

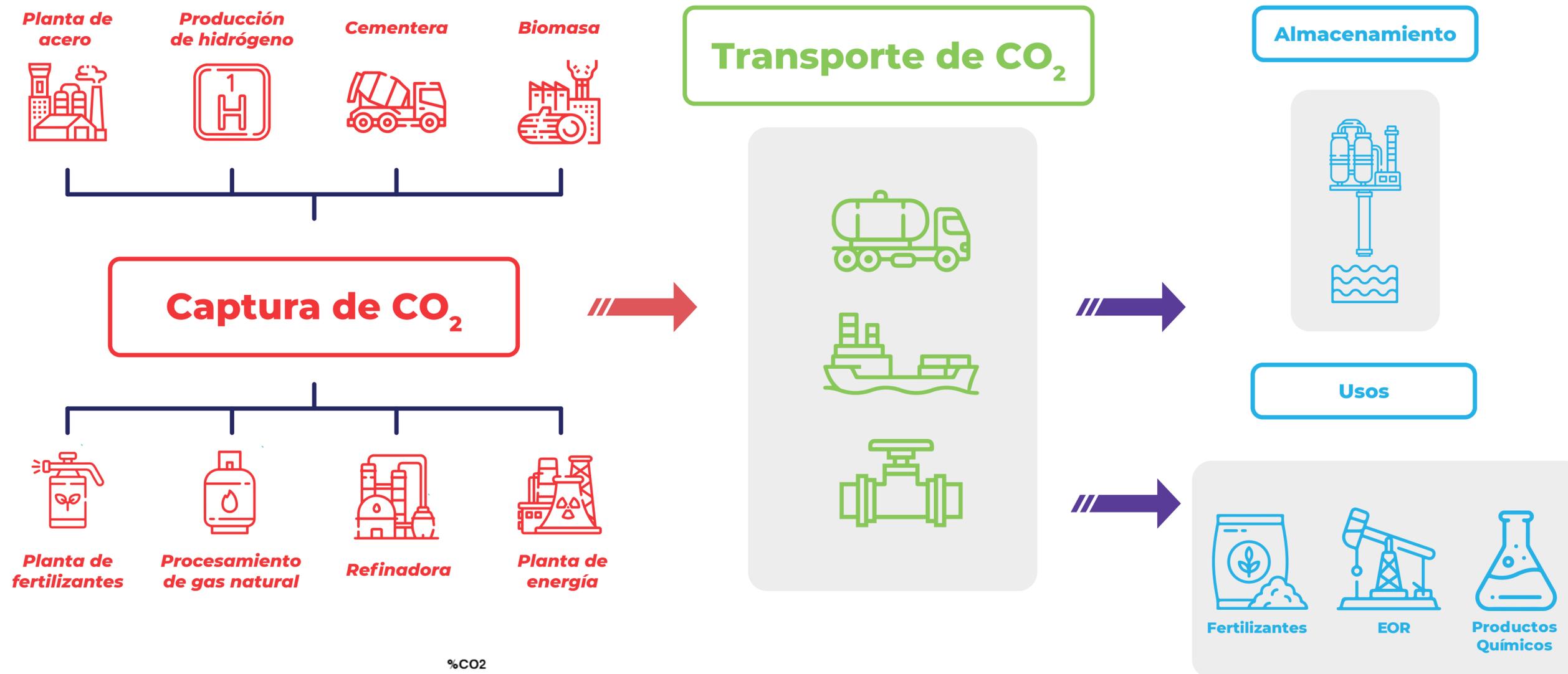
ESTUDIOS POTENCIAL CCUS EN COLOMBIA

AGENDA

1. Introducción
2. Benchmark
3. CCUS Colombia
4. Demanda de Co2
5. Barreras
6. Modelos de negocio
7. Modelo financiero
8. Supuestos del modelo
9. Análisis costo beneficio
10. Análisis normativo, regulatorio y ambiental

Introducción

En la cadena de valor del CCUS se captura el CO₂ directamente desde la fuente y es transportado hasta su lugar de uso o almacenamiento geológico



%CO₂

Fuente: The International Energy Agency. Schematic of CCUS



La tecnología CCUS ha tomado protagonismo mundial y es una herramienta fundamental para alcanzar los objetivos de descarbonización

Generalidades de tecnologías CCUS

¿Qué es?

La tecnología de captura, almacenamiento y uso de CO₂ (CCUS) es un conjunto de procesos diseñados para la captura de CO₂ emitido por fuentes industriales y energéticas antes de que llegue a la atmósfera.

¿Cómo funciona?

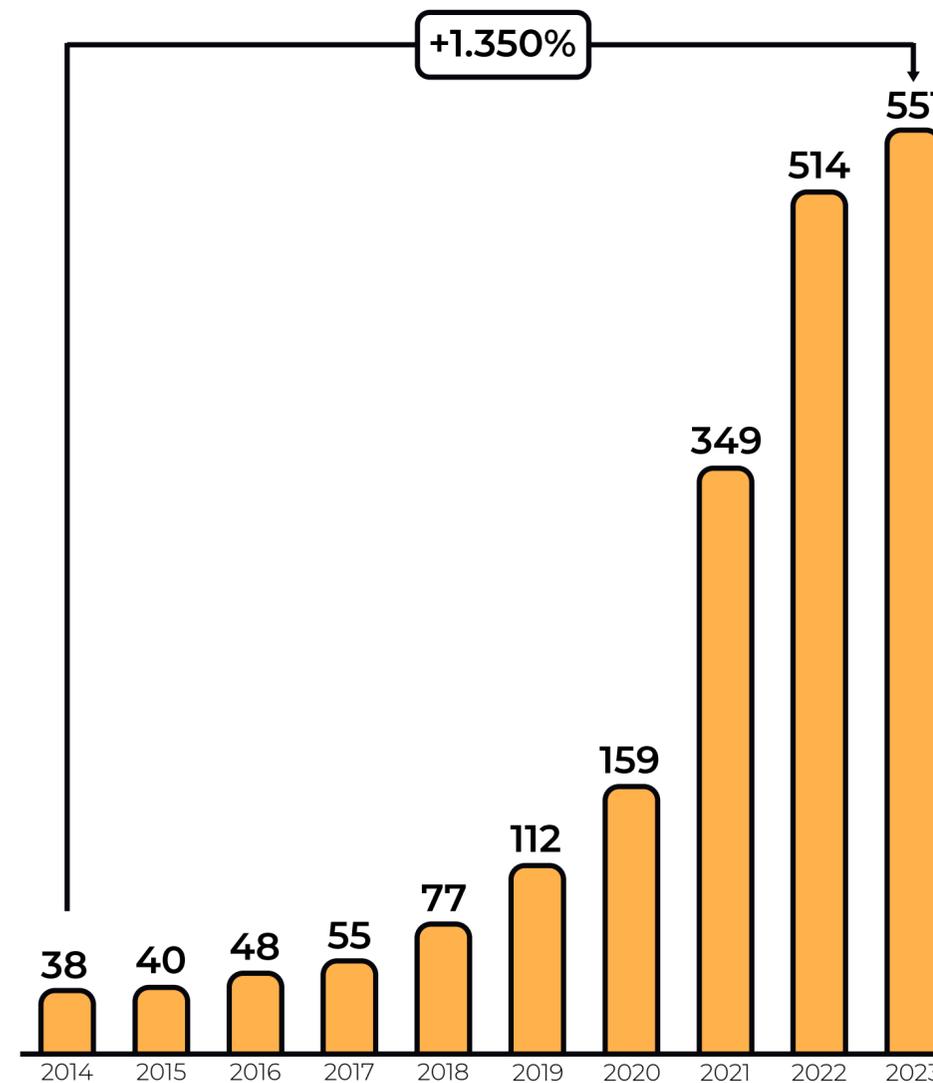
En una cadena de suministro de CCUS, el CO₂ se captura y comprime en la planta de origen y, a continuación, se transporta por tuberías o barcos hasta un lugar donde se utiliza o se inyecta para su secuestro geológico.

¿Por qué se está desarrollando?

Frente a los objetivos de descarbonización que se están adoptando en todo el mundo, la tecnología CCUS es una herramienta fundamental para la disminución de la emisión de CO₂, especialmente en industrias “hard-to-abate” como el cemento y el acero.

Número de Proyectos Anunciados

(2023; Numero de proyectos)



Dentro de los países que lideran el desarrollo de proyectos CCUS se destaca a:

- Estados Unidos: 282 (51%)
- Reino Unido: 89 (16%)
- Canadá: 70 (13%)
- Noruega: 36 (7%)

La cadena de valor de CCUS consta de varias etapas: captura, transporte y uso o almacenamiento.

Etapas de la cadena de valor CCUS

CAPTURA

Post- combustión:

- Separa el CO₂ de los gases de combustión una vez quemado el combustible
- Aplicable en plantas que no fueron construidas para la captura de CO₂

Pre-combustión:

- Convierte el combustible en una mezcla de hidrógeno y CO₂
- Requiere un proceso de captura especializado.

Oxy – fuel combustión:

- Quema un combustible con oxígeno para producir CO₂ y vapor
- Aplicable en plantas que no fueron construidas para captura de CO₂.

Con potencial de implementación las siguientes industrias: **Etanol, Refinerías, Termoeléctricas, Cemento y Extracción de petróleo.**

TRANSPORTE

- A gran escala principalmente a través de gasoductos y buques
- Para distancia corta y bajo volumen se usa camión o ferrocarril (mayor costo por tonelada)
- El método más común y efectivo es vía gasoducto
- Norteamérica tiene una red de gasoductos de más de 8.000 km.

USO INDUSTRIAL

- Se utilizan 200 Mt/y de CO₂
- Se usan 125 Mt/y para producir fertilizantes y 70-80 Mt/y para EOR
- Otros usos comerciales del CO₂ son:
 - Producción de alimentos y bebidas
 - Refrigeración
 - Tratamiento de aguas
 - Invernaderos.
- Los nuevos usos del CO₂ incluyen
 - Combustibles
 - Productos químicos
 - Materiales de construcción

ALMACENAMIENTO

- Inyección de CO₂ capturado para su almacenamiento geológico que cumpla con los requerimientos técnicos necesarios. Este se da en un yacimiento de roca porosa profunda recubierto de una capa de roca impermeable.
- Las formaciones salinas profundas y los yacimientos agotados de petróleo y gas tienen mayor capacidad de almacenamiento.
- Las formaciones salinas profundas son capas de rocas porosas y permeables saturadas de agua salada
- Los yacimientos de petróleo y gas agotados son formaciones rocosas porosas que han atrapado petróleo o gas durante millones de años y que pueden atrapar de forma similar el CO₂ inyectado.



Análisis de tecnologías

Descripción de las tecnologías.

Tecnología	Condiciones requeridas		%CO2		Consumo
	Presión	Temperatura (°C)	IN	OUT	Energía
Absorción química (Aminas)	1 bar	40-60 (Absorbedor) 120 - 140 (Stripper)	>5%	90- 99%	4-6 GJ/tCO2
Criogénico (Desublimación)	ATM	-75 -135 a -100 según ref 5	>5%	> 99%	6-10 GJ/tCO2
Asorción física (Selexol, retisol...)	5 - 10 bar (Pressurized water scrubbing PWS)	0-5 (Organic solvents) 25 - 40 (ref 5)	Rectisol: 10 a 100 ppm Selexol: 300 ppm	99%	0.396 GJ/t CO2
Membranas	1 - 20 (depende de flujo requerido)	20-80	>= 10% (>=20% competitive)	> 95%	0.5-6 GJ/tCO2
Adsorción (PSA)	1 bar (0.1 regen pressure)	40-70	>15%	> 95%	0.3 GJ/tCO2 1.17 GJ/tCO2 (ref 5)
Direct Air Capture (DAC)	ATM	ATM (>100 para regeneración. Entre 80 y 100 para regeneración de adsorbente solido)	420 ppm	99%	8.7 -9.1 GJ/t CO2

Introducción

Se encontró que el mercado de CCUS tiene un nivel de concentración moderado y cuenta con la participación de numerosos agentes en todo mundo.

Empresas líderes en CCUS por cantidad de proyectos en los que participa (2023)

 **Air Liquide**
55 Proyectos


ArcelorMittal
24 Proyectos


equinor
16 Proyectos


Shell
26 Proyectos


TERēGA
24 Proyectos


TotalEnergies
14 Proyectos


bp
25 Proyectos


OXY
17 Proyectos


HIF
16 Proyectos

Distribución geográfica

Los países que concentran el mayor número de proyectos de CCUS son:

1. Estados Unidos
2. Reino Unido
3. Canadá
4. Noruega
5. Australia
6. China
7. Dinamarca

Estos 7 países se distribuyen el 70% de los proyectos en el mundo.

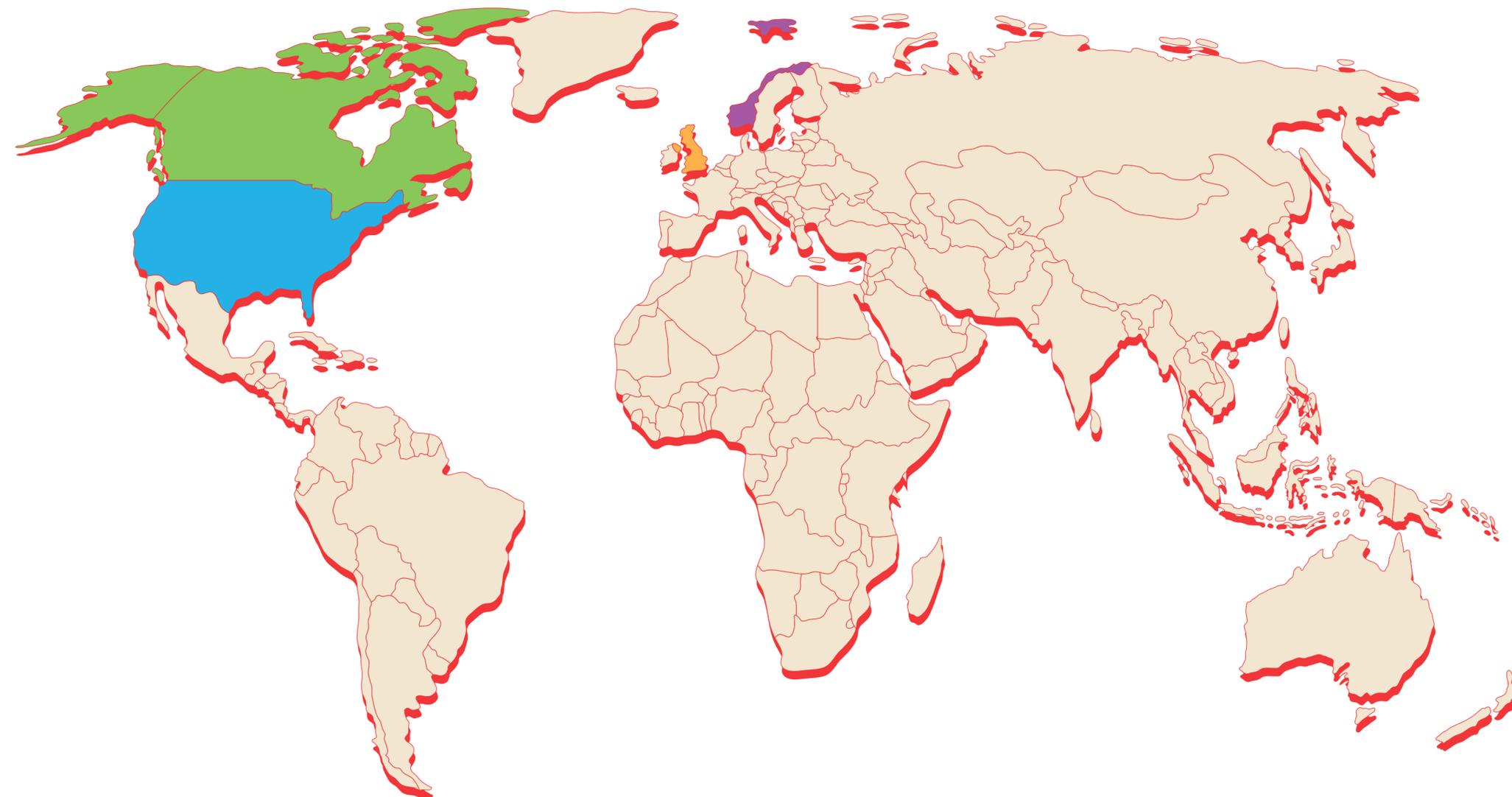
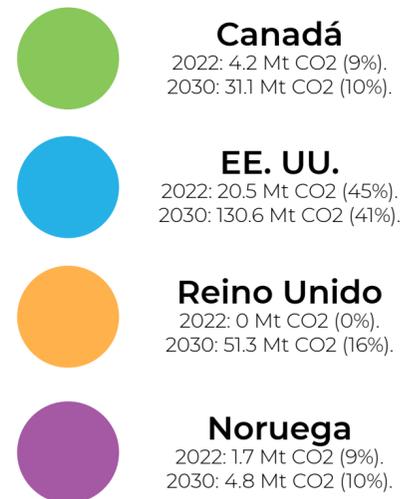
Benchmark

Para el benchmark se acordó analizar a detalle Canadá, EE. UU. y Reino Unido por su capacidad representativa y a Noruega en menor detalle por su relación con Colombia

Países seleccionados para el benchmark

Criterios Propuestos

- **Selección líderes actuales:** Capacidad Instalada Actual (2022)
- **Selección de casos con amplio potencial:** Brecha capacidad instalada (2020 vs 2030)



Notas:

1) Las cifras a 2030 incluyen los proyectos operacionales, en construcción y planeados. 2) En paréntesis está el porcentaje de la capacidad global representado por cada país.

