



**CONVENIO DE COOPERACION INTERNACIONAL GGC No. 632 de 2021
CELEBRADO ENTRE EL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA Y CENTRO
INTERNACIONAL DE AGRICULTURA TROPICAL (CIAT)**

Alianza



**LA NUEVA
ENERGIA**



**Captura, transporte, uso y almacenamiento de dióxido de carbono: caso
Colombia**

Elaborado por:

Daniel Escobar Carbonari

John Brayan Valencia

Johan Sebastián Vanegas

Lina María Ramos Lizcano

Palmira

Diciembre, 2021

Seguimiento

Versión	Elaboró	Revisó	Aprobó	Descripción modificación	Fecha

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
Abreviaciones	1
Introducción y Antecedentes	2
1 Objetivo	3
2 Metodología	4
3 Generalidades de CCUS y estado del arte	5
3.1 Captura y uso del carbono	5
3.2 Transporte del carbono	7
3.3 Almacenamiento de Carbono	8
4 Regulación de CCUS.....	10
4.1 Elementos regulatorios asociados a la captura y el uso del carbono.....	11
4.2 Elementos regulatorios asociados al transporte de carbono.....	13
4.3 Elementos regulatorios asociados al almacenamiento del carbono.....	15
4.3.1 Definición del sistema de adjudicación de permisos para el almacenamiento geológico	16
4.3.2 Definición de las características de sitios geológicos habilitados para almacenamiento de CO ₂	18
4.3.3 Definición de parámetros operativos.....	19
4.3.4 Riesgo de filtración a la atmosfera y sistema de monitoreo y verificación.	19
4.3.5 Traspaso de administración del sitio de almacenamiento y fin del proyecto.....	21
5 CCUS caso Colombia	21
5.1 Sectores fuentes de CO ₂ donde es aplicable la captura de carbono.....	21
5.2 Potencial de captura de carbono y reducción de emisiones.	22
5.3 Potencial de almacenamiento geológico.	23
5.3.1 Estudios de potencial de almacenamiento geológico y contexto global	23
5.3.2 Contexto Colombiano	27
5.4 Viabilidad financiera de las tecnologías CCUS.....	29
5.4.1 Afectación de los precios de producción.....	29
5.4.2 Costos de abatimiento.	30

5.4.3	Contexto colombiano	32
5.4.4	Aspectos ambientales de CCUS.....	33
5.4.5	Viabilidad de tecnologías CCUS en Colombia	34
6	Mitigación del cambio climático, cooperación internacional y CCUS.....	37
7	PROPUESTA DE GOBERNANZA	38
8	Recomendaciones y siguientes pasos	39
9	Bibliografía.....	42
ANEXO A. CRONOGRAMA PROYECTO DE DECRETO TECNOLOGIAS DE CAPTURA, USO Y ALMACENAMIENTO DE CO ₂		51

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Categorías del INGEI susceptibles a incorporar tecnologías de captura de CO ₂	14
Tabla 2. Categorías del INGEI susceptibles a incorporar tecnologías de captura de CO ₂	22
Tabla 3. Potencial máximo de captura en sectores relevantes.....	23
Tabla 4. Potencial máximo de captura en sectores relevantes.....	28
Tabla 5. Costos de producción.....	29
Tabla 6. Costos de abatimiento (\$US/TonCO ₂) para diferentes actividades en diferentes países con información disponible.....	31
Tabla 7. Costos de captura y potencial de captura en Colombia.....	33
Tabla 8. Criterios de viabilidad.....	37

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Izq.) Costos de transporte CO ₂ gasoductos onshore & Der.) Costos de transporte CO ₂ gasoductos offshore	7
Figura 2. Izq.) Costos de transporte de CO ₂ por oleoductos y barcos offshore según capacidad & Der.) Costos de transporte de CO ₂ por oleoductos y barcos offshore según distancia	8
Figura 3. Capacidad teórica de almacenamiento de CO ₂ por región, a nivel mundial.....	9
Figura 4. Atlas de formaciones geológicas potencialmente aptas para almacenamiento de CO ₂	25



Figura 5. Clústeres de fuentes y sumideros de CO₂ para proyectos de recuperación de petróleo mejorada con CO₂ (EOR) en Colombia. (Las líneas discontinuas representan la infraestructura del gasoducto troncal). 27

Figura 6. Costos captura de carbono 32

Figura 7. Propuesta Equipo Implementador 39



ABREVIACIONES

Gei: Gases de efecto invernadero

CCUS: Carbon capture, use and storage

EOR: Enhance oil recovery

BECCS: Bioenergy with carbon capture and storage

DACCS: Direct Air Carbon Capture and Storage

CMNUCC: Convención Marco de Naciones Unidas en Cambio Climático.

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change



Alianza



INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

Las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) actualmente rondan las 40 GtCO₂eq anualmente (Masson-Delmotte et al., 2018) y, a pesar del reconocimiento del impacto negativo de dichas emisiones en el sistema climático, la tendencia global ha sido de crecimiento durante las últimas décadas (Masson-Delmotte et al., 2018).

Para limitar el calentamiento global a 1.5°C, las emisiones globales deben reducirse drásticamente en los próximos años (van Vuuren et al., 2016). Se han propuesto diversas alternativas técnicas para lograr dicho objetivo, estas tecnologías se encuentran en diferentes niveles de viabilidad y adopción. Un grupo de tecnologías denominado captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS por sus siglas en inglés) ha sido propuesto como una de las alternativas para limitar el cambio climático (IEA, 2021a). Estas tecnologías incluyen la captura de CO₂ en fuentes fijas y el almacenamiento geológico. En algunos casos incluye el uso del CO₂ en actividades productivas como la industria de alimentos, la industria de fertilizantes y la recuperación mejorada de petróleo (EOR por sus siglas en inglés). Así mismo, en estas tecnologías se puede incluir la bioenergía con captura y almacenamiento (BECCS por sus siglas en inglés) y la captura directa del CO₂ del aire (DACCS por sus siglas en inglés) para almacenarlo y de esta forma reducir las concentraciones de CO₂ en la atmósfera

Dichas tecnologías permitirían en teoría emisiones negativas¹ y limitarían el impacto negativo de las emisiones GEI generadas por ciertas actividades productivas como la producción de cemento y la producción de electricidad a partir de combustibles fósiles (IEA, 2021c). Sin embargo, la viabilidad financiera y técnica de múltiples tecnologías asociadas a CCUS ha sido cuestionada (de Coninck & Benson, 2014). A su vez, se ha dicho que la implementación y promoción de tecnologías CCUS puede reducir los incentivos para desarrollar e instalar tecnologías que no generen CO₂ (Janipour et al., 2021).

En múltiples proyecciones consistentes con los objetivos de la Convención Marco de Naciones Unidas de Cambio Climático (CMNUCC), se estipula la necesidad de emisiones negativas en algún momento del siglo XXI. Cabe señalar que, de los 90 escenarios modelados por el IPCC para dar cumplimiento a este objetivo, 88 asumieron emisiones negativas (IEA, 2020). La captura, uso y almacenamiento de CO₂, vista como una estrategia/alternativa para la reducción exitosa de emisiones de GEI, depende de la disponibilidad de tecnologías en cada etapa del proceso, así como del desarrollo y expansión de redes de transporte de carbono. Dicho en otras palabras, es fundamental que todos los procesos a lo largo de la cadena de valor de la captura, uso y almacenamiento de

¹ Concepto que refiere a que las emisiones GEI globales antropogénicas sean inferiores a las absorciones GEI globales antropogénicas.

carbono estén tecnológicamente preparados para que su despliegue y potencial de reducción de emisiones sea su máximo.

1 OBJETIVO

En este informe se busca sintetizar las generalidades de la captura, uso y almacenamiento de carbono, generar lineamientos para regular dichas actividades en Colombia, analizar el estado de la información respecto el tema, caracterizarla para el contexto colombiano y generar recomendaciones de acuerdo a las necesidades que surjan a partir del análisis.



2 METODOLOGIA

La metodología para la obtención de la información necesaria para cumplir con los objetivos del reporte fue la búsqueda sistemática a través de motores de búsqueda y palabras claves. Para este reporte se incluyó tanto literatura científica como literatura “gris”, la cual fue analizada y reportada en la bibliografía.

En orden de sintetizar los elementos mínimos que debe contener la regulación asociada a la captura, transporte, uso y almacenamiento de carbono, se realizó un análisis regulación comparada a través de un marco referencial generado por la Agencia Internacional de Energía (EIA en inglés).

El potencial de captura se estimó de acuerdo a las emisiones correspondientes asociadas a las categorías del inventario de GEI que podrían ser objeto de proyectos CCUS. La capacidad de almacenamiento se obtuvo a partir de estudios científicos publicados e información espacial. La viabilidad financiera de la tecnología se realizó a través de precios promedio provistos por literatura científica.



3 GENERALIDADES DE CCUS Y ESTADO DEL ARTE

3.1 Captura y uso del carbono

Durante los últimos años, reducir el costo de captura de CO₂ ha sido el centro de atención de una gran cantidad de inversiones investigación y desarrollo (R&D por sus siglas en inglés) llevadas a cabo por múltiples centros de investigación alrededor del mundo. Las principales áreas, potenciales para reducir costos de capital y operativos incluyen: solventes innovadores, estandarización y modularización de sistemas de captura y almacenamiento de carbono off shore, optimización y aumento de capacidad (porcentajes de captura de CO₂) de instalaciones CCUS existentes, entre otras. Si bien estas aplicaciones sugieren un mayor potencial de reducción que las tecnologías existentes, las estimaciones de costos son muy inciertas debido a que las tecnologías propuestas no se han escalado a niveles comerciales.

Las tecnologías de captura de CO₂ suelen dividirse de acuerdo al momento en que se da la captura respecto al uso del potencial energético de los hidrocarburos (Wilberforce et al., 2019). Por ende, las técnicas de captura suelen dividirse en pre-combustion, post-combustion y oxicomustion (Wilberforce et al., 2019). Estas suelen ser especialmente prometedoras en grandes operaciones industriales con fuentes fijas de CO₂. Para un análisis completo del estado tecnológico de la captura de CO₂, se remite al lector a Wilberforce et al. (2021)

Los procesos de pre-combustion suelen asociarse a la producción de gas de síntesis (syngas, en inglés)² para la producción de energía a partir de combustibles como carbón, gas natural y biomasa (Osman et al., 2021). En dicho proceso, el combustible es transformado en una mezcla de monóxido de carbono (CO) e hidrogeno (H₂). Esto es logrado a través de procesos como gasificación o reformación con vapor de agua. El monóxido de carbono reacciona posteriormente con vapor (H₂O) para aumentar el hidrogeno H₂, lo cual deriva en CO₂. Los niveles de pureza de CO₂ en esta reacción permiten una relativamente fácil separación del CO₂ a través de diversos métodos físicos y químicos de absorción (Osman et al., 2021). Este proceso tiene mucho potencial comparado a las alternativas, pero existen retos importantes en cuanto a su eficiencia energética y el costo de instalación en plantas térmicas existentes.

Los procesos de captura post-combustion ocurren una vez los combustibles son oxidados con aire para la obtención de su potencial energético. La separación de CO₂ ocurre después de procesos donde se separan los compuestos nitrogenados y sulfurados. Dado que los niveles de pureza de CO₂ no son tan altos, debido a los niveles de pureza de los

² El gas de síntesis o sintegás (syngas, en inglés) es un combustible gaseoso obtenido a partir de sustancias ricas en carbono (hulla, carbón, coque, nafta, biomasa) sometidas a un proceso químico a alta temperatura. Contiene cantidades variables de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂).

compuestos que reaccionan en la oxidación, los procesos de separación son más problemáticos. Esto es por la cantidad de otros compuestos que terminan produciéndose, lo que implica mayor diversidad de contaminantes y porque el CO₂ al tener menos concentración es más difícil de separar.

Estos procesos incluyen la absorción química o física, la adsorción química o física, el uso de membranas, técnicas criogénicas, ciclos de calcio o la utilización de algas. Los procesos de absorción química con solventes basados en aminas son la tecnología más avanzada hasta el momento (Osman et al., 2021) y es ampliamente usada en la industria del petróleo.

La oxidación es una tecnología en desarrollo que se basa en utilizar oxígeno de alta pureza para aprovechar el potencial energético de los hidrocarburos. Debido a esto, la reacción de combustión produce principalmente CO₂ y H₂O. Esto repercute en altos niveles de concentración de CO₂ lo cual se traduce en mayor facilidad para su separación. Debido a esto la oxidación es una tecnología prometedora sin embargo la separación del aire para aislamiento del oxígeno (O₂) es un proceso intensivo en energía y costoso (Wilberforce et al., 2021).

Posterior a la captura, el CO₂ requiere ser comprimido a niveles de supercríticos para poder ser transportado y almacenado. Sin embargo, también existe la posibilidad de usarlo en diversas aplicaciones industriales. Con el paso de los años, son muchas los productos y servicios que se han modificado para utilizar el CO₂ como insumo (IEA, 2021a). Las aplicaciones potenciales para el uso del dióxido de carbono incluyen: uso directo donde el CO₂ no se altera químicamente (no conversión), y transformación química del CO₂ en un producto útil (conversión). Actualmente se utilizan alrededor de 230 Mt/año de CO₂ en todo el mundo; de las cuales 125 Mt/año de CO₂ son empleadas por la industria de fertilizantes como materia prima en la fabricación de urea, y 80 Mt/año de CO₂ son utilizadas por la industria de hidrocarburos / gas natural en la optimización de métodos de recuperación mejorada del petróleo (EOR) (IEA, 2021a). Otras aplicaciones son:

- Combustibles alternativos: El átomo de carbono contenido en la molécula de CO₂ puede ser usado para convertir el hidrógeno en un combustible sintético “hidrocarburo sintético” tan fácil de manejar y emplear como un combustible fósil líquido / gaseoso. La producción de dichos combustibles es viable económicamente cuando se dispone de energía renovable de bajo costo.
- Productos químicos: De forma similar, el átomo de carbono en la molécula de CO₂ puede ser empleado como una alternativa de sustitución de combustibles fósiles en la producción de polímeros, etileno y metanol; componentes básicos en una gran variedad de productos químicos de uso final.
- Materiales de construcción: El dióxido de carbono puede ser utilizado en la producción de materiales de construcción (cemento y agregados de construcción); proceso denominado hormigón curado con CO₂.

A pesar de las posibles aplicaciones, el uso de CO₂ es todavía ínfimo comparado con las emisiones y la demanda por CO₂ en actividades productivas sigue siendo baja.

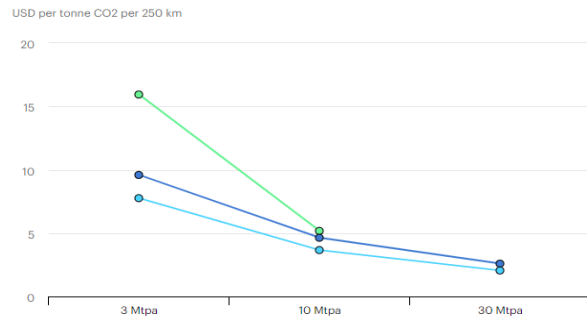
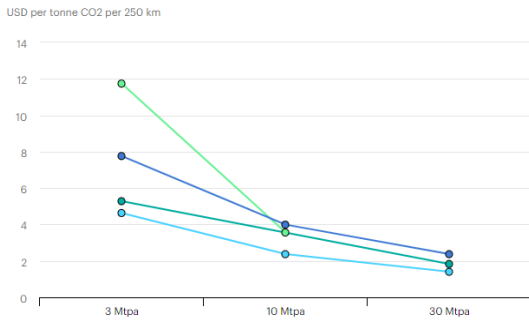
3.2 Transporte del carbono

La disponibilidad de infraestructura para transportar CO₂ de manera segura y confiable es un factor esencial en el despliegue acelerado de tecnologías CCUS. Actualmente, el transporte por ductos y barco constituyen las dos opciones más empleadas para conducir CO₂ a largas distancias y en grandes volúmenes; ya sea para uso comercial o para almacenamiento en formaciones geológicas onshore/offshore. Otras formas de transporte (a un costo más elevado) son el ferrocarril y los vehículos de carga; sin embargo, es importante aclarar que estos sistemas se emplean usualmente cuando el CO₂ debe recorrer distancias cortas debido al nivel de corrosividad del CO₂ y los costos crecientes.

