



Producto 2. Diagnóstico y análisis internacional

Realizar estudios financieros, económicos, ambientales y legales para evaluar potencial e implicaciones de implementar proyectos de CCUS en Colombia

Proyecto #: CO-T1654

OUR COMMITMENT, YOUR SUCCESS.

idom.com

Revisión final

ÍNDICE

1. Introducción	6
2. Contextualización de CCUS	7
2.1. Fuentes de Captura de CO ₂	8
2.2. Caracterización del mercado internacional de CCUS	13
3. Análisis de tecnologías	16
3.1. Estado del arte de las tecnologías de captura de CO ₂	16
3.2. Estado del arte de las tecnologías de purificación y licuefacción de CO ₂	22
3.3. Estado del arte de transporte de CO ₂	26
3.4. Estado del arte de almacenamiento de CO ₂	29
3.5. Estado del arte de los usos del CO ₂	44
3.6. Criterios para la selección de tecnologías con potencial.....	48
3.7. Selección de tecnologías, caracterización y análisis de su potencial de implantación a nivel internacional	50
4. Benchmark Internacional.....	52
4.1. Metodología de selección de países	52
4.2. Canadá.....	52
4.3. Estados Unidos	56
4.4. Reino Unido	60
4.5. Noruega	63
4.6. Aprendizajes del benchmark.....	66
5. Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia	69
5.1. Identificación y análisis de sectores emisores.....	71
5.2. Definición de los mercados y estimación de la demanda potencial asociada a cada mercado y tecnología – Potencial de captura.....	72
5.3. Análisis de la demanda de los usos de CO ₂	78
6. Identificación de barreras para la implementación de CCUS.....	84
6.1. Metodología de selección de las barreras	84
6.2. Barreras identificadas	85
6.3. Segmentación de barreras.....	89
6.4. Cuantificación de impacto	90
6.5. Evaluar de manera preliminar el potencial de eliminar las barreras identificadas para implementar cada tecnología.....	91
7. Elementos destacados para evaluar en la implementación de tecnologías de CCUS en Colombia.....	93
7.1. Expedir un diagnóstico preliminar sobre el potencial de implementar las tecnologías en el país 94	
7.2. Valoración preliminar del potencial de CCUS en Colombia	100
8. Referencias.....	103

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Composiciones típicas del CO ₂ de origen antropogénico en función de las diferentes tecnologías de captura.....	22
Tabla 2. Resumen de técnicas de monitoreo reservorio CCS	41
Tabla 3. Composiciones típicas del CO ₂ de origen antropogénico en función de las diferentes tecnologías de captura.....	49
Tabla 4. Incentivos indirectos para CCUS en Canadá	54
Tabla 5. Aprendizajes del benchmark internacional	66
Tabla 6. Caracterización de la industria petrolera – refinación en Colombia	73
Tabla 7. Caracterización de la industria petrolera – producción en Colombia	74
Tabla 8. Caracterización de la industria cementera en Colombia	75
Tabla 9. Caracterización de la industria termoeléctrica en Colombia	76
Tabla 10. Caracterización de la industria de etanol en Colombia	77
Tabla 11. Segmentación de barreras	89
Tabla 12. Potencial de usos dentro de la tecnología CCUS para aplicación en Colombia.....	98
Tabla 13. Estimación de potencial de los clústeres para la aplicación de CCUS	102

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Estructura de descomposición de Trabajo	6
Ilustración 2. Número de proyectos anunciados de CCUS en el mundo	7
Ilustración 3. Esquema de sectores que emiten CO ₂	9
Ilustración 4. Gráfica de aumento de concentración de CO ₂	10
Ilustración 5. Esquema del proceso de poscombustión	11
Ilustración 6. Esquema del proceso de precombustión	11
Ilustración 7. Esquema del proceso de oxidación	12
Ilustración 8. Esquema del proceso de la captura de carbono directa del aire	13
Ilustración 9. Estimación de los costos para CCUS	14
Ilustración 10. Esquema del proceso de Adsorción por cambio de presión.....	16
Ilustración 11. Esquema del proceso de Absorción física	17
Ilustración 12. Esquema del proceso de Absorción química	18
Ilustración 13. Esquema del proceso de separación por membranas	19
Ilustración 14. Esquema del proceso de separación criogénica	20
Ilustración 15. Descripción de condiciones operacionales de las tecnologías de captura.....	21
Ilustración 16. Esquema del proceso de purificación y adecuación del CO ₂	24
Ilustración 17. Esquema del proceso de licuefacción.....	25
Ilustración 18. Esquema típico de una planta de purificación y licuefacción del CO ₂	25
Ilustración 19. Esquema de las 2 maneras de transportar el CO ₂	26
Ilustración 20. Esquema del estado físico en el cual se puede tener el CO ₂	27
Ilustración 21. Esquema de las formas de transportar el CO ₂	29
Ilustración 22. Métodos para el almacenamiento de CO ₂ en formaciones.....	31
Ilustración 23. Estadística de los tipos de almacenamiento del CO ₂ en los continentes	34
Ilustración 24. Perfil de riesgo conceptual de almacenamiento geológico de CO ₂	36
Ilustración 25. Ruta para la evaluación del riesgo en el almacenamiento geológico de CO ₂	37
Ilustración 26. Herramientas desarrolladas para el dimencionamiento y reducción del riesgo (Segunda fase)	38
Ilustración 27. Posibles rutas de flujo de CO ₂ secuestrado.....	39
Ilustración 28. Frecuencia de monitoreo del almacenamiento geológico de CO ₂	42
Ilustración 29. Esquema sistemático del sistema de monitoreo continuo	43

Ilustración 30. Esquema de los usos de CO ₂	44
Ilustración 31. Esquema de los combustibles derivados del CO ₂	45
Ilustración 32. Esquema de la conversión química del CO ₂	46
Ilustración 33. Esquema de la conversión de CO ₂ a materiales de construcción	47
Ilustración 34. Esquema de tecnologías	49
Ilustración 35. Emisiones GEI por sector económico en Canadá	53
Ilustración 36. Mapa de las plantas de CCUS en Canadá	55
Ilustración 37. Impacto de CCUS en la reducción de emisiones GEI en Canadá.....	56
Ilustración 38. Emisiones GEI por sector económico en Estados Unidos.....	57
Ilustración 39. Instalaciones de CCUS en Estados Unidos	58
Ilustración 40. Análisis sectorial de la implementación de CCUS en EE.UU	59
Ilustración 41. Impacto potencial de CCUS en las emisiones GEI de Estados Unidos	60
Ilustración 42. Emisiones GEI por sector económico en Reino Unido	61
Ilustración 43. Instalaciones de CCUS en Reino Unido	62
Ilustración 44. Impacto potencial de CCUS en las emisiones GEI de Reino Unido	63
Ilustración 45. Emisiones GEI por sector económico en Noruega	64
Ilustración 46. Instalaciones de CCUS en Noruega	65
Ilustración 47. Impacto potencial de CCUS en las emisiones de Noruega	66
Ilustración 48. Demanda de CO ₂ en el mundo	69
Ilustración 49. Composición de la demanda de CO ₂ mundial	70
Ilustración 50. Ubicación de la demanda de CO ₂	70
Ilustración 51. Emisiones de CO ₂ por sector económico en Colombia	71
Ilustración 52. Potencial de captura de CO ₂ en Colombia	72
Ilustración 53. Zonas con potencial para la implementación de la tecnología CCUS - EOR	79
Ilustración 54. Proyección de la demanda de hidrógeno en el mundo.....	81
Ilustración 55. Cuantificación de impacto de las barreras	91
Ilustración 56. Diagrama de proceso subducción placa Nazca y placa Sudamérica	94
Ilustración 57. Zonas de amenaza sísmica en Colombia	95
Ilustración 58. Emisiones de CO ₂ de los sectores potenciales por departamento.....	96
Ilustración 59. Red de gasoductos (izquierda) y de vías férreas (derecha)	97
Ilustración 60. Departamentos con potencial para implementar EOR.....	99
Ilustración 61. Departamentos con producción de Biodiesel.....	100
Ilustración 62. Clústeres con potencial para CCUS en Colombia	101

ABREVIACIONES

Abreviatura	Significado
GEI	Gases Efecto Invernadero
CCUS	Carbon Capture, Use and Storage
CCS	Carbon Capture and Storage
CO ₂	Dióxido de carbono
EOR	Enhanced Oil Recovery
Mt	Millones de toneladas
Mt/y	Millones de toneladas al año
CO ₂ eq	Dióxido de carbono equivalente
DAC	Direct Air Capture
BPD	Barriles de petróleo por día
IEA	International Energy Agency
TSA	Adsorción por cambio de temperatura (Temperature Swing Adsorption)

Realizar estudios financieros, económicos, ambientales y legales para evaluar potencial e implicaciones de implementar proyectos de CCUS en Colombia. - CO-T1654-P006 – P2. Diagnóstico y Análisis Internacional



TIER

Technology Innovation and Emissions Reduction

1. Introducción

El presente estudio hace referencia a la consultoría para el análisis del potencial de implementación de la tecnología CCUS en Colombia. La ruta definida para este análisis consta de cinco etapas, la Ilustración 1 muestra la composición de cada una de estas, por medio de las cuales se desarrollará una investigación transversal que permita emitir un diagnóstico de la viabilidad de implementación de esta tecnología en el país.

Ilustración 1: Estructura de descomposición de Trabajo



Fuente: Elaboración propia

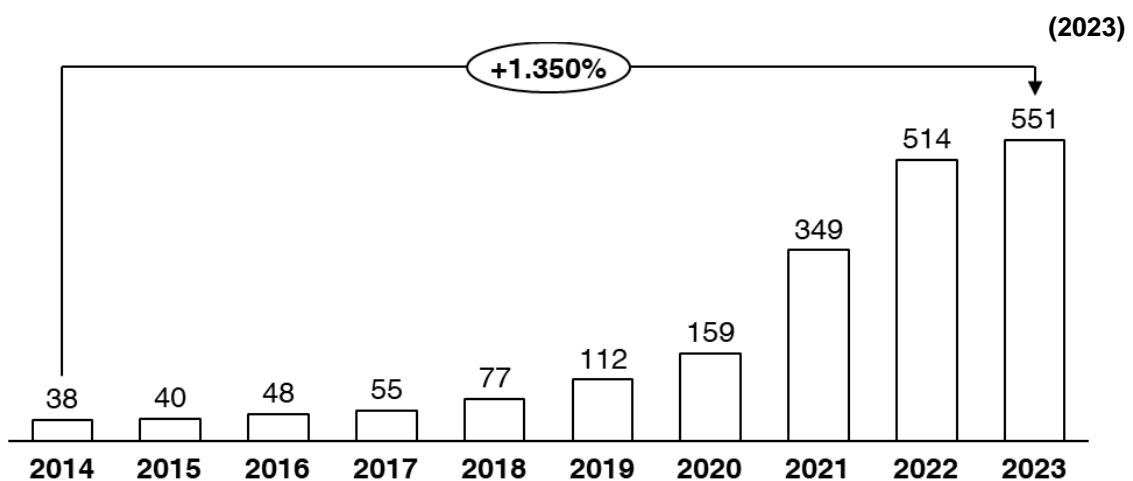
En el presente texto se desarrollará el producto 2, el cual sigue la siguiente estructura. Primero, se lleva a cabo una contextualización diagnóstica de las emisiones a nivel mundial y el papel que desempeña la tecnología CCUS para alcanzar los objetivos de descarbonización y transición energética en la lucha contra el cambio climático. Posteriormente se realiza un análisis internacional para identificar los países líderes en la implementación y desarrollo de esta tecnología. Posteriormente, se lleva a cabo un análisis de las emisiones en Colombia, centrándonos en sectores e industrias específicos con un alto potencial para implementar esta tecnología. Esto se hace considerando la ubicación geográfica y el nivel de intensidad de carbono en sus operaciones. Finalmente, se identifican las posibles barreras que podrían enfrentar los proyectos de CCUS en Colombia, teniendo en cuenta las lecciones aprendidas de las barreras identificadas a nivel internacional. Esto se evalúa en el contexto del marco normativo y económico de Colombia, con el propósito de ofrecer un diagnóstico para la implementación futura de esta tecnología en el país.

2. Contextualización de CCUS

En los últimos años, la lucha contra el cambio climático y la búsqueda por el crecimiento sostenible han ganado protagonismo en la agenda internacional. La reducción de las emisiones contaminantes depende de que un número suficiente de países adopten medidas de mitigación eficaces y de conformidad con los acuerdos internacionales. Unos ejemplos de esto son el Protocolo de Kioto, el European Green Deal y el Acuerdo de París, donde los países han adquirido compromisos para combatir el calentamiento global provocado por la emisión de gases efecto invernadero (GEI). Entre los compromisos adquiridos, uno de los más importantes es la descarbonización de la economía y el tránsito hacia la carbono neutralidad y el cero neto. El CO₂ es el gas que más aporta a las emisiones de GEI, siendo responsable de más del 70% de los GEI que llegan a la atmósfera (CEPAL, 2012). Frente a este escenario, la tecnología de captura, uso y almacenamiento de dióxido de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) toma relevancia y se muestra como un instrumento fundamental para alcanzar los compromisos adquiridos en la lucha contra el cambio climático. Adicionalmente, esta tecnología le abre la puerta hacia la carbono-neutralidad a las industrias hard-to-abate¹, las cuales dependen de la quema de combustibles para su operación y son responsables del 30% de las emisiones GEI en el mundo (IEA, s.f.).

La tecnología CCUS abarca un conjunto de procesos diseñados para la captura del CO₂. Usualmente el gas capturado es emitido por fuentes industriales y energéticas antes de que este llegue a la atmósfera. Para este proceso el CO₂ es capturado directamente desde su fuente, una vez capturado se comprime y es transportado por medio de oleoductos, barcos u otros medios de transporte hasta el lugar donde será utilizado o donde se dispondrá para su almacenamiento geológico en formaciones geológicas profundas como yacimientos agotados de petróleo y gas o acuíferos salinos (IEA, 2023). De igual forma, existe la tecnología DAC, la cual captura el CO₂ directamente desde la atmósfera para luego ser transportado a su punto de uso o almacenamiento, esta alternativa es más costosa, pero permite capturar el CO₂ desde cualquier lugar, lo que permitiría economizar costos de transporte.

Ilustración 2. Número de proyectos anunciados de CCUS en el mundo



Fuente: Elaboración IDOM con base en The International Energy Agency. IEA

¹ El término de “Hard-to-abate industries” hace referencia a las industrias donde la quema de combustibles fósiles es una parte esencial para su operación. Entre estas se destaca la producción de cemento, acero y productos petroquímicos.

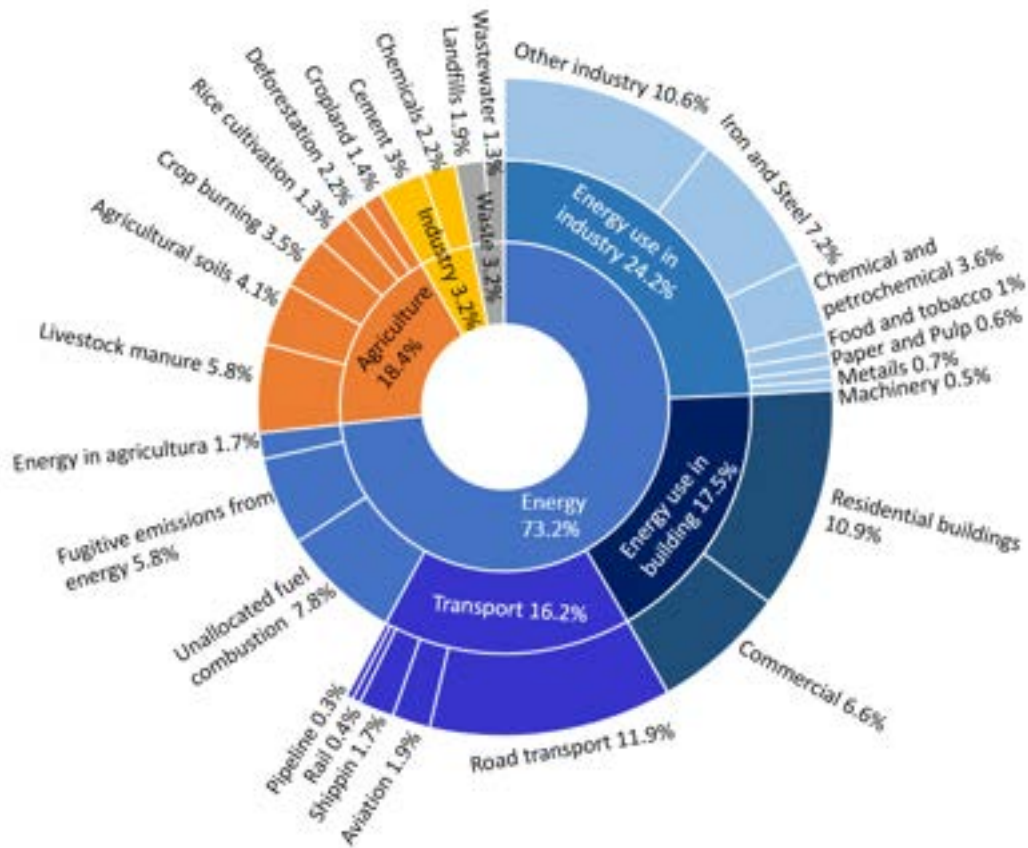
La Ilustración 2 muestra la cantidad de proyectos relacionados con la implementación de CCUS que se encuentran operativos o en desarrollo en el mundo, en esta se puede apreciar como entre 2014 y 2023 el número de proyectos aumentó en un 1.350%, como resultado de los compromisos adquiridos por los países para la descarbonización en el marco de la firma del Acuerdo de París.

2.1. Fuentes de Captura de CO₂

Globalmente, se emiten alrededor de 50 mil millones de toneladas de gases de efecto invernadero cada año. La causa de estas emisiones proviene de diferentes sectores, a continuación se presentan los de mayor incidencia

- **Energético (73.2%):** La generación de energía es una de las principales fuentes de emisiones de CO₂. Esto incluye la quema de combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural y el carbón para la producción de electricidad y calefacción.
- **Transporte (16.2%):** El sector del transporte es otro importante contribuyente a las emisiones. Esto incluye automóviles, camiones, aviones y barcos que funcionan con combustibles fósiles.
- **Industrial (3.2%):** La fabricación y la industria pesada también emiten una cantidad significativa de CO₂ a la atmósfera debido a los procesos involucrados durante la producción.
- **Agricultura (18.4%):** La agricultura contribuye a las emisiones a través de la producción de metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), dos potentes gases de efecto invernadero. Esto incluye la cría de ganado y el uso de fertilizantes.
- **Residuos (3.2%):** La gestión de residuos, particularmente la descomposición de residuos orgánicos en vertederos emite metano.
- **Edificios (17.5%):** Los edificios y la calefacción de interiores también contribuyen a las emisiones de energía, especialmente cuando se utilizan combustibles fósiles para la calefacción y la refrigeración.

Ilustración 3. Esquema de sectores que emiten CO₂



Fuente: Por Idom a partir del artículo de Our World In data

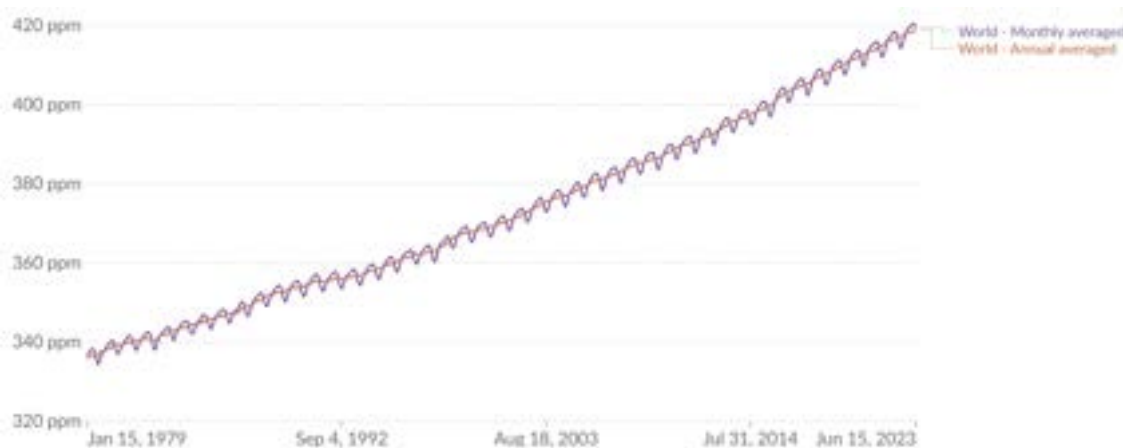
Estas emisiones han aumentado desde la era preindustrial, impulsadas en gran medida por el crecimiento económico y poblacional, y ahora son más altas que nunca (los países industrializados como Estados Unidos, China, Rusia, Brasil e Indonesia son los mayores contaminantes debido a su alto desarrollo). Esto ha llevado a concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono, metano y óxido nítrico sin precedentes en al menos los últimos 800,000 años. Sus efectos, junto con los de otros impulsores antropogénicos, se han detectado en todo el sistema climático y es extremadamente probable que hayan sido la causa dominante del calentamiento observado desde mediados del siglo XX."

El siguiente gráfico muestra las concentraciones promedio globales de CO₂ en la atmósfera durante los últimos 800,000 años. Se observan fluctuaciones consistentes en las concentraciones de CO₂, coincidiendo con el inicio de las eras de hielo (bajas concentraciones de CO₂) e interglaciares (altas concentraciones de CO₂). Estas fluctuaciones periódicas son causadas por cambios en la órbita de la Tierra alrededor del sol, conocidos como ciclos de Milankovitch.

Durante este extenso período, las concentraciones atmosféricas de CO₂ no superaron las 300 partes por millón (ppm). Esto cambió con la Revolución Industrial y el aumento de las emisiones humanas de CO₂ por la quema de combustibles fósiles. Se observa un rápido aumento en las concentraciones globales de CO₂ en los últimos siglos, y en las últimas décadas en particular.

Por primera vez en más de 800,000 años, las concentraciones no solo superaron las 300 ppm, sino que ahora superan las 400 ppm, datos que son mostrados en la gráfica (Our World in Data, 2020)

Ilustración 4. Gráfica de aumento de concentración de CO₂



Fuente: Our World In data

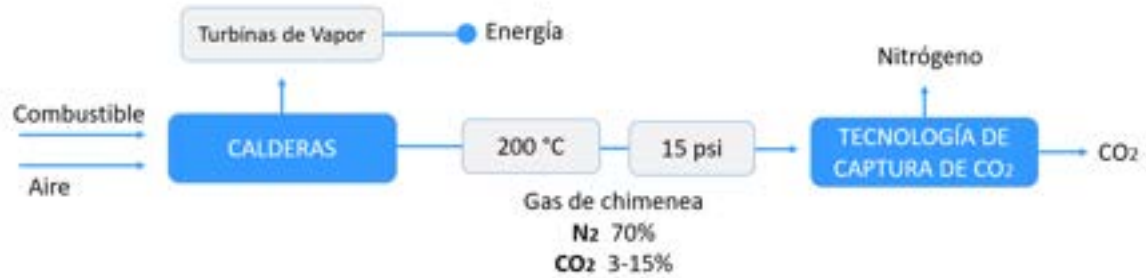
Para estabilizar (o incluso reducir) las concentraciones de CO₂ en la atmósfera, el mundo necesita alcanzar emisiones netas cero. Esto requiere reducciones significativas y rápidas en las emisiones. Por lo que los gobiernos y empresas están tomando medidas en todo el mundo para reducir las emisiones, entre estas alternativas se encuentra la captura y el tratamiento de dióxido de carbono. Lo anterior ha llevado a la búsqueda y análisis de diferentes fuentes de este gas, como lo es la precombustión, poscombustión, oxicomcombustión y captura directa del aire para así capturarlo, y almacenarlo o finalmente darle un uso adecuado

2.1.1. Poscombustión

Los sistemas de poscombustión son fuentes de emisión de CO₂, que son generados no solo en las principales industrias de combustibles fósiles (por ejemplo, la el sector energético, la industria de siderurgias, cerámicas y cemento, Oil & Gas, entre otros), sino también a partir de emisores secundarios (por ejemplo, sector energético a partir de combustión de biomasa o residuos y las plantas químicas) y los emisores que potencialmente generan emisiones negativas o absorben CO₂ (ej., bioenergía con captura y almacenamiento de carbono, BECCS que presenta un TRL 7 y no es alcance de este documento).

En la fuente de poscombustión, lo que se busca es separar el CO₂ y capturarlo de los gases de escape resultantes de la combustión completa de combustibles fósiles o procesos industriales (el gas de escape es una mezcla de CO₂, nitrógeno y compuestos oxigenados como SO₂, NO₂, O₂, entre otros) mediante el uso de una tecnología de captura. Los bajos niveles de CO₂ en el gas y bajas presiones en los gases de escape son desventajas que plantean desafíos e implican equipos de grandes dimensiones y, por tanto, de alto CAPEX. Además, las tecnologías de poscombustión suelen ser de alto consumo energético. La principal ventaja de este enfoque es que se puede aplicar a unidades operativas existentes, ya que se podría implementar en la última etapa de procesos industriales y, por lo tanto, no requiere una reingeniería importante de los procesos existentes. Es adecuado para usar tanto en plantas de energía como en procesos industriales de la producción de cemento, hierro y acero o productos químicos. (Martina Lyons, 2021).

Ilustración 5. Esquema del proceso de poscombustión

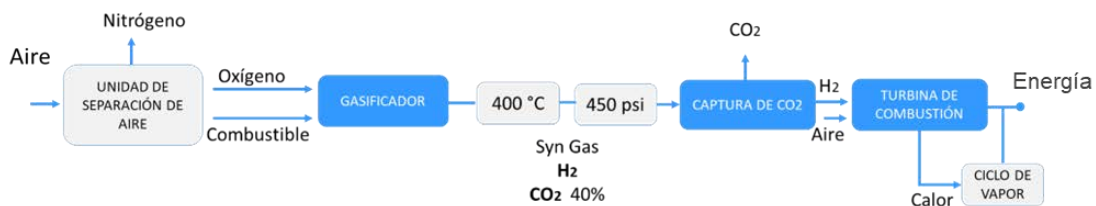


Fuente: (Vaseghi, Amiri and Pesaran, 2012)

2.1.2. Precombustión

La captura de CO₂ en la precombustión se refiere a la eliminación de CO₂ antes de que se complete la combustión. Dentro de la industria energética se cuenta con los procesos de gasificación en donde una materia prima (como el carbón, el gas natural, la biomasa) se oxida parcialmente en vapor y oxígeno/aire a alta temperatura y presión para formar Syngas o gas de síntesis, el cual comprende una mezcla de hidrógeno, monóxido de carbono, CO₂ y cantidades más pequeñas de otros componentes, como el metano. La concentración de CO₂ en esta mezcla puede oscilar entre el 15 y el 50%, por tanto, el CO₂ puede capturarse en esta fase del proceso. En comparación con las fuentes de poscombustión (~5-15% de concentración de CO₂) que se encuentran a baja presión, la fuente de precombustión se encuentra a mayores presiones, lo que permite eliminar el CO₂ con mayor facilidad y equipos de menor tamaño, pero requerirá una reingeniería debido al impacto en las instalaciones existentes ya que deben ser modificadas (Martina Lyons, 2021).

Ilustración 6. Esquema del proceso de precombustión



Fuente: (Vaseghi, Amiri and Pesaran, 2012)

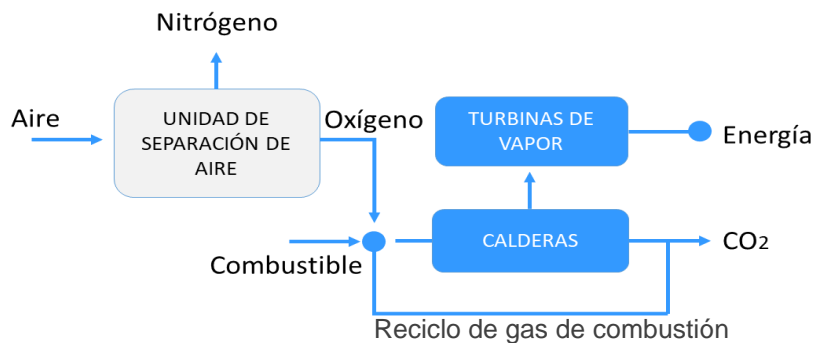
2.1.3. Oxidación

En la oxidación, el combustible se quema en un ambiente empleando oxígeno puro en su mayoría en lugar de aire. Como resultado se obtienen gases de combustión con una corriente rica en dióxido de carbono (CO₂) y agua, lo cual facilita la separación del CO₂. La corriente de O₂ se obtiene filtrando el oxígeno (O₂) del aire antes de quemar el combustible mediante procesos de

deshidratación a baja temperatura y desulfuración. La oxicomcombustión recicla los gases de combustión para lograr temperaturas de llama más bajas, lo que reduce la penalización de energía, y presenta emisiones más bajas de óxidos de nitrógeno (NOx), alta pureza de CO₂ y volúmenes de gas más bajos debido a la mayor densidad de los gases (Wall, 2005).

Este enfoque aun cuando presenta aplicaciones relativamente fáciles tanto en unidades operativas existentes como en nuevas instalaciones no es atractivo ya que suele requerir una inversión de capital (CAPEX) más alta en comparación con otros procesos debido a los grandes requerimientos de oxígeno, tecnología menos desarrollada y las actualizaciones requeridas en las calderas (Martina Lyons, 2021).

Ilustración 7. Esquema del proceso de oxicomcombustión



Fuente: (Vaseghi, Amiri and Pesaran, 2012)

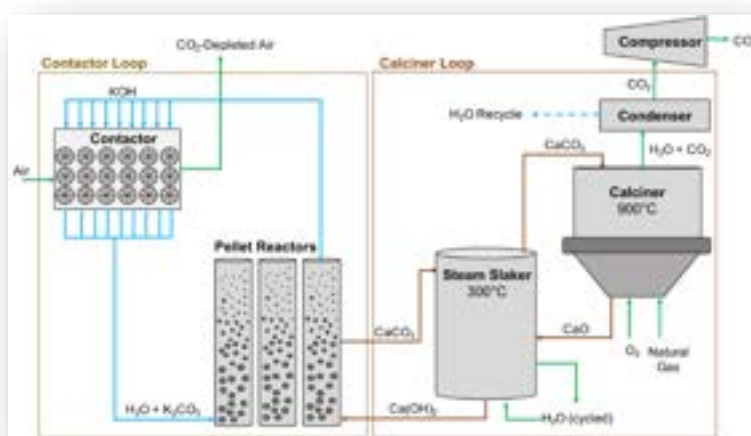
2.1.4. Captura de carbono directa del aire (DAC)

El método de captura directa del aire (por sus siglas en inglés DAC) es una tecnología que se emplea para capturar CO₂ directamente del aire. Es una de las técnicas de captura de carbono que se han desarrollado para reducir la alta concentración de este compuesto en el aire.

El proceso de DAC implica la extracción de CO₂ del aire ambiente utilizando equipos especiales. El primer equipo denominado contactor de aire, es un tipo de ventilador el cual pone en contacto el dióxido de carbono con materiales absorbentes o reactivos químicos. El DAC basado en absorción normalmente utiliza sorbentes hidroxil acuosos (líquidos) como hidróxidos alcalinos o alcalinotérreos. Por el contrario, el DAC basado en adsorción puede emplear una amplia gama de sorbentes sólidos, por ejemplo, carbonatos alcalinos, aminas soportadas sobre óxido, materiales orgánicos sólidos y estructuras organometálicas. La absorción mediante sorbentes acuosos permite bajos costos y una operación continua, pero conduce a una alta pérdida de agua en el proceso. Mientras que la adsorción tiene lugar a temperatura y presión ambiente, la desorción se produce a través de un proceso de oscilación de temperatura y vacío, donde el CO₂ se libera a baja presión y temperatura media (80-100°C). (IEA, Direct Air Capture A key technology for net zero, 2022)

Posterior a la etapa de captura, el CO₂ junto al material absorbente pasa por un proceso de calcinación a altas temperaturas, donde su función es regenerar este material para que sea nuevamente empleado en el proceso, además, de obtener una corriente altamente concentrada en CO₂.

Ilustración 8. Esquema del proceso de la captura de carbono directa del aire



Fuente: Agencia Internacional de la Energía

El DAC tiene las ventajas de ser considerada una tecnología prometedora para reducir las concentraciones de CO₂ en la atmósfera y combatir el cambio climático, ya que permite eliminar el CO₂ directamente del aire, independientemente de su fuente, lo que lo diferencia de otras tecnologías de captura de carbono que se centran en la captura de emisiones de fuentes industriales y/o fósiles, además el equipo puede estar localizado cerca al sitio de almacenamiento, disminuyendo costos de transporte.

De igual manera, es importante destacar que el DAC aún se encuentra en desarrollo y enfrenta desafíos tanto técnicos como económicos tales como:

- Requiere alto consumo de energía. Se debe garantizar que la fuente de suministro de energía sea de bajas emisiones (energías renovables).
- El reemplazo del medio adsorbente se realiza de forma manual.
- Se requieren grandes áreas para su instalación

Sin embargo, se ha convertido en un área de investigación y desarrollo clave en la lucha contra el cambio climático, especialmente en un mundo donde se busca mitigar el CO₂ acumulado en la atmósfera para limitar el calentamiento global, presentando un TRL de 6-7. (IEA, Direct Air Capture A key technology for net zero, 2022)

2.2. Caracterización del mercado internacional de CCUS

Los primeros proyectos de CCUS se iniciaron en la década de 1970 en Estados Unidos. En sus primeras etapas el CO₂ era capturado y comercializado para su aplicación en Enhanced Oil Recovery (EOR) en yacimientos de petróleo. Sin embargo, en los últimos años se ha promovido el desarrollo de numerosas plantas para almacenamiento geológico en todo el mundo. Esta es la alternativa que más contribuye a la reducción de emisiones netas de GEI, por lo que ha ganado protagonismo en el marco de los esfuerzos adoptados en la lucha contra el cambio climático. Actualmente existen más de 300 empresas involucradas en el desarrollo e implementación de la tecnología CCUS, la cual ya está siendo aplicada en más de 9 países (IEA, 2022). En el mundo,

tres países concentran el 55% de los proyectos, Estados Unidos (33%), Reino Unido (11%) y Canadá (11%).

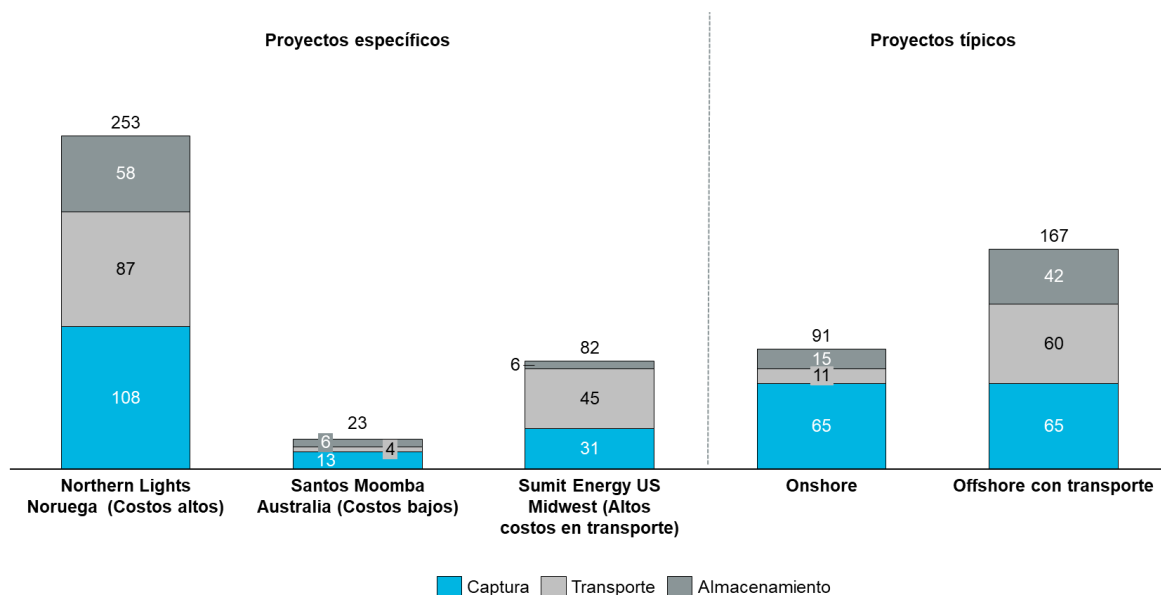
Al realizar una caracterización del mercado se identificó un mercado con un nivel de concentración moderado², con la presencia de numerosos agentes en todo el mundo. En este sentido se destaca la presencia de las siguientes empresas considerando el número de proyectos en los que está involucrado:

1. Air Liquide (55 proyectos)
2. Shell (26 proyectos)
3. Bp (25 proyectos)
4. Arcelor Mittal (24 proyectos)
5. Terega (14 proyectos)
6. Oxy (17 proyectos)

De la misma forma, al ser una tecnología en fases de desarrollo, a 2020 se identificaron alrededor de 497 patentes relevantes a CCUS, donde el 85% aún se encontraban en vigencia. Esto es evidencia de una tecnología joven que sigue en procesos de mejora e innovación.

Ilustración 9. Estimación de los costos para CCUS

(\$USD por tonelada, 2023)



Fuente: Wood Mackenzie Lens CCUS Valuations

En cuanto a la estimación de los costos para la implementación de CCUS, se identificó que este es determinado por distintas variables para cada etapa de la cadena de valor, por lo que se dificulta hacer una estimación general sobre estos. En la captura del CO₂, lo que más influye en los costos es el tipo de industria donde se va a tomar el CO₂, ya que el grado de pureza del CO₂ generado determina el costo de su captura, un ejemplo de esto se da en la industria de etanol, donde el CO₂ generado se emite con muy pocos diluyentes lo que facilita y hace más eficiente su captura. Del mismo modo, durante el transporte el costo está determinado por la distancia y el método de

² Se aplicó el Índice de Herfindahl-Hirschman (IHH), el cual mide el nivel de concentración en un mercado. Para este caso se calculó la participación de las empresas en el mercado tomando el número de proyectos en el que tiene participación sobre el total de proyectos. Los datos fueron tomados de la IEA (2022).

transporte, frente esto se identificó que el transporte por gasoductos es el de mejor relación costo – efectiva, seguida por el transporte en buque, el cual se vuelve competitivo frente al gasoducto para largas distancias (> 1.000 km) (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005). También es posible el transporte de CO₂ por camión y ferrocarril, sin embargo, dado el alto volumen de CO₂ que se transporta, es poco eficiente y solo se recomienda para cortas distancias. (CCS Institute , 2018).

