



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

Producto 3. Modelos de negocio

Revisión Final

Abril 2024

Proyecto #: CO-T1654-P006

OUR COMMITMENT, YOUR SUCCESS.

..

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	5
2. OBJETIVOS Y ENFOQUE DE SERVICIOS	6
2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
3. IDENTIFICAR MODELOS DE NEGOCIO ASOCIADOS A CADA TECNOLOGÍA	7
3.1. DESCRIPCIÓN MODELOS DE NEGOCIO IDENTIFICADOS	9
4. ANÁLISIS FINANCIERO Y DE COSTO BENEFICIO	12
4.1. SUPUESTOS	12
4.1.1. <i>Generales</i>	12
4.1.2. <i>Captura de CO₂</i>	13
4.1.3. <i>Transporte de CO₂</i>	16
4.1.4. <i>Almacenamiento de CO₂</i>	18
4.1.5. <i>Uso de CO₂</i>	20
4.1.6. <i>Análisis Costo Beneficio</i>	20
4.2. PRINCIPALES RESULTADOS	23
4.2.1. <i>Financieros</i>	24
4.2.2. <i>Costo-beneficio</i>	26
4.2.3. <i>Análisis de sensibilidad</i>	27
4.3. PRINCIPALES CONCLUSIONES	28
5. IDENTIFICAR Y EVALUAR LOS INCENTIVOS E INSTRUMENTOS TRIBUTARIOS	30
5.1. REALIZAR UNA REVISIÓN DEL MARCO TRIBUTARIO DE APLICACIÓN PARA LAS TECNOLOGÍAS DE CCUS	30
5.2. IDENTIFICAR INCENTIVOS TRIBUTARIOS EXISTENTES E INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE APLICACIÓN	32
5.2.1. <i>Ley 2099 de 2021</i>	32
5.2.2. <i>Otros beneficios tributarios y/o incentivos para motivar el cumplimiento de metas de mitigación de gases efecto invernadero</i>	34
5.3. EFECTO DE LOS BENEFICIOS TRIBUTARIOS SOBRE LOS DIVIDENDOS	37
5.4. ANÁLISIS COMPARADO DE BENEFICIOS TRIBUTARIOS APLICADOS A CCUS	37
6. CASO COLOMBIA	39
6.1. CARACTERIZACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PUNTOS DE INTERÉS	39
6.1.1. <i>Inputs de los clústeres</i>	39
7. CONCLUSIONES	40
8. BIBLIOGRAFÍA	42
7. ANEXOS	43
7.1. MODELOS DE NEGOCIO	43
7.1.1. <i>Modelo CCS</i>	43
7.1.2. <i>Modelo CCU</i>	44
7.1.3. <i>Modelo Captura EOR</i>	45
7.1.4. <i>Modelo Captura Almacenamiento</i>	46
7.1.5. <i>Modelo Transporte Almacenamiento</i>	47
7.1.6. <i>Modelo Captura</i>	48
7.1.7. <i>Modelo Transporte</i>	49
7.1.8. <i>Modelo Almacenamiento</i>	50
7.2. MODELO FINANCIERO CCUS	51

7.3.	MANUAL MODELO FINANCIERO CCUS.....	51
7.4.	RESULTADOS DE EVALUACIÓN FINANCIERA Y DE COSTO-BENEFICIO.....	52

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Caracterización de Modelos de Negocio.....	9
Tabla 2.	Fuentes de ingreso.....	14
Tabla 3.	Supuestos CAPEX para la captura de CO ₂	15
Tabla 4.	OPEX por fuente emisora de CO ₂	15
Tabla 5.	Composición del OPEX.....	16
Tabla 6.	CAPEX transporte de CO ₂	16
Tabla 7.	Supuestos para los costos operativos de transporte.....	18
Tabla 8.	Costos de capital para el almacenamiento geológico de CO ₂	19
Tabla 9.	Costos operativos para el almacenamiento geológico de CO ₂	19
Tabla 10.	CAPEX EOR.....	20
Tabla 11.	RPC para captura de CO ₂	21
Tabla 12.	RPC para transporte de CO ₂	21
Tabla 13.	RPC para transporte de CO ₂	22
Tabla 14.	Características y resultados de los escenarios evaluados.....	52

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1:	Cadena de CCUS.....	7
Ilustración 2:	Modelos de negocio asociados a la cadena CCUS.....	8
Ilustración 3:	Clústeres con potencial para CCUS en Colombia.....	14
Ilustración 4:	Escenarios con VPN positivo según variables claves asociadas a captura.....	24
Ilustración 5:	Escenarios con VPN positivo según variables claves asociadas a transporte.....	25
Ilustración 6:	Escenarios con VPN positivo según variables claves asociadas a almacenamiento.....	25
Ilustración 7:	Escenarios con VPN positivo según su LCOC.....	26
Ilustración 8:	Variación porcentual de los principales indicadores ante cambios en las variables clave.....	28

ABREVIACIONES

Abreviatura	Significado
-------------	-------------

ACB	Análisis costo beneficio
Bbl	Barril de petróleo
CAPEX	Gastos de capital
CCS	Carbon Capture and Storage
CCUS	Carbon Capture, Use and Storage
CO ₂	Dióxido de carbono
CO ₂ eq	Dióxido de carbono equivalente
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EOR	Enhanced Oil Recovery
GEI	Gases Efecto Invernadero
IEA	International Energy Agency
LCOC	Levelized Cost of Carbon
Mt	Millones de toneladas
m ³	Metros cúbicos
OPEX	Gastos de operación
RBC	Relación Beneficio Costo
RPC	Razón Precio Cuenta
TIR	Tasa Interna de Retorno
TIRE	Tasa Interna de Retorno
Ton	Tonelada
VP	Valor Presente
VPN	Valor Presente Neto
VPNE	Valor Presente Neto Económico

1. Introducción

La captura, almacenamiento y uso del carbono (CCUS) es una tecnología clave para la mitigación del cambio climático y alcanzar la carbono neutralidad para sectores difíciles de descarbonizar. Sin embargo, su implementación a gran escala se enfrenta a una serie de desafíos, entre los que se incluyen la falta de modelos de negocio rentables y la escasez de incentivos gubernamentales.

El objetivo de este componente de la consultoría es identificar los modelos de negocio asociados a las tecnologías de CCUS, generar modelos financieros y realizar un análisis costo beneficio de las tecnologías seleccionadas.

Los modelos de negocio son un elemento fundamental para el éxito de cualquier iniciativa empresarial. En el caso de la CCUS, los modelos de negocio deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- La naturaleza de la tecnología, que es compleja y costosa.
- La necesidad de involucrar a una amplia gama de actores, desde las empresas productoras de energía hasta las comunidades locales.
- La existencia de barreras regulatorias y financieras.

La metodología del componente se basa en una serie de pasos secuenciales que permiten identificar los modelos de negocio rentables y sostenibles para la CCUS en Colombia.

En primer lugar, se retoma la revisión de la literatura y el análisis de los casos internacionales realizados en la entrega anterior¹, para identificar los principales modelos de negocio existentes.

En segundo lugar, se desarrollan modelos financieros para los modelos de negocio identificados, teniendo en cuenta las condiciones específicas del mercado colombiano.

En tercer lugar, se realiza un análisis costo beneficio de las diferentes alternativas y modelos de negocio estudiados. Finalmente, se identifican los incentivos tributarios y los instrumentos financieros disponibles y aplicables para incentivar la adopción de tecnologías de CCUS.

Los resultados de este componente se espera que tengan un impacto positivo en la implementación de las tecnologías de CCUS en Colombia. En particular, se espera que:

- Se identifiquen modelos de negocio rentables y sostenibles para la CCUS.
- Se generen herramientas que permitan a los actores del sector evaluar las oportunidades de inversión en CCUS.
- Se identifiquen incentivos e instrumentos financieros que promuevan la adopción de tecnologías de CCUS.

¹ Consultar: P2 Diagnostico y análisis internacional

2. Objetivos y enfoque de servicios

En este tercer componente de la consultoría, se busca identificar los modelos de negocio asociados a las tecnologías de CCUS, generar modelos financieros que permitan evaluar la viabilidad de cada uno de los negocios, y finalmente realizar un análisis costos beneficio de las tecnologías seleccionadas

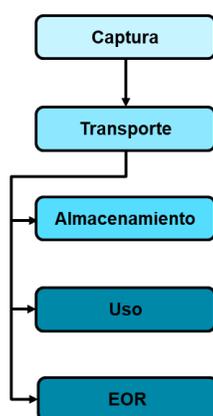
2.1. Objetivos específicos

- Identificar cómo se genera valor en cada parte de la cadena de las tecnologías estudiadas y describir los principales modelos de negocio existentes.
- Describir los principales componentes y características del modelo de manera resumida, utilizando herramientas como el lienzo de modelos de negocios u otras.
- Mapear las fuentes de ingreso, los costos fijos y variables asociados, los canales de distribución asociados, los segmentos de mercado relacionados, las estrategias de precios o remuneración utilizadas, los competidores en el mercado, los aliados requeridos, entre otros
- Generar modelos financieros asociados a los modelos de negocio identificados y para las tecnologías seleccionadas.
- Garantizar la replicabilidad de los modelos financieros realizados, de modo que se puedan evaluar diferentes alternativas y combinaciones de variables para su posterior interpretación. Para ello, se creará un Manual de Uso de Modelo Financiero que facilite la exploración de resultados en el modelo financiero.
- Ejecutar análisis costo beneficio de las diferentes alternativas y modelos de negocio estudiados
- Analizar los incentivos tributarios y los instrumentos financieros disponibles y aplicables para incentivar la adopción de tecnologías de CCUS

3. Identificar modelos de negocio asociados a cada tecnología

La tecnología CCUS es una cadena de diversos eslabones que comienza con la captura de CO₂. Esta captura se puede realizar a través de diversas tecnologías según el origen del CO₂ y otras condiciones técnicas. El CO₂ capturado se transporta luego al lugar donde será utilizado o almacenado. Existen varias alternativas de transporte, como el uso de gasoductos, medios férreos, terrestres o acuáticos. Finalmente, el CO₂ puede ser almacenado de forma geológica, utilizado como insumo químico o empleado en la tecnología de recuperación mejorada.

Ilustración 1: Cadena de CCUS



Fuente: Elaboración IDOM

Para identificar modelos de negocio asociados a la tecnología CCUS, se evaluó cada eslabón de la cadena como un modelo de negocio independiente. Además, se analizaron las posibles combinaciones entre los distintos eslabones para identificar todas las posibilidades de negocio que un actor puede explotar.

Ilustración 2: Modelos de negocio asociados a la cadena CCUS²

Modelos de negocio CCUS	
①	Captura
②	Transporte
③	Almacenamiento
④	EOR/ comercializadoras de CO ₂
⑤	Captura – Almacenamiento
⑥	Transporte – Almacenamiento
⑦	Captura – EOR/ comercializadoras de CO ₂
⑧	Captura, transporte y almacenamiento (CCS)
⑨	Captura, transporte y uso (CCU)

Fuente: Elaboración IDOM

El análisis de los distintos eslabones de la cadena CCUS y las posibles combinaciones entre ellos, dio como resultado 9 modelos de negocio, ver la **Ilustración 2: Modelos de negocio asociados a la cadena CCUS**. Estos modelos van desde aquellos que se centran en un solo eslabón, hasta aquellos que abarcan todo el proceso de captura, almacenamiento y uso del CO₂. Cada modelo de negocio se describe y evalúa utilizando la metodología *Business Model Canvas*³, la cual proporciona un marco para analizar los 9 elementos clave de un modelo de negocio:

- **Actividades clave:** Son las actividades estratégicas esenciales para llevar de forma fluida la propuesta de valor al mercado. Un ejemplo de estas son las relaciones comerciales, la producción, marketing, distribución, servicios específicos, mantenimiento, nuevos desarrollos, etc.
- **Recursos clave:** Las capacidades, recursos o personas que se necesitan para el desarrollo del negocio
- **Socios clave:** Los actores con los cuales se deben desarrollar alianzas para el correcto desarrollo del negocio
- **Propuesta de valor:** El conjunto de atributos que se entregan a los clientes o público en general para generarles valor
- **Canales:** Los canales a través de los cuales se llega a los clientes
- **Segmentos de clientes:** Los principales actores interesados en adquirir los productos o servicios prestados por el negocio
- **Estructura de costos:** Los elementos que generan flujos financieros negativos durante la ejecución del negocio
- **Fuentes de ingresos:** Los elementos que generan flujos financieros positivos y son el soporte para la operación del negocio

² Por medio de la aplicación de CO₂-EOR se puede realizar en paralelo un proceso de almacenamiento, siempre que el CO₂ resultante se vuelva a inyectar, generando un ciclo cerrado (IEA, 2019). Esta alternativa requiere la inyección consecutiva del CO₂ en función de la capacidad de recuperación de cada pozo, por lo cual no se consideró dentro de los modelos.

³ Se utilizó el Business Model Canvas ya que es una herramienta que permite valorar a las empresas mediante la visualización y rediseño de sus modelos de negocio. Adicionalmente, es una herramienta versátil que puede utilizarse para empresas de todos los tamaños y sectores.

3.1. Descripción modelos de negocio identificados

De manera transversal en los 9 modelos de negocio identificados, se destacan 2 elementos del Business Model Canvas, socios clave y propuesta de valor.

En socios clave se identifica la presencia del estado, por el desarrollo normativo que este debe realizar para poder hacer realidad la ejecución de proyectos CCUS en el país. Así como, las comunidades cercanas a los proyectos, debido a las posibles afectaciones o riesgos que puedan tener cada una de ellas, y la relevancia que poseen en el desarrollo de negocios en el largo plazo.

De igual manera, se consideran otros países como potenciales socios claves al contemplar procesos de cooperación internacional para el desarrollo de los proyectos.

Desde el punto de vista de propuesta de valor, cada negocio evaluado, sin importar la amplitud o complejidad de sus eslabones, está enfocado en la reducción de las emisiones netas de CO₂ a la atmósfera, así como en la generación de beneficios a partir del uso del CO₂.

A continuación, se presentan los elementos destacados de cada modelo de negocio:

Tabla 1. Caracterización de Modelos de Negocio

Modelo de Negocio	Actividades clave	Propuesta de valor	Recursos clave
Captura	<ul style="list-style-type: none"> Captura de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Captura de CO₂ de los puntos de emisión 	<ul style="list-style-type: none"> Tecnologías de captura Intensidad en emisiones de CO₂ Identificación del transporte y puntos de almacenamiento/ uso
Transporte	<ul style="list-style-type: none"> Transporte de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Conectar puntos de emisión con puntos de almacenamiento Monitoreo de fugas durante el transporte Alta disponibilidad 	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura de transporte

Modelo de Negocio	Actividades clave	Propuesta de valor	Recursos clave
Almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> Almacenamiento de CO₂ Monitoreo de los puntos de almacenamiento Traspaso de administración del sitio de almacenamiento al finalizar el proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> Almacenamiento geológico de CO₂ Monitoreo de los puntos de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura de almacenamiento de CO₂ Regulación y normativa para almacenamiento geológico
Uso (EOR)	<ul style="list-style-type: none"> Identificación de puntos y sectores con demanda de CO₂ en Colombia Venta de CO₂ con fines comerciales 	<ul style="list-style-type: none"> Utilidad a partir del uso o comercialización de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Industrias con demanda de CO₂
Captura EOR/Comercialización	<ul style="list-style-type: none"> Captura de CO₂ Identificación de puntos y sectores con demanda de CO₂ en Colombia Integración de los puntos de emisión con lugares aptos para EOR 	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de las emisiones netas de CO₂ Utilidad a partir del uso o comercialización de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Empresas emisoras de CO₂ Tecnologías de captura Industrias con demanda de CO₂
Transporte Almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> Transporte de CO₂ Almacenamiento de CO₂. Conectar puntos de emisión con puntos de captura 	<ul style="list-style-type: none"> Eslabón de transporte y almacenamiento en CCUS Conectar puntos de emisión con puntos de almacenamiento de CO₂. 	<ul style="list-style-type: none"> Infraestructura de transporte Tecnología para almacenamiento geológico Regulación y normativa para almacenamiento geológico

Modelo de Negocio	Actividades clave	Propuesta de valor	Recursos clave
Captura Almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Captura y almacenamiento de CO₂ • Monitoreo y operación de los puntos de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de las emisiones netas de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Empresas emisoras de CO₂ • Tecnologías de captura • Infraestructura de almacenamiento de CO₂
CCS	<ul style="list-style-type: none"> • Captura, transporte y almacenamiento de CO₂ • Identificación de puntos de almacenamiento geológico • Monitoreo de los puntos de almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de las emisiones netas de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologías de captura • Infraestructura de transporte • Regulación y normativa para CCUS • Capital humano para el diseño e implementación de los proyectos
CCU	<ul style="list-style-type: none"> • Captura, transporte y uso de CO₂ • Identificación de puntos y sectores con demanda de CO₂ en Colombia 	<ul style="list-style-type: none"> • Comercializar el CO₂ capturado • Reducción de las emisiones netas de CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologías de captura • Infraestructura de transporte • Industria que demande CO₂

Fuente: Elaboración IDOM

En el Anexo 7.1 se presenta el Business Model Canvas detallado para cada uno de los modelos de negocios identificados.

Debido a la naturaleza de cada modelo de negocio identificado, especialmente a la interconexión entre distintos eslabones y a los diferentes intereses de los distintos actores de la cadena de negocio, se evaluarán en el modelo financiero cada uno de los modelos identificados. Incluso se generará la oportunidad de entrelazarlos con los clusters identificados previamente para el territorio colombiano.

4. Análisis financiero y de costo beneficio

En la presente sección se describe el contenido del modelo financiero y de costo-beneficio que se elaboró para el desarrollo de la evaluación de viabilidad de los proyectos de CCUS. La herramienta desarrollada corresponde a un modelo anual parametrizable que considera los inputs de partida para realizar las estimaciones correspondientes y obtener los resultados que permitan determinar la viabilidad del proyecto.

4.1. Supuestos

Para representar los modelos de negocio, se utilizaron supuestos que permiten modelar el potencial de implementación de la tecnología CCUS en Colombia. Los supuestos se clasificaron en generales, donde se definen aspectos como el tipo de divisa, la proyección de IPC para Colombia, y otros que influyen de manera transversal en varias etapas de la cadena de valor de CCUS. Así mismo, se establecieron supuestos propios de cada etapa de la cadena de valor. En el presente capítulo se enunciarán todos los supuestos empleados para la formulación del modelo en cada una de sus etapas.

4.1.1. Generales

- Los precios y valores serán tomados y expresados en dólares corrientes.
- Se definió una inflación constante del 3,0% anual determinada a partir del promedio de la inflación esperada a 30 años en Estados Unidos durante los últimos 40 años⁴.
- Frente al patrimonio, se asume una reserva legal del 10% de las utilidades líquidas hasta alcanzar el 50% del capital suscrito.
- En materia de beneficios tributarios se contempla la exclusión del IVA en las máquinas y equipos (Artículo 424 del ET), así como un descuento tributario equivalente al 25% de las inversiones realizadas (Artículo 255 del ET).

La tasa usada para la evaluación de los flujos fue el costo promedio de capital (WACC por sus siglas en inglés), el cual se calcula a partir del costo de capital y el costo de la deuda como lo indica la Ecuación 1.