Por ahora, y sin importar el volumen capturado, los ductos son la forma más económica de transportar CO₂ en tierra y, según la distancia, también en alta mar (Irlam, 2017). En este sentido, si bien las propiedades fisicoquímicas del dióxido de carbono son diferentes, su transporte y distribución por tubería puede tener cierta similitud con el transporte de gas natural. Reutilizar los oleoductos o gasoductos existentes, cuando sea factible, normalmente resulta más económico que construir una nueva línea de transporte. La vida útil (material) y presión de diseño del oleoducto/gasoducto serán consideraciones por tener en cuenta a la hora de evaluar su reutilización.

Específicamente, la participación del transporte por tubería en el costo total de un proyecto CCUS varía según la cantidad transportada, perfil topográfico, el diámetro y longitud de la tubería instalada, y en general, según los materiales empleados en la construcción del oleoducto/gasoducto. Otros factores que incrementan los costos son: la ubicación geográfica, estaciones de compresión y rebombeo requeridas, la vida útil planificada del sistema, y la mano de obra calificada. En la mayoría de los casos, el transporte de CO₂ representa menos de una cuarta parte del costo total de los proyectos CCUS. Los oleoductos ubicados en regiones remotas y escasamente pobladas cuestan entre un 50% y un 80% menos que en áreas densamente pobladas. Es importante señalar que, los gasoductos offshore pueden ser entre un 40% y un 70% más costosos que los gasoductos onshore (IEA, 2020).

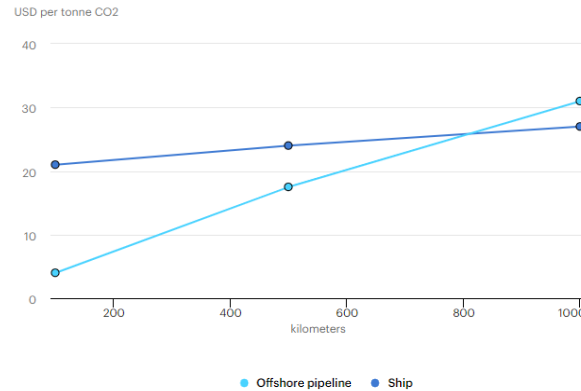
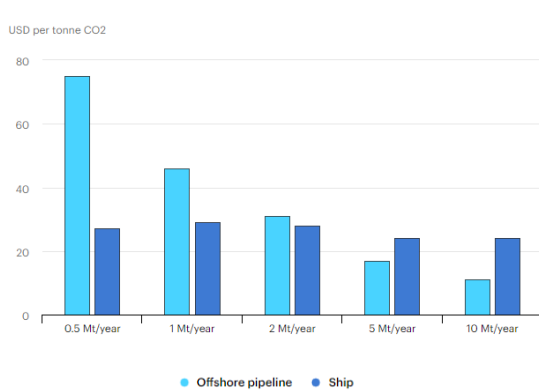
Figura 1. Izq.) Costos de transporte CO₂ gasoductos onshore & Der.) Costos de transporte CO₂ gasoductos offshore. Mtpa es millones de toneladas por año por sus sigla en inglés.



Fuente: (IEA, 2020).

Aunque la movilización de CO₂ por ductos representa la opción más empleada, el transporte marítimo se muestra como una alternativa que ofrece mayor flexibilidad cuando se dispone de una instalación de almacenamiento en alta mar. En algunos casos, el transporte de dióxido de carbono por barco puede competir con los gasoductos en términos de costos, especialmente para el transporte de larga distancia donde las distancias son superiores a los 800 Km.

Figura 2. Izq.) Costos de transporte de CO₂ por oleoductos y barcos offshore según capacidad & Der.) Costos de transporte de CO₂ por oleoductos y barcos offshore según distancia

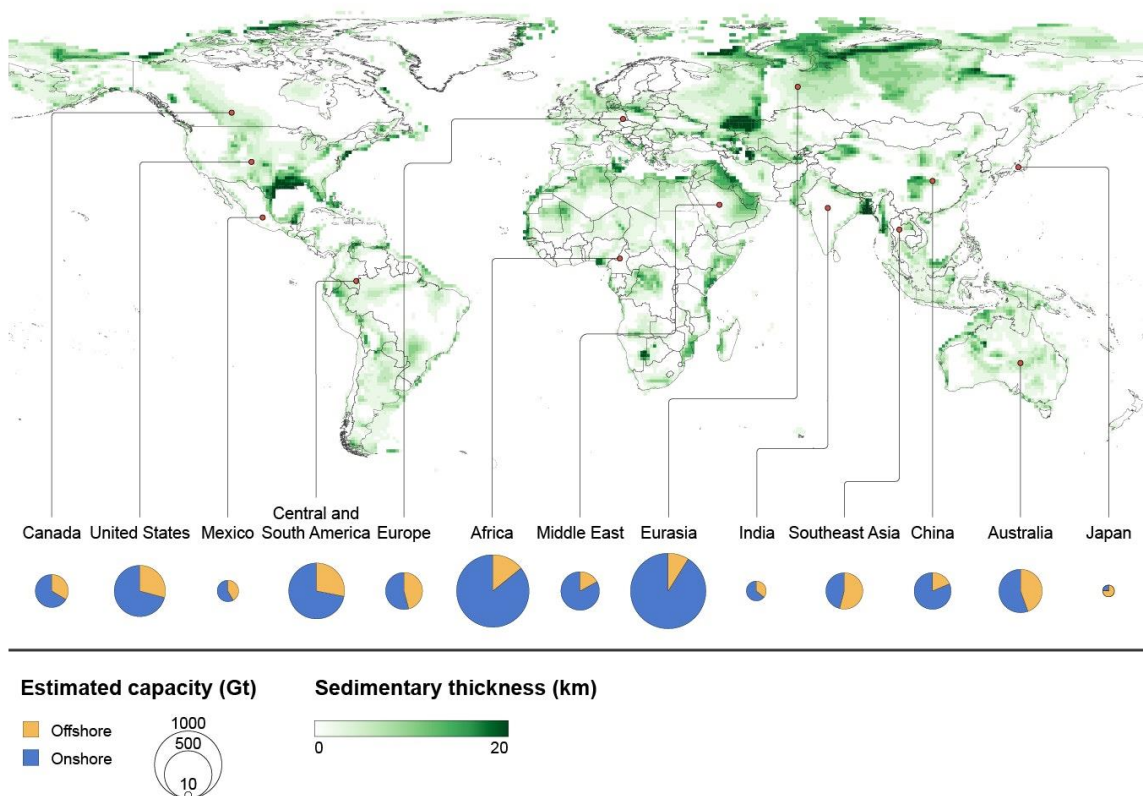


Fuente: (IEA, 2020).

3.3 Almacenamiento de Carbono

Comúnmente, los procesos de almacenamiento de dióxido de carbono implican la inyección de CO₂ capturado en reservorios geológicos subterráneos; reservorios que suelen ser profundos (superiores a 800 m de profundidad), de roca porosa, y superpuestos por una capa impermeable de forma que se evite su migración ascendente y posterior escape a la atmósfera (sellamiento).

Figura 3. Capacidad teórica de almacenamiento de CO₂ por región, a nivel mundial.



Fuente: (IEA, 2020).

Actualmente la inyección de CO₂ suele hacerse en formaciones salinas profundas (offshore – capacidad a nivel mundial que oscila entre las 2000 Gt y las 13000 Gt), y/o en yacimientos agotados de petróleo y gas (onshore - capacidad a nivel mundial que oscila entre las 6000 Gt y las 42000 Gt); tecnologías de almacenamiento en formaciones rocosas denominadas columnas basálticas se encuentran por ahora en fase de investigación y desarrollo, pero son altamente prometedores (Figura 3).

Es importante mencionar que, las regiones con mayor capacidad para el almacenamiento de dióxido de carbono son África, Rusia, EE. UU, Centro-Sur América y Australia. Por último, si bien se requiere más investigación para establecer costos promedio del almacenamiento de CO₂ sobre formaciones geológicas, se estima que la inyección de carbono onshore y offshore se posiciona sobre los 10 USD/t y los 35 USD/t respectivamente (Kearns et al., 2017a).

4 REGULACIÓN DE CCUS

Múltiples procesos y tecnologías pueden ser incluidos en el concepto de captura, uso y almacenamiento de CO₂ (CCUS), por ende, la regulación debe tomar en cuenta dicha diversidad. Lo que a su vez sugiere que múltiples elementos deben ser regulados para poder crear un marco legal, institucional y funcional para las tecnologías CCUS.

También es necesario tener en cuenta que dichas tecnologías no han sido escaladas de forma masiva y actualmente hay menos de 30 proyectos a nivel mundial con resultados contrastantes (Romasheva & Ilinova, 2019). La mayoría de estos son asociados a sistemas de captura post combustión y almacenamiento geológico. La capacidad actual de captura y almacenamiento de carbono a nivel mundial es 40 Mton CO₂eq (The Global CCS Institute, 2020), lo que equivale al 15% de las emisiones anuales de Colombia registradas en 2013. La mitad de esta capacidad está asociada a actividades de procesamiento de gas natural. 12 nuevos proyectos entraran en funcionamiento antes del 2026, gran parte de la nueva capacidad estará asociada a plantas termoeléctricas.

De acuerdo al indicador global generado por el CCS institute, la regulación de CCS debe primordialmente cubrir todas las fases del proyecto. En este sentido debe haber incentivos y regulaciones para capturar, transportar, usar y/o almacenar el CO₂, desde la fuente hasta el sumidero. A su vez, por la complejidad, es común que la regulación de CCS implique la expedición de nuevas normas y estándares, la creación de nuevas instituciones, la asignación de nuevos roles y responsabilidades, la revisión de normas que gobiernan los permisos ambientales, la seguridad en procesos industriales, el uso de ductos, entre otros.

A nivel internacional las regulaciones asociadas a la CCS incluyen diversos instrumentos regulatorios. De acuerdo al índice de avance legal desarrollado por Consoli et al. (2017), los países con mayores avances son Australia, Canadá, Reino Unido y Estados Unidos. Los países con regulaciones más robustas son países desarrollados, mientras en Latinoamérica solo México y Brasil han regulado ciertos elementos asociados a CCUS (Havercroft, 2018). La mayoría de regulaciones asociadas a CCUS se basan primordialmente en generar incentivos para la captura de CO₂ y lineamientos para el transporte del CO₂ por ductos y su posterior almacenamiento geológico del mismo. Por ende, los primeros elementos regulatorios deberían estar también asociados a estos puntos esenciales.

Es importante tener en cuenta que el tema se ha regulado de forma diferencial entre los países. En algunos países como Finlandia e Irlanda, el almacenamiento geológico de CO₂ está prohibido, mientras en Suecia está supeditado a una fase de experimentación (Romasheva & Ilinova, 2019). A su vez la captura en muchos de los países se desprende de las regulaciones existentes acerca de emisiones de carbono. Sin la existencia de límites de emisiones o de un mercado de carbono efectivo, los incentivos para capturar carbono serán pocos y las actividades generadoras no tendrán razones para capturar CO₂ (Renner, 2014).



En este sentido, y, se recomienda que la regulación se enfoque en regular e incentivar la captura de CO₂ y generar lineamientos para el transporte y almacenamiento geológico de CO₂. A continuación, se explican los elementos regulatorios esenciales de las fases de captura, transporte y almacenamiento geológico.

4.1 Elementos regulatorios asociados a la captura y el uso del carbono.

Dado el nivel de madurez tecnológica se propone que la regulación asociada a la captura se base en las tecnologías de tipo pre-combustión y post-combustión y la captura en el procesamiento de gas natural. Lo que a su vez implica que la regulación se enfoque en aquellas actividades con sistemas de combustión fija de grandes cantidades de hidrocarburos. Dichas actividades usualmente están asociadas a la quema de combustibles en termoeléctricas, grandes operaciones industriales de producción de cemento y metales y extracción de hidrocarburos.

El primer elemento crucial para regular la captura de CO₂ en las emisiones contaminantes de procesos productivos es valorar si regulatoriamente la actividad de capturar CO₂ está prohibida. Es posible que no exista una prohibición puntual por lo tanto capturar CO₂ a nivel general puede ser la fase de proyecto que menos requiera regulación. \

En la fase de captura de CO₂ hay dos importantes elementos regulatorios, el primero está asociado con valorar si algún componente del proceso de captura está limitado por la normatividad actual y el segundo son las normas que generan incentivos para que las actividades industriales capturen CO₂ cuando lo generan.

Frente al primero elemento regulatorio, a nivel internacional se han regulado las siguientes áreas asociadas a la captura del carbono (IEA, 2010):

- Definición de CO₂, derechos de propiedad y clasificación como sustancia en el marco de las normas que definen el manejo de sustancias peligrosas.
- Regulación de las sustancias que se usan en los procesos de captura (pre-combustión, post-combustión)
- Legislación que gobierna los peligros asociados a la salud ocupacional que puedan ocurrir por el CO₂.
- Adaptación de la legislación asociada a permisos e impacto ambiental de plantas nuevas con sistemas de captura o modificación de plantas existentes para instala sistemas de captura.

Frente al marco de incentivos para capturar el carbono, a nivel internacional las regulaciones se basan en las siguientes áreas:

- Regulaciones asociadas al precio del carbono, los derechos de emisiones y el mercado del carbono. En esto se incluye mercados voluntarios y obligatorios.
- Regulaciones asociadas a créditos o subvenciones por reducción de emisiones. Actualmente en estados unidos, los proyectos de captura que contemplen posterior



almacenamiento son elegibles para recibir un crédito en impuestos asociado a cada tonelada capturada.

- Legislación asociada al reporte de emisiones en actividades productivas.

A nivel internacional se considera que para establecer captura de CO₂ a nivel generalizado se debe crear un marco de incentivos económicos para que los emisores inviertan en dichos procesos de captura. Estos incentivos pueden darse desde el mercado a través de la demanda de CO₂ para diferentes usos o a través de regulación a través de cuotas de emisiones sustentadas en multas o esquemas de comercio de bonos de carbono. También a partir de incentivos tributarios que faciliten inversiones en componentes asociados a la captura de carbono.

El mercado de carbono en Europa estimula indirectamente la captura de CO₂ al generar bonos de carbono asociados a cuotas de emisiones para las actividades productivas. Al crear un precio asociado a las emisiones de CO₂, las emisiones toman la forma de costos en la contabilidad de las empresas asociadas a actividades que producen CO₂ lo que puede hacer que la captura de carbono sea una forma de reducir costos si los costos de capturar y almacenar son inferiores al costo del CO₂. De acuerdo a Elkerbout & Bryhn (2019), el precio por tonelada de CO₂ rondará los 25 euros durante los próximos años, lo cual es insuficiente para hacer atractiva la captura de CO₂.

En Estados Unidos los proyectos que activamente estén capturando y almacenando carbono geológicamente son elegibles para para recibir un crédito en impuestos asociado a cada tonelada capturada (entre 12 y 40 dólares por tonelada capturada). En Noruega y Reino Unido cualquier nueva planta térmica que pretenda entrar en funcionamiento después de 2020 deberá incorporar sistemas de captura de carbono.

A nivel de regulación sobre los productos utilizados en los procesos de captura, actualmente el sistema más avanzado es la captura a través de la absorción química con disolventes a base de aminas. Estos productos químicos son ampliamente utilizados en variedad de industrias, por ende, su regulación no ha dependido del desarrollo de CCUS. Sin embargo, multiplicidad de tecnologías hoy están siendo investigadas, algunas de estas son disolventes con aminas, disolventes no basados en aminas como carbonato de sodio, o mecanismos de adsorción asociados a marcos metal-orgánicos o ciclos de calcio.