Para el almacenamiento, el costo lo determina el lugar de secuestro, si está en tierra o en el lecho marino. Para cada etapa de la cadena de valor el costo del combustible es un determinante importante para estimar el precio.

La Ilustración 9. Estimación de los costos para CCUS muestra una proyección de costos por tonelada de CO₂ capturada para 3 proyectos. En primer lugar, se observa el proyecto de Northern Lights en Noruega donde cada etapa de la cadena de valor presenta costos comparativos elevados, con un costo de 253 dólares por tonelada de CO₂ secuestrada. Por otro lado, se presenta la planta de Santos Moomba en Australia con un costo estimado de 23 dólares por tonelada de CO₂ capturada. De igual manera, se presenta la planta Summit Energy US Midwest en Estados Unidos por 83 dólares por tonelada capturada. Esto nos permite apreciar lo heterogéneo que es la determinación de los costos y demuestra la necesidad de un análisis específico de cada planta para la estimación de las variables que determinan los costos.

3. Análisis de tecnologías

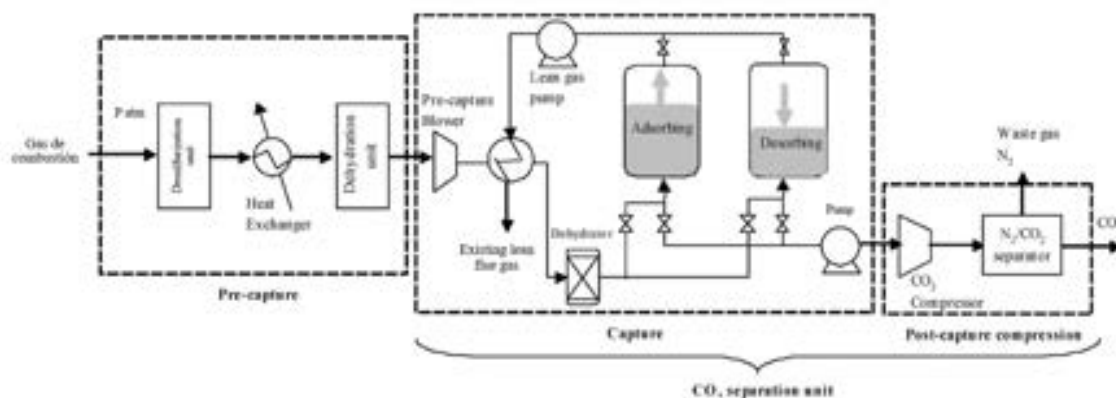
3.1. Estado del arte de las tecnologías de captura de CO₂

3.1.1. Adsorción por cambio de presión (PSA)

Esta tecnología se basa en la alta capacidad de ciertos sólidos de gran área superficial, como las zeolitas o el carbón activado, para adsorber el CO₂ presente en las corrientes de gas de combustión a altas presiones mediante un medio filtrante. Luego, este CO₂ se desadsorbe en condiciones de baja presión.

El proceso comienza con una etapa de desulfuración³ y secado del gas obtenido en el proceso de poscombustión, seguido por su paso a través de un lecho filtrante presurizado, operando a presiones de 6-10 barg y en la corriente de salida, se obtiene un gas pobre con bajas concentraciones de CO₂. Luego, el lecho es sometido a etapas de despresurización, regeneración y presurización con el fin de liberar el CO₂ capturado en su superficie y preparar el lecho para la siguiente fase de adsorción, posteriormente, el CO₂ separado de otros gases, como el nitrógeno, se encuentra listo para su aplicación en diversos procesos. Es importante destacar que este proceso se realiza en presencia de un gas de regeneración, que puede ser metano o un gas inerte como el nitrógeno. Finalmente, se repite la etapa de adsorción, lo que permite un flujo constante de gas de combustión a través del medio filtrante. (Minh T. Ho, 2008)

Ilustración 10. Esquema del proceso de Adsorción por cambio de presión



Fuente: Revista ACS Publications

Este proceso tiene un TRL de 9 (Ampliamente probada a escala industrial) y es una tecnología utilizada a nivel mundial, presenta ventajas y desventajas como:

³ El proceso de desulfuración del gas de poscombustión consta de la absorción y reacción del SO₂ usando un reactivo alcalino de base de calcio o sodio para producir un compuesto sólido, de manera que el SO₂ es absorbido dentro de una torre de limpieza o torre de aspersión, neutralizado y/o oxidado por el reactivo alcalino y convertido en un compuesto sólido (EPA, 2002b)

Ventajas:

- Alta calidad del gas producto.
- No involucra materiales o compuestos corrosivos.
- Permite tratar gases con bajo contenido de CO₂. A diferencia de otros procesos de adsorción como TSA, no requiere de altas temperaturas lo que aumenta la vida útil del adsorbente.

Desventajas:

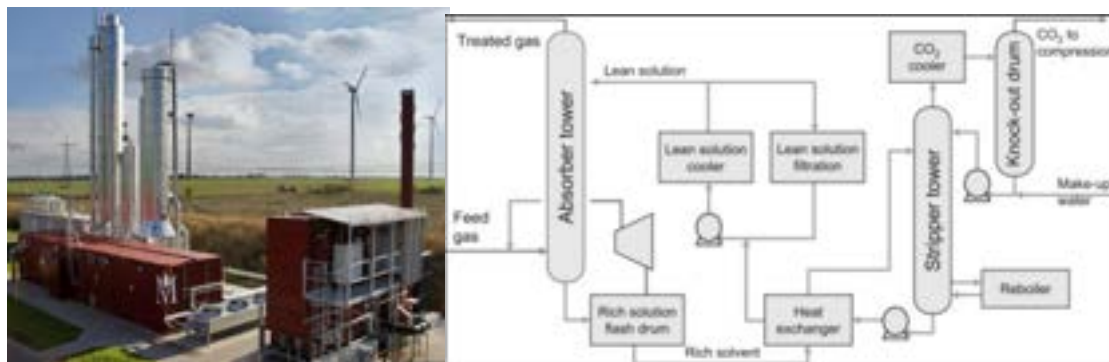
- Requiere pretratamiento del flue gas.
- Se requiere compresión a 6 bar lo que implica consumo de energía
- Requiere de mayor cantidad de equipos para un flujo alto de gas a procesar.

3.1.2. Absorción física

La tecnología de absorción física se basa en el principio de la solubilidad de los gases en un medio líquido como el factor clave para separar el dióxido de carbono (CO₂) del gas del proceso de precombustión y poscombustión. El proceso de absorción se lleva a cabo a presiones que suelen oscilar entre 6.5 y 8 barg, y ocurre al poner en contacto el gas de combustión con solventes en contracorriente como el rectisol o selexol dentro de una torre absorbidora. En este proceso, el agua, junto con el CO₂, son retirados por la parte inferior de la torre, mientras que el gas de combustión pobre en CO₂ sale por la parte superior.

A continuación, el CO₂ que se ha solubilizado en la solvente captura en una torre regeneradora. En este paso, se aplica calor o se modifica la presión para liberar el CO₂, lo que permite reintegrar el solvente al proceso de la torre absorbidora. Esto regenera el solvente, que está listo para un nuevo ciclo de captura de CO₂. En la Ilustración 7 se describe esta tecnología. (Agarwal, 2020)

Ilustración 11. Esquema del proceso de Absorción física



Fuente: Licenciante Air liquid

Esta tecnología presenta un TRL de 9 (ampliamente probada a escala industrial), es un proceso altamente aplicado en la industria para remoción de compuestos ácidos de gas y tiene las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas:

- Menos corrosiva que las aminas y los solventes orgánicos
- Menor consumo de energía que aminas.

Realizar estudios financieros, económicos, ambientales y legales para evaluar potencial e implicaciones de implementar proyectos de CCUS en Colombia. - CO-T1654-P006 – P2. Diagnóstico y Análisis Internacional

- Son muy efectivos para la remoción de CO₂.
- A mayor presión parcial de CO₂ se prefieren solventes físicos (Ley de Henry).

Desventajas:

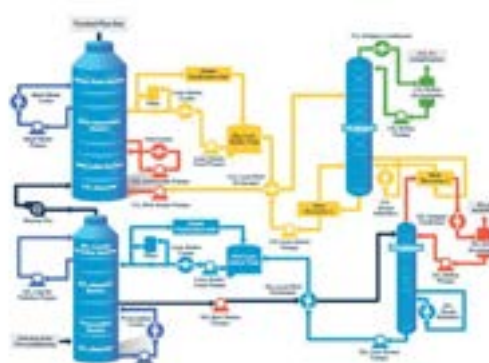
- Requiere alto consumo de energía.
- Mayor eficiencia a mayor presión de operación.

3.1.3. Absorción Química

Este proceso implica que el gas de los procesos de precombustión y poscombustión atraviesen un contactor de aminas, donde el gas fluye hacia arriba a través de una columna de absorción mientras que una solución de amina y agua desciende en contracorriente, entrando en contacto directo con el gas. La absorción química se realiza a baja presión, generalmente entre 1-2 barg, y se utilizan las aminas ya que cuentan con una fuerte afinidad química con el CO₂ lo que les permite reaccionar y capturar estos compuestos del gas.

Posteriormente, el gas tratado es liberado por la parte superior de la torre pasando previamente por una etapa de lavado con agua para eliminar posibles gotas o vapor del absorbente que pueda arrastrar consigo. Por otro lado, en la parte inferior de la torre, sale la solución de amina rica en CO₂, la cual se dirige a una torre de regeneración. En esta torre, se incrementa la temperatura o se ajusta la presión con el propósito de liberar el CO₂ previamente capturado por las aminas. Este proceso de regeneración permite recuperar el CO₂ y restaurar el solvente químico a su estado original para su reutilización en ciclos subsiguientes. Finalmente, el CO₂ se separa desde la parte superior de la torre, listo para ser utilizado de manera segura. El esquema del proceso se presenta a continuación.

Ilustración 12. Esquema del proceso de Absorción química



Fuente: Revista ACS Publications

Esta tecnología tiene un TRL: 8-9 (dependiendo del licenciante que se seleccione) y ha sido utilizada por más de 70 años en remoción de gases ácidos del gas natural. Presenta las siguientes ventajas y desventajas.

Ventajas:

- Se obtiene un gas con alta pureza.
- Se dispone de plantas similares en refinerías
- A menor presión parcial de CO₂ los solventes químicos tienen mayor capacidad de absorción.

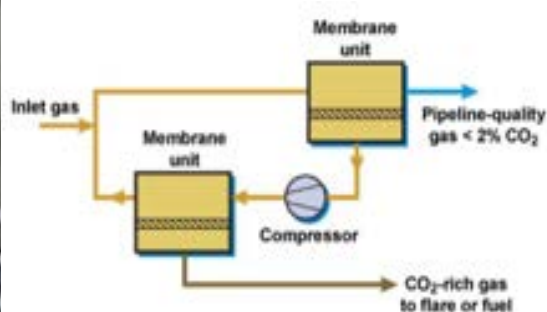
Desventajas:

- Requiere alto consumo de energía.
- La solución es corrosiva y requiere metalurgia resistente.
- Dificultades en manejo de solvente.
- Se puede generar precipitación de sales, espumas y envenenamiento de amina.

3.1.4. Separación con membranas

La separación mediante membranas se asemeja a un proceso de filtración, en el que las membranas permiten el paso selectivo de las moléculas de CO₂ que vienen de los procesos de precombustión y poscombustión mientras retienen a las no deseadas, logrando así su separación de la mezcla de gases. Este proceso puede realizarse en una, o más etapas, logrando una concentración cada vez mayor a medida que se aumenta el número de etapas. De manera similar, el gas residual que es retenido pasa a la siguiente membrana con el fin de incrementar la concentración de CO₂ en la corriente de salida y minimizar las pérdidas de gas residual. Finalmente, el CO₂ es retirado y queda disponible para su tratamiento posterior. En la siguiente ilustración se presenta un esquema general para una separación de membranas con 3 etapas.

Ilustración 13. Esquema del proceso de separación por membranas



Fuente: Licenciante Linde

Esta tecnología tiene un TRL: 6-7 (En demostraciones a escala industrial) y presenta las siguientes ventajas y desventajas.

Ventajas:

- Facilidad de crecimiento modular.
- Bajo requerimiento de área para su instalación.
- Flexibilidad operacional.
- No hay uso de químicos peligrosos.

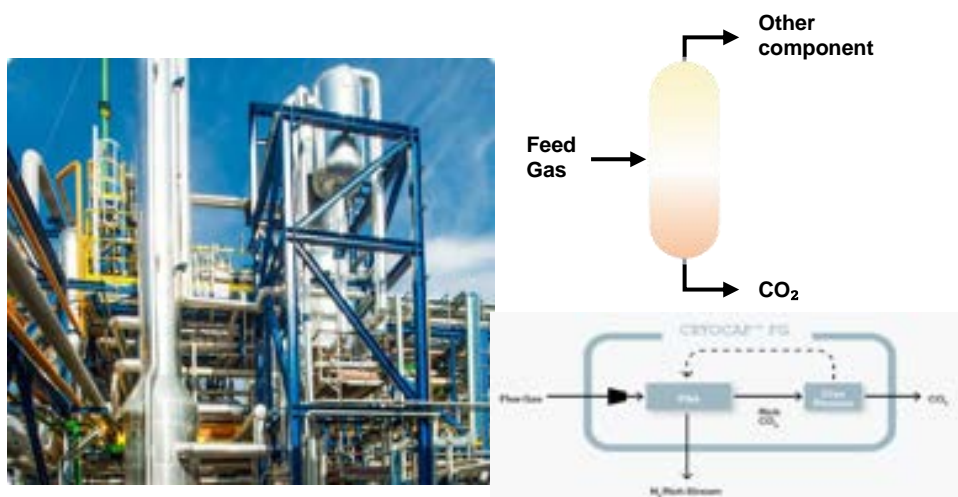
Desventajas:

- Requiere pretratamiento del gas si este contiene otros compuestos ácidos.
- Consumos energético alto, debido a requerimientos de presión y membranas en serie.
- Requiere alta atención operacional

3.1.5. Separación criogénica

El proceso de separación criogénica se basa en las diferentes temperaturas en que los componentes del gas combustible pasan de estado gaseoso a líquido, en este proceso se reduce gradualmente la temperatura a fin de ir separando por condensación de los compuestos que desean retirarse. Esta tecnología permite retirar agua, y finalmente el CO₂, reduciendo gradualmente la temperatura y aumentado la presión. Por lo anterior, esta es una de las tecnologías que tienen un mayor costo energético. El esquema que incluye todo el proceso de separación criogénica se observa a continuación en la siguiente ilustración

Ilustración 14. Esquema del proceso de separación criogénica



Fuente: Revista ACS Publications

Esta tecnología tiene un TRL de 9 (corrientes con alto contenido de CO₂, purificación y transporte) y presenta las siguientes ventajas y desventajas.

Ventajas:

- Alta calidad del gas.
- Se obtiene CO₂ puro líquido (99.5%).
- No se requiere del uso de solventes.

Desventajas:

- Requiere alto consumo de energía.
- Costos operativos altos.
- Se requiere de un sistema de refrigeración eficiente para bajas temperaturas.

A continuación, en la siguiente ilustración se realiza la comparación de las tecnologías empleadas para la captura de CO₂, en cuanto a las condiciones requeridas para su operación, las concentraciones mínimas de CO₂ a la entrada y la pureza de la corriente de salida, adicionalmente se presentan los rangos de consumo energético para cada una de ellas, los cuales dependen de la concentración y el tipo de fuente.

Ilustración 15. Descripción de condiciones operacionales de las tecnologías de captura

Tecnologías	Condiciones requeridas		%CO2		Consumo	Ventajas	Desventajas
	Presión	Temperatura (°C)	IN	OUT	Energía		
Absorción química (Aminas)	1 bar	40-60 (Absorbedor) 120-140 (Stripper)	>5%	90-99%	4-6 GJ/tCO2	<ul style="list-style-type: none"> Se obtiene un gas con alta pureza. Se dispone de plantas similares en refinerías A menor presión parcial de CO₂ los solventes químicos tienen mayor capacidad de absorción. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere alto consumo de energía. La solución es corrosiva y requiere metalurgia resistente. Dificultades en manejo de solvente. Se puede generar precipitación de sales, espumas y envenenamiento de amina
Criogénico (Desublimación)	ATM	-75 -135 a -100	>5%	> 99%	6-10 GJ/tCO2	<ul style="list-style-type: none"> Alta calidad del gas. Se obtiene CO₂ puro líquido (99.5%). No se requiere del uso de solventes. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere alto consumo de energía. Costos operativos altos. Se requiere de un sistema de refrigeración eficiente para bajas temperaturas.
Absorción física (Selexol, retisol...)	5 - 10 bar (Pressurized water scrubbing PWS)	0-5 (Organic solvents) 25 - 40	Rectisol: 10 a 100 ppm Selexol: 300 ppm	99%	0.396 GJ/t CO2	<ul style="list-style-type: none"> Menos corrosiva que las aminas y los solventes orgánicos Menor consumo de energía que aminas. Son muy efectivos para la remoción de CO₂. A mayor presión parcial de CO₂ se prefieren solventes físicos (Ley de Henry). 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere alto consumo de energía. Mayor eficiencia a mayor presión de operación
Membranas	1 - 20 (depende de flujo requerido)	20-80	>= 10% (>=20% competitive)	>95%	0.5-6 GJ/tCO2	<ul style="list-style-type: none"> Facilidad de crecimiento modular. Bajo requerimiento de área para su instalación. Flexibilidad operacional. No hay uso de químicos peligrosos. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere pretratamiento del gas si este contiene otros compuestos ácidos. Consumos energético alto, debido a requerimientos de presión y membranas en serie. Requiere alta atención operacional
Adsorción (PSA)	1 bar (0.1 regen pressure)	40-70	>15%	>95%	0.3 GJ/tCO2 1.17 GJ/tCO2 (ref 5)	<ul style="list-style-type: none"> Alta calidad del gas producto. No involucra materiales o compuestos corrosivos. Permite tratar gases con bajo contenido de CO₂. A diferencia de otros procesos de adsorción como TSA, no requiere de altas temperaturas lo que aumenta la vida útil del adsorbente. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere pretratamiento del flue gas. Se requiere compresión a 6 bar lo que implica consumo de energía Requiere de mayor cantidad de equipos para un flujo alto de gas a procesar.
Direct Air Capture (DAC)	ATM	ATM (>100 para regeneración. Entre 80 y 100 para regeneración de adsorbente solido)	420 ppm	99%	8.7-9.1 GJ/t CO2	<ul style="list-style-type: none"> Modular Remoción de CO₂ de la atmósfera. El equipo puede estar localizado cerca al sitio de almacenamiento, disminuyendo costos de transporte. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere alto consumo de energía. Se debe garantizar que la fuente de suministro de energía sea de bajas emisiones (energías renovables). El reemplazo del medio adsorbente se realiza de forma manual.

Fuente: Elaboración IDOM

3.2. Estado del arte de las tecnologías de purificación y licuefacción de CO₂

3.2.1. Purificación

El dióxido de carbono capturado en las fuentes de emisión irá acompañado de otros gases e impurezas que dependerán tanto del combustible empleado como de los procesos de combustión y de captura utilizados (pre-combustión, pos-combustión u oxicomustión). La composición de esta corriente de gases tendrá que cumplir los requisitos, no sólo de la infraestructura de transporte, sino también del almacenamiento. Por lo tanto, la determinación de la calidad del CO₂ para su transporte es una cuestión que involucrará tanto a la etapa previa de captura del CO₂ como a las posteriores de transporte y almacenamiento. (Cillero Florén, 2013)

En la siguiente tabla se presenta un ejemplo de las distintas composiciones típicas del CO₂ de origen antropogénico en función de las diferentes tecnologías de captura:

Tabla 1. Composiciones típicas del CO₂ de origen antropogénico en función de las diferentes tecnologías de captura

COMPONENTES	POSTCOMBUSTIÓN	PRE-COMBUSTIÓN	OXICOMBUSTIÓN
Nitrógeno (N ₂)	0.18% vol	0.2% vol	2.0% vol
Oxígeno (O ₂)	100 ppmv	Trazas	1.2% vol
Argón (Ar)	20 ppmv	1.0% vol	0.8% vol
Monóxido de Carbono (N ₂)	10 ppmv	0.13% vol	trazas
Hidrógeno (N ₂)	Trazas	1% vol	trazas
Metano (CH ₄)	100 ppmv	200 ppmv	-
Suma de no condensables (Ar, CH ₄ , H ₂ , N ₂ , O ₂)	0.2% vol	1.2% vol	4% vol
Óxidos de nitrógeno	5 ppmv	11 ppmv	721 ppmv
Óxidos de azufre	0.84 ppmv		1.3% vol
COS		1.7 ppm	
H ₂ S		100 ppmv	
Cl	0.85 ppmv	17.5 ppmv	0.14% vol
Mercurio	0.000069 ppm	0.000068	0.0035 ppm
Arsénico	0.055 ppm	0.0033 ppm	0.0085 ppm
Selenio	0.017 ppm	0.01 ppm	0.026 ppm
Cenizas	11.5 ppm	1.2 ppm	75 ppm

Fuente: Plataforma tecnológica española de CO₂

A nivel europeo no existe en la actualidad una especificación uniforme de calidad exigida al CO₂ para su transporte. No obstante, algunos de los requisitos que probablemente tendrá que cumplir la corriente de gases transportada son los siguientes:

1. Bajo contenido en agua para evitar problemas de formación de hidratos: CO₂, H₂S y CH₄ pueden formar hidratos en presencia de agua.
2. Bajo contenido también de agua para evitar la corrosión: el CO₂ y otros componentes ácidos como SO₂ o H₂S junto con agua líquida forman ácidos.
3. Limitación en cantidad de partículas y componentes que se acumulen en las tuberías.
4. Límites de concentración para componentes tóxicos en caso de fuga, como por ejemplo H₂S, COS, CO, SO₂, NO_x, mercaptanos, Hg, entre otros. (Cillero Florén, 2013)

Como se puede apreciar la presencia de agua libre se considera una de las principales impurezas en el transporte de gas a través de tuberías. La corrosión y la formación de hidratos en el equipo de la planta de procesamiento son problemas comunes asociados con la presencia de agua libre por lo que se busca la eliminación o mitigación de este componente en el gas.

Los métodos más comúnmente utilizados para la deshidratación son la absorción y la adsorción.

Absorción: La deshidratación por absorción se logra al poner en contacto el gas saturado con desecantes/absorbentes líquidos que tienen una alta afinidad química por el agua. Este método se lleva a cabo en dos etapas diferentes: la deshidratación del gas y la regeneración del glicol como uno de los absorbentes más utilizados para la deshidratación del gas natural. En primer lugar, el gas se deshidrata en contacto con el absorbente en una columna de absorción (contactor) y, posteriormente, el absorbente usado se regenera en la columna de destilación (regenerador). El absorbente se bombea de nuevo, se recicla y se reutiliza para el proceso de deshidratación posterior.

Ventajas:

- Alta eficiencia en la remoción de agua.
- El absorbente se regenera de manera sencilla.
- Las pérdidas por vaporización son bajas en comparación con otros métodos

Desventajas:

- Requiere alto consumo de energía para la regeneración del absorbente

Adsorción: En el proceso de adsorción, se utilizan desecantes sólidos como adsorbentes para eliminar el agua del gas. En general, las moléculas de agua son retenidas por los desecantes cuando entran en contacto y son eliminadas del gas. Este método se puede clasificar en dos categorías: física y química. En la adsorción física, la deshidratación se produce debido a la atracción del líquido adsorbido (agua) hacia los desecantes sólidos debido a las fuerzas de Van der Waals. En la adsorción química, la deshidratación se produce mediante la unión química del líquido adsorbido (agua) con los desecantes sólidos.

Los adsorbentes deben tener las siguientes características:

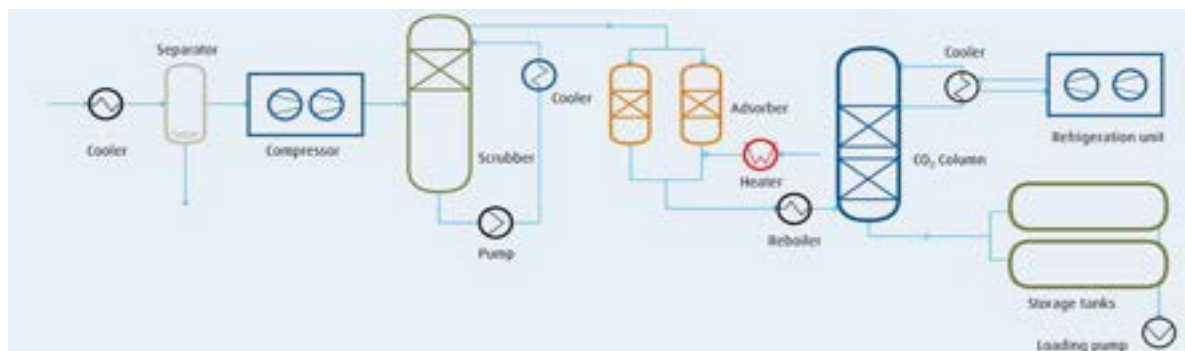
- Alta eficiencia de adsorción.
- Regeneración fácil y económica.
- Alta velocidad de adsorción.
- Gran superficie efectiva por peso.
- Resistencia a la trituración y formación de polvo.

Algunos de los adsorbentes comerciales utilizados son alúmina activada, gel de sílice, gel de alúmina y tamices moleculares. El proceso de adsorción se favorece a bajas y altas temperaturas. (Okoli, Comparison of CO₂ dehydration processes, 2017)

Desventajas:

- Una variable dependiente es la naturaleza del adsorbente
- Se requiere un equilibrio entre la temperatura del sistema y la concentración del adsorbato
- Se requiere de alta área superficial (Okoli, Comparison of CO₂ dehydration processes, 2017)

Ilustración 16. Esquema del proceso de purificación y adecuación del CO₂



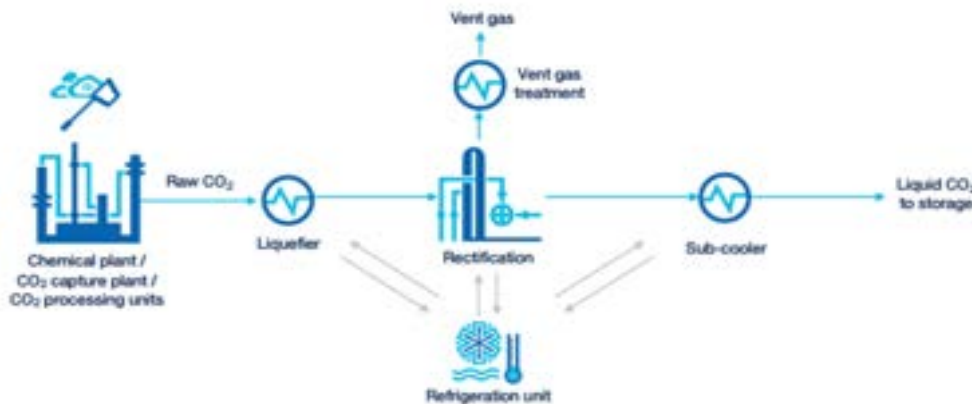
Fuente: Licenciate Linder

3.2.2. Licuefacción

La licuefacción del CO₂ es un paso intermedio para su almacenamiento o transporte en barco. Se sugieren dos procesos. El método tradicional se basa en la refrigeración externa, mientras que el otro es un proceso de refrigeración integrado. En el proceso de refrigeración externa, se seleccionó la refrigeración tradicional basada en amoníaco. En el proceso de refrigeración interna, la licuefacción se logra mediante la compresión, enfriamiento y expansión del CO₂. (Okoli, Comparison of CO₂ dehydration processes, 2017)

En un proceso de licuefacción con refrigerante externo, el CO₂ se comprime directamente a la presión de transporte o almacenamiento intermedio. Luego, se licua utilizando un ciclo de refrigeración externo. El amoníaco o hidrocarburos ligeros pueden utilizarse como refrigerantes. Se ha afirmado que el uso de amoníaco es óptimo debido a un menor consumo de energía. El CO₂ puede utilizarse como refrigerante en un proceso de refrigeración externo y como parte de la operación de licuefacción en un proceso abierto. Existen muchos estudios disponibles sobre la compresión de CO₂, pero pocos estudios sobre la licuefacción de CO₂. (Lars Erick Oi, 2016)

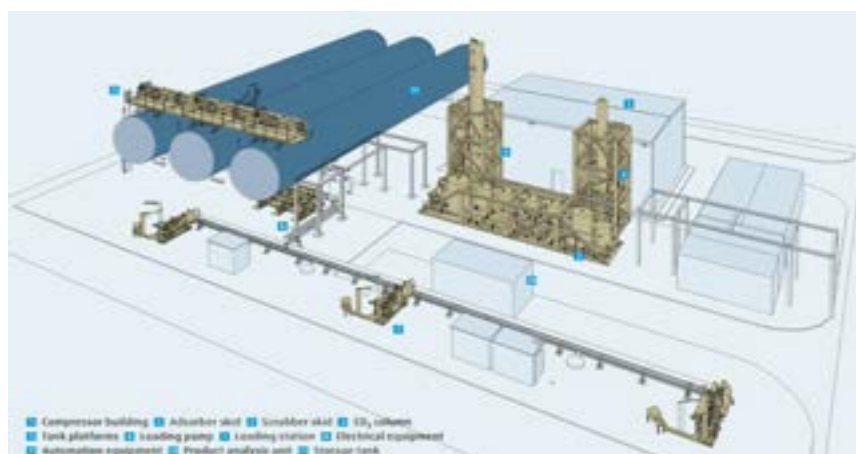
Ilustración 17. Esquema del proceso de licuefacción



Fuente: Licenciante Linder

El segundo método de licuefacción utiliza la compresión seguida de enfriamiento y expansión, el CO₂ se comprime a una presión superior a la necesaria (0.65 bar – 200 bar) para el transporte o el almacenamiento intermedio. La compresión se puede realizar con varias etapas de compresores, y después de cada etapa de compresión, el CO₂ se enfría con aire ambiente o agua. Una vez que el CO₂ se ha licuado, se expande para cumplir con las especificaciones del producto. El proceso que utiliza ciclos de refrigeración externos no es óptimo para procesar grandes cantidades de CO₂. Sus principales desventajas son el mayor costo de los refrigerantes externos y la aplicación de múltiples intercambiadores de calor. Se han realizado evaluaciones económicas de procesos de licuefacción de CO₂ para el transporte en barco después de la captura de carbono. Evaluaron cuatro procesos, un proceso de licuefacción cerrado basado en amoníaco y tres procesos abiertos llamados Linde Hampson, Linde Dual-pressure y Linde Hampson preenfriado. El proceso cerrado mostró el costo del ciclo de vida más bajo, mientras que el proceso Linde Hampson preenfriado tenía solo un costo del ciclo de vida ligeramente superior. Para el proceso de refrigeración externa, se evaluaron varios refrigerantes, y se encontró que el amoníaco era el más eficiente desde el punto de vista energético. (Okoli, Comparison of CO₂ dehydration processes, 2017)

Ilustración 18. Esquema típico de una planta de purificación y licuefacción del CO₂



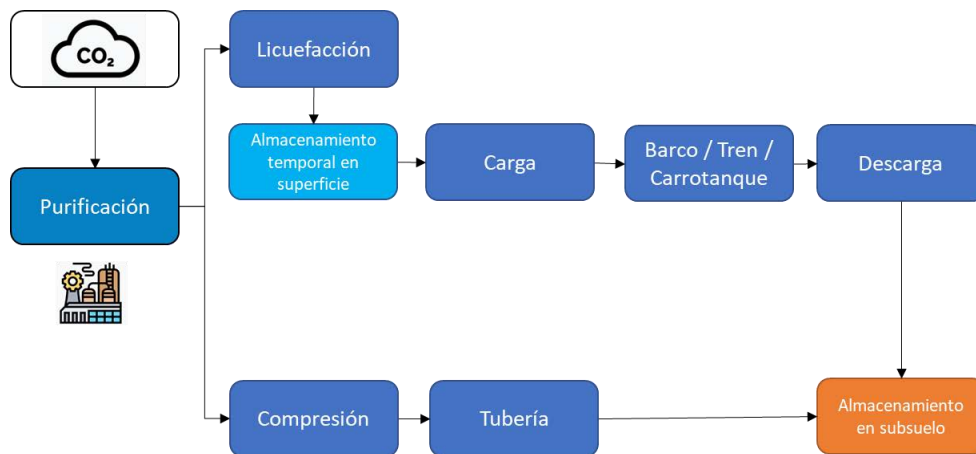
Fuente: Licenciante Linde

3.3. Estado del arte de transporte de CO₂

El transporte de CO₂ es una parte esencial de la cadena de captura y almacenamiento de carbono (CAC). Hay dos formas de transportar grandes cantidades de CO₂:

- Compresión del CO₂ a la fase densa (> 74 bares) para el transporte por tubería, su mayor ventaja es el menor consumo energético para transportar CO₂ y es más económico que el transporte en fase gaseosa, sin embargo, en la actualidad se presentan diversos retos en cuanto al material, la resistencia de la tubería y la longitud de ésta debido a las caídas de presión durante el recorrido por lo que es un desafío el asegurar que el fluido se mantenga en estado denso
- Refrigeración del CO₂ a la fase líquida para su transporte en barco, camión u otros vehículos, cuya mayor ventaja radica en la reducción del volumen ocupado por el CO₂ y esto facilita su transporte almacenado. (DR DAVID KEARNS Senior Consultant, 2021)

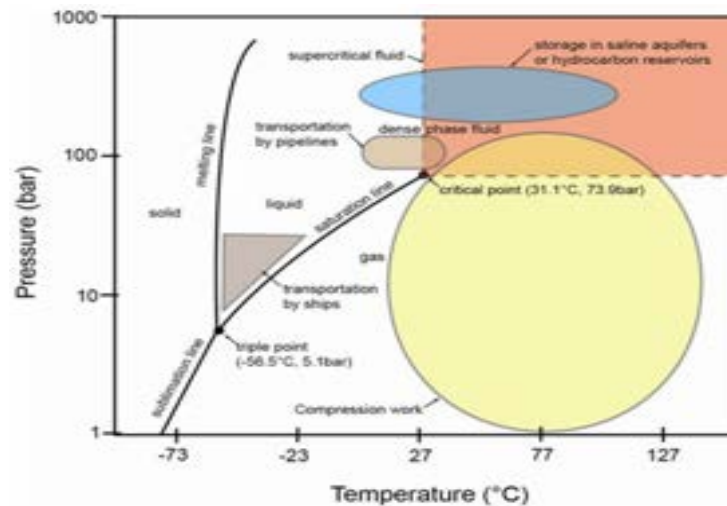
Ilustración 19. Esquema de las 2 maneras de transportar el CO₂



Fuente: IDOM en base al documento “Transporte de CO₂: Estado del arte, alternativas y retos

Hoy en día, el CO₂ se comprime y transporta principalmente a través de tuberías y barcos. También se transporta CO₂ en camiones y trenes. Fundamentalmente, el transporte de gases y líquidos a través de cualquiera de estos métodos está maduro (es decir, TRL 9). Sin embargo, el transporte de CO₂ a la escala muy grande asociada con Captura de carbono y almacenamiento (CCS siglas en inglés) aún no se ha logrado utilizando barcos o trenes. De todos los modos de transporte de CO₂, solo las tuberías están transportando CO₂ a una escala significativa. Más de 8,000 kilómetros (5,000 millas) de tuberías se extienden por Estados Unidos. Estados Unidos comprende el 85% de todas las tuberías de CO₂, con una mezcla de CO₂ antropogénico y natural que se desplaza aproximadamente a 70 millones de toneladas al año (Consejo Nacional del Petróleo 2019). Estas tuberías se han operado con un excelente historial de seguridad desde que se puso en funcionamiento la primera tubería de CO₂ para una instalación de CAC a gran escala a principios de la década de 1970. (DR DAVID KEARNS Senior Consultant, 2021)

Ilustración 20. Esquema del estado físico en el cual se puede tener el CO₂



Fuente: Technology readiness and costs of CCS

La deshidratación del CO₂ capturado se realiza típicamente junto con la compresión o refrigeración. Los costos indicativos de los modos de transporte por tubería y barco varían significativamente según la escala y la distancia de transporte.

El transporte de CO₂ se ha practicado durante más de 30 años, pero el tamaño de la industria es pequeño, con solo aproximadamente 3 millones de toneladas por año de CO₂ transportadas por barco en total. La experiencia de transporte hasta la fecha está completamente relacionada con el sector de alimentos y bebidas. Hoy en día, el CO₂ se transporta en barcos de pequeña escala de 800 a 1,800 m³ desde los sitios de producción a terminales de distribución y se distribuye a través de tren o camión a los usuarios finales. El tamaño de carga máximo en términos de valor técnico-económico sería de 10,000 toneladas de CO₂. Aunque la experiencia en el transporte de CO₂ es relativamente limitada, la industria del gas tiene más de 80 años de experiencia comercial en el transporte de varios gases a presión. El transporte de CO₂ por barco y la infraestructura portuaria requerida son muy similares a las del Gas Natural Licuado (GNL) y el Gas Licuado del Petróleo (GLP). Por lo tanto, es razonable asumir que la ampliación técnica del transporte de CO₂ a la escala requerida es factible sin importantes desafíos técnicos. (DR DAVID KEARNS Senior Consultant, 2021)

En base a lo anterior el transporte por tubería a gran escala de CO₂ es una actividad incipiente que tiene que desarrollarse a partir de la tecnología existente para el transporte del gas natural y de los combustibles derivados del petróleo. Si bien es evidente que los principios físicos son los mismos, hay diferencias notables debido a las distintas propiedades físicas, químicas y termodinámicas del CO₂ de origen natural y, más aún, si se trata de CO₂ de origen antropogénico. La reutilización de los gasoductos de gas natural es una opción viable para reducir las emisiones de CO₂ e implementar el almacenamiento geológico de carbono (CCS, por sus siglas en inglés), pero requeriría una planificación y ejecución cuidadosas para garantizar que el proceso se realice de manera segura y eficiente. Aquí están los aspectos claves involucrados:

- **Inspección y Evaluación de la Tubería:** Evaluar el estado de la infraestructura existente de la tubería de gas natural. Identificar reparaciones, mejoras o modificaciones necesarias para garantizar la integridad de la tubería para el transporte de CO₂.