Ecuación 1. Fórmula del costo medio ponderado de capital

$$WACC = \%E * Ke + \%D * Kd * (1 - T)$$

- $\%E$: Porcentaje de equity o patrimonio de acuerdo con la estructura de capital del proyecto, es un insumo del modelo y su valor se fijó en 100%.
- Ke : Corresponde al costo de capital y su valor se calculó a partir del modelo de valoración de activos (CAPM por sus siglas en inglés), explicado más adelante. Su valor se definió como 9,58% e.a.
- $\%D$: El porcentaje de endeudamiento, de acuerdo con los planteamientos anteriores, se fijó en 0%
- Kd : El costo de deuda es el valor que una empresa debe pagar por utilizar dinero prestado para financiar sus actividades o proyectos. Este fue ponderado considerando el promedio

⁴Se toma la inflación de Estados Unidos ya que el modelo se valoró en dólares americanos (USD). Los datos son tomados de: <https://fred.stlouisfed.org/series/EXPINF30YR>.

de la tasa de interés usada por la banca comercial durante los últimos 7 años en Estados Unidos . Su valor se fijó en 7,1% e.a.

- *T*: Hace referencia al impuesto de renta sobre las empresas. Ese se definió en 35% para 2023.

Ecuación 2: Fórmula modelo de valoración de activos

$$K_e = r_f + \text{Beta} * (r_m - r_f) + r_{\text{Colombia}}$$

- *r_f*: La tasa libre de riesgo expresa un concepto teórico donde se asume que existe una alternativa de inversión 100% segura. Para esto se tomó el valor promedio de los Treasury Bonds de Estados Unidos durante los últimos 30 años y se fijó en 2,49%⁵.
- *Beta*: La beta de 0,84% corresponde a la beta desapalancada de industrias verdes y renovables definida por Damodaran⁶.
- *r_m - r_f*: La prima de riesgo mercado es un indicador que representa el coste adicional que debe asumir una empresa para conseguir la financiación que necesita. Entre mayor sea la confianza, será menor la prima. Para Colombia, el valor se fijó en 5% (Damodaran , 2023).
- *r_{Colombia}*: El indicador riesgo país mide el sobrepeso que debería pagar un país para financiarse en comparación con otro país de referencia. Para Colombia el riesgo país se fijó en 2,89% (Damodaran , 2023).

Lo expresado anteriormente nos permite calcular el costo de capital por un valor de 9,58%. Al evaluar frente la inflación, obtenemos un WACC real del 6,39%.

Por otra parte, se asume que el desarrollo de estos proyectos requiere un (1) año de estudios previos y dos años de construcción. Así mismo, se proyecta una operación continua por 20 años después de finalizada la construcción.

4.1.2. Captura de CO₂

Se seleccionaron 6 sectores clave para la implementación de tecnología CCUS en Colombia considerando el aporte en emisiones que presentan en el país. La industria petrolera, compuesta por la extracción de petróleo y la refinación, por ser responsables del 33% de las emisiones provenientes por fuentes industriales. La industria de generación termoeléctrica, responsable del 39% de emisiones industriales, la producción de cemento (26%), y la de etanol (2%) (Yáñez, 2020).

Adicionalmente, se incorporó la producción de hidrógeno, considerando la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, donde se define al hidrógeno azul como un actor clave para la matriz de transición energética en el país y su relación intrínseca con la tecnología CCUS. Frente a esto, se identificaron 4 clústeres con potencial para el desarrollo de esta tecnología en Colombia⁷.

- **Cluster 1:**
Ubicación: Santander, Norte de Santander y Antioquia.
Sectores: Termoeléctrica, refinación, cemento, extracción de petróleo e hidrógeno.
Potencial de captura: 4,3 Mt de CO₂/año
- **Cluster 2:**
Ubicación: Magdalena, Atlántico, Bolívar

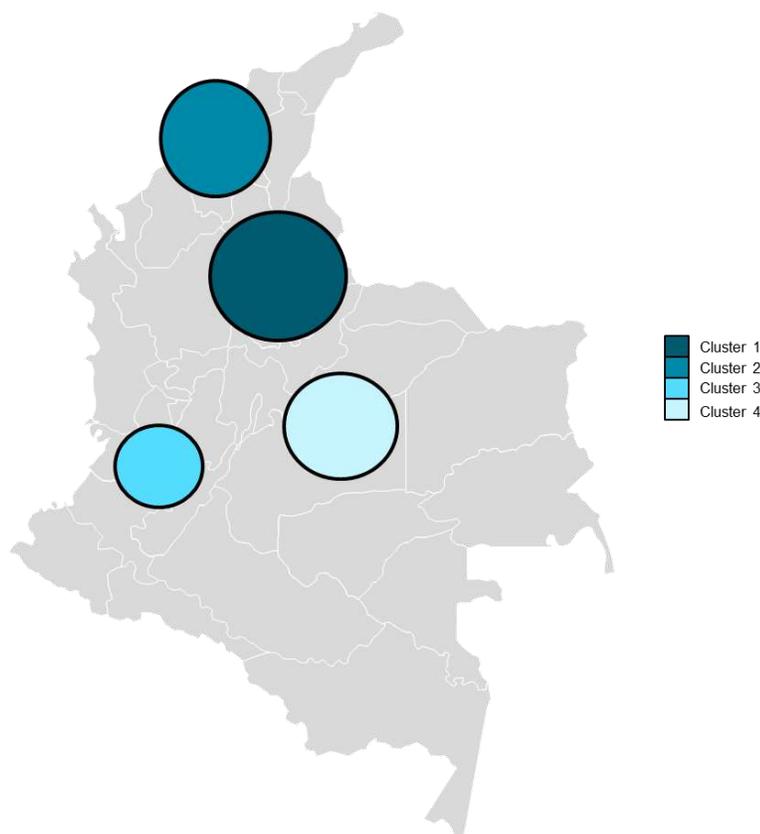
⁵ <https://finance.yahoo.com/quote/%5ETEX?p=%5ETEX>

⁶ https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

⁷ Para la estimación del potencial de captura se tomó como referencia las proyecciones de eficiencia de captura por industria identificadas por Yáñez (2020). Esto se ponderó frente a la media de generación de emisiones por producción de cada una de las industrias. Para más información consultar P2 Diagnóstico y análisis internacional donde se desarrollan estos factores

- Sectores:** Termoeléctrica, refinación y cemento.
Potencial de captura: 0,6 Mt de CO₂/año
- **Cluster 3:**
Ubicación: Valle del Cauca y Huila
Sectores: Termoeléctrica, etanol y extracción de petróleo.
Potencial de captura: 0,9 Mt de CO₂/año
- **Cluster 4:**
Ubicación: Meta y Casanare
Sectores: Termoeléctrica, refinación, cemento, extracción de petróleo e hidrógeno.
Potencial de captura: 2 Mt de CO₂/año

Ilustración 3: Clústeres con potencial para CCUS en Colombia



Fuente: Elaboración IDOM

- **Ingresos**

Para la valoración de las fuentes de ingreso disponibles para la captura de CO₂ en Colombia, se consideraron tres fuentes:

Tabla 2. Fuentes de ingreso

Ingresos	Unidad	Valor
Tax Credits	USD/t CO ₂	85
Voluntary carbon markets	USD/t CO ₂	10
Venta de CO ₂	USD/t CO ₂	25
Impuesto al carbono	USD/t CO ₂	5,9

Fuente: Elaboración IDOM

En primer lugar, se asumió un valor de 85 USD por tonelada de CO₂ capturada. Para este valor se tomó como referencia el Tax Credit 45Q for carbon capture⁸ que se emplea en Estados Unidos. Este sistema de incentivos ha permitido un amplio desarrollo de esta tecnología en el país.

De igual manera, se asume un ingreso de 10 USD por tonelada de CO₂ capturada por medio de los mercados voluntarios de carbono. Esta alternativa permite que proyectos con alto impacto ambiental puedan tranzar las reducciones netas de carbono en un mercado abierto y regulado.

Por último, la venta de CO₂ como commodity/producto. El Ministerio de Minas definió esto como aquellas actividades que permitan la utilización del dióxido de carbono capturado en una nueva cadena de producción, tales como el uso directo en la recuperación secundaria mejorada de petróleo (EOR), entre otras (MinMinas, 2022). Frente a esto, se estimó un valor de 25 USD por tonelada vendida para uso comercial. Para este valor se tomó como referencia las estimaciones de la IEA (IEA, 2019).

Finalmente, para Colombia existe un impuesto al carbono de 23.000 pesos colombianos por tonelada de CO₂, esto equivale a 5,9 USD al momento en el que se realizó este documento (DNP, 2023).

- CAPEX

Tabla 3. Supuestos CAPEX para la captura de CO₂

Características de la infraestructura	Unidad	Valor
Tasa de captura	%	85,0
Costo de equipos	USD	63.353.437
Costo de la planta	USD	143.412.401
Capacidad de captura	t CO ₂ /año	1.342.824

Fuente: Elaboración IDOM

Para los supuestos del CAPEX en el proceso de captura se asumió una tasa de captura del 85% del flujo de emisiones. Así como un costo total fijo para la infraestructura y equipo de 206.765.838 USD, con una capacidad de captura equivalente a 1,3 Mt de CO₂ por año y un estimado de vida útil de 25 años (Aromada, 2021).

Finalmente, frente a la amortización del CAPEX, se asume que un 20% se deberá pagar durante el primer año de construcción, un 50% durante el segundo año y un 30% en el último año de construcción de la planta.

- OPEX

Para la determinación de los costos operativos para la captura de carbono se tomó como eje las industrias emisoras de CO₂. Dentro de la literatura se identificó como el nivel de pureza del flujo de CO₂ impacta directamente sobre el costo de captura.

Tabla 4. OPEX por fuente emisora de 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

⁸ <https://www.irs.gov/instructions/i8933>.

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)

Nota: Los valores hacen referencia a la aplicación de captura por aminas en un proceso de post combustión

En la **Tabla 5. Composición del OPEX** se muestran los costos de captura estimados en las industrias con potencial para captura de CO₂. En esta se puede observar como para la producción de etanol se tienen costos comparativos más bajos. Esto es debido a que el CO₂ emitido por esta industria sale menos diluido con otros compuestos. Por otro lado, los sectores que presentan los costos más elevados tienen un flujo de CO₂ combinado con otros elementos como metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), entre otros.

Tabla 5. Composición del OPEX

Composición del OPEX	Unidad	Valor
Energía	% OPEX	0,2
Insumo	% OPEX	13,0
Mano de obra	% OPEX	0,8
Agua	% OPEX	1,0
Vapor de media	% OPEX	85,0

Fuente: Estudio técnico, económico y de impacto ambiental del proceso de absorción química de CO₂ (Niño, 2023)

De igual manera, en la tabla anterior se muestra la composición del OPEX para la captura de CO₂. En esta se observa como el principal gasto recae sobre el vapor de media, el cual sirve como re hervidor y enfriador en el proceso para separar y capturar el CO₂.

4.1.3. Transporte de CO₂

Para el transporte de CO₂ se evaluaron los siguientes medios: gasoducto, buque, ferroviario y por carrotanques. Los supuestos se asignaron para la valoración del OPEX y el CAPEX.

- **CAPEX**

La **Tabla 6. CAPEX transporte de CO₂** muestra los valores considerados para el cálculo de los costos de capital en el transporte de CO₂.

Tabla 6. CAPEX transporte de 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
Vida útil	años	40

Costos férreos	Unidad	Valor
----------------	--------	-------

Infraestructura	USD/Km	2.500.000
Locomotora	USD/locomotora	4.000.000
Vagones	USD/vagón	150.000
Vagones por locomotora	Numero	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
Vida útil	años	25
Distancia ⁹	Km/año	150.000

Costos marítimos	Unidad	Valor
Buque	USD	50.000.000
Capacidad	Ton	80.000
Costos (USD/ton)	USD/ ton	625
Vida útil	años	30
Distancia	Km/año	1.200.000

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
Vida útil	años	15
Distancia	Km/año	60.000

Fuente: Elaboración IDOM

- Los gastos del gasoducto fueron tomados del informe del Global CCS Institute “*The cost of CO₂ Transport*” y los reportes anuales de la IEA.
- Los gastos para transporte férreo fueron estimados considerando el valor de una locomotora y vagones cisterna encontrados en la plataforma RailMover¹⁰, para compra y venta de infraestructura y maquinaria férrea. De igual manera, se tomó como referencia un vagón cisterna con capacidad para transportar 200 m³ y una densidad del CO₂ transportado de 1,16 m³/ton.
- 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.

⁹ Se hizo una proyección de las distancias máximas que recorrería en un año. Con esto se estimó el numero de viajes que se podrían hacer en este periodo de tiempo.

¹⁰ www.railmover.com

- OPEX

La Tabla 7 muestra la estimación de los costos operativos para cada medio de transporte identificado.

Tabla 7. Supuestos para los costos operativos de transporte

Costos gasoducto	Unidad	Valor
Operación	USD/t CO ₂ /Km	0,068
Pago por uso	USD/t CO ₂ /Km	0,00000187
Costos férreos	Unidad	Valor
Operación	USD/t CO ₂ /Km	1,26
Pago por uso	USD/t CO ₂ /Km	0,018
Costo de transporte de carga	USD/t CO ₂ /Km	0,044
Costos marítimos	Unidad	Valor
Operación	USD/Ton/año	62,72
Pago por uso	USD/Ton/año/Km	0,12
Costos terrestres (camiones)	Unidad	Valor
Salarios	USD/km/año/ton	0,019344
Combustible	USD/km/año/ton	0,029184
Mantenimiento	USD/km/año/ton	0,015264
Seguro	USD/km/año/ton	0,006912
Operación	USD/km/año/ton	0,070704

Fuente: Elaboración IDOM

Los costos de operación hacen referencia al costo de transportar una tonelada de CO₂ por kilómetro como operadores del medio de transporte. El pago por uso muestra el valor que se debería pagar para transportar el CO₂ por medio de un operador externo, es decir, contratando prestadores de servicio de transporte ya existentes.

- Los costos de operación de los gasoductos fueron tomados con base en las estimaciones de “*The Cost of CO₂ Transport and Storage in Global Integrated Assessment Modeling*” (Smith, 2015) y de las tarifas definidas por Promigas para el transporte por gasoducto en Colombia.
- La estimación de los costos férreos se construyó con referencia al APP del Sector Férreo publicado por el DNP en 2020 y la resolución 184 de 2009 del Ministerio de Transporte.
- Para los costos marítimos se consideró el análisis de costos del proyecto Longship en Noruega, la iniciativa para transporte de CO₂ en lecho marino más grande de Europa.
- Los costos terrestres se ponderaron con base en la distribución del gasto en las diferentes categorías identificadas para este medio de transporte en Estados Unidos y las notas publicadas por la Asociación Colombia de Camioneros (ACC).

4.1.4. Almacenamiento de CO₂

Para el almacenamiento de CO₂ se consideraron dos escenarios, el almacenamiento en el lecho marino (off shore) y en tierra (on shore).

- CAPEX

La **Tabla 8. Costos de capital para el almacenamiento geológico de CO₂** muestra los valores tomados para la estimación de gastos de capital para el almacenamiento de CO₂, expresado en dólares por tonelada de CO₂ almacenada. Para esto se consideró el costo de los estudios previos, los costos de maquinaria y se pondero frente a la vida útil. Para este escenario se tomaron de referencia las estimaciones realizadas por el Global CCS Institute (Global CCS Institute, 2013). Los costos de estudios previos hacen referencia a los estudios de viabilidad económica y del suelo necesarios para comenzar con la construcción. Los gastos en maquinaria recogen la inversión en planta y equipo específico necesario para el almacenamiento e inyección de CO₂, Finalmente, se pondero sobre la vida útil para amortizar los costos.

Tabla 8. Costos de capital para el almacenamiento geológico de CO₂

Gastos de inversión (On Shore)	Unidad	Valor
Estudios	USD/t CO ₂	2,39
Maquinaria	USD/t CO ₂	1,09
Vida útil	años	40
Gastos de inversión (Off Shore)	Unidad	Valor
Estudios	USD/t CO ₂	6,41
Plataforma de inyección	USD/t CO ₂	1,09
Maquinaria	USD/t CO ₂	3,37
Vida útil	años	40

Fuente: Elaboración IDOM

- OPEX

La Tabla 9 muestra los costos operativos de almacenamiento por tonelada de CO₂. En esta se puede observar cómo los costos para almacenamiento en el lecho marino son superiores para inyección, monitoreo y monitoreo después del cierre del depósito. Para este escenario se tomaron de referencia las estimaciones realizadas por el Global CCS Institute (Global CCS Institute, 2013). Frente a los costos de monitoreo después del cierre, es importante destacar que existen diferentes alternativas. Desde la literatura se identificó que el más empleado en la actualidad consiste en un estudio periódico de la dispersión del gas dentro del punto de almacenamiento. Si el gas presenta anomalías de dispersión podría ser señal de una fuga por lo que sería necesario tomar medidas preventivas sobre el sellado del punto de almacenamiento (BGS, s.f). De igual manera, al ser un monitoreo de dispersión del gas, sus costos están asociados a la cantidad de CO₂ almacenado.

Tabla 9. Costos operativos para el almacenamiento geológico de CO₂

Inyección de CO₂	Unidad	Valor
On Shore	USD/t CO ₂	0,66
Off Shore	USD/t CO ₂	2,41
Monitoreo	Unidad	Valor
On Shore	USD/t CO ₂	1,20
Off Shore	USD/t CO ₂	1,97
Monitoreo (después del cierre)	Unidad	Valor
On Shore	USD/t CO ₂	1,09
Off Shore	USD/t CO ₂	1,20

Póliza de cumplimiento	% del contrato de operación	10 – 30
------------------------	-----------------------------	---------

Fuente: Elaboración IDOM con datos del CCS Institute

4.1.5. Uso de CO₂

Para el análisis de usos de CO₂ como commodity se consideraron supuestos referentes a los gastos de capital y operativos para la recuperación mejorada de petróleo (EOR).

- **Ingresos/rendimientos**
- Según lo expresado por Yáñez (2020), Colombia cuenta con reservas de petróleo de 2.074 millones de barriles, de los cuales, con la aplicación generalizada de EOR, se podrían extender en un 22%. Esto representa un aumento de 465 millones de barriles. Si se asume un costo por barril de 75 USD, esto representaría una valorización de las reservas probadas de petróleo equivalente a 34.875 millones de USD. De igual forma, su extracción representaría beneficios tributarios para el Estado por medio de impuestos y regalías.

CAPEX

La **Tabla 10. CAPEX EOR** muestra los supuestos considerados para la estimación de los gastos de capital. Estos se definieron con base en: “*Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery*” (Zekri, 2002), las estimaciones de Yáñez referentes al potencial de extracción de petróleo por este medio en Colombia y los rendimientos del CO₂- EOR expresados por Elkerbout y Bryhn en su artículo “*An Enabling Framework for Carbon Capture and Storage (CCS) in Europe: An Overview of Key Issues*” (Milan Elkerbout, 2019)

Tabla 10. CAPEX EOR

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
Vida útil	Años	20

Fuente: Elaboración IDOM

- **OPEX**

Para el costo operativo se definió un gasto de 12,2 USD/ton de CO₂. Este valor fue tomado haciendo la proyección de las estimaciones de Kemp (2014), aplicando un factor de crecimiento al estimar CO₂ - EOR. En este estudio se realizó la valoración económica de EOR en Reino Unido considerando variables en el tipo de pozo, porosidad y temperatura.

