

ESTUDIO DE VIABILIDAD Y FACTIBILIDAD DE APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE CAPTURA, USO Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ (CCUS) EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA

Facultad de Ingeniería Química
Universidad Nacional del Litoral



Especialización en Gestión de la Energía

Autor: Jeremias Edgardo Castro
Para la obtención del grado de:
ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA ENERGÍA
Director: Daniel Bouille
Codirectora: Marcela Bonazzola
Santa Fe – Argentina – Año 2022

Tabla de contenido

RESUMEN	1
OBJETIVOS	1
METODOLOGÍA	2
MARCO TEÓRICO	2
CONTEXTUALIZACIÓN PARA ARGENTINA.....	2
MARCO TEÓRICO	3
CAMBIO CLIMÁTICO Y TECNOLOGÍAS CCUS	3
DESPLIEGUE ACTUAL DE LAS TECNOLOGÍAS CCUS	7
CCUS Y GENERACIÓN ELÉCTRICA	9
CCUS: CONCEPTOS DE HUBS Y CLUSTERS.....	43
IMPACTO MEDIOAMBIENTAL DE LAS TECNOLOGÍAS CCUS.....	46
ESTRUCTURA Y ESTIMACIÓN DE COSTOS	47
MARCOS LEGALES Y REGULATORIOS	55
LECCIONES APRENDIDAS DE PROYECTOS CCS	58
CONTEXTUALIZACIÓN PARA ARGENTINA	60
ARGENTINA: CAMBIO CLIMÁTICO Y EL ACUERDO DE PARIS	60
GENERACIÓN ELÉCTRICA EN ARGENTINA	62
POTENCIAL DE APLICACIÓN DE CCUS	66
MARCO LEGAL Y REGULATORIO EN ARGENTINA	73
ANÁLISIS PRELIMINAR DE CASO	73
DISCUSIÓN	80
VIABILIDAD	80
FACTIBILIDAD	80
CONCLUSIONES	81
ANEXO 1 - GLOSARIO	82
ANEXO 2 - ÍNDICE DE FIGURAS	83
ANEXO 3 - ÍNDICE DE TABLAS	85
ANEXO 4 - ÍNDICE DE ECUACIONES	85
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86
MARCO TEÓRICO	86
CONTEXTUALIZACIÓN ARGENTINA	88

Resumen

Las tecnologías de captura, uso y/o almacenamiento de CO₂ (CCUS) han pasado a estar en la discusión global sobre mitigación del cambio climático y reducción de emisiones de CO₂.

Esto se explica principalmente en el hecho de que la transición energética se espera que tenga un tiempo largo de desarrollo e implementación, a diferencia de los objetivos principales acordados durante la COP15, y ratificados mediante el Acuerdo de París, sobre reducción drástica de las emisiones de CO₂ para mantener los valores de temperatura media global superficial entre 1.5°C y 2°C.

Esto ha motivado a la búsqueda intensa de alternativas y entre las cuales las tecnologías CCUS plantean una gran oportunidad para alcanzar dichos objetivos, no sólo para el sector de generación de energía eléctrica, sino también para sectores que tienen una elevada complejidad para poder reducir sus emisiones.

Motivado por estas cuestiones, es que se realiza en el siguiente trabajo un análisis y revisión bibliográfica detallado sobre el estado actual de las tecnologías CCUS y luego se focaliza el estudio en Argentina para discutir sobre su viabilidad y factibilidad en el país.

Objetivos

- Comprender la importancia de las tecnologías CCUS para alcanzar específicamente los objetivos planteados en el Artículo 2º y 4º del Acuerdo de París en la COP21 del año 2015, ratificado por Ley Nacional n°27270 en Argentina.
- Analizar para el sector de generación eléctrica las alternativas tecnológicas actuales para la captura de CO₂, transporte y su posterior utilización y/o almacenamiento.
- Estudiar la viabilidad y factibilidad técnica y económica de las alternativas de CCUS aplicado al sector de generación eléctrica en el contexto argentino.
- Comprender y analizar el marco legal y regulatorio existente y las necesidades respecto a políticas que promuevan la inversión y desarrollo del mercado de CCUS en Argentina, dentro del marco de un plan de oferta de electricidad que garantice el financiamiento sostenible.
- Brindar un marco teórico que permita entender la necesidad de un plan energético donde se tracen los ejes para lograr un desarrollo sostenible del país, que esté en concordancia con los objetivos ratificados en el Acuerdo de París, y que considere la viabilidad y factibilidad de las tecnologías CCUS para lograr los mismos.