- **Evaluación de Compatibilidad:** Evaluar la compatibilidad de los materiales de la tubería con el CO₂. Algunos materiales pueden ser adecuados para el gas natural pero no para el CO₂. Los materiales de la tubería deben ser resistentes a la corrosión y otras interacciones químicas con el CO₂.
- **Cumplimiento Regulatorio:** Comprender y cumplir con las regulaciones locales, nacionales e internacionales que rigen el transporte de CO₂. Esto puede incluir permisos, estándares de seguridad y regulaciones ambientales.
- **Consideraciones de Presión:** Evaluar los requisitos de presión para el transporte de CO₂ y asegurarse de que la tubería existente pueda manejar de manera segura las presiones asociadas con el transporte de CO₂.
- **Proceso de Conversión:** Planificar el proceso de conversión, que puede implicar purgar la tubería de gas natural, limpiarla y prepararla para el transporte de CO₂. Instalar cualquier equipo o modificaciones necesarias para adaptar la tubería al CO₂.
- **Medidas de Seguridad:** Implementar medidas de seguridad específicas para el CO₂, considerando sus propiedades únicas. Esto puede incluir sistemas de detección de fugas, planes de respuesta a emergencias y capacitación en seguridad.
- **Sistemas de Monitoreo y Control:** Instalar sistemas de monitoreo y control para garantizar el transporte seguro y eficiente de CO₂. Esto incluye monitoreo de presión, control de temperatura y sistemas de cierre de emergencia.
- **Puntos de Inyección y Extracción:** Identificar lugares para inyectar CO₂ en la tubería y extraerlo en el destino. Estos puntos deben estar estratégicamente ubicados y diseñados para un funcionamiento eficiente.
- **Pruebas y Puesta en Marcha:** Realizar pruebas exhaustivas y puesta en marcha para asegurar que la tubería convertida funcione según lo previsto. Esto puede implicar pruebas de presión, pruebas de detección de fugas y verificaciones funcionales.
- **Conciencia Pública:** Comunicarse con las comunidades locales y las partes interesadas para crear conciencia sobre la conversión de la tubería, abordando cualquier inquietud y garantizando la transparencia.
- **Impacto Ambiental:** Evaluar y mitigar los posibles impactos ambientales asociados con la conversión de la tubería, considerando factores como el uso del suelo, la vida silvestre y los ecosistemas.
- **Viabilidad Económica:** Evaluar la viabilidad económica de la conversión, considerando los costos asociados con la modificación, operación y mantenimiento frente a los beneficios del transporte de CO₂.
- **Mantenimiento a Largo Plazo:** Establecer un plan de mantenimiento a largo plazo para la tubería de CO₂, que incluya inspecciones regulares, mantenimiento preventivo y abordar cualquier problema de manera oportuna. (Conversion of existing natural gas pipelines to transport CO₂, s.f.)

Ilustración 21. Esquema de las formas de transportar el CO₂

	TREN / TARROTANQUE	BARCO	TUBERÍA
CONDICIONES DE OPERACIÓN	T: -50.15 °C a -20.15 °C P: 0.65 MPa a 2.6 MPa Baja T y P	T: -52.15 °C a 9.85 °C P: 0.65 MPa a 4.5 MPa Baja T y P, en proceso de Desarrollo usando Baja P	T: 9.85 °C a 33.85 °C P: 4.8 MPa a 20 MPa Alta P, T ambiente
FASE	Fase Líquida	Fase Líquida	Fase densa
VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> Presiones y temperaturas bajas Más ventajoso en distancias medias y largas 	<ul style="list-style-type: none"> Bajo Capex Actualmente se aplica en industria de comida y bebidas para pequeñas cantidades y diferentes condiciones 	<ul style="list-style-type: none"> Bajo Capex Tecnología madura para EOR
DESVENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> No existen sistemas a gran escala Se necesita infraestructura de carga/descarga y almacenamiento Sólo viable con la línea ferroviaria existente 	<ul style="list-style-type: none"> No existen sistemas a gran escala Se necesita infraestructura de carga/descarga y almacenamiento Alto Opex 	<ul style="list-style-type: none"> Alto Opex

Fuente: Elaboración IDOM

3.4. Estado del arte de almacenamiento de CO₂

El almacenamiento geológico de CO₂ es el paso final en la cadena de valor de la CAC. El almacenamiento aísla permanentemente el CO₂ de la atmósfera. En este se requiere que el CO₂ se comprima a presiones muy altas que lleven al CO₂ a su presión crítica (por encima de 74 bares como mínimo absoluto, la presión crítica del CO₂ y típicamente 100 bares o más para proporcionar un margen de seguridad adecuado y tener en cuenta la caída de presión en los oleoductos) o a su estado supercrítico con el fin de alcanzar una mayor profundidad

Hasta los 500-600 m, de profundidad, el CO₂ almacenado se encuentra en forma de gas, con una densidad demasiado baja como para admitir volúmenes de almacenamiento económicamente significativos. Entre los 600 y los 1.000 m de profundidad, se da un brusco incremento de la densidad debido a que, a esas profundidades, la temperatura promedio y la presión hidrostática están próximas al punto crítico del CO₂. Con un gradiente geotérmico medio de 25°C'.km⁻¹ y un gradiente de presión hidrostática media de 10Mpa km la temperatura y la presión a profundidades de 800-850 m son tales que el CO₂ se encontrará en estado supercrítico, con una densidad próxima a los 750 kg y una viscosidad de 0.05 a 0.065 cP.

El flujo de CO₂ en el almacenamiento durante y después de la inyección depende de la combinación de las fuerzas gravitatorias y viscosas. La fase de inyección tiende a estar dominada por los gradientes de presión, mientras que la de migración lo está por la imbibición. Cuando la

inyección cesa, el movimiento posterior tiende a estar dominado por fuerzas gravitatorias y capilares.

Una vez inyectado el CO₂ en una formación permeable profunda, son varios los procesos que controlan su migración:

- a) El desplazamiento del fluido de la formación por la presión del CO₂ inyectado:
 - Migración por el flujo creado como consecuencia de los gradientes de Presión generados por la inyección
 - flujo en respuesta a los gradientes hidráulicos naturales;
 - flotabilidad causada por las diferencias de densidad entre el CO₂ y los fluidos de la formación
- b) La disolución de CO₂ en el fluido de la formación:
 - Difusión y dispersión originada por las heterogeneidades de la formación y el contraste de movilidad entre los fluidos
 - disolución en el fluido de la formación
 - atrapamiento en los poros (permeabilidad relativa)
- c) La reactividad de los minerales y de los fluidos de poro de la roca-almacén.
 - mineralization
 - absorción sobre material orgánico

El CO₂ inyectado tiene una muy limitada capacidad de desplazar al fluido de la formación. La velocidad del flujo del CO₂ depende del número y de las propiedades de los fluidos o fases fluidas que se encuentran en la formación y variará según se inyecte en una formación que contenga gas, petróleo o agua más o menos salina, en función de la mayor o menor miscibilidad del CO₂ con estos fluidos. La coexistencia de varias fases puede disminuir la permeabilidad y ralentizar la velocidad de migración.

Si el CO₂ se inyecta en un yacimiento de gas, se forma una única fase miscible a partir del CO₂ inyectado y del gas natural preexistente, pero si se inyecta en una formación salina profunda como fase líquida o como fase supercrítica, entonces el CO₂ es inmisible en agua. En el caso de la inyección en un yacimiento o formación petrolífera, el CO₂ puede ser miscible o inmisible, dependiendo de la composición del hidrocarburo y de las presiones y temperatura del sistema de almacenamiento.

El CO₂ supercrítico, debido a su mucha menor viscosidad frente al petróleo y al agua (entre 0.05 y 0.1 veces la del agua) se mueve a través de los poros de la roca mucho más rápidamente que el fluido de la formación, por contraste de movilidades entre el CO₂ y estos fluidos, produciendo así una “digitación viscosa” en la que el fluido de menor viscosidad penetra al de mayor viscosidad, más que desplazarlo uniformemente, en función de la heterogeneidad y anisotropía de la permeabilidad de la formación. Este fenómeno será mucho menor en el caso de una formación saturada en gas natural, dada la mayor viscosidad del CO₂ frente al mismo.

De acuerdo con lo anterior la efectividad del almacenamiento geológico de CO₂ depende de la combinación de una serie de mecanismos de atrapamiento, tanto físicos como geoquímicos. Los almacenamientos más efectivos serán aquellos en los que el CO₂ sea inmovilizado bajo una formación de sello potente y de baja permeabilidad, bien convertido en mineral o bien adsorbido en las superficies de los microporos del carbón, o por una combinación de todos ellos. (C. Ruiz, 2006)

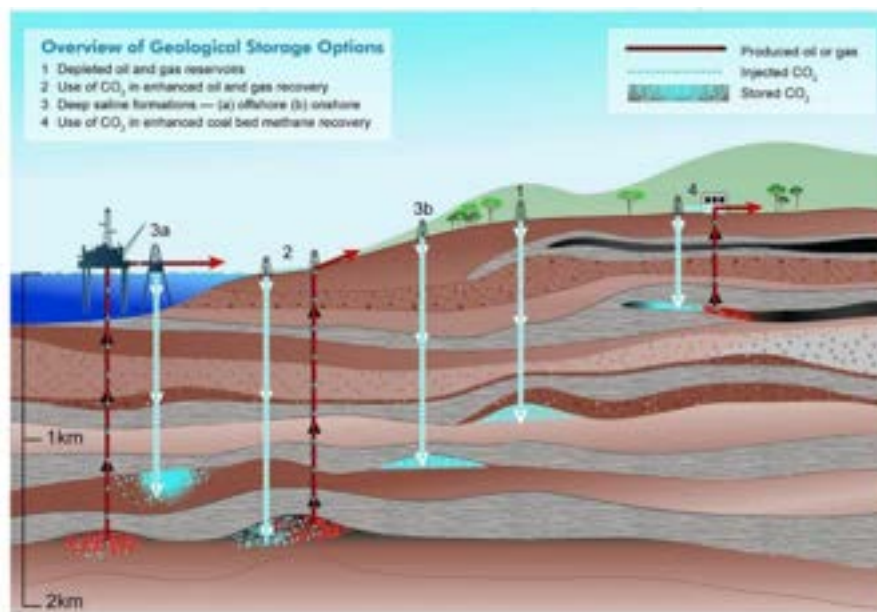
Esta retención puede tener lugar por uno o varios mecanismos

- a) como gas o como líquido supercrítico (por encima de los 31.1°C y los 73.8 bares) en formaciones rocosas de baja permeabilidad: atrapamiento estructural o estratigráfico
- b) como fase miscible o inmisible en agua: atrapamiento residual, atrapamiento por solubilidad e hidrodinámico
- c) por precipitación de fases minerales: secuestro mineral
- d) por adsorción superficial en capas de carbón

En base a la búsqueda de retención de este CO₂ se tienen diversas formas de almacenamiento geológico, que son: almacenamiento a través de la recuperación mejorada de petróleo con CO₂ (CO₂-EOR), almacenamiento en formaciones salinas, formaciones basálticas, capas de carbón no explotables con posibilidades de recuperación de metano (ECBM), Formaciones de pizarras bituminosas con altos contenidos en materia orgánica y almacenamiento en campos petrolíferos y de gas agotados (T.N.Singh, 2016).

En la Ilustración 22 se observan algunos de los métodos empleados para el almacenamiento del dióxido de carbono.

Ilustración 22. Métodos para el almacenamiento de CO₂ en formaciones



Fuente: The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)

3.4.1. Almacenamiento a través de CO₂-EOR

El CO₂-EOR ha estado en funcionamiento durante casi 50 años (TRL 9). Actualmente, existen más de 40 operaciones de CO₂-EOR, la gran mayoría en los Estados Unidos. El objetivo principal del CO₂-EOR es maximizar la recuperación de petróleo, no almacenar CO₂. Sin embargo, el desplazamiento del petróleo mediante la inyección de CO₂ se basa en el comportamiento de fase de las mezclas de CO₂ y petróleo crudo, que dependen fuertemente de la temperatura del yacimiento, la presión y la composición del petróleo crudo. Estos mecanismos van desde la hinchazón del petróleo y la reducción de la viscosidad para la inyección de fluidos inmiscibles hasta el desplazamiento completamente miscible en aplicaciones de alta presión. En estas aplicaciones,

más del 50% y hasta el 67% del CO₂ inyectado regresa con el petróleo producido y generalmente se separa y vuelve a inyectar en el yacimiento para minimizar los costos operativos. El resto queda atrapado en el yacimiento de petróleo por diversos medios, como la saturación irreducible y la disolución en el petróleo del yacimiento que no se produce y en el espacio poroso que no está conectado a la ruta de flujo de los pozos productores.

Para mejorar el almacenamiento de CO₂ en operaciones de recuperación mejorada de petróleo (EOR), los yacimientos de petróleo pueden necesitar cumplir con criterios adicionales. Generalmente, la profundidad del yacimiento debe ser superior a 600 m, la inyección de fluidos inmiscibles a menudo es suficiente para petróleos de gravedad pesada a media (gravedad del petróleo de 12 a 25 API). La inundación miscible más deseable se aplica a petróleos ligeros de baja viscosidad (gravedad del petróleo de 25 a 48 API) y para inundaciones miscibles, la presión del yacimiento debe ser mayor que la presión mínima de miscibilidad (10-15 MPa) necesaria para lograr la miscibilidad entre el petróleo del yacimiento y el CO₂, dependiendo de la composición y gravedad del petróleo, la temperatura del yacimiento y la pureza del CO₂. Se requiere un monitoreo adicional específico del CO₂ para verificar el almacenamiento permanente del CO₂ inyectado si el CO₂-EOR se va a utilizar como opción de reducción de emisiones. (T.N.Singh, 2016)

3.4.2. Almacenamiento en formaciones salinas

El almacenamiento de CO₂ en formaciones salinas tiene un nivel de madurez tecnológica (TRL) de 9. Este almacenamiento de CO₂ se lleva a cabo en el Mar del Norte desde 1996. Las formaciones salinas son rocas sedimentarias profundas saturadas con aguas de formación o salmueras que contienen altas concentraciones de sales disueltas, estas son ampliamente distribuidas y contienen enormes cantidades de agua, pero no son adecuadas para la agricultura o el consumo humano. Las salmueras salinas se utilizan localmente en la industria química y las aguas de formación de salinidad variable se utilizan en balnearios y para producir energía geotérmica de baja entalpía. Debido a que es probable que aumente el uso de la energía geotérmica, las áreas geotérmicas potenciales pueden no ser adecuadas para el almacenamiento de CO₂.

Se ha sugerido que el almacenamiento geológico combinado con la energía geotérmica puede ser factible, pero las regiones con buen potencial de energía geotérmica generalmente son menos favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ debido al alto grado de fallas y fracturas y al rápido aumento de la temperatura con la profundidad. En regiones muy áridas, las formaciones salinas profundas pueden considerarse para la desalinización del agua en el futuro. El Proyecto Sleipner en el Mar del Norte es el mejor ejemplo disponible de un proyecto de almacenamiento de CO₂ en una formación salina, en este se ha inyectado más de 20 millones de toneladas de CO₂ en una formación salina profunda. Esta instalación fue el primer uso de la CAC como una herramienta de mitigación del cambio climático dentro de una operación comercial. Críticamente, la operación demostró que:

- Se puede inyectar CO₂ a una tasa significativa (1 millón de toneladas por año) en formaciones salinas.
- Se puede monitorear el CO₂.
- El almacenamiento es permanente.

Desde el Proyecto Sleipner, se han iniciado cuatro operaciones comerciales de almacenamiento de CO₂ en formaciones salinas y numerosos proyectos de demostración. El rápido avance de la tecnología y los conocimientos desarrollados a partir de estas instalaciones es significativo para el almacenamiento en formaciones salinas. El CO₂ se almacena en diferentes geografías, terrenos y condiciones geológicas. (T.N.Singh, 2016).

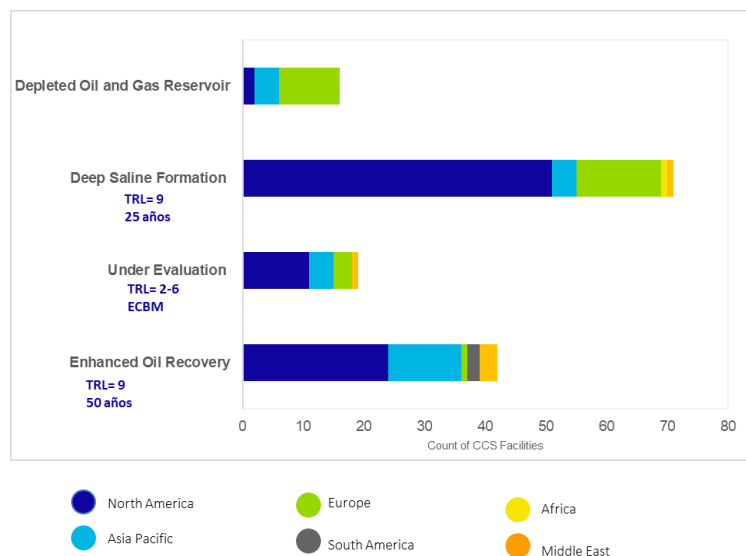
3.4.3. El almacenamiento geológico en campos petroleros y gas agotados

El almacenamiento geológico en campos de petróleo y gas agotados es técnicamente maduro, pero tiene un TRL (Technology Readiness Level) de 5-8 debido a que solo se ha aplicado en proyectos de demostración. Se han llevado a cabo doce proyectos piloto o de demostración que han utilizado campos de petróleo y gas agotados. La madurez comercial es inminente, con al menos ocho proyectos en la tubería de CCS que buscan activamente el almacenamiento en campos de petróleo y gas agotados, especialmente en el Mar del Norte.

Los yacimientos de petróleo y gas agotados son candidatos ideales para el almacenamiento de CO₂ por varias razones. En primer lugar, el petróleo y el gas que se acumularon originalmente en trampas (estructurales y estratigráficas) no escaparon (en algunos casos durante muchos millones de años), lo que demuestra su integridad y seguridad, y en segundo lugar, la estructura geológica y las propiedades físicas de la mayoría de los campos de petróleo y gas se han estudiado y caracterizado extensamente. Estos campos agotados no se verán afectados negativamente por el CO₂ (ya que contenían hidrocarburos) y si los campos de hidrocarburos siguen en producción, un esquema de almacenamiento de CO₂ se puede optimizar para mejorar la producción de petróleo (o gas). Sin embargo, el sellado de pozos abandonados en muchos campos maduros comenzó hace muchas décadas cuando los pozos simplemente se llenaban con un fluido cargado de lodo. Posteriormente, se requirió colocar tapones de cemento estratégicamente dentro del pozo, pero sin considerar que algún día podrían depender de contener un fluido reactivo y potencialmente boyante como el CO₂. Por lo tanto, se debe evaluar la condición de los pozos que atraviesan la roca de sellado. En muchos casos, incluso localizar los pozos puede ser difícil y la integridad de la roca de sellado puede necesitar ser confirmada mediante monitoreo de presión y trazadores. La capacidad de un yacimiento estará limitada por la necesidad de evitar presiones que dañen la roca de sellado. Los yacimientos deben tener una sensibilidad limitada a las reducciones en permeabilidad causadas por el tapado de la región cercana al inyector y por las fluctuaciones de estrés en el yacimiento.

El almacenamiento en yacimientos a profundidades de aproximadamente 800 m puede ser técnica y económicamente factible, pero la baja capacidad de almacenamiento de los yacimientos poco profundos, donde el CO₂ puede estar en fase gaseosa, podría ser problemática. (T.N.Singh, 2016).

Ilustración 23. Estadística de los tipos de almacenamiento del CO₂ en los continentes



Fuente: Elaboración IDOM

3.4.4. Otros medios de almacenamiento geológico

Además de las tres formas de almacenamiento mencionadas existen otras no tan desarrolladas como:

- **Los lechos de carbón desmontables o sin explotación**

Los lechos de carbón son otro lugar de almacenamiento probable, donde el CO₂ se dispersa a través de la estructura porosa o el carbón y se absorbe físicamente en ella. Este proceso es similar a la forma en que la activación del carbón ayuda en la eliminación de impurezas del aire o el agua. La superficie expuesta del carbón tiene una atracción química preferida para la adsorción de CO₂ en lugar del metano, con una relación de 2:1, lo que favorece su uso en la recuperación mejorada de metano en capas de carbón (CBM). Por lo tanto, el CO₂ se puede utilizar para aumentar la recuperación de metano de lechos de carbón, lo que puede ser muy rentable o incluso sin costo adicional, ya que la eliminación adicional de metano puede contrarrestar el costo de la operación de almacenamiento de CO₂. El potencial mundial total para CBM se estima en alrededor de 2 billones de metros cúbicos, con aproximadamente 7.1 mil millones de toneladas de potencial de almacenamiento de CO₂ vinculado. La estructura del carbón se representa mediante un arreglo de doble porosidad que consiste en una red microporosa (matriz de carbón) y una red macroporosa (red de fracturas). El gas está atrapado en forma adsorbida en la microporosidad y en estado libre en la macroporosidad, con más del 90% de la participación de la microporosidad. El mecanismo completo de producción de gas en el lecho de carbón mediante la despresurización del yacimiento es el siguiente: las moléculas se desorben de la matriz, las moléculas difunden a través de la red microporosa, las moléculas se unen al gas libre en las fracturas y muestran flujo laminar a través de las fracturas hasta el pozo de producción. El fenómeno de transporte para la geo-secuestro en lechos de carbón es el inverso de lo anterior, terminando en la adsorción de gas en la microporosidad. Durante este fenómeno, la matriz de carbón experimenta contracción e hinchazón como consecuencia de la adsorción y desorción, afectando directamente la permeabilidad del yacimiento o, en el peor de los casos, comprometiendo la integridad física del yacimiento. (T.N.Singh, 2016).

- **Formaciones basálticas**

Flujos e intrusiones estratificadas de basalto ocurren a nivel mundial, con grandes volúmenes presentes alrededor del mundo. El basalto comúnmente tiene baja porosidad, baja permeabilidad y continuidad del espacio poroso, y cualquier permeabilidad generalmente está asociada con fracturas a través de las cuales el CO₂ se filtrará a menos que haya una roca impermeable adecuada. Sin embargo, el basalto puede tener cierto potencial para la captura mineral de CO₂, ya que el CO₂ inyectado puede reaccionar con silicatos en el basalto para formar minerales de carbonato. Se necesita más investigación respecto a este tipo de almacén (C. Ruiz, 2006)

- **Cavernas de sal**

Almacenamiento de CO₂ en cavernas de sal creadas mediante minería por solución podría utilizar la tecnología desarrollada para el almacenamiento de gas natural líquido y productos petroleros en yacimientos y domos de sal en el oeste de Canadá y el Golfo de México. Una sola caverna de sal puede alcanzar más de 500,000 m³. El almacenamiento de CO₂ en cavernas de sal difiere del almacenamiento de gas natural y aire comprimido porque, en este último caso, las cavernas se presurizan y despresurizan cíclicamente en una escala de tiempo diaria a anual, mientras que el almacenamiento de CO₂ debe ser efectivo en una escala de tiempo de siglos a milenios. Debido a las propiedades de fluencia de la sal, una caverna llena de CO₂ supercrítico disminuirá en volumen hasta que la presión dentro de la caverna iguale el estrés externo en el yacimiento de sal. Aunque una sola caverna de 100 m de diámetro puede contener solo alrededor de 0.5 Mt de CO₂ de alta densidad, se podrían construir conjuntos de cavernas para almacenamiento a gran escala. La selladura de las cavernas es importante para prevenir fugas y el colapso de los techos de las cavernas, lo que podría liberar grandes cantidades de gas. Las ventajas del almacenamiento de CO₂ en cavernas de sal incluyen una alta capacidad por unidad de volumen (kgCO₂ m⁻³), eficiencia y tasa de flujo de inyección. Las desventajas son el riesgo potencial de liberación de CO₂ en caso de fallo del sistema, la capacidad relativamente pequeña de la mayoría de las cavernas individuales y los problemas ambientales asociados con la eliminación de la salmuera de una cavidad de solución. Las cavernas de sal también pueden usarse para el almacenamiento temporal de CO₂ en sistemas de recolección y distribución entre fuentes y sumideros de CO₂. (C. Ruiz, 2006)

El almacenamiento geológico en general siempre requiere un análisis específico del sitio, modelado y monitoreo. Esto incluye la predicción de la capacidad de almacenamiento, la optimización de la inyección y la verificación y cuantificación del CO₂ a través del monitoreo. La tecnología y las herramientas necesarias para identificar, evaluar, utilizar, monitorear y cerrar un recurso de almacenamiento geológico están bien establecidas y maduras (T.N.Singh, 2016)

3.4.5. Riesgo asociado con el almacenamiento de CO₂

El almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO₂) es un enfoque clave que responde al cambio climático reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero antropogénicos. Sin embargo, el CO₂ que se inyecta en formaciones geológicas profundas puede filtrarse por las rutas de perforación de los pozos, la capa rocosa, las fallas geológicas y las fracturas. Esas fugas podrían permitir que el CO₂ se desplazará a formaciones geológicas poco profundas o a la atmósfera, contaminando así las aguas subterráneas poco profundas, el suelo, los ríos, los lagos y el aire, todo lo cual podría dañar el sistema ecológico y causar peligros para la salud humana. Considerando que el dióxido de carbono es más pesado que el aire, por lo que tiende a permanecer en la superficie, es fundamental estar al tanto de los avances en técnicas de monitoreo. Adicionalmente, la única forma para que el almacenamiento de CO₂ tenga un efecto real en el cambio climático es asegurar que no haya fugas.

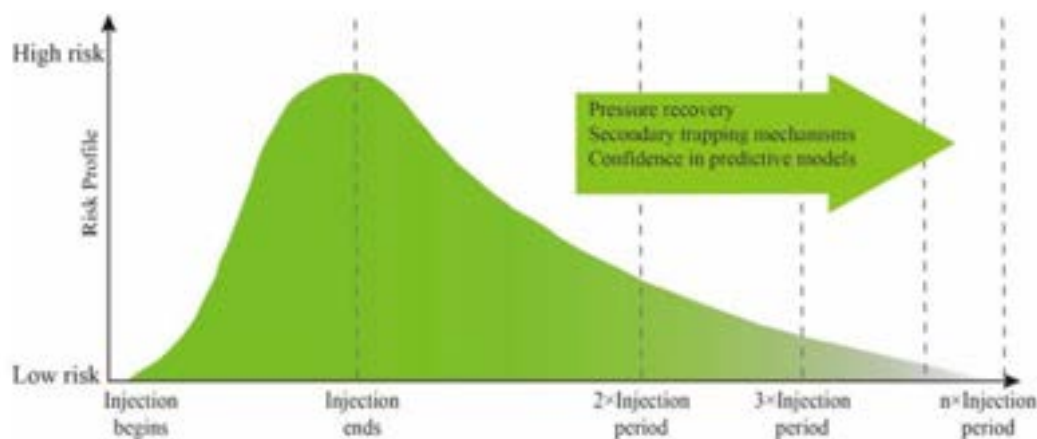
Los estudios de evaluación de riesgos han determinado los principales escenarios de riesgo y han identificado las amenazas y vulnerabilidades potenciales para garantizar el almacenamiento

seguro y protegido del CO₂ capturado. Se han desarrollado y utilizado muchos métodos cualitativos y cuantitativos en proyectos de CCS/CCUS (Captura y Almacenamiento de Dióxido de Carbono/Captura, Utilización y Almacenamiento de Dióxido de Carbono) existentes o en sitios propuestos, como:

- CO₂-FEP (Característica, Evento y Proceso).
- Marco de Certificación, RISQUE (Identificación y Estrategia de Riesgos mediante Evaluación Cuantitativa).

Un perfil de riesgo conceptual para los proyectos de CCS (Captura y Almacenamiento de Dióxido de Carbono) fue descrito por Benson. El concepto es que la mayoría de los posibles problemas asociados a los proyectos de almacenamiento se producen durante la fase operativa, y se espera que el riesgo de liberación de CO₂ disminuya cuando se detenga la inyección y los mecanismos de atrapamientos secundarios inicien a tener efecto (atrapamiento estructural, atrapamiento por solubilidad, secuestro mineral o capas de carbono) el cual dependerá del tipo de formación geológica utilizada para este almacenamiento. Aun así, el perfil conceptual muestra que el riesgo seguirá siendo superior a cero durante largo tiempo. (T.N.Singh, 2016)

Ilustración 24. Perfil de riesgo conceptual de almacenamiento geológico de CO₂



Fuente: Geologic carbon sequestration

Los riesgos potenciales del almacenamiento de CO₂ en un depósito geológico pueden dividirse en cinco categorías:

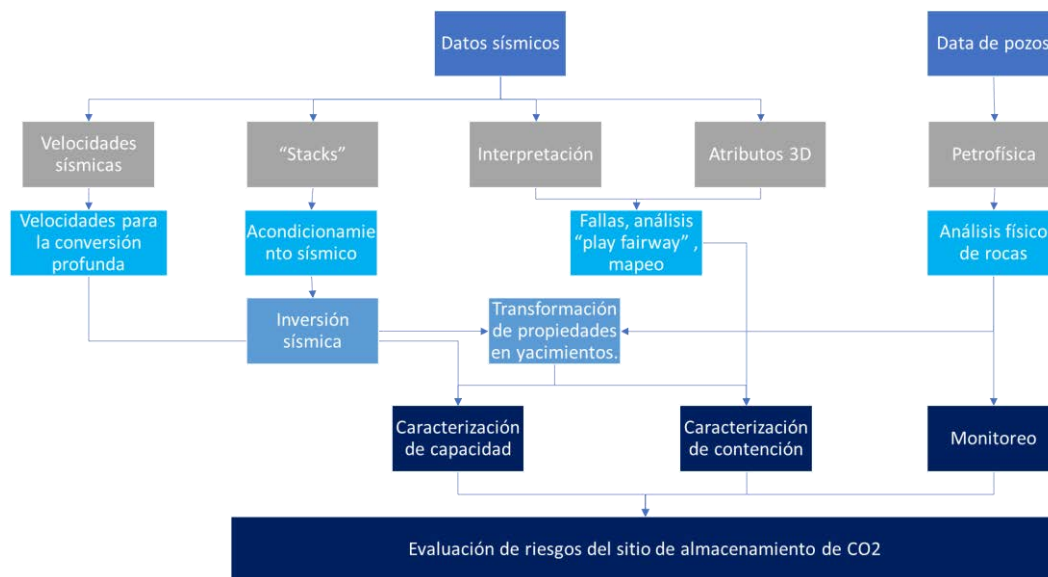
- Fugas de CO₂: La migración del CO₂ fuera del reservorio hacia otras formaciones, desde donde podría escapar a la atmósfera. El riesgo principal este es la posible liberación no controlada de CO₂ a través de fugas en las capas geológicas.

Estas fugas pueden ocurrir debido a fallas en los pozos de inyección, tales como fallas no detectadas, fracturas, sellos con pase, mala selección y preparación del lugar. Un sitio con flujos activos de agua tiene alta probabilidad de no ser apto para el almacenamiento subterráneo, de igual forma si lo rodean muchos pozos abandonados o si se trata de una formación de mala calidad que no puede soportar la presión que ejerce el almacenamiento.

- Fugas de CH₄: La inyección de CO₂ podría causar que el metano (CH₄) presente en el reservorio migre hacia otras formaciones y posiblemente a la atmósfera. Este riesgo implica la liberación de metano, otro gas de efecto invernadero, durante el proceso de almacenamiento de CO₂
- Sismicidad: La ocurrencia de temblores de tierra (microsísmicos) causados por la inyección de CO₂. Los eventos sísmicos podrían tener implicaciones para la estabilidad geológica y la seguridad de la infraestructura circundante.
- Movimiento del suelo: El hundimiento o elevación de la superficie terrestre como consecuencia de cambios de presión inducidos por la inyección de CO₂. Este riesgo implica cambios físicos en la topografía del área afectada.
- Desplazamiento de Salmuera: El flujo de agua salina hacia otras formaciones (posiblemente formaciones de agua dulce) causado por la inyección de CO₂ en acuíferos abiertos. Este riesgo afecta la calidad y la disponibilidad de agua en las formaciones adyacentes. (KAY DAMEN, 2006)

Para ello se realizan estudios de evaluación de riesgos que permiten aportar a la correcta selección del sitio de almacenamiento, en cuanto a sismicidad y contención del CO₂, a continuación en la Ilustración 25 se presenta la ruta para la correcta evaluación de riesgos en los sitios de almacenamiento.

Ilustración 25. Ruta para la evaluación del riesgo en el almacenamiento geológico de CO₂



Fuente: Petroleum Geo-Services (PGS)

De acuerdo con la conferencia Internacional de tecnologías para el control de los gases de efecto invernadero en su edición número 16 en 2022 se establecen mecanismos para identificar los posibles riesgos, a través de la NRAP (National Risk Assessment Partnership) se han desarrollado iniciativas para el desarrollo de herramientas para el dimensionamiento y minimización del riesgo, en su primera fase se incluían:

- Desarrollar métodos computacionales integrados para cuantificar los riesgos potenciales de fugas e impactos en las aguas subterráneas en los sitios de almacenamiento y generar los primeros perfiles de riesgo cuantitativos que abarquen un sistema completo.

- Enfoques innovadores de modelado de orden reducido para cuantificar rápidamente el rendimiento del sitio con relación a la incertidumbre.
- Identificar enfoques relevantes de análisis probabilístico del riesgo sísmico y crear el primer modelo de riesgo integral para la sismicidad inducida en sitios de almacenamiento
- Desarrollar conocimientos sobre las relaciones entre el riesgo de yacimientos y la integridad de los pozos para los sitios de almacenamiento.
- Establecer métodos para determinar cambios estadísticamente significativos en la calidad del agua subterránea que indiquen el impacto
- Proporcionar información preliminar sobre la utilidad de enfoques de monitoreo seleccionados y explorar el potencial para la optimización del diseño de monitoreo. (16th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-16, 2022)

En una segunda fase emplea diversos enfoques computacionales adecuados para permitir una caracterización rápida y creíble de atributos y comportamientos importantes del sistema a lo largo del tiempo. Estos enfoques describen el desempeño de acuerdo con la incertidumbre y pueden usarse para limitar las incertidumbres críticas, mejorar la comprensión del comportamiento probable del sitio y respaldar la toma de decisiones. Las herramientas mejoradas son las siguientes:

Ilustración 26. Herramientas desarrolladas para el dimensionamiento y reducción del riesgo (Segunda fase)

NRAP Phase II Tool	Brief Description
NRAP Open-Source Integrated Assessment Model (NRAP-Open-IAM)	An open-source platform to simulate long-term, full-system behavior (reservoir to aquifer/atmosphere) of GCS sites and support decision-making amidst uncertainties.
Designs for Risk Evaluation and Monitoring (DREAM)	Monitoring design optimization to minimize time to first detection and cost
State of Stress Analysis Tool (SOSAT)	Estimate of the stress tensor to evaluate the geomechanical risks of unintentional fracturing and fault reactivation, with Bayesian updating
Passive Seismic Monitoring Tool (PSMT)	Tool for optimal design of microseismic monitoring network using surface or borehole geophones
Operational Forecasting of Induced Seismicity (ORION Toolkit)	Rapid seismic hazard assessment that uses field data (microseismic, well pressure, flow rate) calibrate field or basin models and identify conditions requiring operator intervention.

Fuente: GHGT-16

El riesgo que ha sido más estudiado es la fuga de CO₂, porque es necesario garantizar, que el CO₂ inyectado permanezca seguro bajo tierra. En la siguiente ilustración se muestran las posibles vías de fuga de CO₂ desde los pozos, la roca sello o los sellos, y las fallas y fracturas geológicas.

- Detectar cualquier fuga y ofrecer alertas tempranas sobre filtraciones que puedan requerir acciones correctivas.

Antes de que el monitoreo del almacenamiento subterráneo pueda llevarse a cabo de manera efectiva se debe realizar un monitoreo de referencia para obtener los valores base. La línea base debe incluir la atmósfera, los gases del suelo, el agua (aguas superficiales, aguas subterráneas poco profundas y agua del yacimiento), la migración de fluidos, el ecosistema vegetal y otros. Estos datos establecen el estado inicial o condiciones de referencia del área de almacenamiento antes de que se realice cualquier actividad de inyección de CO₂ y sirve como punto de comparación para todas las mediciones y observaciones posteriores, particularmente para proporcionar información inicial sobre la composición química del agua y las características sísmicas del subsuelo. Cualquier cambio posterior en estas mediciones puede atribuirse a la actividad de almacenamiento de CO₂.

El monitoreo de línea de base también es un requisito previo para el monitoreo geoquímico, donde se identifican anomalías en relación con las concentraciones de fondo. Además, establecer una línea de base de los flujos de CO₂ resultantes del ciclo del CO₂ en los ecosistemas, tanto en ciclos diarios como anuales, es útil para distinguir los flujos naturales de las posibles liberaciones relacionadas con el almacenamiento

Las técnicas de monitoreo son cada vez más intensas en digitalización y análisis incorporado para tomar decisiones, a continuación se describen las siguientes:

- Tecnologías para el Monitoreo de tasas de Inyección y Presiones

Las mediciones de las tasas de inyección de CO₂ son una práctica común en la industria petrolera, y existen instrumentos disponibles comercialmente para este propósito. Estas mediciones se realizan mediante medidores ubicados en el cabezal del pozo de inyección o cerca de los manifolds de distribución. Los sistemas típicos utilizan medidores de orificio u otros dispositivos que relacionan la caída de presión a través del dispositivo con la tasa de flujo.

Para el CO₂, la estimación precisa de la densidad es crucial para mejorar la precisión de las mediciones. Pequeños cambios en temperatura, presión y composición pueden tener grandes efectos en la densidad.