4.1.6. Análisis Costo Beneficio

En este capítulo, se presentan los supuestos utilizados para el análisis costo-beneficio para la valoración de CCUS en Colombia. Estos supuestos se basan en la información disponible, y se han

realizado con el objetivo de proporcionar una estimación lo más realista posible de los costos y beneficios del modelo.

- **Beneficios**

Para la estimación del costo económico por tonelada de CO₂ se realizó una revisión literaria de las proyecciones realizadas por distintos autores. El Banco Mundial (2015) proyecta que para 2030 el costo será de 90 USD por tonelada. En el informe: El costo social del carbono: una visión agregada desde América Latina (CEPAL, 2019), se establece que el costo puede variar de país a país y fija un rango que oscila entre los 50 USD – 250 USD, con una mediana de 100 USD por tonelada de CO₂.

Bajo las estimaciones realizadas por la Unión Europea (2023), el costo por tonelada de CO₂ sería equivalente a 88.5 USD.

De esta manera y para los usos del modelo, se asumirá un costo económico por tonelada de CO₂ equivalente a 90 USD por tonelada.

- **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. Cabe mencionar que, las relaciones precio cuenta se consideran una medida del valor real de la contribución de la inversión o producción económica de un bien y/o servicio. Los datos fueron tomados de las estimaciones realizadas por el DNP en la actualización de los indicadores “Razón-Precio-Cuenta” (2019) donde se seleccionaron las categorías pertinentes para cada etapa de la cadena de valor.

Tabla 11. RPC para captura de CO₂

CAPEX (captura de CO₂)	RPC	Código	Clasificación
Productos laminados, estirados o doblados, en caliente o en frío, de hierro o acero	0,859	310102	Mixto
Servicios relacionados con la manufactura de productos minerales no metálicos, a comisión o por contrato	0,902	300300	No transable
Productos metálicos estructurales y sus partes	0,969	310201	Mixto
Total	0,91		
OPEX (captura de CO₂)	RPC	Código	Clasificación
Eliminación de desperdicios, saneamiento y otros servicios de protección del medio ambiente	0,859	580002	No transable
Total	0,859		

Fuente: Elaboración IDOM con datos del DNP

La Tabla 11 muestra la RPC identificada para la captura de carbono. En esta se observa un coeficiente de 0,91 para el CAPEX y un coeficiente de 0,859 para el OPEX.

Tabla 12. RPC para transporte de CO₂

CAPEX (transporte de CO ₂)	RPC	Código	Clasificación
Piedra tallada o aserrada para construcción u otros usos (mármol, losas, adoquines, placas, monumentos, etc.)	0,941	300203	Mixto
Artículos de hormigón, cemento y yeso	0,979	300202	Mixto
Buques y embarcaciones para deportes y recreo; locomotoras y material rodante de ferrocarril; Otro material rodante; otros equipos de transporte n.c.p., sus partes y piezas	0,666	340299	Mixto
Total	0,862		

OPEX (transporte de CO ₂)	RPC	Código	Clasificación
Transporte de carga por vía terrestre	1	460201	Exportado
Servicios relacionados con la manufactura de equipo de transporte	1	340301	Mixto
Transporte por ferrocarril (carga y pasajeros)	0,874	460202	No transable
Transporte por tuberías	0,874	460300	No transable
Transporte marítimo (internacional y de cabotaje) de pasajeros y de carga; alquiler de embarcaciones con tripulación y servicios de remolque	1	470100	Mixto
Total	0,9496		

Fuente: Elaboración IDOM con datos del DNP

La Tabla 12 muestra la RPC estimada para transporte de CO₂. En esta se determinó un coeficiente de 0,862 para el CAPEX y un coeficiente de 0,949 para el OPEX.

Tabla 13. RPC para transporte de CO₂

CAPEX (almacenamiento de CO ₂)	RPC	Código	Clasificación
Productos laminados, estirados o doblados, en caliente o en frío, de hierro o acero	0,859	310102	Mixto
Servicios relacionados con la manufactura de productos minerales no metálicos, a comisión o por contrato	0,902	300300	No transable
Productos metálicos estructurales y sus partes	0,969	310201	Mixto
Total	0,91		

OPEX (almacenamiento de CO ₂)	RPC	Código	Clasificación
Servicios almacenamiento y de carga y descarga	1	490101	Exportado
Total	1		

Fuente: Elaboración IDOM con datos del DNP

La

Tabla 13 muestra la RPC para el almacenamiento de carbono. En esta se encontró un RPC para el CAPEX de coeficiente 0,91 y de 1 para el OPEX.

- **Tasa de descuento**

Se toma una tasa social de descuento equivalente al 9% e.a. basado en la justificación técnica publicada por el DNP (DNP, 2022).

4.2. Principales resultados

Dada la flexibilidad con la que se ha estructurado el modelo financiero como se detalla en el Manual del modelo financiero (consultar Anexo), y se evidencia en la sección anterior donde se exponen los supuestos, las diversas combinaciones de valores posibles para las variables clave del modelo dan lugar a la generación de numerosos escenarios. Este hecho implica la aplicación de un método de análisis que difiere del enfoque tradicional empleado en análisis financieros y de costo-beneficio.

De esta forma, con el fin de abordar esta complejidad y brindar una visión más completa sobre los resultados obtenidos, este análisis es desarrollado en función de los diferentes escenarios generados, donde se derivan conclusiones a partir de los patrones observados.

Ahora bien, los diferentes escenarios se generan por la posibilidad de elegir entre distintas opciones para las principales variables del modelo. Puntualmente, las siguientes son las principales variables que permiten elegir entre varias opciones:

- Volumen de CO₂ capturado: se encuentra en función de los 4 clústeres previamente identificados para Colombia (1, 2, 3 y 4)
- Fuente de carbono: se identifican 7 fuentes de carbono diferentes (Termoeléctrica de carbón, termoeléctrica de gas natural, refinерías, cemento, etanol, extracción de petróleo, e hidrógeno), sin embargo, no todas las fuentes de carbono están disponibles para cada clúster.
- Medio de transporte: se puede elegir entre 4 medios de transporte del CO₂ (Gasoducto, ferreo, marítimo y por carrotanques).
- Infraestructura gaseoducto: si el medio de transporte seleccionado es el gaseoducto, se pueden elegir 2 opciones: construir el gaseoducto o pagar por usar una infraestructura existente. En el escenario de pago por uso, se asume que las redes de gasoducto actuales se encuentran en buen estado por lo que no sería necesario hacer inversión en mantenimiento y adecuación de la red.
- Infraestructura férrea: si el medio de transporte seleccionado es el férreo, se puede elegir entre 3 opciones: construir las vías férreas y adquirir el tren, adquirir el tren y pagar por el uso de una infraestructura férrea existente o, contratar el transporte de la carga.

- Lugar de almacenamiento: existen 2 opciones de almacenamiento, on shore y off shore.

El total de las posibles combinaciones generadas por todas las variables resulta en un gran número de escenarios, el cual es reducido luego de considerar aquellas combinaciones que no son posibles, como aquellas que evalúan una fuente de carbono que no coincide con el clúster analizado. De esta forma, se obtiene un total de 308 escenarios, cuyos resultados se presentan en la **Tabla 14** y son usados para derivar conclusiones de acuerdo con los patrones observados.

Cabe mencionar que los resultados obtenidos se dividen en financieros y de costo-beneficio, por lo que esta sección se encuentra dividida de la misma forma y se complementa con un análisis de sensibilidad.

4.2.1. Financieros

Los resultados del análisis financiero son evaluados de manera consolidada, es decir que se evalúan los resultados obtenidos por el conjunto de las diferentes etapas (captura, transporte, almacenamiento y usos), a pesar de que en la modelación financiera se realizan estimaciones para cada una de ellas.

Según las estimaciones realizadas de los 308 escenarios analizados, 42 logran obtener un VPN positivo y una TIR superior a la tasa de descuento del 6,4%. Esto quiere decir que el 14% de los escenarios evaluados logran cumplir con los indicadores de viabilidad financiera, mientras el 86% no logran satisfacer estos indicadores.

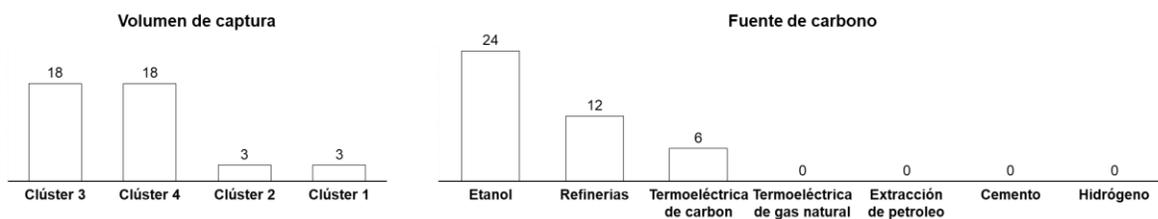
Ahora bien, con el fin de lograr identificar patrones en los resultados obtenidos, se evalúan las características de los escenarios que lograron cumplir con los indicadores de viabilidad financiera. Las características son evaluadas según las variables claves definidas previamente, las cuales son agrupadas en función de la etapa de la cadena de valor de CCUS a la que pertenecen, por lo que el análisis se compone de variables claves asociadas a captura, transporte y almacenamiento.

Adicionalmente, se realiza un análisis en función del costo nivelado del carbono (LCOC por sus siglas en inglés), el cual corresponde al costo por unidad de producción a lo largo de la vida útil de una instalación, considerando factores como CAPEX, OPEX y volumen capturado.

En primer lugar, al analizar las variables relacionadas con la captura, la **Ilustración 4** indica que en el 86% de los escenarios con un Valor Presente Neto (VPN) positivo, la elección del clúster recae en el 3 o el 4, dividiéndose equitativamente con 18 escenarios para cada uno, mientras los clústeres 1 y 2 solo explican 3 escenarios con VPN positivo cada uno.

Por otra parte, en relación con la fuente de carbono, se destaca el etanol, que representa el 52% al explicar 24 escenarios con VPN positivo, mientras las refinerías y termoeléctricas de carbón explican 12 y 6 escenarios, respectivamente. En contraste, las demás fuentes de carbono, como el hidrógeno, la extracción de petróleo, el cemento y las termoeléctricas de gas natural, no logran obtener un solo escenario con VPN positivo.

Ilustración 4: Escenarios con VPN positivo según variables claves asociadas a captura



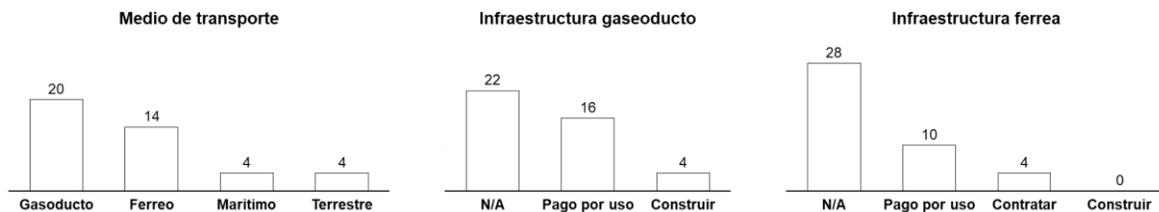
Fuente: Elaboración IDOM

Nota: Los clústeres 3 y 4 presentan la mayor cantidad de escenario positivos ya que concentran la mayor cantidad de industrias con VPN positivo (etanol, refinerías y termoeléctricas de carbón)

En segundo lugar, evaluando los resultados obtenidos según las variables claves asociadas a transporte, la **Ilustración 5** presenta el número de escenarios con VPN positivo para cada una de las opciones de las variables clave relacionadas.

En cuanto al medio de transporte seleccionado, se observa que el gaseoducto es el preferido, seguido por el férreo y luego el terrestre y marítimo. Para los escenarios en los que se escoge los gaseoductos como medio de transporte, se evidencia que es preferible pagar por usar infraestructura existente en lugar de construir gaseoductos exclusivos para el proyecto, sin embargo, existen 4 escenarios bajo los cuales esta es una opción viable. Similarmente, para los escenarios en los que el medio de transporte seleccionado es el férreo se observa que el pago por uso¹¹ es la opción preferida, seguido de la opción de contratar el transporte¹², mientras la opción de construir vías férreas¹³ no es viable bajo ningún escenario.

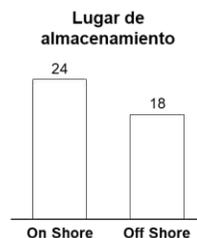
Ilustración 5: Escenarios con VPN positivo según variables claves asociadas a transporte¹⁴



Fuente: Elaboración IDOM

En tercer lugar, con relación al almacenamiento, se evidencia una clara ventaja del almacenamiento on shore versus el almacenamiento off shore, ya que este corresponde a la opción seleccionada para 24 de los 42 escenarios con VPN positivo, lo cual equivale a un 57% de los escenarios favorables.

Ilustración 6: Escenarios con VPN positivo según variables claves asociadas a almacenamiento



Fuente: Elaboración IDOM

Finalmente, en relación al costo nivelado del carbono (LCOC), la Figura 7 muestra la cantidad de escenarios con valor presente neto (VPN) positivo según el LCOC de cada uno. Es importante destacar que el LCOC proporciona una medición integral del costo del carbono que incluye todos los gastos relevantes asociados a su producción. Este valor se expresa en USD/tonelada y su cálculo implica considerar los costos totales incurridos durante el ciclo de vida de la planta y dividirlos por la cantidad total de carbono capturado en ese período.

¹¹ Comprar locomotoras y vagones y pagar por usar infraestructura ferroviaria existente.

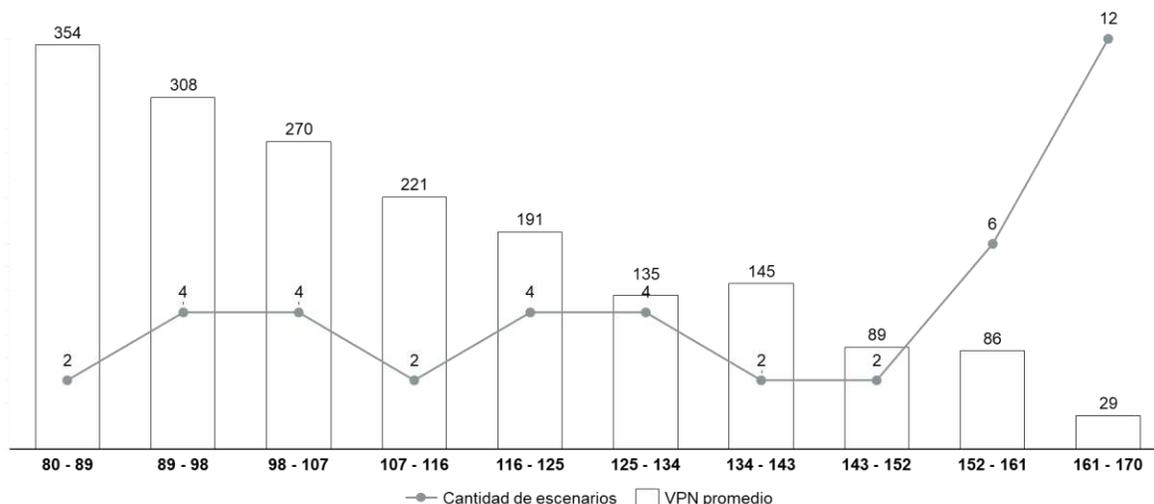
¹² Pagar a un tercero que transporte la carga, sin necesidad de construir vías férreas ni adquirir locomotoras o vagones.

¹³ Construir vías férreas y adquirir locomotoras y vagones.

¹⁴ El "N/A" en infraestructura gaseoducto hace referencia a los escenarios en los que el medio de transporte escogido no es el gaseoducto. Igualmente sucede con la infraestructura férrea.

Frente a esto se observa una relación inversa entre el VPN promedio y el LCOC. A medida que aumenta el LCOC, el VPN disminuye. De igual forma, se observa que la mayor cantidad de escenarios con VPN positivo se encuentra en el rango de LCOC más alto, rango en el que a su vez se observa el VPN promedio más bajo. En resumen, la figura permite observar que la mayoría de los escenarios viables presentan VPN promedio más bajos y LCOC más altos.

Ilustración 7: Escenarios con VPN positivo según su LCOC



Fuente: Elaboración IDOM

Ahora bien, analizando mas a detalle las características de los escenarios, se pueden derivar las siguientes conclusiones:

- Percentil 0-25 (80-112 USD/Ton): Clústeres 3 y 4 (mitad y mitad), etanol como fuente de carbono, 50% de transporte férreo y 50% gaseoducto (pago por uso), y almacenamiento on shore y off shore (66 y 33% respectivamente).
- Percentil 25-50 (112-136 USD/Ton): Clústeres 3 y 4 (mitad y mitad); etanol como fuente de carbono; 40% de transporte por gaseoducto (construido), 40% terrestre y 20% férreo; y 60% en almacenamiento off shore.
- Percentil 50-75 (136-165 USD/Ton): Se observan todos los clústeres, aunque mayormente el 3 y el 4; las refinerías (45%) son la principal fuente de carbono, seguidas del etanol (36%) y termoeléctricas de carbón (19%); principalmente transportado por gaseoducto (55%) y marítimo (36%); y almacenado on shore mayormente (82%).
- Percentil 75-100 (165-170 USD/Ton): Se observan todos los clústeres; las refinerías (64%) son la principal fuente de carbono y son seguidas únicamente por el etanol (36%); principalmente transportado por gaseoducto (55%) y marítimo (36%); y almacenado on shore mayormente (82%).

4.2.2. Costo-beneficio

Los indicadores usados para evaluar el costo-beneficio son la Relación Beneficio Costo (RBC), el Valor Presente Neto Económico (VPNE) y la Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE). La RBC se calcula como el producto entre el Valor Presente (VP) de los beneficios y el VP de los costos, donde una relación mayor a 1 indica un resultado favorable. El VPNE corresponde a la diferencia entre el VP de los beneficios y el VP de los costos, donde un valor mayor a cero indica la favorabilidad

del proyecto. Finalmente, la TIRE corresponde a la tasa de descuento que hace que el VPNE sea cero, por lo que una TIRE mayor al costo del capital es lo ideal.

Cabe mencionar que, se habla de un análisis costo-beneficio ya que, al estimar los beneficios de estos proyectos usando el costo social del carbono y los costos usando los flujos financieros asociados a la inversión y operación, se consideran factores tanto sociales como económicos.

De esta forma, analizando los resultados obtenidos para los escenarios evaluados (los cuales se presentan en la **Tabla 14**), se observa que son 10 los escenarios en los que se obtienen indicadores favorables (escenarios 1-5, 9, 12, 14, 16 y 17).

Ahora bien, analizando las características de estos escenarios, se observa que la mitad está relacionada al clúster 4 y la otra mitad al clúster 3. Por otra parte, el etanol es la única fuente de carbono de los escenarios que lograron indicadores favorables. Con relación al medio de transporte, se observa que el 60% está asociado al férreo y el 40% a gaseoductos y para ambos casos, construir la infraestructura no hace parte de las opciones, por lo que solo se considera el pago por uso o la contratación como opciones viables. Finalmente, en cuanto al lugar de almacenamiento, el on shore presenta una ventaja frente la off shore, toda vez que este está relacionado al 60% de las opciones.