La definición del CO₂ en Europa y Estados Unidos es ambigua, lo que sucede también en otros países como Sudáfrica, donde el CO₂ puede terminar siendo definido como “desecho”. En Estados Unidos se ha definido el CO₂ a través de los niveles aceptables en su concentración, dicha normatividad está asociada a las regulaciones de salud ocupacional. En Estados Unidos y Australia la definición de CO₂ relevante para CCS está relacionada al fluido de CO₂ (*CO₂ stream*) donde se define en términos de su pureza.

Asociado a los temas de salud ocupacional, la mayoría de países cuentan con estándares relacionados con la calidad del aire en espacios cerrados. Una exposición al aire con concentraciones superiores a 2000 ppm de CO₂, se considera peligrosa (Brugman & Swart, 2021). El efecto agudo sobre la salud de las concentraciones de CO₂ inhaladas por encima



de este nivel, podría generar síntomas que van desde mareos, dolores de cabeza, dificultad para respirar, inconciencia y hasta la muerte del personal expuesto.

4.2 Elementos regulatorios asociados al transporte de carbono.

El transporte de CO₂ conecta las fuentes donde se captura el CO₂ con los sumideros. Actualmente los sumideros de CO₂ son fundamentalmente formaciones subterráneas donde se almacena altas cantidades de CO₂ a través de inyección de fluido de CO₂ concentrado. Dado los volúmenes de CO₂ que se generan, el transporte actualmente se realiza a través de ductos, ya que otros tipos de transporte son financieramente no viables (IEA, 2021a).

En cuanto a regulaciones para el transporte de CO₂, la IEA (2010), o la agencia internacional de energía, plantea una serie de puntos generales a tener en cuenta en las regulaciones, para que el transporte de CO₂ sea seguro. Los puntos fundamentales de la regulación asociada al transporte están asociadas a las siguientes áreas:

- Especificaciones técnicas de la infraestructura asociada al transporte de CO₂.
- Especificaciones sobre la pureza y la presión a la cual el CO₂ debe ser transportado.
- Asignación de la responsabilidad en caso de daños derivados de las emisiones de CO₂.
- Contabilización de las emisiones fugitivas en el inventario de emisiones de un proyecto.
- Modelo de negocio para los que operan las tuberías.

En cuanto a las especificaciones técnicas para la construcción de tuberías Brownsort (2019) establece que, no existe una especificación comúnmente acordada entre países para el transporte de CO₂ por tuberías. La normativa exige a los operadores de oleoductos y gasoductos que evalúen lo que es seguro transportar en sus sistemas y establezcan las especificaciones de los requisitos de entrada en consecuencia.

Un factor crítico a la hora del diseño de las tuberías para el transporte de CO₂, es el material requerido para la construcción de tuberías, esta debe ser capaz de resistir la corrosión interna y la temperatura del fluido. El flujo de CO₂ de las plantas de captación, no será 100% puro CO₂, ya que contendrá sustancias referidas como impurezas, algunas como CO, H₂O, H₂S, NO_x, SO_x, O₂ y H₂, que en pequeños niveles de concentración, puede cambiar la probabilidad y consecuencias de las fugas del sistema (Brown et al., 2017). Los autores Mariño-Martínez & Moreno-Reyes (2018) realizaron un estudio para identificar posibilidades y limitantes en la implementación de un sistema de almacenamiento geológico de CO₂ en Casanare, Colombia. En cuanto a las tuberías, sugieren que esta debería tener una recubierta de capa de fibra de vidrio con el fin de disminuir la corrosión y garantizar la integridad del pozo.

Uno de los elementos más constantes en la regulación sobre transporte de CO₂ está asociado a los niveles de pureza y presión bajo los cuales el CO₂ debe moverse dentro de

la tubería. Si bien no existe un solo estándar a nivel general se recomienda una pureza del CO₂ que oscila entre el 90% y el 98% y un enfoque en la interacción entre el contenido de agua y los contaminantes acidificantes, debido a su efecto combinado en la corrosión del material de la tubería.

Una de las regulaciones propuestas por el departamento de transporte de los Estados Unidos, oficina de seguridad en tuberías, define el CO₂ de las tuberías como un fluido formado por más del 90 por ciento de moléculas de CO₂ comprimido hasta un estado supercrítico. Dado a la impureza del fluido, antes de ser transportado, es necesario bajar el contenido de agua a niveles por debajo de 50 ppm, esto para evitar la formación de ácidos carbónicos que corroen la tubería (Edwards & Celia, 2018). A nivel europeo la directiva de CCS solo determina que el fluido de CO₂ debe estar compuesto “abrumadoramente” de CO₂ sin determinar un nivel cuantitativo de pureza.

En cuanto a temperaturas y presión de operación, la forma más eficaz de transportar el CO₂ es en fase supercrítica. El punto crítico en el que el CO₂ existe en fase supercrítica es de 1.070 psi (73 atmósferas (atm)) y 88 F (31 C). El CO₂ se transporta generalmente a temperaturas y presiones entre 55 F y 110 F y 1.250 psi (85 atm) y 2.200 psi (149,6atm), respectivamente (Kinder, 2006; Mohitpour et al., 2007).

En cuanto a proyectos que han sido ejemplo para el diseño de sistemas de CCUS en otros países, se encuentra el proyecto Weyburn que captura carbono en Canadá desde el 2008, este posee las siguientes especificaciones: CO₂ concentrado al 96% v/v, agua a 20 ppm, H₂S 0.9% v/v, metano al 0.7% v/v, hidrocarburo al 2.3% v/v, monóxido de carbono al 0.1 v/v%, nitrógeno menor a 300 ppm, oxígeno menor a 50 ppmv, temperatura de 60 grados Celsius, y una presión de 149 atm (Brownsort, 2019).

Por otro lado, las especificaciones de CO₂ propuestas por la firma de ingenieros DYNAMIS establecen que la pureza del CO₂ a transportar por tubería debe ser mayor al 95.5%, una concentración de agua igual o menor a las 50 ppm, H₂S menor igual a las 200 ppm, monóxido de carbono menores o iguales a las 2000 ppm, oxígeno menor al 4% v/v para almacenamiento en acuíferos, metano menor al 4% v/v para almacenamiento en acuíferos, valores similares y menores al 4% v/v para Nitrógeno, Argón e Hidrógeno (Visser & Hendriks, 2007).

En la siguiente tabla se sintetizan los diferentes estándares previamente descritos:

Tabla 1. Categorías del INGEI susceptibles a incorporar tecnologías de captura de CO₂

Fuente	Pureza del CO ₂ (%)	Temperatura del flujo (F)	Presión del flujo (atm)	Proporción agua (ppm)	Otras impurezas
Edwards & Celia, 2018	>90%	>31	>73	<50	n/a
Kinder, 2006; Mohitpour et al., 2000	>90	>55 < 110	>85 <149.6	n/a	n/a
Brownsort, 2019	96	140	149	20	H ₂ S <0.9%, CH ₄ <0.7%, otros hidrocarburos <2.35%, CO <0.1%, N ₂ <300ppm, O ₂ <50ppm



Fuente	Pureza del CO ₂ (%)	Temperatura del flujo (F)	Presión del flujo (atm)	Proporción agua (ppm)	Otras impurezas
Visser & Hendriks, 2007	95.5			<50	H ₂ S <200ppm, CO <2000ppm, O ₂ <4%, CH ₄ <4%, N ₂ <4%

Fuente: Elaboración propia.

Debido a que las tecnologías no se han escalado no existe regímenes de responsabilidad muy desarrollado ante un daño derivado del mal funcionamiento de los ductos que transportan el CO₂. Sin embargo, las responsabilidades dependerán del tipo de daño. Si este fue causado por eventos naturales impredecibles el régimen de responsabilidades deberá ser diferente a si los daños fueron causados por niveles incorrectos de pureza y presión del fluido de CO₂.

Los proyectos que utilicen tuberías para transportar a este gas deberán contabilizar emisiones asociadas a fugas de CO₂. Para esto no se han desarrollado aún factores de emisión de referencia, pero los países pueden utilizar diversas metodologías para construir dichos valores.

4.3 Elementos regulatorios asociados al almacenamiento del carbono.

Para retener indefinidamente el CO₂ e impedir que este se concentre en la atmosfera, se ha recomendado inyectar el CO₂ producido, capturado y transportado en el subsuelo. La idea es que, al inyectarlo en ciertas formaciones geológicas, el CO₂ permanezca almacenado y aislado de la atmosfera. Esta es una parte clave de las tecnologías actuales de CCUS.

Dada su importancia y la magnitud de la operación, es en dicha parte donde la regulación debe ser más específica. Si bien existe una cantidad considerable de elementos que deben ser regulados, como mínimo una regulación sobre almacenamiento geológico de CO₂ de acuerdo a IEA (2010) de contener los siguientes elementos:

- Definición del sistema de adjudicación de permisos para el almacenamiento geológico.
- Definición de las características de sitios geológicos habilitados para almacenamiento de CO₂.
- Definición de parámetros mínimos de operación.
- Riesgos de filtraciones y sistema de monitoreo y verificación.
- Traspaso de administración del sitio de almacenamiento y fin del proyecto.

Los diferentes países han tenido diferentes aproximaciones a como regular lo previamente mencionado, en parte porque la forma en que el poder regulatorio es ejercido cambia de país a país.

En la Unión Europea existe la directiva CCS (2009/31/EC) que determina la forma que en los países miembros deben regular el almacenamiento geológico, a su vez las directivas para estudios de impacto ambiental han sido ligeramente modificadas. Australia, como país

federal, cuenta con principios regulatorios de CCS, pero corresponde a cada estado determinar los detalles de la regulación. En Australia las leyes estatales (“acts”) que regulan CCS son las mismas que regulan el transporte y la extracción petrolera y aquellas de que detallan los procesos de permisos asociados a los estudios de impacto ambiental. A nivel federal, en 2008 Australia agregó una enmienda a la ley de petróleo offshore. Estados como Victoria tienen sus propias leyes directamente asociadas al almacenamiento geológico de CO₂.

En Estados Unidos diferentes leyes afectan los proyectos asociados con almacenamiento geológico, algunas de estas son: La ley ambiental nacional que determina los procesos para determinar el impacto ambiental, la ley del agua que determina límites de contaminación para el agua subterránea, la ley de calidad del aire que obliga a cuantificar emisiones de CO₂ y la ley de seguridad de ductos que determina las condiciones de la tubería.

Cada país cuenta con diversos instrumentos y ha modificado algunos previamente existentes para facilitar la puesta en marcha de proyectos de almacenamiento de CO₂. A pesar de las diferencias hay algunos puntos en común.

4.3.1 Definición del sistema de adjudicación de permisos para el almacenamiento geológico

Un elemento crucial de la regulación asociada al almacenamiento geológico es el proceso mediante el cual se le asigna a un tercero el derecho a almacenar CO₂ en una formación geológica subterránea. Si bien el esquema cambia de país a país, algunos solo requieren una licencia mientras otros una diversidad de permisos hay elementos comunes que son tenidos en cuenta por la mayoría de cuerpos regulatorios (IEA, 2010).

El primer elemento claro de la regulación es la prohibición de almacenar CO₂ geológicamente sin un permiso efectivo. La obtención de dicho permiso pasa por definir correctamente el sitio, determinar los impactos ambientales y en algunos casos probar la viabilidad económica del proyecto. Dicho permiso debe tener un marco temporal de referencia y expirar en algún momento.

Fundamentalmente el permiso para el almacenamiento de CO₂ concede a alguien con dos derechos; El de almacenar CO₂ en un lugar determinado y el de inyectar CO₂ a cierto nivel de pureza en un lugar determinado. En algunos casos como en el estado de Washington en EE.UU y en Australia existen licencias de inyección en fases exploratorias. En Japón los permisos deben ser renovados cada 5 años.

Para lograr esos derechos el tercero debe probar como mínimo que el proceso de inyección y almacenamiento no genera impactos ambientales irreversibles en el ecosistema (agua subterránea, salud de los suelos, integridad geológica, entre otros) (APEC, 2012). En este sentido se debe primero regular las responsabilidades sobre a los riesgos más relevantes asociados a los procesos de almacenamiento geológico. Los riesgos más relevantes son la contaminación del agua subterránea, los de filtraciones de CO₂ hacia la superficie y la posterior contaminación del agua o la atmósfera y la sismicidad inducida (Greenman, 2009).

Las filtraciones de CO₂ cuando se dan en el subsuelo marítimo pueden desencadenar en aumentos de acidez. Si estas se dan sobre la superficie pueden generar problemas en la salud humana solo si se alcanzan altas concentraciones. La sismicidad inducida se da por cambios de presión y densidad de las capas subterráneas. Estos riesgos deben ser analizados por aquel que quiere obtener derechos de inyección y almacenamiento. Este proceso tanto en Europa como en Estados Unidos y Australia surge como parte del estudio de impacto ambiental el cual es objeto de licencia ambiental. Los estándares para los efectos ambientales negativos de la inyección en el subsuelo suelen estar regulados por leyes y normas que regulan el uso de agua subterránea y la explotación de hidrocarburos como en el caso de Estados Unidos y Australia.

En algunos casos como en la Unión Europea, más allá de la viabilidad ambiental y la capacidad financiera se debe demostrar que el proyecto es viable económicamente. De acuerdo a los reportes de seguimiento de la directiva CCS en 2017 y 2019, la gran mayoría de los 49 proyectos CCS han sido incapaces de demostrar viabilidad financiera a los precios de carbono actuales.

La aplicación para un permiso debe definir adecuadamente el lugar donde el almacenamiento se dará, a su vez, es fundamental determinar la capacidad de almacenamiento de este lugar, las expectativas de cuanto CO₂ se inyectará en el tiempo, donde estarán ubicados los pozos de inyección y los riesgos de filtraciones de CO₂ del sitio de almacenamiento a la atmosfera.

La delimitación tanto del área donde se realizará la inyección como el área total afectada deben ser definidas en la aplicación. Esto es porque dichas áreas pueden ser diferentes. La capacidad de almacenamiento debe ser determinada mediante procedimientos previamente aceptados. En Europa, la directiva CCS obliga a los países a determinar cuál es el potencial de almacenamiento en sus territorios. Por ejemplo, Alemania ha estimado un potencial de 75 GtCO_{2eq} en acuíferos salinos. Sin embargo, el 80% de estos acuíferos se encuentran en estados donde está prohibida la inyección de CO₂.

Toda la información que requiere la aplicación del permiso suele estar concentrado en una guía pública como en el caso del Reino Unido. En el caso de Estados Unidos, la autoridad ambiental (EPA) ha agregado en la lista de pozos posibles de desarrollar un tipo de pozo (Clase VI) específicamente definido como aquel que es utilizado para inyectar CO₂ con el objetivo de almacenarlo geológicamente (EPA, 2021). Con base a esto, la autoridad ambiental ha generado una guía para aplicar al permiso donde se detalla toda la información necesaria por parte del aplicante. Ambos ejemplos se adjuntan como anexo.

La aplicación y en especial la selección del sitio deben estar de acuerdo con las especificaciones previamente determinadas por el regulador, donde las características geológicas que deben tener los sitios donde el almacenamiento es permitido es crucial de determinar. En algunos países el almacenamiento geológico en suelos marítimos está prohibido, en otros como Australia solo está permitido si es sobre la plataforma continental.



4.3.2 Definición de las características de sitios geológicos habilitados para almacenamiento de CO₂.

Un componente esencial de la regulación para el almacenamiento geológico de CO₂ es determinar los lugares o formaciones geológicas subterráneas donde se puede almacenar CO₂. Desde un punto teórico a continuación se sintetiza en que tipos de sitios es posible almacenar CO₂.