Metodología

Marco teórico

- Proveer un marco teórico sobre la importancia que desempeñarán las tecnologías CCUS para lograr los objetivos específicos acordados internacionalmente para la mitigación del cambio climático, más específicamente:
 - o Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C - preferentemente 1.5°C - respecto a valores preindustriales.
 - o Lograr emisiones netas cero de CO₂ para la segunda mitad del siglo (2050-2100).
- Comprender el estado actual de las tecnologías a nivel global, incluyendo:
 - o Análisis de las diferentes alternativas de captura de CO₂ en la generación eléctrica, de transporte, almacenamiento y/o utilización de CO₂.
 - o Desagregación de costos para la aplicación de CCUS en el contexto de la generación eléctrica.
 - o Riesgos asociados con las tecnologías y proyectos de CCUS, especialmente asociados a la generación eléctrica.
- Analizar diferentes proyectos internacionales referidos a la generación eléctrica con tecnologías CCUS a fin de identificar potenciales dificultades y oportunidades respecto a su aplicación en Argentina.

Contextualización para Argentina

- Realizar una breve descripción de la política energética, la generación eléctrica y la importancia de fuentes fósiles en la matriz energética actual.
- Detallar la importancia de las tecnologías de CCUS para lograr los objetivos específicos de Argentina.
- Analizar para la generación eléctrica:
 - o Importancia de las fuentes fósiles en la matriz energética actual.
 - o Ubicación geográfica de fuentes puntuales de emisión y cantidad de CO₂ emitido por cada fuente.
 - o Comparar la alternativa de tecnologías CCUS con otras alternativas que permitan aumentar la generación de energía sin aumento de emisiones (Nuclear, hidráulica, renovables, mayor eficiencia en la generación, transmisión y consumo).
- Analizar para el potencial almacenamiento y/o utilización de CO₂:
 - o Ubicación geográfica de yacimientos y potencial de almacenamiento geológico.
 - o Ubicación geográfica y potencial de utilización industrial de CO₂.
- Desarrollar los conceptos de “hubs” y “clusters” como potenciales soluciones para lograr la aplicabilidad de CCUS a nivel nacional.
- Analizar las potenciales alternativas para el transporte de CO₂ en Argentina.
- Analizar las principales barreras que se presentan en el marco legal y regulatorio para motivar el uso de dichas tecnologías a corto, mediano y largo plazo.
- Integrar los análisis realizados para verificar la viabilidad y factibilidad de la aplicación de tecnologías CCUS en Argentina a fin de lograr los objetivos ratificados en el Acuerdo de París.

Marco teórico

Cambio climático y tecnologías CCUS

En los últimos 50 años, se ha observado un aumento sostenido de la temperatura superficial media global, tal como se observa en la figura (1). Cada una de las últimas cuatro décadas fue más caliente que cualquier década que le precedió desde 1850, y el calentamiento actual no tiene precedentes en los últimos 2000 años de historia (1).

En la parte b) de la figura (1), las simulaciones muestran el calentamiento global considerando sólo influencia de la naturaleza y, por otro lado, con la influencia del ser humano, donde queda a la vista que la influencia humana ha generado un calentamiento en la atmósfera, el océano y la tierra. Esto queda también demostrado en publicaciones sobre las relaciones entre población, intensidad de carbono y el PBI, intensidad de carbono en la matriz energética, desarrollo del bienestar y consiguiente aumento en el consumo de bienes y servicios, entre otros estudios más que se han realizado al respecto.