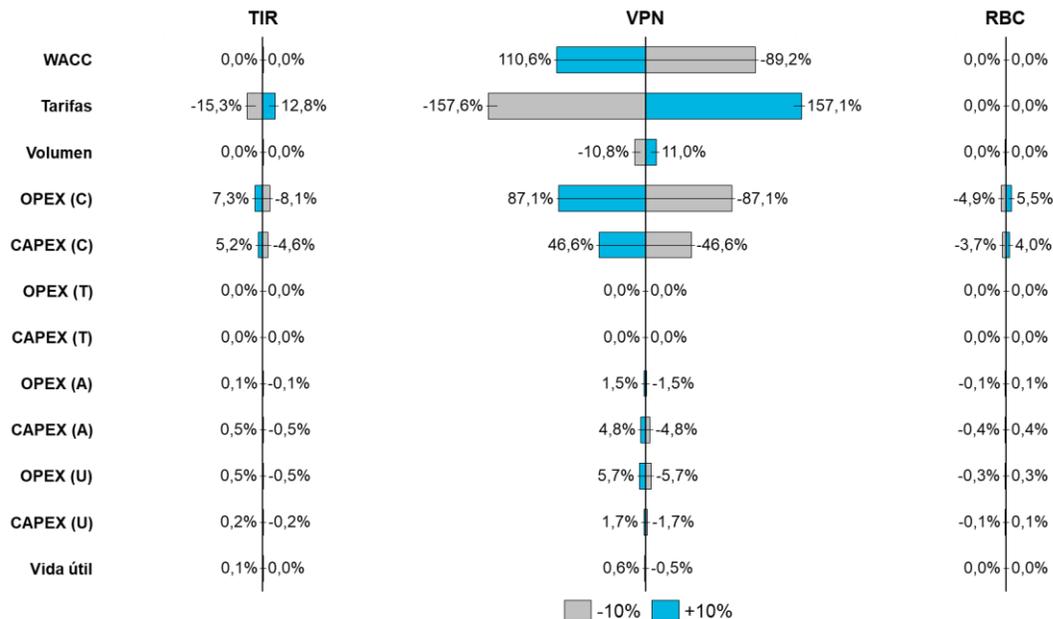
4.2.3. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad se realiza con el fin de medir el impacto que causan los cambios en las variables clave del modelo sobre los principales indicadores. Por un lado, dentro de las variables clave del modelo se consideran la tasa de descuento, las tarifas de ingresos, los volúmenes de captura y los costos de operación (OPEX) e inversión (CAPEX). Por otro lado, los indicadores principales considerados dentro del análisis de sensibilidad son la TIR, el VPN y la RBC. Cabe mencionar que se realizan variaciones al OPEX y CAPEX de forma independiente para cada una de las etapas de la cadena de valor: Captura (C), Transporte (T), Almacenamiento (A) y Usos (U).

De esta forma, tomando como referencia el escenario con mejor VPN¹⁵, se desarrolla el análisis de sensibilidad y sus resultados se resumen en la **Ilustración 8**. Según se puede observar, las variables que más impactan la TIR son las tarifas y el OPEX y CAPEX de captura. De cara al VPN, las variables más relevantes son las tarifas, WACC, OPEX y CAPEX de captura, y volumen de captura. Finalmente, las únicas variables que impactan la RBC de forma significativa son el OPEX y el CAPEX de captura.

¹⁵ Este escenario contempla un volumen capturado relacionado al clúster 1, una fuente de carbono proveniente de refinерías, transporte por gaseoductos existentes y almacenamiento on shore.

Ilustración 8: Variación porcentual de los principales indicadores ante cambios en las variables clave



Fuente: Elaboración IDOM

Lo anterior evidencia la alta sensibilidad del modelo ante variables como las tarifas, la tasa de descuento y los costos de operación y gastos de inversión.

4.3. Principales conclusiones

Los resultados financieros obtenidos, a partir de los supuestos presentados previamente, permiten derivar las siguientes conclusiones:

- Existe posibilidad de desarrollar proyectos de CCUS en los 4 clústeres identificados.
- Solo son viables proyectos de CCUS cuya fuente de carbono sea el etanol, las refinерías o las termoeléctricas de carbón. Por el contrario, no se identifican escenarios viables donde la fuente de carbono provenga de termoeléctricas de gas natural, extracción de petróleo, cemento o hidrogeno.
- Es viable utilizar cualquiera de los cuatro medios de transporte previstos (gaseoducto, férreo, marítimo y terrestre) y se evidencia una preferencia por los gaseoductos y el transporte férreo, sin embargo, no es viable construir infraestructuras (gaseoductos o vías férreas) exclusivas para estos proyectos, por lo que se deben aprovechar infraestructuras existentes.
- En cuanto al almacenamiento, tanto el on shore como el off shore resultan viables, aunque se observa que el almacenamiento on shore resulta más favorable dado sus menores costos.
- El 50% de los escenarios con VPN positivo tienen un LCOC entre 136 y 170 USD/Ton, mientras el otro 50% se encuentra disperso entre los 80 y 135 USD/Ton.
- Menores LCOC (80-135 USD/Ton) tienen asociadas las siguientes características: solo clústeres 3 y 4, etanol como única fuente de carbono y, principalmente transporte por gaseoducto (40%), férreo (40%) y terrestre (20%).

- Mayores LCOC (135-170 USD/Ton) tienen asociadas las siguientes características: se observan todos los clústeres, aunque mayormente el 3 y 4 (36% cada uno); como fuente de carbono principalmente refinerías (55%) y termoeléctricas de carbón (27%); mayormente transporte por gaseoducto (55%) y férreo (27%); y la mayoría del almacenamiento es on shore (64%).

En cuanto al análisis costo-beneficio, con base en los supuestos actuales, es posible obtener las siguientes conclusiones:

- 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 de costo-beneficio.
- El transporte marítimo y el terrestre no se consideran como opciones dentro de los escenarios que resultan viables.
- Tanto el almacenamiento on shore como el off shore resultan viables.

5. Identificar y evaluar los incentivos e instrumentos tributarios

Colombia se ha comprometido a reducir sus emisiones de GEI en un 51% para 2030. Para alcanzar este objetivo, el país está desarrollando una serie de políticas e incentivos para promover la implementación de tecnologías bajas en carbono, como la CCUS. En este capítulo, se evaluarán los incentivos e instrumentos tributarios relacionados con la implementación de tecnología CCUS en Colombia. Se analizarán los incentivos existentes, así como las propuestas de nuevos incentivos.

5.1. Realizar una revisión del marco tributario de aplicación para las tecnologías de CCUS

Los beneficios e incentivos tributarios relacionados con el uso de “tecnologías limpias”, así como con los proyectos de captura de carbono, encuentran su fundamento en los siguientes dos cuerpos normativos:

1. La Ley 1715 de 2014 (modificada por la Ley 2099 de 2021) mediante la cual se definieron, entre otros, los incentivos tributarios aplicables a las inversiones efectuadas en generación de energía eléctrica con base en fuentes no convencionales de energía (“FNCE”), proyectos de eficiencia energética (“EE”) y proyectos CCUS.
2. El Estatuto Tributario Nacional (“ET”) dentro del cual se establecen diversos beneficios a las inversiones en proyectos para el control, conservación y mejoramiento del medio ambiente, así como en proyectos de investigación, desarrollo tecnológico e innovación.

Cada una de estas normas, así como sus reglamentos respectivos, establecen los requisitos y condiciones que deben cumplirse a efectos de que los contribuyentes puedan acceder a los beneficios e incentivos tributarios.

No obstante, debe precisarse que los beneficios establecidos en las disposiciones antes citadas son incentivos diferentes, que si bien pueden estar relacionados (por tratarse de actividades e inversiones originadas en este tipo de proyectos), deben cumplir con requisitos y condiciones propias para su aplicación.

Adicionalmente, para la aplicación de los incentivos tributarios, especialmente aquellos relacionados con proyectos CCUS, se debe, en un primer lugar, solicitar la respectiva calificación y certificación por parte de la Unidad de Planeación Minero-Energética (“UPME”) como se explica en detalle en la siguiente sección.

Para el caso específico de los proyectos de CCUS, el marco normativo que regula los beneficios tributarios aplicables a este tipo de proyectos son los siguientes:

1. Ley 2099 de 2021, que modifica la Ley 1715 de 2014.

Esta ley establece el marco general para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones entre las cuales se encuentra la facultad del Gobierno Nacional de expedir la reglamentación para la promoción, el uso y desarrollo de la tecnología de CCUS.

Este cuerpo normativo aclara que las inversiones, los bienes, equipos y maquinaria destinados a la captura, utilización y almacenamiento de carbono gozarán de los siguientes beneficios tributarios:

- (i) Descuento del impuesto sobre la renta al que se refiere el artículo 255 del ET;
- (ii) Exclusión de IVA de que trata el numeral 16 del artículo 424 del ET;
- (iii) Depreciación acelerada establecido en el artículo 14 de la Ley 1715 de 2014.

Adicionalmente, esta disposición adicionó los numerales 23 y 24 al artículo 5 de la Ley 1715 de 2014, con el fin de integrar los conceptos de Hidrógeno Verde e Hidrógeno Azul al marco normativo de las FNCE.

Para el efecto, definió el Hidrógeno Azul como *“es el hidrógeno que se produce a partir de combustibles fósiles, especialmente por la descomposición del metano (CH₄) y que cuenta con un sistema de CCUS, como parte de su proceso de producción y se considera FNCE”*.

2. Decreto 1476 de 2022.

El Decreto 1476 de 2022, reglamenta los artículos 21 y 23 de la Ley 2099 de 2021 y establece que los proyectos de hidrógeno azul deberán contar con un sistema de CCUS que permita la captura del dióxido de carbono generado a grandes escalas en fuentes fijas, de conformidad con lo establecido en el artículo 22 de la Ley 2099 de 2021.

3. Ley 1715 de 2014.

Regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional y establece los incentivos tributarios aplicables a las inversiones en proyectos de FNCE que, en virtud de la Ley 2099 de 2022 explicada anteriormente, algunos son aplicables a proyectos CCUS.

4. Estatuto Tributario.

Establece beneficios tributarios en materia del impuesto de renta y el impuesto sobre las ventas – IVA, aplicables a: (a) proyectos e inversiones en control, conservación y mejoramiento del medio ambiente; y (b) proyectos e inversiones en investigación, desarrollo tecnológico e innovación:

5.2. Identificar incentivos tributarios existentes e instrumentos financieros de aplicación

5.2.1. Ley 2099 de 2021

De acuerdo con lo establecido en la Ley 2099 de 2021, las inversiones, los bienes, equipos y maquinaria destinados a la captura, utilización y almacenamiento de carbono, pueden aplicar a los siguientes beneficios tributarios:

1. Descuento tributario por inversiones realizadas en control, conservación y mejoramiento del medio ambiente.

De acuerdo con el artículo 255 del ET se trata de un descuento del 25% del valor de las inversiones que hagan personas jurídicas en control, conservación y mejoramiento del medio ambiente. En el caso específico, el descuento recaerá sobre las inversiones realizadas por la adquisición de bienes, equipos y maquinaria destinada a la captura, utilización y almacenamiento de carbono

Es importante precisar que, por regla general, las inversiones en control del medio ambiente se encuentran definidas en el artículo 1.2.1.18.51 del Decreto 1625 de 2016 como aquellos orientados en la implementación de sistemas de control ambiental que tengan como finalidad disminución de la demanda de recursos naturales renovables, o de prevención y/o reducción en la generación y/o mejoramiento de la calidad de residuos y emisiones atmosféricas. Por su parte, las inversiones en conservación y mejoramiento del medio ambiente se encuentran definidas como aquellas que tienen por objeto la implementación de proyectos de preservación y restauración de la diversidad biológica y de los recursos naturales renovables y del medio ambiente.

Sin embargo, para el caso específico de las CCUS, la aplicación de este beneficio encuentra su fundamento con base en lo señalado en el párrafo 2do del artículo 22 de la Ley 2099 de 2021 el cual establece, de manera expresa, que esta deducción es aplicable a las inversiones, bienes, equipos y maquinaria destinados a la captura, utilización y almacenamiento de carbono.

Debe precisarse que este descuento:

- (i) No aplica por inversiones por mandato de autoridad ambiental para mitigar el impacto ambiental producido por la obra o actividad objeto de una licencia ambiental;
- (ii) Requiere registrar el proyecto en el Registro Nacional de Reducciones de Emisiones de Gases Efecto Invernadero.
- (iii) Requiere certificado de beneficio ambiental previo. En efecto, el citado párrafo 2do del artículo 22 de la Ley 2099 de 2021 señala, de manera expresa, que para la aplicación de este beneficio, será necesario la expedición de la reglamentación por parte del Gobierno, así como la definición de los bienes, maquinaria y equipos sobre los cuales recaerá el descuento, y que deberá ser expedida por la UPME vía resolución.

- (iv) Su aplicación está limitada al 25% del impuesto a cargo del contribuyente en el respectivo año gravable. En caso de que se haya un exceso que no pueda ser tomado en dicho año gravable. Se podrá tomar dentro de los cuatro períodos gravables siguientes a aquel en el cual se efectuó la inversión.

Es importante precisar que, a la fecha de elaboración de este documento, la UPME no ha expedido la lista de bienes y servicios sobre la cual recaerá el beneficio tributario antes descrito. Como consecuencia de lo anterior, y hasta tanto no se cuente con la lista de bienes y servicios expedidos por la UPME, esta entidad no podrá emitir los certificados señalados en el punto (iii) anterior. Sobre este tema, la UPME en la circular externa No. 00035 de 2021¹⁶ señala:

“La definición del procedimiento para certificar proyectos de CCUS por parte de la UPME requiere de un marco normativo que se trabajará conjuntamente con entidades adscritas al Ministerio de Minas y Energía y al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Hasta tanto no se cuente con los lineamientos técnicos que le permitan a la UPME definir los criterios de evaluación para la certificación, no se podrán recibir y evaluar solicitudes asociadas a este tema”.

A la fecha de elaboración de este informe, la UPME mediante Circular Externa No. 000112 de 2022 dio por finalizado el periodo de publicación de comentarios a la “lista de bienes y servicios susceptibles de los incentivos tributario”¹⁷. No obstante, esta entidad no ha expedido el listado definitivo de los bienes y servicios aplicables a estos proyectos.

De igual manera, dentro de la Agenda Regulatoria de 2023¹⁸, expedida por la UPME, se observa que el trámite de audiencia pública para la expedición de la Resolución que establecerá el procedimiento para la solicitud de la evaluación y certificación de inversiones CCUS empezó el 1 de septiembre de 2023. Sin embargo, a la fecha la UPME no ha emitido esta reglamentación.

En cualquier caso, y para efectos ilustrativos, a continuación, detallamos algunos de los activos y servicios que, en los borradores de las resoluciones, se encuentran listados como parte de las inversiones que darán derecho al beneficio tributario:

Aminas para proceso de absorción	Columnas de adsorción/desorción	Compresor inicial de absorción de baja presión	Instrumentación: detectores de CO ₂ , medidores de presión, temperatura
Sistema de recuperación de agua remanente: Unidad Deshumidificadora del CO ₂ con glicol etileno	Reactores/Convertidores de lecho fluidizado	Columnas de destilación	Sistemas de inyección de CO ₂ : Bomba de inyección, eyector

¹⁶ Disponible en: chrome-extension://efaidnbmnnpbpcjpcglclefindmkaj/https://www.valoraanalitik.com/wp-content/uploads/2021/08/Circular_035_20211.pdf

¹⁷ Disponible en: chrome-extension://efaidnbmnnpbpcjpcglclefindmkaj/https://www1.upme.gov.co/Normatividad/Circular_112_2022.pdf

¹⁸ Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiknuHe4viCAXUhFikFHX61CAUQFnoECAoQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww1.upme.gov.co%2FEntornoinstitucional%2FBiblioteca-juridica%2FDocuments%2FAGenda_regulatoria_2023_Consulta_comentarios.xlsx&usq=AOvVaw1djoUwUKdJaiQWcp-ulAG7&opi=89978449

Catalizadores en base a cobre y aleaciones para la hidrogenación de CO ₂	Reactor principal de catálisis del CO ₂ (tipo helicoidal, isotérmico)	Analizador de difracción por rayos X	instrumentación: medidores de caudal, presión, temperatura, concentración CO ₂ , detección de flujo.
---	--	--------------------------------------	---

2. Deducción por depreciación acelerada.

Este beneficio consiste en la depreciación acelerada sobre maquinarias, equipos y obras civiles para la pre-inversión, inversión y operación de los proyectos de CCUS construidos y operados para ese fin.

De acuerdo con el artículo 14 de la Ley 1715 de 2014, la tasa anual de depreciación no será mayor del 33,33% como tasa global anual. No obstante, el Inversionista podrá modificar o variar la tasa anualmente previa comunicación a la DIAN, sin exceder el límite de 33,33%, excepto en los casos en que la ley autorice porcentajes globales mayores. Esto es, al tratarse de un régimen de depreciación acelerada, no es aplicable las tasas de depreciación generales establecidas por el estatuto tributario (cf., artículo 137 ET).

Para la aplicación de este beneficio, será necesario registrar los proyectos que se desarrollen en este sentido en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero definido en el artículo 175 de la Ley 1753 de 2015 y solicitar certificación de la UPME como requisito previo a la obtención de dichos beneficios. En todo caso, está pendiente la expedición de la reglamentación por parte del Gobierno, así como la definición de los bienes, maquinaria y equipos sobre los cuales recaerá el descuento, y que deberá ser expedida por la UPME vía resolución. Por lo anterior, serán aplicables las mismas consideraciones expuestas en el numeral 1 anterior.

3. Exclusión del IVA en la compraventa de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que se encuentren registrados en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero.

La compraventa de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que estén registrados en el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases Efecto Invernadero definido en el artículo 155 de la Ley 1753 de 2015, que generen y certifiquen reducciones de Gases de Efecto Invernadero – GEI, según reglamentación que expida el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, estarán excluidos de IVA.

Ahora bien, al igual que los dos beneficios anteriores, la aplicación de esta exclusión del IVA está supeditada a la expedición de la reglamentación por parte del Gobierno, así como la definición de los bienes, maquinaria y equipos sobre los cuales recaerá la exclusión que deberá ser expedida por la UPME vía resolución. Por lo anterior, serán aplicables las mismas consideraciones expuestas en el numeral 1 anterior.

5.2.2. Otros beneficios tributarios y/o incentivos para motivar el cumplimiento de metas de mitigación de gases efecto invernadero

En adición a los beneficios enunciados en la Ley 2099 de 2022, antes referenciados, consideramos que, de cumplirse los requisitos señalados en la norma, se podrán aplicar los siguientes beneficios tributarios

1. Descuento para inversiones realizadas en investigación, desarrollo tecnológico o innovación.

Las personas que realicen inversiones en proyectos de investigación, desarrollo tecnológico o innovación, de acuerdo con los criterios y condiciones calificados por el Consejo Nacional de Beneficios Tributarios (“CNBT”) en Ciencia y Tecnología, tendrán derecho a descontar de su impuesto sobre la renta el 30% del valor invertido en dichos proyectos, en el período gravable en que se realizó la inversión.

Este descuento no podrá exceder (en conjunto con los descuentos por donaciones a entidades del Régimen Tributario Especial y el descuento por Inversiones en medio ambiente, de aplicar) del 25% del impuesto sobre la renta a cargo del contribuyente. Cabe precisar que, si bien en el artículo 257-1 del ET se prevé que el referido límite se extiende al 30%, dicha ampliación únicamente opera cuando el contribuyente haga uso del beneficio fiscal de becas por impuestos, reglamentado mediante el Decreto 985 del 13 de junio de 2022.