Según (NETL 2010), el atrapamiento del CO₂ en el subsuelo, puede ser de cuatro formas:

- Atrapamiento estructural - Es el atrapamiento físico del CO₂ en la roca y es el mecanismo que atrapa la mayor cantidad de CO₂.
- Atrapamiento residual - Se refiere al CO₂ que permanece atrapado en el espacio de los poros entre los granos de roca cuando la pluma de CO₂ migra a través de la roca
- Atrapamiento por solubilidad - una parte del CO₂ inyectado se disuelve en el agua salobre presente en los espacios porosos de la roca.
- Atrapamiento mineral - Se refiere a una reacción que puede ocurrir cuando el CO₂ disuelto en el agua salobre de la roca reacciona con los minerales de la roca.

De acuerdo a estos procesos de atrapamiento la selección de zonas geológicas aptas para el almacenamiento de CO₂, requiere un protocolo detallado que permita identificar zonas con potencial para almacenamiento de CO₂. Según (IPCC 2005). Esas zonas con potencial de almacenamiento suelen estar definidas en la regulación en función de su permeabilidad, temperatura, capacidad de almacenamiento en volumen, presión y profundidad.

Las formaciones geológicas aptas para el almacenamiento de CO₂ son algunos yacimientos agotados de gas y de petróleo, los acuíferos salinos profundos, algunas formaciones basálticas, algunas formaciones de esquitos y los lechos de carbón inexplorables. Estos lugares de almacenamiento deben estar generalmente localizados a profundidades iguales o mayores a los 800 metros, donde la presión predominante mantiene el CO₂ en un estado tanto líquido como supercrítico (Grobe et al., 2009). Bajo estas condiciones, el CO₂ tiene una densidad inferior a la del agua y debe ser bloqueado desde arriba para evitar su resurgimiento en la superficie.

Diversos países han generado estudios de potencial de almacenamiento y a partir de dichos estudios han regulado donde se puede almacenar CO₂. Algunos resultados de estas evaluaciones geológicas establecen que las formaciones acuíferas salinas representan el mejor sumidero salado para el almacenamiento de CO₂ entre todas las opciones geológicas debido a su enorme capacidad de almacenamiento (Grobe et al., 2009). Sin embargo, nuevos análisis sobre las formaciones basálticas sugieren potenciales muy significativos (Gislason & Oelkers, 2014)

Alberta en Canadá ha estimado un potencial de almacenamiento de 103 GtCO₂ en sus formaciones de acuíferos salinos. Noruega ha estimado el potencial de almacenamiento del mar del norte en 70 GtCO₂. Sin embargo, mayor parte de los proyectos de almacenamiento,



involucran yacimiento de petróleo y gas que han sido económicamente inviables para seguir produciendo hidrocarburos (Ajayi et al., 2019).

4.3.3 Definición de parámetros operativos.

Otro importante elemento que la regulación debe determinar son los parámetros operativos bajo los cuales el almacenamiento geológico de CO₂ se debe dar. La operación debe continuamente monitorear la pluma³ de CO₂ cuyo movimiento y presión debe ser monitoreado constantemente. Dicha pluma es usualmente definida en la regulación de almacenamiento de carbono explícitamente como la dinámica espacial del CO₂ atrapado estructuralmente en la formación geológica. La regulación debe generar lineamientos para determinar los niveles de presión y movimiento que la pluma debe tener en condiciones aceptables, los cuales dependerán de las particularidades del sitio y ser particularmente determinados por estudios técnicos

La pluma de CO₂, o la alteración geológica del CO₂ hacia zonas de menos resistencia, tiene forma ascendente mayormente y se expande de forma heterogénea, dado a naturaleza anisótropa de las rocas. Las capas de rocas con permeabilidad reducida, actúan como barreras, de manera que el CO₂ al llegar a estas, se ve inducido a migrar de forma lateral, llenando los espacios que encuentre durante su trayectoria. Esto hace que sea difícil establecer un indicador óptimo del incremento lateral o vertical de la pluma por un periodo de tiempo, dado que varía de la condición geológica. Sin embargo, se han encontrado proyectos donde la pluma ha migrado verticalmente más de 200 metros desde el punto de inyección hacia el sello (González et al., 2018)

En este mismo sentido la regulación suele determinar explícitamente los niveles de presión bajo los cuales el CO₂ debe ser inyectado a través del subsuelo. La presión requerida para la inyección de CO₂ subterráneo, depende del proyecto. Sin embargo, NETL (2010), establece que esta presión debe ser mayor a la presión requerida para penetrar la porosidad rocosa profunda, esta se ubica entre los 1200 a 1500 PSI, por tanto, esta debe ser mayor a los 1200 psi. Por otro lado, la tasa de inyección del CO₂ es la presión máxima para los pozos de clase VI en Estados Unidos, esta se limita al 90% de la presión de fractura de la zona de inyección.

4.3.4 Riesgo de filtración a la atmosfera y sistema de monitoreo y verificación.

Las filtraciones de CO₂ desde el almacenamiento geológico a la superficie son el riesgo de operación más relevante. Las filtraciones de CO₂ a la atmosfera implican que el proyecto tenga que reevaluar su contribución a la mitigación del cambio climático.

Estas filtraciones pueden darse por tres vías principales de acuerdo a Greenman, (2009). Estas vías pueden ser a través de los poros del material subterráneo, a través de grietas

³ Volumen de dispersión de CO₂ en la formación geológica.

que comunican el subsuelo con la superficie o a través de los canales hechos por el hombre (tuberías y pozos). En general las condiciones del subsuelo pueden cambiar por la activación de fallas geológicas. En el mismo sentido, la integridad de la roca sello puede perderse debido a efectos geoquímicos y geomecánicos.

El primer tipo de filtración es bastante improbable en formaciones capaces de almacenar el CO₂ como acuíferos salinos, debido a los recubrimientos de rocas con baja permeabilidad que impiden el movimiento vertical del CO₂. Para que esto se dé, la presión parcial del CO₂ almacenado deberá llegar a puntos muy altos. La segunda vía de filtraciones es probable, pero puede ser solventada mediante la selección correcta de sitios con una estructura intacta en el recubrimiento rocoso que aísla el sitio de almacenamiento de las otras capas del subsuelo. La tercera vía de filtraciones es la más probable ya que fallas infraestructurales en los pozos puede provocar la filtración de CO₂.

Para asegurar que dichas filtraciones no afecten la contabilidad de gases de efecto invernadero y no invaliden los proyectos de almacenamiento geológico, la regulación deberá crear pautas para un sistema de monitoreo y verificación de los sitios de almacenamiento.

El sistema de monitoreo debe incluir los movimientos verticales y horizontales de la pluma de CO₂ entre otros parámetros determinados por el regulador. Sin embargo el movimiento de la pluma es el parámetro más elemental para determinar filtraciones (Madsen et al., 2009). Los diferentes valores asociados a estos movimientos deberán ser reportados a la autoridad definida por la regulación a cierto nivel de periodicidad definido por la regulación.

Existen múltiples técnicas para monitorear los movimientos del CO₂ tanto a nivel atmosférico, como a nivel de la superficie como a nivel subterráneo. A nivel atmosférico existe los sistemas EddyCovariance (EC), sensores ópticos y rastreadores atmosféricos de CO₂. A nivel de la superficie existen sistemas de monitoreo geoquímico, sistemas de monitoreo de desplazamiento de la superficie y sistemas de monitoreo de estresores ecológicos. A nivel subterráneo existen herramientas de registro de pozos, herramientas de monitoreo de fondo de pozo, muestreo de fluidos superficiales y análisis de trazadores, métodos de generación de imágenes sísmicas, métodos de gravedad de alta precisión y técnicas eléctricas (NETL, 2020).

La verificación debe estar a cargo de una entidad definida por la regulación o un auditor externo, esta puede incluir tanto la revisión de la información provista por las actividades de monitoreo como visitas y mediciones realizadas por la autoridad definida.

Se están desarrollando múltiples proyectos para encontrar formas costo efectivas de monitorear la filtración de CO₂. El proyecto STEMM-CCS está trabajando en este tema para el gobierno del Reino Unido para validar ciertos métodos de monitoreo en el subsuelo marino. Las regulaciones de monitoreo y verificación no se encuentran del todo desarrolladas en los países debido a que las tecnologías CCS siguen en fase experimental. Dichas regulaciones deberán ser específicas para el lugar y el régimen donde se esté haciendo los proyectos CCS (IRGC, 2009).



En Australia a nivel nacional se obliga a los estados subnacionales que formulen un sistema de monitoreo y verificación como condición para otorgar permisos de almacenamiento geológico de CO₂, la información de dicho sistema es pública. En el Reino Unido el sistema de monitoreo es obligatorio desde antes que empiece la operación de inyección de CO₂ hasta décadas después. En Estados Unidos el plan de monitoreo es parte de la aplicación para un pozo de inyección de CO₂ y debe contener varios parámetros determinados por la autoridad ambiental.

4.3.5 Traspaso de administración del sitio de almacenamiento y fin del proyecto.

Otro elemento fundamental de las regulaciones de almacenamiento geológico de CO₂ tiene que ver con el cese de operaciones y el traslado de la responsabilidad del sitio de almacenamiento al Estado. Esto también implica determinar si después del traslado de la responsabilidad del sitio queda alguna responsabilidad residual sobre el que previamente administraba el sitio. En la gran mayoría de países donde esto está regulado hay un tiempo mínimo de responsabilidad sobre el sitio después de cerrado y antes de que la responsabilidad sea transferida al estado.

En varios estados subnacionales de Australia, el administrador del sitio debe mantener el monitoreo y cuidado por 15 años después de cesar la operación de inyección y después entrar en un proceso de revisión para que el traslado de la administración del sitio sea definitivo. De acuerdo al manual de la EPA, en EE.UU las actividades post-inyección se basan principalmente en el monitoreo de la pluma de CO₂ para asegurar su estabilidad geológica. En EE.UU el operador debe monitorear el sitio por 50 años después de cesar las operaciones de inyección (EPA, 2020).

5 CCUS CASO COLOMBIA

A continuación, se explora el potencial de las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono en Colombia y se proponen donde existen las brechas de información para que pueda generarse una evaluación más profunda de la viabilidad de dicho conjunto de tecnologías.

Para estimar el potencial, se valoran el potencial técnico máximo de acuerdo a las emisiones que se pueden capturar, la tasa de eficiencia de las tecnologías de captura de CO₂ y el potencial máximo de almacenamiento basado en estudios actuales.

5.1 Sectores fuentes de CO₂ donde es aplicable la captura de carbono.

Dado que Colombia no cuenta con estudios de viabilidad profunda, se proponen una serie de actividades que pueden ser objeto de captura basado en las recomendaciones internacionales. Estas actividades suelen generar una cantidad alta de emisiones, suelen ser fuentes fijas con actividades centralizadas para facilitar la instalación de los equipos de captura y transporte (Wilberforce et al., 2019).

De acuerdo a esto y siguiendo las actividades que suelen ser reportadas como viables para la captura de CO₂ de acuerdo a IEA (2021) y Yáñez et al. (2020) se estima el potencial máximo de captura con base a las emisiones provenientes de actividades de producción de



cemento y acero, actividades de quema de combustibles para la generación de electricidad, actividades de refinamiento de petróleo y actividades de extracción y procesamiento de gas natural, petróleo y carbón.

Para estimar la base de las emisiones se utilizan las subcategorías del inventario nacional de emisiones de gases invernadero (INGEI) para el año más actualizado, el cual es 2014. Se toman solo emisiones de CO₂ en las subcategorías de interés. Las emisiones base son presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 2. Categorías del INGEI susceptibles a incorporar tecnologías de captura de CO₂

Sector	Código INGEI	Actividad	Emisiones de CO ₂ (Gg)
Energía	1A1ai	Generación termoeléctrica en el SIN	11938
Energía	1A1b	Refinación de petróleo	2560
Energía	1A1cii	Extracción y procesamiento de petróleo y gas natural	4601
Energía	1A1cii	Producción de Carbón	2689
Energía	1A2a	Producción de Hierro y Acero	940
Energía	1B2aii	Quema de antorcha en petróleo	11
Energía	1B2bii	Quema de antorcha en gas	21
Industrial	2A1	Producción de cemento	5277
Industrial	2C1	Producción de Hierro y Acero	698
Industrial	2C2	Producción de Ferroatomociones	865

Fuente: Elaboración propia basado en NIR de Colombia 2018

5.2 Potencial de captura de carbono y reducción de emisiones.

El potencial de captura y reducción se estima a partir de la eficiencia de la captura aplicada a las emisiones de los sectores y actividades donde la captura es técnicamente viable. Cabe mencionar que no existe en Colombia un análisis a profundidad para determinar la viabilidad de aplicar procesos de captura de CO₂ en las actividades señaladas en la Tabla 2. Sin embargo, los niveles de eficiencia de captura de las tecnologías actualmente disponibles son conocidos y estos oscilan entre el 80% y el 90% de las emisiones de CO₂ generadas (IPCC, 2005).

Utilizando este nivel de eficiencia se estima que actualmente el máximo teórico de captura en Colombia está alrededor de 25160 GgCO₂ al año, esto implica el 15% de las emisiones

netas de CO₂ anuales de Colombia y el 10.6% de las emisiones brutas anuales de Colombia. Las 22760 GgCO₂ técnicamente susceptibles de captura del sector energía representan el 26,6% de las emisiones de CO₂ del sector energía. Las 5814 GgCO₂ técnicamente susceptibles de captura del sector industria representan el 75,7% de las emisiones de CO₂ del sector industria. Los datos pueden apreciarse en la siguiente tabla.

Tabla 3. Potencial máximo de captura en sectores relevantes.

	Nacional	Sector Energía	Sector Industria
Potencial de captura (GgCO₂/año)	25160	22760	5814
Porcentaje de las emisiones brutas (%)	10.6	26,6	75,7

Fuente: Elaboración propia.

La viabilidad de la captura de CO₂ en Colombia va más allá del simple potencial máximo técnico ya que este será limitado por el potencial de almacenamiento geológico, el potencial de uso y la viabilidad financiera de las operaciones. Actualmente el precio de la captura y almacenamiento geológico es el principal obstáculo para la adopción de estas tecnologías.

5.3 Potencial de almacenamiento geológico.

Actualmente Colombia no cuenta con un estudio técnico de orden nacional que estime el potencial máximo de almacenamiento geológico. Algunos países de la región como Brasil cuentan con estudios que permiten establecer unos valores iniciales para el potencial de almacenamiento. Es necesario realizar dicho estudio en Colombia para establecer potenciales corredores de transporte de CO₂ y realizar estudios de viabilidad legal, técnica y financiera.

5.3.1 Estudios de potencial de almacenamiento geológico y contexto global

Establecer el potencial de almacenamiento geológico de CO₂, es un factor importante al momento de planificar un sistema de captura y almacenamiento de carbono (CCS en inglés). Estudios técnicos de Benson & Cook (2005), permite tener un primer acercamiento para la identificación de zonas potenciales para el almacenamiento, y la capacidad de captura geológica de carbono, estos parámetros son fundamentales como guía técnica y regulatoria para la captura, uso y almacenamiento de carbono.

En varios países como; Canadá, Estados Unidos, Australia, Alemania, y China, que durante décadas, han venido desarrollando metodologías para la captura y almacenamiento, cuentan con protocolos técnicos para la construcción y gestión de CSS, por ende, cuentan con criterios para identificar zonas potenciales de almacenamiento de CO₂, incluso algunos poseen mapas a altos nivel de detalle de zonas de potencial captura (Heidug, 2013).