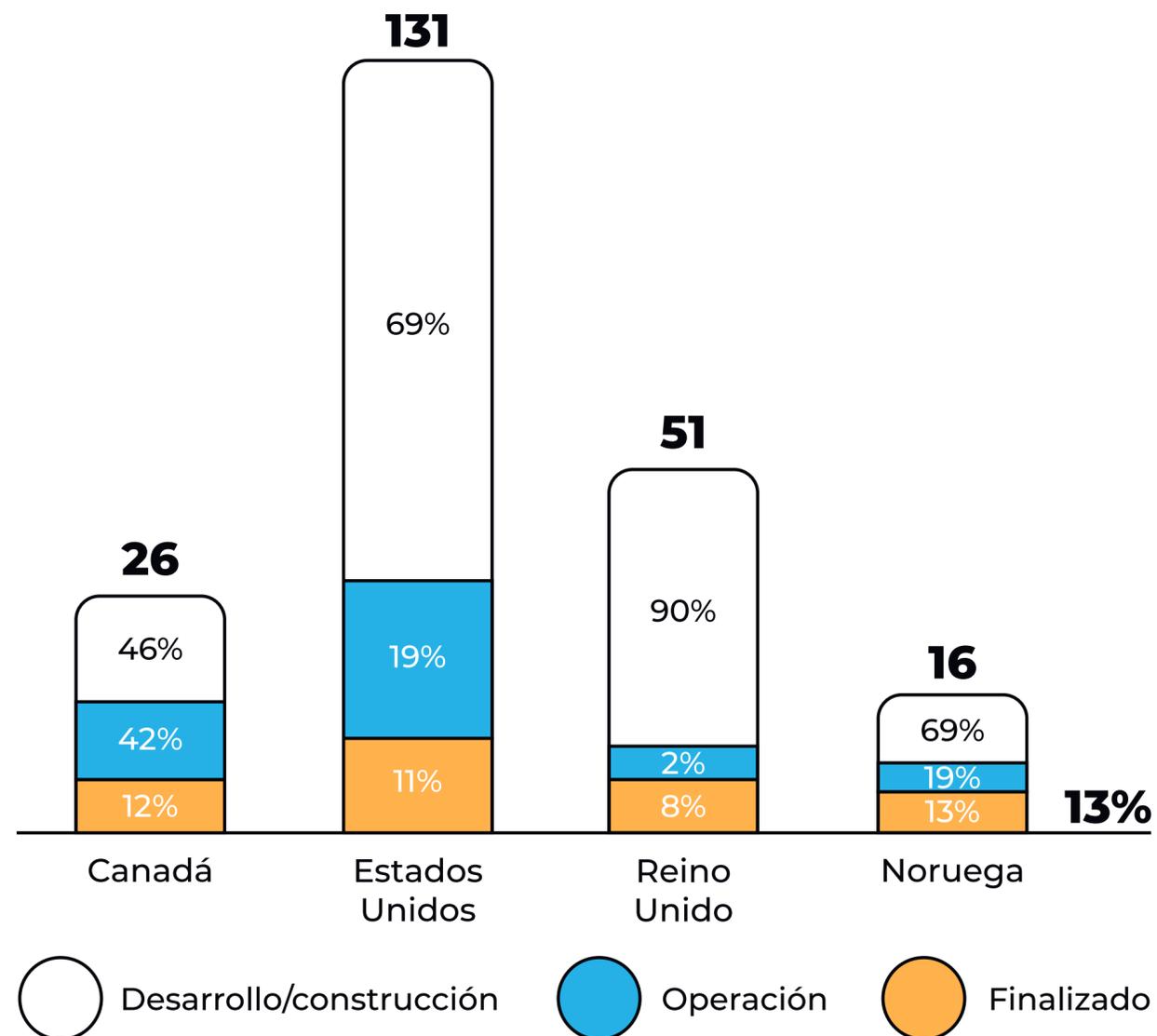
Fuente: CCUS Projects Explorer - IEA



Benchmark

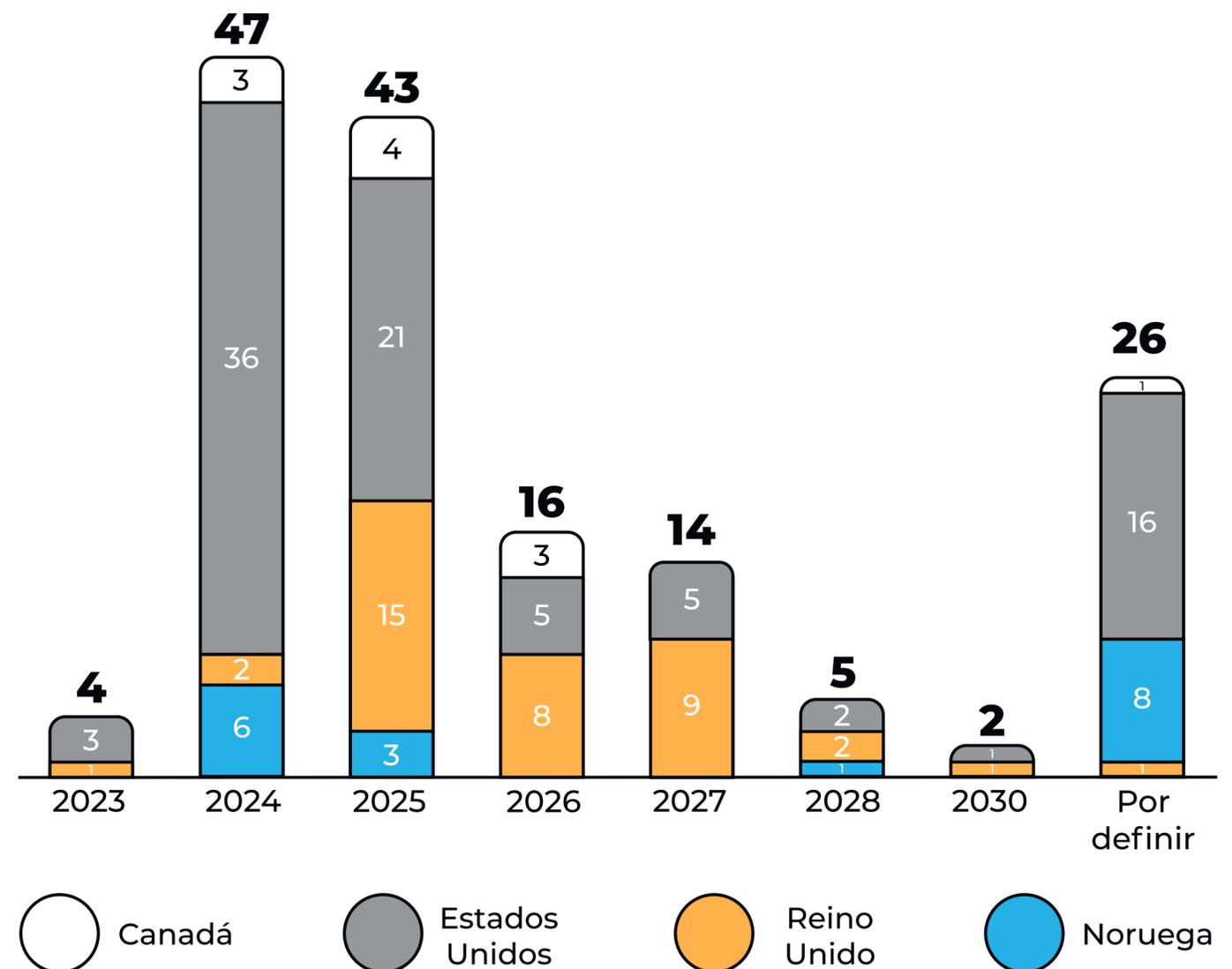
EE. UU. y Canadá presentan el mayor número de proyectos en operación, mientras EE. UU. y Reino Unido son los países con más proyectos en desarrollo o construcción.

Instalaciones de CCUS por estado de desarrollo
(Número de instalaciones)



Fuente: Global CCS Institute

Inicio de operación de instalaciones de CCUS en desarrollo o construcción
(Número de instalaciones; 2023-2030)



Fuente: Global CCS Institute

Benchmark

EE. UU. Se destaca en los índices de legal y regulatorio, necesidad de CCUS y preparación para el CCUS, Canadá en almacenamiento y Noruega en políticas.

Indicadores para la adopción de tecnologías CCUS

Políticas

Rastrea y puntúa el desarrollo de políticas de CCUS de una nación, abarcando una amplia gama de políticas de cambio climático y reducción de emisiones.

Almacenamiento

Evalúa los recursos de almacenamiento de un país, incluido el potencial geológico y el progreso en el despliegue de emplazamientos de inyección de CO2.

Legal y regulatorio

Evalúa los marcos legales y regulatorios de una nación, cubriendo aspectos administrativos, de permisos, ambientales, de consulta pública y de responsabilidad.

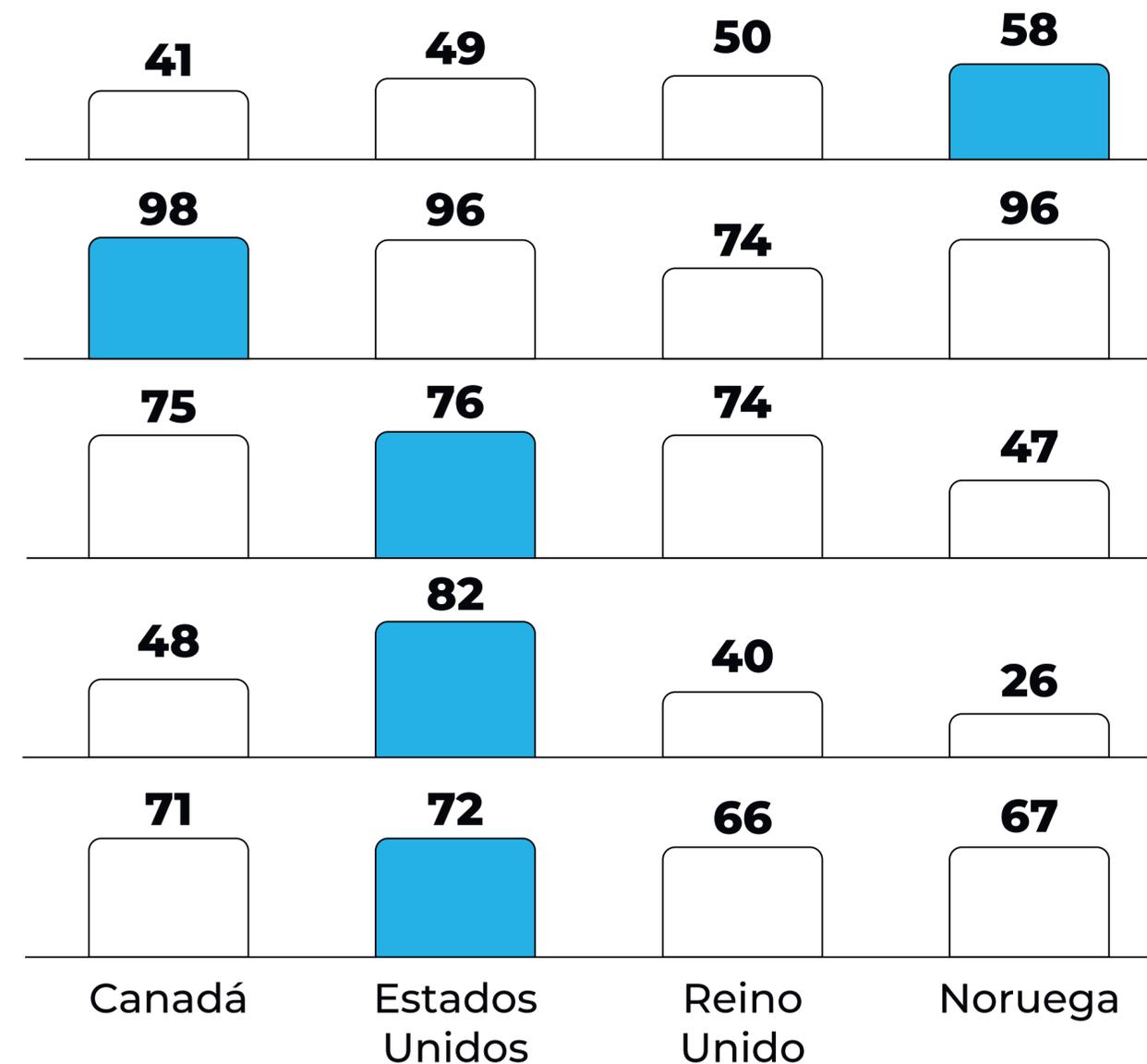
Necesidad de CCUS

Proporciona un índice relativo basado en la producción y el consumo de combustibles fósiles de un país para orientar la necesidad de implantación de la CCUS.

Preparación para el CCUS

Supervisa los avances en el despliegue de la CCUS, teniendo en cuenta la política, la legislación, la normativa y el desarrollo de recursos de almacenamiento para identificar a los líderes que permiten el despliegue comercial de la CCUS.

Fuente: Global CCS Institute



Canadá

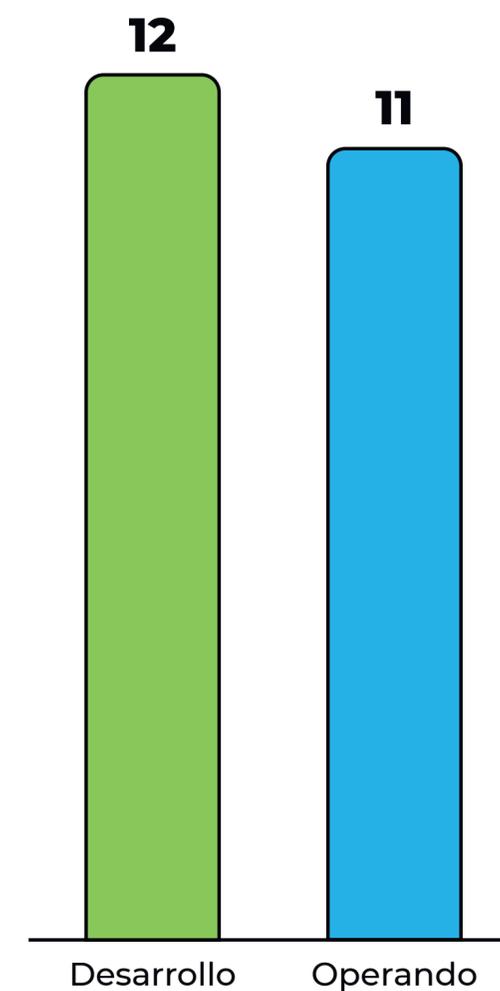
Las cuatro principales plantas operativas de CCUS en Canadá se encuentran concentradas en dos provincias y suman una capacidad de 4.4 Mt/y

Instalaciones de CCUS en Canadá

- 1** **Proyecto:** Alberta Carbon Trunk Line (ACTL)
Industria: Refinación de petróleo y producción de fertilizante
Capacidad captura: 1.6 y 0.3 Mt/y
Uso: Uso comercial (EOR)
- 2** **Proyecto:** Quest
Industria: Producción de hidrógeno
Capacidad captura: 1.3 Mt/y
Uso: Almacenamiento geológico dedicado
- 3** **Proyecto:** Glacier Gas Plant M CCS
Industria: Procesamiento de gas natural
Capacidad captura: 0.2 Mt/y
Uso: Almacenamiento geológico dedicado
- 4** **Proyecto:** Boundary Dam
Industria: Generación de energía
Capacidad captura: 1 Mt/y
Uso: Varios



ESTADO



Fuente: Global CCS Institute

Fuente: IEA CCUS Projects Data Base (2023)

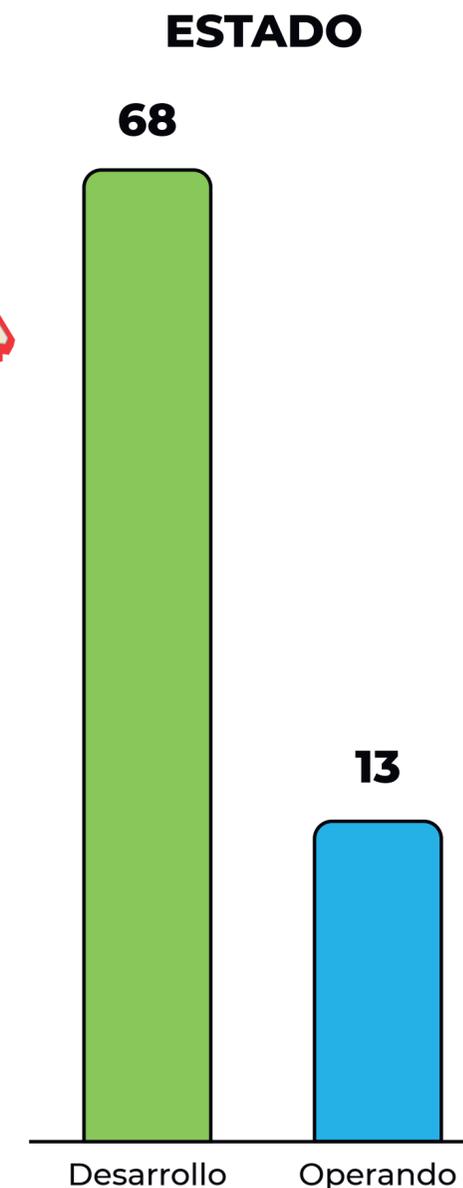
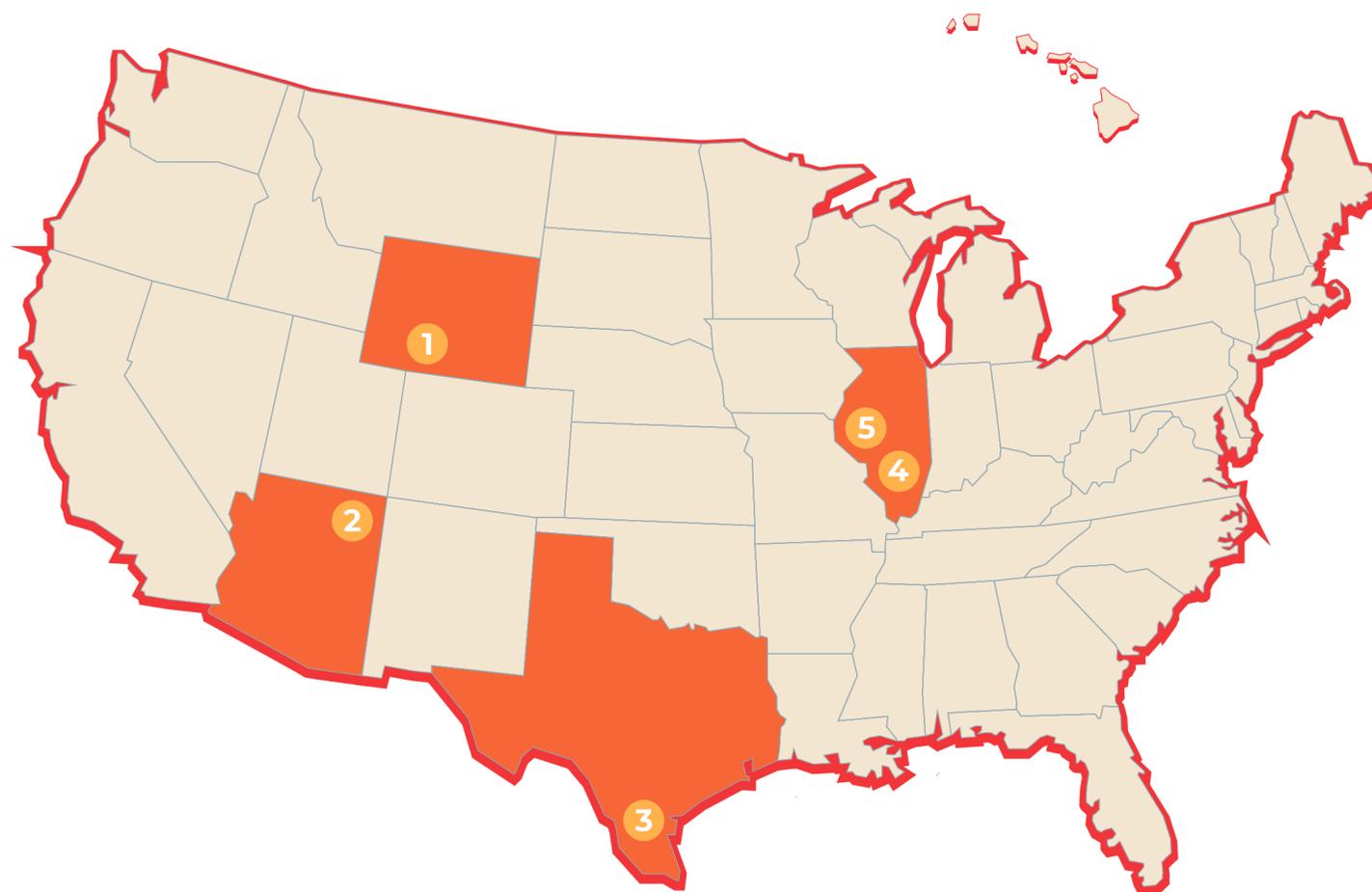


Estados Unidos

Estados Unidos tendrá 81 plantas para captura de carbono en 2030, siendo el país líder en la implementación de esta tecnología.

Instalaciones de CCUS en Estados Unidos

- 1 Proyecto:** Shute Creek Gas Processing Plant
Industria: Procesamiento de gas natural
Capacidad captura: 7 Mt/y (1990)
Uso: Uso comercial (EOR)
- 2 Proyecto:** San Juan Generating Station Carbon Capture
Industria: Generación de energía
Capacidad captura: 6 Mt/y (2024)
Uso: Secuestro Geológico
- 3 Proyecto:** Nextdecade Rio Grande Lng Ccs
Industria: Procesamiento de gas natural
Capacidad captura: 5,5 Mt/y (2025)
Uso: Secuestro Geológico
- 4 Proyecto:** Prairie State Generating Station Carbon Capture
Industria: Generación de energía
Capacidad captura: 6 Mt/y (2026)
Uso: Secuestro Geológico
- 5 Proyecto:** The Illinois Clean Fuels Project
Industria: Producción Química
Capacidad captura: 8,13 Mt/y (2025)
Uso: Secuestro Geológico



Fuente: Global CCS Institute

Fuente: IEA CCUS Projects Data Base (2023)



Reino Unido

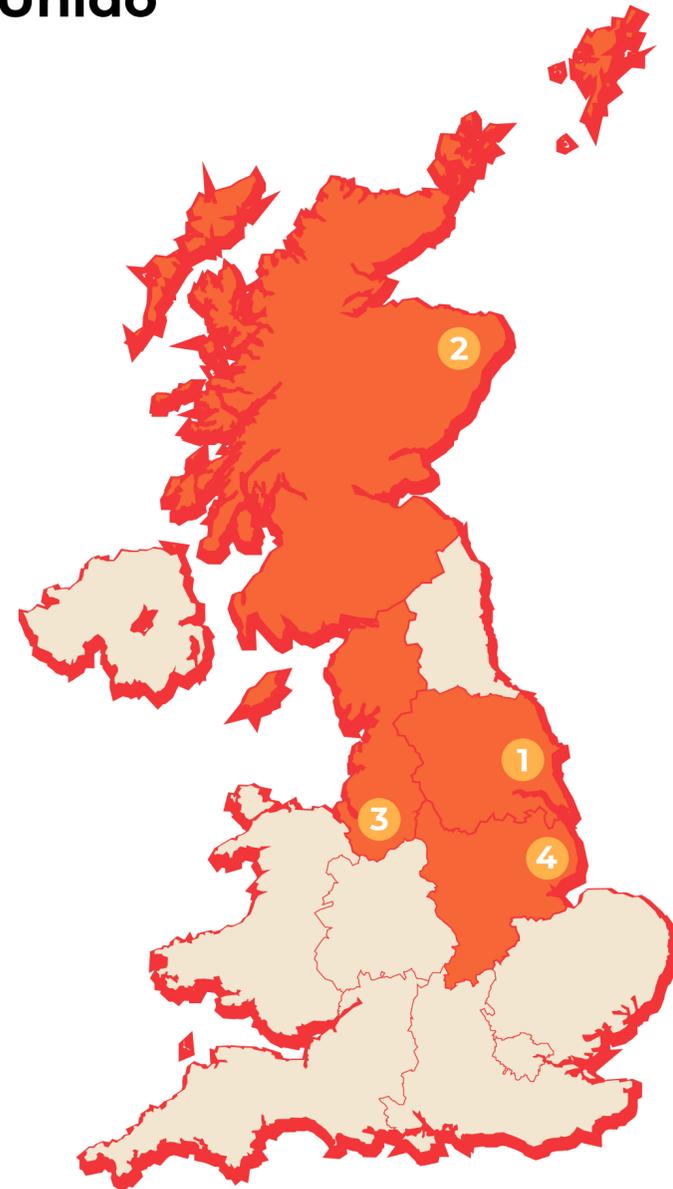
El proyecto CCUS en Reino Unido consta de dos etapas, Track-1 & Track-2, donde se espera poner en operación 4 clústeres para secuestro geológico de CO₂.