Las mediciones de presión en el fondo del pozo son rutinarias, pero se utilizan para pruebas de pozos de inyección o en circunstancias especiales en las cuales las mediciones superficiales no proporcionan información confiable sobre la presión en el fondo del pozo. Existe una amplia variedad de sensores de presión disponibles y son adecuados para monitorear las presiones en el cabezal del pozo o en la formación. Los manómetros de presión en la superficie a menudo están conectados a válvulas de cierre que detendrán o reducirán la inyección si la presión supera un umbral seguro predeterminado o si hay una caída de presión como resultado de una fuga. En efecto, las presiones en la superficie se pueden usar para garantizar que las presiones en el fondo del pozo no superen el umbral de la presión de fractura del yacimiento.

El estado actual de la tecnología es más que adecuado para satisfacer las necesidades de monitoreo de tasas de inyección, presiones en el cabezal del pozo y en la formación. Combinados con mediciones de temperatura, los datos recopilados proporcionarán información sobre el estado del CO₂ (supercrítico, líquido o gas) y la medición precisa de la cantidad de CO₂ inyectado para inventarios, informes y verificación.

- Tecnologías para el Monitoreo de la Distribución Subterránea de CO₂

Se pueden utilizar diversas técnicas para monitorear la distribución y migración de CO₂ en el subsuelo. La Tabla 3 resume estas técnicas más importantes

Tabla 2. Resumen de técnicas de monitoreo reservorio CCS

Tecnología de Monitoreo	Riesgo
<i>Sísmica</i>	Migración de pluma
	Características bajo suelo
<i>Perfilado sísmico vertical o VSP</i>	Migración de pluma
	Características bajo suelo
<i>Ensayo de gravedad</i>	Migración de pluma
	Características bajo suelo
<i>Micro sísmica</i>	Integridad de caprock o corteza dura
<i>Monitoreo InSAR</i>	Migración pluma
	Integridad de caprock o corteza dura
	Presión de desarrollo
<i>Tiltmeter o inclinómetros</i>	Migración de pluma
	Características bajo suelo
	Integridad de caprock o corteza dura
<i>Pozo acuífero</i>	Integridad de caprock o corteza dura
	Contaminación de agua potable
<i>Trazadores</i>	Migración pluma
<i>Flujo superficial</i>	Fuga de gas
<i>Inyector de CO2 y medición de presión</i>	Integridad del pozo en cabeza y fondo
<i>Calicatas de monitoreo de presión</i>	Integridad del pozo en cabeza y fondo
<i>Wireline o línea</i>	Integridad del pozo
<i>Muestras del pozo</i>	Integridad del pozo

Fuente: Elaboración IDOM a partir de la información de CAIA ingeniería

- Tecnología estándar para monitorear la integridad de los pozos de inyección activos

Antes de convertir un pozo para otros usos, como la inyección de CO₂, el pozo generalmente se somete a pruebas para asegurar su integridad bajo presión. Estas pruebas son relativamente sencillas, con el pozo sellándose en la parte superior e inferior (o en la zona a probar), presurizándose y midiendo su capacidad para mantener la presión. En general, especialmente en tierra, el pozo será abandonado si no pasa la prueba y se perforará un pozo nuevo, en lugar de intentar cualquier remedio en el pozo defectuoso.

La inyección se realiza a través de un tubo que se baja al pozo y se sella por encima de las perforaciones o la porción de agujero abierto del pozo para garantizar que el inyectante alcance el nivel adecuado. La presión en el anular, el espacio entre el revestimiento y el tubo de inyección se puede monitorear para asegurar la integridad del empacador, el revestimiento y el tubo de inyección. Cambios en la presión o composición de gas en el anular alertarán al operador sobre problemas.

- Monitorización de los efectos ambientales locales

Este monitoreo es un aspecto crucial en los proyectos de captura, almacenamiento y uso de carbono (CCUS), debido a que se emplean diversas tecnologías y métodos que evalúan el impacto de las actividades de CCUS en el entorno circundante a sus facilidades tales como calidad del aire, impacto en corrientes de agua, impacto en suelos, entre otros. Algunas de las tecnologías comúnmente utilizadas para monitorear los efectos ambientales locales son:

- Monitoreo de la Calidad del Aire:
Propósito: Evaluar el impacto de los gases liberados en la calidad del aire.

Técnicas: Estaciones de monitoreo continuo de la calidad del aire equipadas con analizadores de gases para medir concentraciones de contaminantes.

- Monitoreo de Agua Subterránea:

Propósito: Asegurar que no haya contaminación de aguas subterráneas debido a la inyección de CO₂.

Técnicas: Pozos y sensores para monitorear cambios en la calidad del agua subterránea, incluyendo pH y composición química.

- Monitoreo del Suelo:

Propósito: Detectar cambios en la calidad del suelo y posibles fugas de CO₂ almacenado.

Técnicas: Muestreo y análisis del suelo para conocer la composición química, así como el monitoreo de gases del suelo.

- Monitoreo Ecológico:

Propósito: Evaluar el impacto en los ecosistemas locales.

Técnicas: Monitoreo de la salud de la vegetación, presencia de vida silvestre y biodiversidad en general.

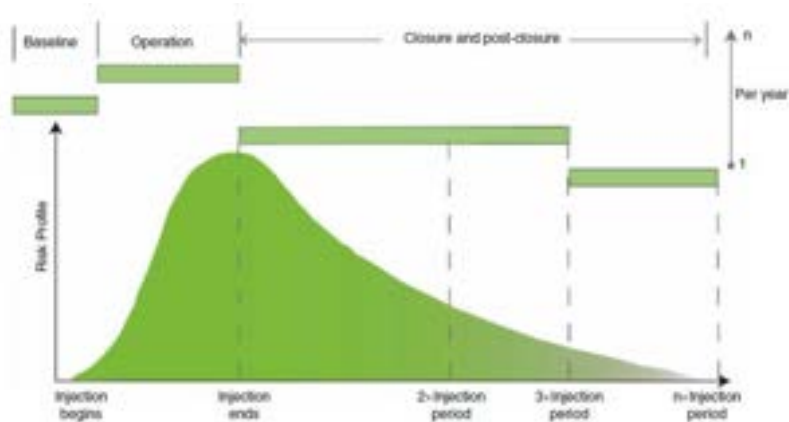
- Monitoreo Meteorológico:

Propósito: Comprender cómo las condiciones meteorológicas pueden afectar la dispersión del CO₂.

Técnicas: Estaciones meteorológicas para monitorear la velocidad y dirección del viento, la temperatura y las condiciones atmosféricas (T.N.Singh, 2016)

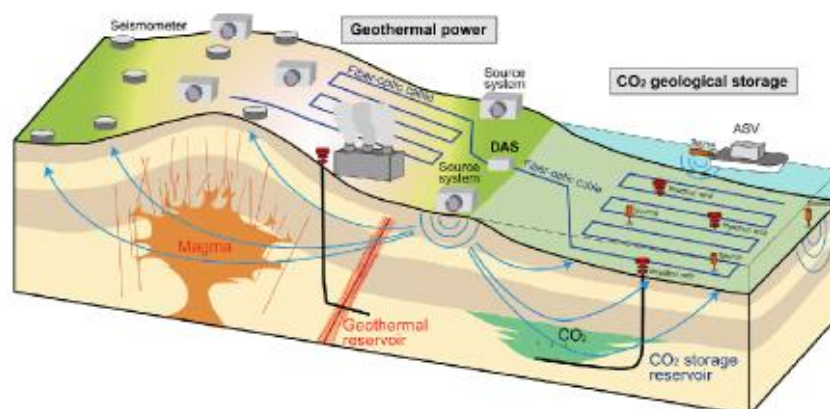
La duración del monitoreo varía y depende del proyecto y requisitos regulatorios específicos. El monitoreo continuo es esencial durante la fase de inyección, con énfasis en los primeros años de almacenamiento. A medida que la confianza en el rendimiento aumenta, la frecuencia de monitoreo puede ajustarse, aunque se recomienda el monitoreo a largo plazo para garantizar la seguridad continua y la eficacia del almacenamiento de CO₂. (ingeniería, 2022)

Ilustración 28. Frecuencia de monitoreo del almacenamiento geológico de CO₂



Fuente: Geologic carbon sequestration

Ilustración 29. Esquema sistemático del sistema de monitoreo continuo



Fuente: ICREA (Institución Catalana de Recerca) (Sci. Rep. 2021)

La verificación, como tema, se combina a menudo con el monitoreo para evaluar la cantidad de CO₂ almacenada bajo tierra y para evaluar cuánto, si acaso, se está fugando de nuevo a la atmósfera. No se han desarrollado protocolos estándar específicamente para la verificación del almacenamiento geológico. Sin embargo, Como mínimo, la verificación requerirá la medición de la cantidad de CO₂ almacenado.

Demostrar que permanece dentro del sitio de almacenamiento, desde una perspectiva de migración lateral y vertical, probablemente requerirá alguna combinación de modelos y monitoreo. Los requisitos pueden ser específicos del sitio, según el entorno normativo, los requisitos para instrumentos económicos y el grado de riesgo de fuga. La supervisión de la verificación puede ser llevada a cabo por reguladores, ya sea directamente o mediante terceros independientes contratados por los reguladores bajo la ley nacional. (T.N.Singh, 2016).

3.4.7. Características geológicas para almacenamiento seguro de CO₂

La caracterización es el término utilizado para el proceso mediante el cual se recopilan y analizan información y datos para mejorar la comprensión de las condiciones geológicas subsuperficiales. Las características geológicas que son esenciales o preferibles para un almacenamiento geológico seguro y eficiente son bien comprendidas, y por lo tanto, se pueden desarrollar criterios de selección para identificar formaciones geológicas adecuadas para el almacenamiento de CO₂. El primer requisito básico para el almacenamiento a gran escala es la presencia de secuencias gruesas de rocas sedimentarias conocidas como cuencas. La caracterización de las cuencas puede permitir la clasificación y, en algunos casos, la eliminación de una cuenca de consideración adicional utilizando los criterios a continuación:

- Profundidad: las cuencas que se extienden a menos de 1,000 metros de profundidad es poco probable que tengan suficiente grosor de reservorio a profundidades donde se logra un uso eficiente del espacio poroso para el almacenamiento.
- Estratigrafía: la secuencia sedimentaria debe incluir capas de reservorio adecuadas y al menos una capa sellante regional a gran escala.
- Régimen de presión: el almacenamiento en cuencas con sobrepresiones en reservorios potenciales puede ser problemático.

- Sismicidad: las cuencas con bajos niveles de sismicidad natural son favorables para el almacenamiento, mientras que las cuencas en zonas sísmicas altamente activas requieren una caracterización más extensa.
- Régimen geotérmico: gradientes de temperatura elevados (>35°C/kilómetro) pueden conducir a condiciones inadecuadas para el almacenamiento.
- Fallas y fracturamiento: se deben evitar cuencas o zonas con un alto grado de fallas y fracturamientos recientes (por ejemplo, que atraviesen rocas sellantes) debido a los riesgos asociados con posibles fugas. (IDB, 2018)

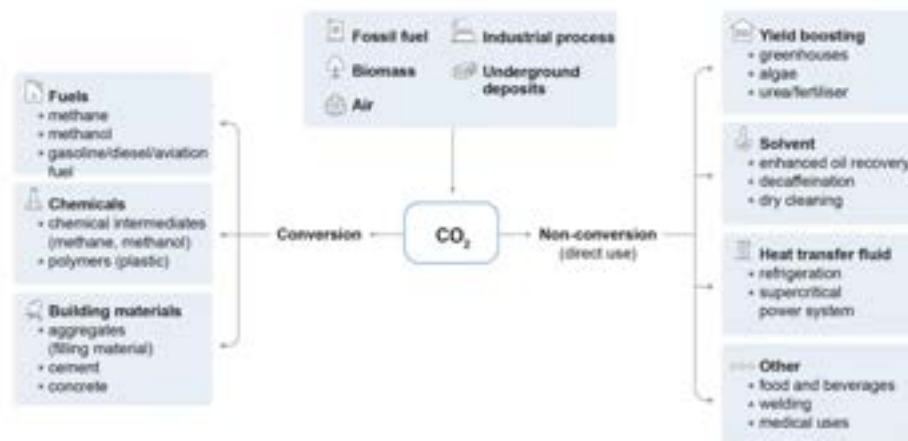
3.5. Estado del arte de los usos del CO₂

El uso del CO₂ posee un amplio espectro de aplicación, puede aplicarse directamente, es decir sin conversión hacia otros productos o a partir de su transformación ya sea a través de procesos químicos o biológicos para la producción de combustibles, productos químicos y materiales de construcción. (IEA, Putting CO₂ to Use, 2019)

Aunque su transformación supone inversión en términos energéticos, las inversiones de los gobiernos y diferentes entidades en este tipo de proyectos fomenta el uso del CO₂ capturado en conjunto con otras materias primas, tal es el caso de los denominados “carriers de hidrógeno” que permiten mediante el uso de CO₂ e Hidrógeno producir combustibles más estables y de bajas emisiones que facilitan su transporte y logística.

En algunos casos como los materiales de construcción, el uso de CO₂ puede basarse principalmente en términos comerciales, debido a los beneficios obtenidos por un menor costo con mayor rendimiento en comparación con los materiales producidos convencionalmente (IEA, Putting CO₂ to Use, 2019).

Ilustración 30. Esquema de los usos de CO₂



Fuente: Plataforma tecnológica española del CO₂

3.5.1. Combustibles derivados del CO₂

El carbono en el CO₂ se puede utilizar para producir combustibles como metano, metanol, gasolina y combustibles de aviación.

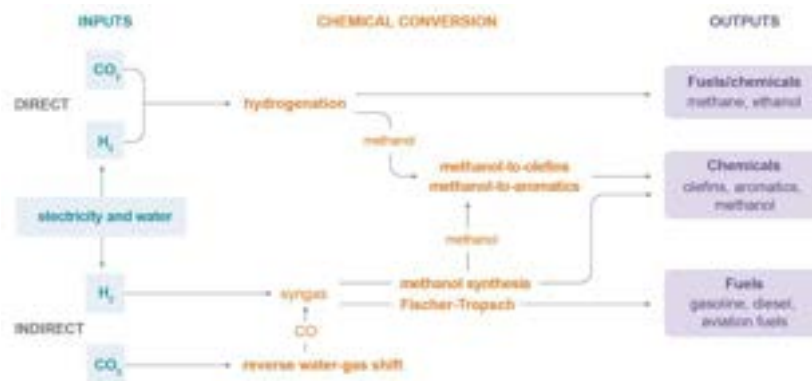
Este proceso implica combinar el CO₂ con hidrógeno, combustibles que contienen carbono y son más estables en su uso y transporte con respecto al hidrógeno. Actualmente es posible producir metanol de bajas emisiones, úrea, metano, entre otros productos.

A nivel global existen algunas plantas comerciales pero su mayor desarrollo se encuentra en fase demostrativa. En estos procesos el CO₂ capturado se emplea en lugar de combustibles fósiles empleados convencionalmente para producir combustibles económicamente valiosos, sin embargo, los combustibles de bajas emisiones cuentan con costos de producción mayores y por tanto supone un reto a nivel global para la determinación de bonificaciones que permitan su incursión en el mercado y logren competir con los combustibles fósiles. (International energy agency, 2020)

Los costos de producción estimados de metanol y metano a partir de CO₂ son entre 2 a 7 veces más altos que los de sus equivalentes fósiles. El costo principal suele ser la electricidad, que representa entre el 40% y el 70% de los costos de producción, por lo que se requieren precios promedio muy bajos de electricidad en la red para que el metanol y el metano derivados del CO₂ sean competitivos. El hidrógeno es en realidad la materia prima cuya producción requiere en el mayor de los casos el alto consumo energético y por tanto el reto se encuentra en reducir el costo de la energía empleada para este proceso.

Un ejemplo destacado es la instalación George Olah en Islandia, que convierte alrededor de 5,600 toneladas de CO₂. Con el tiempo, se espera que los costos de producción de los combustibles derivados del CO₂ disminuyan, principalmente debido a reducciones en los costos de capital y a la disponibilidad de electricidad renovable de bajo costo y CO₂ como materia prima. . (IEA, Putting CO₂ to Use, 2019)

Ilustración 31. Esquema de los combustibles derivados del CO₂



Fuente: Plataforma tecnológica española del CO₂ (IEA 2019)

3.5.2. Productos químicos derivados del CO₂

El carbono, junto con el oxígeno en el CO₂, presenta una alternativa prometedora a los combustibles fósiles en la producción de diversos productos químicos, entre ellos plásticos, fibras y caucho sintético. La transformación del CO₂ en metanol y metano emerge como la ruta tecnológicamente más avanzada. El metanol, a su vez, puede ser convertido en otros intermediarios químicos de alto valor, como olefinas utilizadas en la fabricación de plásticos, y aromáticos empleados en sectores como la salud, la higiene, la producción y el procesamiento de alimentos.

Un grupo especial de productos químicos, los polímeros, desempeña un papel crucial en la producción de plásticos, espumas y resinas. La utilización del carbono en el CO₂ para la fabricación

de polímeros implica reemplazar parte de la materia prima basada en combustibles fósiles durante el proceso de producción (ver Figura 6). A diferencia de la conversión de CO₂ en combustibles e intermediarios químicos, el procesamiento de polímeros con CO₂ requiere un bajo aporte de energía, ya que el CO₂ se convierte en una molécula con un estado de energía aún más bajo, conocida como carbonato. (Storry, 2022)

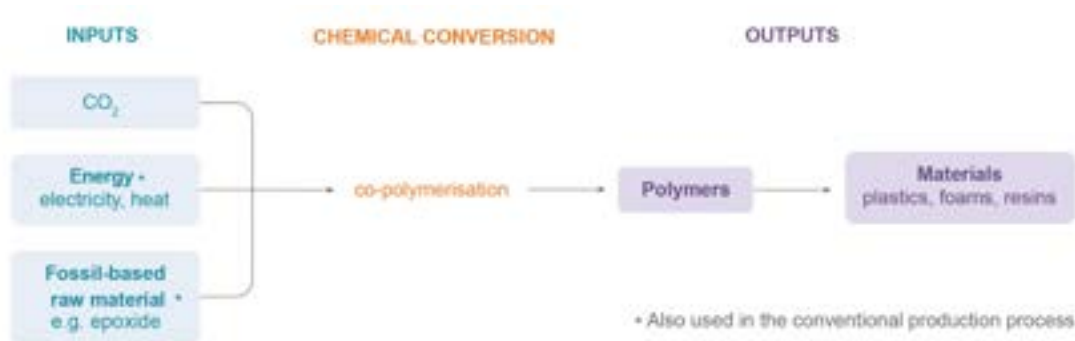
En la actualidad, diversas empresas ya operan plantas de polímeros que emplean el CO₂ como materia prima, marcando un paso significativo hacia la utilización más sostenible de los recursos y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles en la industria química (Fuente: IEA, "Putting CO₂ to Use", 2019).

Además de la producción de polímeros, el carbono presente en el CO₂ se ha explorado como una valiosa fuente para la fabricación de productos de carbonato sólido, como carbonato de calcio, utilizado extensamente en la industria de la construcción y manufactura de papel. Procesos innovadores han permitido la transformación eficiente de CO₂ en carbonato sólido, lo que contribuye a la reducción de emisiones y al mismo tiempo proporciona un recurso esencial para diversas aplicaciones industriales (Smith et al., "Carbon Dioxide Utilization for Global Sustainability", 2015).

Adicionalmente, la investigación en la captura y utilización de CO₂ ha avanzado en el desarrollo de tecnologías que permiten la conversión directa del dióxido de carbono en productos químicos de alto valor, como ácidos y alcoholes. Este enfoque, conocido como electroquímica, emplea la electricidad para catalizar reacciones químicas, abriendo nuevas posibilidades para la producción sostenible de productos químicos (Hori et al., "Electrochemical CO₂ Reduction on Metal Electrodes", 2005).

Estos avances destacan el potencial significativo de aprovechar el CO₂ como una materia prima valiosa en diversas aplicaciones industriales, no solo limitándose a la producción de polímeros, y respaldan la transición hacia una economía más sostenible y descarbonizada.

Ilustración 32. Esquema de la conversión química del CO₂



Fuente: Plataforma tecnológica española del CO₂ (IEA 2019)

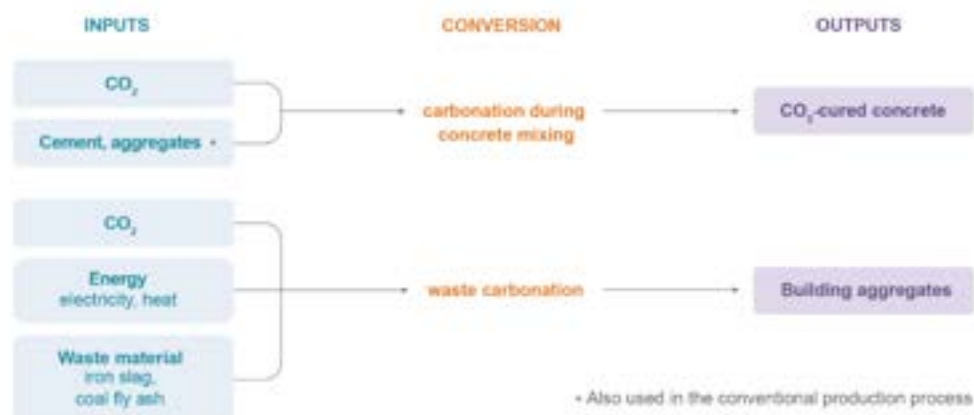
El procesamiento de polímeros con CO₂ emerge como una opción competitiva en el mercado debido a su bajo consumo de energía y valor elevado. Algunos polímeros podrían ser hasta un 30% más económicos que sus equivalentes basados en combustibles fósiles (von der Assen, 2015). Ejemplos prácticos incluyen la planta Chimei Asai en Chinese Taipei, que produce policarbonatos con CO₂ como materia prima desde hace más de una década (Fukuoka et al., 2007). Aunque el mercado potencial es limitado, se vislumbran oportunidades en lugares donde las plantas de polímeros existentes pueden adaptarse y los precios de los combustibles fósiles son elevados (IEA, Putting CO₂ to Use, 2019).

Los beneficios climáticos de estos polímeros dependen de la cantidad de CO₂ absorbido, llegando hasta el 50% de la masa del polímero (Alberici et al., 2017). Un polímero con un 20% de CO₂ en peso podría reducir las emisiones de CO₂ en un 15% a lo largo de su ciclo de vida (von der Assen, 2015). No obstante, pruebas adicionales son necesarias antes de que polímeros con alto contenido de CO₂ puedan ingresar plenamente al mercado (IEA, Putting CO₂ to Use, 2019).

3.5.3. Materiales de construcción a partir de CO₂

El CO₂ se emplea en la producción de materiales de construcción, su uso más destacado es el concreto curado de CO₂. El concreto curado con CO₂ muestra prometa, ofreciendo beneficios tales como mejor rendimiento, menores costos de fabricación y una huella de carbono reducida. Empresas como CarbonCure y Solidia Technologies lideran esta tecnología en Estados Unidos. El mercado de concreto prefabricado curado con CO₂ presenta una oportunidad prometedor, aunque regulaciones y estándares actuales pueden ser obstáculos por tanto es preciso actualizar los estándares hacia enfoques basados en el rendimiento que facilitan la adopción de nuevos materiales de construcción derivados del CO₂. Mientras tanto, las aplicaciones no estructurales de concreto podrían ser objetivos iniciales para estos productos (IEA, Putting CO₂ to Use, 2019).

Ilustración 33. Esquema de la conversión de CO₂ a materiales de construcción



Fuente: Plataforma tecnológica española del CO₂

3.5.4. Materiales de construcción a partir de desechos

El CO₂ se puede utilizar en la producción de materiales de construcción a partir de corrientes de desechos. Este enfoque puede ser competitivo, especialmente al evitar los costos asociados con la eliminación convencional de desechos. Además, el CO₂ se almacena permanentemente en estos productos, lo que proporciona beneficios ambientales.

En el sector de la construcción, se emplea el CO₂ reemplazando el agua en la fabricación de concreto (especialmente en el curado con CO₂), de igual forma puede ser una materia prima para la producción de cemento y agregados, lo que implica hacer reaccionar CO₂ con minerales de calcio o magnesio para formar compuestos de baja energía.

3.5.5. CO₂ para mejorar el crecimiento de las plantas

Realizar estudios financieros, económicos, ambientales y legales para evaluar potencial e implicaciones de implementar proyectos de CCUS en Colombia. - CO-T1654-
P006 – P2. Diagnóstico y Análisis Internacional

El CO₂ se puede utilizar en invernaderos para estimular el crecimiento de las plantas. Aunque esta aplicación no está directamente relacionada con la captura y almacenamiento de carbono (CAC), ofrece beneficios potenciales, especialmente en la agricultura.

Cada una de estas categorías tiene el potencial de escalar a al menos 10 millones de toneladas de uso de CO₂ por año, aunque existen barreras comerciales y regulatorias a superar a corto plazo. La viabilidad comercial y la adopción generalizada dependen de factores como los costos de producción, la disponibilidad de energía renovable y el desarrollo de marcos políticos de apoyo

Se resalta en esta parte la innovación del uso de las microalgas para captura de CO₂ en la industria cementera, la cual es una propuesta de negocios verdes y amigables con el medio ambiente que está siendo desarrollada por la empresa Argos en Colombia. La propuesta está cumpliendo plazos después de 10 años de investigación y en el Centro de Argos para la Innovación encontraron las condiciones ideales para retener el CO₂ a través de un sistema de fotobiorreactores y microalgas. Los investigadores de la compañía, con el apoyo de la Universidad Eafit, Ruta N y la Universidad de Antioquia explican que el sistema ha permitido que diferentes microalgas absorban el CO₂ (lo hacen 50 veces más que plantas o árboles), capturen energía solar y generen biomasa, que se evalúan para producir combustibles. Este proyecto sigue en investigación, pero es un aporte significativo para la mitigación del gas (Mendoza, 2022)

3.6. Criterios para la selección de tecnologías con potencial

En este apartado se indican los criterios para la selección de tecnologías con potencial para la captura de CO₂, en los cuales están relacionados intrínsecamente aspectos como la eficiencia y el costo, ya que estos dependen tanto de la fuente como del medio de transporte seleccionado

3.6.1. Nivel de preparación tecnológica (Technologic readiness level TRL)

Las tecnologías se desarrollan a partir de observaciones y conceptos iniciales, pasando por estudios de laboratorio y equipos a escala de banco, hasta llegar a la escala piloto y finalmente al servicio comercial a gran escala. Un nivel de madurez cualitativo conocido como Nivel de Preparación Tecnológica (TRL, por sus siglas en inglés) define la madurez de las tecnologías dentro de una escala creciente de implementación comercial, lo cual lo convierte en uno de los criterios para tener en cuenta en la elección de tecnologías.

Los niveles de TRL más bajos suelen estar relacionados con la posibilidad de que una tecnología pueda funcionar, mientras que los niveles más altos se centran más en la viabilidad comercial. En resumen, las tecnologías de CCS abarcan todo el rango de TRL, desde nuevas tecnologías en investigación y desarrollo fundamentales hasta sistemas maduros que han estado en operación comercial durante décadas.

Tabla 3. Composiciones típicas del CO₂ de origen antropogénico en función de las diferentes tecnologías de captura

CATEGORIA	TRL	DESCRIPCIÓN
Desarrollo	9	Servicio Comercial Normal
	8	Demostración comercial, implementación a escala completa en forma final
	7	Demostración a Escala subcompleta, Prototipo totalmente funcional
	6	Piloto totalmente integrado probado en un entorno relevante
	5	Validación de subsistema en un entorno relevante
Investigación	4	Validación del sistema en un entorno de laboratorio, Investigación
	3	Prueba de concepto, a nivel de componentes
	2	Formulación de aplicación
	1	Concepto Inicial, Observación de los principios básicos de la tecnología

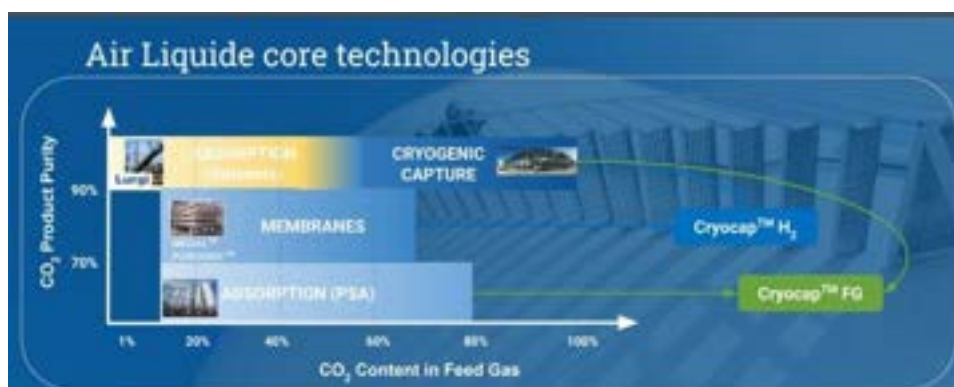
Fuente: Technology readiness and costs of CCS

3.6.2. Fuente de emisión del CO₂

Las fuentes de emisiones del CO₂ son un aspecto crucial a tener en cuenta debido a que a partir de estas se aprecia su grado de concentración y contenido para posteriormente realizar su captura, tratamiento y almacenamiento, permitiendo su secuestro del entorno y los procesos de gestión para sus usos futuros.

Dependiendo de la concentración de CO₂ en la fuente, de la pureza de CO₂ requerida en el producto y de la presión de la corriente, las tecnologías recomendadas varían. En la siguiente gráfica se puede apreciar como, por ejemplo, para corrientes de muy bajo contenido en CO₂, pero en las que se quiere obtener un CO₂ de alta pureza, la opción recomendada es un proceso de absorción.

Ilustración 34. Esquema de tecnologías



Fuente: Licenciante Air liquide

3.6.3. Medio de transporte seleccionado

El CO₂ capturado debe ser transportado a un sitio de almacenamiento o uso por lo que este es un criterio fundamental para tener en cuenta a la hora de seleccionar cual sería el transporte más conveniente y con costos menos elevados para el traslado del CO₂ capturado y purificado.

El CO₂ capturado generalmente contiene agua. El agua debe eliminarse antes del transporte para evitar que el CO₂ y el agua formen ácidos que puedan corroer tuberías y otros equipos. La deshidratación generalmente se realiza en conjunto con la compresión o la refrigeración.

Los costos indicativos de los modos de transporte por tubería y envío varían significativamente según la escala y la distancia de transporte. La cadena de valor de la captura y almacenamiento de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) consta de varios componentes, cada uno con una gama de costos que varían según diferentes factores. El CO₂ debe ser capturado, comprimido y deshidratado, luego transportado al sitio de inyección y finalmente inyectado y monitoreado.

3.7. Selección de tecnologías, caracterización y análisis de su potencial de implantación a nivel internacional

En esta sección se indican las tecnologías más recomendadas/usadas actualmente para cada etapa de la cadena de valor de captura de CO₂.

- **CAPTURA**

No se recomienda Oxidación por bajo TRL. Dentro de poscombustión y precombustión las tecnologías más usadas/probadas a día de hoy son absorción y destilación criogénica, el uso de una u otra depende de la fuente de CO₂.

- **PURIFICACIÓN Y PREPARACIÓN PARA EL TRANSPORTE**

Todas las tecnologías usadas en esta etapa se usan a nivel comercial y tienen un TRL de 9, por lo que la selección de unas u otras dependerá de los contaminantes de la corriente que está siendo capturada, de la calidad del CO₂ requerido en su destino, bien sea para su uso o almacenamiento y del medio de transporte a ser utilizado, ya que si se transporta por tubería se realizaría en fase densa y si se transporta en barco o tren sería en fase líquida.

- **TRANSPORTE**

- Depende de la distancia al destino y de la infraestructura existente:
 - Trenes: Si no hay infraestructura, no es una opción por encarecimiento del proceso.
 - Barcos: Se está estudiando el uso de barcos que operen a menor presión y temperatura, pero a día de hoy no están disponibles. Se deberían usar los barcos actuales que trabajan a mayor presión y en muchos casos son de capacidades menores a lo que se necesita para captura de CO₂.
 - Tubería: Sólo viable si la distancia a destino es menor de 1500km, aunque también depende de la cantidad de CO₂ capturado.

- **ALMACENAMIENTO**

- Formaciones salinas o pozos depletados, según disponibilidad.
- EOR.

- **USOS**

- EOR.
- Combustibles.
- Químicos.
- Industria Cementera.
- Industria alimentos.

- Refrigerante.

Tabla 4. Criterios de selección de tecnologías para la captura, purificación transporte y almacenamiento de CO₂

CAPTURA		Oxy combustión
		Precombustión
		Poscombustión
PURIFICACIÓN Y PREPARACIÓN PARA EL TRANSPORTE	PURIFICACIÓN	Tecnologías empleadas poseen TRL 9
		Contaminantes en corriente a capturar
		Calidad del CO ₂ requerida
		Medio de transporte
	TRANSPORTE	Uso
Tren		
Barco		
ALMACENAMIENTO		Tubería
		Formaciones salinas o pozos depletados, según disponibilidad.
		EOR.
USOS		EOR.
		Combustibles.
		Químicos.
		Industria Cementera.
		Industria alimentos.
		Refrigerante.

Fuente: IDOM

4. Benchmark Internacional

La sección de benchmark internacional busca evaluar el desarrollo de proyectos CCUS en cada país, siendo este un componente crucial para comprender la posición del país en el contexto global en la implementación de esta tecnología esencial para mitigar el cambio climático. En esta sección, se llevará a cabo una evaluación comparativa que analizará el progreso, los enfoques y los logros de diferentes países en relación con sus iniciativas de CCUS. Este análisis permitirá identificar mejores prácticas, lecciones aprendidas y desafíos comunes que puedan informar y guiar las estrategias de implementación de CCUS a nivel nacional. Al examinar cómo otras naciones abordan estas cuestiones, se podrá obtener una visión integral que ayude a impulsar la adopción y el éxito de proyectos de CCUS a nivel local.

De esta forma, esta sección se encuentra dividida en los siguientes 6 apartados:

- Metodología de selección de países.
- Canadá.
- Estados Unidos.
- Reino Unido.
- Noruega.
- Aprendizajes del benchmark.

4.1. Metodología de selección de países

Con el objetivo de comprender el uso de CCUS en el mundo, se seleccionó como referencia a Estados Unidos, Canadá y Reino Unido por estar liderando la implementación y desarrollo de esta tecnología a nivel global. Adicionalmente, se incorporó a Noruega en el análisis, ya que se identificaron oportunidades de cooperación técnica entre los dos países para incentivar el desarrollo de esta tecnología en Colombia.

El análisis de benchmark internacional de cada país se aborda desde tres componentes: caracterización, políticas e incentivos asociados a CCUS e implementación de CCUS. En el primer componente se describen características generales de los países, tales como: población, PIB y emisiones de GEI por sector económico o industria. En el segundo componente se identifican y describen los programas, políticas e incentivos relacionados a las tecnologías CCUS. Finalmente, en el componente tres se analiza la implementación de tecnologías CCUS en cada país, incluyendo la identificación de los proyectos desarrollados, su posible impacto en el alcance de las metas de descarbonización, la reglamentación para realizar seguimiento a los puntos de almacenamiento y la asignación de responsabilidades.

4.2. Canadá

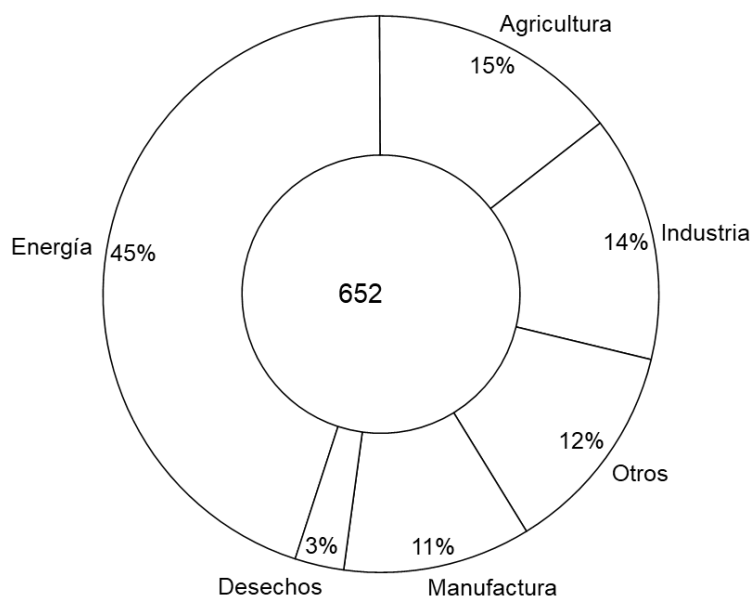
4.2.1. Caracterización

Canadá es un país norteamericano con más de 40 millones de habitantes. Según el Banco Mundial, es un país de ingreso alto con un PIB per cápita de USD 57.827 (2022). A nivel demográfico es un territorio con muy baja densidad poblacional, con 4 habitantes por Km² y con una población concentrada en la zona sur del país, donde se ubican sus principales ciudades.

En el ámbito económico, Canadá cuenta con una industria minero-energética importante, disponiendo de grandes reservas de gas y petróleo (cuarta mayor reserva de petróleo del mundo y séptimo mayor productor). De igual manera, es un país con un sector agrícola fuerte, siendo uno de los principales exportadores agrícolas del mundo. Adicionalmente, cuenta con un sector industrial importante, que es responsable del 25% del PIB del país.

Ilustración 35. Emisiones GEI por sector económico en Canadá

(% de Mt CO₂ eq, 2019)



Fuente: Elaboración IDOM con base en datos de World Resources Institute (WRI)

En cuanto a las emisiones, Canadá ocupó el puesto 11 a nivel mundial como el país/región que más aporta en la generación de GEI, con 652 Mt de CO₂ eq en 2019, lo que representa el 1,5% de las emisiones globales. En la Ilustración 35 se puede observar el porcentaje que aporta cada sector económico a las emisiones totales del país. Los sectores de energía, industria y manufactura son responsables del 70% de las emisiones y es donde la tecnología de CCUS tendrá mayor impacto.