El exceso no descontado en virtud de esta limitante podrá tomarse dentro de los cuatro periodos gravables siguientes a aquel en que se efectuó la inversión en investigación, desarrollo e innovación.

Debe advertirse que este beneficio no puede ser concurrente con los beneficios establecidos en la Ley 1715 de 2014 ni con el beneficio establecido en el artículo 255 del ET explicado anteriormente.

Para efectuar la inversión, la norma señala que el proyecto debe estar avalado por actores asociados reconocidos por Colciencias y se deberán tener en cuenta los criterios de impacto ambiental.

Ahora bien, conforme al documento “*Tipología de Proyectos*” preparado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (“**MinCiencias**”) en su sexta edición¹⁹, se entiende por proyectos de inversión, desarrollo tecnológico o innovación, lo siguiente:

Tipo de Inversión	Definición
<p>Investigación Científica</p>	<p>La investigación científica comprende el trabajo creativo llevado a cabo de forma sistemática para incrementar el volumen de conocimientos y el uso de esos conocimientos para crear nuevas aplicaciones. La investigación científica se puede dividir en tres: (i) Investigación básica, (ii) Investigación básica dirigida, (iii) Investigación aplicada.</p> <p>La investigación básica tiene como principal objetivo la generación de conocimiento. La investigación básica dirigida se diferencia de la investigación básica, en la medida que el principal objetivo es la generación de conocimiento con un propósito social o comercial, para desarrollar innovaciones de alto impacto en el mediano plazo, evidenciando un involucramiento directo entre el personal científico de actores asociados y las empresas.</p> <p>Finalmente, la investigación aplicada se caracteriza por adquirir nuevos conocimientos técnicos o científicos, orientados hacia un objetivo práctico en específico.</p>
<p>Proyectos de Desarrollo</p>	<p>Son aquellos que ponen en práctica los resultados de la investigación aplicada, ya sea en la mejora de los procesos</p>

¹⁹ Este documento se puede consultar en el siguiente link: https://minciencias.gov.co/viceministerios/conocimiento/direccion_transferencia/beneficios-tributarios/tipologia-proyectos

Tipo de Inversión	Definición
	<p>convencionales. Este tipo de proyectos se divide en desarrollo experimental y desarrollo tecnológico.</p> <p>El desarrollo experimental está dirigido a la creación de nuevos materiales, productos o dispositivos para establecer nuevos procedimientos, servicios o mejorar los ya existentes. El desarrollo tecnológico, se caracteriza por mejorar procesos existentes.</p>
Innovación	<p>Se entiende por innovación un producto o proceso nuevo o mejorado (o la combinación de ambos), que difiere significativamente de los productos o procesos previos.</p>

2. Renta exenta por venta de certificados de reducción de emisión.

La normativa tributaria establece un beneficio tributario aplicable a la venta de energía eléctrica generada con base en energía eólica, biomasa o residuos agrícolas, solar, geotérmica o de los mares (Cf., artículo 235-2(3)).

Para que proceda la exención, se requiere, entre otros, el cumplimiento de los siguientes requisitos (cf., §1.2.1.22.7., DUR): **(i)** que la venta de energía sea efectuada por parte de empresas generadoras: aquella que produce la energía de conformidad con lo dispuesto en la Ley 143 de 1994, en las Resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG); **(ii)** tramitar, obtener y vender certificados de reducción de emisión de bióxido de carbono de acuerdo con lo establecido en el §1.2.1.22.7. DUR y el §12 del Protocolo de Kyoto; y **(iii)** que, al menos el 50% de los recursos obtenidos por la venta de dichos certificados, sean invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador (“afectación de cada municipio por la construcción y operación de la central generadora”).

Sin embargo, es de notar que este beneficio está limitado a la venta de energía generada con base en energía eólica, biomasa o residuos agrícolas, solar, geotérmica o de los mares. Razón por la cual, en un proyecto limitado a CCUS el mismo no será aplicable.

3. Impuesto nacional al carbono.

El impuesto nacional al carbono fue creado por el artículo 221 de la Ley 1819 de 2016, recientemente modificado por el artículo 47 de la Ley 2277 de 2022, que consiste en un gravamen que recae sobre el contenido de carbono equivalente de todos los combustibles fósiles, incluyendo los derivados del petróleo, gas fósil y sólidos, usados para combustión.

El hecho generador de este impuesto lo constituye la venta por el productor, retiro para consumo propio de los productores, o la importación de combustibles fósiles.

La tarifa y base gravable de este impuesto tiene en consideración el factor de emisión de gases de efecto invernadero (“GEI”) para cada combustible, expresado en unidad de peso (kilogramo de CO₂eq) por unidad energética (terajulios). La tarifa corresponderá a \$20.500 por tonelada de carbono equivalente (CO₂eq). Los valores de la tarifa por unidad de combustible son los siguientes:

Combustible fósil	Unidad	Tarifa/unidad
Carbón	Tonelada	\$ 52.215
Fuel oil	Galón	\$ 238
ACPM	Galón	\$ 191
Jet fuel	Galón	\$ 202
Kerosene	Galón	\$ 197
Gasolina	Galón	\$ 169
Gas licuado de petróleo	Galón	\$ 134
Gas Natural	Metro cúbico	\$ 36

Finalmente, debe precisarse que no se causará el impuesto al carbón, respecto de los sujetos pasivos (i.e., productores o importadores) que certifiquen ser carbono neutro, ya sea que la certificación sea obtenida directamente por ellos o por medio de los consumidores finales. La no causación del impuesto nacional al carbono no podrá exceder en ningún caso el 50% del impuesto causado. En este sentido, este impuesto, y los requisitos para la no causación se consideran como incentivos para el desarrollo de CCUS.

5.3. Efecto de los beneficios tributarios sobre los dividendos

Si bien las sociedades colombianas pueden acceder a los incentivos tributarios derivados de inversiones efectuadas en generación a partir de FNCE, proyectos de EE y proyectos de CCUS, los beneficios aplicables en el impuesto sobre la renta (i.e. descuentos y deducciones especiales, depreciación acelerada, renta exenta, etc.) podrían tener un impacto negativo para los accionistas del vehículo inversionista.

Lo anterior, toda vez que el sistema de imputación de dividendos previsto en los artículos 48 y 49 del ET tiene como consecuencia que, salvo norma expresa en contrario, los beneficios que en materia del impuesto sobre la renta se obtengan a nivel de la sociedad, no serán “transferibles” a sus socios accionistas.

Por lo anterior, los beneficios tributarios que obtenga el vehículo mediante el cual se canalice la inversión, como consecuencia de las inversiones en proyectos de CCUS, no serán transferibles a su accionista. Dicho efecto negativo se materializará al momento en que el vehículo de inversión, en caso de ser un vehículo societario, en aplicación de los artículos 48 y 49 del ET, determine el monto de los dividendos que se deben distribuir en cabeza de sus accionistas, como se explicará a continuación.

De acuerdo con los artículos 48 y 49 del ET, el sistema aplicable en Colombia es el de imputación de dividendos. Su finalidad consiste, de manera general, en que las utilidades realizadas por una sociedad en el país estén sujetas a impuesto en todos los casos, bien sea a nivel de la sociedad o a nivel del accionista en eventos en los que, por aplicación de normas especiales o por diferencias entre las normas fiscales y contables, dichas utilidades no estén sujetas a impuesto a nivel de la sociedad.

Por tanto, cuando el vehículo societario inversionista distribuya dividendos con cargo a utilidades que no estuvieron gravadas a nivel de la sociedad que los distribuye (por ejemplo, por ser aplicable la depreciación acelerada), tales dividendos se encontrarán gravados para los accionistas (en caso de que sean contribuyentes del impuesto sobre la renta) en adición al impuesto de renta sobre los dividendos que se recauda vía retención en los términos de los artículos 242, 242-1 y 245 del ET y cuya tarifa podrá disminuir si el accionista es una entidad extranjera domiciliada en un país con el cual Colombia tenga un Convenio de Doble Tributación (“CDI”).

5.4. Análisis comparado de beneficios tributarios aplicados a CCUS

Desde el punto de vista de derecho comparado en materia con los incentivos tributarios aplicables a proyectos de captura de carbono, evidenciamos que las jurisdicciones han orientado sus

regulaciones en los siguientes puntos: (i) Regulación asociada a derechos de emisiones y el mercado de carbono; (ii) regulación asociada a créditos tributarios o subvenciones por reducción de emisiones; y (iii) regulación asociada al reporte de emisiones.

A modo de ejemplo, la legislación en los Estados Unidos establece incentivos tributarios aplicables a los proyectos que activamente estén capturando y almacenando carbono. En este contexto, Estados Unidos otorga un beneficio de crédito fiscal determinado a cada tonelada capturada (entre 12 y 40 dólares por tonelada capturada).

A nivel europeo, se celebró el denominado “Acuerdo Verde de la Unión Europea”, que establece un conjunto de políticas e iniciativas a nivel comunitario para reducir la huella de carbono en el continente europeo. En el marco de este acuerdo, países como Noruega y Reino Unido establece, más allá de incentivos fiscales, cargas a aquellas plantas térmicas que pretenda entrar en funcionamiento, imponiendo la obligación de estas entidades de incorporar sistemas de captura de carbono.

6. Caso Colombia

En el presente capítulo se desarrollará un acercamiento hacia la realidad colombiana para la implementación de la tecnología CCUS, tomando como referencia los resultados obtenidos a lo largo del presente documento. En este se modelarán los 4 clústeres previamente identificados junto con los sectores emisores de CO₂ que presentaron un VPN positivo en la valoración financiera (etanol, refinerías y termoeléctricas de carbón). De igual forma, se considerará transporte por medio de las redes férreas, gasoductos y carreteras operativas al momento de desarrollo del presente documento. Por último, se tomará como supuesto unos puntos de almacenamiento ubicados en yacimientos de petróleo o gas con aptitud para almacenamiento de CO₂.

6.1. Caracterización geográfica de los puntos de interés

En esta sección se expondrán los sectores e industrias específicas que componen cada uno de los clústeres, las redes de transporte y los puntos de almacenamiento tomados para este

6.1.1. Inputs de los clústeres

- **Clúster 1:**
Ubicación: Norte de Santander y Santander
Composición: Termotasajero y la refinería de Barrancabermeja
Transporte: Transporte mixto (gasoducto y por camiones)
Almacenamiento: Campo la Cira Infantas (Santander)
- **Cluster 2:**
Ubicación: Costa Caribe de Colombia
Composición: termoeléctrica Gecelca, refinería de Cartagena y Termoguajira
Transporte: Transporte mixto (gasoducto y por camiones)
Almacenamiento: Campo Coralino-1
- **Cluster 3:**
Ubicación: Valle del Cauca y Huila
Composición: Ingenio Incauca, Ingenio Mayaguez, Ingenio Manuelita, Ingenio Providencia, Ingenio Riopaila e Ingenio Risaralda
Transporte: Transporte mixto (gasoducto y por camiones)
Almacenamiento: Campo DINA
- **Cluster 4:**
Ubicación: Meta y Casanare
Composición: Refinería de Floreña, refinería PIAR de Ecopetrol y Bionergy (etanol)
Transporte: Transporte mixto (gasoducto y por camiones)
Almacenamiento: Campo Cusiana

7. Conclusiones

Los resultados obtenidos en el análisis financiero y costo-beneficio de los proyectos de CCUS en Colombia permiten concluir que:

- En términos financieros, la mayoría de los escenarios analizados no son viables, ya que no logran obtener un VPN positivo ni una TIR superior a la tasa de descuento. Esto se debe principalmente a que los costos de captura, transporte y almacenamiento son altos, lo que se traduce en un costo nivelado del carbono elevado.
- De los 42 escenarios con VPN positivo, el 86% corresponde a clústeres 3 y 4, el 52% a etanol como fuente de carbono, el 83% a transporte férreo o gaseoducto (pago por uso), y el 57% a almacenamiento on shore.
- En términos del análisis costo-beneficio, la mayoría de los escenarios analizados tampoco son viables, ya que no logran obtener una RBC mayor a 1, un VPNE positivo ni una TIRE superior al costo del capital. Sin embargo, se observan 10 escenarios con indicadores favorables, de los cuales la mitad corresponde al clúster 3 y la otra mitad al clúster 4. En todos los casos, la fuente de carbono es el etanol, el medio de transporte es el férreo o el gaseoducto (pago por uso) y el lugar de almacenamiento es on shore.

A partir de estas conclusiones, se pueden identificar una serie de recomendaciones para el desarrollo de proyectos de CCUS en Colombia:

- Se requiere reducir los costos de captura, transporte y almacenamiento para que los proyectos sean financieramente viables. Esto puede lograrse a través de escalas de producción y el desarrollo de infraestructura o la generación de subsidios por parte del gobierno.
- Se debe priorizar el desarrollo de proyectos en clústeres 3 y 4, ya que estos presentan condiciones más favorables para la captura de carbono.
- Se debe considerar el etanol como la fuente de carbono principal, ya que es la fuente que presenta costos más bajos y beneficios ambientales más significativos.
- Se debe privilegiar el transporte férreo o el gaseoducto (pago por uso) para reducir los costos de transporte.
- Se debe priorizar el almacenamiento on shore, ya que es la opción más económica y menos riesgosa²⁰.

Adicionalmente, se recomienda realizar un análisis más detallado en términos de oportunidades para almacenamiento geológico en Colombia, de forma tal que sea posible aterrizar aún más la evaluación financiera y de costo-beneficio.

Sobre los incentivos tributarios existentes en Colombia para promover el desarrollo de proyectos de CCUS, es claro que estos son un paso importante para alcanzar las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero establecidas en el país. Sin embargo, existen algunos aspectos que podrían mejorarse para que estos incentivos sean más efectivos.

En primer lugar, es importante que los incentivos sean claros y de fácil acceso para los potenciales inversionistas. En la actualidad, la reglamentación de los incentivos para CCUS aún se encuentra en desarrollo, lo que genera incertidumbre y demoras en el proceso de implementación de los proyectos.

En segundo lugar, los incentivos deberían ser suficientes para compensar los costos adicionales asociados a la implementación de la tecnología CCUS. Estos costos incluyen, entre otros, los costos

²⁰ El almacenamiento offshore presenta algunos riesgos adicionales como el desplazamiento de salmuera toxica, aumento de la presión en el lecho marino y mayor exposición a imprevistos (AirClim, 2023)

de inversión en infraestructura, los costos de operación y mantenimiento, y los costos de transporte y almacenamiento del carbono.

En tercer lugar, los incentivos deberían estar diseñados de manera que incentiven la captura de carbono en una amplia gama de fuentes, incluyendo centrales térmicas, plantas industriales y procesos de producción. Para superar esta barrera se recomienda consultar las políticas de incentivos descritas en el P2. Diagnóstico y análisis internacional, en el capítulo de Benchmark internacional donde se describe el marco regulatorio que manejan los países líderes en la implementación de esta tecnología (Tax Credit 45Q, Federal Carbon Pricing System, The 10 Point Plan for a Green Industrial Revolution).

Para mejorar la efectividad de los incentivos, se recomienda que el Gobierno colombiano tome las siguientes medidas:

- Expedir la reglamentación de los incentivos para CCUS de manera expedita y clara.
- Estudiar la posibilidad de aumentar los beneficios tributarios para compensar los costos adicionales asociados a la implementación de la tecnología.
- Ampliar el alcance de los incentivos para incluir una gama más amplia de fuentes de carbono²¹.
- La implementación de estas medidas contribuiría a promover el desarrollo de proyectos de CCUS en Colombia y a alcanzar las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero establecidas en el país.

²¹ Como se observa en la **Ilustración 4**, las industrias de cemento, hidrógeno, extracción de petróleo y termoeléctricas de gas no presentan escenarios positivos ya que sus costos de captura son muy elevados.