Instalaciones de CCUS en Reino Unido

Ruta de implementación de CCUS en Reino Unido

El gobierno estableció un plan donde para 2030 espera constituir 4 grandes clústeres para CCUS por medio de dos etapas:

1. Track-1: En la primera etapa se definieron los dos primeros clústeres y las plantas que lo componen, estos están previstos para entrar en operación para 2025.
2. Track-2: Para la segunda etapa se definió el Viking CCS Cluster y el Scottish Cluster, así como una fuerte expansión en el East Coast Cluster



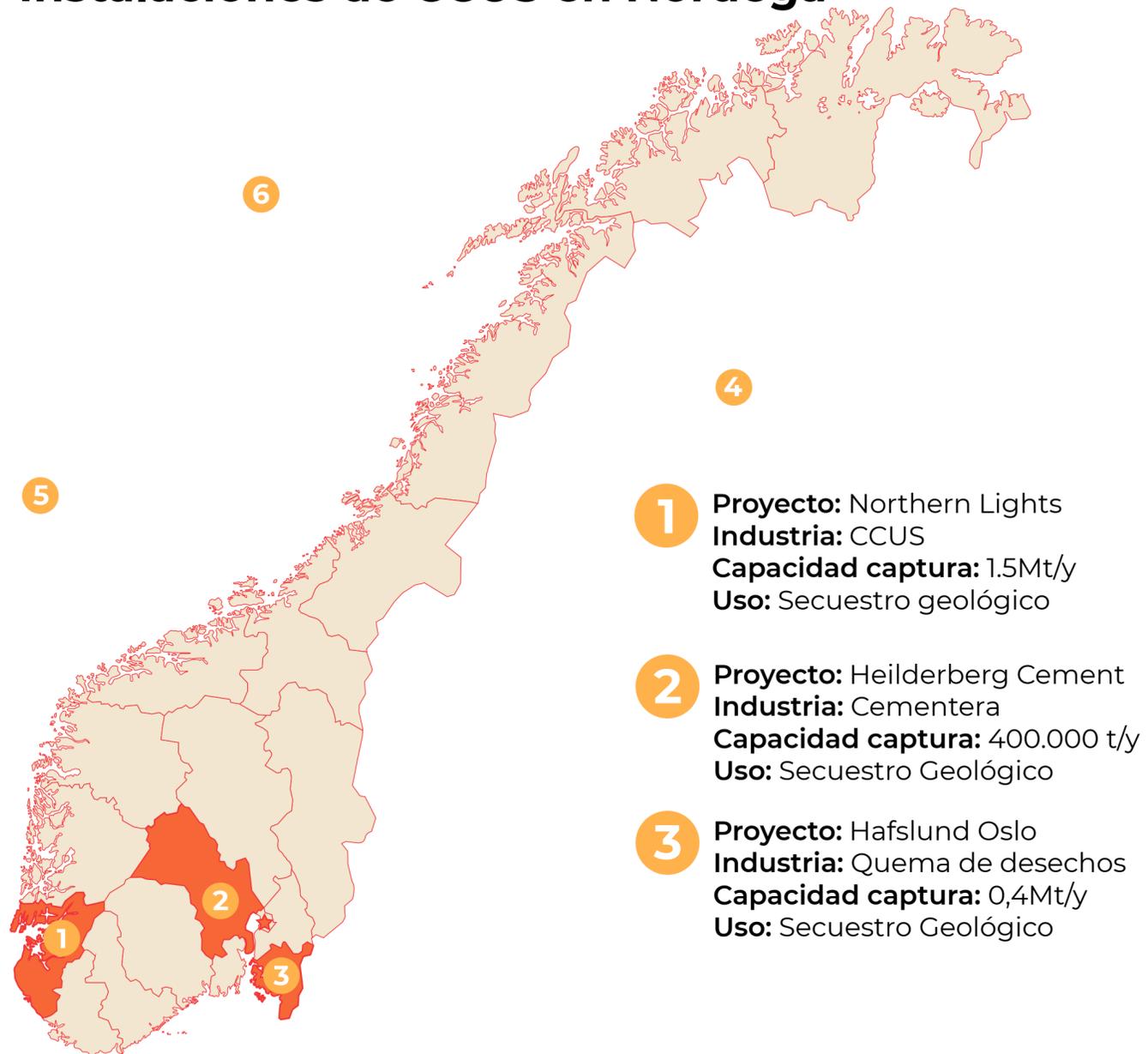
- 1 Track 1:**
East Coast Cluster (2025 -2030)
Capacidad de captura: 27 Mt/y
Uso: Secuestro geológico
Depósito: Mar del Norte
- 2 Track 2:**
The Scottish Cluster (2030)
Capacidad de captura: -
Uso: Secuestro geológico
Depósito: Mar del Norte
- 3 Track 1:**
HyNet North West (2025)
Capacidad de captura: 10 Mt/y
Uso: Secuestro geológico
Depósito: Mar de Irlanda
- 4 Track 2:**
Viking CCS Cluster (2030)
Capacidad de captura: 10 Mt/y
Uso: Secuestro geológico
Depósito: Mar del Norte



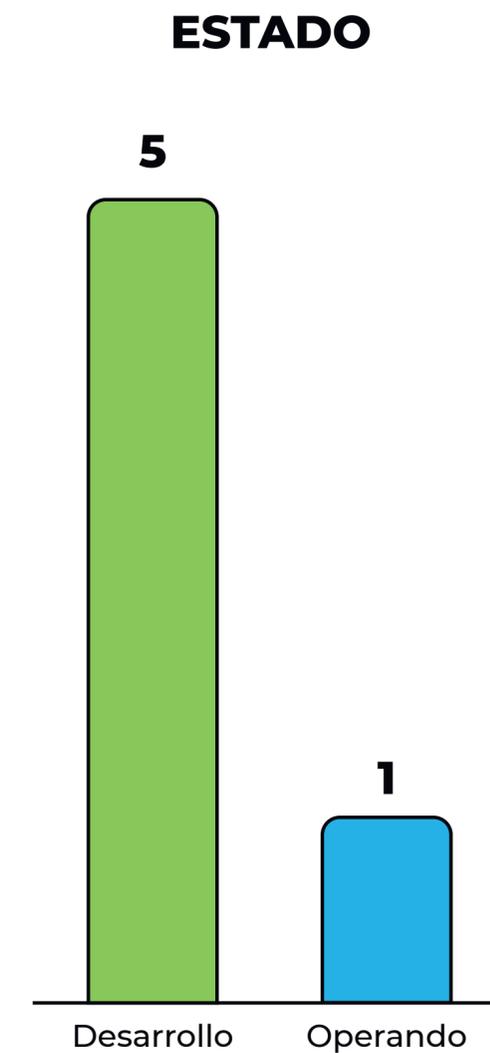
Noruega

Noruega es pionero en la captura de carbono en el mundo, contando hoy en día con 6 proyectos que para 2025 capturarán un total de 7.3M t/y.

Instalaciones de CCUS en Noruega



- 1** Proyecto: Northern Lights
Industria: CCUS
Capacidad captura: 1.5Mt/y
Uso: Secuestro geológico
- 2** Proyecto: Heilderberg Cement
Industria: Cementera
Capacidad captura: 400.000 t/y
Uso: Secuestro Geológico
- 3** Proyecto: Hafslund Oslo
Industria: Quema de desechos
Capacidad captura: 0,4Mt/y
Uso: Secuestro Geológico
- 4** Proyecto: Polaris
Industria: Hidrógeno
Capacidad captura: 2 Mt/y
Uso: Secuestro geológico
- 5** Proyecto: Slepiner
Industria: Gas natural
Capacidad captura: 1 Mt/y
Uso: Secuestro Geológico
- 6** Proyecto: Barents Blue
Industria: Amoniaco
Capacidad captura: 2 Mt/y
Uso: Secuestro Geológico



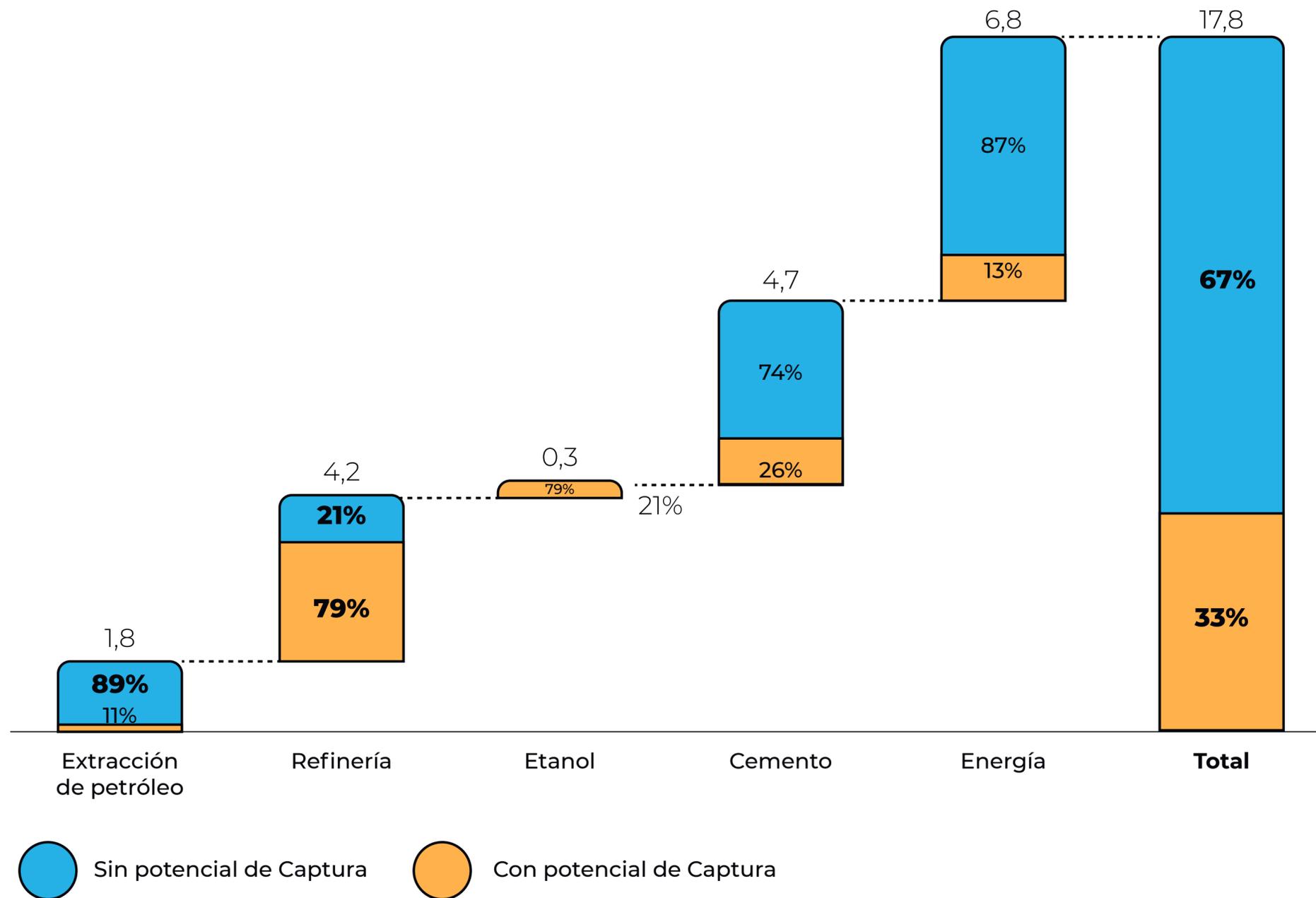
Se presenta la tabla con las conclusiones generales extraídas del benchmark

	Políticas e Incentivos	Sectores	Tamaño de operación (2030)
Estados Unidos	<ul style="list-style-type: none"> ·Infraestructure Investment and Jobs Act (IIJA) ·Inflation Reduction Act (IRA) ·Tax Credit 45Q for carbon sequestration 	<ul style="list-style-type: none"> ·Etanol ·Gas Natural ·Generación de energía 	<ul style="list-style-type: none"> ·125 Mt/y de CO₂ para 2030 ·81 plantas de captura en operación
Canadá	<ul style="list-style-type: none"> ·Carbon Management Strategy ·RD&D Support ·CCUS Investment Tax Credit (ITC) 	<ul style="list-style-type: none"> ·Hidrógeno ·Generación de energía ·Refinamiento de petróleo 	<ul style="list-style-type: none"> ·90 Mt/y de CO₂ para 2030 ·13 plantas de captura en operación
Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> ·The 10 Point Plan for a Green Industrial Revolution ·UK-ETS carbon pricing 	<ul style="list-style-type: none"> ·Hidrógeno ·Generación de energía 	<ul style="list-style-type: none"> ·30 Mt/y de CO₂ para 2030 ·27 plantas de captura en operación
Noruega	<ul style="list-style-type: none"> ·Inversión directa en el proyecto Longship ·Altos impuestos de carbono 	<ul style="list-style-type: none"> ·Gas natural ·Quema de residuos ·Hidrógeno ·Cemento 	<ul style="list-style-type: none"> ·26 Mt/y de CO₂ para 2030 ·12 plantas de captura en operación

Para la estrategia No AFOLU, los sectores de generación de energía, petróleo, etanol y cemento son los que tienen mayor potencial para captura y uso de CO2 en Colombia

Potencial de captura de CO2 en Colombia

(Mt CO2)



- Yáñez (2020), demostró que bajo los criterios de volumen de CO2, tecnología disponible, requerimientos energéticos y ubicación geográfica, las industrias con mayor potencial para la captura de carbono en Colombia son: industria petrolera (extracción y refinería), cemento, generación eléctrica y etanol.
- Se calculó una captura potencial de 5,9Mt/y, lo que representa el 33% de las emisiones estimadas para esta industria.

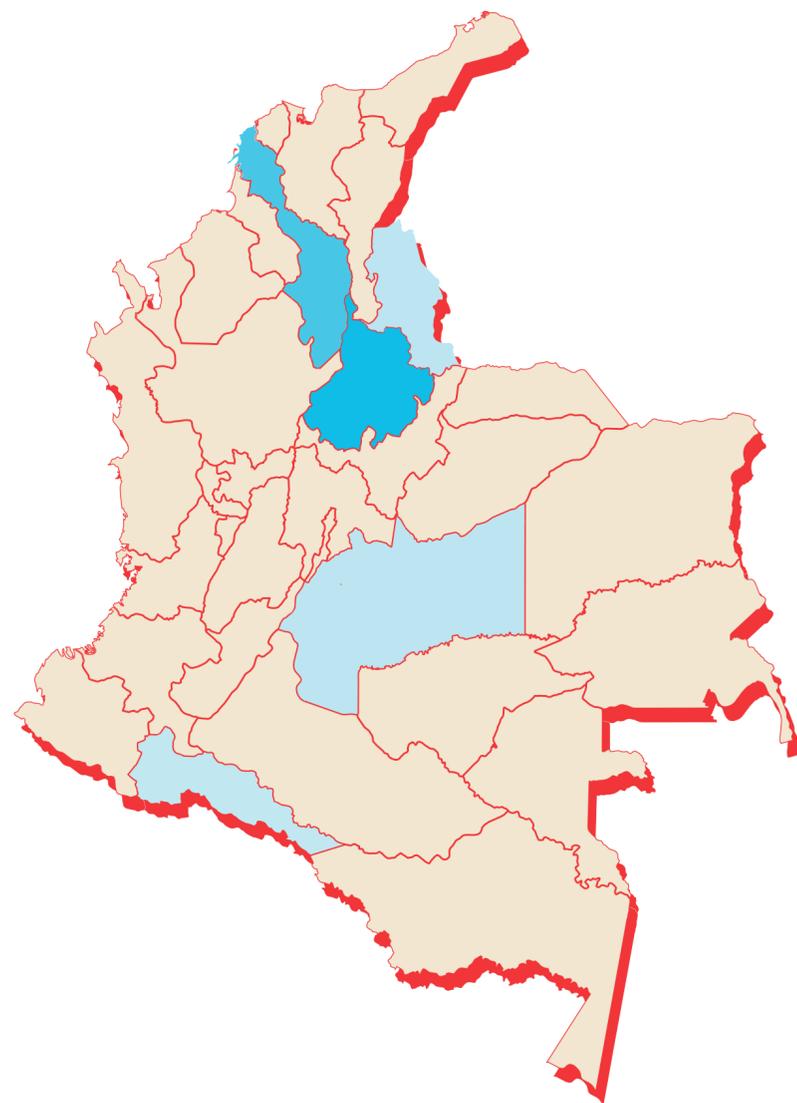
Fuente: E.Yáñez et al. (2020)

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

La capacidad de refinación en Colombia es de 440.000 BPD y se centraliza en Santander y Bolívar a través de Ecopetrol (63%) y Reficar (36%).

Capacidad de refinación por departamento y empresa

(2022; Mt de CO2/año)



250.000



0

Ecopetrol

62%

Reficar

38%

2019

4,24

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

En Colombia, el 81% de la producción de petróleo se concentra en 5 operadoras, y el 82% proviene de 4 departamentos.

Producción fiscalizada de petróleo por departamento y operadora

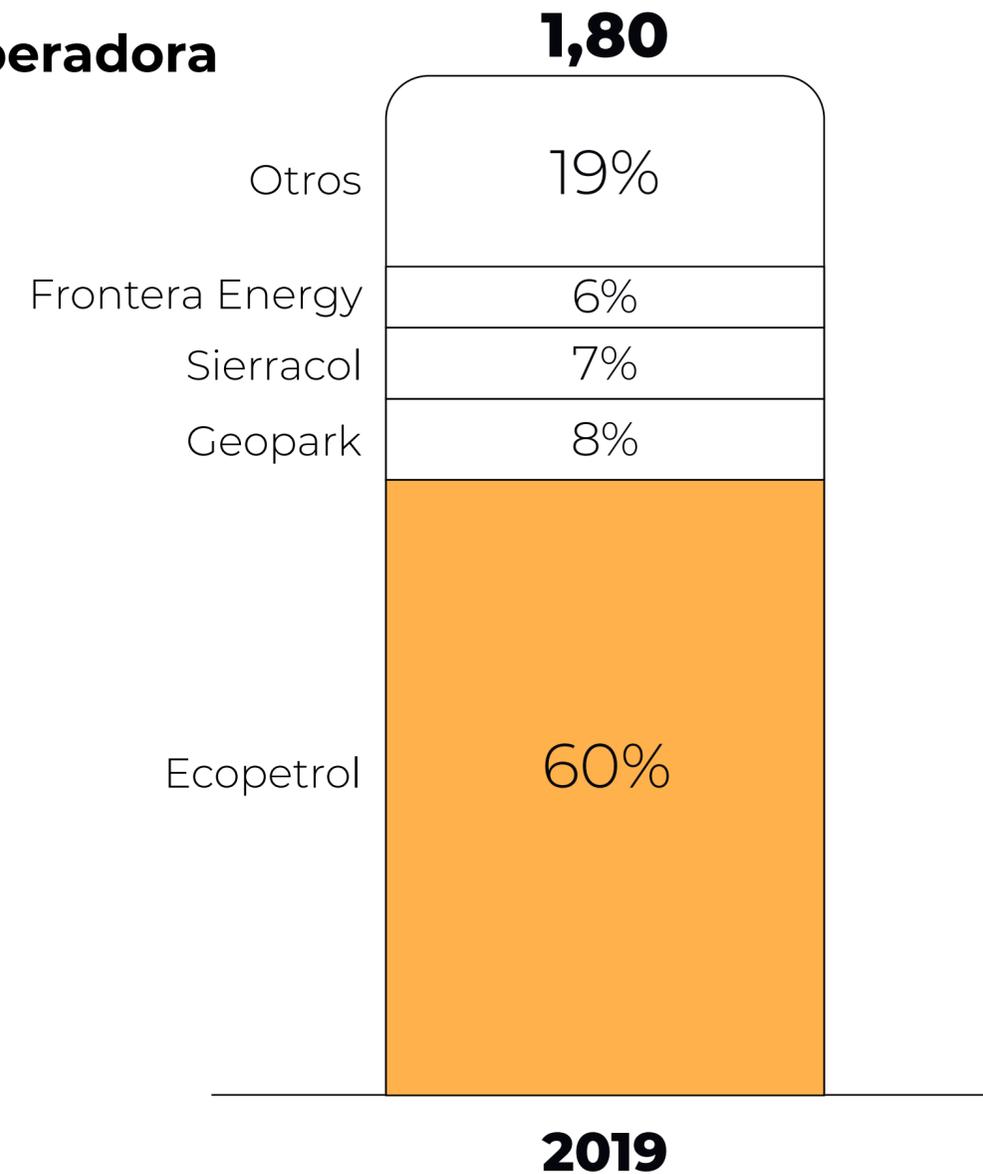
(2022; Mt de CO2/año)



4.682.004



0



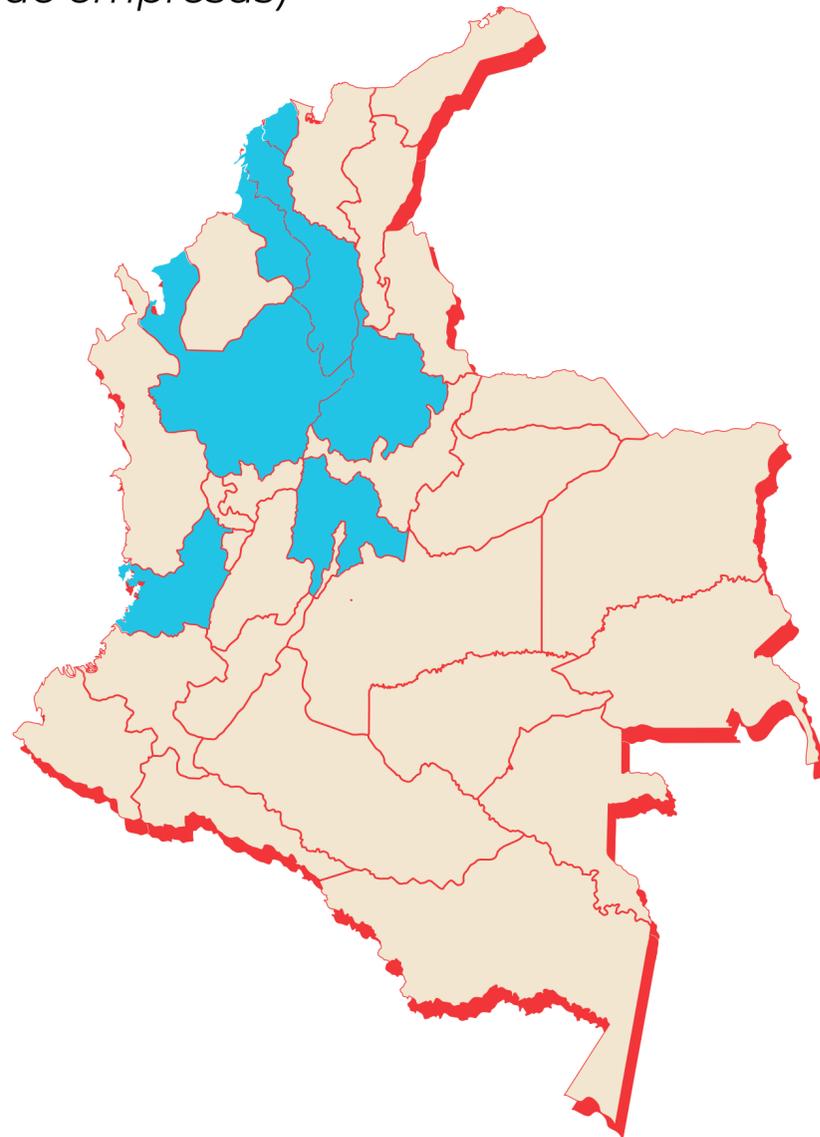
Fuente: Estimación propia con datos del Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero y la Agencia Nacional de Hidrocarburos

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

El 79% de la producción de cemento en el país está a cargo de 3 empresas en 13 plantas de producción.

