar en concreto la dependencia de materiales críticos (Ni, Cr, Mo, Co, tierras raras o adsorbentes avanzados entre otros).

Dado que la disponibilidad industrial puede también ser crítica, habrá que analizar la posibilidad de fabricar compresores, turbomáquinas o sistemas de membranas, ya no sólo por factores geopolíticos, sino también por la posibilidad de contar con la industria capaz de escalar sus procesos de fabricación

En el ámbito regulatorio y normativo el CCUS requiere marcos regulatorios estables. Además, aun están incompletos en aspectos relacionados con la responsabilidad almacenamiento largo plazo y será necesario contar con una adecuada legislación para garantizar la seguridad y agilidad de la obtención de permisos y licencias, tanto para proyectos complejos como el almacenamiento offshore, o transporte transfronterizo como para otros de menor relevancia como la implantación de tuberías o las modificaciones de procesos industriales.

La normalización de pureza y transporte deberá generalizarse, eliminando diferencias regulatorias.

Igual de relevante, especialmente desde el punto de vista de obtención de ingresos, será la armonización de los sistemas de certificación de emisiones evitadas, tanto para la participación en ETS o la obtención de créditos de carbono.

La licencia social será crítica. Actualmente el CCUS genera controversias políticas y sociales importantes. La percepción pública incluye detractores que abogan por prolongar el uso de combustibles fósiles para garantizar la competitividad económica frente a países menos exigentes en esta materia, o simplemente están aquellos se ven influidos por el

“greenwashing”⁹. Otro factor controvertido en relación con la opinión pública es el almacenamiento, sus riesgos y la responsabilidad final sobre los depósitos geológicos una vez sellados.

9. OTRAS TENDENCIAS FUTURAS.

El futuro del CCUS estará condicionado por la capacidad de integrar industrialmente enormes sistemas energéticos, materiales y logísticos asociados a la captura de carbono.

Además, probablemente evolucionará hacia una solución especializada para emisiones difíciles de evitar, integrada con hidrógeno, combustibles sintéticos y sistemas de emisiones negativas, más que como una solución universal para toda la descarbonización industrial.

En la actualidad, el CCUS evoluciona hacia sistemas industriales integrados, hubs regionales, y redes internacionales de carbono.

Por ello, el futuro del CCUS no dependerá únicamente del rendimiento de las tecnologías de captura, sino de la capacidad de desarrollar simultáneamente un mix de generación de energía descarbonizada, redes de CO₂, almacenamiento geológico seguro, nuevos materiales avanzados que ofrezcan fiabilidad y mejoren la eficiencia de procesos y marcos regulatorios armonizados.

Desde el punto de vista de la evolución tecnológica de la captura, las mejoras futuras se centrarán en reducir:

- consumo de energía,
- tamaño de equipos,
- degradación,
- costes operativos.

En materiales, se presentan avances en:

- nuevos solventes obtenidos con mezclas avanzadas y solventes bifásicos con:
 - requerimientos menores de calor para su regeneración,
 - menor corrosión,
 - mayor estabilidad química.
- adsorbentes avanzados, a través de materiales sólidos porosos:
 - MOFs,
 - zeolitas avanzadas,
 - materiales híbridos,
 - estructuras nano-porosas.
- membranas de nueva generación, a través de estructuras cristalinas porosas, polímeros de permeabilidad intrínseca (PIM) o membranas mixtas que ofrecen:

⁹ Práctica de marketing engañoso en la que una empresa presenta sus productos o políticas como sostenibles y respetuosos con el medio ambiente, cuando en realidad no lo son.



- mayor selectividad,
 - menor energía compresión,
 - materiales cerámicos/poliméricos avanzados.
- rediseño e intensificación de procesos, para obtener:
 - equipos compactos,
 - integración multifunción,
 - captura-reactor combinado.

En transformación digital e inteligencia artificial operativa se buscará

- control dinámico,
- mantenimiento predictivo,
- optimización regeneración,
- modelizado de redes CO₂,
- modelizado de almacenamiento geológico,
- evaluación de integridad tuberías,
- sensorica avanzada para detección fugas, monitorización corrosión y vigilancia continua.

Otros aspectos energéticos al margen del consumo de proceso será la integración de:

- bombas calor,
- regeneración eléctrica,
- acoplamiento con el uso de hidrógeno como vector, especialmente relevante en siderurgia, producción de combustibles sintéticos o industria química.

En cuanto al desarrollo de infraestructuras de carbono el futuro del CCUS exige una nueva infraestructura continental, con:

- redes europeas de CO₂,
- hubs,
- corredores industriales,
- almacenamiento offshore centralizado,
- reutilización de plataformas,
- transporte marítimo masivo, con nuevos buques, terminales y logística internacional especializados,
- Clústeres industriales

Como la dependencia ETS y regulación se mantendrá, será clave el precio de los mercados de CO₂, los incentivos o el establecimiento de contratos por diferencia.

10. PRINCIPALES REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

Tema principal	Fuente / publicación	Año
Papel del CCUS en transición energética	IEA – CCUS in Clean Energy Transitions	2020
Costes y despliegue de captura	IEA – The Role of CCUS in Low-Carbon Power Systems	2023
Transporte y almacenamiento de CO ₂	IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage	2005
Costes de captura según concentración	IEA – Levelised Cost of CO₂ Capture by Sector and Initial CO₂ Concentration	2019
Innovación tecnológica en CCUS	IEA – CCUS Technology Innovation	2020
Transporte marítimo de CO ₂	DNV – CO₂ Carrier Design and Shipping	2023
Transporte marítimo baja presión	DNV – Low Pressure CO₂ Shipping	2023
Transporte marítimo y termodinámica	MDPI – Marine CO₂ Transport Review	2024
Costes de transporte de CO ₂	Carbon Management Europe – The Costs of CO₂ Transport	2022
Reutilización de gasoductos	VITO/EMIS – Pipeline Transport for CO₂	2023
Captura con aminas	DOE/NETL – Carbon Capture Technology Program	2023
Solventes químicos y regeneración	ScienceDirect – Advances in Chemical Solvents for CO₂ Capture	2020
Adsorbentes sólidos y MOFs	Nature Reviews Materials – Carbon Capture Materials	2021
Membranas para captura de CO ₂	Membranes Journal – Membrane Technologies for CO₂ Capture	2022
DAC y costes energéticos	IEA – Direct Air Capture	2022
Cemento y emisiones de proceso	Global Cement and Concrete Association	2023



Tema principal	Fuente / publicación	Año
CCUS en siderurgia	IEAGHG – Iron and Steel CCS Study	2013
Corrosión en transporte de CO ₂	DNV Recommended Practice for CO₂ Pipelines	2021
CCUS y escenarios Net Zero	IEA – Net Zero by 2050	2021
Integración industrial y hubs de CO ₂	Zero Emissions Platform (ZEP) – CO₂ Infrastructure	2022