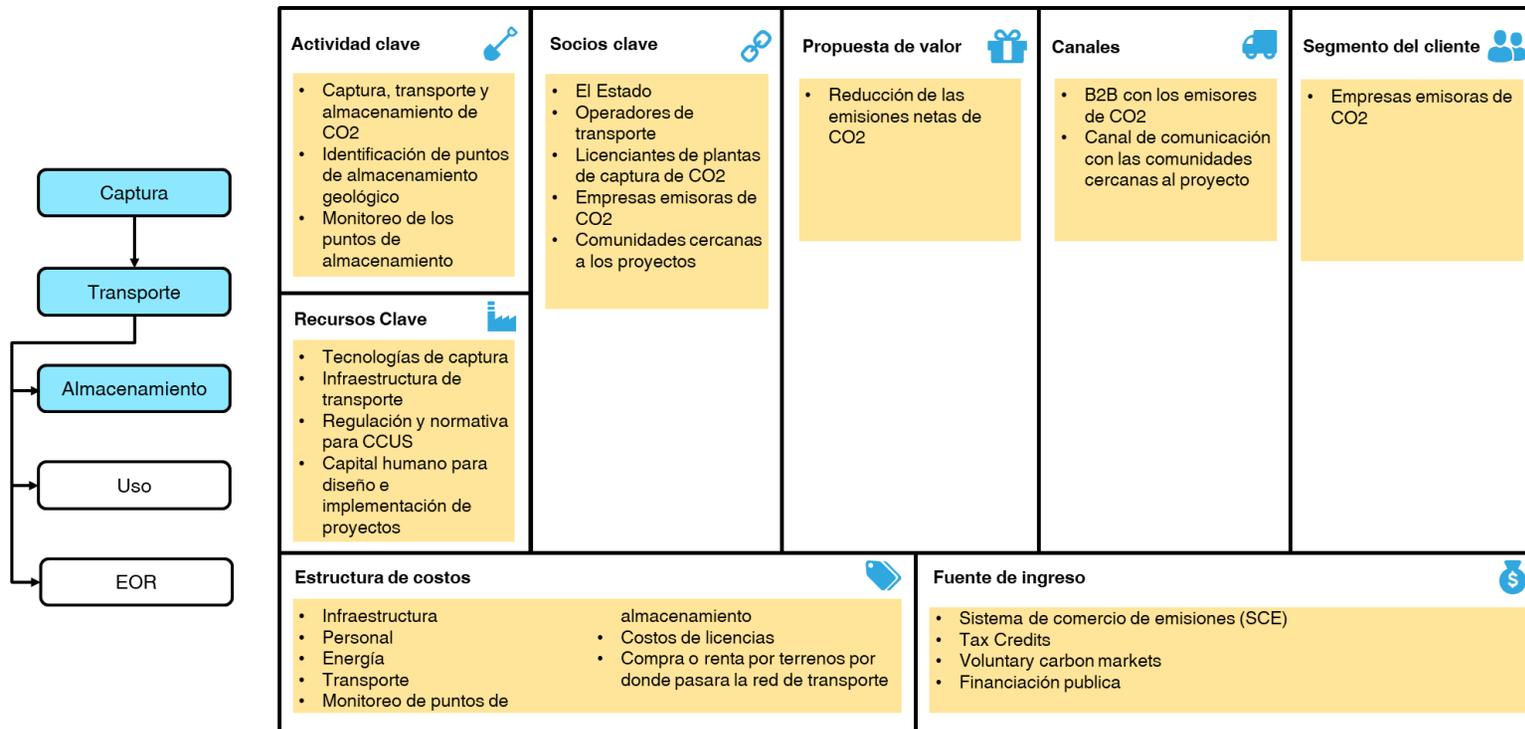
8. Bibliografía

- ACC. (2023). *Asociación de Camioneros de Colombia*. Obtenido de <https://www.acccamioneros.com/>
- AirClim. (2023). *The risks of offshore carbon capture and storage*. Obtenido de <https://www.airclim.org/acidnews/risks-offshore-carbon-capture-and-storage#:~:text=Uncalculated%20risks%3A%20Injecting%20CO%E2%82%82%20under,th e%20risk%20of%20CO%E2%82%82%20leakage.>
- Aromada, S. A. (2021). Capital cost estimation of CO₂ capture plant using Enhanced Detailed Factor (EDF) method: Installation factors and plant construction characteristic factors.
- Banco de la República. (2023). *Banrep*. Obtenido de <https://www.banrep.gov.co/es/glosario/inflacion-objetivo#:~:text=En%20la%20actualidad%20la%20meta,del%203%2C0%20%25%20anual.>
- Banco Mundial. (2015). *Fijación del precio del carbono*.
- BGS. (s.f). *BGS Research — carbon capture and storage. Monitoring*. Obtenido de [https://www.bgs.ac.uk/geology-projects/carbon-capture-and-storage/monitoring/#:~:text=Shallow%2Dfocused%20methods%20can%20be,soil%20gas%3B%20geochemical%20sampling\).&text=Near%2Dsurface%20gas%20measurements%20 are,from%20geological%20CO2%20storage.](https://www.bgs.ac.uk/geology-projects/carbon-capture-and-storage/monitoring/#:~:text=Shallow%2Dfocused%20methods%20can%20be,soil%20gas%3B%20geochemical%20sampling).&text=Near%2Dsurface%20gas%20measurements%20 are,from%20geological%20CO2%20storage.)
- Budinis, S. (2018). An assessment of CCS costs, barriers and potential.
- Damodaran. (2023). *Country Default Spreads and Risk Premiums*.
- DNP. (2022). *Adopción de la Tasa Social de Descuento para la evaluación de proyectos de inversión*.
- DNP. (2023). *Estudio del DNP indica que un impuesto al carbono más alto reduciría las emisiones de CO₂, aumentaría ingresos fiscales y subiría el PIB a largo plazo*.
- Global CCS Institute. (2013). *The Costs of CO₂ Storage*.
- IEA. (2019). *Can CO₂-EOR really provide carbon-negative oil?* Obtenido de <https://www.iea.org/commentaries/can-co2-eor-really-provide-carbon-negative-oil>
- IEA. (2019). *Putting CO₂ to Use*.
- Milan Elkerbout, J. B. (2019). *An Enabling Framework for Carbon Capture and Storage (CCS) in Europe: An Overview of Key Issues*.
- Niño, F. A. (2023). Estudio técnico, económico y de impacto ambiental del proceso de absorción química de CO₂.
- Norwegian Petroleum Directorate. (2020). *Carbon Capture and Storage*.
- Smith, E. E. (2015). *The Cost of CO₂ Transport and Storage in Global Integrated Assessment*.
- Sonar Freight Waves. (2020). *The Cost of Operating a Truck*. Obtenido de <https://sonar.freightwaves.com/freight-market-blog/operating-a-truck-infographic>
- Yahoo Finance. (2023). *Yahoo Finance*. Obtenido de <https://finance.yahoo.com/quote/%5ETYSX?p=%5ETYSX>
- Yáñez, E. (2020). *Exploring CCS-EOR potential in Colombia*.
- Zekri, A. Y. (2002). *Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery*.

7. Anexos

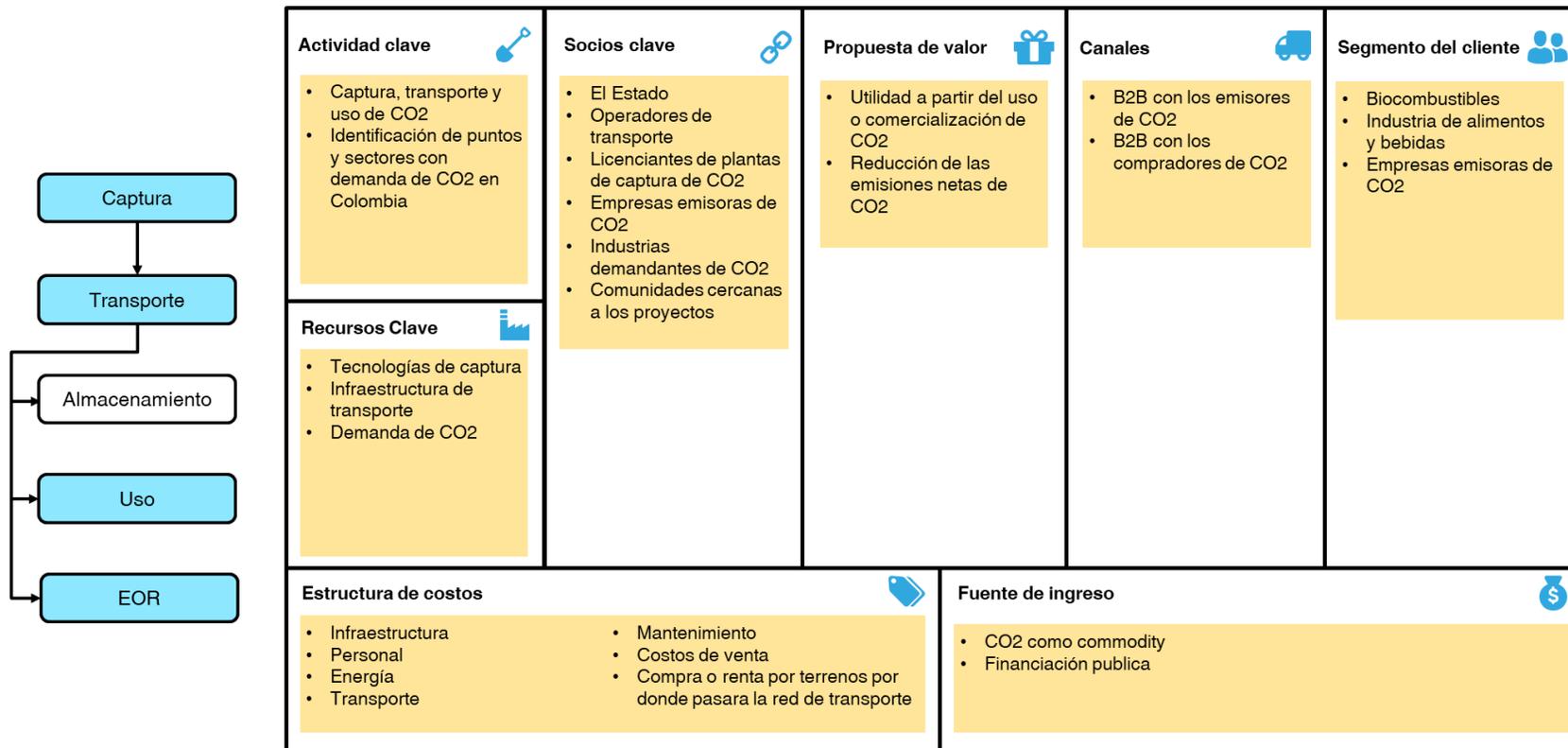
7.1. Modelos de Negocio

7.1.1. Modelo CCS



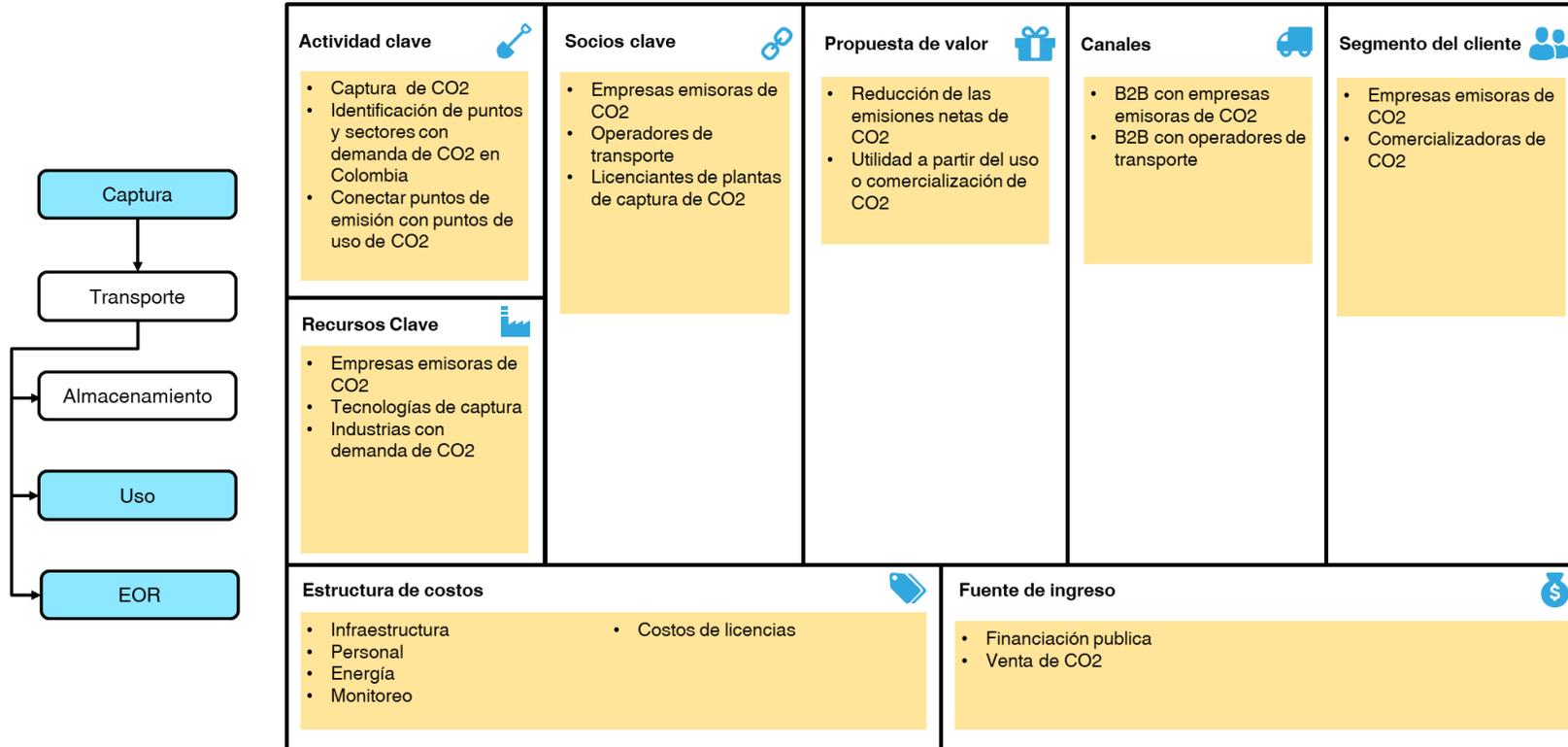
Nota*: Las tecnologías de captura son: Absorción química, criogénico, absorción física, membranas, adsorción, DAC

7.1.2. Modelo CCU



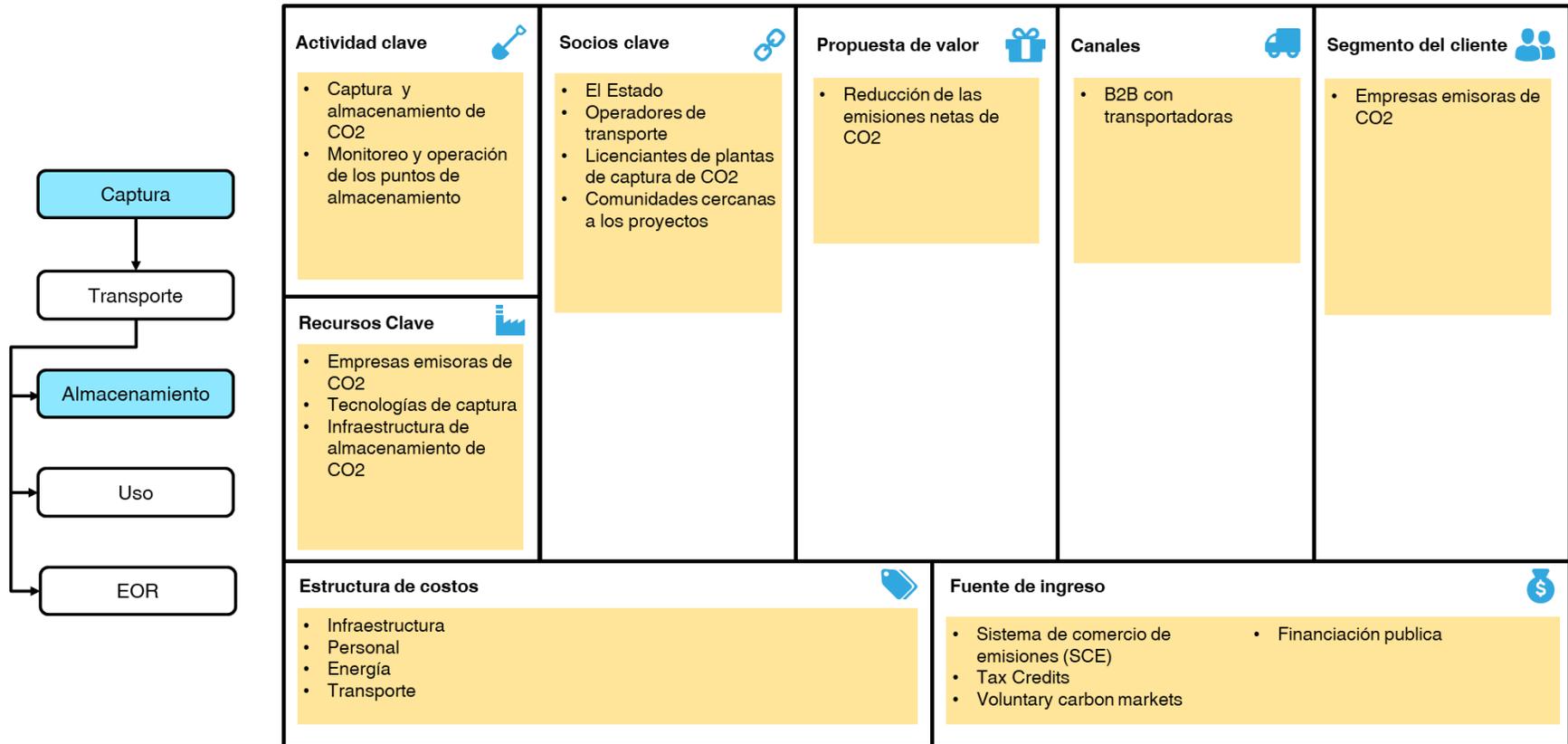
Nota*: Las tecnologías de captura son: Absorción química, criogénico, absorción física, membranas, adsorción, DAC

7.1.3. Modelo Captura EOR



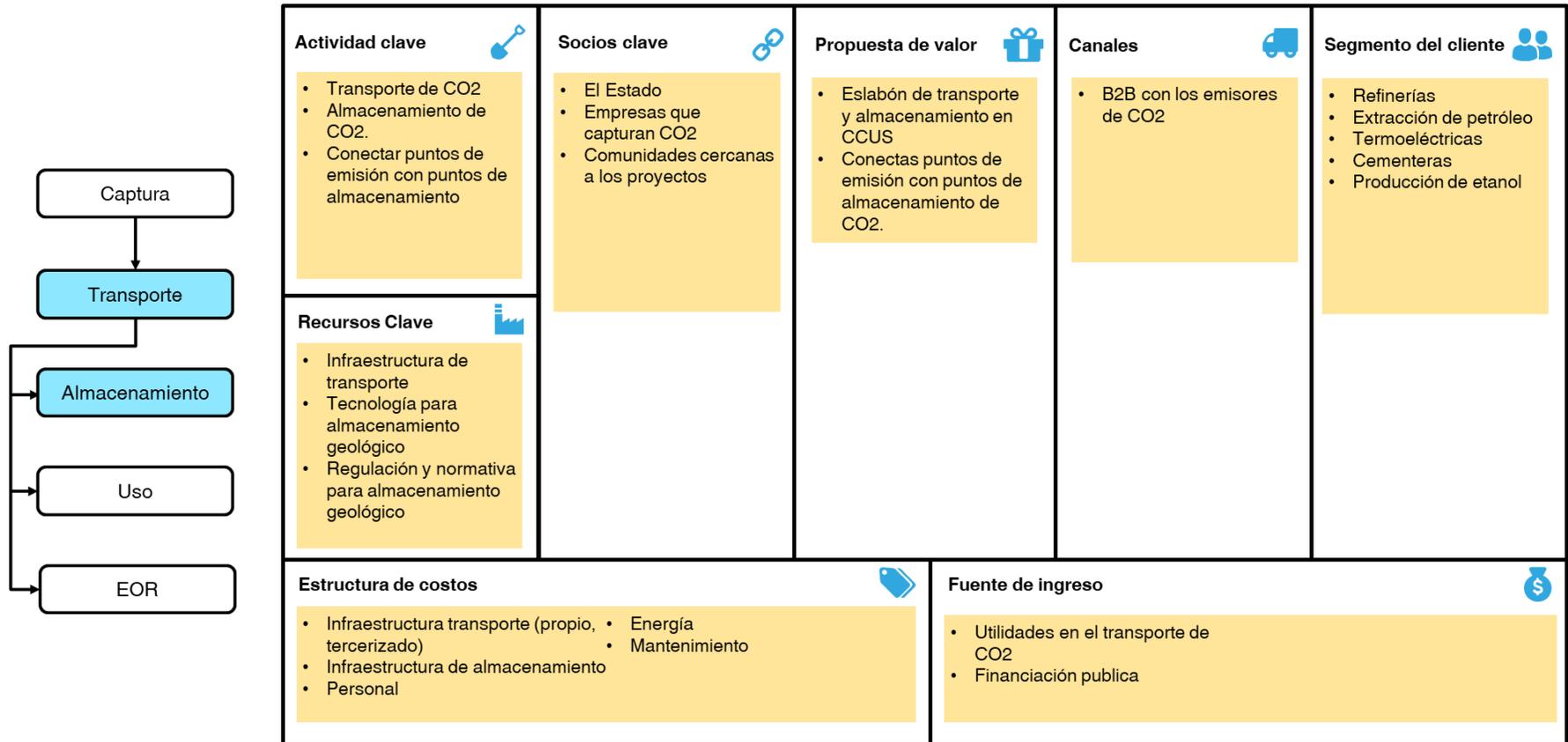
Nota*: Las tecnologías de captura son: Absorción química, criogénico, absorción física, membranas, adsorción, DAC