Plantas productoras de cemento

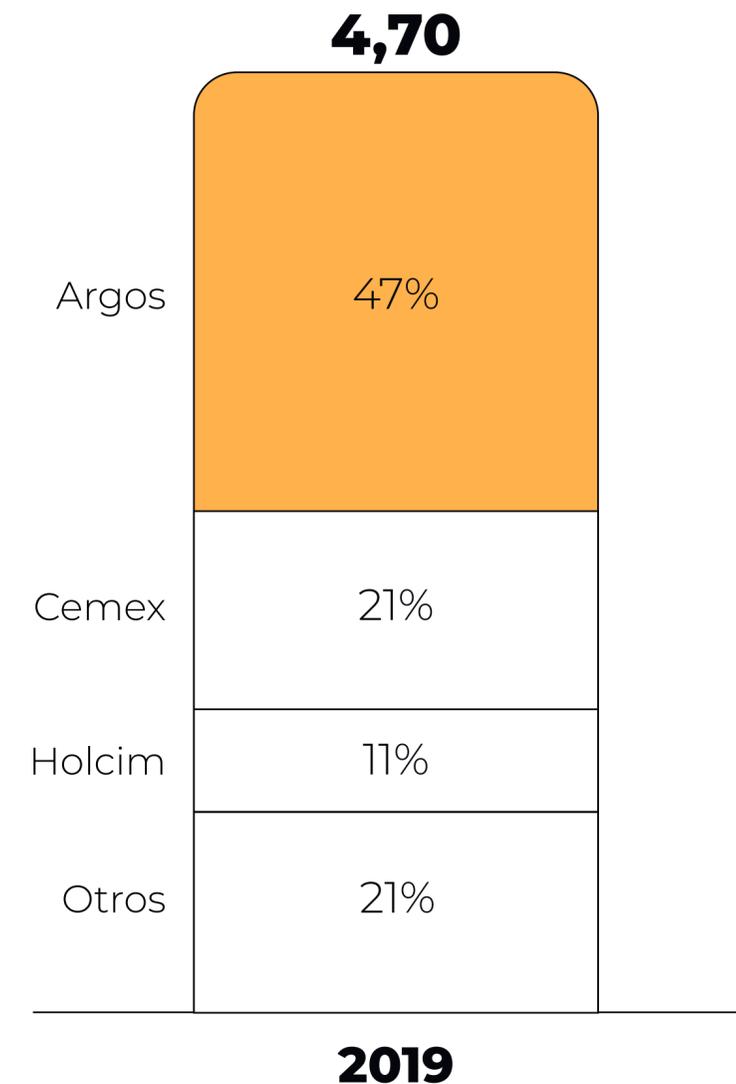
(2021; número de empresas)



Fuente: Dane, Asocreto

Capacidad de producción de cemento

(2012; Mt de CO₂/año)

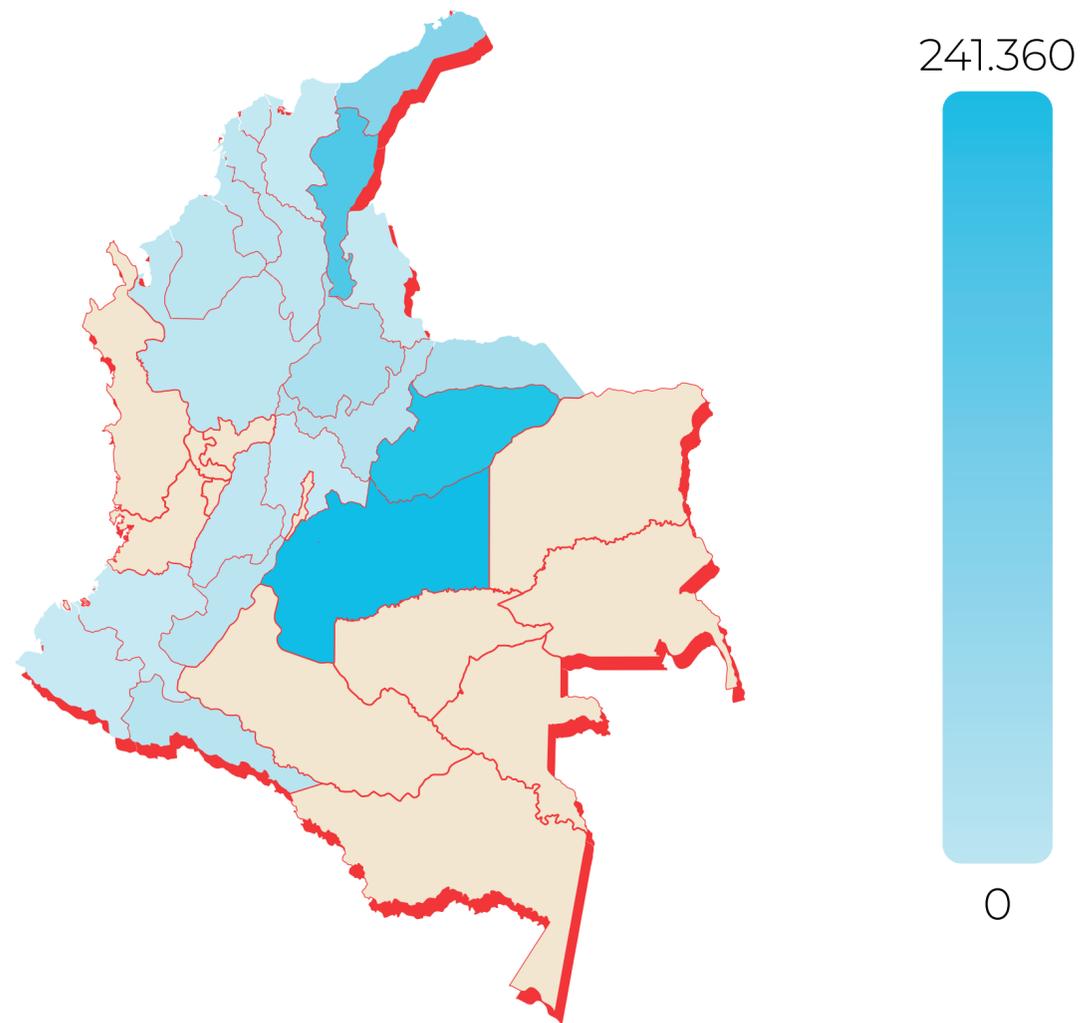


Fuente: Estimación propia con datos del Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero y Asocreto

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

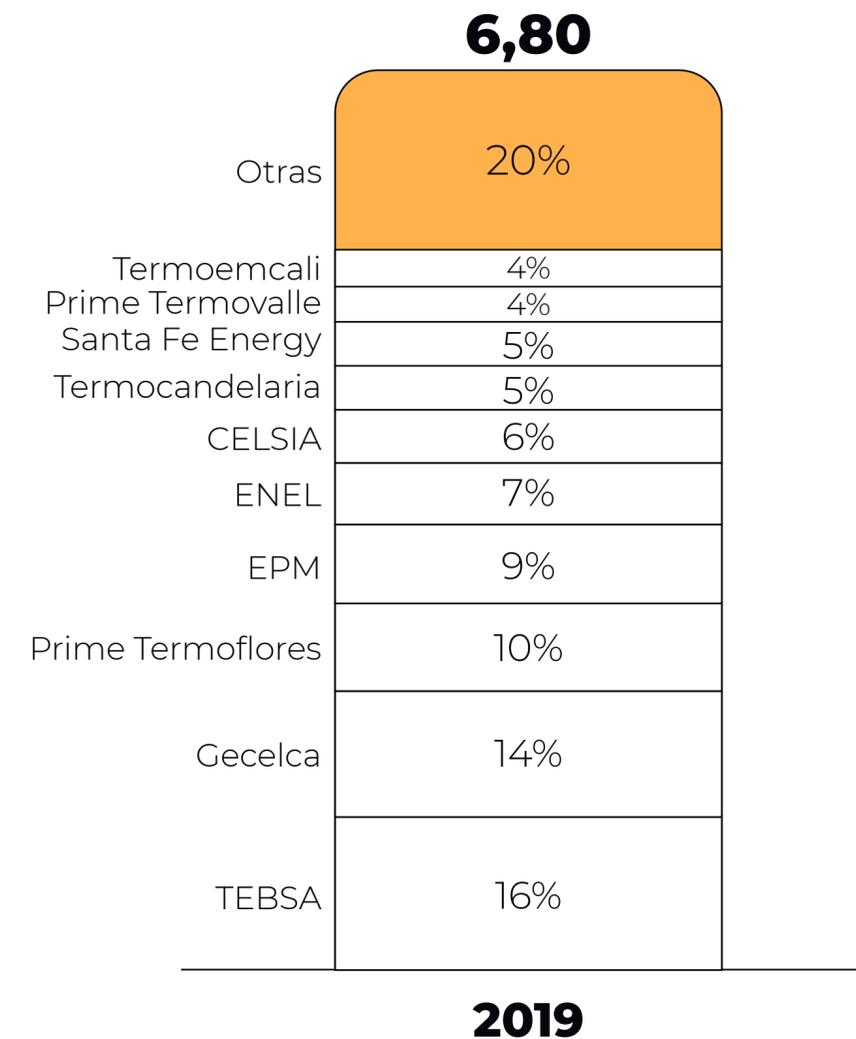
El 33% de la capacidad de generación de energía del país proviene de fuentes térmicas. Los departamentos del Meta, Casanare, Cesar y La Guajira explican el 79% de la oferta energética térmica de Colombia

Oferta energética térmica en Colombia por departamento (2022; Mt de CO2/año)



Fuente: Integramo - MME

Capacidad de generación de energía por empresa y fuente primaria (2022; Mt de CO2/año)



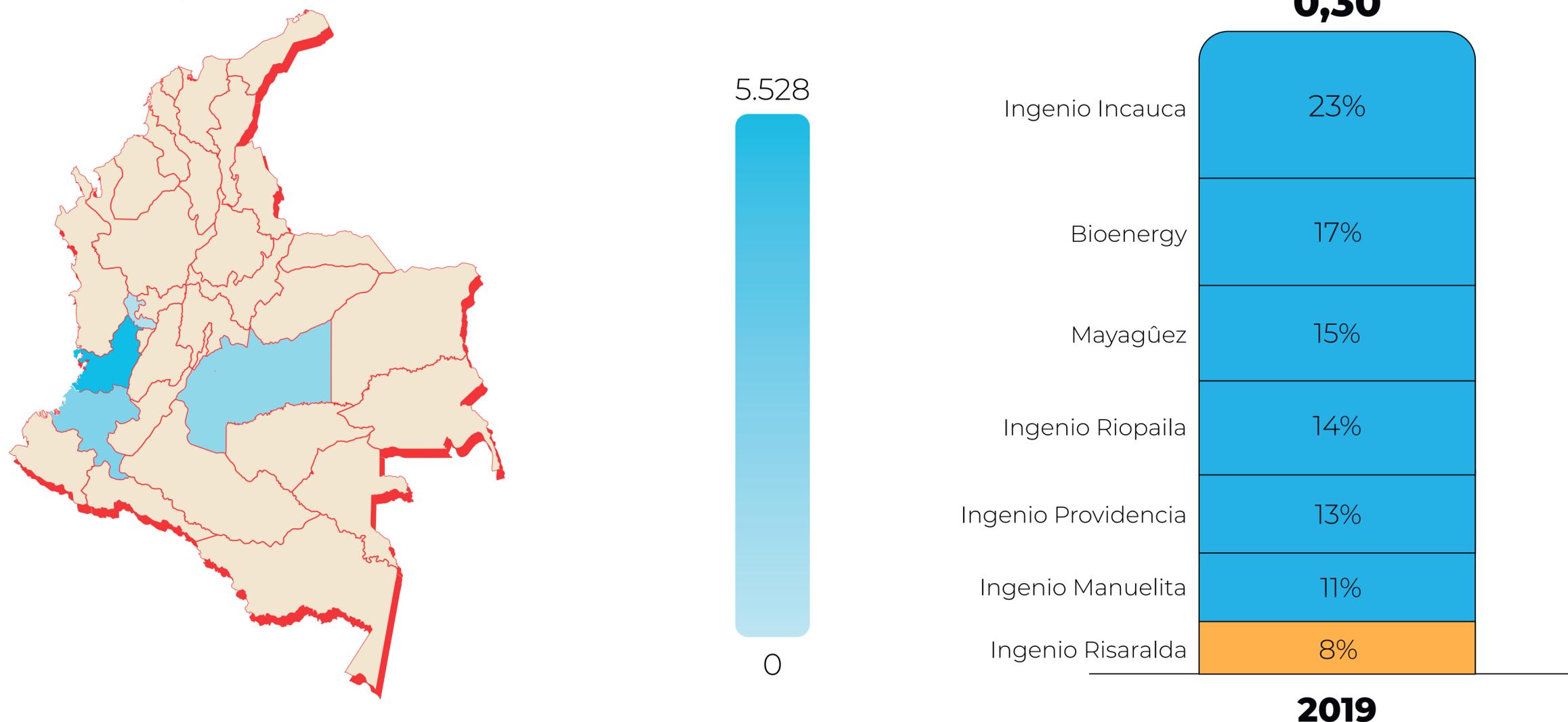
Fuente: Estimación propia con datos del Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero y PARATEX - XM

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

La producción de etanol en Colombia proviene de 7 empresas en 4 departamentos, siendo el Valle del Cauca (58%) y el Cauca (20%) los principales contribuyentes.

Volúmenes despachados de etanol por departamento y productor

(2022; Mt de CO₂/año)



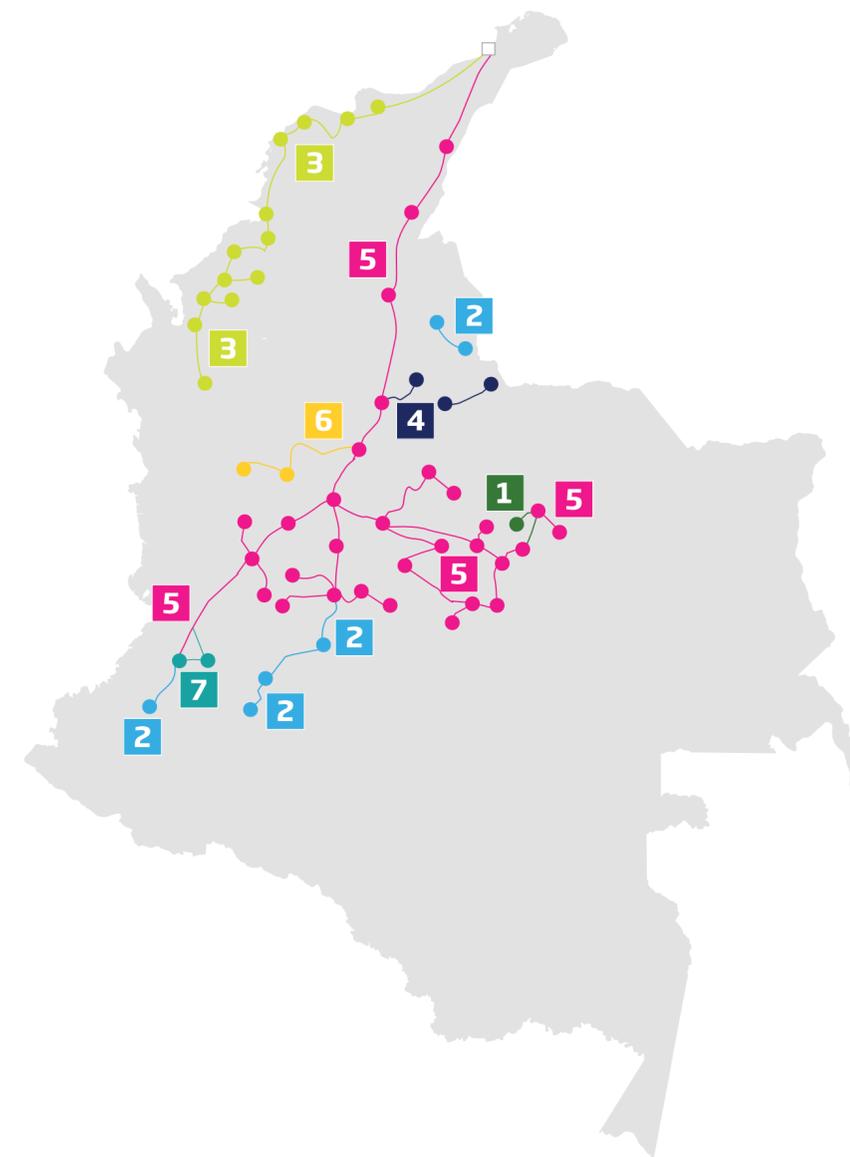
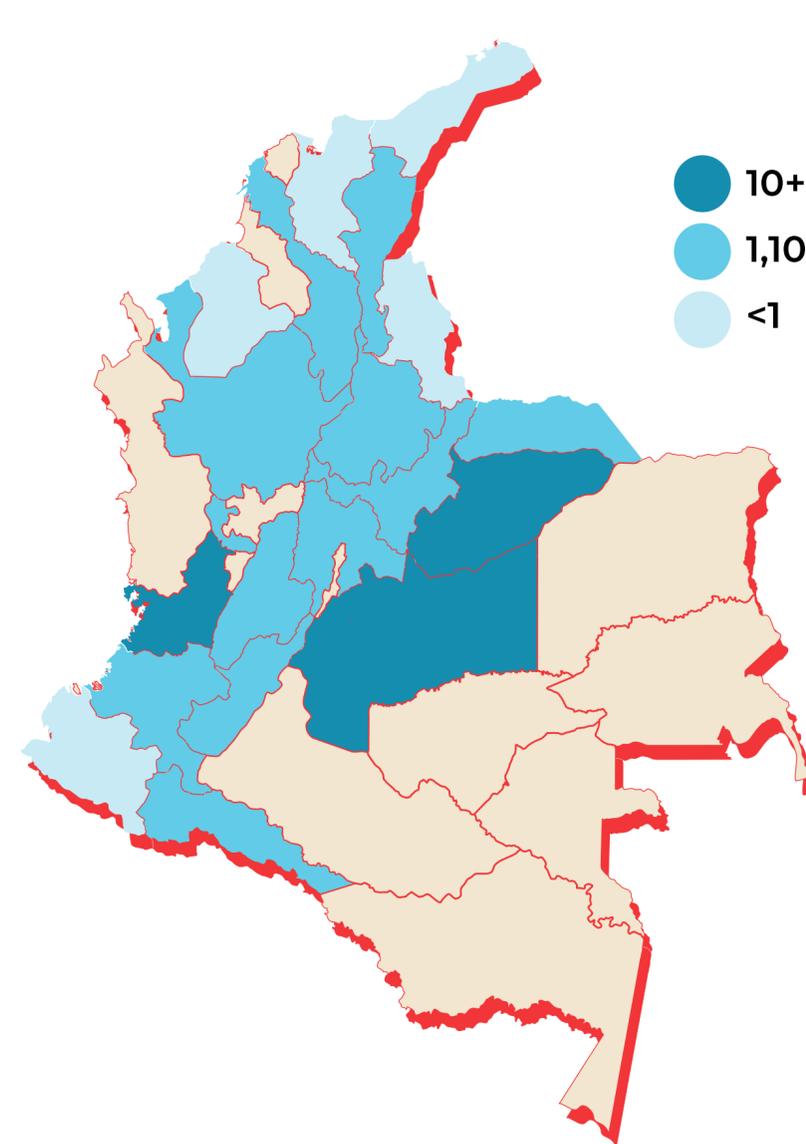
Fuente: Estimación propia con datos del Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero y Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles(SICOM) - MME

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

Puntualmente, se han identificado 4 clústeres con potencial para implementar CCUS - EOR.