4.2.2. Políticas e incentivos asociados a CCUS

El gobierno de Canadá ha mostrado su disposición para contribuir en la descarbonización y para alcanzar los objetivos propuestos en el Acuerdo de París para el cuidado del medio ambiente. Como evidencia de esto, se identificaron varios incentivos que promueven el desarrollo de esta tecnología.

- Carbon Management Strategy describe la estrategia adoptada por Canadá para gestionar las emisiones de carbono, reconociendo el impacto que tienen estas para mitigar el cambio climático. Esta estrategia esboza 5 prioridades federales que guían el enfoque del Gobierno para promover un sector de gestión del carbono competitivo y sólido en Canadá:
 - Acelerar la innovación y la I+D+i.
 - Impulsar políticas y normativas.
 - Atraer inversiones y oportunidades comerciales.
 - Ampliar proyectos e infraestructuras.

- Crear asociaciones y aumentar la mano de obra integradora.
- RD&D Support comprende un presupuesto de \$319 millones durante 7 años. Este programa también respalda la Investigación, Desarrollo y Demostración (RD&D) en 14 laboratorios federales y tiene como objetivo mejorar la viabilidad comercial de tecnologías de gestión de carbono, como la captura de CO₂, la DAC (captura directa de aire), y la utilización, transporte y almacenamiento de CO₂ en una amplia gama de sectores. Los fondos apoyarán a empresas, académicos, organizaciones sin fines de lucro, el gobierno y laboratorios federales en el camino hacia cero emisiones netas para 2050.
- Investment Tax Credit (ITC) ofrece subsidios directos del 50% para la compra de equipo CCUS. Por medio de este instrumento también se busca incentivar el intercambio de conocimiento relacionado con captura de carbono ya que se exige esto para acceder al subsidio.

Tabla 5. Incentivos indirectos para CCUS en Canadá

Federal Carbon Pricing System under the Greenhouse Gas Pollution Pricing Act	Es un impuesto que define el monto mínimo que se debe cobrar por tonelada de CO ₂ producida. Para 2023 se fijó en \$48 USD y se espera que llegue a _\$125 USD para el año 2030.
Canada’s GHG Offset Credit System	Busca estimular las opciones de eliminación de dióxido de carbono por medio del CCUS, la captura de carbono directa del aire (DAC) y la gestión forestal y uso del suelo. Este incentivo está diseñado para fomentar la reducción de emisiones y la generación de conciencia ambiental en pequeños emisores como agricultores y comunidades indígenas que no tienen un nivel de emisiones lo suficientemente grande para entrar en el mercado regulado de carbono.
Clean Fuel Regulations (CFR)	Es un conjunto de normas que se implementaron a nivel federal para la reducción de GEI, especialmente en el sector transporte. Este busca incentivar el uso de combustibles de menos emisiones.

Fuente: Elaboración IDOM

De igual forma, dada la organización política del país, cada provincia canadiense tiene autonomía para desarrollar su propia normativa medioambiental, siempre y cuando esta funcione acorde con los objetivos y las normativas nacionales. Un ejemplo de esto es el Technology Innovation and Emissions Reduction (TIER) que maneja la provincia de Alberta. Este mecanismo funciona como una alternativa al Federal Carbon Pricing System y ha llevado a la provincia a liderar la implementación de la tecnología CCUS en el país, al establecer un sistema que se acomoda a las necesidades y objetivos de la provincia.

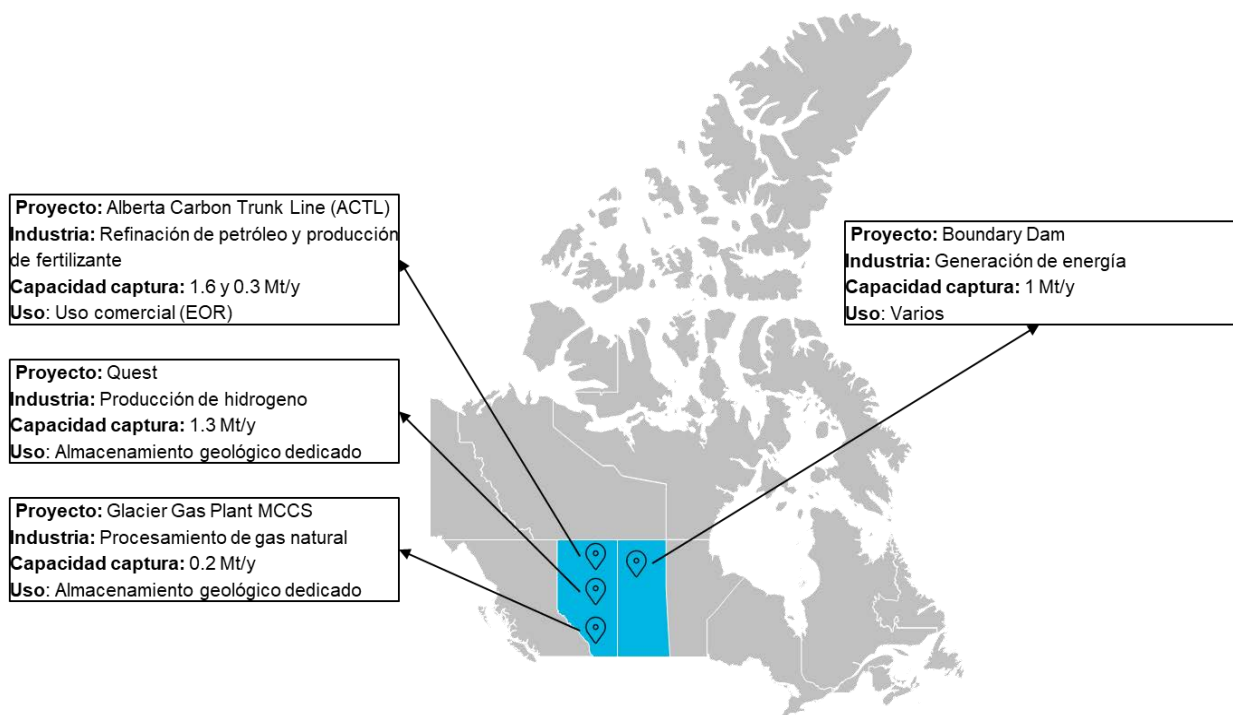
En cuanto a la regulación de almacenamiento, Canadá le otorga la regulación y administración del subsuelo a la autoridad provincial. Cada provincia tiene autonomía para gestionar la adquisición de la titularidad del espacio poroso, la autorización de proyectos, la gestión de responsabilidades a largo plazo por el almacenamiento de CO₂, así como los requisitos de medición, seguimiento y verificación (Government of Canada, 2023).

4.2.3. Implementación de CCUS

La Ilustración 36 muestra los cuatro principales proyectos de CCUS en Canadá por volumen estimado de captura de CO₂. En esta se puede observar cómo los proyectos están ubicados en las provincias de Saskatchewan y Alberta y tienen una capacidad de captura de aproximadamente 4.4 Mt al año. Adicionalmente, el país tiene numerosos proyectos en fases de desarrollo avanzado con lo que se estima que para 2030 alcance las 90 Mt/y de CO₂ capturado por medio de 23 proyectos operativos en el país. Uno de los proyectos más relevantes es el Boundary Dam Carbon Capture Project debido a que este tuvo varios problemas que limitaron su operación desde su inauguración en 2014. La planta tuvo problemas técnicos en el compresor de CO₂, el cual permite transformar el CO₂ a un estado denso que facilita su transporte. Mark Demchuk, director nacional de estrategia del Centro Internacional del Conocimiento sobre CCS, señaló que el problema estuvo en que los compresores son equipos de gran tamaño, fabricados a medida, y con piezas de repuesto difíciles de conseguir. En la actualidad, el proyecto cuenta con tres unidades en operación de las seis que fueron diseñadas originalmente.

Ilustración 36. Mapa de las plantas de CCUS en Canadá

(2020)

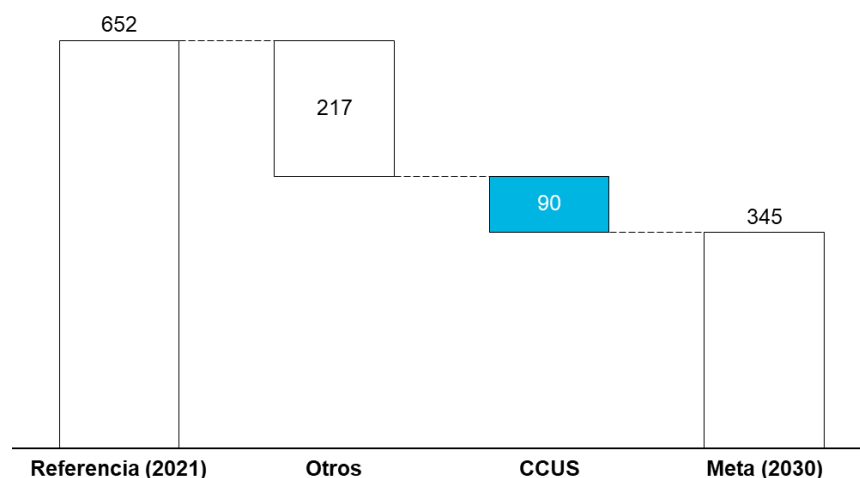


Fuente: Elaboración IDOM con datos del Global CCS Institute

La Ilustración 37 muestra el objetivo de reducción de emisiones asumido por el país para 2030, fijado en 345Mt/y, frente a la estimación de captura para ese mismo año, 90Mt/y, se puede afirmar que por medio de la tecnología de CCUS el país puede cubrir el 30% de la reducción de emisiones que requiere para alcanzar la meta a 2030. Por lo que el país debería aumentar sus esfuerzos en materia de descarbonización si quiere alcanzar la meta establecida.

Ilustración 37. Impacto de CCUS en la reducción de emisiones GEI en Canadá

(2020)



Fuente: Elaboración IDOM con base en datos de World Resources Institute (WRI)

4.3. Estados Unidos

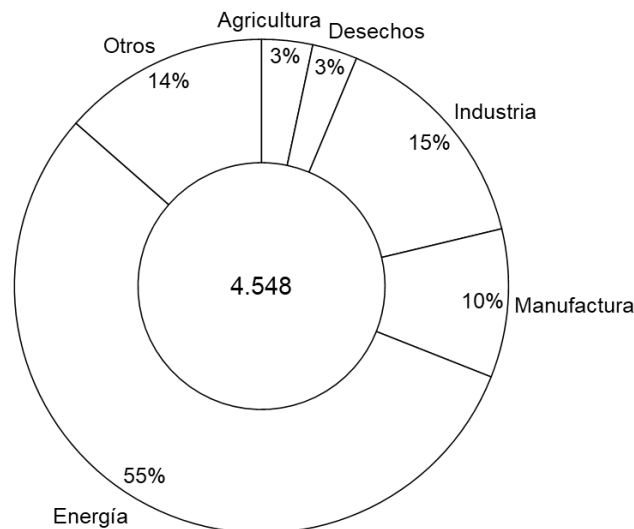
4.3.1. Caracterización

Estados Unidos cuenta con alrededor de 335 millones de habitantes, siendo el tercer país con más población en todo el mundo. Así mismo, el país cuenta con un PIB per cápita de USD 75.000 (2022), el séptimo más elevado del mundo. Tiene una densidad demográfica de 36 habitantes por Km².

En el ámbito económico, Estados Unidos es un país altamente industrializado y con un rol protagónico en la escena comercial global. Los sectores clave incluyen la agricultura (maíz, soya, res y algodón); manufactura de maquinaria, productos químicos, alimentos y automóviles; y un poderoso mercado de servicios enfocado a las finanzas, las nuevas tecnologías, los seguros y los bienes raíces.

Ilustración 38. Emisiones GEI por sector económico en Estados Unidos

(2019, Mt de CO₂ eq)



Fuente: Elaboración IDOM con base en datos de World Resources Institute (WRI)

En cuanto a las emisiones, Estados Unidos genera alrededor de 4.548 Mt de CO₂ eq, lo que representa cerca del 12% de las emisiones globales, siendo el segundo país que más contribuye, solo superado por China (28,1%). La *Ilustración 38* muestra las emisiones por sector, donde los sectores energéticos, industrial y de manufactura representan el 80% de las emisiones del país.

4.3.2. Políticas e incentivos asociados a CCUS

Estados Unidos es el país líder en el desarrollo e implementación de tecnología de CCUS en el mundo. Como evidencia de esto, el país cuenta con un robusto sistema de beneficios para incentivar el desarrollo de esta tecnología, los más relevantes son:

- **Infrastructure Investment and Jobs Act (IIJA, 2021):** Aprobó fondos por 12.000 millones de dólares para nuevas inversiones que apoyaran la tecnología CCUS. Este fondo se diseñó para ayudar a empresas dedicadas a servicios de construcción e ingeniería, venta de materias primas, venta de equipo, y transporte industrial que demuestren estar relacionadas con la implementación de tecnología CCUS.
- **Inflation Reduction Act (IRA, 2022):** Es la inversión ambiental más grande realizada por EE. UU en la historia. Bajo este mecanismo se espera destinar \$400.000 millones de dólares para incentivar las energías limpias y la reducción de emisiones. Uno de los cambios más relevantes fue la modificación del Tax Credit 45Q
- **Tax Credit 45Q for carbon sequestration (2022):** con el IRA, se aprobó un incentivo de entre 60 y 85 USD/t de CO₂ capturada en fuentes industriales o energéticas y 130 -180 USD/t de CO₂ capturada en proyectos DAC

En el marco normativo de Estados Unidos es importante mencionar que el país se reincorporo a la firma del Acuerdo de Paris en 2021, en el comienzo de la administración de Joe Biden. Antes de esto, el país se había retirado del acuerdo durante la administración de Donald Trump, donde se argumentaba que los objetivos consagrados en el Acuerdo iban en contravía con los objetivos económicos del país.

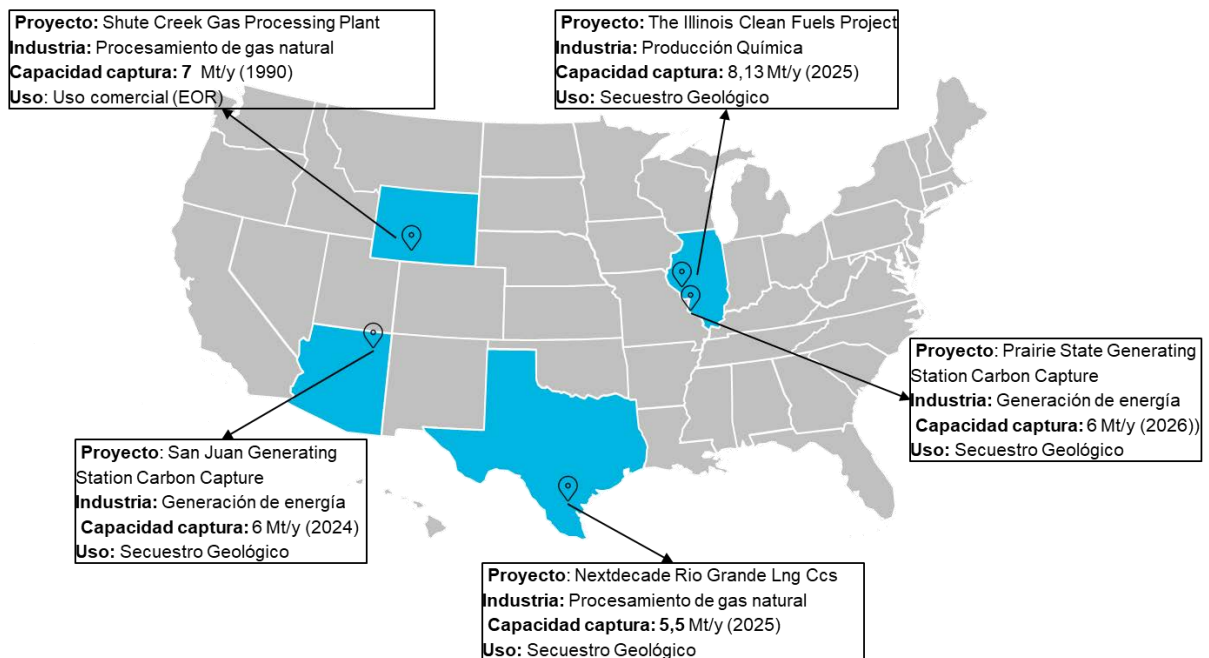
El monitoreo a los proyectos de captura y almacenamiento de CO₂ en Estados Unidos, recae en el National Environmental Policy Act (NEPA). Bajo este se les exige a las autoridades federales hacer un riguroso seguimiento al impacto ambiental de los proyectos que tienen financiación pública para evaluar periódicamente el impacto ambiental.

4.3.3. Implementación de CCUS

Estados Unidos lleva implementado la tecnología de captura de carbono por más de 30 años, siendo impulsada originalmente por el EOR. Actualmente, Estados Unidos sigue liderando en la implementación de esta tecnología con 13 plantas en operación con capacidad de captura de 20.5 Mt de CO₂ al año, lo que representa el 45% de la captura a nivel global. De igual manera, el país tiene 68 proyectos en desarrollo, con lo cual se estima que tendrá en operación 81 plantas para 2030 y podrá capturar más de 230 Mt de CO₂ por año. De igual forma, Estados Unidos cuenta con una red de gasoductos para transporte de CO₂, con una extensión de más de 8.000 km (Great Plains Institute, 2020).

Ilustración 39. Instalaciones de CCUS en Estados Unidos

(2022)



Fuente: Elaboración IDOM con datos del Global CCS Institute

La Ilustración 39 muestra las 5 plantas con mayor volumen de captura en el país, junto con la industria a la que pertenece y el uso final para el CO₂. Inicialmente se puede observar una tendencia hacia el almacenamiento geológico en las plantas más grandes. Al desagregar sobre el total de plantas se encontró que de las 69 que están en desarrollo avanzado u operación, 52 estarán destinadas para almacenamiento geológico mientras que únicamente 13 usarán el CO₂ con fines comerciales, dato que evidencia que el desarrollo de esta tecnología en el país está jalonado por la meta de reducción de emisiones netas de dióxido de carbono.

En la Ilustración 40 se puede observar la estimación de captura de CO₂ por medio de tecnologías CCUS y el número de proyectos identificados para cada sector, acá se evidencia como la mayor

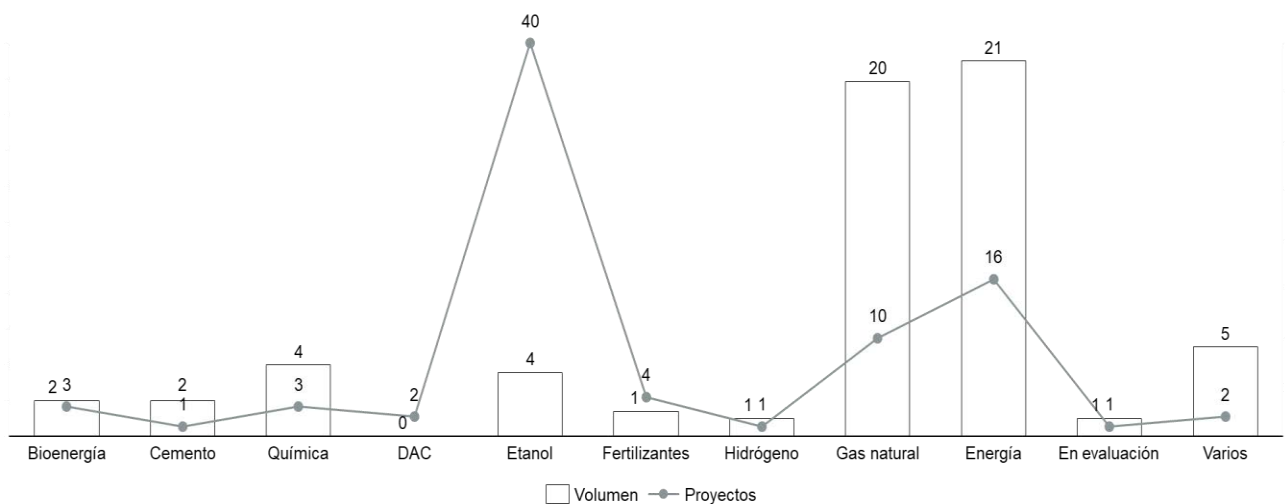
cantidad de plantas se encuentran en la producción de etanol, mientras que la industria energética y de extracción de gas natural son las que más aportan en la generación de CO₂. Además, el 47% de las plantas se ubican en la industria de etanol debido a los bajos costos de captura de CO₂, ya que en esta industria el CO₂ generado no contiene diluyentes. Por otro lado, el 62% de las emisiones provendrán de la industria de gas natural y energía, ya que estas industrias dependen en gran medida de combustibles fósiles para su funcionamiento.

Al identificar casos relevantes, en Estados Unidos se han suspendido tres proyectos de CCUS. El más ambicioso era Kemper County CCUS en el estado de Misisipi, el cual estaba pensado para capturar 3 Mt de CO₂ por año. Este proyecto no pudo continuar debido a sobrecostos de más de 4.000 millones de USD y un atraso en la construcción de tres años. El encargado del proyecto expuso que los sobrecostos se dieron por errores en el diseño de la infraestructura y de las tuberías, que no cumplían con los requerimientos para su instalación en la planta.

Estados Unidos también está desarrollando la planta de DAC más grande del mundo en el estado de Texas. El proyecto STRATOS está pensado para entrar en operación en 2025, con una capacidad de captura de 0,5 Mt de CO₂ al año, lo que lo convertirá en el proyecto más ambicioso de CCUS con DAC.

Ilustración 40. Análisis sectorial de la implementación de CCUS en EE.UU

(2021, Mt/a CO₂)

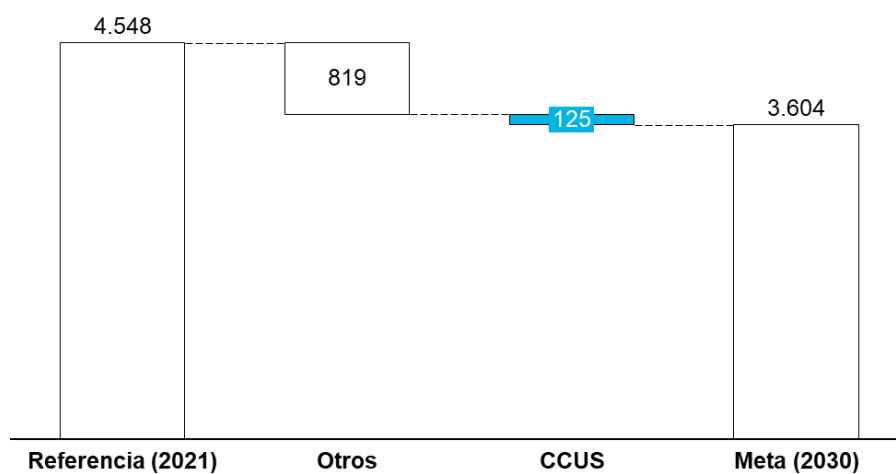


Fuente: Global CCS Institute. 2022 Facilities List

Finalmente, en la Ilustración 41 se puede apreciar las emisiones actuales frente a los objetivos de descarbonización que adoptó el país, considerando la proyección de captura de CO₂ que habrá en 2030. En esta se puede apreciar cómo, independientemente de que Estados Unidos lidera en volumen de captura, sigue muy lejos de alcanzar las emisiones objetivo debido al enorme volumen de CO₂ que genera. Ante esto se puede afirmar que el país requiere aumentar la aplicación de esta tecnología, así como diversificar su matriz de instrumentos para reducir las emisiones netas de CO₂.

Ilustración 41. Impacto potencial de CCUS en las emisiones GEI de Estados Unidos

(2021, Mt CO₂)



Fuente: Elaboración IDOM con base en datos de World Resources Institute (WRI)

4.4. Reino Unido

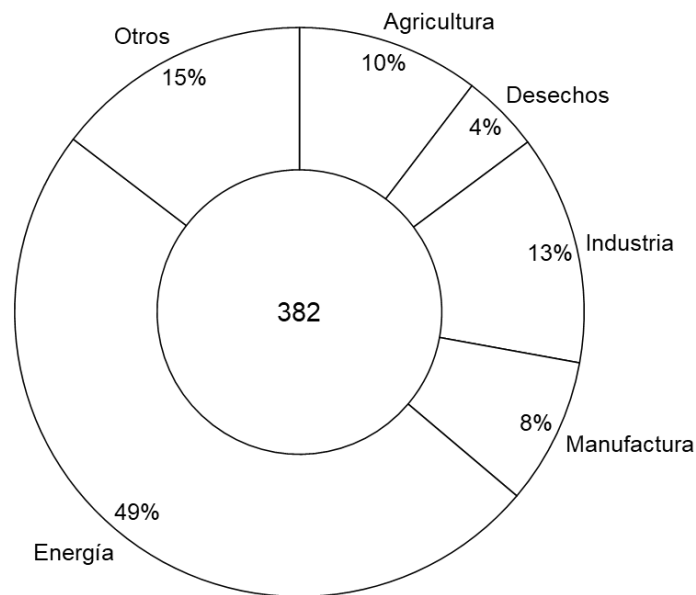
4.4.1. Caracterización

Reino Unido cuenta con 67 millones de habitantes. Es catalogado por el Banco Mundial como un país de ingreso alto con un PIB per cápita de USD 49.675, y se posiciona como la sexta economía mundial. Tiene una densidad poblacional de 277 habitantes por Km², siendo uno de los países más densos en Europa.

En el ámbito económico, Reino Unido se muestra como uno de los grandes productores del mundo, donde se puede destacar su industria aeroespacial, farmacéutica y militar. En el sector energético, el país ha perdido protagonismo en su producción, sin embargo, grandes multinacionales energéticas son de Reino Unido como British Petroleum (BP). En el sector industrial, que representa el 17,5% del PIB, destacan los sectores de herramientas para máquinas, equipos de transporte y los productos químicos.

Ilustración 42. Emisiones GEI por sector económico en Reino Unido

(2019, Mt CO₂ eq)



Fuente: World Resources Institute (WRI)

En cuanto a las emisiones, Reino Unido emite alrededor de 382 Mt de CO₂ eq al año, lo que lo convierte en el segundo país europeo que más genera emisiones, solo superado por Alemania. El sector energético, industrial y de manufactura son responsables del 70% de las emisiones del país.

4.4.2. Políticas e incentivos asociados a CCUS

Reino Unido no cuenta con plantas activas de CCUS, sin embargo, se espera que en el mediano plazo lidere en la implementación de esta tecnología en Europa. Esto lo demuestra con políticas como la NetZero, aprobada en 2021, donde se compromete a eliminar las emisiones netas de CO₂ para 2050. Del mismo modo, se identificaron algunos incentivos para la implementación de CCUS en el país.

- The 10 Point Plan for a Green Industrial Revolution (2020): el gobierno se compromete a invertir USD 14.600 millones para el desarrollo de actividades industriales sostenibles para el medio ambiente. El octavo punto toca exclusivamente el desarrollo de tecnologías CCUS.
- El Ministerio de Estrategia de Negocios, Energía e Industria de Reino Unido publicó en 2022 una serie de incentivos para el desarrollo de tecnologías CCUS. En este se propone una inversión de USD 24.273 millones y se establecen una serie de fórmulas que otorgan incentivos dependiendo del sector, el volumen de captura y la etapa en la cadena de valor.
- UK-ETS carbon pricing (2023): se definió el carbon pricing (impuesto a la emisión de CO₂) en 58,3 libras por tonelada de CO₂ liberada a la atmósfera.

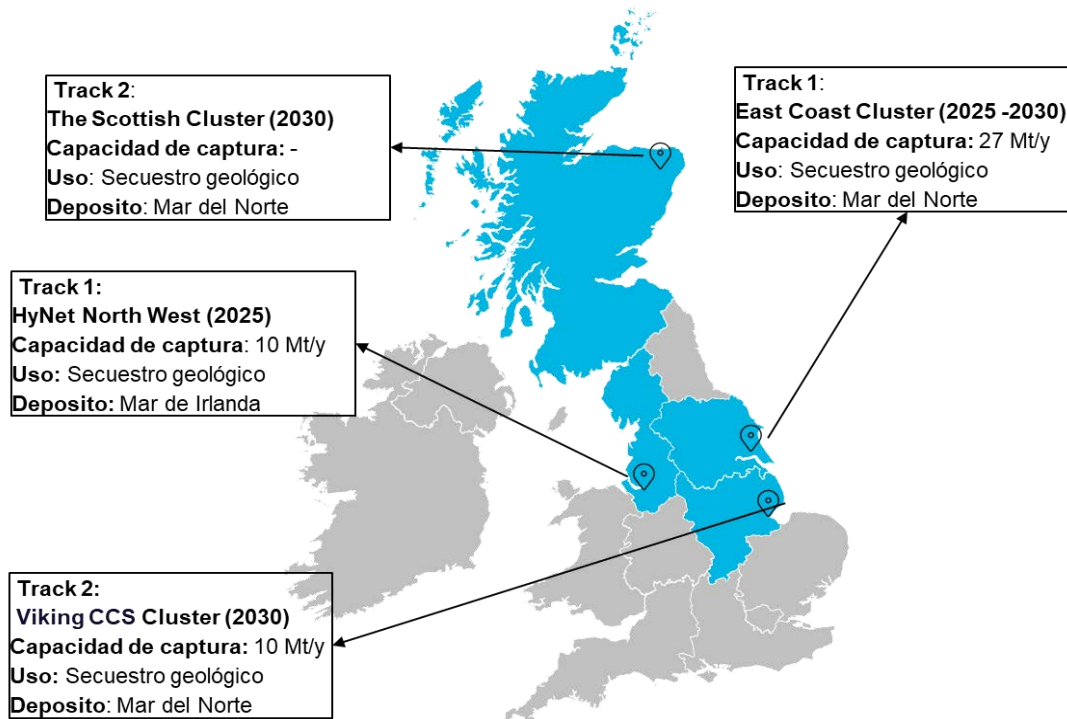
El monitoreo de los puntos de almacenamiento de CO₂ en el Mar del Norte de Reino Unido está a cargo de la North Sea Transition Authority. Esta organización gubernamental se encarga de hacer seguimiento a la presión y distribución del CO₂ dentro del punto de almacenamiento. Su función es crear alertas tempranas ante movimientos inesperados de CO₂ dentro de la reserva y de esta manera anticiparse a posibles fugas.

4.4.3. Implementación de CCUS

Reino Unido tiene definida y aprobada una hoja de ruta para la implementación de CCUS en el país, es esta se tiene estimado tener en operación 27 plantas de captura de carbono para 2033. De igual manera, la ruta definida por el país contempla la creación de 4 clusters donde se agrupan los 27 proyectos con una captura estimada de 30 Mt/y de CO₂.

Ilustración 43. Instalaciones de CCUS en Reino Unido

(2022)



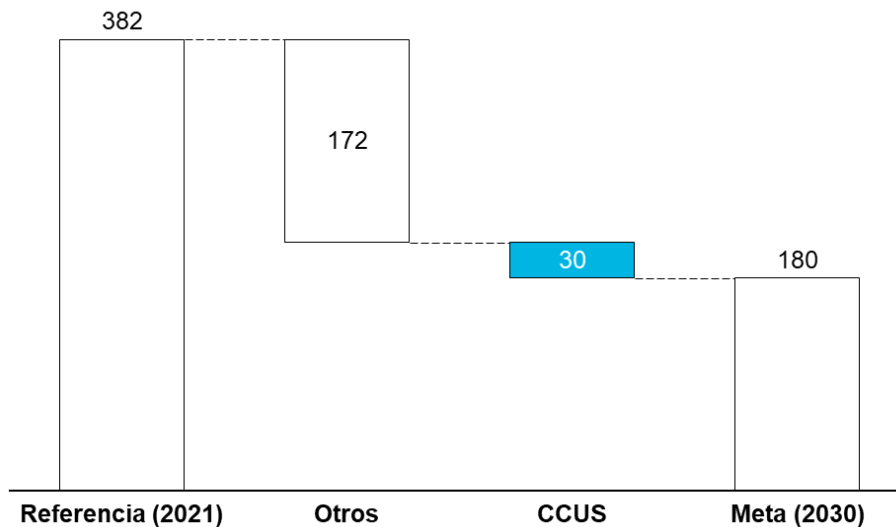
Fuente: Elaboración IDOM con datos del Global CCS Institute

El gobierno ha definido cuatro clústeres en dos fases, Track-1 y Track-2. El Track-1 incluye el East Coast Cluster y el HyNet North West Cluster, con una expansión planificada del East Coast Cluster en 2030, convirtiéndolo en el de mayor capacidad de captura en el país con un estimado de 27Mt/y de CO₂. El Track-2, compuesto por el Viking CCS Cluster y The Scottish Cluster, también se espera que esté en operación para 2030, con la meta de alcanzar una capacidad de captura de 30Mt/y de CO₂ para el Reino Unido en 2030.

De igual manera, al analizar las tendencias de implementación de esta tecnología con un enfoque empresarial, se encontró que el 74% de las plantas estarán ubicadas en el sector de producción de hidrógeno y de generación de energía. Esto se puede explicar debido al modelo de negocio de producción de hidrógeno azul que se incentivó por medio del gobierno y que va de la mano con el desarrollo de los clusters para el almacenamiento de CO₂.

Ilustración 44. Impacto potencial de CCUS en las emisiones GEI de Reino Unido

(2021, Mt CO₂ eq)



Fuente: Elaboración IDOM con base en datos de World Resources Institute (WRI)

La Ilustración 44 muestra la relación de las emisiones actuales frente a la meta de emisiones establecida para 2030. Considerando la estimación de captura que tendrá el país para ese año, el gobierno deberá seguir con sus esfuerzos para la reducción de emisiones en miras a alcanzar los objetivos.

4.5. Noruega

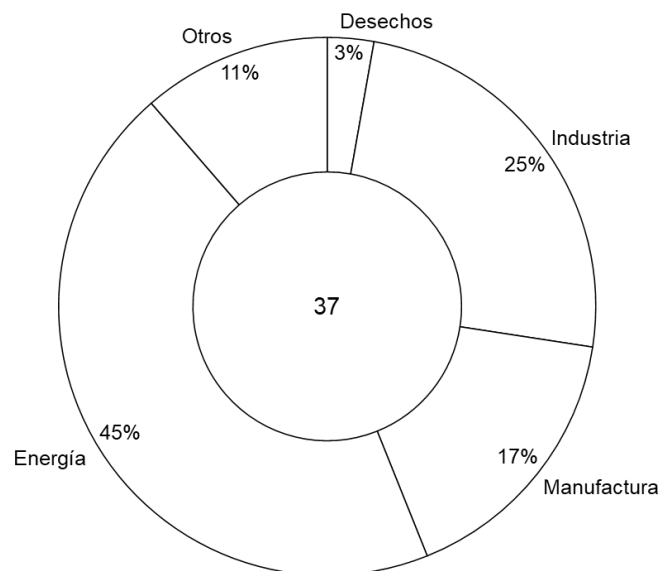
4.5.1. Caracterización

Noruega es un país ubicado al norte de Europa, cuenta con una población de 5,4 millones de habitantes y es catalogado como un país de ingreso alto, con un PIB per cápita de 89.154 USD, el cuarto más alto en Europa. Adicionalmente, tiene una densidad poblacional de 14,2 habitantes por Km², la más baja en todo Europa.

Noruega posee una economía diversificada que abarca la producción de petróleo, gas, productos químicos, electrónicos y navegable, impulsando la innovación y la exportación de tecnología. El país también destaca en servicios financieros, turismo, salud y educación de alta calidad. Su economía equilibrada entre la industria y los servicios contribuye a su estabilidad y éxito económico. La industria del petróleo y gas es especialmente significativa, con inversiones considerables en exploración y producción. Además, Noruega ha fomentado sectores tecnológicos y de energía renovables.

Ilustración 45. Emisiones GEI por sector económico en Noruega

(2019, Mt CO₂ eq)



Fuente: World Resources Institute (WRI)

En emisiones de CO₂, Noruega emite 37 Mt/y de CO₂ eq, donde un 87% de las emisiones son generadas desde el sector de generación energética, manufactura e industria.

4.5.2. Políticas e incentivos asociados a CCUS

Desde el gobierno de Noruega se está promoviendo y financiando uno de los proyectos más ambiciosos para captura de carbono en el mundo llamado Longship. Con esta inversión, el gobierno espera poner en funcionamiento la primera red transfronteriza y abierta de infraestructuras de transporte y almacenamiento de CO₂ en Europa, con una inversión de más de 2.000 millones USD. De igual manera, el gobierno se ha mostrado comprometido a reducir su huella de carbono en un 90%-95% con respecto a 1990, para el año 2050. En función de esto, Noruega es el cuarto país con el impuesto al carbono más alto del mundo, con un promedio de \$91 USD/t CO₂.

Frente al monitoreo de los puntos de almacenamiento, Noruega le asigna esta responsabilidad a los operadores del proyecto. En el caso de Longship, la responsabilidad recae sobre Heidelberg Materials, Celsio, y Northern Lights, los tres operadores industriales del proyecto. Ellos tienen la obligación de hacer un reporte periódico a las autoridades noruegas sobre posibles riesgos y cambios en los patrones del almacenamiento de CO₂ que podrían suponer problemas en la planta,

4.5.3. Implementación de CCUS

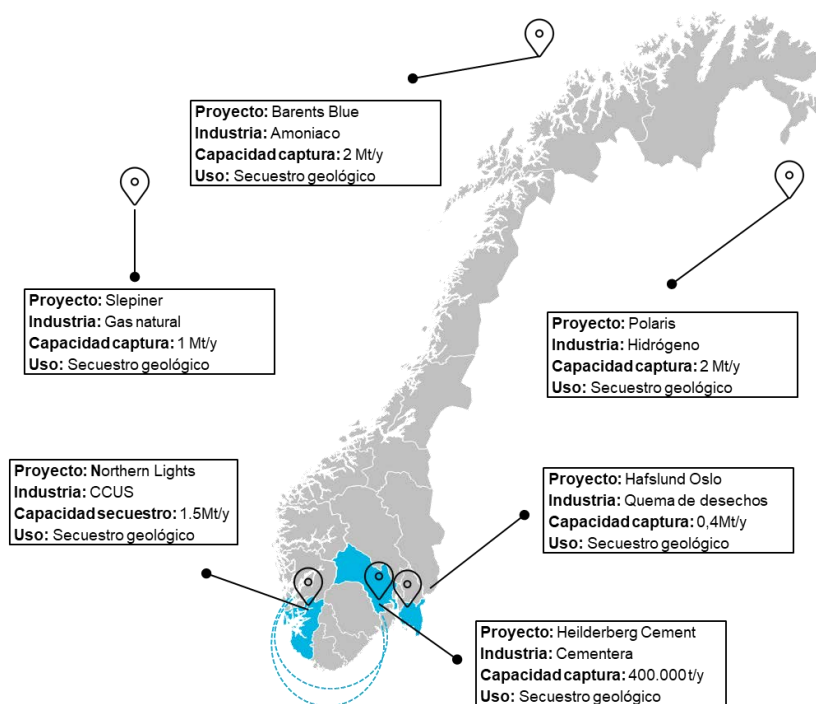
Noruega se ha posicionado como líder en la implementación de la tecnología de CCUS como parte de su compromiso en la lucha contra el cambio climático y la reducción de emisiones. Un ejemplo destacado es el proyecto Sleipner, que comenzó en 1996 y fue uno de los primeros proyectos de CCUS a nivel mundial. En este proyecto, el CO₂ se separa del gas natural producido en el Mar del Norte y se inyecta de manera segura en un acuífero subterráneo, estableciendo un modelo de referencia para la industria petrolera y gasífera.