7.1.4. Modelo Captura Almacenamiento

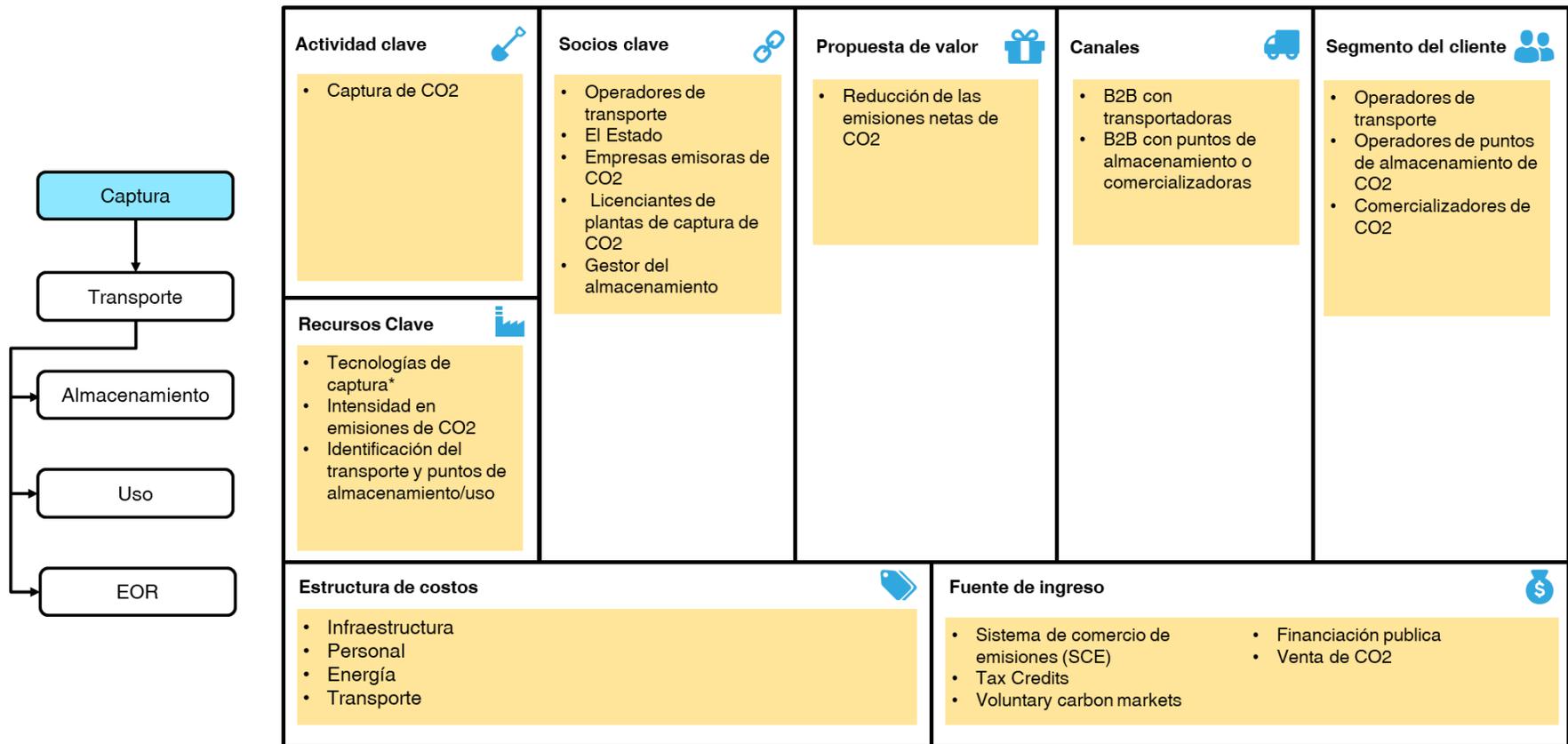


Nota*: Las tecnologías de captura son: Absorción química, criogénico, absorción física, membranas, adsorción, DAC

7.1.5. Modelo Transporte Almacenamiento

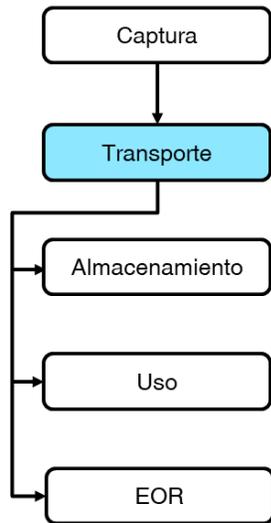


7.1.6. Modelo Captura



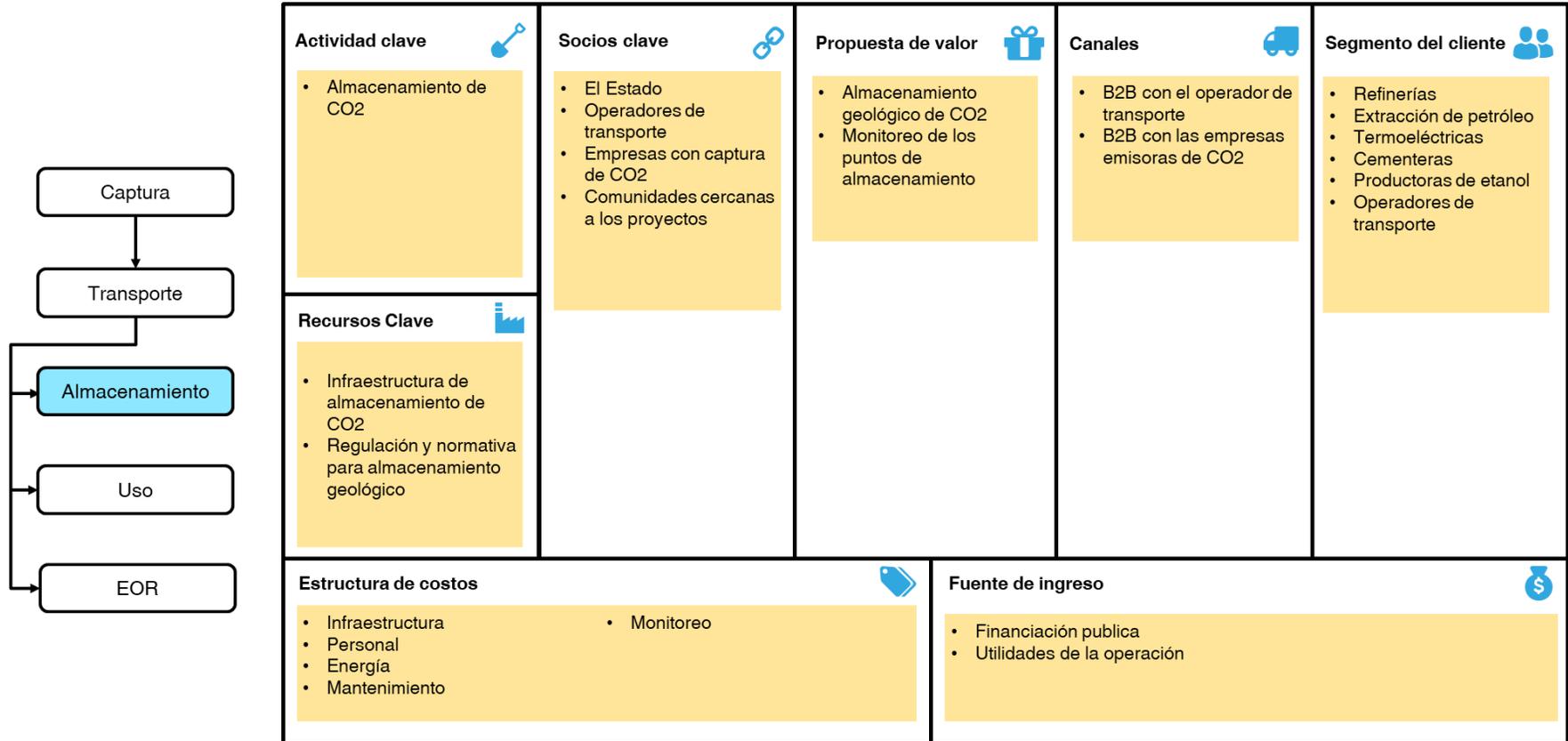
Nota*: Las tecnologías de captura son: Absorción química, criogénico, absorción física, membranas, adsorción, DAC

7.1.7. Modelo Transporte



<p>Actividad clave </p> <ul style="list-style-type: none"> Transporte de CO2 	<p>Socios clave </p> <ul style="list-style-type: none"> El Estado Empresas que capturan CO2 Operador del punto de almacenamiento de CO2 Compradores de CO2 para uso comercial Comunidades cercanas a los proyectos 	<p>Propuesta de valor </p> <ul style="list-style-type: none"> Conectar puntos de emisión con puntos de captura Monitoreo de fugas durante el transporte Alta disponibilidad 	<p>Canales </p> <ul style="list-style-type: none"> B2B con los emisores de CO2 B2B con operadores de puntos de almacenamiento de CO2 	<p>Segmento del cliente </p> <ul style="list-style-type: none"> Refinerías Extracción de petróleo Termoelectricas Cementeras Producción de etanol Comercializadores de CO2
<p>Recursos Clave </p> <ul style="list-style-type: none"> Infraestructura de transporte (Gasoductos, férreo, buques) 				
<p>Estructura de costos </p> <ul style="list-style-type: none"> Infraestructura Personal Energía Mantenimiento Monitoreo Compra o renta por terrenos por donde pasara la red de transporte 		<p>Fuente de ingreso </p> <ul style="list-style-type: none"> Utilidades de la operación Financiación publica 		

7.1.8. Modelo Almacenamiento



7.2. Modelo financiero CCUS

Ver CO-T1654-P006_IDOM_P3 Modelo Financiero CCUS R2

7.3. Manual modelo financiero CCUS

Ver CO-T1654-P006_IDOM_P3_Manual modelo financiero R2

7.4. Resultados de evaluación financiera y de costo-beneficio

Tabla 14. Características y resultados de los escenarios evaluados

#	Volumen capturado	Fuente de carbono	Medio de transporte	Infraestructura gaseoducto	Infraestructura férrea	Lugar de almacenamiento	VPN (USD)	LCOC (USD/Ton)	RBC	VPNE (USD)
1	Clúster 4	Etanol	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	488.913.209	80,06	1,28	108.916.493
2	Clúster 4	Etanol	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	437.388.228	89,58	1,18	74.934.373
3	Clúster 4	Etanol	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	412.359.328	91,30	1,10	42.987.882
4	Clúster 4	Etanol	férreo	N/A	Contratar	On Shore	381.715.757	100,96	1,09	40.204.141
5	Clúster 4	Etanol	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	360.863.696	100,82	1,02	9.005.761
6	Clúster 4	Etanol	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	304.923.885	112,21	0,95	-25.724.471
7	Clúster 4	Etanol	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	272.073.323	120,64	0,92	-43.883.586
8	Clúster 4	Etanol	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	253.786.096	122,01	0,90	-55.679.881
9	Clúster 3	Etanol	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	220.010.944	80,06	1,28	49.012.422
10	Clúster 1	Refinerías	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	214.501.895	155,97	0,81	-251.200.095
11	Clúster 4	Etanol	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	200.081.878	136,25	0,87	-75.896.462
12	Clúster 3	Etanol	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	198.456.827	89,12	1,19	34.974.339
13	Clúster 4	Etanol	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	194.999.840	131,88	0,82	-109.812.198
14	Clúster 3	Etanol	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	185.561.698	91,30	1,10	19.344.547
15	Clúster 4	Etanol	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	176.910.183	133,25	0,80	-121.608.492
16	Clúster 3	Etanol	férreo	N/A	Contratar	On Shore	171.772.091	100,96	1,09	18.091.863
17	Clúster 3	Etanol	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	164.020.811	100,36	1,02	5.306.464
18	Clúster 3	Etanol	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	137.215.748	112,21	0,95	-11.576.012
19	Clúster 4	Etanol	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	123.105.359	147,49	0,78	-141.825.073
20	Clúster 3	Etanol	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	122.415.824	120,65	0,92	-19.763.843
21	Clúster 3	Etanol	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	114.203.743	122,01	0,90	-25.055.946
22	Clúster 1	Refinerías	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	107.467.437	165,23	0,77	-320.925.202
23	Clúster 4	Refinerías	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	99.768.323	155,97	0,81	-116.837.253
24	Clúster 3	Etanol	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	90.036.845	136,25	0,87	-34.153.408
25	Clúster 3	Etanol	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	87.732.461	131,89	0,82	-49.431.718
26	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	87.544.333	158,35	0,80	-123.892.058
27	Clúster 3	Etanol	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	79.609.582	133,25	0,80	-54.723.822
28	Clúster 3	Etanol	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	55.397.411	147,49	0,78	-63.821.283
29	Clúster 1	Refinerías	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	48.237.983	167,22	0,73	-392.946.610
30	Clúster 4	Refinerías	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	47.942.906	165,49	0,77	-150.819.374
31	Clúster 3	Refinerías	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	44.895.745	155,97	0,81	-52.576.764
32	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	39.394.950	158,35	0,80	-55.751.426
33	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	35.611.617	167,86	0,76	-157.874.178
34	Clúster 2	Refinerías	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	29.930.497	155,97	0,81	-35.051.176
35	Clúster 3	Refinerías	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	23.221.583	165,03	0,77	-66.614.847
36	Clúster 4	Refinerías	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	22.436.271	167,22	0,73	-182.765.865

#	Volumen capturado	Fuente de carbono	Medio de transporte	Infraestructura gaseoducto	Infraestructura férrea	Lugar de almacenamiento	VPN (USD)	LCOC (USD/Ton)	RBC	VPNE (USD)
37	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	17.674.813	167,40	0,76	-69.789.509
38	Clúster 2	Refinerías	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	15.575.237	164,99	0,77	-44.337.836
39	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	10.097.398	169,59	0,72	-189.820.669
40	Clúster 3	Refinerías	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	10.096.322	167,22	0,73	-82.244.639
41	Clúster 2	Refinerías	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	6.730.881	167,22	0,73	-54.829.759
42	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	4.543.829	169,59	0,72	-85.419.301
43	Clúster 2	Refinerías	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-2.596.487	176,87	0,73	-55.664.882
44	Clúster 3	Refinerías	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-3.894.731	176,87	0,73	-83.497.323
45	Clúster 2	Refinerías	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-7.753.541	176,23	0,70	-64.116.420
46	Clúster 4	Refinerías	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-8.654.957	176,87	0,73	-185.549.606
47	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-9.440.657	179,25	0,72	-86.671.985
48	Clúster 3	Refinerías	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-11.772.359	176,27	0,70	-96.282.722
49	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-17.322.486	178,64	0,69	-99.457.384
50	Clúster 1	Refinerías	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-18.608.158	176,87	0,73	-398.931.652
51	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-20.979.239	179,25	0,72	-192.604.410
52	Clúster 3	Hidrógeno	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-25.323.569	186,02	0,70	-92.789.150
53	Clúster 2	Refinerías	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-25.995.382	188,12	0,66	-75.443.465
54	Clúster 4	Refinerías	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-29.823.335	176,73	0,69	-216.747.985
55	Clúster 2	Cemento	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-37.036.039	198,67	0,67	-73.147.121
56	Clúster 2	Refinerías	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-37.067.071	196,56	0,65	-80.902.019
57	Clúster 3	Refinerías	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-38.993.072	188,12	0,66	-113.165.198
58	Clúster 2	Refinerías	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-41.789.510	197,92	0,64	-84.430.088
59	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-42.156.924	179,10	0,69	-223.802.790
60	Clúster 3	Extracción de petróleo	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-42.227.664	193,14	0,68	-102.313.136
61	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-44.694.244	190,49	0,66	-116.339.860
62	Clúster 3	Hidrógeno	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-47.481.453	195,08	0,67	-106.827.233
63	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-49.970.563	206,58	0,65	-80.201.925
64	Clúster 2	Cemento	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-52.352.867	207,69	0,64	-82.433.781
65	Clúster 3	Cemento	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-55.554.059	198,67	0,67	-109.720.681
66	Clúster 3	Refinerías	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-55.600.606	196,56	0,65	-121.353.029
67	Clúster 4	Hidrógeno	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-56.274.598	186,02	0,70	-206.198.111
68	Clúster 1	Refinerías	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-59.733.945	176,48	0,70	-462.671.716
69	Clúster 3	Hidrógeno	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-60.791.958	197,26	0,64	-122.457.025
70	Clúster 2	Cemento	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-61.211.565	209,92	0,61	-92.925.704
71	Clúster 2	Refinerías	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-61.320.133	207,80	0,59	-100.680.603
72	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-61.397.445	198,93	0,64	-124.527.691
73	Clúster 3	Refinerías	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-62.684.266	197,92	0,64	-126.645.132
74	Clúster 2	Refinerías	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-63.332.182	212,16	0,62	-90.495.062
75	Clúster 3	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-64.711.469	202,19	0,66	-116.351.219
76	Clúster 2	Refinerías	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-65.648.278	209,16	0,59	-104.208.672
77	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-66.117.999	215,60	0,62	-89.488.585
78	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-68.379.864	200,29	0,63	-129.819.794
79	Clúster 2	Cemento	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-74.282.540	219,57	0,61	-93.760.826
80	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-74.955.845	206,58	0,65	-120.302.888

#	Volumen capturado	Fuente de carbono	Medio de transporte	Infraestructura gaseoducto	Infraestructura férrea	Lugar de almacenamiento	VPN (USD)	LCOC (USD/Ton)	RBC	VPNE (USD)
81	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-74.982.713	217,82	0,60	-99.980.509
82	Clúster 3	Hidrógeno	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-77.598.441	206,92	0,64	-123.709.709
83	Clúster 2	Cemento	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-77.625.225	218,93	0,59	-102.212.364
84	Clúster 3	Extracción de petróleo	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-78.071.512	204,38	0,63	-131.981.011
85	Clúster 3	Cemento	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-78.634.090	207,73	0,64	-123.758.764
86	Clúster 3	Hidrógeno	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-83.606.300	206,32	0,62	-136.495.108
87	Clúster 4	Refinerías	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-86.651.272	188,12	0,66	-251.478.217
88	Clúster 2	Refinerías	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-89.729.170	223,40	0,57	-110.273.646
89	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-90.636.719	227,48	0,59	-100.815.631
90	Clúster 3	Cemento	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-91.817.348	209,92	0,61	-139.388.556
91	Clúster 3	Refinerías	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-91.980.199	207,80	0,59	-151.020.904
92	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-93.467.128	226,84	0,57	-109.267.169
93	Clúster 4	Extracción de petróleo	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-93.839.254	193,14	0,68	-227.362.525
94	Clúster 3	Refinerías	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-94.998.273	212,16	0,62	-135.742.594
95	Clúster 3	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-96.232.544	214,04	0,62	-133.233.695
96	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-97.972.441	210,17	0,59	-154.195.566
97	Clúster 3	Refinerías	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-98.472.417	209,16	0,59	-156.313.007
98	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-99.289.092	215,64	0,62	-134.340.970
99	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-99.320.542	190,49	0,66	-258.533.022
100	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-101.531.681	214,53	0,61	-138.917.256
101	Clúster 3	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-101.764.333	213,44	0,60	-146.019.094
102	Clúster 2	Cemento	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-102.626.506	230,82	0,57	-113.539.410
103	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-104.279.155	211,53	0,58	-159.487.669
104	Clúster 4	Hidrógeno	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-109.240.002	195,54	0,67	-240.180.232
105	Clúster 3	Cemento	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-111.423.811	219,57	0,61	-140.641.240
106	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-112.474.070	217,82	0,60	-149.970.763
107	Clúster 3	Hidrógeno	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-115.642.703	218,16	0,59	-153.377.584
108	Clúster 3	Cemento	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-116.552.074	218,97	0,59	-153.426.639
109	Clúster 2	Cemento	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-118.144.064	239,26	0,55	-118.997.964
110	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-120.857.212	238,72	0,55	-120.594.214
111	Clúster 1	Hidrógeno	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-120.990.385	186,02	0,70	-443.325.940
112	Clúster 2	Cemento	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-121.322.398	240,62	0,55	-122.526.033
113	Clúster 4	Cemento	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-123.453.464	198,67	0,67	-243.823.736
114	Clúster 4	Refinerías	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-123.515.131	196,55	0,65	-269.637.333
115	Clúster 3	Hidrógeno	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-134.291.491	226,61	0,58	-161.565.415
116	Clúster 3	Refinerías	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-134.593.755	223,40	0,57	-165.410.469
117	Clúster 4	Hidrógeno	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-135.093.240	197,26	0,64	-272.126.723
118	Clúster 3	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-135.876.310	225,28	0,58	-162.901.570
119	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-135.955.078	227,48	0,59	-151.223.446
120	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-136.396.954	198,92	0,64	-276.692.137
121	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-136.627.683	247,17	0,54	-126.052.769
122	Clúster 4	Refinerías	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-139.298.368	197,92	0,64	-281.433.627
123	Clúster 3	Hidrógeno	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-139.556.587	227,97	0,57	-166.857.518
124	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-139.807.814	248,53	0,53	-129.580.837