En conjunto, se estima que los 4 clústeres tienen un potencial de captura de 5,93 Mt CO₂/año y una capacidad de almacenamiento total de 242 Mt CO₂

Zonas con potencial para la implementación de la tecnología CCUS



Fuente: E.Yáñez et al. (2020)

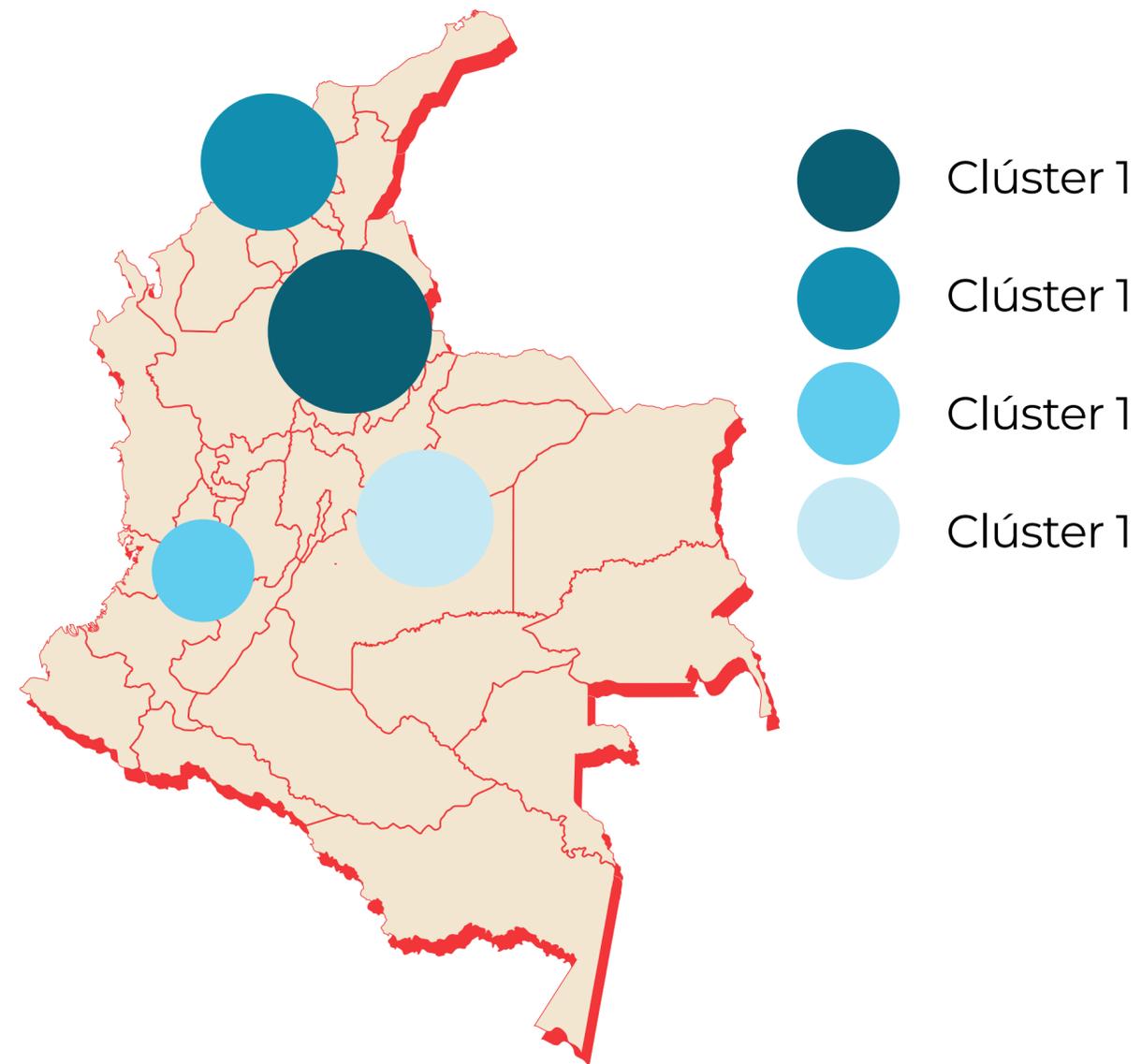
Fuente: Promigas (2021)

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

Puntualmente, se han identificado 4 clústeres con potencial para implementar CCUS - EOR

En conjunto, se estima que los 4 clústeres tienen un potencial de captura de 5,93 Mt CO₂/año y una capacidad de almacenamiento total de 242 Mt CO₂

Zonas con potencial para la implementación de la tecnología CCUS



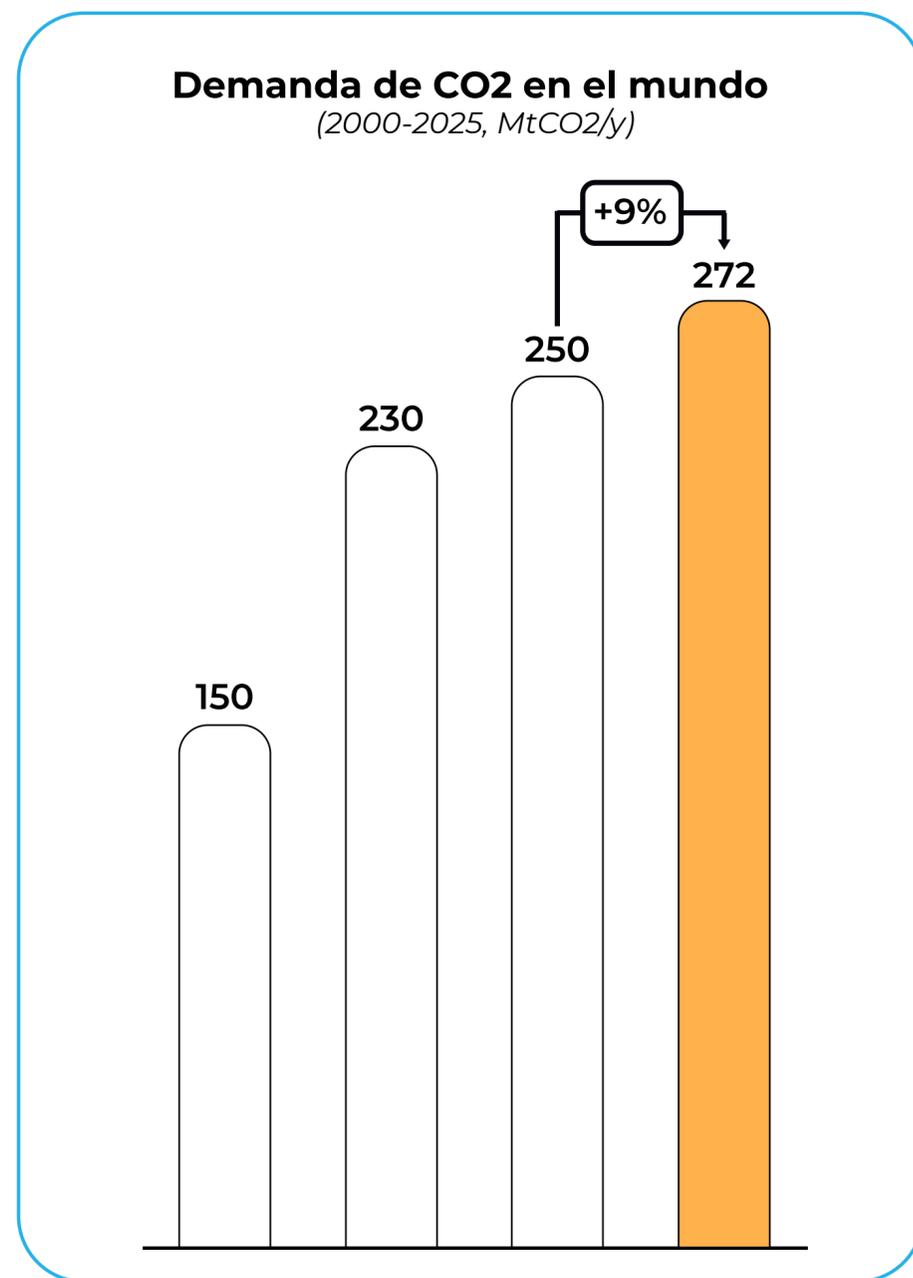
	Captura	Transporte	Usos	Valoración del potencial
Clúster 1 (Santander, Norte de Santander y Antioquia)	●	●	●	●
Clúster 2 (Magdalena, Atlántico y Bolívar)	●	●	●	●
Clúster 3 (Valle del Cauca y Huila)	●	●	●	●
Clúster 4 (Meta y Casanare)	●	●	●	●

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

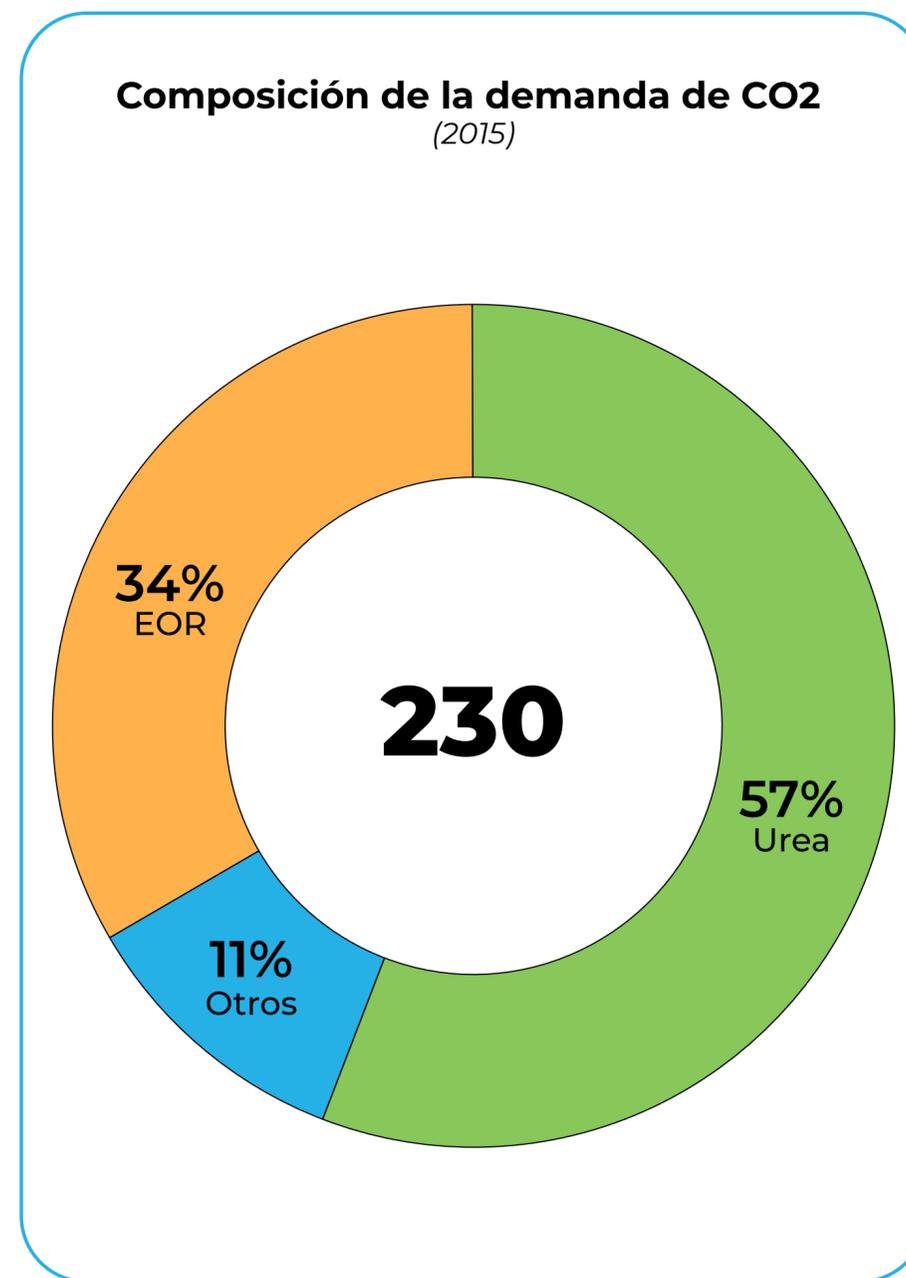
Fuente: : Elaboración propia

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

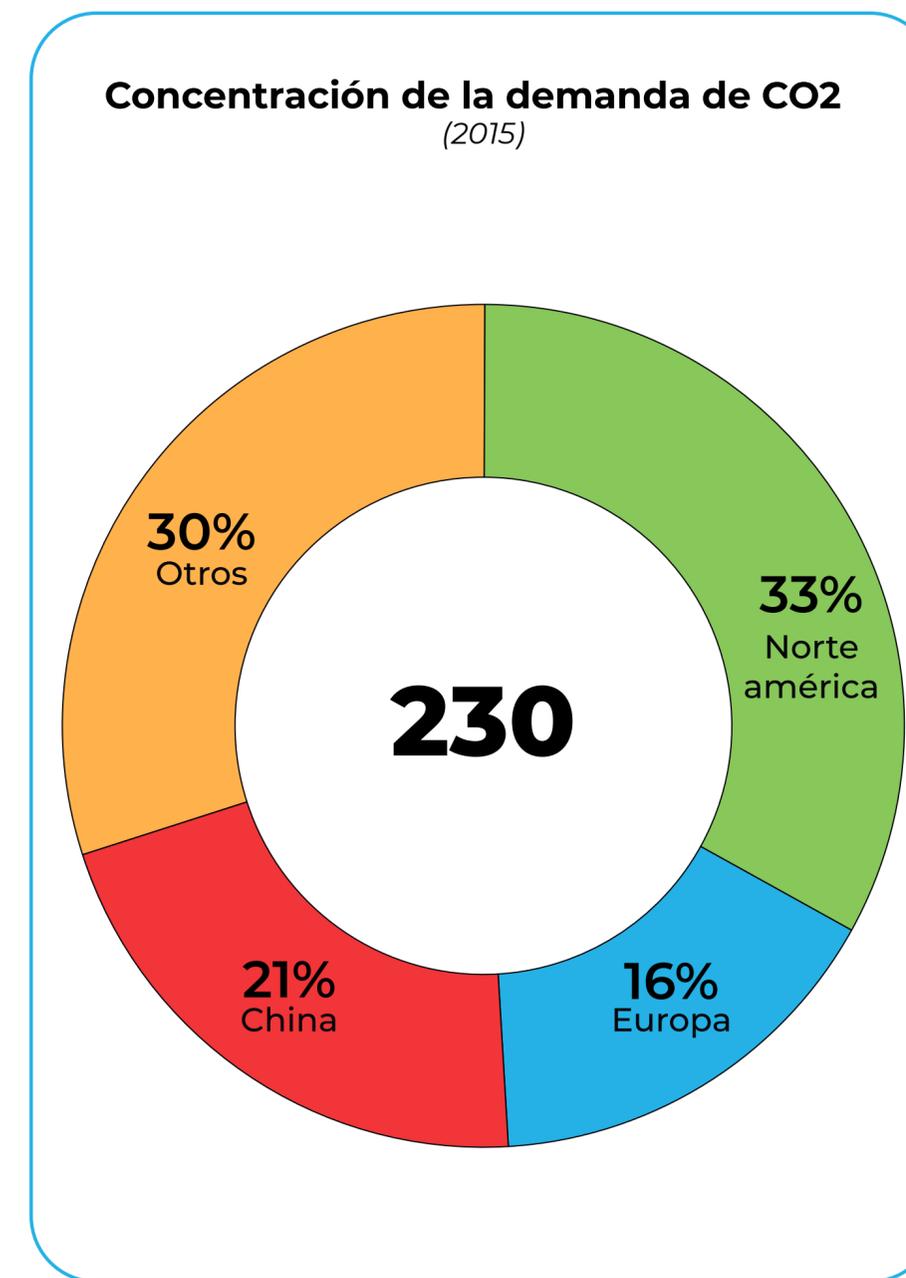
El consumo mundial de CO2 fue de 250 Mt/año en 2020 y se espera que crezca en los próximos años, aunque a una menor tasa que la oferta, generando un excedente.



Fuente: Putting CO2 to Use. IEA (2019)



Fuente: Putting CO2 to Use. IEA (2019)



Fuente: Putting CO2 to Use. IEA (2019)

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

Hay un potencial de 465 millones de barriles de crudo por medio de la implementación de EOR en los yacimientos de petróleo.

CO2 en el Enhanced Oil Recovery

EOR y emisiones

La EIA estima que EOR- CO2 reduce las emisiones netas a 0,19 tCO2 por barril. Esto representa aproximadamente 40% de reducción neta de las emisiones del petróleo.

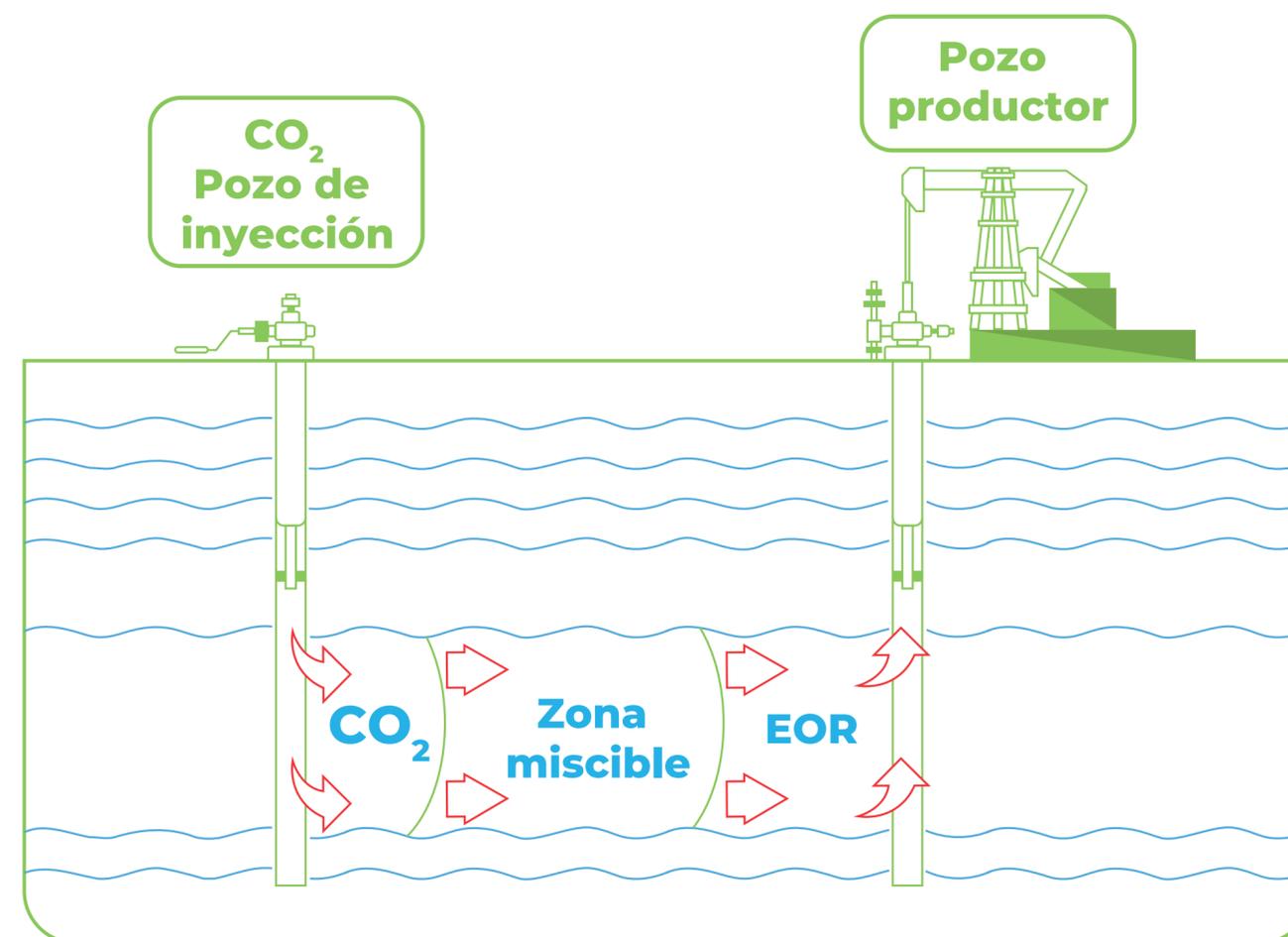
Costos

Según Elkerbout & Bryhn (2019), el precio por tonelada de CO2 rondará los 25 dólares los próximos años. Aproximadamente se inyectan 0,3 – 0,6 t de CO2 por barril de petróleo extraído con EOR. Inyectar 0,5 t de CO2 por barril de petróleo costaría entre 7 y 15 dólares por barril

Rendimientos

Colombia cuenta con reservas de petróleo de 2.074 millones de barriles, los 465 millones de barriles adicionales por EOR representan un aumento del 22% en las reservas confirmadas de petróleo.

Cadena del CCUS-EOR



Fuente: Geological and Mineral CO2 Sequestration Options (2005)c

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

La barrera para la producción de urea en el país es la gran intensidad energética necesaria para su producción.