Realizar estudios financieros, económicos, ambientales y legales para evaluar potencial e implicaciones de implementar proyectos de CCUS en Colombia. - CO-T1654-P006 – P2. Diagnóstico y Análisis Internacional

Otro proyecto significativo en Noruega es el Northern Lights, una iniciativa a gran escala que busca establecer una infraestructura para capturar CO₂ de fuentes industriales en toda Europa y transportarlo a la costa oeste de Noruega para su almacenamiento subterráneo. Este proyecto ha atraído interés internacional y promueve la colaboración entre varios países europeos.

Ilustración 46. Instalaciones de CCUS en Noruega

(2020)



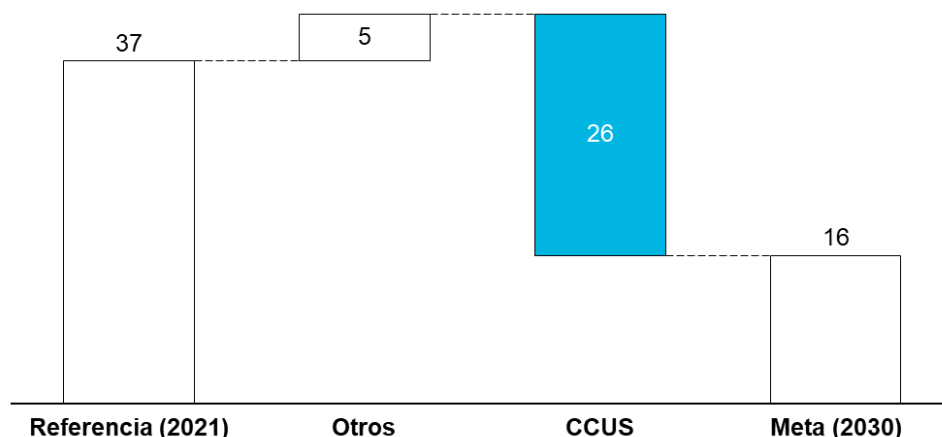
Fuente: Elaboración IDOM con datos del Global CCS Institute

Noruega ha respaldado su liderazgo en CCUS con políticas de apoyo, incluyendo incentivos fiscales y financiamiento para proyectos de investigación y desarrollo en esta área. El país se ha fijado objetivos ambiciosos de reducción de emisiones y ve en el CCUS una herramienta clave para alcanzarlos. Además, Noruega cuenta con formaciones geológicas seguras y apropiadas para el almacenamiento subterráneo de CO₂, las cuales son monitoreadas y reguladas estrictamente para garantizar la seguridad de este proceso.

Por último, se resalta que Noruega ha buscado la colaboración internacional en sus esfuerzos de implementación de la tecnología CCUS, como lo demuestra su participación en proyectos como el Northern Lights (Longship), que involucra a varios países europeos.

Ilustración 47. Impacto potencial de CCUS en las emisiones de Noruega

(2021-2030; Mt CO₂)



Fuente: Elaboración IDOM con base en datos de World Resources Institute (WRI)

Por último, la Ilustración 47 muestra las emisiones actuales frente a la meta propuesta para 2030. Con los proyectos operativos o en desarrollo, el país espera capturar 26 Mt/y de CO₂, con lo cual podría cubrir todas las emisiones necesarias para alcanzar la meta a 2030, siendo uno de los países mejor ubicados para alcanzar la meta de emisiones cero establecida para 2050.

4.6. Aprendizajes del benchmark

Posterior a la realización del análisis a los países de Canadá, Estados Unidos, Reino Unido y Noruega, de manera transversal se identifican los siguientes aprendizajes, los cuales serán aplicados para las siguientes etapas del proyecto.

Tabla 6. Aprendizajes del benchmark internacional

(2023)I

País/emisiones	Políticas e Incentivos	Sectores	Tamaño de operación (2030)
Estados Unidos (4.548 Mt de CO ₂ eq/año)	<ul style="list-style-type: none"> • Infraestructure Investment and Jobs Act (IIJA) • Inflation Reduction Act (IRA) • Tax Credit 45Q for carbon sequestration 	<ul style="list-style-type: none"> • Etanol • Gas Natural • Generación de energía 	<ul style="list-style-type: none"> • 125 Mt/y de CO₂ para 2030 • 81 plantas de captura en operación
Canadá (652 Mt de CO ₂ eq/año)	<ul style="list-style-type: none"> • Carbon Management Strategy • RD&D Support 	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrógeno • Generación de energía 	<ul style="list-style-type: none"> • 90 Mt/y de CO₂ para 2030 • 13 plantas de captura en operación

	<ul style="list-style-type: none"> • CCUS Investment Tax Credit (ITC) • Carbon Tax: 48 USD/ Ton de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Refinamiento de petróleo 	
Reino Unido (382 Mt de CO ₂ eq/ año)	<ul style="list-style-type: none"> • The 10 Point Plan for a Green Industrial Revolution • UK-ETS carbon pricing • Carbon Tax: 66,8 USD/ Ton de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Hidrógeno • generación de energía 	<ul style="list-style-type: none"> • 30 Mt/y de CO₂ para 2030 • 27 plantas de captura en operación
Noruega (37 Mt de CO ₂ eq/ año)	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión directa en el proyecto Longship • Altos impuestos de carbono • Carbon Tax: 74 USD/ Ton de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Gas natural • Quema de residuos • Hidrógeno • Cemento 	<ul style="list-style-type: none"> • 26 Mt/y de CO₂ para 2030 • 12 plantas de captura en operación

Fuente: Elaboración IDOM

Al examinar la situación de Canadá, Estados Unidos, Reino Unido y Noruega en relación con la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CCUS), se pueden extraer varias conclusiones significativas.

Canadá ha adoptado una estrategia sólida de manejo de carbono con legislación de créditos fiscales, sistemas de precios de carbono y créditos de compensación de gases de efecto invernadero (GEI). Con una serie de proyectos en desarrollo y en operación, Canadá se posiciona como un jugador clave en la reducción de emisiones de CO₂, con una disminución proyectada en el costo de captura de CO₂ en el sector de Oil & Gas y un significativo ahorro en inversión en CCUS por tonelada.

En Estados Unidos, a pesar de su liderazgo mundial en CCUS, el país enfrenta el desafío de ser el segundo mayor emisor de GEI. No obstante, se están incentivando proyectos mediante beneficios fiscales como el Tax Credit 45Q, y se espera que la captura de CO₂ evolucione hacia un mayor enfoque en el almacenamiento geológico. Para cumplir sus compromisos bajo el Acuerdo de París, Estados Unidos deberá realizar esfuerzos significativos para seguir reduciendo sus emisiones.

El Reino Unido, aunque actualmente carece de plantas de CCUS operativas, está trabajando en desarrollar la capacidad para capturar 30Mt/y para 2030. Se ha impulsado este desarrollo mediante la formación de clusters empresariales estratégicos para el transporte y almacenamiento geológico, en línea con otros esfuerzos ambientales como la industria del hidrógeno azul. El Reino Unido afronta el desafío de cumplir con sus compromisos de reducción de emisiones adquiridos en el Acuerdo de París.

Noruega se destaca como un país pionero en la implementación de la tecnología CCUS en la Unión Europea, con un objetivo de captura de 26Mt/y para 2030 respaldado por seis proyectos gubernamentales en desarrollo. De todos los países considerados en el benchmark, Noruega está más cerca de alcanzar sus objetivos de descarbonización según lo establecido en el Acuerdo de

Realizar estudios financieros, económicos, ambientales y legales para evaluar potencial e implicaciones de implementar proyectos de CCUS en Colombia. - CO-T1654-P006 – P2. Diagnóstico y Análisis Internacional



París. En conjunto, estos países están desempeñando un papel crucial en el avance de la tecnología CCUS y en la lucha global contra el cambio climático.

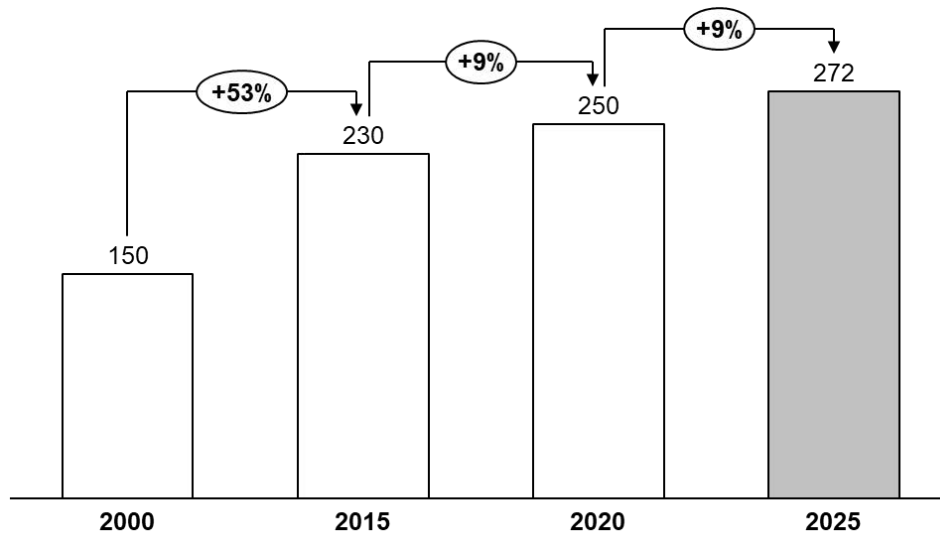
Al traer estos aprendizajes al caso de Colombia, nos encontramos con que el país tiene presencia de industrias con alto potencial para la implementación de esta tecnología. Por ejemplo, industrias de extracción petrolera, de generación termoeléctrica, cementeras, entre otras. Por otro lado, se identificó que los países del benchmark tiene en común un robusto sistema de incentivos para atraer inversión en el desarrollo de estos proyectos. Un factor determinante para darle viabilidad a estos proyectos y en el cual Colombia sigue muy rezagada.

5. Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

Como se mencionó anteriormente, en la actualidad el mayor desarrollo de la tecnología de CCUS se está dando hacia el almacenamiento geológico de CO₂. Sin embargo, existe un mercado que demanda CO₂ con fines comerciales, siendo un insumo en la producción de determinados bienes.

Ilustración 48. Demanda de CO₂ en el mundo

(2000 - 2025, MtCO₂/y)

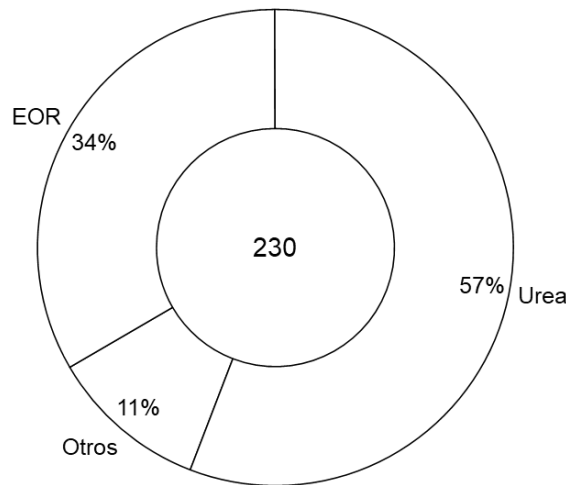


Fuente: Putting CO₂ to Use. IEA (2019)

La IEA afirmó que la demanda de CO₂ fue de 250 Mt/y en todo el mundo (2020), con un crecimiento estimado de la demanda de 1.5% a 1.7% anual hasta 2025. No obstante, también se proyecta un aumento considerable de la oferta, acompañado por la creciente implementación y desarrollo de la tecnología CCUS en numerosos países.

Ilustración 49. Composición de la demanda de CO₂ mundial

(2015, Mt CO₂/y)

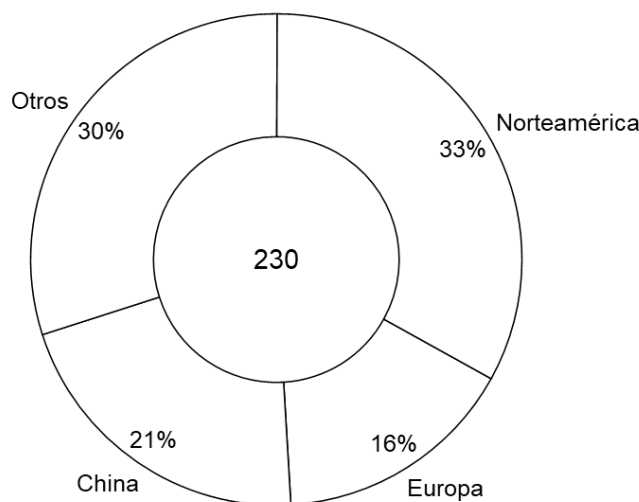


Fuente: Putting CO₂ to Use. IEA (2019)

La Ilustración 49 muestra que productos son los que más demandan CO₂ en el mundo. Acá se puede apreciar que la producción del fertilizante urea es responsable del 57% de la demanda del gas, siendo, con amplitud, el mayor uso para el CO₂ comercial. En segundo lugar, se encuentra el EOR, el cual es un mecanismo empleado en la industria de extracción de petróleo para aumentar el rendimiento de pozos, estos dos usos concentran el 89% de la demanda, lo que nos indica que el CO₂ comercial no cuenta con un mercado diversificado.

Ilustración 50. Ubicación de la demanda de CO₂

(2015, Mt CO₂/y)



Fuente: Putting CO₂ to Use. IEA (2019)

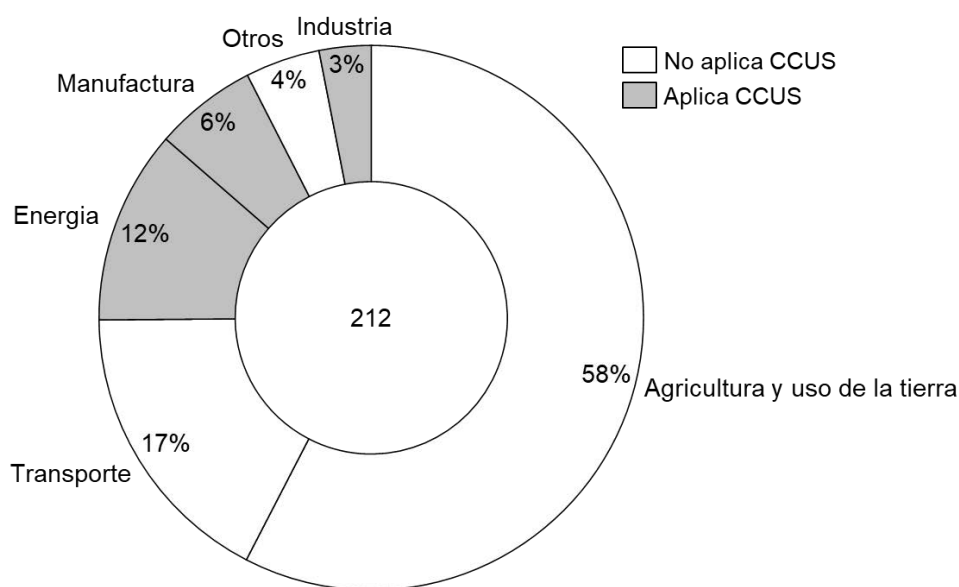
De igual manera, la Ilustración 50 muestra donde se ubica la demanda de CO₂, en esta se puede identificar como la demanda la concentran países con un sector industrial desarrollado y dinámico como Norteamérica, China y Europa, donde se ubica el 70% de la demanda.

5.1. Identificación y análisis de sectores emisores

Según datos proporcionados por la Organización Meteorológica Mundial en el año 2021, Colombia se ubicaba en el puesto 47 a nivel mundial en cuanto a sus emisiones anuales de CO₂, siendo el sexto en la región de América Latina. De acuerdo con estadísticas del Banco Mundial, un ciudadano colombiano emite anualmente alrededor de 1,6 toneladas de CO₂, cifra inferior al promedio global de emisiones per cápita, que se sitúa en 4,47 toneladas de CO₂, así como al promedio de América Latina y el Caribe, que llega 2,6 toneladas de CO₂ por persona. Para el año 2019, las emisiones GEI de Colombia representaban un 0,57% del total global.

Ilustración 51. Emisiones de CO₂ por sector económico en Colombia

(2018; Mt CO₂)



Fuente: BUR3. Tercer Informe Bienal de Actualización de Cambio Climático de Colombia

En 2018 Colombia emitió 212 Mt de CO₂. La Ilustración 51 muestra las emisiones por sector económico. De acuerdo con los informes de la ONU y la IEA, a nivel global, el sector energético se posiciona como la principal fuente de contaminación, contribuyendo con un 76% de las emisiones totales, seguido por la agricultura y la ganadería con un 12%. No obstante, en el contexto colombiano, se evidencia una disparidad, ya que el sector energético aporta un 12% de las emisiones, mientras que la agricultura, la ganadería y la deforestación representan el 59% de dichas emisiones.

Frente este escenario, desde Colombia se definieron dos mecanismos para la reducción de emisiones en el país. Las estrategias AFOLU (Agriculture, Forestry, and Other Land Use, por sus siglas en Inglés), agrupan las alternativas que provienen de fuentes naturales que previenen la degradación y la pérdida de ecosistemas. En el informe E2050 (2021) se estimó que Colombia tiene potencial para capturar 444.7 Mt/y de CO₂ por medio de estas estrategias.

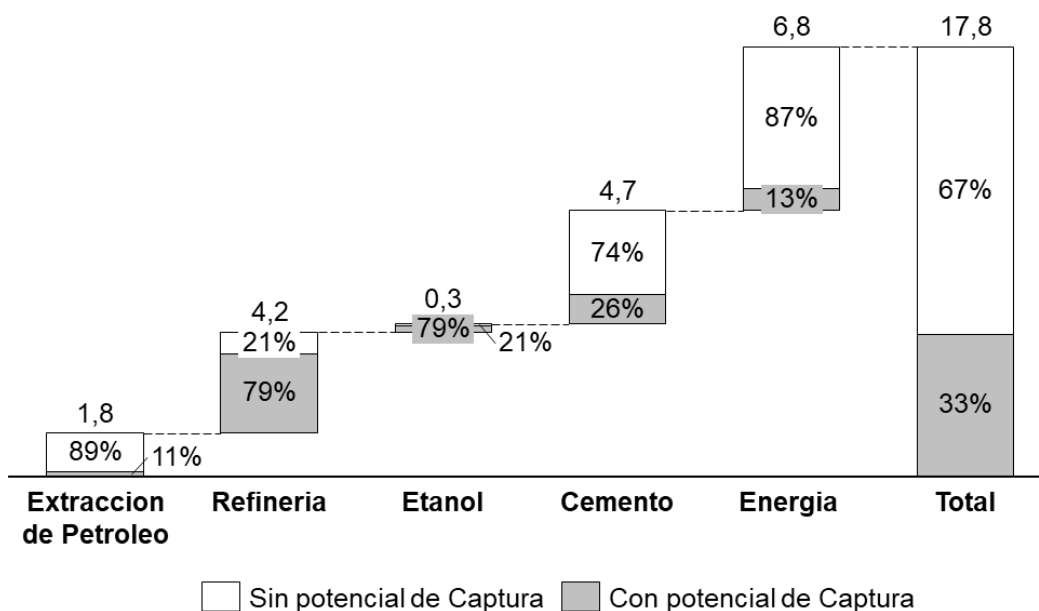
Por otro lado, las estrategias No AFOLU comprenden todo lo relacionado con la tecnología CCUS, para el caso de Colombia se estimó un potencial de captura de 7,3 Mt/y de CO₂ para 2050 y una capacidad de almacenamiento de 247 Mt de CO₂ (E2050, 2021)

5.2. Definición de los mercados y estimación de la demanda potencial asociada a cada mercado y tecnología – Potencial de captura

Considerando la matriz industrial presente en el país, se identificaron los 5 sectores con mayor potencial para la implementación de CCUS: la extracción de petróleo, las refinerías, la producción de etanol, las cementeras y la generación de energía. Dentro de estas se proyectó un potencial de captura de 5.9Mt/y, lo que representa el 33% de las emisiones generadas por estas industrias (Yáñez, 2020). Estas industrias fueron seleccionadas considerando el volumen de CO₂ generado, tecnología disponible, requerimientos energéticos y ubicación geográfica.

Ilustración 52. Potencial de captura de CO₂ en Colombia

(Mt CO₂ por año)

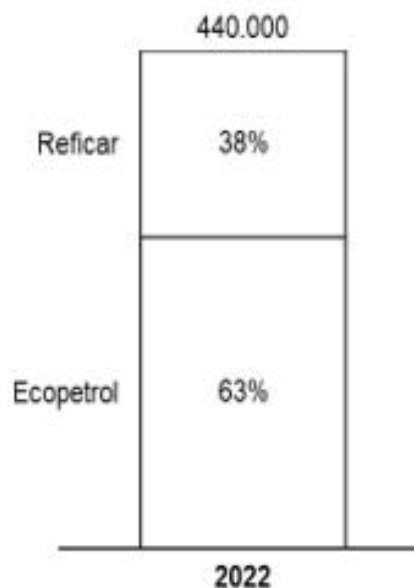


Fuente: Elaboración IDOM con datos de E. Yáñez et al. (2020)

La Ilustración 52 muestra la relación entre potencial de captura y emisiones en los sectores seleccionados con potencial para CCUS en Colombia. De esta manera, y con el fin de caracterizar cada uno de estos sectores en el país, se señalaron los agentes más representativos de estas industrias en el mercado colombiano, con el objetivo de realizar una caracterización sectorial y geográfica de estas empresas.

Tabla 7. Caracterización de la industria petrolera – refinación en Colombia

La industria del refinado de petróleo ostenta un papel fundamental en la cadena de abastecimiento energético y en el contexto del cambio climático. Se muestra como el tercer mayor emisor de gases de efecto invernadero de emisiones estacionarias a nivel global, aportando un 6% al conjunto de emisiones industriales de gases de efecto invernadero. De manera más específica, el dióxido de carbono representa aproximadamente el 98% de la totalidad de gases de efecto invernadero liberados por las instalaciones de refinerías de petróleo.



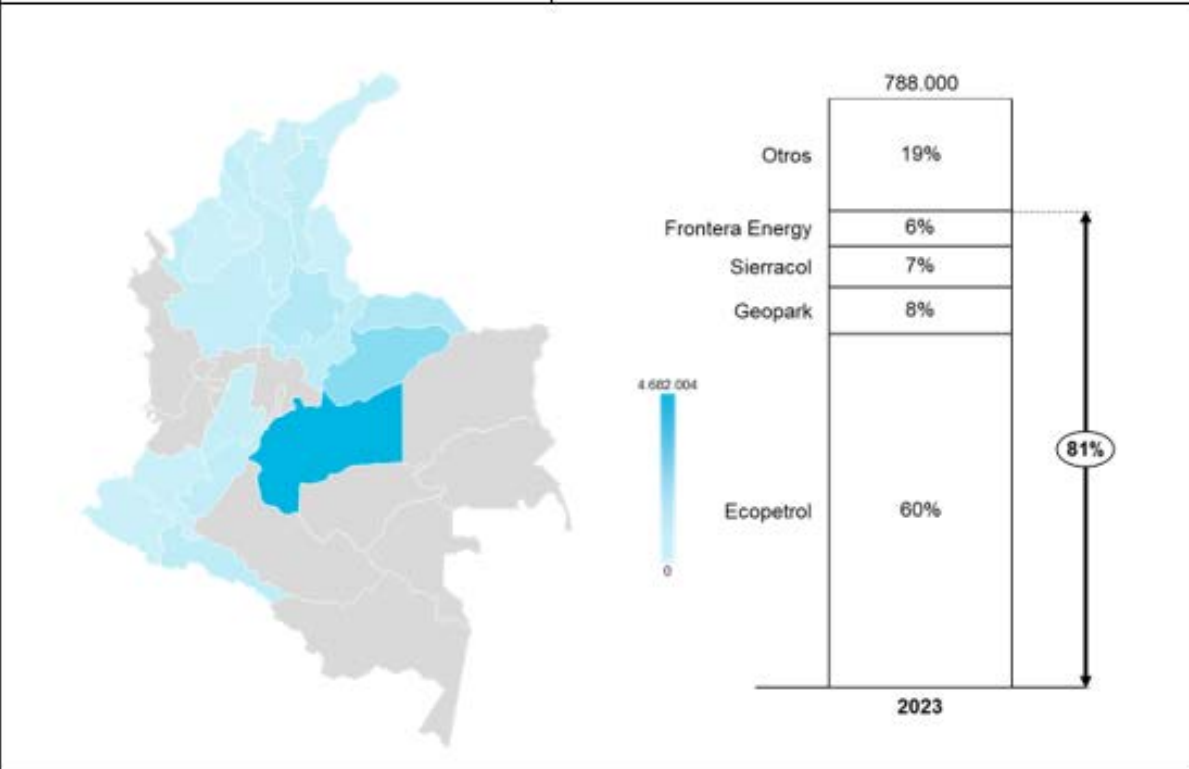
El mapa nos muestra una caracterización departamental de la industria de refinación en Colombia. El país tiene una capacidad de refinación de 440.000 BDP, repartido entre Ecopetrol (63%) y Reficar (38%). Por ubicación geográfica, los departamentos con mayor volumen de producción son Santander, Bolívar, Norte de Santander, Meta y Putumayo.

Fuente: Elaboración IDOM con datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos
Foto: El Colombiano

Tabla 8. Caracterización de la industria petrolera – producción en Colombia

La explotación de petróleo representa una fuente significativa de emisiones de CO2. La exploración y extracción de petróleo aporta una huella de carbono importante al ser una actividad carbono intensiva en su producción y en su uso.

La gestión de las emisiones de CO2 en la industria petrolera se ha convertido en un punto crítico en la discusión de sostenibilidad ambiental. En el país es un emisor importante al considerar la trayectoria petrolera de Colombia.



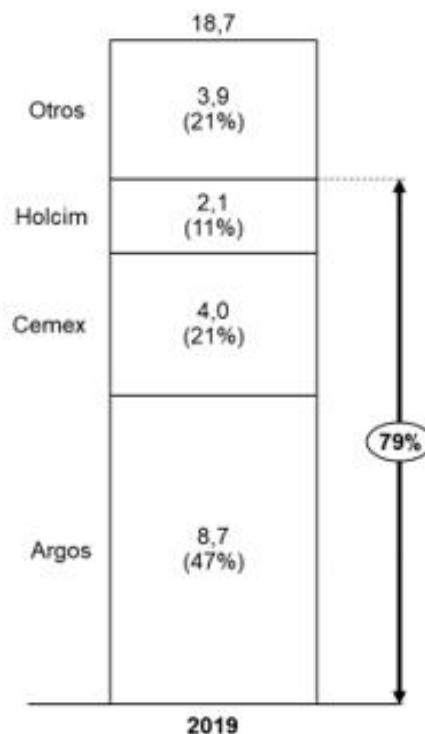
El mapa muestra la exploración y explotación de petróleo por departamento en el país. En Colombia, el 81% la producción de petróleo se concentra en 5 operadoras y el 82% proviene de 4 departamentos. Por número de BPD, las empresas líderes son Ecopetrol (60%), Geopark (8%), Sierracol (7%) y Frontera Energy (6%). A nivel departamental, se destaca Meta, Casanare, Arauca y Santander

Fuente: Elaboración IDOM con datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos
Foto: El Tiempo

Tabla 9. Caracterización de la industria cementera en Colombia

La industria de producción de cemento es reconocida como un importante emisor de CO₂. Siendo catalogada como un sector "hard to abate" debido a las pocas opciones que tienen para modificar sus procesos a unos con menor generación de emisiones.

Frente a este escenario, la tecnología de CCUS es una gran alternativa para reducir el impacto ambiental de esta industria en el país.



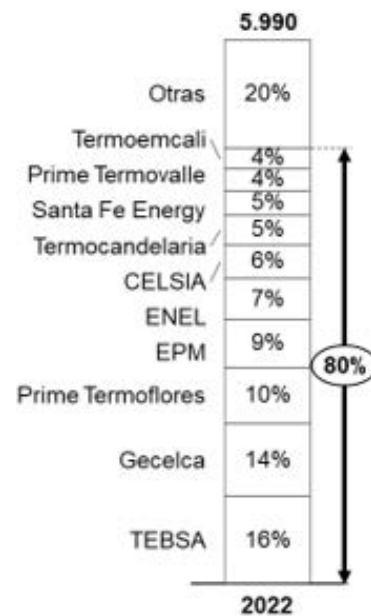
El mapa hace referencia a la industria de cemento en el país. El 79% de la producción de cemento esta a carga de 3 empresas, repartidas en 13 plantas de producción. Por volumen de producción, la más grande es Argos (47%), Cemex (21%) y Holcim (11%). En la caracterización geográfica se encontró que Antioquia, Santander, Valle del Cauca y los departamentos de la Costa Caribe concentran la producción de cemento nacional

Fuente: Elaboración IDOM con datos de Dane, Asocreto
Foto: El Colombiano

Tabla 10. Caracterización de la industria termoeléctrica en Colombia

Las termoeléctricas juegan un papel crucial en la matriz de generación energética en Colombia. Estas funcionan mediante combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural. Este proceso es intensivo en la emisión de CO2 ya que la quema de estos combustibles libera el carbono contenido en ellos.

Por su volumen de emisiones y el desarrollo de nuevas alternativas para generación energética, se han incentivado políticas para la transición energética en todo el mundo



El mapa muestra la industria de generación termoeléctrica por departamento. Se encontró que el 33% de la capacidad de generación de energía del país proviene de este tipo de fuentes. Las 10 operadoras más grandes en el país concentran el 80% del mercado. A nivel departamental, Meta, Casanare, Cesar, y La Guajira explican el 79% de la oferta de energía térmica de Colombia.

Fuente: Elaboración IDOM con datos de Integrame – MME & PARATEX - XM
Foto: El Colombiano

Tabla 11. Caracterización de la industria de etanol en Colombia

La producción de etanol desempeña un papel significativo en la reducción de las emisiones de CO2. Aunque la producción de etanol implica la liberación de CO2 durante el proceso, esta cantidad se considera neutra en carbono, ya que las plantas utilizadas para su producción absorben una cantidad similar de CO2 durante su crecimiento. Como resultado, la utilización de etanol como combustible puede reducir las emisiones netas de CO2 y se considera una alternativa más sostenible en comparación con los combustibles tradicionales.



	8.274
Ingenio Risaralda	8%
Ingenio Manuelita	11%
Ingenio Providencia	13%
Ingenio Riopaila	14%
Mayagüez	15%
Bioenergy	17%
Ingenio Incauca	23%
	2019

El mapa hace referencia a la industria de producción de etanol por departamento. En Colombia la producción la concentran 7 empresas en 4 departamentos, siendo Valle del Cauca (58%) y el Cauca (20%) los principales productores.

Fuente: Elaboración IDOM con datos del Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles (SICOM) Foto: BNAmericas

5.3. Análisis de la demanda de los usos de CO₂

5.3.1. Enhanced Oil Recovery (EOR)

El EOR es un proceso que permite aumentar la cantidad de petróleo que puede ser extraído de un pozo de petróleo. Normalmente este proceso se lleva a cabo con la inyección de un gas o agua en los pozos, con el objetivo de aumentar la presión y forzar la salida del petróleo de la roca. Uno de los gases más usados para este proceso es el CO₂. La EIA estima que EOR- CO₂ reduce las emisiones netas a 0,19 tCO₂ por barril de petróleo extraído. Esto representa una reducción neta aproximada del 40% de las emisiones del petróleo.

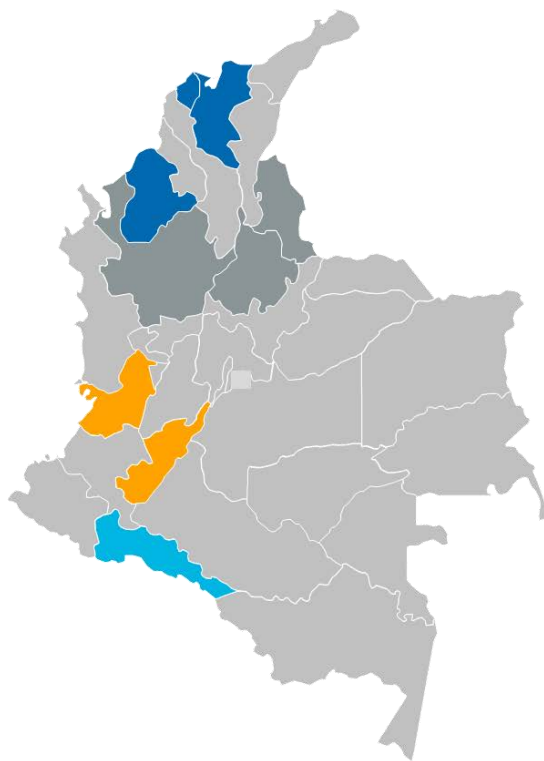
De igual manera, asumiendo un costo aproximado de 25 USD por tonelada de CO₂ y un estimado de 0.5t de CO₂ por cada barril de petróleo extraído, se puede estimar un costo adicional de entre 7 y 15 dólares extra por barril de petróleo extraído por medio de esta tecnología. La alta demanda de CO₂ en el sector de extracción de petróleo hace que este uso sea atractivo para atraer inversión. Frente a esto, es importante hacer un seguimiento riguroso del impacto de los proyectos de EOR CO₂ para evitar que recursos destinados a promover la de reducción de emisiones GEI financien industrias altamente contaminantes.

A nivel Colombia, el EOR es la alternativa de uso de CO₂ con más literatura disponible. Yáñez (2020) identificó 4 clusters con potencial para la implementación de esta tecnología en Colombia considerando la concentración de industrias generadoras de CO₂, la cercanía a la zona de almacenamiento geológico (<300km), la infraestructura existente y los costos asociados a su captura y transporte.

La Ilustración 53 señala los 4 clusters identificados junto con su potencial de captura, almacenamiento y las industrias que lo componen. De esta se pudo observar que Colombia tiene potencial para generar 435 millones de barriles de crudo por medio de CCUS- EOR (Yáñez, 2020). Frente a los 2.074 millones de barriles de reservas confirmadas de crudo que tiene el país, este valor representa un aumento de 22% en las reservas disponibles (ANH, 2023)

Ilustración 53. Zonas con potencial para la implementación de la tecnología CCUS - EOR

(2020)



Cluster 1

Petróleo, generación eléctrica y cemento
Potencial de captura: 4,3 Mt/y
Potencial de almacenamiento: 200 Mt (50 años)

Cluster 2

Petróleo
Potencial de captura: 0,22 Mt/y
Potencial de almacenamiento: 9Mt

Cluster 3

Petróleo, generación eléctrica y cemento
Potencial de captura: 0,51 Mt/y
Potencial de almacenamiento: 12Mt

Cluster 4

Etanol, cemento, energía y petróleo
Potencial de captura: 0,87 Mt/y
Potencial de almacenamiento: 21Mt

Fuente: Elaboración IDOM con datos tomados de E. Yáñez et al. (2020)

5.3.2. Producción de Urea

El principal uso comercial para el CO₂ en el mundo es la producción de urea. Esta es el fertilizante nitrogenado de mayor uso en el mundo y se usa en una gran variedad de cultivos como: arroz, maíz, trigo, caña de azúcar, papa, pasturas, frutas y hortalizas, entre otros. El combustible utilizado para la producción de urea es el gas natural, y es el costo de este el principal determinante de su costo de producción.

En Colombia no existe una industria productora de urea, por lo que las 400.000 toneladas que se usan en el país cada año (2021) tienen que ser suministradas desde el exterior. El 24% de la urea es importado de Trinidad y Tobago, 23% de Rusia, 18% de Estados Unidos, 8% de China y 6% de Argelia. Vale la pena mencionar que con el conflicto entre Rusia y Ucrania hubo una fuerte perturbación en la cadena de suministros de este producto ya que los dos países son grandes productores de urea, lo que llevó al país a explorar otros mercados para satisfacer la demanda.

El país abandonó la producción de este fertilizante en los años 90 debido a que los precios del gas natural en Colombia hacían que el producto no fuera competitivo frente a los productores internacionales⁴. La síntesis de la urea es muy demandante a nivel energético, requiriendo 22,2 GJ

⁴ Manuel Iván Gómez, docente de la facultad de Ciencias Agrarias de la Universidad Nacional de Colombia señaló que en la década de los 90 el país producía alrededor de 20.000 toneladas al año, principalmente en la planta de Fertilizantes Colombianos (Ferticol).

por tonelada de urea producida. A nivel regional: Bolivia, Argentina, Venezuela, Trinidad y Tobago y Brasil son productores de urea.