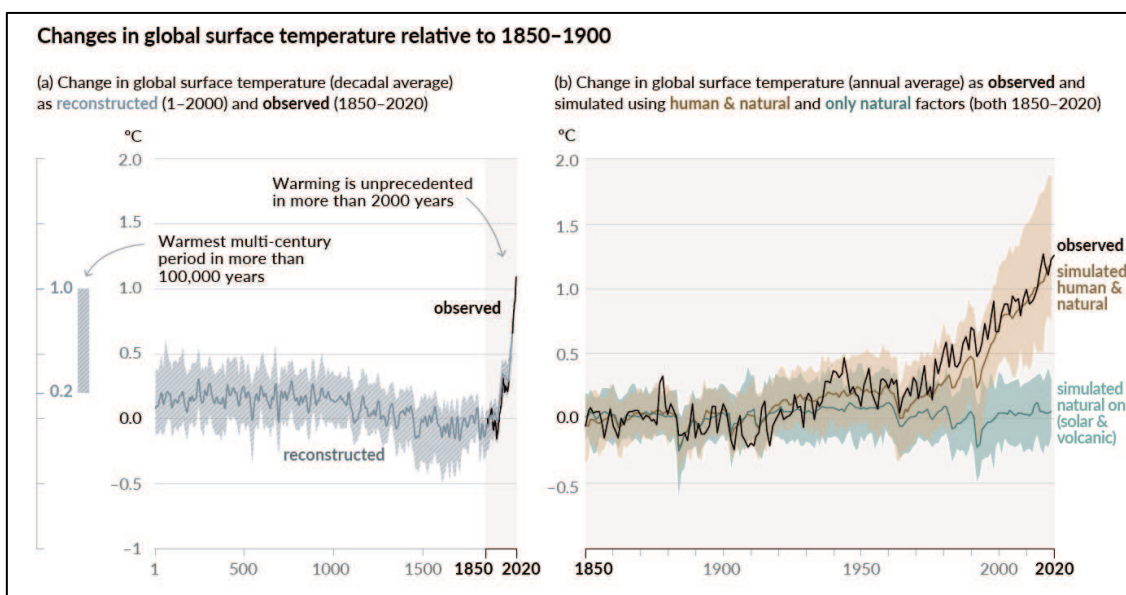


Fig. 1: Cambios en la temperatura superficial global relativa a 1850-1900. (a) Datos reconstruidos y observados; (b) Datos observados y simulados.

Adicionalmente, tal como se observa en la figura siguiente (1), el rango de aumento total de la temperatura media de la superficie global causado por el hombre de 1850-1900 a 2010-2019 es de 0.8°C a 1.3°C, siendo la mejor estimación de 1.07°C.