Dado a la destinación de recursos para la investigación y desarrollo en el sector de hidrocarburos, estos países cuentan con los más mínimos detalles para la captura y almacenamiento de carbono, por tanto, cuentan con mapeos de zonas potenciales para almacenar carbono a diferentes profundidades. En cuanto a estudios técnicos y

regulaciones en Colombia, hasta el momento no se cuenta con valoraciones oficiales para la captura de carbono, dado que aún no se ha desarrollado ni aplicado sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ en ningún medio (Martínez & Reyes 2018)

Los criterios técnicos necesarios para establecer la viabilidad de una zona geológicamente viable para almacenamiento de CO₂, tienen en cuenta características físicas del suelo, estas características permiten estimar la eficiencia de almacenamiento. La eficiencia de almacenamiento representa la fracción del volumen de poros accesible que será ocupada por CO₂ en fase libre. Heidug (2013), realizó una revisión de múltiples estudios en varios países, y establece que la eficiencia, representa un conjunto de criterios que involucra; gradientes de temperatura y presión, los rangos de profundidad, porosidades, las estimaciones de la saturación de agua irreducible en el borde principal de una pluma móvil de CO₂, la saturación de gas residual en el borde de salida de la pluma y la permeabilidad relativa entre el CO₂ y el agua subterránea.

Técnicamente, un recurso geológico de almacenamiento de CO₂ comprende un espacio poroso que puede retener el CO₂ de forma segura y permanente. Por lo tanto, la formación geológica debe tener propiedades que permitan inyectar CO₂, una vez inyectado, sea retenido a través de uno o más mecanismos de captura. Actualmente, existen cuatro mecanismos de captura generalmente mencionados en la sección 3.3 (Benson & Cook, 2005; Bradshaw, 2007).

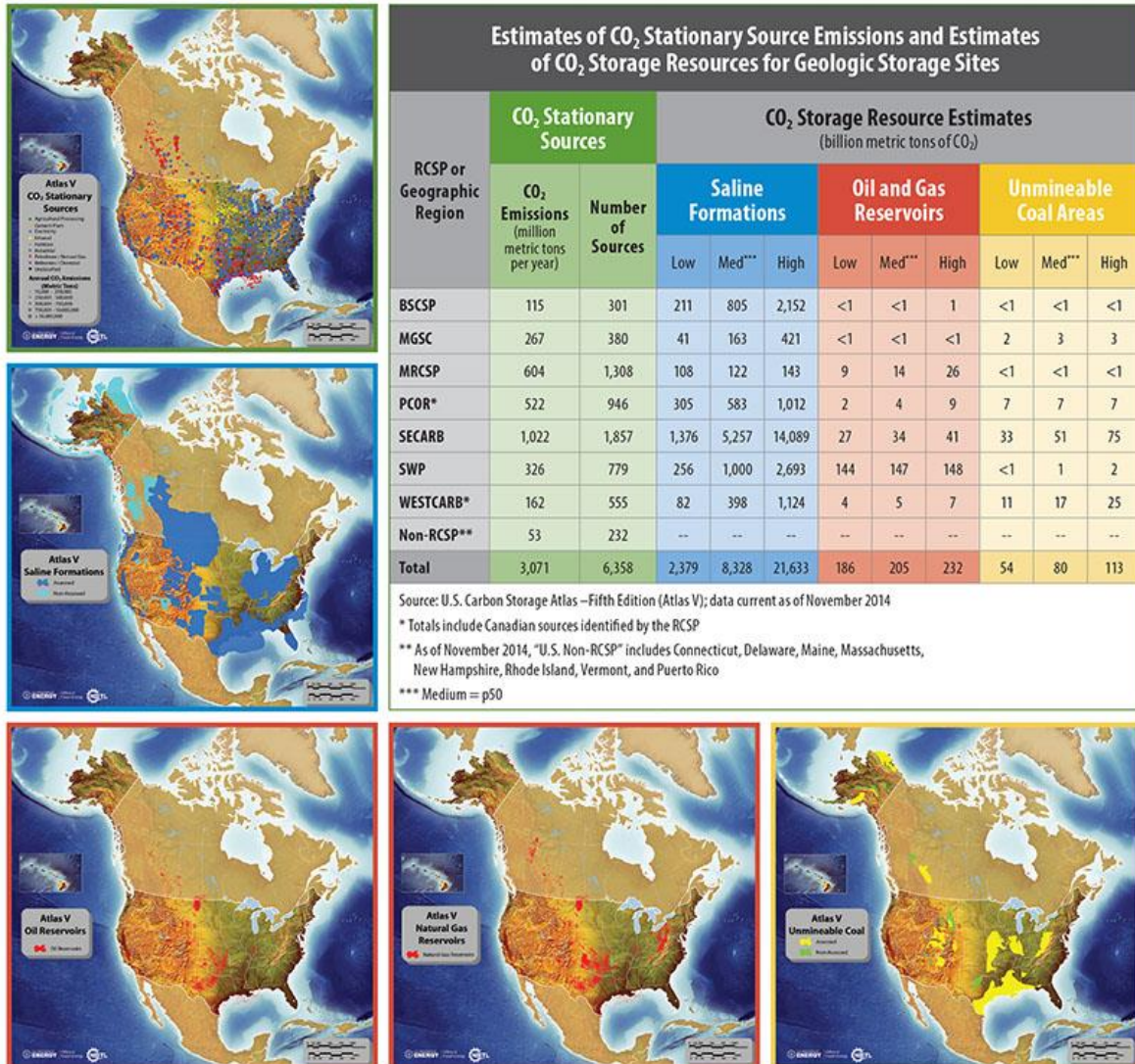
El atrapamiento residual de CO₂, se define como gotas discretas, manchas o ganglios de CO₂ como fase no humectante, esencialmente inmisible con el fluido humectante, atrapado dentro de poros individuales o grupos de poros, donde las fuerzas capilares superan la fuerza de flotación (Brennan et al., 2010).

En cuanto al mecanismo de atrapamiento flotante de CO₂, este se define como el CO₂ en comunicación a través del espacio de los poros creando una columna que se mantiene en su lugar por un sello superior y lateral, ya sea una formación de sello o una falla de sellado (Brennan et al., 2010).

El departamento de energía de los estados unidos (DOE) y el laboratorio nacional de tecnología energética (NETL por sus siglas en inglés), han elaborado un mapa de zonas potenciales para el almacenamiento geológico de carbono, este mapa es un producto de décadas de proyectos de captura y almacenamiento, en el cual se han hecho levantamiento de perfiles geológicos por medio de perforaciones. Este mapa considera varios entornos potenciales para el almacenamiento de CO₂, clasificándolos en sistemas geológicos principales como; yacimientos de petróleo, yacimientos de gas, carbón no explotable, formaciones salinas, cuencas de esquisto y formaciones basálticas. En algunos casos, cuando ha sido posible, se ha cuantificado las estimaciones de almacenamiento de CO₂ para los yacimientos de petróleo, gas, formaciones salinas y carbón no explotable. Este mapa considera las formaciones de esquisto y basalto como oportunidades futuras para almacenamiento, pero son no evaluadas.



Figura 4. Atlas de formaciones geológicas potencialmente aptas para almacenamiento de CO₂.



Fuente: Departamento de energía de los Estados Unidos

Este mapa muestra algunas cifras de almacenamiento potencial por cada categoría, los rangos que se muestran en la figura 1, son producto de las incertidumbres y aplicación de diferentes metodologías para la estimación del almacenamiento de CO₂. Se estima que, las cuencas sedimentarias, que es una de las formaciones geológicas con el mayor potencial de almacenamiento si esta es permeable (por ejemplo, muchas areniscas), podría ser una potencial zona objetivo para la inyección de CO₂.

Las formaciones salinas son capas de rocas sedimentarias porosas y permeables saturadas de agua salada llamada salmuera. Estas formaciones están bastante extendidas en las cuencas sedimentarias terrestres y marinas de toda Norteamérica y tienen potencial para el almacenamiento de CO₂. Se estima que entre 2379 y 21633 miles de toneladas métricas de CO₂ podrían ser almacenadas en estas formaciones geológicas (NETL, 2015).

En cuanto a depósitos de gas y petróleo (oil reservoirs) son lugares de almacenamiento geológico ideales porque han mantenido el crudo y el gas durante miles o millones de años y, su arquitectura y propiedades son bien conocidas como resultado de las actividades de exploración y producción, por tanto, deberían tener condiciones adecuadas para el almacenamiento de CO₂, los rangos que muestran este potencial almacenamiento rondan entre los 186 a 232 mil millones de toneladas métricas de CO₂ (NETL, 2015).

El carbón que se considera no explotable por factores geológicos, tecnológicos o económicos tiene potencial para el almacenamiento de CO₂. Estos factores incluyen el carbón que es demasiado profundo, demasiado delgado, o que carece de la continuidad interna para ser explotado económicamente con las tecnologías actuales. El carbón adsorbe preferentemente el CO₂ sobre el metano, que se encuentra naturalmente en los mantos⁴ de carbón, en una proporción de 2 a 13 veces. Esta propiedad, conocida como atrapamiento por adsorción, es la base del almacenamiento de CO₂ en los filones de carbón. Los rangos estimados de potencial de almacenamiento tienen un rango entre los 54 a 114 mil millones de toneladas métricas de CO₂ (NETL, 2015).

En cuanto a potencial de almacenamiento global de CO₂, Kearns et al. (2017), estimo por medio de una simple ecuación de volumen de almacenamiento, esta consta de el volumen poroso (v) disponible por la densidad del CO₂ a almacenar en función (ρ) de la temperatura (T) y presión (P) por el factor de eficiencia de almacenamiento (E):

$$\text{Capacidad almacenamiento} = v * \rho(P, T) * E$$

Con esta ecuación, lograron estimar la capacidad de captura de CO₂ a escala global, encontrando valores entre 8.000 y 55.000 GtCO₂ a nivel mundial, utilizando la tecnología actual de almacenamiento. En cuanto a América Latina, el autor encontró un potencial de almacenamiento en tierra que oscila entre 443 a 3111 GtCO₂, y en altamar entre los 614 a 4317 GtCO₂.

Por otro lado, Wei et al. (2021), propone una distribución global de captura y almacenamiento de carbono para mantener a limite el incremento de 2 grados. Este autor, estima a nivel mundial, que se debería secuestrar 58.6 GtCO₂ en 277 cuencas sedimentarias para el almacenamiento en acuíferos, y 33.4 GtCO₂, deberían sellarse en 155 depósitos de petróleo para recuperación mejorada de petróleo (EOR) en todo el mundo. La mayoría de las coincidencias se producen en China (29%), Estados Unidos (17,49%), la Unión Europea (9,75%), Rusia (7,87%), India (4,13%), e Arabia Saudí (3,56%), Australia (2,02%) y México (1,95%).

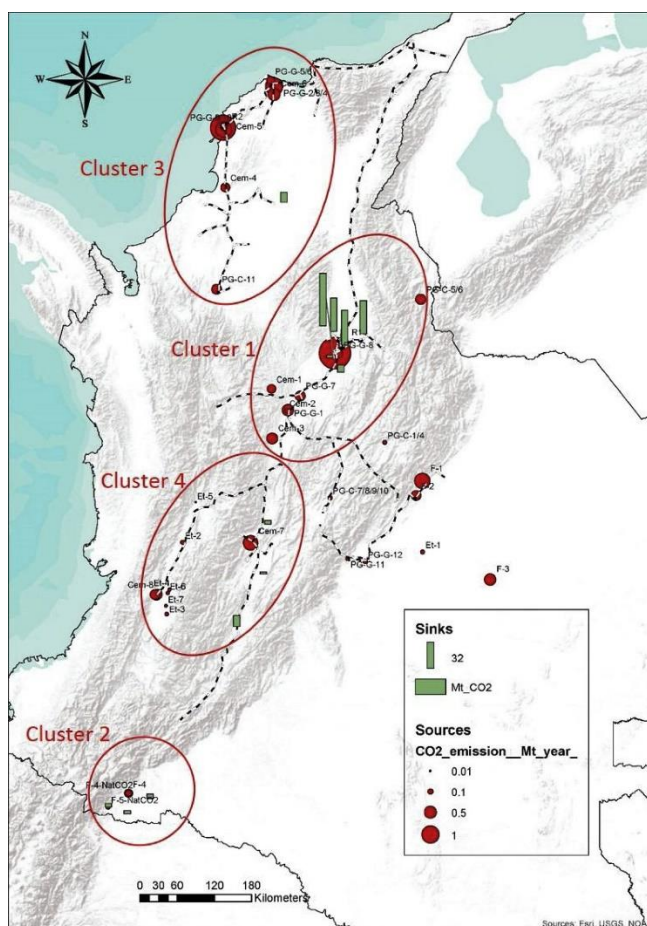
⁴ Filon: Masa metálica o pétreo que rellena una antigua quiebra de las rocas de un terreno. <https://dle.rae.es/fil%C3%B3n>

5.3.2 Contexto Colombiano

En el contexto de Colombia, según AHN (2007), se cuenta con 23 cuencas sedimentarias que cubren cerca de 70.000 km², con algunas zonas potenciales para almacenamiento de CO₂, sin embargo, hasta el momento se tienen pocos estudios técnicos de específicos.

Por otro lado, un estudio completo liderado por Yáñez et al. (2020), que tiene el objetivo de identificar zonas potenciales para almacenamiento de carbono y recuperación de petróleo en Colombia. Identificó cuatro clústeres (ver figura 5) principales para llevar a cabo el almacenamiento de CO₂, y calculó las emisiones anuales por actividades relacionadas a industrias petroleras, bioetanol, cemento, y generación eléctrica. Este estudio solo contempla lugares para proyectos de recuperación de petróleo mejorada con CO₂.

Figura 5. Clústeres de fuentes y sumideros de CO₂ para proyectos de recuperación de petróleo mejorada con CO₂ (EOR) en Colombia. (Las líneas discontinuas representan la infraestructura del gasoducto troncal).



Fuente: Yáñez et al. (2020)

El clúster 1. Ubicado entre Santander Antioquia y norte de Santander, tiene un potencial de captura de CO₂ de 4.3 MtCO₂/año desde las industrias petroleras, generación eléctrica e

industrias del cemento. Además, esta región presenta un potencial de almacenamiento de 200 MtCO₂, esto significa que el CO₂ capturado podría ser potencialmente inyectado por aproximadamente 50 años, por último, un potencial de recuperación de petróleo en 219 millones de barriles.

En cuanto al clúster 2, ubicado en Putumayo, incluye dos campos de petroleras que actualmente producen un flujo alto del CO₂ (entre el 70% a 75%) asociado con la producción de petróleo. La capacidad de almacenamiento de CO₂ es de 14 MtCO₂, permitiendo una recuperación potencial de 36 millones de barriles. En el clúster 3, ubicado en el Atlántico, Magdalena, y Córdoba, tiene un potencial de almacenamiento de 12 MtCO₂, y una potencial recuperación de 41 millones de barriles de petróleo. Finalmente, el clúster 4, ubicado en los departamentos de Huila y Valle del Cauca, con un potencial de almacenamiento de 21 MtCO₂, y una potencial recuperación de 62 millones de barriles.

Entre los cuatro clústeres, a nivel nacional se presenta un potencial de inyección de 5.9 Mt/año de CO₂, una capacidad de almacenamiento de CO₂ iguales a 154 MtCO₂, y finalmente un potencial de recuperación de petróleo igual a 503 millones de barriles.

El potencial de cada clúster es resumido en la siguiente tabla:

Tabla 4. Potencial máximo de captura en sectores relevantes.

	Ubicación	Potencial de almacenamiento (MtCO ₂)	Potencial de inyección (MtCO ₂ /año)	Industrias asociadas	Potencial recuperación de petróleo (MMbbl)
Clúster 1	Santanderes y Antioquia	107	4.33	Refinerías, cementeras y termoeléctricas	364
Clúster 2	Putumayo	14	0.22	Extracción de petróleo	36
Clúster 3	Atlántico, Magdalena y Córdoba	12	0.51	Refinerías, cementeras y termoeléctricas	41
Clúster 4	Huila y Valle del Cauca	21	0.87	Cemento, termoeléctricas y producción de biocombustibles	62
Total	Nacional	154	5.93	n/a	503

Fuente: Adaptado de Yáñez et al. (2020)

En casos de estudio más locales, Martínez & Reyes (2018), realizaron un estudio en el departamento del Casanare, con el objetivo de establecer la viabilidad potencial para almacenar CO₂, e identificaron que, dado a las formaciones de intercalaciones arenosas que no son utilizadas, estas son propicias para almacenar CO₂. Estas son formaciones carboneras⁵, que se encuentran a una profundidad aproximada de 2744 metros de

⁵ Formación Carbonera: formación geológica de una alternancia de lutitas arenosas y areniscas de color gris

profundidad, y delimitan la profundidad máxima a la cual podría desarrollarse un proyecto de inyección de CO₂.