CO2 en la producción de urea

Usos

La urea es el fertilizante nitrogenado de mayor uso en todo el mundo. Se utiliza en cultivos de: arroz, maíz, trigo, caña de azúcar, sorgo, papa, pasturas, frutales y hortalizas, entre otros

Mercado de urea Colombia

Colombia importó 400.000 toneladas de urea y urea granulada en 2021. El 24% de la urea es importado de Trinidad y Tobago, 23% de Rusia, 18% de Estados Unidos, 8% de China y 6% de Argelia.

Barreras para su producción

La producción de urea requiere alrededor de 22,2 GJ por tonelada y esta suele ser obtenida del gas natural. En Colombia se abandonó la producción de urea en los años 90 ya que el precio del gas natural hacía que no fuera competitivo frente a productores internacionales.

Usos del CO2 en la industria de alimentos y bebidas

Conservación de cereales, frutas y verduras

El dióxido de carbono en las instalaciones de almacenamiento de cereales, frutas y verduras evita la aparición de plagas porque, a un nivel determinado, el CO2 es mortal para los seres vivos, matando insectos o plagas.

Industria de bebidas

El CO2 es el gas más usado en el mundo para carbonatar las bebidas. Por sus propiedades es muy soluble en el agua, reaccionando como ácido carbónico.

Congelación criogénica y hielo seco

La congelación criogénica es un proceso de refrigeración que utiliza CO2 como refrigerante. El proceso es más rápido, por lo que los alimentos se almacenan y conservan mejor. El hielo seco hecho de CO2 es el preferido para el envío y transporte de alimentos congelados porque, cuando se evapora, lo hace como gas, no como agua.

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

La producción de combustibles, materiales de construcción y productos químicos son otros usos que se le dan al CO2 en el mercado.

Otros usos comerciales del CO2



Metano y metanol

- El metano y el metanol son dos combustibles que se pueden sintetizar a partir del CO2.
- Para este proceso ya se cuenta con tecnología e infraestructura adecuada para su desarrollo, sin embargo, el costo energético necesario para este proceso hace que su precio final sea cercano al de la gasolina y el gas natural por KJ generado (IEA, 2019).
- La producción de combustibles derivados de CO2 se podrá dar en lugares con una producción energética competitiva y abundante (CAIA, 2022)



El etileno, propileno y metanol

- El CO2 puede usarse para producir productos químicos intermedios como el metileno, propileno y el metanol.
- Estos se pueden producir en gran cantidad con un volumen bajo de CO2
- Funcionan como insumos para la producción de plásticos y resinas (IEA, 2019)



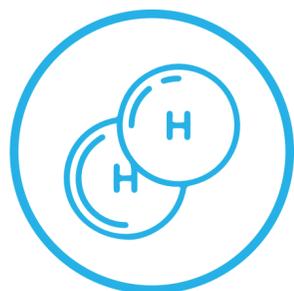
Concreto curado de CO2

- El concreto curado de CO2 se fabrica inyectando CO2 durante la mezcla
- El proceso permite que el CO2 se difunda en el hormigón y sufra una carbonatación.
 - La carbonatación da lugar a productos de carbonato cálcico termodinámicamente estables.
- Esta tecnología está en un estado temprano de desarrollo, por lo que se recomienda su uso en lugares donde no requiera una resistencia mecánica muy alta como en carreteras y suelos (IEA, 2019).

Fuente: Putting CO2 to Use. IEA (2019)

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

La implementación de CCUS en proyectos de producción de hidrogeno se muestra como una alternativa rentable y acorde con los objetivos de lucha contra el cambio climático



Hidrógeno Azul

Se encontró una relación entre el incentivo de la tecnología de captura de carbono y el desarrollo de la producción de hidrogeno azul.

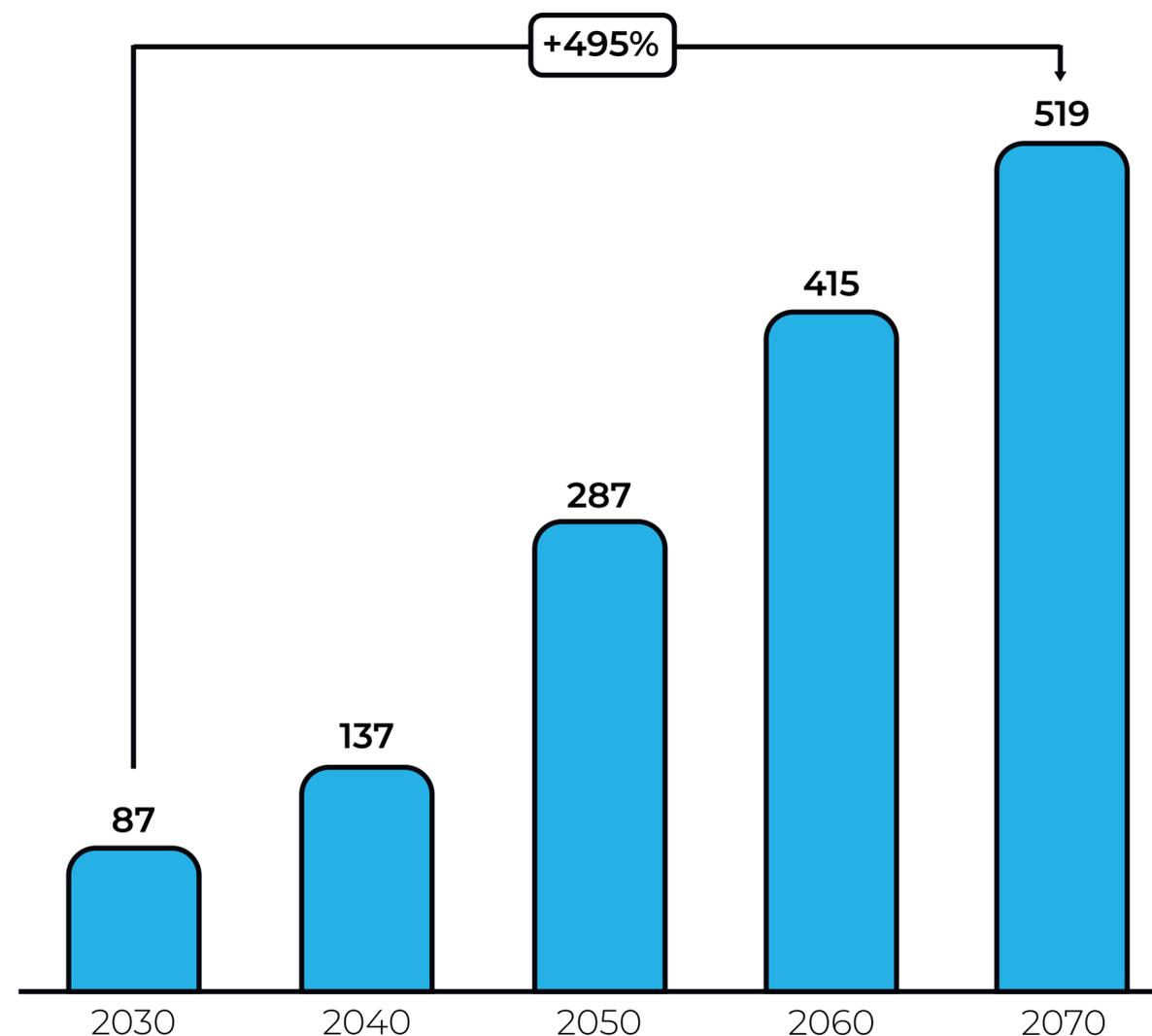
El hidrogeno azul es un combustible que se extrae de los combustibles fósiles, para esta denominación de hidrogeno se captura el CO2 producido.

Al igual que la tecnología CCUS, la producción de hidrogeno es uno de los objetivos adoptados por los gobiernos para luchar contra el cambio climático por medio de la transición energética. Es por esto que existen incentivos para el desarrollo de ambos productos.

Ante los múltiples esfuerzos para la transición energética, se estima que la demanda por hidrogeno azul aumente considerablemente durante los próximos años

Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA)

Proyección de la demanda de hidrógeno en el mundo (2030- 2050; Millones de toneladas)



Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA)

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

Se hizo un mapeo de las posibles barreras que tendría la implementación de la tecnología CCUS en Colombia y se clasificaron en 4 categorías.



1

Barreras Técnicas/Tecnológicas: Estas barreras se refieren a los obstáculos derivados de las limitaciones o desafíos relacionados con la tecnología utilizada en la implementación de CCUS.



2

Barreras Financieras: Las barreras financieras son aquellas que están vinculadas a los aspectos económicos y de inversión relacionados con la implementación de CCUS.



3

Barreras Normativas/Legales: Estas barreras se relacionan con desafíos en el ámbito regulatorio y legal que pueden obstaculizar la implementación de CCUS.



4

Barreras Sociales/Ambientales: Estas barreras se centran en cuestiones relacionadas con la percepción pública, la aceptación social y los impactos ambientales asociados con los proyectos de CCUS.

Análisis de usos y mercados de demanda de CCUS en Colombia

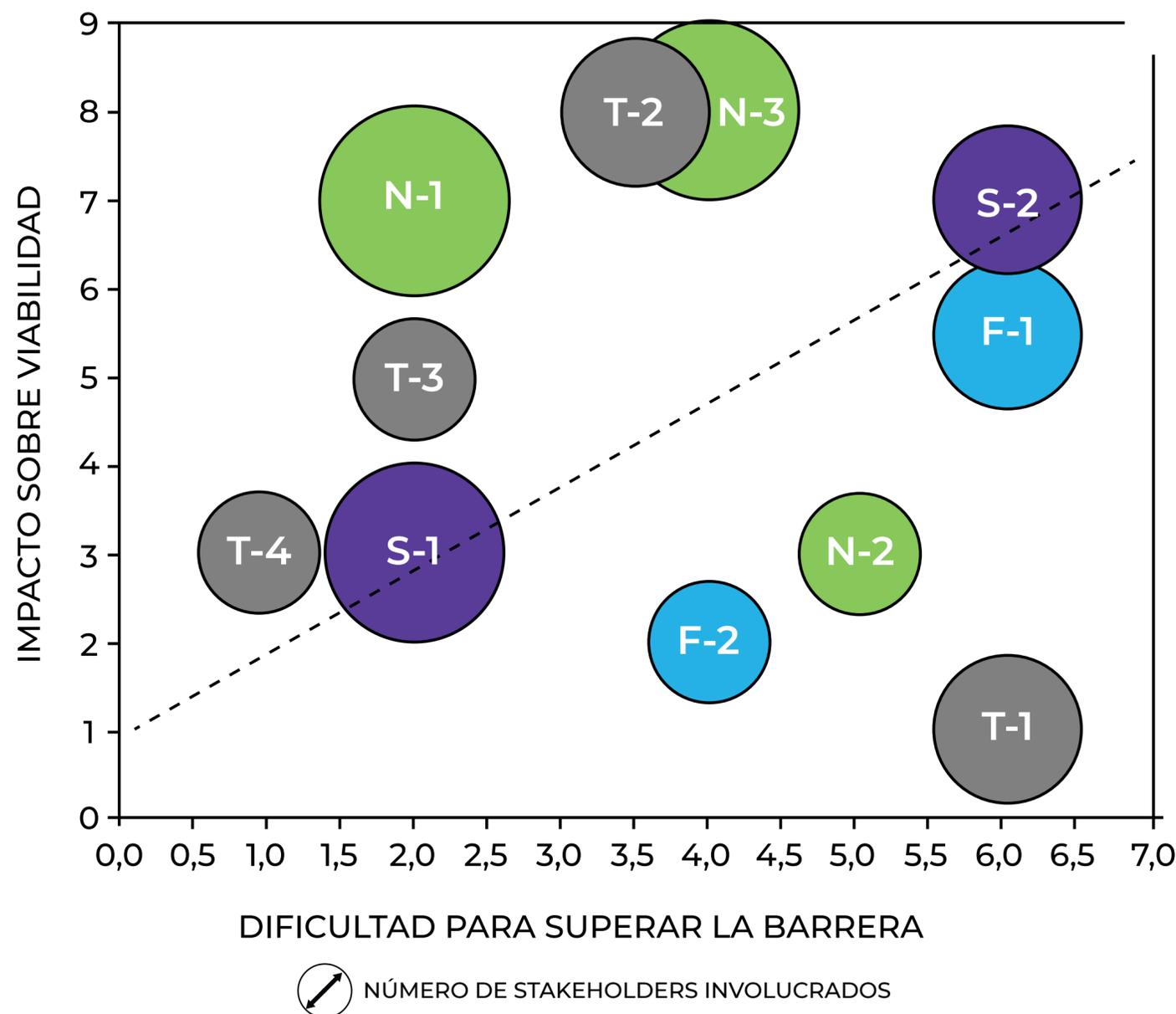
La valoración de las barreras bajo los criterios de dificultad de superación e impacto de viabilidad nos permite ponderar jerárquicamente las barreras según su importancia.

Resultados de priorización

Según el criterio de priorización aplicado, las barreras de:

- Falta estudios de la aptitud del suelo.
- Acceso a financiamiento e inversión privada.
- Ausencia de marco normativo
- Falta de regulación sobre incentivos.
- Rechazo de poblaciones cercanas al desarrollo de los proyectos.

Se presentan como los retos más grandes que se podrían presentar para la implementación de la tecnología CCUS en Colombia.



TÉCNICO

- T-1: Aprovechamiento de infraestructura existente.
- T-2: Falta de estudios sobre la aptitud del suelo para la implementación de la tecnología.
- T-3: Aseguramiento de la cadena de valor.
- T-4: Personal capacitado para el desarrollo y operación de los proyectos.

FINANCIERO

- F-1: Financiamiento e inversión privada.
- F-2: Incertidumbre en el valor y demanda de CO₂ comercial.

NORMATIVO - REGULATORIO

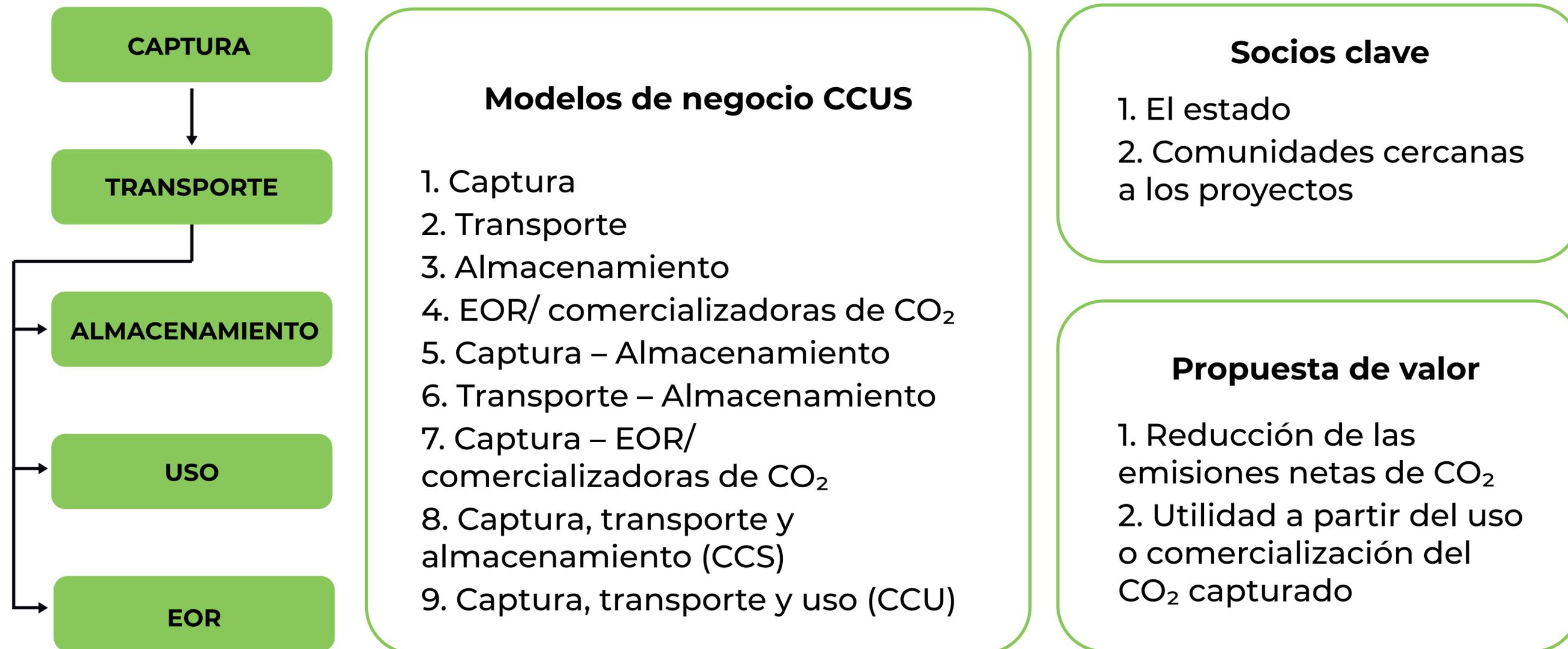
- N-1: No hay un marco normativo claro y específico para la implementación de CCUS en Colombia.
- N-2: Garantías de continuación de políticas ambientales en el tiempo.
- N-3: Falta de regulación sobre incentivos.

SOCIALES Y AMBIENTALES

- S-1: Incertidumbre frente a los impactos ambientales resultantes de la implementación de un proyecto de CCUS.
- S-2: Rechazo de los habitantes de poblaciones cercanas a los puntos de desarrollo de CCUS.

Identificación de modelos de negocio

Dada la transversalidad de los modelos de negocio de CCUS, se identificaron 9 que integran cada etapa de la cadena de valor.



Definición de variables clave

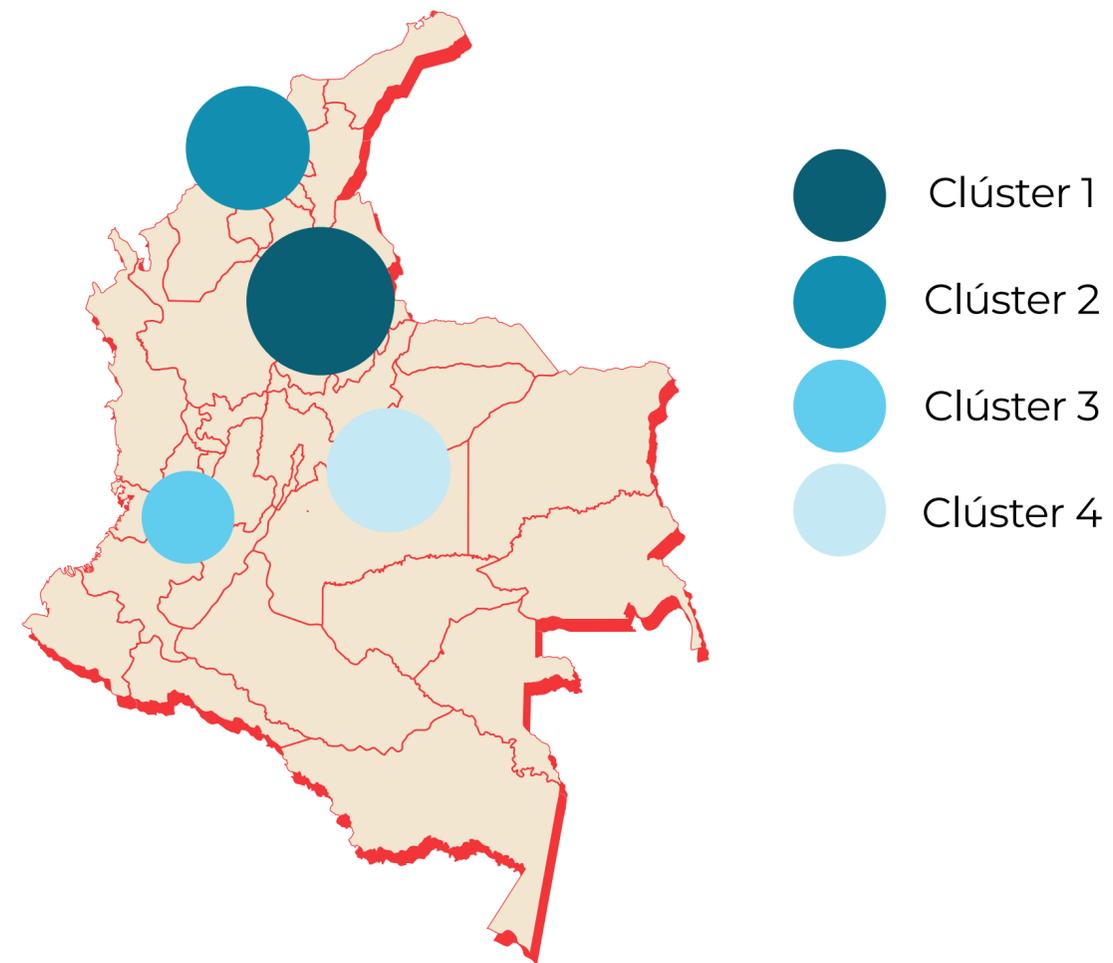
Se evaluaron los precios en dólares corrientes con un IPC constante del 3,0% anual. Patrimonialmente, se tomará 100% de utilidades líquidas y 50% de capital suscrito.