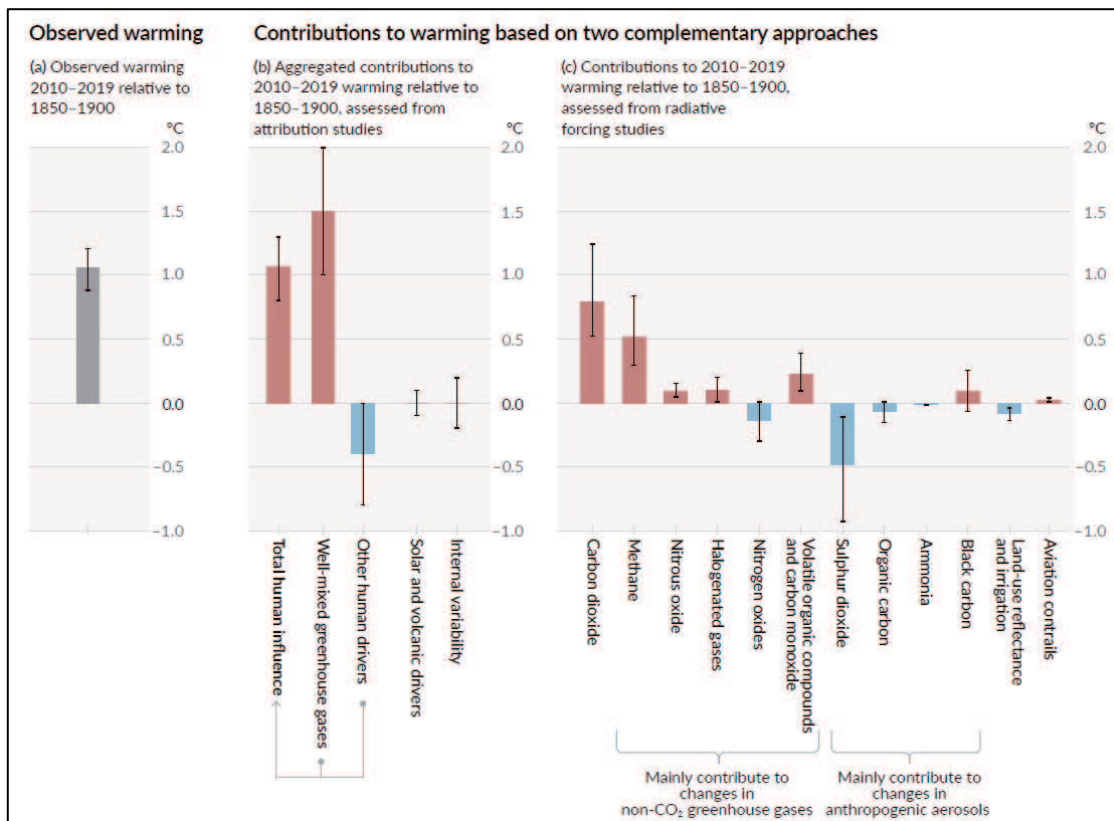


Fig. 2: Rangos de aumento en el calentamiento global observado respecto a 1850-1900, tanto totales como desagregados.

Las consecuencias del calentamiento global, a partir de diversas simulaciones realizadas por el IPCC (1), muestran que muchos cambios en el sistema climático se hacen más grandes en proporción directa con el aumento del calentamiento global, incluyendo:

- Aumento de la frecuencia e intensidad de los eventos de calor extremo
- Olas de calor marinas
- Fuertes precipitaciones
- En algunas regiones, las sequías agrícolas y ecológicas
- Aumento de la proporción de ciclones tropicales intensos
- Reducción del hielo marino del Ártico, cobertura de nieve y permafrost

Tal como se observa en la siguiente gráfica (2), para poder evitar un mayor calentamiento global, y aumentar la probabilidad de mantener los valores entre 1.5°C y 2°C para fines de siglo, como se planteó en el Acuerdo de París durante la COP21 del año 2015, es crucial disminuir abruptamente las emisiones de CO₂ y de otros gases de efecto invernadero (GEI), como el metano (CH₄). Estos objetivos climáticos se encuentran ratificados en los artículos 2º y 4º de dicho Acuerdo y, en Argentina, quedó oficializado mediante la Ley Nacional N°27270. Cabe notar en el gráfico debajo que, aun reduciendo las emisiones de CO₂, será necesario adicionalmente disminuir las de otros GEI. De allí la importancia de, por ejemplo, la detección y tratamiento de fugas de metano en la producción, transporte y procesamiento del gas natural.