5.3.3. Industria de alimentos y bebidas

La tercera industria que más demanda CO₂ es la de alimentos y bebidas, siendo responsable del 6% de la demanda de CO₂ a nivel mundial (IEA, 2019). Dentro de esta industria se identificaron los siguientes usos:

- Congelación criogénica: La congelación criogénica es un método de congelación ampliamente utilizado en la industria de alimentos ya que permite bajar la temperatura de manera rápida y efectiva, manteniendo las texturas y sabores de los alimentos.
- Hielo seco: El hielo seco es usado para el transporte de alimentos congelados ya que al descomponerse lo hace como gas y no como líquido.
- Conservación de alimentos conservados: El dióxido de carbono en las instalaciones de almacenamiento de cereales, frutas y verduras evita la aparición de plagas porque, a un nivel determinado, el CO₂ es mortal para los seres vivos, matando insectos o plagas.
- Carbonatación de bebidas: El CO₂ es el gas más popular en el mundo para la gasificación de bebidas.

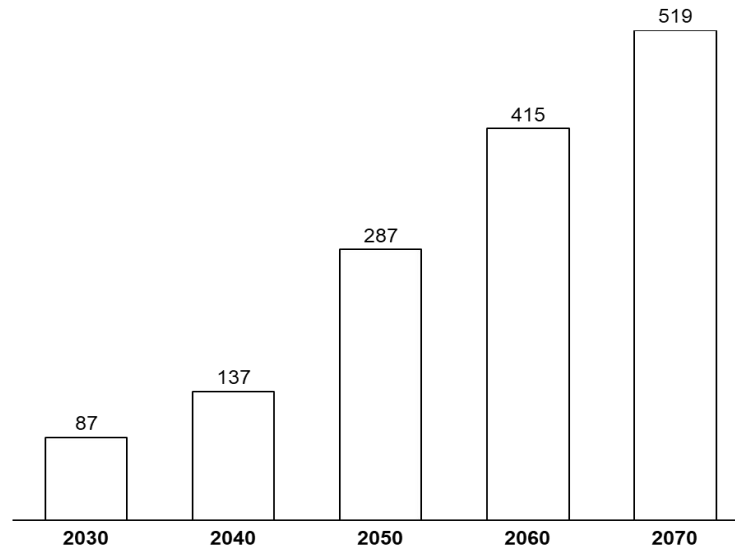
5.3.4. Hidrógeno azul

El hidrógeno es un combustible alternativo que no emite GEI en su combustión. Este tiene una gran proyección a futuro debido a sus propiedades que permiten transportarlo en estado gaseoso o líquido, así como ser apto para distribuirse a través de gasoductos. De igual manera, el hidrógeno es uno de los elementos más abundantes en la tierra, lo que lo vuelve una alternativa sostenible para la generación de energía. Ante esto, se proyecta que el hidrógeno pueda llegar a sustituir al gas natural, el carbón e incluso la gasolina. Para Colombia, se estimó que la demanda de hidrógeno rondara los 1,8 Mt para 2050. De igual manera, en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, se definió como el mayor reto para la aplicación del hidrógeno azul en el país son sus altos costos en relación con las otras denominaciones de hidrógeno. Sin embargo, se proyectó que el 40% del consumo de hidrógeno en el país, será hidrógeno de bajas emisiones (verde y azul) (Minenergía, 2021).

Ilustración 54 muestra la proyección de demanda de hidrógeno en el mundo, llegando a 87 Mt para 2030 y hasta las 519 Mt para 2070, un aumento de casi 500%. Para Colombia, se estimó que la demanda de hidrógeno rondara los 1,8 Mt para 2050. De igual manera, en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, se definió como el mayor reto para la aplicación del hidrógeno azul en el país son sus altos costos en relación con las otras denominaciones de hidrógeno. Sin embargo, se proyectó que el 40% del consumo de hidrógeno en el país, será hidrógeno de bajas emisiones (verde y azul) (Minenergía, 2021).

Ilustración 54. Proyección de la demanda de hidrógeno en el mundo

(2030- 2070; Millones de toneladas)



Fuente: International Energy Agency (2022)

El hidrógeno recibe diferentes denominaciones dependiendo de la forma como se sintetiza. El hidrógeno gris si produce a partir de combustibles fósiles como el gas natural. Este se somete a altas temperaturas para producir hidrógeno y CO₂ que es liberado a la atmosfera. El hidrógeno verde no produce emisiones de CO₂ ya que es producido con energías renovables, este suele ser sintetizado por electrolisis de agua, aunque puede ser sintetizado a base de otros compuestos como el bioetanol. En el marco de la implementación de CCUS, toma importancia el hidrógeno azul. Esta denominación de hidrógeno es producida igual al hidrógeno gris, pero capturando todo el CO₂ producido sin que este llegue a la atmosfera. Por esto es considerado como un combustible de bajas emisiones. En 2022 Ecopetrol produjo 130.000t de hidrogeno de los cuales el 90% fue de denominación gris. El hidrógeno producido en Colombia es usado casi en su totalidad en las refinerías.

Aunque el CO₂ no es un insumo para la producción de hidrógeno, es necesario el uso de esta tecnología para que el producto sea catalogado como hidrógeno azul. Frente a esto, países como Reino Unido están incentivando ambas industrias como proyectos complementarios y acordes con los objetivos de descarbonización y transición energética. La IEA estima que para 2070, el 40% del hidrógeno producido en el mundo será hidrógeno azul.

5.3.5. Combustibles derivados de CO₂

La captura de carbono en el CO₂ puede ser utilizado en la producción de combustibles como el metano, metanol, gasolina, entre otros.

Específicamente, Colombia ha firmado la regulación para la reducción de emisiones de metano en el sector de hidrocarburos a través de la resolución 40066⁵ del 11 de febrero de 2022 por parte del

⁵ <https://dertransporte.uexternado.edu.co/colombia-firma-regulacion-para-reducir-emisiones-de-metano-en-el-sector-de-hidrocarburos/>

Ministerio de Minas y Energía. De este modo, Ecopetrol⁶ busca reducir la emisión de metano en un 45% a 2025 y un 55% a 2030, dejando de emitir cerca de 45 mil toneladas que equivalen a más de 1.200.000 toneladas de dióxido de carbono (CO₂), donde el proceso de CCUS puede llegar a implementarse.

De otro lado, se ha identificado al metanol verde como un potencial combustible alternativo para el sector transporte, el cual es elaborado a través de CO₂ capturado. Este producto puede llegar a desempeñar un papel importante en la transición hacia la sostenibilidad en el sector de transporte y logística⁷ debido a la descarbonización que se da en su producción, disminuyendo las emisiones de CO₂ hasta en un 95%. En la actualidad, el mercado de metanol verde en Colombia no está desarrollado ampliamente, sin embargo, se prevé un potencial de combustible alternativo a futuro.

Adicionalmente, se identifica la posibilidad de implementar la captura de carbono en la fabricación de gasolina, diésel y/o combustible de aviación (National Geographic, 2018). En Latinoamérica, Chile ha logrado producir gasolina sintética por medio de la combinación de hidrógeno verde y dióxido de carbono capturado de la atmósfera, significando así la producción de un combustible de carbono neutro. HIF Global, la empresa desarrolladora, expresa que los e-combustibles permitirán reemplazar los combustibles fósiles sin necesidad de cambiar los motores existentes y los sistemas de almacenamiento y distribución (Portafolio, 2022). De este modo, Colombia en un futuro podría adoptar estos sistemas de producción para suplir la demanda interna de combustibles a través de productos sostenibles.

5.3.6. Productos químicos derivados de CO₂

El carbono puede ser utilizado como materia prima en la producción de productos químicos como insumos para plásticos, pinturas, fibras y caucho sintético. Así mismo, la intensidad de la demanda de CO₂ varía dependiendo del producto que se desea producir y del proceso utilizado. Por ejemplo, la producción de ácido salicílico, un producto químico con usos farmacéuticos tiene una producción anual de 70.000 toneladas en todo el mundo y demanda 30.000 toneladas de CO₂ como insumo para su producción. Esto quiere decir que para producir una tonelada de ácido salicílico se requiere 0.42 toneladas de CO₂. De la misma forma, para la producción de una tonelada de carbamato cíclico se requieren 0.42 toneladas de CO₂ (Erdogan Alper, 2017). Los productos plásticos se obtienen generalmente por procesos de polimerización de sustancias químicas para la producción de resinas como PE, PP, PVC, PET, entre otros. En Colombia, la industria de productos plásticos consume más de un millón de toneladas métricas de polímeros anualmente; y participa en diversos sectores económicos como envases y empaques (56%), construcción (22%) agropecuario (9%) y el resto a partes para diversas industrias. Adicionalmente, el sector de plásticos se evidencia como uno de los más dinámicos y con potencial para la exportación y el desarrollo de inversión a través de nuevos proyectos, alianzas estratégicas o adquisiciones, esto debido a la orientación hacia las más diversas aplicaciones que implica una constante innovación; y al contar con el debate de utilización de recursos naturales no renovables existe una oportunidad de implementar productos más sostenibles en el futuro (Colombia Productiva, 2023).

En Colombia, el caucho es aprovechado principalmente por las industrias de autopartes, mangueras y pegantes. Por otro lado, según el ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural - MADR, las grandes empresas colombianas del sector utilizan en gran parte caucho natural importado requerido para la fabricación de guantes, globos y llantas. Y existen tres plantas de caucho técnicamente especificado que son: La planta de la Compañía Cauchera Colombiana S.A, Mavalle S.A y Asoheca; las cuales son suficientes para el abastecimiento nacional y buscar la apertura de

⁶ <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/ecopetrol-se-compromete-a-reducir-sus-emisiones-de-metano-en-un-55-por-ciento-a-2030>

⁷ <https://www.mecalux.com.co/blog/metanol-verde>

Realizar estudios financieros, económicos, ambientales y legales para evaluar potencial e implicaciones de implementar proyectos de CCUS en Colombia. - CO-T1654-P006 – P2. Diagnóstico y Análisis Internacional

mercados internacionales (Alcaldía de Medellín, 2021). Para este producto, se presenta una oportunidad en la sustitución de importaciones y dar un impulso a la industria nacional.

5.3.7. Tecnologías power-to-x

Con la finalidad de alcanzar la neutralidad climática en 2050, Colombia planea acelerar su desarrollo de power-to-X (PtX), la estrategia y hoja de ruta del hidrógeno establece diversos objetivos, donde se planea destinar el 40% del hidrógeno bajo en carbono para el uso industrial, y planea expandir la infraestructura del hidrógeno al sector transporte, especialmente enfocado hacia el transporte de carga pesada de largo recorrido (PtX-Hub, 2023).

Cabe resaltar la actividad del sector privado en Colombia, quien lidera la investigación y el desarrollo de aplicaciones de hidrógeno, despertando así el interés de inversores. Y el gobierno nacional está apoyando iniciativas que buscan promover y fomentar el conocimiento y uso de hidrógeno verde y azul en toda la cadena de valor. De este modo, la captura de carbono podría complementar positivamente dicha transición a las alternativas más sostenibles de procesos tradicionales (de gris a verde).

Mirando el futuro uso de los derivados PtX, varias industrias colombianas, como la siderúrgica, minera y cementera, pueden beneficiarse. Resaltando en especial a las refinerías de petróleo y los productores de amoníaco. Para un rápido aumento de la industria PtX, Colombia puede beneficiarse todavía más de la infraestructura existente para el transporte y la exportación de gas natural (PtX-Hub, 2023).

6. Identificación de barreras para la implementación de CCUS

La identificación de barreras para la implementación de CCUS es fundamental en el contexto de la lucha contra el cambio climático y la transición hacia un futuro más sostenible. Este proceso es esencial porque permite comprender y abordar los obstáculos clave que podrían obstaculizar el despliegue efectivo de la tecnología de CCUS.

Al reconocer y analizar estas barreras, podemos desarrollar estrategias y soluciones específicas que faciliten la adopción de CCUS en diversos sectores industriales y energéticos. Además, la identificación de barreras proporciona una base sólida para la toma de decisiones informadas a nivel gubernamental, empresarial y académico, promoviendo la inversión y la implementación efectiva de esta tecnología crítica para reducir las emisiones de dióxido de carbono y mitigar el cambio climático.

En línea con lo anterior, esta sección se divide en los siguientes cinco apartados:

- Metodología de selección de las barreras
- Barreras identificadas
- Segmentación de barreras

6.1. Metodología de selección de las barreras

En este capítulo se buscará identificar las posibles barreras en la implementación de la tecnología CCUS en Colombia. Para esto se tomará como insumo las barreras que se identificaron en los países trabajados en el Benchmark internacional, así como los componentes técnicos y de mercado que se identificaron en Colombia en relación con la implementación a la tecnología de captura de carbono.

Con base en las barreras identificadas, se definieron las siguientes cuatro categorías para agruparlas:

- **Barreras Técnicas/Tecnológicas:** Estas barreras se refieren a los obstáculos derivados de las limitaciones o desafíos relacionados con la tecnología utilizada en la implementación de CCUS. Incluyen problemas de eficiencia en la captura de dióxido de carbono, dificultades en el transporte y almacenamiento, así como cuestiones de desarrollo tecnológico que pueden dificultar el éxito de los proyectos de CCUS.
- **Barreras Financieras:** Las barreras financieras son aquellas que están vinculadas a los aspectos económicos y de inversión relacionados con la implementación de CCUS. Esto puede incluir el alto costo inicial de los proyectos, la falta de incentivos económicos para adoptar tecnologías de CCUS y la disponibilidad limitada de financiamiento para proyectos de este tipo.
- **Barreras Normativas/Legales:** Estas barreras se relacionan con desafíos en el ámbito regulatorio y legal que pueden obstaculizar la implementación de CCUS. Esto puede abarcar desde la falta de marcos regulatorios específicos hasta problemas con permisos y licencias, responsabilidades legales mal definidas y obstáculos legales para la adopción de tecnologías de CCUS.

- **Barreras Sociales/Ambientales:** Estas barreras se centran en cuestiones relacionadas con la percepción pública, la aceptación social y los impactos ambientales asociados con los proyectos de CCUS. Esto incluye la falta de conciencia o aceptación pública, preocupaciones ambientales y sociales, así como la necesidad de cumplir con estándares ambientales y sociales específicos en la implementación de proyectos de CCUS.

6.2. Barreras identificadas

6.2.1. Barreras técnicas/ tecnológicas

- **Aprovechamiento de infraestructura existente:**

Uno de los puntos críticos para considerar la viabilidad de un proyecto de CCUS es el transporte. Colombia cuenta con una extensa red de gasoductos con capacidad técnica para transportar CO₂. Sin embargo, hay aspectos regulativos que dificultan su implementación.

En primer lugar, estos gasoductos se usan para transportar gas natural por nominación, esto quiere decir que deben cumplir con una cuota de demanda diaria entre el productor, el transportador y el usuario, por tanto, detener la producción de gas no es tan factible. Otro punto por considerar son las especificaciones legales para la comercialización de gas en Colombia, donde se exige que la concentración de CO₂ sea inferior al 2%, por lo cual realizar este cambio podría generar que el gas transportado se salga de las especificaciones permitidas por ley. De igual manera, otro reto para la adaptación de gasoductos preexistentes para transporte de CO₂ identificado en la literatura es la pureza del CO₂ transportado. The Pipeline Technology Journal mostro como concentraciones de CO₂ inferiores al 99% puede llevar a que se transporten sustancias corrosivas para el ducto como por ejemplo ácido sulfhídrico (H₂S). Ante esto, se recomienda hacer una evaluación sobre las fuentes de CO₂ y el estado del gasoducto para determinar la viabilidad de usarlo para CO₂.

- **Desconocimiento de la aptitud del suelo para la implementación de la tecnología:**

Dentro del análisis internacional se identificó que países como Estados Unidos, Canadá y Noruega cuentan con estudios geológicos especializados para la identificación de zonas aptas para el almacenamiento geológico de CO₂. En Colombia no se cuenta con estudios de estas características. Esto dificulta el diagnóstico de viabilidad de los proyectos, ya que para la selección de los clústeres es fundamental considerar la distancia entre los puntos de captura y deposición de CO₂ para evaluar la factibilidad de los proyectos.

- **Aseguramiento de la cadena de valor:**

La cadena de valor de CCUS consta de varias etapas interconectadas, desde la captura del dióxido de carbono en puntos de emisión (como plantas industriales o centrales eléctricas) hasta su almacenamiento seguro o su utilización para fines específicos. La barrera radica en la necesidad de garantizar y coordinar efectivamente todas estas etapas de manera independiente, lo que implica la implementación de tecnologías, infraestructura y regulaciones adecuadas para cada fase. Si alguna de estas etapas no se asegura o no se gestiona adecuadamente, puede poner en riesgo la viabilidad y efectividad de todo el proceso de CCUS.

- **Personal capacitado para el desarrollo y operación de los proyectos.**

Según el Policy Review para Colombia, publicado por la IEA, el país presenta un rezago en materia de capital humano para la implementación de CCUS a lo largo de la cadena de valor. Este rezago se identifica para otros sectores clave para la transición energética como: producción de hidrógeno, movilidad y transporte eléctrico, ciudades inteligentes, entre otras (IEA, 2023).

6.2.2. Barreras financieras

- **Financiamiento e inversión privada:**

Una de las principales barreras para la implementación de la tecnología de CCUS en Colombia es el acceso a financiamiento. La implementación de esta tecnología viene acompañada de una fuerte inversión en un mercado con pocos incentivos para atraer inversión privada.

Los países que están liderando el desarrollo de esta tecnología ofrecen una serie de incentivos económicos que ofrecen una atractiva remuneración económica para proyectos sostenibles y acordes con los objetivos establecidos para la lucha contra el cambio climático. Colombia no cuenta con un programa de incentivos que atraiga inversión privada a estos proyectos y carece de marco que incentive su implementación por medio de inversión pública. Dentro de los incentivos para el desarrollo de esta tecnología están los impuestos de carbono, créditos tributarios por reducción de emisiones, el mercado regulado de bonos de carbono, entre otros. Para que estos incentivos sean efectivos tienen que verse reflejados en un aumento de la utilidad neta o una reducción de gastos que haga atractiva la inversión para los agentes involucrados.

- **Incertidumbre en el valor y demanda de CO₂ comercial.**

Previamente se identificó una demanda de CO₂ para uso comercial de 272 Mt/y para 2025. Sin embargo, se estima que con el auge de los proyectos de captura de carbono haya un crecimiento considerable en la oferta, lo que se verá reflejado en una caída en el precio de este bien. Ante esto, se identificó como barrera ya que muchos proyectos de captura de CO₂ para uso comercial podrían dejar de ser rentables si el precio del CO₂ cae de forma significativa.

6.2.3. Barreras normativas – legales

Si bien Colombia ha hecho algunos avances para introducir la posibilidad de desarrollar CCUS en el territorio nacional, aún existe la necesidad de desarrollar más el marco legal para asegurar el éxito y sostenibilidad de estos proyectos. En efecto, el artículo 22 de la Ley 2099 de 2022 por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones, dispone que el Gobierno nacional desarrollará la reglamentación necesaria para la promoción y desarrollo de las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). Este artículo da las pautas de la reglamentación requerida para el correcto desarrollo de estos proyectos y otorga beneficios tributarios específicos al respecto.

Ahora bien, en desarrollo de las obligaciones en cabeza del Gobierno Nacional establecidas en los artículos 22 y 57 de la Ley 2099 de 2021, en junio de 2023 el Ministerio de Minas y Energía publicó un proyecto de decreto que busca reglamentar parcialmente los artículos 22 y 57 de la Ley 2099 de 2021, así como el artículo 264 de la Ley 2294 de 2023. Este proyecto también añade un Título VIII al Decreto 1073 de 2015, relacionado con la implementación de tecnologías de CCUS. El Título VIII establece pautas para promover, implementar y desarrollar de manera viable y ambientalmente segura las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono, definiendo términos y requisitos para los diseños, instalaciones y equipos de captura de dióxido de carbono.

Es importante mencionar que este proyecto no ha sido aún aprobado y que, aún persisten barreras normativas importantes tales como la falta de condiciones operativas, reglas, y especificaciones técnicas de la infraestructura nueva y/o dedicada que permita el transporte del carbono capturado, lo que incluye nueva infraestructura de transporte, y la calidad y presión del dicho carbono, así como la reglamentación técnica para el recobro mejorado. Esto implica también la necesidad de definir si será posible hacer uso de la infraestructura existente para gas natural para el transporte de CO₂.

Así mismo, los aspectos técnicos de la inyección y almacenamiento aún están pendientes de definir, al igual que los permisos que podrán requerir las diferentes autoridades para el desarrollo de las distintas actividades objeto de la cadena de CCUS. CO₂aptura, transporte, uso y almacenamiento, distinguiendo en este último punto los lugares para ello, la propiedad de los sitios de captura y la responsabilidad de manejo y gestión).

En la actualidad, el proyecto de decreto delega a entidades como el Servicio Geológico Colombiano, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Minería la responsabilidad de emitir reglamentos técnicos y recomendaciones. Esta descentralización del proceso normativo plantea desafíos adicionales y refuerza la necesidad de un marco regulatorio más completo y unificado para llevar a cabo proyectos de CCUS en Colombia. Aunque se han establecido bases importantes, la normativa aún debe evolucionar para abordar estos aspectos pendientes y brindar una guía clara para el desarrollo exitoso de proyectos de captura y almacenamiento de carbono en el país.

Estas barreras implican que hoy en día no se tenga certeza sobre los requisitos necesarios en materia legal y técnicas para el desarrollo de cualquier de las etapas de CCUS.

inversión es necesario transmitir seguridad frente a la continuidad de políticas ambientales para proyectos a largo plazo para la captura de CO₂. En Colombia no hay un precedente que brinde seguridad frente a la continuidad de políticas ambientales en el tiempo.

Así mismo, tal y como se mencionó en el punto anterior, si bien hasta el momento el CO₂ se está considerando como un bien o sustancia (*commodity*) persiste la necesidad de que mediante un instrumento normativo se consolide esta posición o si por el contrato, Colombia regulará el CO₂: como residuo, residuo peligroso, contaminante, sustancias peligrosas. Esto será esencial para adaptar la regulación existente según corresponda y establecer la necesidad de expedir nueva regulación para el control de los impactos y los permisos y licencias que podrán requerirse.

Si bien el parágrafo segundo del artículo 22 de la Ley 2099 de 2021 introduce varios beneficios fiscales destinados a los proyectos de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCUS) tales como el descuento del impuesto sobre la renta, la exclusión del IVA en la compra de maquinaria y equipos destinados a los proyectos de CCUS y la depreciación acelerada ,es esencial tener en cuenta los desafíos persistentes que hay aun en el desarrollo de tecnologías, investigación y reglamentación en los usos y almacenamiento de carbono. Por lo tanto, se debería considerar la posibilidad de implementar incentivos adicionales a los establecidos en la ley 2099 de 2021 para impulsar aún más el desarrollo de este tipo de proyectos.

Así mismo, se identifica la necesidad de reglamentar el mencionado artículo con el fin de establecer los equipos y maquinarias que serán objeto de estos beneficios.

Por otro lado, además de beneficios tributarios, deben considerarse beneficios o incentivos adicionales que permitan el desarrollo del CCUS en Colombia, para lo cual podrían considerarse becas para formación técnica, incentivos para el desarrollo de tecnología asociada a la cadena de CCUS, reglamentación del impuesto al carbono y a los cupos transables de emisiones para hacer más llamativo este sistema, incluyendo la reglamentación al mercado de carbono (que si bien ya tiene una extensa base desarrollada, aún tiene lugar a aspectos de mejora).

6.2.4. Barreras sociales y ambientales

Los impactos ambientales potenciales debidos a la implementación de un proyecto de CCUS se pueden clasificar conforme a la fase del proyecto (construcción, operación, cierre o desmantelamiento) y al componente receptor de estos impactos. Por lo cual, a continuación, se presenta un breve resumen de los impactos ambientales potenciales de acuerdo con el componente receptor de los impactos, entendiendo que, por el estado de maduración e implementación estas tecnologías en el mundo, estos responden a una visión prospectiva.

Componente hídrico

Posible afectación a la disponibilidad del recurso hídrico y a la calidad de este. Debido tanto a las fases de construcción como de operación del proyecto, y específicamente a actividades como la captación de agua y la descarga de aguas residuales (Rosa, Reimer, Went, & D'Odorico, 2020). Además, de alteraciones en aguas superficiales relacionadas con posibles fugas de CO₂ en la cadena de valor. Se cuenta con gran número de estudios dedicados a analizar los efectos de fugas de CO₂ en aguas subterráneas, encontrando de forma generalizada que, se reduce el pH y se aumenta la concentración de parámetros como la alcalinidad, la conductividad y trazas que puede incluir Pb, As, Cd, Ba y U (Zheng, Nico, Spycher, & Domen, 2021).

Podrán presentarse impactos sobre la hidrología de aguas subterráneas debido a la presencia de tuberías y a las facilidad para los procesos de captura y almacenamiento (Environment Agency). Debido a la novedad de la tecnología, principalmente, se cuentan con experiencias relacionadas con el diseño, construcción y operación de sistemas de tubería, donde se destaca que los gasoductos de CO₂ cuentan características físicas diferentes a las de líneas de tubería de gas natural, por lo tanto, se deben tener en cuenta variaciones en parámetros de diseño, regímenes de mantenimiento y manejo del riesgo. Además, se deberán tener en cuenta las particularidades de cada proyecto y la complejidad de las redes diseñadas (Noothout, y otros, 2014; Onyebuchi, Kolios, Hanak, Biliyok, & Manovic, 2018).

Componente geosférico y suelos

Podría requerirse de evaluación y diagnóstico de pasivos ambientales tanto previo a los procesos de construcción de la infraestructura asociada a las actividades de CCUS, como para el desmantelamiento de esta. Además, se prevén cambios en la calidad del suelo, debido a cambios en valores relacionados con pH, oxígeno y movilización de metales pesados. Posterior a la clausura del área de almacenamiento, a largo plazo⁸, podrían esperar cambios en estructuras geológicas debido a la inyección de CO₂ (Li & Liu, 2016; Xiao, y otros, 2024).

Específicamente, en lo relacionado con los impactos ambientales a nivel geológico, se deben identificar, evaluar y establecer acciones para el manejo de los riesgos asociados a posibles fugas de CO₂, ya sea desde una perspectiva global, por la incertidumbre de la contención efectiva del CO₂; o local por procesos de aumento en las concentraciones de CO₂, los efectos químicos de la disolución de CO₂ en el subsuelo y los efectos por el desplazamiento de fluidos debido a la inyección de CO₂ (Li & Liu, 2016).

Componente atmosférico

Podrían presentarse impactos sobre la calidad del aire de las zonas de influencia del proyecto al momento en el que se desarrollen las actividades de construcción y operación (especialmente en lo relacionado con el aumento en la presencia de maquinaria, aumento de

⁸ En este caso, los efectos pueden producirse en diferentes escalas temporales, desde instantáneas hasta decenas de miles de años.

flujo de vehículos y emisiones del proceso). Esto se verá afectado por la tecnología seleccionada y los requerimientos específicos de esta (Jacobson, 2019).

Componente ecosistémico

La implementación de estos proyectos tendrá una huella física debido a la infraestructura requerida, por lo que conlleva a pérdida de hábitat y especies. Podrían presentarse impactos térmicos en las aguas superficiales que reciban descargas de proceso. Además, la contaminación de suelos, agua y los efectos del ruido por la operación tendrán un impacto en la ecología de la zona de influencia del proyecto (Environment Agency ; Liu & Leamon, 2014).

Cabe destacar que, a nivel general, de acuerdo con el IPCC los riesgos ambientales de los procesos de captura y almacenamiento de CO₂ son bajos y se indica que: “los riesgos del almacenamiento de CO₂ son comparables a los de operaciones industriales similares, como el almacenamiento subterráneo de gas natural y el recobro mejorado en la industria del petróleo” (United Nations Environmental Programme (UNEP), 2006).

- **Rechazo de los habitantes de poblaciones cercanas a los puntos de desarrollo de CCUS**

Hay un desconocimiento generalizado en torno a la tecnología de CCUS. Además, se han registrado casos de tensiones entre las comunidades que residen cerca de proyectos de captura de carbono, como suele suceder en muchos proyectos del sector de minas y energía. Un ejemplo destacado se ha observado en los Estados Unidos, específicamente en el estado de Dakota del Sur, donde se han cancelado tres proyectos de construcción de gasoductos destinados al transporte de CO₂ hacia sitios de almacenamiento geológico. Esta decisión se tomó en respuesta a las solicitudes de los propietarios de tierras por donde pasaría el gasoducto, quienes expresaron preocupaciones relacionadas con la falta de garantías en cuanto a la protección de sus cultivos, animales de cría y los daños en el suelo.

Un escenario similar se registró en Illinois, donde los habitantes del condado de Hancock se opusieron a la implementación de un gasoducto para el transporte de CO₂. Además de las inquietudes sobre la salud, los residentes expresaron su preocupación acerca del efecto en la propiedad de las tierras y cómo la presencia de dicho gasoducto podría devaluar los terrenos afectados. La experiencia a nivel internacional demuestra que estos proyectos enfrentan un bajo nivel de apoyo por parte de las poblaciones que viven en sus proximidades.

6.3. Segmentación de barreras

En esta sección se relacionan las barreras identificadas con los agentes interesados en el proyecto, con el objetivo de determinar sobre que agentes recae la barrera y de esta manera inferir sobre las partes indicadas sobre las cuales se deberá buscar la solución.

Tabla 12. Segmentación de barreras

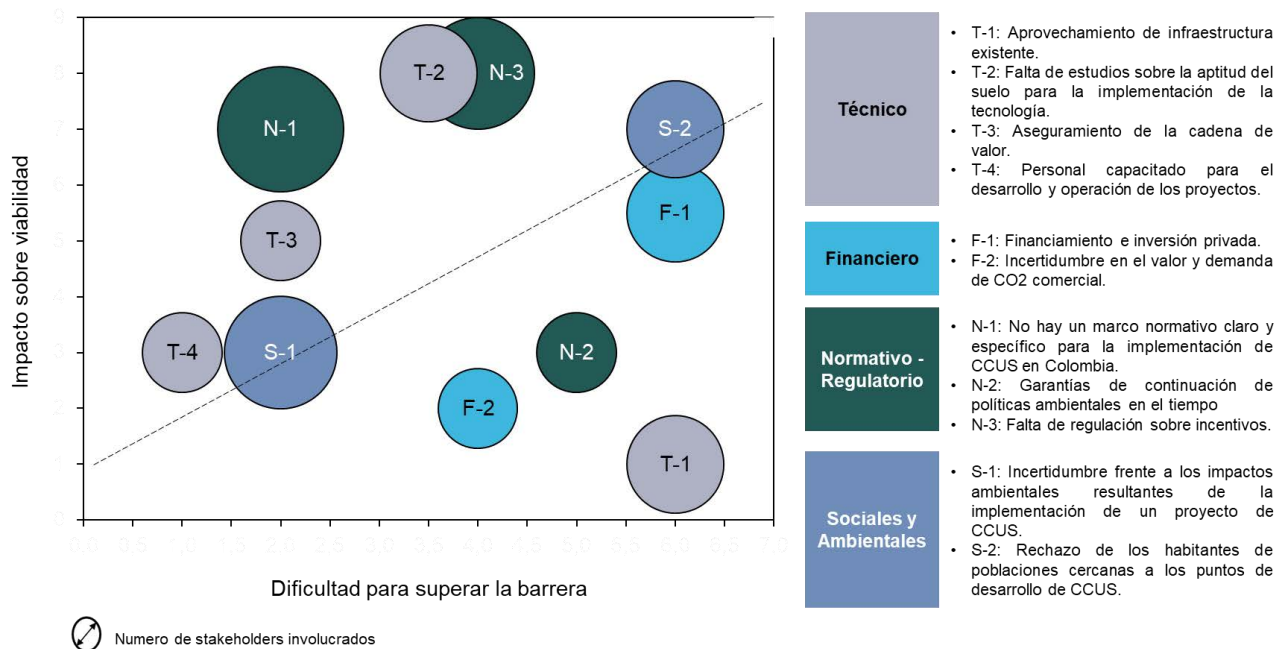
Barrera	Sector público (regulación)	Sector público administrativo	Desarrollador del proyecto/ inversionistas	Emisores de CO2	Sociedad civil	Organizaciones ambientales
Aprovechamiento de infraestructura existente	X	X	X			
Desconocimiento de la aptitud del suelo	X	X	X			
Aseguramiento de la cadena de valor			X	X		
Personal capacitado			X	X		
Financiamiento e inversión privada	X		X	X		
Incertidumbre en el valor y demanda de CO2 comercial			X	X		
Marco normativo claro para la implementación de CCUS	X	X	X	X	X	
Poca continuidad de políticas ambientales en el tiempo	X	X	X	X		
Falta de regulación sobre incentivos tributarios	X	X	X	X		
Incertidumbre frente a los potenciales efectos ambientales	X	X			X	X
Rechazo de los habitantes de poblaciones cercanas	X	X			X	

Fuente: Elaboración IDOM
Fuente: Elaboración IDOM

6.4. Cuantificación de impacto

Para determinar el impacto de las barreras identificadas se tendrán en consideración el impacto de estas sobre la viabilidad del proyecto, la dificultad para superarla y un componente de profundidad donde se examina la cantidad de partes interesadas relacionadas con cada barrera. La **Ilustración 55** muestra la relación de cada barrera en función de la viabilidad y la dificultad para su superación. Adicionalmente, se incorporó el número de partes involucradas en la extensión de la circunferencia.

Ilustración 55. Cuantificación de impacto de las barreras



Fuente: Elaboración IDOM

Los expresado en la ilustración nos permite hacer una valoración de impacto para identificar las barreras que más inciden sobre la realización del proyecto. Frente a esto, las barreras de falta estudios de la aptitud del suelo, el financiamiento e inversión privada, la ausencia de marco normativo, la falta de regulación sobre incentivos y el rechazo de poblaciones cercanas al desarrollo de los proyectos, se presentan como los retos más grandes que se podrían presentar para la implementación de la tecnología CCUS en Colombia.

6.5. Evaluar de manera preliminar el potencial de eliminar las barreras identificadas para implementar cada tecnología

En el presente capítulo se abordarán las barreras identificadas en la cuantificación de impacto para proponer alternativas para su superación. Estas alternativas serán tomadas con base en los aprendizajes del benchmark y los aspectos políticos y sociales propios de Colombia.

En primer lugar, para la barrera de falta de estudios sobre la aptitud del suelo para la captura de CO₂, es necesario incorporar estudios técnicos especializados que permitan conocer la ubicación y la capacidad de los puntos de almacenamiento en el país. Aunque existe un perfil general de cualidades que debe tener el suelo para la inyección de CO₂, es fundamental conocer su capacidad de almacenamiento y su ubicación en una etapa temprana de evaluación de factibilidad. El desconocimiento de la distancia entre los puntos de emisión y almacenamiento pueden comprometer la viabilidad del proyecto. Para superar esta barrera se recomendaría un trabajo conjunto de la academia, el sector público y privado que permitiera elaborar un atlas colombiano para el almacenamiento geológico de CO₂. Los países que están implementando esta tecnología, incluidos los trabajados en el benchmark, cuentan con estudios de estas características.

Las barreras de acceso a financiamiento e inversión privada y falta de regulación sobre incentivos tributarios se pueden trabajar de forma transversal. Para superarlas es necesario crear un ecosistema de inversión alrededor de esta tecnología que atraiga y de viabilidad a los proyectos. En el análisis internacional se mostró como países como Estados Unidos y Canadá cuentan con un robusto sistema de incentivos como: tax credits, impuestos de carbono y mercados de carbono que permiten el desarrollo y rentabilidad de los modelos de negocio. Aunque Colombia está en proceso de formalización de incentivos relacionados con CCUS, su proyección sigue estando muy alejada de lo observado en los países de referencia. Frente a esto, en la Estrategia Nacional de Financiamiento Climático se identificó una gran brecha presupuestal que imposibilita alcanzar los objetivos climáticos y de sostenibilidad. En el informe se estima que Colombia debería invertir alrededor del 1,2% del PIB anual si desea cumplir con los objetivos propuestos en materia ambiental. En 2021, la inversión fue del 0,16% del PIB (DNP, 2022). Otro mecanismo relevante para evaluar esta barrera es el corredor de financiamiento climático del DNP. Este instrumento ofrece acceso a recursos financieros a proyectos que demuestren tener un impacto climático positivo y viabilidad financiera. Vale la pena resaltar que este tipo de instrumentos buscan reducir el costo de capital de la inversión, pero no aseguran flujos de caja y rentabilidad en el largo plazo.

Frente a la barrera de ausencia de marco normativo para la implementación de CCUS, la Ley 2169 de 2021, recoge las metas y medidas en materia de carbono neutralidad. En esta se expresa la necesidad de reducir las emisiones progresivamente hasta alcanzar las emisiones netas cero para 2050. Esta meta se aborda desde estrategias como la reforestación y la protección de ecosistemas naturales. Para la tecnología de CCUS es necesario incluir un enfoque desde las estrategias No AFOLU. Este enfoque deberá incluir aspectos técnicos como el porcentaje de pureza que debe tener el CO₂, los estándares de monitoreo de los puntos de almacenamiento, la asignación de responsabilidades para cada etapa de la cadena de valor y el rol que tomará el estado dentro de la cadena de valor.

Finalmente, frente a la barrera del rechazo de las poblaciones al desarrollo de estos proyectos en su territorio, es necesario socializar el objetivo y alcance de los proyectos con la población civil. De igual forma, es necesario ofrecer garantías frente al monitoreo de los proyectos que brinden tranquilidad a las personas. Es necesario asumir esta barrera de manera integral ya que, como se mencionó anteriormente, existen ejemplos de proyectos que no pudieron continuar debido a presiones sociales.

7. Elementos destacados para evaluar en la implementación de tecnologías de CCUS en Colombia

Entendiendo el CCUS como una seguidilla de eslabones dentro de una cadena, para el diagnóstico de potencial se analizará de forma independiente cada eslabón de la cadena de valor de CCUS.

Durante el desarrollo del análisis internacional de tecnologías, se identificó que, para la primera etapa de la cadena, la captura de CO₂, las tecnologías con mayor grado de desarrollo son las de precombustión y poscombustión. Adicionalmente ambas tienen viabilidad para su aplicación en Colombia y su selección dependerá de la industria donde se desee aplicar.

Continuando con el eslabón del transporte, el medio más empleado a nivel mundial, por su costo eficiencia en largas distancias es por medio de tuberías, sin embargo, para evaluar el uso de este medio de transporte en el país es importante analizar la infraestructura actual del país, su conexión entre nodos de origen y destino, así como su escalabilidad a nivel comercial.