Supuestos

Generales

- Los precios y valores fueron tomados y expresados en dólares corrientes.
- Se definió una inflación constante del 3,0% anual tomando como referencia el promedio inflacionario de Estados Unidos en los últimos 8 años.
- Se asume un 100% de utilidades líquidas y un 50% de capital suscrito.
- Se usó el costo promedio de capital (WACC por sus siglas en inglés) para la valoración de los flujos. Para este se obtuvo un valor de 9,58%.
- Al calcular frente a la inflación se obtuvo un WACC real del 6,39%.
- Se asume que el desarrollo de estos proyectos requiere un año de estudios previos y dos años de construcción.
- Se proyecta una operación continua por 20 años después de finalizada la construcción.
- 50% del CO₂ capturado destinado para almacenamiento geológico, el resto para uso.

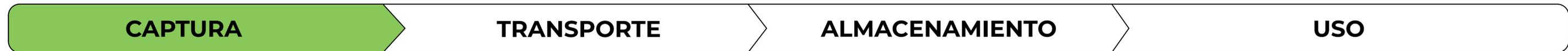
Clústeres con potencial para CCUS en Colombia



Definición de variables clave



Se valoró la captura de CO₂ para 6 sectores emisores de CO₂ con presencia en los clústeres identificados.



Supuestos

Captura

Industrias:

- Extracción de petróleo, refinación, generación termoeléctrica, cemento, etanol, hidrógeno.

Ingresos:

- Tax credits: 85 USD/t CO₂.
- Voluntary carbon markets: 10 USD/t CO₂.
- Venta de CO₂ : 25 USD/t CO₂.

OPEX:

- Se estimaron los costos operativos en los sectores de interés.

CAPEX:

- Costo total fijo para la infraestructura y equipo de 206.765.838 USD.
- Capacidad de captura equivalente a 1,3 Mt de CO₂ por año.

Supuestos para costos operativos de captura de CO₂ (USD/t CO₂)

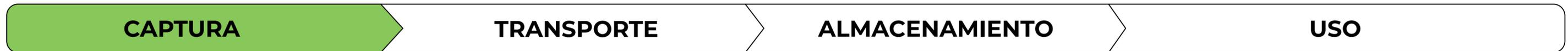
OPEX POR FUENTE DE CARBONO	UNIDAD	VALOR
Termoeléctrica de carbón	USD/t CO ₂	68
Termoeléctrica de gas natural	USD/t CO ₂	99
Refinerías	USD/t CO ₂	67
Cemento	USD/t CO ₂	94
Etanol	USD/t CO ₂	19
Extracción de petróleo	USD/t CO ₂	90
Hidrógeno	USD/t CO ₂	86

Fuente: An assessment of CCS costs, barriers and potential (Budinis, 2018)

Definición de variables clave

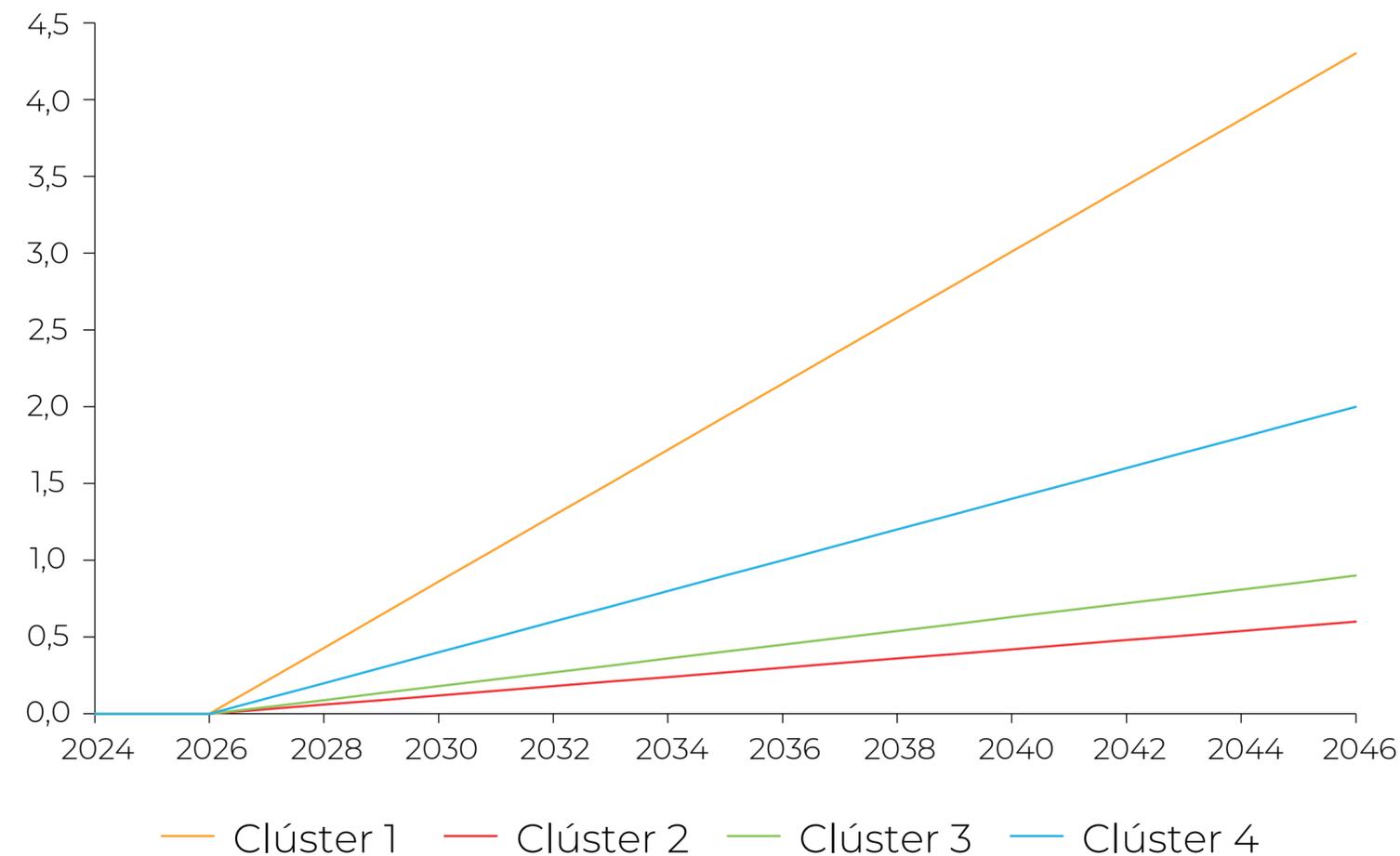


Caracterización de los clústeres con potencial para CCUS en Colombia.



Estimación del desempeño de los clústeres identificados para CCUS en Colombia

(Millones de toneladas de CO₂; 2024 – 2046)



	UBICACIÓN	SECTORES	POTENCIAL DE CAPTURA
CLÚSTER 1	Santander, Norte de Santander y Antioquia.	Termoeléctrica, refinación, cemento, extracción de petróleo e hidrógeno.	4,3 Mt de CO ₂ /año
CLÚSTER 2	Magdalena, Atlántico, Bolívar.	Termoeléctrica, refinación y cemento.	0,6 Mt de CO ₂ /año
CLÚSTER 3	Valle del Cauca y Huila.	Termoeléctrica, etanol y extracción de petróleo.	0,9 Mt de CO ₂ /año
CLÚSTER 4	Meta y Casanare.	Termoeléctrica, refinación, cemento, extracción de petróleo e hidrógeno.	2 Mt de CO ₂ /año

Definición de variables clave



Se desarrolló un análisis de costos para cada uno de los cuatro medios de transporte usados para CO₂



Supuestos para costos operativos de transporte de CO₂ (USD/t CO₂)

Supuestos

Transporte

- Se consideraron cuatro medios para transporte de CO₂: gasoductos, férreos, buques, camiones.
- Se estimaron los costos operacionales para cada medio identificado.
- Se estimaron los costos de capital considerando los distintos componentes de planta y equipo que requiere cada uno de los medios de transporte identificados.

COSTOS	UNIDAD	VALOR
Costos gasoducto	USD/t CO ₂ /Km	0,068
Costos férreos	USD/t CO ₂ /Km	1,26
Costos marítimos	USD/Ton/año	62,72
Costos terrestres	USD/km/año/ton	0,070704

Definición de variables clave



Se desarrolló un análisis de costos para cada uno de los cuatro medios de transporte usados para CO₂.



Supuestos

Transporte

Para la estimación del CAPEX se tomaron los siguientes datos:

- Los costos de transporte por gasoducto fueron tomados del Global CCS Institute y de la IEA.
- La estimación de los costos férreos se construyó con referencia al APP del Sector Férreo publicado por el DNP en 2020, la resolución 184 de 2009 del Ministerio de Transporte. El precio de la locomotora y los vagones fueron tomados de la plataforma RailMover, para compra y venta de infraestructura y maquinaria férrea.
- Los gastos marítimos se tomaron del análisis de costos del proyecto Longship en Noruega.
- Los gastos terrestres se estimaron tomando como referencia el valor de un camión cisterna Freightliner Sd 114 Modelo 2022, con una capacidad de 22 m³.

Supuestos para costos operativos de transporte de CO₂ (USD/t CO₂)

Costos gasoducto	Unidad	Valor
Infraestructura	USD/km	1.353.806
Capacidad	Ton año	10.000.000
Infraestructura	USD/t CO ₂ año/Km	0,135
Costos férreos	Unidad	Valor
Infraestructura	USD/Km	2.500.000
Locomotora	USD/locomotora	4.000.000
Vagones	USD/vagón	150.000
Vagones por locomotora	Número	50
Capacidad por vagón	m ³	200
Capacidad por vagón	Ton	143
Densidad del CO ₂ liquido	ton/m ³	1,16
CO ₂ por vagón	Ton/vagón	143
Capacidad de la locomotora	Ton	7.150
Costos marítimos	Unidad	Valor
Buque	USD	50.000.000
Capacidad	Ton	80.000
Costos (USD/ton)	USD/ ton	625
Costos terrestres	Unidad	Valor
Camión	USD	150.142
Capacidad	m ³	22
Capacidad	Ton	40
Densidad del CO ₂ liquido	ton/m ³	1,156
CO ₂ por camión	ton	25

Definición de variables clave



Para el análisis de almacenamiento se consideraron dos escenarios, almacenamiento onshore y offshore.



Supuestos

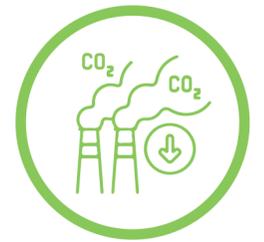
Almacenamiento

- Se analizaron dos escenarios para almacenamiento de CO₂: offshore y onshore.
- Para los costos operativos usaron las estimaciones del Global CCS Institute y se dividieron en gastos de inyección, de monitoreo y de monitoreo después del cierre.
- Los costos de capital se construyeron considerando el costo de los estudios previos y el costo de planta y equipo para cada escenario, según los datos del Global CCS Institute.
- 3,48 USD/t CO₂ para almacenamiento onshore.
- 10,87 USD/t CO₂ para almacenamiento offshore.

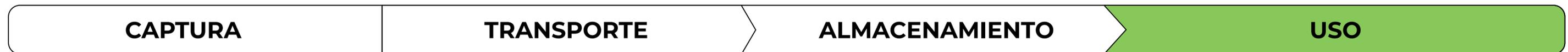
Supuestos para costos operativos de transporte de CO₂ (USD/t CO₂)

Inyección de CO ₂	Unidad	Valor
Onshore	USD/t CO ₂	0,66
Offshore	USD/t CO ₂	2,41
Monitoreo	Unidad	Valor
Onshore	USD/t CO ₂	1,20
Offshore	USD/t CO ₂	1,97
Monitoreo (después del cierre)	Unidad	Valor
Onshore	USD/t CO ₂	1,09
Offshore	USD/t CO ₂	1,20

Definición de variables clave



Se definieron los componentes para el análisis de costos de CO₂-EOR considerando barriles recuperables y costos de planta y equipo.



Supuestos

USO DE CO₂- EOR

- Se asume el CO₂ como commodity con un valor comercial de 25 USD por tonelada.
- Se definió un costo operativo de 8,64 USD/ton de CO₂ para el CO₂-EOR. Este valor fue tomado de “Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery” de Zekri Adulrazag.
- Se estimaron los costos de capital considerando la proyección de eficiencia del EOR en Colombia de Yáñez y el costo de planta y equipo necesario.

Supuestos para costos capital de uso de CO₂- EOR (USD/t CO₂)

EOR	Unidad	Valor
Infraestructura	USD	307.800.000
Capacidad	Bbl/año	51.084.000
Uso de CO ₂	Ton de CO ₂	25.542.000
Costo por ton de CO ₂	USD/ton de CO ₂	12,05

Modelos financieros

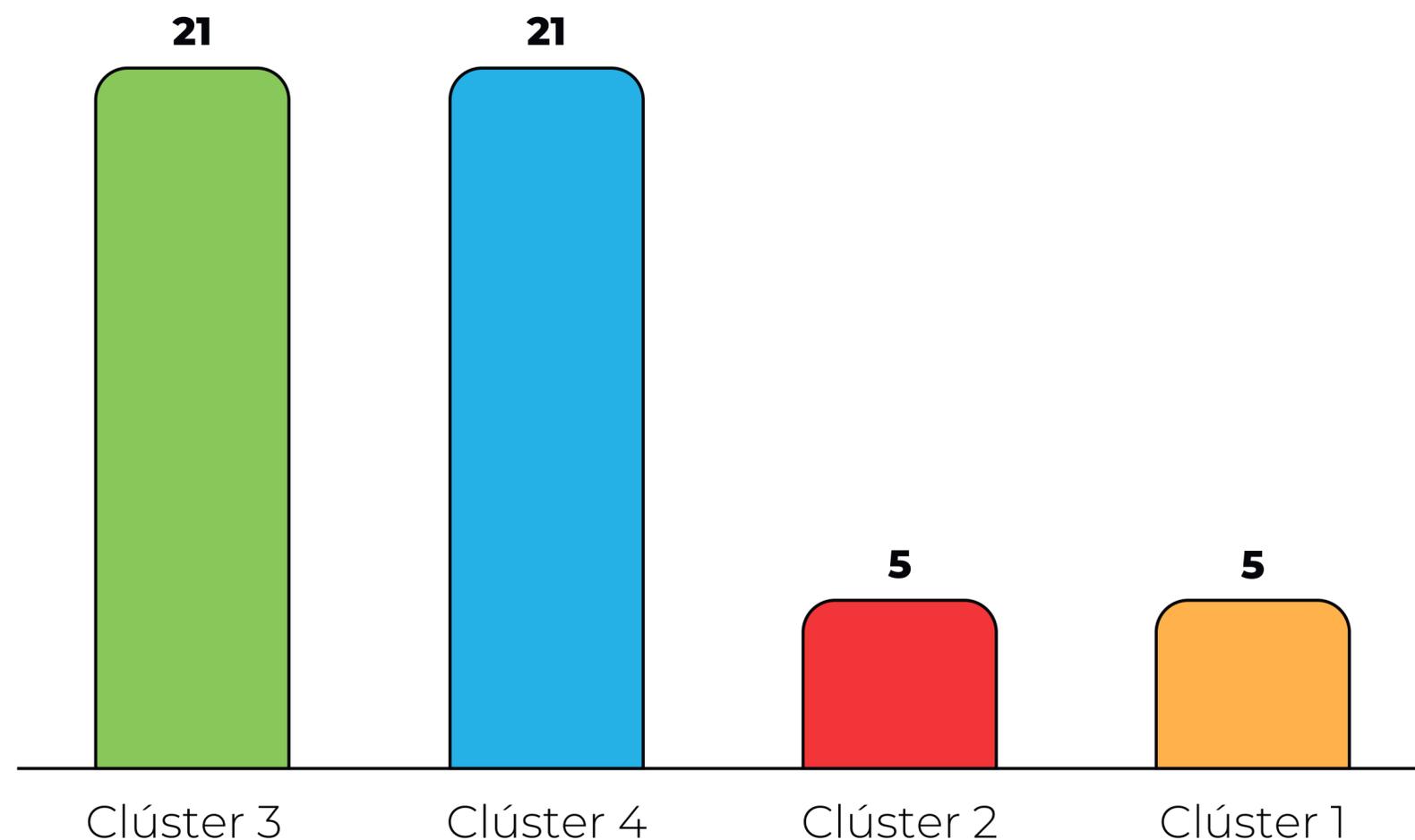
Se analizaron 308 escenarios considerando todas las variables en la cadena de valor. 52 son rentables con TIR superior a 9,6% y VPN positivo.

Escenarios con VPN positivo según el clúster donde están ubicadas

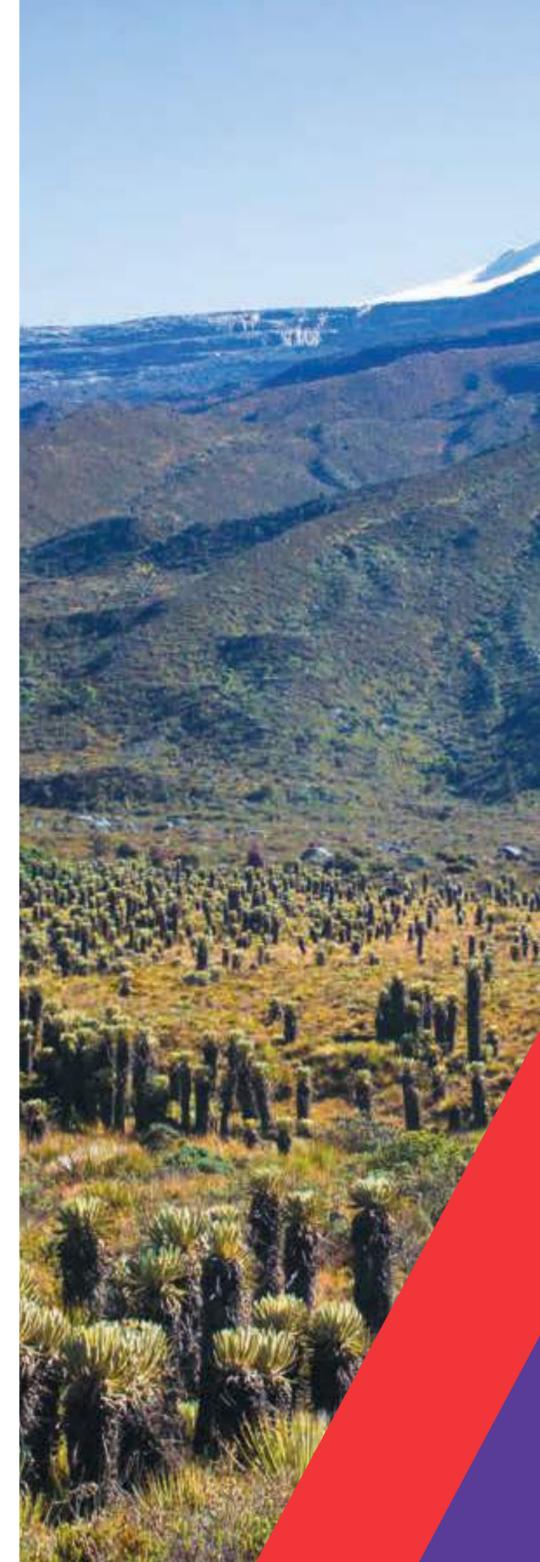
(Escenarios con viabilidad financiera)

Viabilidad de escenarios según el clúster

- El 17% de los escenarios satisfacen los indicadores de viabilidad financiera.
- El clúster 3 y el clúster 4 concentran la mayor cantidad de escenarios favorables con el 81%.
- El clúster 1 y el clúster 2 presentan 5 escenarios favorables cada uno.



Fuente: Elaboración propia IDOM



Modelos financieros

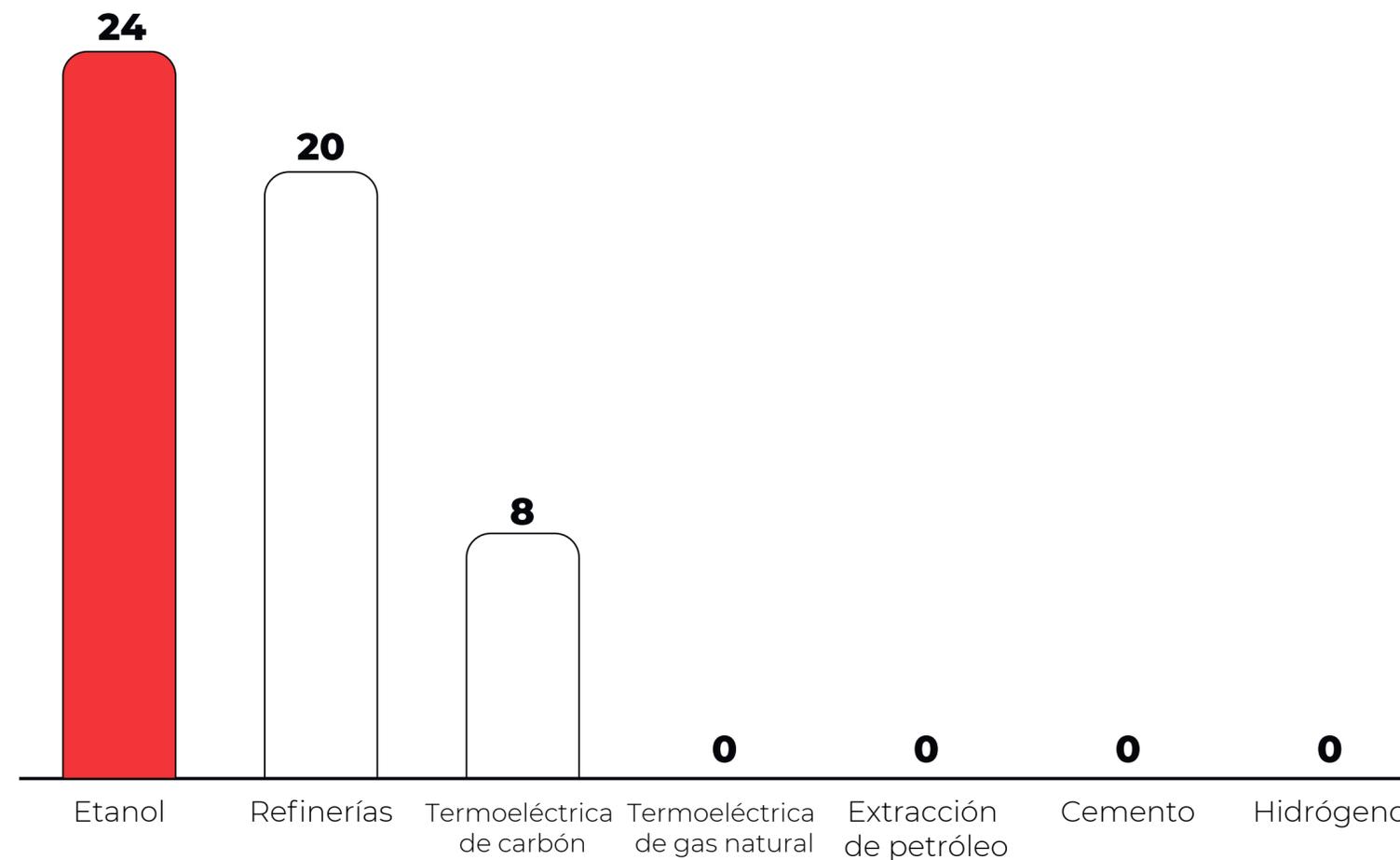
El 46% de los escenarios con viabilidad financiera capturan el CO₂ de plantas de etanol, mientras las refinerías tienen el 38% y las termoeléctricas de carbón el 15%.