También estimó un volumen poroso para la zona de estudio en el municipio de Tauramena – Casanare, este oscila entre los 9 a 12 millones de metros cúbicos, que, con estudios técnicos previos, ensayos de laboratorio y viabilidad técnica, pueden ser llenados de forma parcial o completamente de CO₂ para su almacenamiento geológico.

5.4 Viabilidad financiera de las tecnologías CCUS.

Dado los niveles de madurez técnica y comercial de las tecnologías de CCUS, el precio de la captura, uso y almacenamiento de CO₂ suele ser el principal obstáculo para la adopción de dichas tecnologías y su potencial máximo discutido en las secciones previas. Dicha viabilidad financiera se puede mirar a través de dos tipos de métricas financieras. La primera de ellas asociada a como la captura de CO₂ o la captura y almacenamiento de CO₂ afectan el precio de producción de las actividades donde se aplican estas tecnologías (p. ej. cambio en el precio de la tonelada de acero o cemento, precio del kWh en plantas térmicas, precio del barril de petróleo, etc.). La otra métrica está asociada únicamente al costo de capturar o captura y almacenar una tonelada de CO₂ a través de una tecnología en particular. Colombia cuenta con pocos estudios de viabilidad financiera de tecnologías CCUS, a continuación, se referencian primero los datos internacionales sobre precios de CCUS sobre las métricas previamente señaladas.

5.4.1 Afectación de los precios de producción.

Aplicar las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono a las actividades generadoras de emisiones de CO₂ usualmente se ve reflejada en costos de capital y operativos en estas actividades. Por ende, es importante analizar los efectos de la aplicación de dicha tecnología en los precios de los productos finales. A continuación, se muestra dicho efecto en actividades susceptibles a aplicar procesos de captura de carbono.

Tabla 5. Costos de producción.

Actividad	Planta carbón (supercrítico)	IGCC	NGCC	Acero	Cemento	Fertilizantes (Nitrógeno)	Etanol	Gas natural
Unidad costo actual	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/Ton	US\$/Ton	US\$/Ton	US\$/Litro	US\$/GJ
Costo actual	77	141	78	325	101	400	0.4	3.7
Costo incremental (CCUS)	65%	45%	57%	35%	68%	3.50%	4.5%	2%

Fuente: Adaptado de Irlam, (2017) con base a valores internacionales



A precios actuales, el costo de captura de CO₂ puede variar significativamente. Si bien son muchas las razones, la principal está relacionada con la concentración de CO₂ en la corriente de gas que se captura (mayores concentraciones de CO₂ en el gas de escape sugieren mayores facilidades de compresión, transporte y almacenamiento del dióxido de carbono; esto resulta en precios de captura asequibles). Otras razones obedecen a: la ubicación de instalaciones CCUS, el suministro de energía que se emplee, y en general, a las condiciones que la instalación proporcione (ej. líneas de transporte).

De acuerdo a la Tabla 5, los aumentos de costos en las unidades de producción están entre el 2% hasta casi un 70%. Actividades donde existe experiencia y el CO₂ producido es de alta pureza suelen tener costos inferiores. Estas actividades son la producción de etanol, fertilizantes y el procesamiento de gas natural. En las actividades industriales, los costos por tonelada de acero se elevan un 35% y los del cemento un 68%. Para las termoeléctricas el costo de producción de electricidad se eleva alrededor de un 50%. Los costos más altos suelen estar en la captura y compresión de CO₂ los cuales suelen ser entre un 50% y 75% de los costos nuevos asociados a las tecnologías CCS. La inyección y el transporte suelen ser menos costosos que la captura (Irlam, 2017).

Es de esperar que estos costos disminuyan si se invierte en investigación y las tecnologías se asocian a grandes cadenas de producción que puedan aprovechar las economías de escala de las industrias modernas. Estos costos también dependen de continuas innovaciones y deben ser constantemente renovados. Así mismo, la comparación a mayor profundidad de las tecnologías es eventualmente necesaria. Por ejemplo, los costos de presentados por IEA (2021b) estiman los aumentos en los costos de producción del acero en alrededor del 10% si se comparan técnicas de reducción de fundición (*innovative smelting reduction* en inglés) con CCS contra calderas tradicionales.

5.4.2 Costos de abatimiento.

Otra métrica esencial para valorar la potencialidad de una técnica de mitigación del cambio climático es evaluar los costos por tonelada de CO₂ abatida, esto permite contrastar opciones de mitigación y alocar recursos. A continuación, se analizan los costos de abatimiento de aplicar tecnologías CCS en diferentes sectores y después se analizan costos asociados a diferentes fases de proyectos CCUS.

Los costos de abatimiento pueden ser afectados por donde se realice el proyecto, ya que las condiciones locales afectan los costos de cualquier actividad. En la Tabla 6 se pueden observar algunos precios de abatimiento para algunos países.



Tabla 6. Costos de abatimiento (\$US/TonCO₂) para diferentes actividades en diferentes países con información disponible.

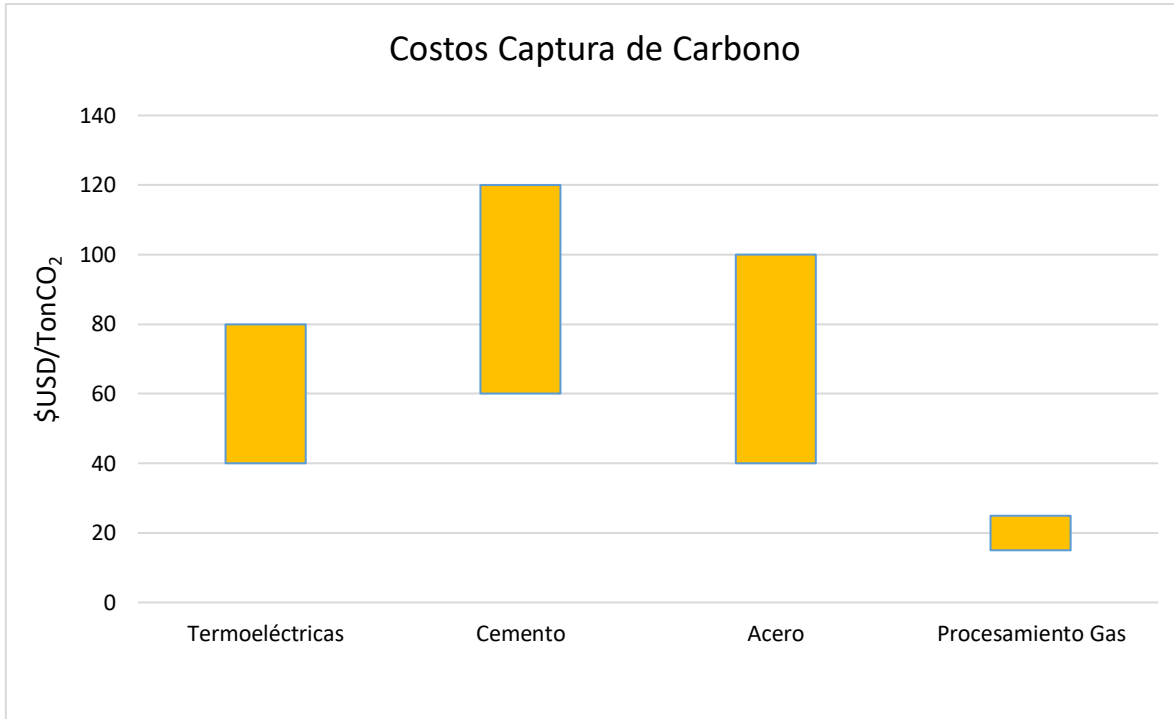
Actividad	Termoeléctrica carbón (supercrítico)	IGCC	NGCC	Acero	Cemento	Fertilizantes (Nitrógeno)	Etanol	Gas natural
Australia	104	135	160	119	194	33	27	27
China	60	81	99	74	129	28	24	24
Alemania	121	148	138	113	188	33	27	27
Polonia	70	87	92	72	130	29	26	26
Mozambique	96	134	104	86	140	28	23	23
Estados Unidos	74	97	89	77	124	25	21	21
Canadá	115	143	101	92	146	27	22	22
México	81	114	88	71	113	25	21	21
Promedio (\$US/TonCO ₂)	90	117	109	88	146	29	24	24
Desviación (%)	25%	22%	24%	21%	20%	11%	11%	11%

Fuente. Adaptado de Irlam (2017)

Los costos de abatimiento más altos suelen concentrarse en la producción de energía, donde los costos promedio son cercanos a 100 \$US/TonCO₂, mientras actividades como producción de etanol y procesamiento de gas natural los costos de abatimiento suelen ser inferiores a 30 \$US/TonCO₂.

La captura suele ser la fase más costosa en las tecnologías CCUS, donde solo la compresión puede estar alrededor de 13\$US/TonCO₂. Los valores de abatimiento estimados por (IEA, 2021b) exclusivamente para captura estima rangos en la generación de electricidad de entre 40 y 80 \$US/TonCO₂, en producción de cemento entre 60 y 120 \$US/TonCO₂, en producción de acero entre 40 y 100\$US/TonCO₂ y en procesamiento de gas natural entre 15 y 25\$US/TonCO₂. Los costos previamente señalados se pueden observar en la siguiente gráfica.

Figura 6. Costos captura de carbono



Fuente: Elaboración propia, adaptado de IEA (2021)

El costo del transporte en la superficie a través de ductos puede estar entre 2 y 14\$US/TonCO₂. Por otro lado, los valores de almacenamiento geológico que se basan principalmente en la inyección suelen estar alrededor de 10 \$US/TonCO₂. Sin embargo, el valor puede variar bastante.

5.4.3 Contexto colombiano

La información sobre costos de tecnologías CCUS en Colombia son escasos, el único estudio realizado hasta el momento es Yáñez et al. (2020) el cual se basa en estimaciones asociadas a recuperación mejorada de petróleo. El estudio detecta clústeres de actividades emisoras de CO₂ y los asocia con ductos existentes y campos viables para recuperación mejorada de petróleo. Las industrias contempladas son petróleo, cemento, generación de electricidad y etanol, son representadas por 73 instalaciones. Sin embargo, los parámetros económicos utilizados en este estudio también provienen en su mayoría de estudios internacionales.

Con base a Yáñez et al. (2020) se estima un potencial de captura de 5.9 MtCO₂ al año para Colombia. Lo cual representa cerca de 2% de las emisiones a nivel nacional para el año 2014. Para las refinerías se encontró un potencial de captura de 3.2 MtCO₂ a un precio de captura promedio de 169 \$US /TonCO₂. Para la extracción de petróleo se encontró un potencial de captura anual de 0.2 MtCO₂ a un precio de captura promedio de 14 \$US /TonCO₂. Para la generación de electricidad en plantas térmicas se encontró un potencial de captura anual de 0.9 MtCO₂ a un precio de captura promedio de 150 \$US /TonCO₂. Para

producción de cemento se encontró un potencial de captura anual de 1.2 MtCO₂ a un precio de captura promedio de 187 \$US /TonCO₂. Para la producción de etanol se encontró un potencial de captura anual de 0.3 MtCO₂ a un precio de captura promedio de 19 \$US /TonCO₂. Estos costos incluyen los costos de compresión. Estos costos están resumidos en la siguiente tabla.

Tabla 7. Costos de captura y potencial de captura en Colombia

	Potencial de captura anual (MtCO ₂ /año)	Costo de captura (\$USD/TonCO ₂)
Refinerías	3.2	169
Extracción Petróleo	0.2	14
Termoeléctricas	0.9	150
Cemento	1.2	187
Etanol	0.3	19

Fuente: Elaboración propia, adaptado de Yáñez et al. (2020)

En el mismo estudio, se estimaron costos de transporte asociados a los 4 clústeres identificados. Para el clúster 1 se estimaron costos de 9.2 \$US /TonCO₂, mientras que para los otros tres clústeres se estimó un precio promedio de 26.7\$US /TonCO₂ debido a mayores distancias y menores volúmenes. Yáñez et al. (2020) estimó los costos de inyección de representar el 55% de los costos de almacenamiento. Dichos costos son altamente variables cuando se estiman los costos operativos de almacenar CO₂ en yacimientos de petróleo, especialmente porque la cantidad y profundidad de pozos varía dependiendo del campo abandonado. Por ende, los valores estimados están entre 9 y 42\$US /TonCO₂.

5.4.4 Aspectos ambientales de CCUS.

A pesar de los beneficios ambientales asociados a limitar las emisiones de actividades productivas fundamentales de la sociedad moderna, existen problemas ambientales asociados a las tecnologías CCUS. A continuación, se explican los principales asuntos ambientales a tener en cuenta sobre estas tecnologías.

A nivel económico y política existe el riesgo que las inversiones y expectativas de las tecnologías CCUS causen un efecto de bloqueo tecnológico (*lock in effect* en inglés). Esto implica que inversiones y expectativas en tecnologías que no generan gases de efecto invernadero sean reducidas debido a la impresión que actividades productivas altamente intensivas de emisiones GEI pueden aplicar tecnologías CCUS (Asayama, 2021). Esto puede reforzar la inercia de los sistemas basados en la combustión de hidrocarburos y limitar la descarbonización de la economía además de desincentivar inversiones asociadas a la transición energética (Asayama, 2021). Finalmente, los recursos invertidos en CCUS son recursos que no son invertidos en tecnologías como hidrogeno verde, electricidad renovable, etc.

La aplicación de tecnologías CCUS en procesos industriales y de generación de electricidad pueden reducir la eficiencia energética del proceso en sí debido a las inversiones y procesos extras que se deben realizar (Zapp et al., 2012). Por ejemplo, para futuros procesos de oxidación, la separación del oxígeno es costosa desde un punto de vista energético. Los costos energéticos de los procesos de captura post combustión para una planta termoeléctrica pueden representar de un 10% a un 30% de pérdida de eficiencia (Alva, 2009). Estos análisis de eficiencia son fundamentales a la hora de evaluar alternativas en el sector energético.

Existen impactos ambientales asociados a la fabricación de insumos necesarios para la captura. El más claro de estos es el asociado a la producción de aminas para la captura del CO₂, la cual es la tecnología más madura para los procesos de captura (Dautzenberg & Bruhn, 2013). Los impactos ambientales de este proceso son la formación de compuestos carcinógenos, la formación de aerosoles secundarios que afectan la capa de ozono y los desechos peligrosos de solventes a base de aminas (Dautzenberg & Bruhn, 2013).

El impacto ambiental más relevante del almacenamiento geológico de CO₂ está asociado a los riesgos de filtraciones de CO₂ al mar, a los acuíferos someros o a la atmosfera. Debido a las bajas observaciones no está demostrado que se pueda almacenar el CO₂ en el subsuelo por miles de años (HRSCSI, 2007). Las filtraciones en el mar pueden causar acidez mientras que las filtraciones en tierra pueden afectar el proceso de calentamiento global. Las filtraciones pueden ser graduales o repentinas (HRSCSI, 2007). Sin embargo, conocimientos actuales sobre el comportamiento del CO₂ en el subsuelo generan confianza en el almacenamiento geológico de CO₂ a largo plazo (HRSCSI, 2007).

5.4.5 Viabilidad de tecnologías CCUS en Colombia

La viabilidad de las tecnologías CCUS en Colombia se puede analizar desde diversos criterios. Algunos de estos son necesidad de aplicar la tecnología, potencial máximo de mitigación, cantidad de información disponible a nivel local, costos de la tecnología comparado con otras tecnologías, estado de la regulación sobre el tema y trayectoria de la tecnología a nivel mundial.