#	Volumen capturado	Fuente de carbono	Medio de transporte	Infraestructura gaseoducto	Infraestructura férrea	Lugar de almacenamiento	VPN (USD)	LCOC (USD/Ton)	RBC	VPNE (USD)
125	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-140.337.146	226,88	0,57	-164.008.846
126	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-141.324.482	225,77	0,57	-168.585.131
127	Clúster 4	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-147.454.867	202,66	0,65	-261.344.645
128	Clúster 2	Cemento	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-148.056.011	250,50	0,52	-138.776.547
129	Clúster 2	Cemento	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-151.201.292	251,86	0,51	-142.304.616
130	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-151.955.253	200,29	0,63	-288.488.432
131	Clúster 3	Cemento	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-153.939.760	230,82	0,57	-170.309.115
132	Clúster 2	Cemento	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-154.617.134	254,86	0,53	-128.591.007
133	Clúster 3	Extracción de petróleo	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-157.818.071	233,72	0,56	-171.089.401
134	Clúster 3	Extracción de petróleo	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-162.874.708	235,08	0,56	-176.381.504
135	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-166.349.701	258,41	0,50	-145.831.352
136	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-166.568.545	206,58	0,65	-267.339.751
137	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-169.498.208	259,77	0,50	-149.359.421
138	Clúster 4	Hidrógeno	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-172.440.980	206,92	0,64	-274.910.464
139	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-173.114.577	262,77	0,52	-135.645.812
140	Clúster 4	Extracción de petróleo	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-173.492.248	204,38	0,63	-293.291.137
141	Clúster 3	Cemento	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-177.216.096	239,26	0,55	-178.496.946
142	Clúster 4	Cemento	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-177.814.329	208,19	0,64	-277.805.856
143	Clúster 3	Hidrógeno	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-178.254.733	237,85	0,54	-191.233.290
144	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-181.285.818	238,72	0,55	-180.891.322
145	Clúster 3	Cemento	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-181.983.597	240,62	0,55	-183.789.049
146	Clúster 3	Hidrógeno	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-182.982.626	239,21	0,53	-196.525.393
147	Clúster 2	Cemento	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-184.164.432	266,10	0,50	-148.369.591
148	Clúster 1	Refinerías	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-186.300.235	188,12	0,66	-540.678.167
149	Clúster 3	Hidrógeno	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-187.552.277	242,21	0,56	-175.954.980
150	Clúster 4	Hidrógeno	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-188.972.077	206,78	0,62	-306.108.843
151	Clúster 1	Extracción de petróleo	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-201.754.396	193,14	0,68	-488.829.429
152	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-202.492.248	274,01	0,49	-155.424.395
153	Clúster 3	Extracción de petróleo	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-202.893.163	244,96	0,52	-200.757.276
154	Clúster 4	Cemento	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-204.038.551	209,92	0,61	-309.752.347
155	Clúster 4	Refinerías	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-204.358.668	207,79	0,59	-335.565.944
156	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-204.941.524	247,17	0,54	-189.079.153
157	Clúster 3	Extracción de petróleo	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-207.607.417	246,32	0,52	-206.049.380
158	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-209.711.721	248,53	0,53	-194.371.256
159	Clúster 4	Refinerías	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-211.107.273	212,16	0,62	-301.650.208
160	Clúster 3	Extracción de petróleo	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-212.509.066	249,32	0,54	-185.478.966
161	Clúster 4	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-213.850.098	214,04	0,62	-296.074.877
162	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-217.674.982	210,17	0,59	-342.620.749
163	Clúster 4	Refinerías	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-218.827.594	209,16	0,59	-347.362.239
164	Clúster 3	Cemento	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-222.084.017	250,50	0,52	-208.164.821
165	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-223.535.219	216,10	0,62	-301.321.871
166	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-225.625.959	214,53	0,61	-308.705.013
167	Clúster 3	Cemento	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-226.801.939	251,86	0,51	-213.456.924
168	Clúster 4	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-228.911.544	213,90	0,60	-327.273.257

#	Volumen capturado	Fuente de carbono	Medio de transporte	Infraestructura gaseoducto	Infraestructura férrea	Lugar de almacenamiento	VPN (USD)	LCOC (USD/Ton)	RBC	VPNE (USD)
169	Clúster 1	Hidrógeno	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-230.404.988	195,28	0,67	-513.051.046
170	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-231.731.456	211,53	0,58	-354.417.043
171	Clúster 3	Cemento	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-231.925.701	254,86	0,53	-192.886.511
172	Clúster 3	Hidrógeno	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-232.312.449	253,45	0,52	-205.622.855
173	Clúster 4	Cemento	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-247.608.468	219,57	0,61	-312.536.088
174	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-249.524.552	258,41	0,50	-218.747.028
175	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-249.942.377	217,82	0,60	-333.268.363
176	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-254.247.313	259,77	0,50	-224.039.131
177	Clúster 4	Hidrógeno	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-256.983.785	218,16	0,59	-340.839.075
178	Clúster 3	Extracción de petróleo	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-257.017.066	260,56	0,51	-215.146.841
179	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-259.671.866	262,77	0,52	-203.468.718
180	Clúster 4	Cemento	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-261.953.111	219,43	0,59	-343.734.467
181	Clúster 1	Cemento	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-265.424.949	198,67	0,67	-524.221.032
182	Clúster 1	Refinerías	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-265.563.797	196,55	0,65	-579.725.676
183	Clúster 3	Cemento	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-276.246.648	266,10	0,50	-222.554.386
184	Clúster 1	Hidrógeno	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-290.450.467	197,26	0,64	-585.072.454
185	Clúster 4	Hidrógeno	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-298.379.493	226,60	0,58	-358.998.191
186	Clúster 4	Refinerías	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-299.097.234	223,40	0,57	-367.578.819
187	Clúster 1	Refinerías	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-299.491.491	197,92	0,64	-605.082.298
188	Clúster 4	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-301.947.354	225,28	0,58	-362.003.489
189	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-302.122.396	227,48	0,59	-336.052.103
190	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-303.738.371	274,01	0,49	-233.136.593
191	Clúster 4	Hidrógeno	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-310.125.749	227,97	0,57	-370.794.485
192	Clúster 1	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-312.522.507	202,40	0,65	-558.554.536
193	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-314.054.404	225,77	0,57	-374.633.624
194	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-315.397.639	227,34	0,57	-367.250.483
195	Clúster 4	Cemento	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-342.088.355	230,82	0,57	-378.464.699
196	Clúster 4	Extracción de petróleo	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-350.660.371	233,72	0,56	-380.162.605
197	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Pago por uso	N/A	On Shore	-358.122.371	206,58	0,65	-574.780.465
198	Clúster 4	Extracción de petróleo	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-361.943.796	235,08	0,56	-391.958.899
199	Clúster 1	Hidrógeno	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-370.748.107	206,92	0,64	-591.057.497
200	Clúster 1	Extracción de petróleo	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-373.008.334	204,38	0,63	-630.575.944
201	Clúster 1	Cemento	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-378.270.364	207,93	0,64	-593.946.139
202	Clúster 4	Cemento	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-393.767.079	239,25	0,55	-396.623.815
203	Clúster 4	Hidrógeno	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-396.075.758	237,84	0,54	-424.926.802
204	Clúster 1	Hidrógeno	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-401.975.071	206,52	0,62	-654.797.561
205	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-402.857.373	238,72	0,55	-401.980.715
206	Clúster 4	Cemento	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-404.407.992	240,62	0,55	-408.420.110
207	Clúster 4	Hidrógeno	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-406.628.059	239,21	0,53	-436.723.097
208	Clúster 4	Hidrógeno	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-416.782.839	242,21	0,56	-391.011.066
209	Clúster 1	Cemento	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-438.682.885	209,92	0,61	-665.967.547
210	Clúster 1	Refinerías	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-439.377.402	207,79	0,59	-721.472.190
211	Clúster 4	Extracción de petróleo	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-450.827.751	244,96	0,52	-446.091.216
212	Clúster 1	Refinerías	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-453.880.637	212,16	0,62	-648.547.947

#	Volumen capturado	Fuente de carbono	Medio de transporte	Infraestructura gaseoducto	Infraestructura férrea	Lugar de almacenamiento	VPN (USD)	LCOC (USD/Ton)	RBC	VPNE (USD)
213	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-455.379.115	247,16	0,54	-420.139.831
214	Clúster 1	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-459.777.710	214,04	0,62	-636.560.986
215	Clúster 4	Extracción de petróleo	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-461.349.815	246,32	0,52	-457.887.510
216	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-466.026.046	248,53	0,53	-431.936.125
217	Clúster 1	Refinerías	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-470.479.327	209,16	0,59	-746.828.813
218	Clúster 4	Extracción de petróleo	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-472.242.369	249,32	0,54	-412.175.480
219	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Pago por uso	On Shore	-477.134.608	215,84	0,62	-644.505.572
220	Clúster 1	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-488.843.714	213,64	0,60	-700.301.051
221	Clúster 4	Cemento	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-493.474.056	250,49	0,52	-462.552.427
222	Clúster 4	Cemento	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-504.004.308	251,86	0,51	-474.348.721
223	Clúster 4	Cemento	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-515.390.447	254,86	0,53	-428.636.690
224	Clúster 4	Hidrógeno	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-516.249.886	253,45	0,52	-456.939.677
225	Clúster 1	Cemento	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-532.358.206	219,57	0,61	-671.952.589
226	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Pago por uso	N/A	Off Shore	-537.376.110	217,82	0,60	-716.526.979
227	Clúster 1	Hidrógeno	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-552.515.137	218,16	0,59	-732.804.011
228	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-554.452.976	258,40	0,50	-486.068.442
229	Clúster 1	Cemento	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-559.666.970	219,18	0,59	-735.692.654
230	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-564.994.028	259,77	0,50	-497.864.736
231	Clúster 4	Extracción de petróleo	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-571.149.035	260,56	0,51	-478.104.091
232	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-577.048.591	262,77	0,52	-452.152.706
233	Clúster 4	Cemento	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-613.881.441	266,10	0,50	-494.565.302
234	Clúster 1	Hidrógeno	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-641.522.817	226,60	0,58	-771.851.520
235	Clúster 1	Refinerías	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-643.059.053	223,40	0,57	-790.294.462
236	Clúster 1	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-649.186.812	225,28	0,58	-778.307.501
237	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Contratar	On Shore	-649.563.151	227,48	0,59	-722.512.022
238	Clúster 1	Hidrógeno	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-666.770.361	227,97	0,57	-797.208.143
239	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Pago por uso	Off Shore	-673.869.213	227,08	0,57	-786.252.086
240	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-674.974.159	274,01	0,49	-518.081.317
241	Clúster 1	Cemento	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-735.489.962	230,82	0,57	-813.699.104
242	Clúster 1	Extracción de petróleo	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-753.926.765	233,72	0,56	-817.355.010
243	Clúster 1	Extracción de petróleo	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-778.179.161	235,08	0,56	-842.711.633
244	Clúster 1	Cemento	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-846.606.191	239,25	0,55	-852.746.613
245	Clúster 1	Hidrógeno	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-851.569.760	237,84	0,54	-913.598.035
246	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Contratar	Off Shore	-866.143.351	238,72	0,55	-864.258.536
247	Clúster 1	Cemento	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-869.477.184	240,62	0,55	-878.103.236
248	Clúster 1	Hidrógeno	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-874.250.326	239,21	0,53	-938.954.658
249	Clúster 1	Hidrógeno	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-896.083.103	242,21	0,56	-840.673.792
250	Clúster 1	Extracción de petróleo	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-969.286.556	244,96	0,52	-959.101.524
251	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	Terrestre	N/A	N/A	On Shore	-979.072.072	247,16	0,54	-903.306.045
252	Clúster 1	Extracción de petróleo	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-991.902.102	246,32	0,52	-984.458.147
253	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Construir	N/A	On Shore	-1.001.955.999	248,53	0,53	-928.662.668
254	Clúster 1	Extracción de petróleo	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-1.015.321.093	249,32	0,54	-886.177.281
255	Clúster 1	Cemento	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-1.060.976.117	250,49	0,52	-994.493.127
256	Clúster 1	Cemento	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-1.083.609.263	251,86	0,51	-1.019.849.750

#	Volumen capturado	Fuente de carbono	Medio de transporte	Infraestructura gaseoducto	Infraestructura férrea	Lugar de almacenamiento	VPN (USD)	LCOC (USD/Ton)	RBC	VPNE (USD)
257	Clúster 1	Cemento	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-1.108.089.461	254,86	0,53	-921.568.884
258	Clúster 1	Hidrógeno	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-1.109.937.254	253,45	0,52	-982.420.306
259	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	Terrestre	N/A	N/A	Off Shore	-1.192.080.802	258,40	0,50	-1.045.052.560
260	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	Gasoducto	Construir	N/A	Off Shore	-1.214.737.161	259,77	0,50	-1.070.409.183
261	Clúster 1	Extracción de petróleo	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-1.227.970.426	260,56	0,51	-1.027.923.796
262	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	Marítimo	N/A	N/A	On Shore	-1.240.654.471	262,77	0,52	-972.128.317
263	Clúster 1	Cemento	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-1.319.845.097	266,10	0,50	-1.063.315.399
264	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	Marítimo	N/A	N/A	Off Shore	-1.451.194.441	274,01	0,49	-1.113.874.832
265	Clúster 2	Refinerías	férreo	N/A	Construir	On Shore	-2.028.501.723	1.052,26	0,11	-1.165.972.662
266	Clúster 2	Refinerías	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-2.054.942.767	1.063,50	0,11	-1.185.751.245
267	Clúster 2	Cemento	férreo	N/A	Construir	On Shore	-2.128.929.721	1.094,96	0,11	-1.204.068.606
268	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Construir	On Shore	-2.147.527.498	1.102,86	0,11	-1.211.123.411
269	Clúster 2	Cemento	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-2.155.370.765	1.106,20	0,11	-1.223.847.190
270	Clúster 2	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-2.173.968.543	1.114,11	0,11	-1.230.901.994
271	Clúster 3	Etanol	férreo	N/A	Construir	On Shore	-2.424.636.861	877,05	0,14	-1.377.246.950
272	Clúster 3	Etanol	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-2.464.298.427	888,29	0,14	-1.406.914.825
273	Clúster 3	Refinerías	férreo	N/A	Construir	On Shore	-2.692.444.855	952,96	0,13	-1.478.836.136
274	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Construir	On Shore	-2.700.813.855	955,33	0,13	-1.482.010.798
275	Clúster 3	Refinerías	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-2.732.106.421	964,20	0,13	-1.508.504.011
276	Clúster 3	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-2.740.475.421	966,58	0,13	-1.511.678.673
277	Clúster 3	Hidrógeno	férreo	N/A	Construir	On Shore	-2.798.452.186	983,01	0,13	-1.519.048.522
278	Clúster 3	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Construir	On Shore	-2.823.559.185	990,13	0,13	-1.528.572.508
279	Clúster 3	Hidrógeno	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-2.838.113.752	994,25	0,13	-1.548.716.397
280	Clúster 3	Cemento	férreo	N/A	Construir	On Shore	-2.843.086.852	995,66	0,13	-1.535.980.053
281	Clúster 3	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-2.863.220.752	1.001,37	0,12	-1.558.240.384
282	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Construir	On Shore	-2.870.983.518	1.003,57	0,13	-1.546.562.260
283	Clúster 3	Cemento	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-2.882.748.418	1.006,90	0,12	-1.565.647.928
284	Clúster 3	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-2.910.645.084	1.014,81	0,12	-1.576.230.135
285	Clúster 4	Etanol	férreo	N/A	Construir	On Shore	-4.535.044.977	768,24	0,17	-2.402.770.619
286	Clúster 4	Etanol	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-4.623.181.791	779,48	0,17	-2.468.699.230
287	Clúster 4	Refinerías	férreo	N/A	Construir	On Shore	-5.130.173.852	844,15	0,16	-2.628.524.365
288	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Construir	On Shore	-5.148.771.630	846,53	0,16	-2.635.579.170
289	Clúster 4	Refinerías	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-5.218.310.667	855,40	0,15	-2.694.452.977
290	Clúster 4	Termoeléctrica de carbón	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-5.236.908.444	857,77	0,15	-2.701.507.781
291	Clúster 4	Hidrógeno	férreo	N/A	Construir	On Shore	-5.365.745.699	874,20	0,15	-2.717.885.223
292	Clúster 4	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Construir	On Shore	-5.421.539.031	881,32	0,15	-2.739.049.637
293	Clúster 4	Hidrógeno	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-5.453.882.513	885,44	0,15	-2.783.813.835
294	Clúster 4	Cemento	férreo	N/A	Construir	On Shore	-5.464.933.845	886,85	0,15	-2.755.510.848
295	Clúster 4	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-5.509.675.845	892,56	0,15	-2.804.978.249
296	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Construir	On Shore	-5.526.926.436	894,76	0,15	-2.779.026.863
297	Clúster 4	Cemento	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-5.553.070.659	898,10	0,15	-2.821.439.459
298	Clúster 4	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-5.615.063.251	906,00	0,15	-2.844.955.474
299	Clúster 1	Refinerías	férreo	N/A	Construir	On Shore	-10.219.516.729	796,08	0,17	-5.026.459.753
300	Clúster 1	Refinerías	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-10.409.010.880	807,32	0,17	-5.168.206.267

#	Volumen capturado	Fuente de carbono	Medio de transporte	Infraestructura gaseoducto	Infraestructura férrea	Lugar de almacenamiento	VPN (USD)	LCOC (USD/Ton)	RBC	VPNE (USD)
301	Clúster 1	Hidrógeno	férreo	N/A	Construir	On Shore	-10.725.996.199	826,12	0,17	-5.218.585.597
302	Clúster 1	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Construir	On Shore	-10.845.951.863	833,24	0,17	-5.264.089.087
303	Clúster 1	Hidrógeno	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-10.915.490.350	837,37	0,17	-5.360.332.112
304	Clúster 1	Cemento	férreo	N/A	Construir	On Shore	-10.939.250.713	838,78	0,17	-5.299.480.690
305	Clúster 1	Extracción de petróleo	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-11.035.446.014	844,48	0,16	-5.405.835.601
306	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Construir	On Shore	-11.072.534.784	846,68	0,17	-5.350.040.122
307	Clúster 1	Cemento	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-11.128.744.864	850,02	0,16	-5.441.227.204
308	Clúster 1	Termoeléctrica de gas natural	férreo	N/A	Construir	Off Shore	-11.262.028.935	857,93	0,16	-5.491.786.637

Fuente: Elaboración propia