Escenarios con VPN positivo según la fuente emisora de CO₂

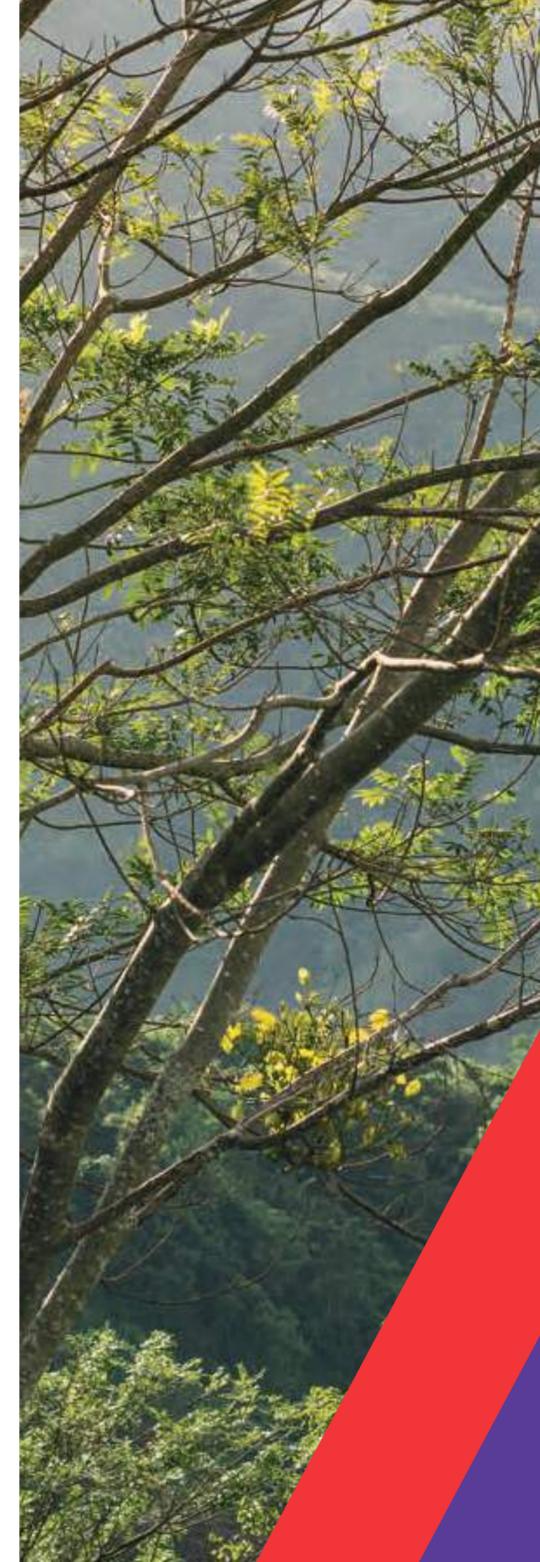
(Escenarios con viabilidad financiera)

Viabilidad de escenarios según fuente de CO₂

- El 46% de los escenarios con VPN positivo capturan el CO₂ de la industria de etanol.
- Refinerías (38%) y termoeléctricas de carbón (15%) son las siguientes que muestran mejor desempeño.
- En termoeléctricas de gas natural, extracción de petróleo, cemento e hidrógeno no se observaron escenarios con VPN positivo.



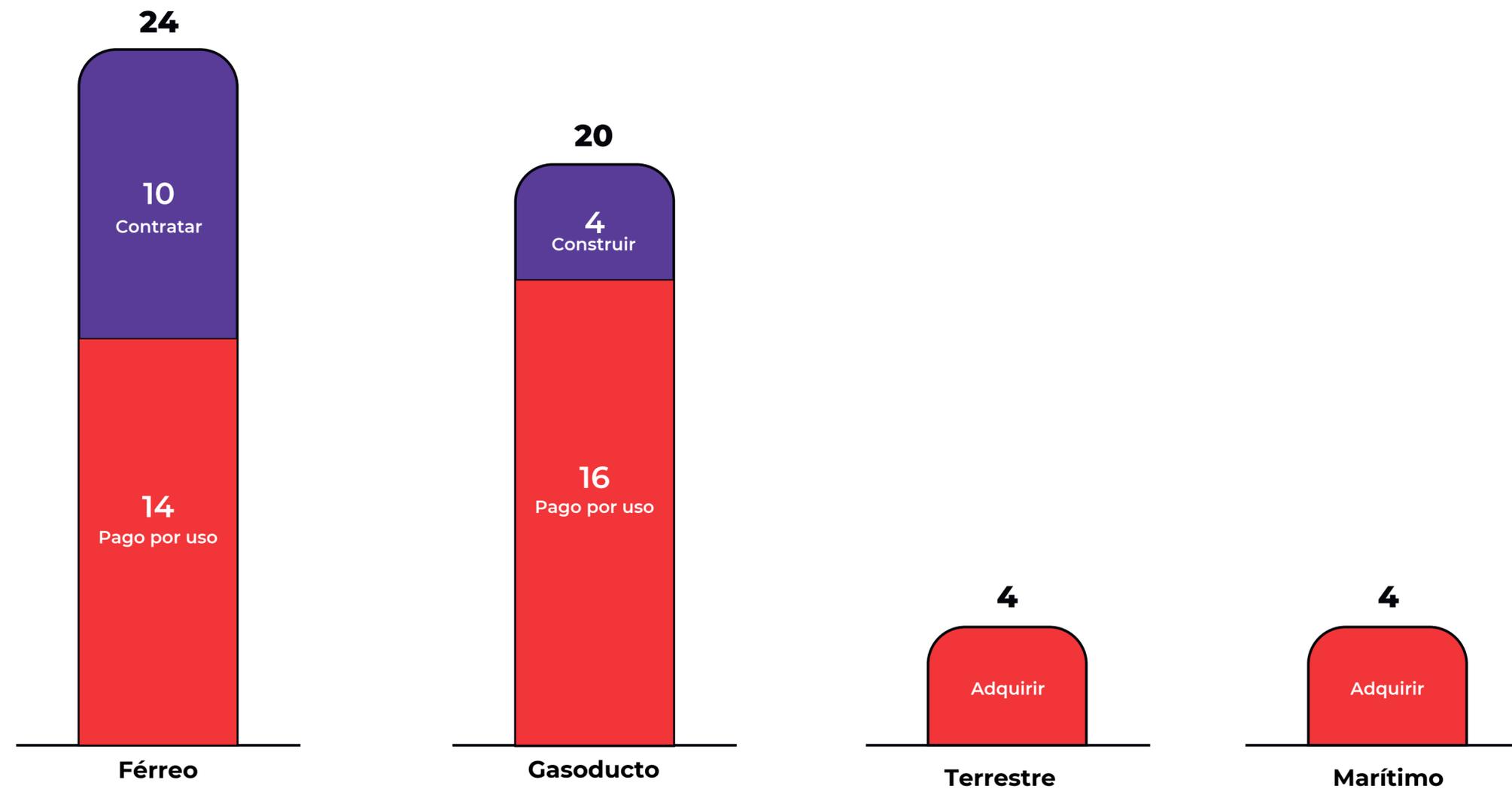
Fuente: Elaboración propia IDOM



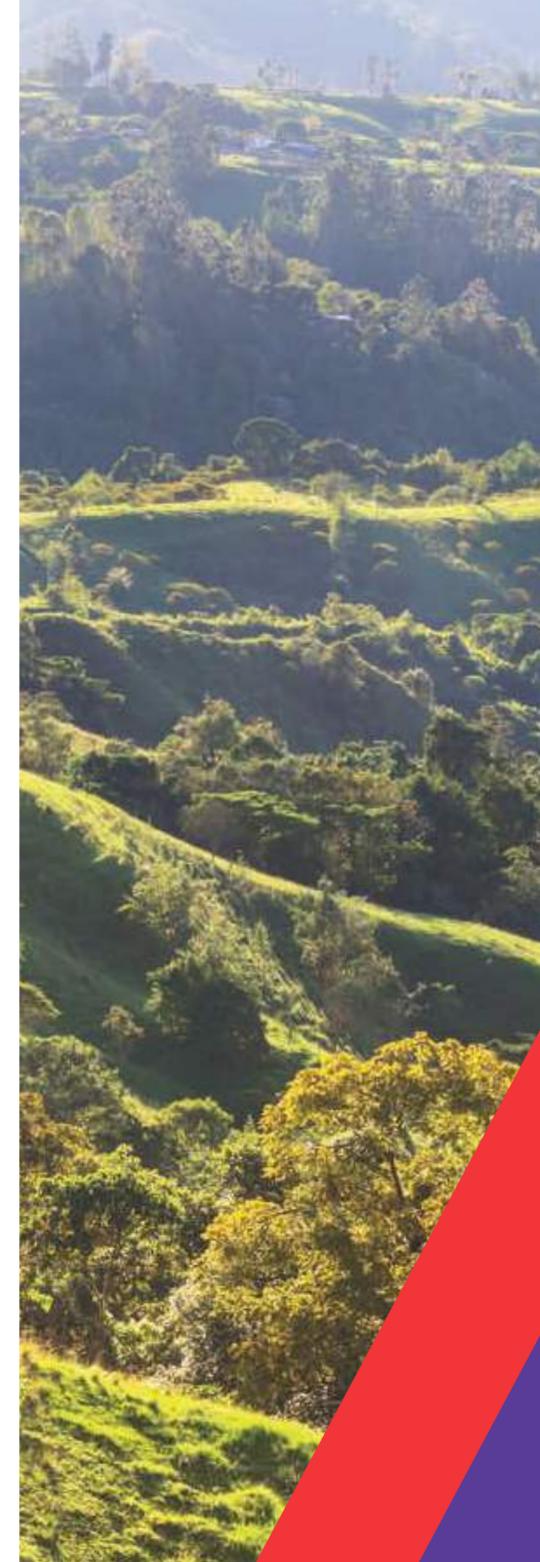
Modelos financieros

Caracterización de los escenarios con VPN positivo según variables clave del transporte.

Escenarios con VPN para cada medio de transporte
(Escenarios con viabilidad financiera)



Fuente: Elaboración propia IDOM



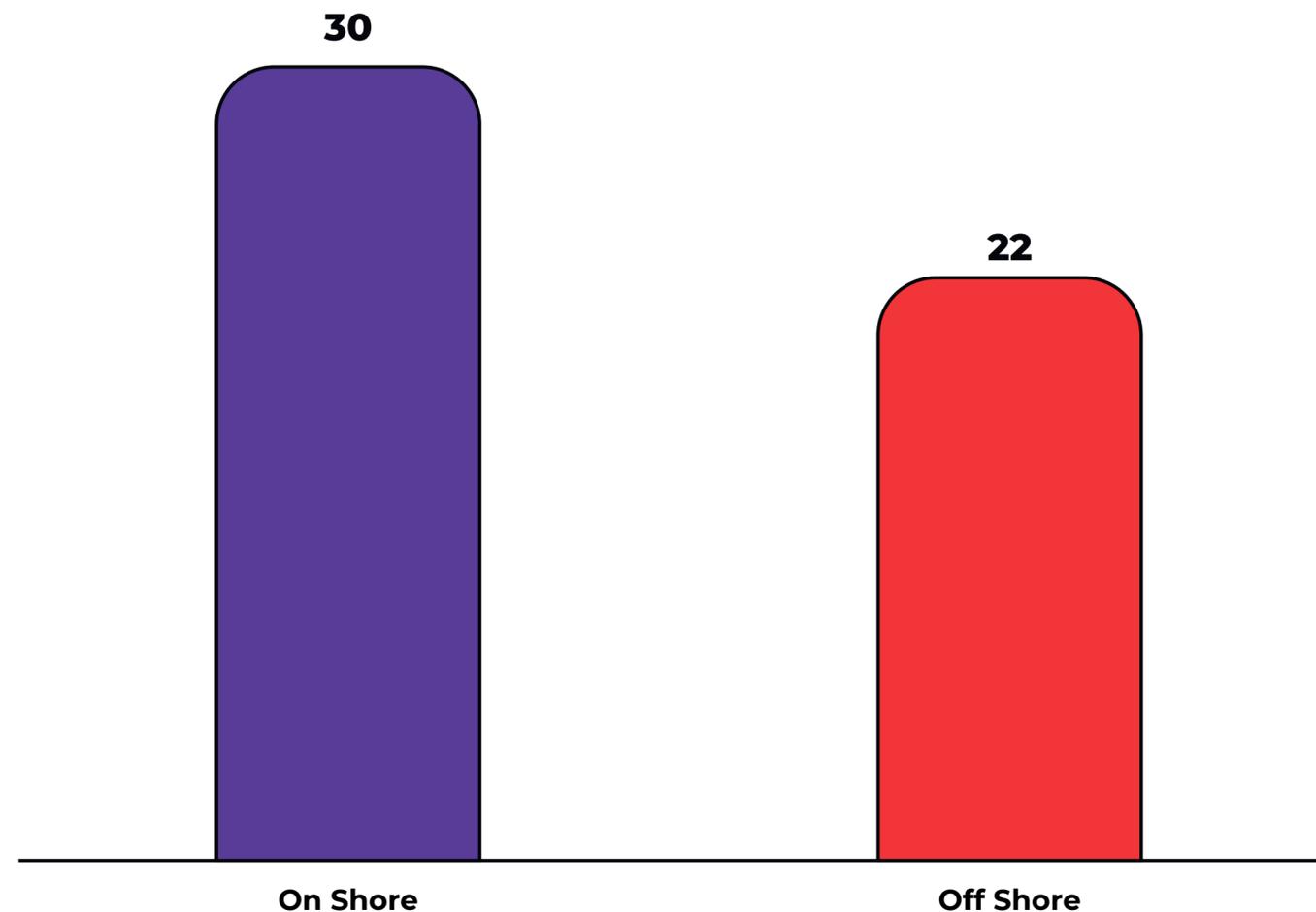
Modelos financieros

El 58% de los escenarios con VPN positivo tienen punto de almacenamiento onshore y 42% offshore.

Escenarios con VPN positivo según puntos de almacenamiento (Escenarios con viabilidad financiera)

Viabilidad de escenarios según punto de almacenamiento

- Se evidencia una clara ventaja del almacenamiento on shore versus el almacenamiento off shore, ya que este corresponde a la opción seleccionada para 30 de los 52 escenarios con VPN positivo, lo cual equivale a un 58% de los escenarios favorables.



Fuente: Elaboración propia IDOM



Definición de variables clave

Para el Análisis Costo-Beneficio se asumieron beneficios por emisiones capturadas y costos por inversión y operación, los cuales se descuentan usando la TSD del 9%.

Supuestos generales

- **Beneficios:** Se asume un costo económico por tonelada de CO₂ de 90 USD,
- **Costos:** Para pasar los costos financieros estimados en precios corrientes a precios de mercado, se definió la relación precio cuenta para los gastos de capital y gastos operativos en cada etapa de la cadena de valor.
- **Tasa de descuento:** Se toma una tasa social de descuento equivalente al 9% e.a.

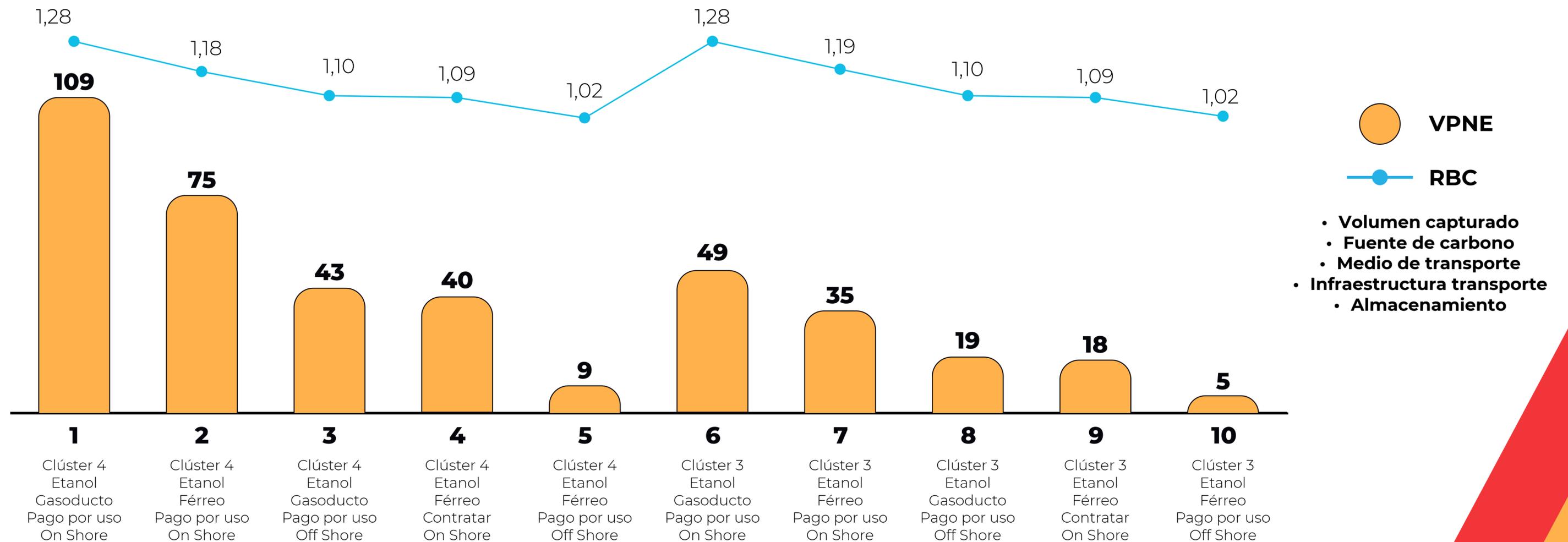
Supuestos para costos capital de almacenamiento de CO₂ (USD/t CO₂)

CAPEX/OPEX	RPC
CAPEX (captura de	0,91
OPEX (captura de CO ₂)	0,859
CAPEX (transporte de CO ₂)	0,862
OPEX (transporte de CO ₂)	0,9496
CAPEX (almacenamiento de CO ₂)	0,91
OPEX (almacenamiento de CO ₂)	1

Modelos financieros

Evaluando el Valor Presente Neto Económico (VPNE) y la Relación Beneficio-Costo (RBC) de los escenarios, se obtuvo que 10 son viables socioeconómicamente.

Comparativo de indicador de viabilidad socioeconómica de los escenarios viables
(USD millones)



Fuente: Elaboración propia IDOM

Se presentan las conclusiones del modelo en la valoración socioeconómica y en la valoración financiera

Resultados y conclusiones del modelo

	Clústeres	Fuentes de CO ₂	Transporte	Almacenamiento
Evaluación Socioeconómica	Existe la posibilidad de desarrollar proyectos CCUS en los clústeres 3 y 4.	El etanol es la única fuente de carbono viable para proyectos de CCUS desde una perspectiva socioeconómica.	El transporte ferreo y por gaseoducto son las únicas opciones dentro de los escenarios que resultan viables.	Tanto el almacenamiento on shore como el off shore resultan viables.
Evaluación Financiera	El clúster 3 y el clúster 4 concentran la mayor cantidad de escenarios favorables con el 81% El clúster 1 y el clúster 2 presentan 5 escenarios favorables cada uno.	El 46% de los escenarios con viabilidad financiera capturan el CO ₂ de plantas de etanol, mientras las refinerías tienen el 38% y las termoeléctricas de carbón el 15%.	El transporte por gaseoducto es el preferido, seguido por el férreo y luego el terrestre y marítimo. Para los escenarios de transporte ferreo y por gaseoductos se evidencia que es preferible pagar por usar infraestructura existente.	Se evidencia una ventaja del almacenamiento on shore versus el almacenamiento off shore. El almacenamiento On Shore concentra el 58% de los escenarios con VPN positivo

GRACIAS