Otros modos de transporte identificado a nivel global son la vía marítima y la vía férrea, los cuales serán profundizados posteriormente

Para el almacenamiento geológico de CO₂ se encontró en el análisis internacional que en referentes como Estados Unidos y Noruega, este eslabón de la cadena es fuertemente apalancado por parte del gobierno, en el desarrollo de incentivos tributarios o regulación con claros beneficios para los privados que realicen inversiones en este ámbito. En ambos escenarios se evidencia voluntad política para el fomento de esta tecnología.

En el caso colombiano, no se cuenta con un marco normativo para CCUS que incentive el desarrollo de estos proyectos, pues no están definidos aún mecanismos que atraigan inversión e incentiven la participación de privados en el desarrollo de estos proyectos. Adicionalmente, Colombia no cuenta con estudios del potencial y aptitud del suelo para implementar el almacenamiento geológico. Por otro lado, vale la pena mencionar que se han dado los primeros pasos para la reglamentación de esta tecnología en Colombia. Desde el Ministerio de Minas y Energía se está trabajando en un decreto para las tecnologías de Captura, Utilización y Almacenamiento de carbono (CCUS)⁹. En este se establecen las definiciones pertinentes a esta tecnología y la importancia de esta para alcanzar los objetivos de emisiones netas cero.

Finalmente, los eslabones de uso y almacenamiento de CO₂, dado su lugar como punto final en la cadena, serán evaluados de forma conjunta, partiendo como referencia de los elementos representativos identificados en el análisis internacional. Frente a esto se tendrá en consideración los distintos sectores que demandan CO₂ comercial, como el EOR y la valoración para la implementación de almacenamiento geológico en el país.

En los próximos apartados del presente capítulo, se evaluará el potencial de Colombia, para cada uno de los elementos previamente señalados, así mismo, se profundizará de acuerdo con la realidad del país, en las regiones geográficas donde pueda existir algún clúster de alto potencial

⁹ Se puede consultar el decreto en: www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/implementaci%C3%B3n-tecnol%C3%B3gica-de-captura-utilizaci%C3%B3n-y-almacenamiento-de-carbono-ccus-en-el-sector-minero-energ%C3%A9tico/

7.1. Expedir un diagnóstico preliminar sobre el potencial de implementar las tecnologías en el país

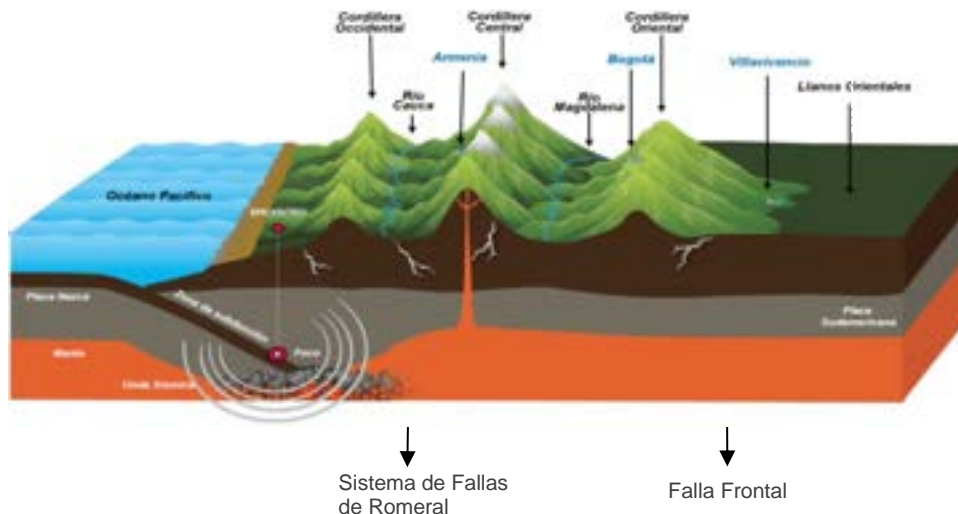
Con el objetivo de identificar las zonas de Colombia con mayor potencial para implementación de clusters para CCUS se realizó una caracterización geográfica del potencial para cada etapa de la cadena de valor.

7.1.1. Escenario de riesgo sísmico en Colombia

Colombia se localiza dentro de una de las zonas sísmicas más activas de la Tierra, pues en la región convergen las placas tectónicas de Nazca y del Caribe contra la placa suramericana. La interacción continua entre las placas Nazca y suramericana que se mueven y chocan entre sí, ha producido la formación de montañas, cordilleras y fallas geológicas.

En la costa pacífica se presenta un proceso de subducción en el cual la placa Nazca se introduce debajo de la placa suramericana, el material rocoso entra de nuevo en el manto, que se encuentra a altas temperaturas, y allí se funde para luego volver a salir a través de los volcanes tales como los de la Cordillera Central del territorio colombiano. (climático, 2023)

Ilustración 56. Diagrama de proceso subducción placa Nazca y placa Sudamérica



Fuente: Instituto integral de gestión del riesgo y el cambio climático

En general, la sismicidad en Colombia está relacionada con la actividad en la zona de subducción del pacífico colombiano y en las fallas geológicas activas del país. Una de las zonas con mayor concentración de eventos sísmicos en Colombia es el “Nido sísmico de Bucaramanga”, con epicentros ubicados en la zona de la Mesa de Los Santos en el departamento de Santander (climático, 2023).

Para evaluar la amenaza sísmica, entendida como la probabilidad de ocurrencia de eventos sísmicos y los movimientos del terreno que estos pueden generar para un sitio particular en un periodo de tiempo determinado, es necesario conocer dónde se pueden generar los sismos

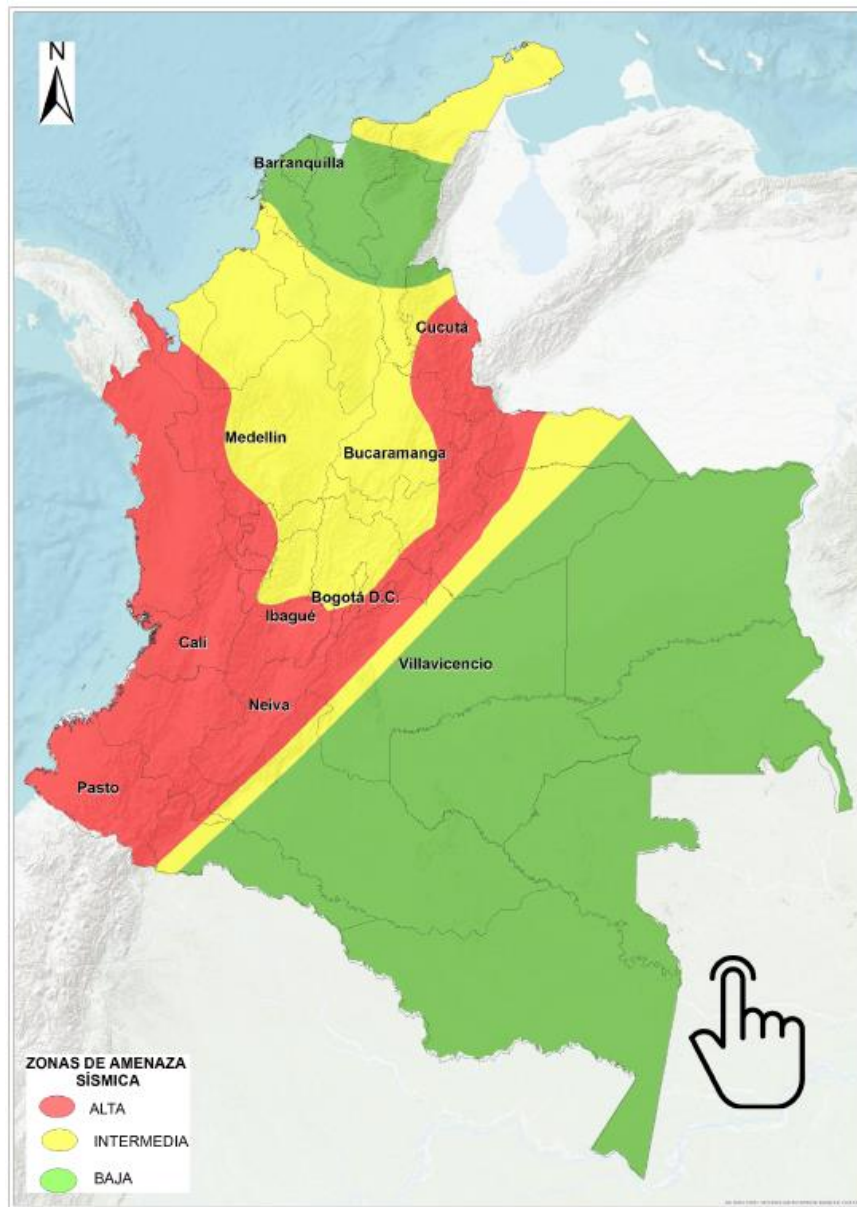
Realizar estudios financieros, económicos, ambientales y legales para evaluar potencial e implicaciones de implementar proyectos de CCUS en Colombia. - CO-T1654-P006 – P2. Diagnóstico y Análisis Internacional

teniendo en cuenta las fallas geológicas activas identificadas y la información sísmica registrada a nivel histórico e instrumental en el país. (climático, 2023)

El Servicio Geológico Colombiano es la entidad responsable del ámbito nacional que tiene dentro de sus funciones la evaluación y monitoreo de la actividad sísmica.

El territorio colombiano presenta diferentes niveles de amenaza sísmica (alta, intermedia y baja). Aproximadamente el 83% de la población nacional está ubicada en zonas de amenaza sísmica intermedia y alta.

Ilustración 57. Zonas de amenaza sísmica en Colombia



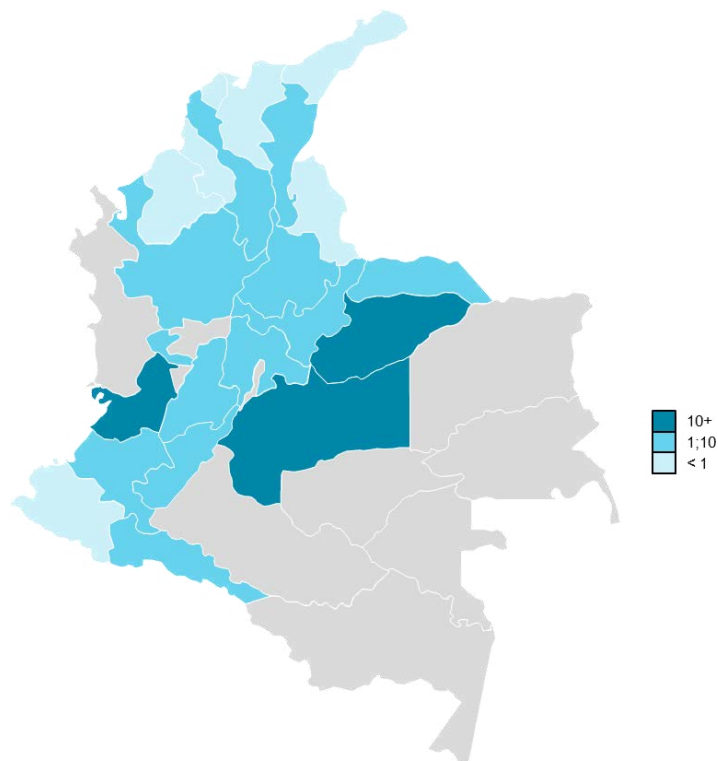
Fuente: Instituto integral de gestión del riesgo y el cambio climático (AIS, 2010)

7.1.2. Captura de CO₂

Para evaluar el potencial de captura de CO₂ se tomó en consideración el nivel de emisiones generado por las industrias identificadas con potencial para CCUS (refinería, extracción de petróleo, etanol, cemento y generación termoeléctrica). De esta manera, se realizó una caracterización geográfica donde se señalaron los departamentos con mayor intensidad de emisiones.

Ilustración 58. Emisiones de CO₂ de los sectores potenciales por departamento

(Mt CO₂ al año)



Nota*: Las emisiones fueron estimadas tomando la media de emisiones que genera cada una de las industrias identificadas con potencial.
Fuente: Elaboración IDOM

En la Ilustración 58 se puede apreciar los departamentos con más intensidad de emisiones, se destaca Meta, Casanare y Valle del Cauca, con un nivel de emisión de más de 10 Mt/Y de CO₂. A nivel regional, se identificaron focos de emisiones de CO₂ en la región Caribe, especialmente en los departamentos del Atlántico y Bolívar, en la región Andina Oriental, en los departamentos de Santander y Norte de Santander, y en la región central.

7.1.3. Transporte de CO₂

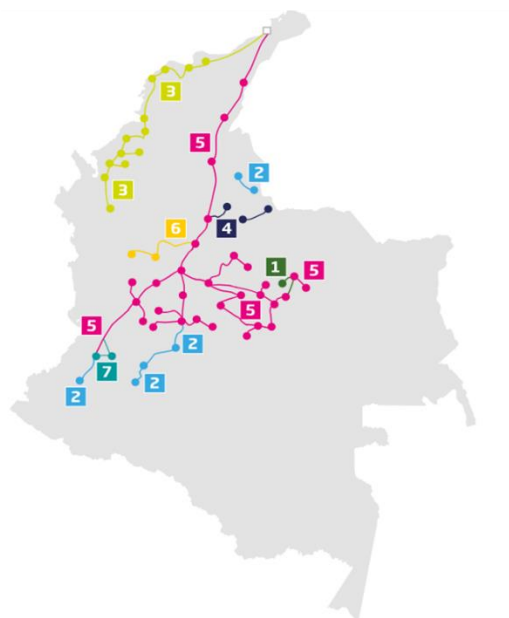
Como se mencionó anteriormente, los métodos más costo efectivos para transportar CO₂ son: gasoductos, barcos y trenes. Para los gasoductos, Colombia cuenta con una extensa red que atraviesa las principales zonas industriales del país. Esta infraestructura cumple con las condiciones técnicas para transportar CO₂, sin embargo, como se mencionó anteriormente, existen retos normativos y regulatorios que podrían dificultar su uso para transportar CO₂.

Realizar estudios financieros, económicos, ambientales y legales para evaluar potencial e implicaciones de implementar proyectos de CCUS en Colombia. - CO-T1654-P006 – P2. Diagnóstico y Análisis Internacional

Para el transporte marítimo, Colombia cuenta con tres importantes puertos en la costa caribe, desde los cuales se podría transportar CO₂ hasta un punto de almacenamiento en el lecho marino. A nivel fluvial, Colombia podría explorar esta alternativa como medio de transporte, sin embargo, no existe una flota con capacidad de transportar grandes volúmenes de CO₂ por este medio.

Ilustración 59. Red de gasoductos (izquierda) y de vías férreas (derecha)

(2021)

















Fuente: Promigas. Red de Gasoductos. Elaboración IDOM.

A nivel férreo, Colombia cuenta con una conectividad muy limitada. Su potencial para transportar CO₂ dependería de la cercanía de los puntos de captura y uso o almacenamiento geológico a la red férrea existente. Frente a esto se podría tomar como un medio de transporte alternativo y de menor escala para transportar CO₂.

7.1.4. Usos y almacenamiento geológico de CO₂

En la Tabla 13, se identificaron los usos comerciales para el CO₂ capturado en el mundo, y se evaluó la proyección para ser implementados en el país.

Tabla 13. Potencial de usos dentro de la tecnología CCUS para aplicación en Colombia

Usos de CO2	Potencial actual	Barreras	Potencial futuro	Oportunidades
Secuestro geológico		<ul style="list-style-type: none"> Marco normativo y regulatorio que incentive su desarrollo Desconocimiento de zonas aptas para secuestro del CO2 		<ul style="list-style-type: none"> Es la opción que más contribuye a la reducción de emisiones netas de CO2
EOR		<ul style="list-style-type: none"> Aporta a las emisiones netas de CO2 		<ul style="list-style-type: none"> Cuenta con estudios previos de cantidad de barriles de petróleo y de yacimientos Amplia experiencia en explotación petrolera
Urea		<ul style="list-style-type: none"> Costo del gas para su producción lo hace poco competitivo frente a productores internacionales 		<ul style="list-style-type: none"> Fuerte demanda interna
Alimentos y bebidas		<ul style="list-style-type: none"> Poca intensidad en la demanda de CO2 Mercado copado y sin proyección de crecimiento de la demanda 		<ul style="list-style-type: none"> Ya es una industria consolidada en el país
Productos químicos (polímeros)		<ul style="list-style-type: none"> Baja demanda interna Cambios en la cadena de producción para sustituir la fuente de carbono por CO2 		<ul style="list-style-type: none"> Competitivo a nivel de costos frente a métodos tradicionales
Combustibles (Metano y metanol)		<ul style="list-style-type: none"> Muy costoso a nivel energético No es competitivo en precios frente al gas y la gasolina 		<ul style="list-style-type: none"> Se proyecta un crecimiento en la demanda Se espera que su producción sea más competitiva con el desarrollo de nuevas tecnologías
Hidrógeno Azul *		<ul style="list-style-type: none"> Requiere incentivos para ser competitivo frente al hidrogeno gris 		<ul style="list-style-type: none"> Tecnología acorde con los objetivos de descarbonización Se proyecta un crecimiento en la demanda

Nota: Se hace una valoración del potencial actual de los usos comerciales de CO₂, tomando como eje las barreras identificadas para cada uno. De igual forma, se valora el potencial futuro considerando la proyección y las oportunidades identificadas.

*: El hidrógeno azul no es un uso para el CO₂, sin embargo, requiere de la tecnología de CCUS para su producción por lo que es incluido en el análisis

Fuente: Elaboración IDOM

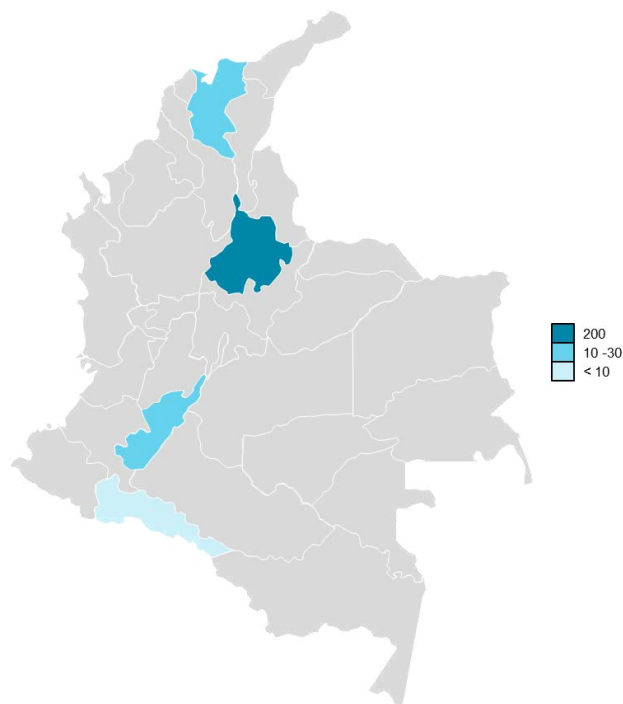
Dentro de los usos comerciales para el CO₂ capturado con potencial para implementación en Colombia, se identificaron los focos departamentales donde se concentra la demanda.

Para EOR, se identificaron 4 departamentos con capacidad para aplicar esta tecnología. La

Ilustración 60 muestra como lo pozos con mayor capacidad para implementar EOR se encuentran en Santander, con una capacidad para inyectar 200 Mt de CO₂ y producir 668 millones de barriles adicionales. En Huila se encontró un menor potencial, con una proyección de capacidad de inyección de CO₂ de 21 Mt y producción de 62 millones de barriles. Para Magdalena, un potencial de inyección de 12Mt de CO₂ y 41 millones de barriles. Por último, Putumayo con 9 Mt de CO₂ y 20 millones de barriles (Yáñez, 2020). Actualmente, Ecopetrol adelanta planes piloto para la inyección de CO₂ para recobro mejorado de petróleo en el Campo Chichimene, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales al oriente del departamento del Meta.

Ilustración 60. Departamentos con potencial para implementar EOR

(2020; Mt de CO₂)

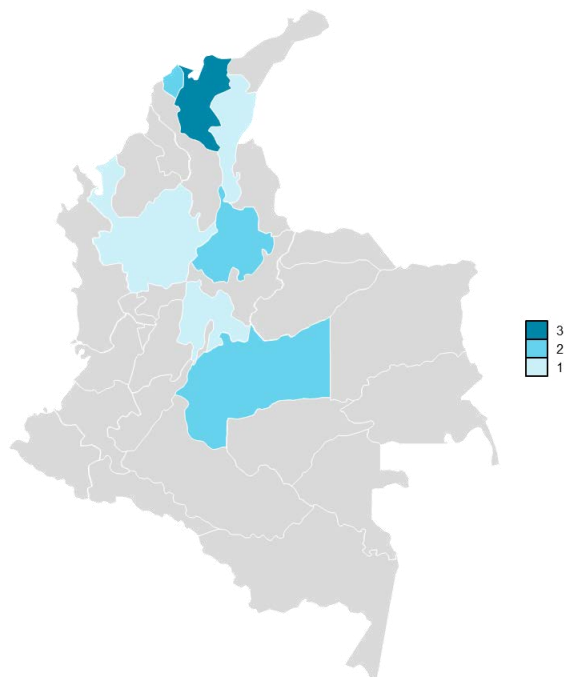


Fuente: Elaboración IDOM con datos de Yáñez (2020).

Otro uso comercial para el CO₂ es en la industria de combustibles. El CO₂ es un insumo para la producción de metanol y etanol, los cuales son empleados en la producción de biodiesel. La Ilustración 61 muestra el número de plantas para síntesis de biodiesel a nivel departamental. Donde se observó una presencia importante en los departamentos de Magdalena, Meta, Santander y Atlántico.

Ilustración 61. Departamentos con producción de Biodiesel

(2023; Plantas operativas)



Fuente: Elaboración IDOM

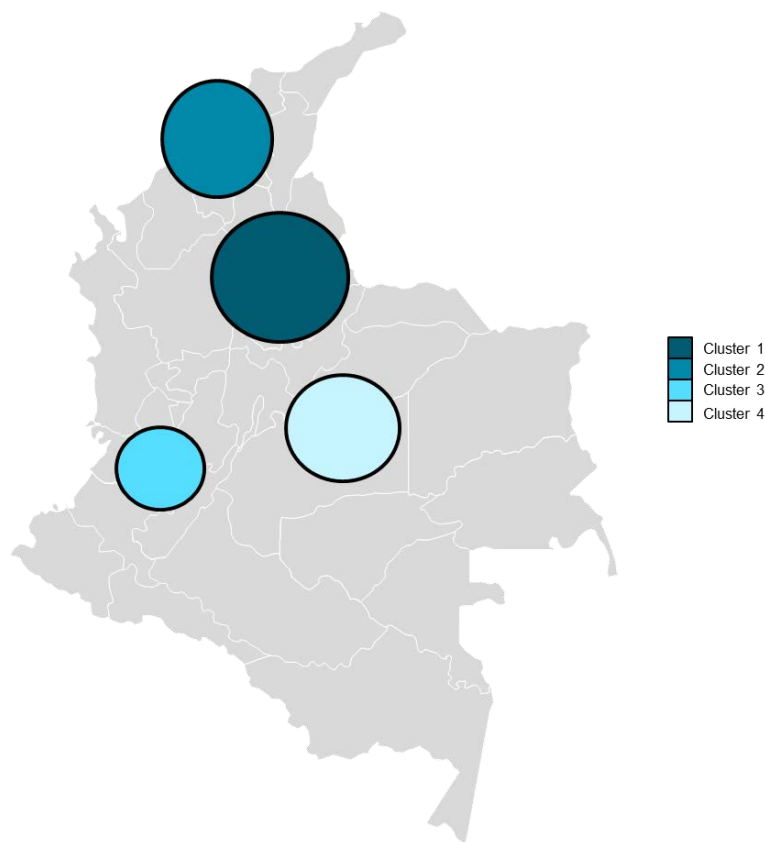
Otros usos para el CO₂, como en la industria de alimentos y bebidas y de productos químicos como los polímeros, se encuentran mejor distribuidos en el país y no se encontró una concentración significativa a nivel departamental. De igual manera, la producción de hidrógeno se encuentra en un estado temprano de desarrollo, por lo que no existe una producción significativa de este bien en la actualidad. No obstante, su proyección de crecimiento de la demanda crea la oportunidad para incentivar su desarrollo en conjunto con la tecnología de CCUS en el país.

Para el almacenamiento geológico no se identificó potencial departamental ya que no hay información disponible de las zonas aptas para esta actividad y su identificación excede el alcance de esta consultoría.

7.2. Valoración preliminar del potencial de CCUS en Colombia

Todo lo planteado anteriormente nos permite priorizar 4 clusters con potencial de implementación de CCUS en Colombia. La Ilustración 62 muestra los clusters seleccionados. El cluster 1 abarca los departamentos de Santander, Norte de Santander y Antioquia. El cluster 2 se ubica en la costa caribe, abarcando los departamentos de Magdalena, Atlántico y Bolívar. El cluster 3 se ubica en Valle del Cauca, Huila. Por último, el cluster 4 en Meta y Casanare.

Ilustración 62. Clústeres con potencial para CCUS en Colombia



Fuente: Elaboración IDOM

La selección de estos clusters se hizo cuantificando los siguientes factores: presencia de industrias identificadas como potenciales para captura de carbono, volumen de emisión de CO₂, proximidad y acceso a infraestructura de transporte y cercanía a puntos donde se detecto una posible demanda de CO₂ para uso comercial. De igual forma, se identificó que los departamentos de Meta, Valle del Cauca y Magdalena fueron catalogados como de alto riesgo frente al cambio climático, por lo que el desarrollo de esta tecnología ayudaría a mitigar futuros riesgos asociados al calentamiento global (CEPAL, 2022). De la misma manera, se tomó como referencia el mapa de riesgo sísmico, en el cual se identificó como los clústeres 1, 2 y 4 se encuentran en zonas de amenaza sísmica baja y moderada. Otro factor relevante por considerar es el empleo, la IEA estima que un proyecto de CCUS que captura 1 Mt de CO₂ al año, generaría entre 1.500 y 3.000 empleos directos e indirectos, lo que supondría un impacto económico positivo para las regiones donde se desarrollen los clústeres.

Tabla 14. Estimación de potencial de los clústeres para la aplicación de CCUS

	Captura	Transporte	Usos	Valoración del potencial
Cluster 1 (Santander, Norte de Santander y Antioquia)	●	●	●	●
Cluster 2 (Magdalena, Atlántico y Bolívar)	●	●	●	●
Cluster 3 (Valle del Cauca y Huila)	●	●	●	●
Cluster 4 (Meta y Casanare)	●	●	●	●

Fuente: Elaboración IDOM

La Tabla 14 muestra la ponderación del potencial identificado para cada cluster. En esta se señaló al cluster 1 como la de mayor proyección, debido al enorme potencial identificado para la aplicación de EOR. De igual manera, esta región cuenta con industrias de generación termoeléctrica, producción de cemento y un importante sector petrolero. Esto ofrece un volumen de emisiones de CO₂ atractivo para la implementación de CCUS. Adicionalmente, hay gasoductos que conectan el departamento con la zona centro y norte del país.

El cluster 2, ubicado en la costa caribe, es el menos intensivo en emisiones de CO₂. En esta zona se encuentra empresas de generación termoeléctrica, cementeras y una de las refinerías más importantes del país. Su salida al mar facilitaría un eventual proyecto para almacenamiento geológico en el mar caribe. También cuenta con una importante presencia empresarial de sectores como el de productos químicos y biocombustibles, sectores que demandan CO₂ comercial.

El cluster 3 comprende principalmente los departamentos de Valle del Cauca y Huila. En esta región se encuentra industrias de producción de cemento, extracción de petróleo y un porcentaje importante del total de la producción de etanol. De igual manera, se señaló como la segunda región con mayor potencial para aplicación de EOR en el país.

El cluster 4, ubicado en los departamentos de Meta y Casanare, concentra el volumen de emisiones más grande de los todos los clusters identificados. En esta región se concentran los yacimientos de petróleo más grandes del país. Sin embargo, hoy no se identificó una posible demanda de CO₂ por lo que se la menor valoración potencial.

8. Referencias

- Environment Agency . (s.f.). *Scoping guidelines on the Environmental Impact Assessment (EIA) of Carbon Capture, Transport and Storage projects*. England and Wales: United Kingdom.
- 16th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-16. (2022). *Computational Tools and Workflows for quantitative Risk Assessment and decision Support for Geologic Carbon Storage Sites: Progress and Insights from the U.S. DOE's National Risk Assessment Partnership*. Lyon: GHGT-16.
- Agarwal, N. N. (2020). *Biogas for Transport Sector: Current Status, Barriers, and Path Forward for Large-Scale Adaptation*. India.
- Agencia Francesa de Desarrollo (AFD), Expertise France. (2021). *Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia E2050*.
- Alcaldía de Medellín. (2021). *Fabricación de productos del caucho*. Obtenido de <https://ode.medellindigital.gov.co/wp-content/uploads/2022/02/10.-Fabricacio%CC%81n-de-productos-de-caucho.pdf>
- C. Ruiz, F. R. (2006). *Almacenamiento Geológico de CO₂*.
- CCS Institute . (2018). *Transporting CO₂. Fact Sheet .*
- CCS Norway . (s.f.). *Full Scale Capture Transport and Storage*. Obtenido de <https://ccsnorway.com/full-scale-capture-transport-and-storage/>
- CEPAL. (2012). *Estudio de los inventarios de gases de efecto invernadero en Latinoamérica .*
- CEPAL. (2022). *Panorama del cambio climático en Colombia*.
- Cillero Florén, A. G. (2013). *TransportedeCO₂: estado del arte, alternativas y retos*. España.
- climateactiontracker. (s.f.). *Norway policies .* Obtenido de <https://climateactiontracker.org/countries/norway/policies-action/>
- climático, I. d. (2023). *Caracterización general de riesgo*. Obtenido de <https://www.idiger.gov.co/rsismico>.
- Colombia Productiva. (2023). *Plásticos y pinturas*.
- Conversion of existing natural gas pipelines to transport CO₂*. (s.f.). Obtenido de Knowledge Sharing on Carbon Capture and Storage: <https://www.netzeroccs.com/post/technical-aspects-of-converting-existing-natural-gas-pipelines-to-transport-co2>
- Department for Bussines, Energy & Industrial Strategy UK. (2022). *An update on the business model for*.
- Department for Bussines, Energy & Industrial Strategy UK. (2022). *Dispatchable Power Agreement business model summary*.
- DNP. (2022). *Estrategia Nacional de Financiamiento Climático .*
- DOE. (s.f.). *Carbon Management*. Obtenido de <https://netl.doe.gov/research/carbon-management/energy-systems/gasification/gasifipedia/capture-approaches>
- DR DAVID KEARNS Senior Consultant, C. T. (2021). *TECHNOLOGY READINESS AND COSTS OF CCS*.
- EPA. (2002b). *Tecnología de control de la contaminación del aire. Desulfuración del gas de chimenea (DGC)*.
- Galimova, T. (2022). *Global demand analysis for carbon dioxide as raw material from key industrial sources and direct air capture to produce renewable electricity-based fuels and chemicals*.
- Gas Nova. (s.f.). *Regulatory lessons learned from Longship*. Obtenido de <https://gassnova.no/app/uploads/sites/6/2022/07/Regulatory-lessons-learned-from-Longship-FINAL-WEB-1.pdf>
- Global CCS Institute. (2022). *2022 Status Report*. Obtenido de <https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/appendices/>
- Global CCS Institute. (s.f.). *Facilities Data Base*. Obtenido de <https://co2re.co/FacilityData>
- Government of Canada. (2023). *Capturing the opportunity: A Carbon Management Strategy for Canada*. Obtenido de <https://natural-resources.canada.ca/climate-change/canadas-green-future/capturing-the-opportunity-carbon-management-strategy-for-canada/canadas-carbon-management-strategy/25337>
- Great Plains Institute. (2020). *Transport Infrastructure for Carbon Capture and Storage*.
- IDB. (2018). *Inter American Development Bank*.

Realizar estudios financieros, económicos, ambientales y legales para evaluar potencial e implicaciones de implementar proyectos de CCUS en Colombia. - CO-T1654-P006 – P2. Diagnóstico y Análisis Internacional

- IDEAM; PNUD; Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible . (2021). BUR 3 .
- IEA. (2019). Putting CO2 to Use.
- IEA. (2021). *Is carbon capture too expensive?* Obtenido de <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- IEA. (2022). *Carbon Capture, Utilisation and Storage*. Obtenido de <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage>
- IEA. (2022). Direct Air Capture A key technology for net zero. *INTERNATIONAL ENERGY AGENCY*.
- IEA. (2023). *Energy Policy Review Colombia* .
- IEA. (s.f.). *A new era for CCUS* . Obtenido de <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/a-new-era-for-ccus>
- IEA. (s.f.). *About CCUS*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/about-ccus>
- IEA. (s.f.). *iea* . Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/ccus-projects-database>
- ingeniería, C. (2022). CONSULTORÍA: IDENTIFICACIÓN DE LOS BIENES Y SERVICIOS QUE SON REQUERIDOS PARA LA CAPTURA, SECUESTRO Y UTILIZACIÓN DEL CARBONO.
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2005). Transport of CO2. *IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage*.
- Jacobson, M. Z. (2019). The health and climate impacts of carbon capture and direct air capture. *Energy and environmental sciences*.
- KAY DAMEN, A. F. (2006). HEALTH, SAFETY AND ENVIRONMENTAL RISKS OF. *Department of Science, Technology and Society, Copernicus Institute for Sustainable Development*.
- Lars Erick Oi, N. E. (2016). Simulation and cost comparison of CO2 liquefaction.
- Li, Q., & Liu, G. (2016). Risk assessment of the geological storage of CO 2: A review. En V. Vishal, & T. Singh, *Geologic carbon sequestration: Understanding reservoir behavior* (págs. 249-284).
- Liu, L., & Leamon, G. (2014). Developments towards environmental regulation of CCUS projects in China. *Energy Procedia*, 6903-6911.
- Martina Lyons, P. D. (2021). REACHING ZERO WITH RENEWABLES CAPTURING CARBON. *IRENA*.
- Mendoza, N. R. (2022). Microalgas para capturar CO2 en la industria cementera. *El Herald*.
- Milman, O. (2023). The world's biggest carbon capture facility is being built in Texas. Will it work? *The Guardian* .
- Minh T. Ho, G. W. (2008). Reducing the Cost of CO2 Capture from Flue Gases Using Pressure Swing Adsorption. *ACS Publications*.
- Ministerio de Comercio, Industria y Turismo . (2023). *Variables económicas de Colombia*.
- National Geographic. (2018). *Esta gasolina está hecha a partir de carbono extraído del aire*.
- Noothout, P., Wiersma, F., Hurtado, O., Macdonald, D., Kemper, J., & van Alphen, K. (2014). CO2 Pipeline infrastructure – lessons learnt. *Energy Procedia*.
- Okoli, K. I. (2017). *Comparison of CO2 dehydration processes*. University College of southeast Norway.
- Okoli, K. I. (2017). Comparison of CO2 dehydration processes after CO2 capture .
- Onyebuchi, V. E., Kolios, A., Hanak, D. P., Biliyok, C., & Manovic, V. (2018). A systematic review of key challenges of CO 2 transport via pipelines. . *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2563–2583.
- Our World in Data*. (2020). Obtenido de National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA).
- Our World in Data*. (2022). *Co2 emissions by region* . Obtenido de <https://ourworldindata.org/co2-emissions#co2-emissions-by-region>
- Pipeline Technology Journal . (2022). Safely repurposing existing pipeline for CO2 transport.
- Portafolio. (2022). Gasolina sintética: qué es y dónde se produjo por primera vez.
- PtX-Hub. (2023). *El PtX Hub en Colombia - Aprovechar la infraestructura existente y la demanda de hidrógeno para impulsar la transición a cero emisiones*. Obtenido de <https://ptx-hub.org/es/colombia/>
- Ritchie, H. (2020). Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from? *Our world in data*.

Realizar estudios financieros, económicos, ambientales y legales para evaluar potencial e implicaciones de implementar proyectos de CCUS en Colombia. - CO-T1654-P006 – P2. *Diagnóstico y Análisis Internacional*

- Rosa, L., Reimer, J., Went, M., & D'Odorico, P. (2020). *Hydrological limits to carbon capture and storage*. *Nature Sustainability*.
- Simon Black, I. P. (s.f.). *Aunque más países están fijando precios del carbono, las emisiones son todavía muy baratas*. Obtenido de <https://www.imf.org/es/Blogs/Articles/2022/07/21/blog-more-countries-are-pricing-carbon-but-emissions-are-still-too-cheap>
- Storry, R. (2022). *Descarbonisation technology*. Obtenido de *Descarbonisation technology*.
- T.N.Singh, V. (2016). *Geologic Carbon Sequestration*.
- Uk Gov. (2023). *CCUS Net Zero investment roadmap: Capturing carbon and a global opportunity*. Obtenido de <https://www.gov.uk/government/publications/carbon-capture-usage-and-storage-net-zero-investment-roadmap/ccus-net-zero-investment-roadmap-capturing-carbon-and-a-global-opportunity#ftn-1>
- United Nations Environmental Programme (UNEP). (2006). *Can carbon dioxide storage help cut greenhouse emissions? A Simplified guide to the IPCC's 'Special report on carbon dioxide capture and storage'*. IPCC.
- Universidad de los Andes. (2022). *Descarbonización: una meta ambiciosa a 2050*. Obtenido de <https://uniandes.edu.co/es/noticias/ambiente-y-sostenibilidad/descarbonizacion-una-meta-ambiciosa-a-2050>
- Woodmac. (s.f.). *CCUS Project Costs*. Obtenido de <https://www.woodmac.com/news/opinion/ccus-project-costs/>
- World Bank . (s.f.). *Carbon Pricing Dashboard*. Obtenido de https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data
- Xiao, T., Chen, T., Ma, Z., Tian, H., Meguerdijian, S., Chen, B., & McPherson, B. (2024). A review of risk and uncertainty assessment for geologic carbon storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Yáñez, E. (2020). Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry.
- Zheng, L., Nico, P., Spycher, N., & Domen, J. (2021). *Potential impacts of CO2 leakage on groundwater quality of overlying aquifer at geological carbon sequestration sites: A review and a proposed assessment procedure*. *Greenhouse gases science and technology*.