En cuanto a la necesidad de Colombia de aplicar esta tecnología es necesario tener en cuenta que algunas actividades cuentan con menos opciones de descarbonización que otras. Entre estas industrias como la del cemento y el acero particularmente en la generación de calor tienen limitadas opciones tecnológicas, por ende, la captura de carbono para estas actividades claves en la industria colombiana puede llegar a ser una necesidad técnica en el futuro (Leeson et al., 2017).

En el PEN 2050 se proyectan importantes crecimientos de consumo de energía y emisiones asociadas al uso de combustibles fósiles. La transición energética puede tomar varios escenarios de desarrollo como bien se manifiesta en el PEN 2050, pero el crecimiento del consumo energético a nivel nacional es un asumido como inevitable. En este sentido se ha previsto que las emisiones del sector de energía, las cuales no contienen todas las



emisiones asociadas a industrias como el cemento y el acero, sean alrededor de 40 MtonCO₂eq.

De los 5 escenarios de mitigación propuestos en el PIGCCme 2050, el escenario 5, el cual es el más ambicioso y mejor posicionado respecto a los compromisos de carbono neutralidad, contempla la aplicación de tecnologías CCUS para lograr los objetivos de mitigación. Bajo este escenario las tecnologías CCUS mitigarán 2.5 MtonCO₂eq al año para 2050. Esto manifiesta la necesidad de estas tecnologías para emisiones difícilmente reemplazables.

Una cantidad importante de la mitigación en el sector será provista por compensaciones y mercados de emisiones. Esto es una constante en los 5 escenarios de mitigación. Las tecnologías CCUS podrían proveer esas emisiones negativas para adquirir en esquemas de compensación y mercados de emisiones. Esto a su vez demuestra que se percibe la necesidad de actividades que generan activamente emisiones negativas para limitar el impacto de actividades difíciles de descarbonizar.

Desde el punto de vista del potencial de mitigación, CCUS tiene un potencial máximo descrito en el aparte 5.3, el cual representa una importante cantidad de las emisiones del sector energía e industria. Por ende, existen actividades que generan una importante cantidad de emisiones que son susceptibles a la aplicación de CCUS. Esto implica que la aplicación a gran escala de estas tecnologías llevaría a acercar al sector energético e industrial a la carbono neutralidad.

En cuanto a la cantidad de información disponible localmente, las fuentes de emisiones susceptibles a incorporar procesos CCUS están debidamente caracterizadas tanto por nivel de emisiones como por locación geográfica. Tanto la información base del inventario nacional como el trabajo realizado por Yáñez et al. (2020) pueden servir de base para priorizar proyectos. De la misma manera, la identificación de clústeres y de ductos de Yáñez et al. (2020) sirve como punto de partida para evaluar posibilidades de transporte de CO₂.

En cuanto a la capacidad para almacenar geológicamente no existe actualmente una caracterización del subsuelo colombiano con enfoque asociado a la captura geológica de CO₂ pero hay razones suficientes para pensar que la disponibilidad de sitios con características necesarias no será una limitante. Para los primeros proyectos es normal primero fijarse en campos de petróleo agotados los cuales cuentan con infraestructura útil para el almacenamiento geológico. Algunos campos ya han sido identificados por Yáñez et al. (2020), sin embargo el enfoque de identificación del mencionado trabajo se basó en la recuperación mejorada de petróleo.

Desde un punto de vista de ciclo de vida, la recuperación mejorada de petróleo o gas a través de inyección de CO₂ no genera un efecto neto de mitigación si los combustibles fósiles extraídos no se utilizan en actividades que tengan incorporado procesos de CCUS y las emisiones de estos procesos las cantidades capturadas geológicamente.



Otro criterio importante para la viabilidad de las tecnologías CCUS son sus costos y como estos costos se comparan con otras tecnologías de mitigación. Los costos siguen limitando estas tecnologías. Colombia no cuenta con análisis de costos basados en experiencias nacionales pero algunos estudios han aplicado referencias internacionales a las circunstancias nacionales.

Diaz & Cilinskis (2019) estimaron los costos de varias tecnologías de descarbonización en Colombia para varios sectores. Dicho estudio incluyó CCUS en termoeléctricas de carbón y gas, encontrando que los costos más altos por tonelada capturada entre todas las tecnologías evaluadas fueron los asociados a las dos actividades con CCUS. Esto es similar a las conclusiones globales del reporte de McKinsey & Company (2013), en el cual se concluye que las tecnologías CCUS son tecnologías relativamente costosas frente a otras opciones de mitigación.

Tomando 157 \$USD/TonCO₂ como costo promedio de la tonelada capturada del potencial total de 5.8 MtCO₂/año, valores estimados por Yáñez et al. (2020) para circunstancias nacionales, es posible concluir que el costo comparado de esta alternativa de mitigación frente a otras es alto. Dichos costos por tonelada hacen parte del quintil más alto de todas las medidas estimadas en MADS (2015). Este valor es significativamente más alto que el de las 71 medidas modeladas por Álvarez-Espinosa et al. (2017) en su evaluación macroeconómica de los compromisos de mitigación de Colombia ante la COP 21. En dicho ejercicio el valor más alto por tonelada fue de 20 \$USD/TonCO₂. Este valor de abatimiento es también significativamente más alto que los 20 \$USD/TonCO₂ calculados por Busch et al. (2019).

Sin embargo, la evaluación aislada de costos no es la mejor alternativa para evaluar la viabilidad financiera de una medida de mitigación. Es importante tener datos financieros lo más contextualizados a la realidad colombiana posible e integrarlos en esquemas de modelación macroeconómica dinámicos e interdependientes como los de modelos de equilibrio general que han sido ampliamente utilizados en el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

En cuanto al estado de la regulación a nivel nacional, los proyectos CCUS no tienen un marco normativo definido en Colombia. El capítulo 4 del presenta unas guías generales para mejorar esta situación.

Por último, el panorama internacional de las CCUS es complejo. Sigue existiendo controversia acerca de su viabilidad financiera y su capacidad para mitigar, sin embargo, importantes inversiones en pilotos y nuevas tecnologías siguen dándose lo que puede implicar una reducción de precios y un aumento en la viabilidad técnica y ambiental de esta tecnología.

A continuación, se presenta una tabla que sintetiza la valoración del autor principal de este documento frente a los criterios de viabilidad de las tecnologías CCUS previamente mencionados en este aparte. Esta valoración va de 1 a 3, donde 3 implica que la viabilidad desde el criterio evaluada es alta, 2 media y 1 baja.



Dicha evaluación no pretende ser exhaustiva en el capítulo 7 se presentan diversas recomendaciones para obtener mayor información asociada a la viabilidad de las tecnologías CCUS en Colombia.

Tabla 8. Criterios de viabilidad

Criterios	Valor
Necesidad de aplicar la tecnología	3
Potencial máximo de mitigación	3
Disponibilidad de información a nivel nacional	2
Costos relativos de las tecnologías CCUS	1
Desarrollo de regulación en la temática	1
Trayectoria de la tecnología a nivel mundial	2

Fuente: Elaboración propia

6 MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO, COOPERACIÓN INTERNACIONAL Y CCUS

Para evaluar las posibilidades de recibir cooperación internacional para poner en marcha políticas públicas en Colombia que promuevan tecnologías CCUS para la mitigación del cambio climático, se evaluó la presencia de estas tecnologías en los NDC que los países han presentado, la existencia de experiencias con MDL asociados a estas tecnologías y la existencia de proyectos apoyados por parte de fondos de cooperación que incorporen estas tecnologías.

A pesar de que las tecnologías CCUS suelen hacer parte de la modelación de escenarios globales de descarbonización, pocos países han incluido de forma explícita estas tecnologías. A la fecha solo 11 países han incluido CCUS en sus compromisos climáticos (The Global CCS Institute, 2020). Estos son: Bahrein, China, Egipto, Irán, Irak, Malawi, Mongolia, Noruega, Arabia Saudita, Suráfrica y los Emiratos Árabes Unidos.

De acuerdo a la revisión realizada no se encontraron muchos proyectos financiados por IKI, NAMA facility o el GEF relacionados con el escalamiento de tecnologías CCUS. La plataforma IKI financió en el 2008 en China un análisis de potencial de almacenamiento geológico y la elaboración de un plan de implementación de una planta piloto. No se encontraron proyectos financiados por NAMA facility o el GEF. Adicionalmente, los proyectos CCUS no son elegibles para financiamiento por el GEF (GEF, 2008).

En cuanto a la experiencia con MDL, en el marco de la COP 17 en Durban en 2011 se adoptaron los lineamientos para generar proyectos CCUS bajo el marco de los MDL. No se logró encontrar ejemplos a nivel mundial que hayan desarrollado proyectos CCUS a través de mecanismos MDL.

7 PROPUESTA DE GOBERNANZA

Para la formulación de la regulación para esta tecnología emergente se identifica que es necesario fortalecer el trabajo articulado entre varias entidades que permita de manera eficiente abordar y desarrollar el plan de acción prevista en el proyecto de regulación, la hoja de Ruta y/o piloto. La gobernanza propuesta está conformada por representantes de los siguientes ministerios y/o entidades:

- MinEnergía
- MinAmbiente
- MinHacienda
- Departamento Nacional de Planeación (DNP)
- Subsectores de energía, hidrocarburos y minería.
- Servicio geológico colombiano (SGC)
- Academia - Universidad

En dicha mesa se realizan las discusiones sobre acciones y estrategias para reducir las emisiones de GEI mediante la regulación, formulación de estudios y fase piloto que permitan aprovechar la captura de CO₂ como medida de reducción y de oportunidad en mercados de emisiones entre otros.

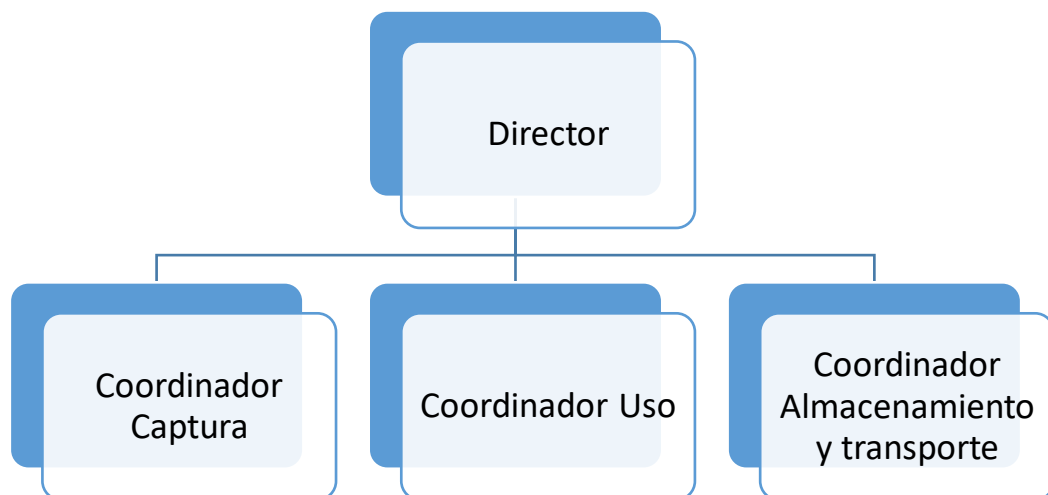
Basado en lo anterior se propone que se conforme un Equipo Implementador conformado por un Director y tres coordinadores (Figura 7). Este equipo sería responsable de implementar todas las actividades y acciones previstas para cada una de las etapas de la tecnología. Este Equipo Implementador, cada coordinador en su área sería responsable además de los siguientes aspectos:

- Velar por el cumplimiento de los objetivos previstos en el plan de trabajo.
- Elaborar y actualizar anualmente el cronograma anual de las actividades en regulación, proyecto piloto y estudios a realiza y su avance.
- Presentar informes de resultados semestrales sobre el avance del plan de trabajo.
- Revisar y actualizar el plan de acción anualmente acorde con los resultados obtenidos en el año precedente.
- Elaborar y actualizar el presupuesto para el desarrollo de las actividades del plan de acción, estableciendo las fuentes de financiación del mismo.
- Elaborar la documentación requerida que sea necesaria para obtener financiación de organismos multilaterales si es necesario.
- Realizar supervisión y monitoreo a las contrataciones que se realicen para implementar el Plan de trabajo, especialmente los estudios a realizar.



- Realizar las coordinaciones con las partes interesadas lograr su participación en las medidas del plan de trabajo y cronograma del proyecto de decreto, la socialización de resultados y la validación de medidas con los subsectores de energía, hidrocarburos y minería.
- Coordinar con la mesa de Academia, industria, gobierno. Entre los Ministerios y entidades indicadas al inicio de este capítulo y atender sus recomendaciones.
- Realizar el trabajo en forma coordinada con otras Mesas de Trabajo (p.e. mercado de emisiones, incentivos del hidrógeno azul, entre otras).
- Reportar al Director y asistir a las mesas de coordinación interna con este y los otros coordinadores de las diferentes áreas.
- El Director sería el encargado de la administración del trabajo a realizar, como también de aprobar las comunicaciones externas y/o relaciones con los stakeholders de la industria y demás.

Figura 7. Propuesta Equipo Implementador



Fuente: Elaboración propia

8 RECOMENDACIONES Y SIGUIENTES PASOS

A continuación, se presentan recomendaciones asociadas a los resultados del actual informe, a partir de eso se proponen siguientes pasos:

- Realizar un análisis legal profundo para determinar los instrumentos normativos idóneos que puedan regular proyectos CCUS. Se podrían concentrar los esfuerzos en el tema del transporte por ductos y el almacenamiento geológico en yacimientos ya agotados. Se adjunta cronograma con el plan de trabajo propuesto para el proyecto de decreto de CCUS.
- Evaluar diferentes incentivos para la adopción de tecnologías CCUS.

- Realizar una encuesta a tomadores de decisiones asociados a actividades susceptibles de incorporar procesos de CCUS para determinar las principales barreras para estos proyectos. Se propone empezar con los clústeres identificados por Yáñez et al. (2020) y enfocarse en validar si las barreras financieras son las principales limitantes.
- Preparar un piloto de CCUS que ayude a recoger información sobre la viabilidad de estos proyectos en Colombia. Por razones financieras y geográficas se propone concentrar el piloto en el clúster 1 identificado por Yáñez et al. (2020), sin embargo se propone discutir y adicional considerar para el desarrollo del mismo:
 - Evaluar el estado actual de cadena de suministro en Colombia requerida para la implementación de CCUS y proveer recomendaciones para su aseguramiento en el futuro.
 - Análisis de línea base y conversión / adopción tecnológica de captura de CO2 en sectores industriales, energía, bioenergía, minería, hidrógeno, etc.
 - Definir clusters estratégicos de captura, uso y almacenamiento, con base en
 - a. Emisiones actuales y proyectadas según crecimiento de sectores clave,
 - b. Planeación prevista por parte del Estado en parques industriales, c. Infraestructura, recursos, y otros.
 - Planteamiento de medidas de apoyos al sector privado para la inversión y deployment requeridos para la implementación de CCUS en la escala local.
 - Diseño de modelos de negocio para promover la inversión privada para la captura de carbono en diferentes sectores, transporte en diferentes medios, y almacenamiento.
 - Análisis de ciclo de vida de las tecnologías prospectivas para Colombia de captura en diferentes sectores clave, transporte y almacenamiento. Lo anterior es complementario a los estudios de impacto ambiental que estamos terminando.
 - Refinamiento de los modelos de evaluación financiera. Los que tenemos construidos están fundamentados en buena parte en literatura gris.
- Ahondar en los análisis de almacenamiento geológico para Colombia con el servicio geológico colombiano. Caracterizar el subsuelo desde un criterio de viabilidad y costo de almacenamiento. Enfocar el proceso en estimar el potencial de almacenamiento geológico.
- Desarrollo de modelos financieros para diferentes tecnologías CCUS en Colombia.
- Realizar modelaciones macroeconómicas utilizando modelos de equilibrio general para analizar las repercusiones económicas de diversas trayectorias de escalamiento de proyectos CCUS.



- Realizar análisis económicos de posibles usos de activos asociados al uso de hidrocarburos en la transición energética. Evaluar los costos de aplicar CCUS a termoeléctricas y comparar con alternativas como renovables con almacenamiento electroquímico y almacenamiento térmico en termoeléctricas. Utilizar el modelo para evaluar costos de diferentes instrumentos financieros para incentivar la adopción de tecnologías CCUS (ej: créditos verdes, mercados de carbono obligatorios con diferentes precios por tonelada de carbono).
- Análisis del estado actual y futuro de tecnologías de los principales sectores con altas emisiones de CO₂, para la captura.
- Construcción de herramientas para evaluación técnica de almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos, yacimientos de petróleo y mantos de carbón



9 BIBLIOGRAFÍA

- AHN. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. https://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf
- Ajayi, T., Gomes, J. S., & Bera, A. (2019). A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. *Petroleum Science*, 16(5), 1028–1063. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0340-8>
- Alva, A. (2009). *Industrial energy efficiency and carbon capture (CCS): The thermodynamic cost of going “green.”* Process ecology.
- Álvarez-Espinosa, A. C., Ordóñez, D. A., Nieto, A., Wills, W., Romero, G., Calderón, S. L., Hernández, G., Argüello, R., & Delgado-Cadena, R. (2017). Evaluación económica de los compromisos de Colombia en el marco de COP21. *Desarrollo y Sociedad*, 2017(79), 15–54. <https://doi.org/10.13043/dys.79.1>
- APEC. (2012). *Permitting Issues Related to Carbon Capture and Storage for Coal-Based Power Plant Projects in Developing APEC Economies*. APEC energy working group.
- Asayama, S. (2021). The Oxymoron of Carbon Dioxide Removal: Escaping Carbon Lock-In and yet Perpetuating the Fossil Status Quo? *Frontiers in Climate*, 3, 72. <https://doi.org/10.3389/fclim.2021.673515>
- Benson, S., & Cook, P. (2005). *Underground Geological Storage in B. Metz, et al. (Eds.), IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*.
- Bradshaw, J. (2007). *CO₂ Storage Capacity Estimation – Issues and Development of Standards*.



- Brennan, S. T., Burruss, R. A., Merrill, M. D., Freeman, P. A., & Ruppert, L. F. (2010). *A probabilistic assessment methodology for the evaluation of geologic carbon dioxide storage* (USGS Numbered Series No. 2010–1127; Open-File Report). U.S. Geological Survey. <http://pubs.er.usgs.gov/publication/ofr20101127>
- Brown, A., Eickhoff, C., Reinders, J. E. A., Raben, I., Spruijt, M., & Neele, F. (2017). IMPACTS: Framework for Risk Assessment of CO₂ Transport and Storage Infrastructure: 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT 2016. 14 November 2016 through 18 November 2016. *Energy Procedia*, 114, 6501. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1786>
- Brownsort, P. (2019). *Briefing on Carbon Dioxide Specifications for Transport*.
- Brugman, H., & Swart, P. (2021). *Offshore Pipeline Design for CCUS*. <https://maritieland.nl/news/offshore-pipeline-design-for-ccus/>
- Busch, J., Engelmann, J., Cook-Patton, S. C., Griscom, B. W., Kroeger, T., Possingham, H., & Shyamsundar, P. (2019). Potential for low-cost carbon dioxide removal through tropical reforestation. *Nature Climate Change*, 9(6), 463–466. <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0485-x>
- Consoli, C. P., Havercroft, I., & Irlam, L. (2017). Carbon Capture and Storage Readiness Index: Comparative Review of Global Progress towards Wide-scale Deployment. *Energy Procedia*, 114, 7348–7355. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1585>
- Dautzenberg, G., & Bruhn, T. (2013). *Environmental Impacts of Carbon Capture Technologies*. IASS. https://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/working_paper_environmental_impacts_of_carbon_capture_technologies.pdf



- de Coninck, H., & Benson, S. M. (2014). Carbon Dioxide Capture and Storage: Issues and Prospects. *Annual Review of Environment and Resources*, 39(1), 243–270. <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-032112-095222>
- Diaz, F., & Cilinskis, E. (2019). Use of Multi-Criteria TOPSIS Analysis to Define a Decarbonization Path in Colombia. *Environmental and Climate Technologies*, 23(3), 110–128. <https://doi.org/10.2478/rtuect-2019-0083>
- Edwards, R. W. J., & Celia, M. A. (2018). Infrastructure to enable deployment of carbon capture, utilization, and storage in the United States. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 115(38), E8815–E8824. <https://doi.org/10.1073/pnas.1806504115>
- Elkerbout, M., & Bryhn, J. (2019). *An enabling framework for carbon capture and storage (CCS) in Europe*: 10.
- EPA. (2021). *Class VI - Wells used for Geologic Sequestration of CO2*. <https://www.epa.gov/uic/class-vi-wells-used-geologic-sequestration-co2>
- GEF. (2008). *Carbon dioxide capture and storage*. Global Environmental Facility.
- Gislason, S. R., & Oelkers, E. H. (2014). Carbon Storage in Basalt. *Science*, 344(6182), 373–374. <https://doi.org/10.1126/science.1250828>
- González, A., Eguillor, S., Canteli, P., Garcia-Crespo, J., Hurtado, A., Mediato, J., Nita, R., Recreo, F., & Rovira, M. (2018). *El almacenamiento de CO2: Mitigación del cambio climático*.
- Greenman, K. (2009). *A regulatory framework for carbon sequestration. Risks, safety and social responsibility*.



- Grobe, M., Pashin, J., & Dodge, R. (2009). *Carbon dioxide sequestration in geological media—State of the science* (pp. 1–2). <https://doi.org/10.1306/1371229St591675>
- Havercroft, I. (2018). *CCS legal and regulatory indicator*. Global CCS Institute. <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/202111/ccs-legal-and-regulatory-indicatorglobal-ccs-institute-2018digital.pdf>
- Heidug, W. (2013). *Methods to assess geologic CO2 storage capacity: Status and best practice*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/ef32422e-5020-4b74-84b8-4beae2035d5c/workshop_report_methodstoassessgeologicCO2storagecapacity.pdf
- HRSCSI. (2007). *Between a rock and a hard place: The science of geosequestration*. House of Representatives Standing Committee on Science and Innovation.
- IEA. (2010). *Carbon Capture and Storage Model Regulatory Framework*.
- IEA. (2020). *Energy Technology Perspectives 2020—Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage*. *Energy Technology Perspectives 2020*. <https://doi.org/10.1787/208b66f4-en>
- IEA. (2021a). *About CCUS*. International Energy Agency.
- IEA. (2021b). *Is carbon capture too expensive?* <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- IEA. (2021c). *Net Zero by 2050—A Roadmap for the Global Energy Sector*. International Energy Agency.
- IPCC. (2005). *Special Report on CCS*. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_chapter3-1.pdf



IRGC. (2009). *Regulation of Carbon Capture and Storage*.

Irlam, L. (2017). *Global costs of carbon capture and storage – 2017 Update*. Global CCS Institute.

<https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/201688/global-ccs-cost-updatev4.pdf>

Janipour, Z., Swennenhuis, F., de Gooyert, V., & de Coninck, H. (2021). Understanding contrasting narratives on carbon dioxide capture and storage for Dutch industry using system dynamics. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 105, 103235. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103235>

Kearns, J., Teletzke, G., Palmer, J., Thomann, H., Kheshgi, H., Chen, Y.-H. H., Paltsev, S., & Herzog, H. (2017a). Developing a Consistent Database for Regional Geologic CO₂ Storage Capacity Worldwide. *Energy Procedia*, 114, 4697–4709. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1603>

Kearns, J., Teletzke, G., Palmer, J., Thomann, H., Kheshgi, H., Chen, Y.-H. H., Paltsev, S., & Herzog, H. (2017b). Developing a Consistent Database for Regional Geologic CO₂ Storage Capacity Worldwide. *Energy Procedia*, 114, 4697–4709. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1603>

Kinder, M. (2006). *Presentation to Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) Investment Symposium*.

Leeson, D., Mac Dowell, N., Shah, N., Petit, C., & Fennell, P. S. (2017). A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other



high purity sources. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 61, 71–84.

<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.03.020>

MADS. (2015). *Documento técnico soporte de la iNDC de Colombia*.

Madsen, R., Xu, L., Claassen, B., & McDermitt, D. (2009). Surface Monitoring Method for Carbon Capture and Storage Projects. *Energy Procedia*, 1(1), 2161–2168.

<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.281>

Mariño-Martínez, J. E., & Moreno-Reyes, L. E. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare). *Boletín de Geología*, 40(1), 109–122.

Martínez, J. E. M., & Reyes, L. E. M. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare). *Boletín de Geología*, 40(1), 109–122.

Masson-Delmotte, V., Pörtner, H.-O., Skea, J., Zhai, P., Roberts, D., Shukla, P. R., Pirani, A., Pidcock, R., Chen, Y., Lonnoy, E., Moufouma-Okia, W., Péan, C., Connors, S., Matthews, J. B. R., Zhou, X., Gomis, M. I., Maycock, T., Tignor, M., & Waterfield, T. (2018). *An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* (p. 630). IPCC.

McKinsey & Company. (2013). *Pathways lowcarbon economy*.

<https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/pathways-to-a-low-carbon-economy>



- Mohitpour, M., Golshan, H., Murray, A., & American Society of Mechanical Engineers. (2007). *Pipeline design & construction: A practical approach*. American Society of Mechanical Engineers. <https://doi.org/10.1115/1.802574>
- NETL. (2010). *Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery: Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution*. <https://netl.doe.gov/coal/carbon-storage/faqs/carbon-storage-faqs>
- NETL. (2015). *Carbon Storage Atlas fifth edition*. <https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/2018-10/ATLAS-V-2015.pdf>
- NETL. (2020). *Permanence and safety of CCS*. National Energy Technology Laboratory.
- Osman, A. I., Hefny, M., Abdel Maksoud, M. I. A., Elgarahy, A. M., & Rooney, D. W. (2021). Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: A review. *Environmental Chemistry Letters*, 19(2), 797–849. <https://doi.org/10.1007/s10311-020-01133-3>
- Renner, M. (2014). Carbon prices and CCS investment: A comparative study between the European Union and China. *Energy Policy*, 75, 327–340. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.026>
- Romasheva, N., & Ilinova, A. (2019). CCS Projects: How Regulatory Framework Influences Their Deployment. *Resources*, 8(4), 181. <https://doi.org/10.3390/resources8040181>
- The Global CCS Institute. (2020). *Global Status of CCS*. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Global-Status-of-CCS-Report-English.pdf>
- van Vuuren, D. P., van Soest, H., Riahi, K., Clarke, L., Krey, V., Kriegler, E., Rogelj, J., Schaeffer, M., & Tavoni, M. (2016). Carbon budgets and energy transition pathways.

Environmental Research Letters, 11(7), 075002. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/7/075002>

Visser, E., & Hendriks, C. (2007). *Towards Hydrogen and Electricity Production with Carbon Dioxide Capture and Storage: DYNAMIS CO2 Quality Recommendations*.

Wei, Y.-M., Kang, J.-N., Liu, L.-C., Li, Q., Wang, P.-T., Hou, J.-J., Liang, Q.-M., Liao, H., Huang, S.-F., & Yu, B. (2021). A proposed global layout of carbon capture and storage in line with a 2 °C climate target. *Nature Climate Change*, 11(2), 112–118. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-00960-0>

Wilberforce, T., Baroutaji, A., Soudan, B., Al-Alami, A. H., & Olabi, A. G. (2019). Outlook of carbon capture technology and challenges. *Science of the Total Environment*, 657, 56–72. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.11.424>

Wilberforce, T., Olabi, A. G., Sayed, E. T., Elsaid, K., & Abdelkareem, M. A. (2021). Progress in carbon capture technologies. *Science of The Total Environment*, 761, 143203. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.143203>

Yáñez, E., Ramírez, A., Núñez-López, V., Castillo, E., & Faaij, A. (2020a). Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 94, 102938. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102938>

Yáñez, E., Ramírez, A., Núñez-López, V., Castillo, E., & Faaij, A. (2020b). Exploring the potential of carbon capture and storage-enhanced oil recovery as a mitigation strategy in the Colombian oil industry. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 94, 102938. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102938>



Zapp, P., Schreiber, A., Marx, J., Haines, M., Hake, J.-F., & Gale, J. (2012). Overall environmental impacts of CCS technologies—A life cycle approach. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 8, 12–21.
<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.01.014>



Alianza



**ANEXO A. CRONOGRAMA PROYECTO DE DECRETO TECNOLOGIAS DE CAPTURA,
USO Y ALMACENAMIENTO DE CO₂.**



Captura, transporte, uso y almacenamiento de dióxido de carbono: caso Colombia

Actividad	Entidades involucradas	Inicio estimado	Duración estimada	Inicio real	Duración real	Avance	4-Oct	11-Oct	18-Oct	25-Oct	1-Nov	8-Nov	15-Nov	22-Nov	29-Nov	6-Dec	13-Dec	20-Dec	27-Dec	3-Jan	10-Jan	17-Jan	24-Jan	31-Jan	7-Feb			
		Semana	Semanas	Semana	Semanas	%	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19			
Construcción del documento técnico base de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono - CCUS, enfoque Colombia (1er borrador).	Minenergia, CIAT, Dirección de Hidrocarburos	1	10	0	0	0%	█																					
Socialización del 1er borrador: Documento técnico base de CCUS, enfoque Colombia. Discusión técnica con la industria, gremios y adscritas -> Se obtendrían insumos de Barreras, brechas, y/o oportunidades a considerar en la documentación base y en la formulación del marco regulatorio.	Minenergia, CIAT, Dirección de Hidrocarburos	11	3	0	0	0%											█	█	█									
Ajuste final del documento técnico base de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono - CCUS, enfoque Colombia.	Minenergia, CIAT, Dirección de Hidrocarburos	14	4	0	0	0%														█	█	█	█					
Mesa de trabajo/jornada sobre CCUS -Academia - Industria y Gobierno	Minenergia, Minambiente	15	1	0	0	0%															█							
Mesa de trabajo con el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS)	Minenergia, Minambiente	15	3	0	0	0%															█	█	█					
Mesa de trabajo con Stakeholders	Minenergia, Subsectores Energía, hidrocarburos y Minería	16	3	0	0	0%																█	█	█				



Actividad	Entidades involucradas	Inicio estimado	Duración estimada	Inicio real	Duración real	Avance	3-Jan	10-Jan	17-Jan	24-Jan	31-Jan	7-Feb	14-Feb	21-Feb	28-Feb	7-Mar	14-Mar	21-Mar	28-Mar	4-Apr	11-Apr	18-Apr	25-Apr	2-May	9-May	16-May	23-May	30-May	6-Jun
		Semana	Semanas	Semana	Semanas	%	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Revisión y respuesta de los comentarios de la ciudadanía: Marco regulatorio para la captura, uso y almacenamiento de carbono - CCUS - en Colombia. Oportunidades de mejora.	DNP, Minenergía, Minambiente	30	2	0	0	0%																							
Ajuste final del documento: Marco regulatorio para la captura, uso y almacenamiento de carbono - CCUS - en Colombia.	DNP, Minenergía, Minambiente	31	2	0	0	0%																							
Aprobación del marco regulatorio para la captura, uso y almacenamiento de carbono - CCUS - en Colombia.	DNP, Minenergía, Minambiente	33	2	0	0	0%																							
Adopción del marco regulatorio para la captura, uso y almacenamiento de carbono - CCUS - en Colombia.	DNP, Minenergía, Minambiente	35	1	0	0	0%																							



Alianza