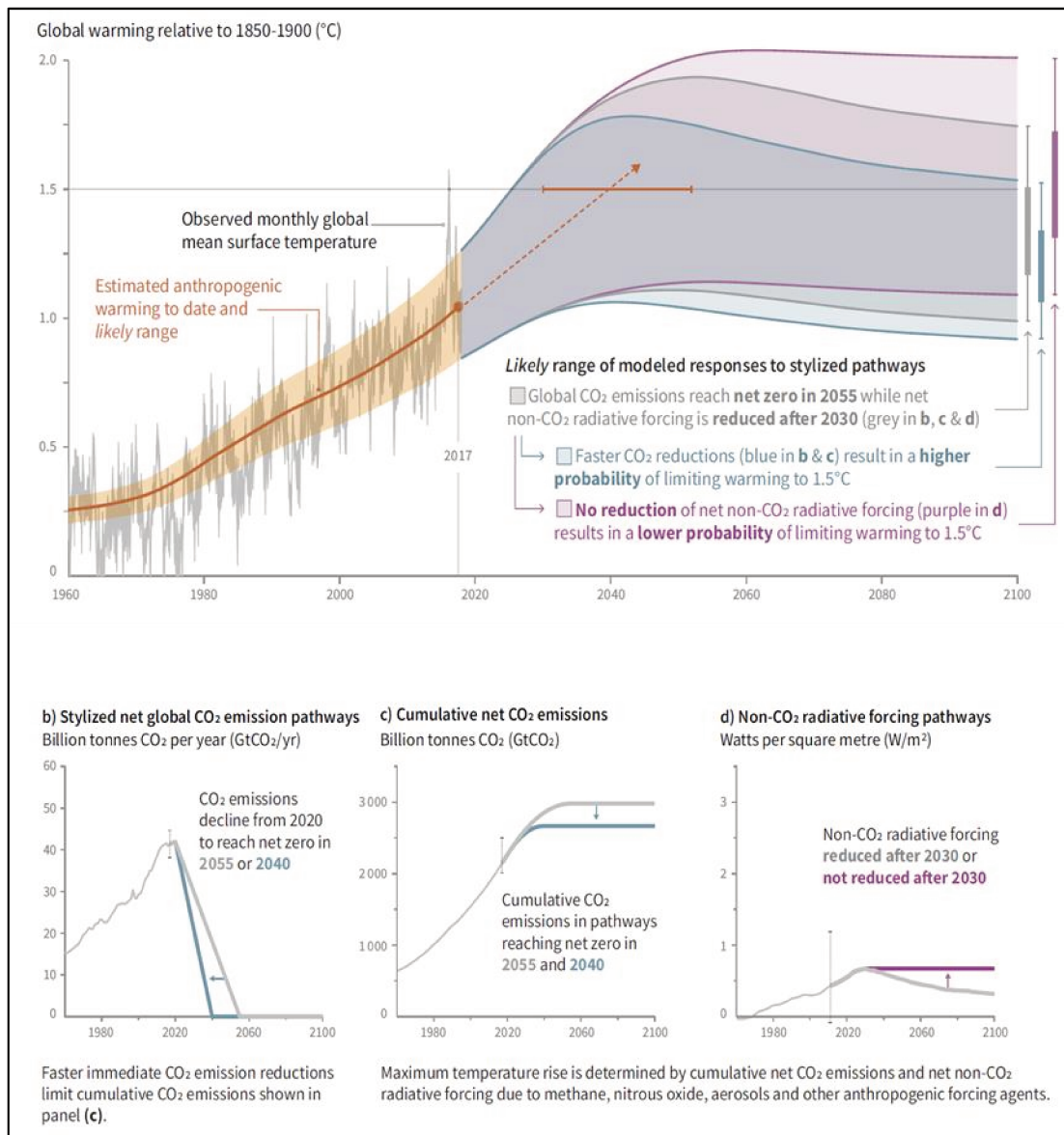


Fig. 3: Proyecciones de temperatura global media superficial respecto a valores de 1850-1900, para distintos escenarios de reducción de emisiones de CO₂ y de otros componentes distintos del CO₂.

Enfocando el análisis en alcanzar esta acelerada reducción de las emisiones de CO₂, y contribuir a evitar superar el margen de 1.5°C a 2°C pactado en París, será fundamental el uso de las tecnologías de captura, utilización y/o almacenamiento de CO₂, o más conocidas como CCUS por sus siglas en inglés, para alcanzar el objetivo de emisiones netas cero de CO₂. Esta afirmación se fundamenta en diversos modelos de escenarios probables basado en diversas hipótesis de modelado, como el mostrado en la figura siguiente del IEA (3), donde se espera que dichas tecnologías permitan evitar la emisión del 17% - unas 6.5 GtonCO₂ - del CO₂ para el año 2070. Es importante destacar que alternativas como la eficiencia energética (impactando en la reducción de la demanda y en la performance de tecnologías), fuentes renovables, electrificación, bioenergías e hidrógeno se esperan tengan una fuerte participación en la reducción de emisiones de CO₂.

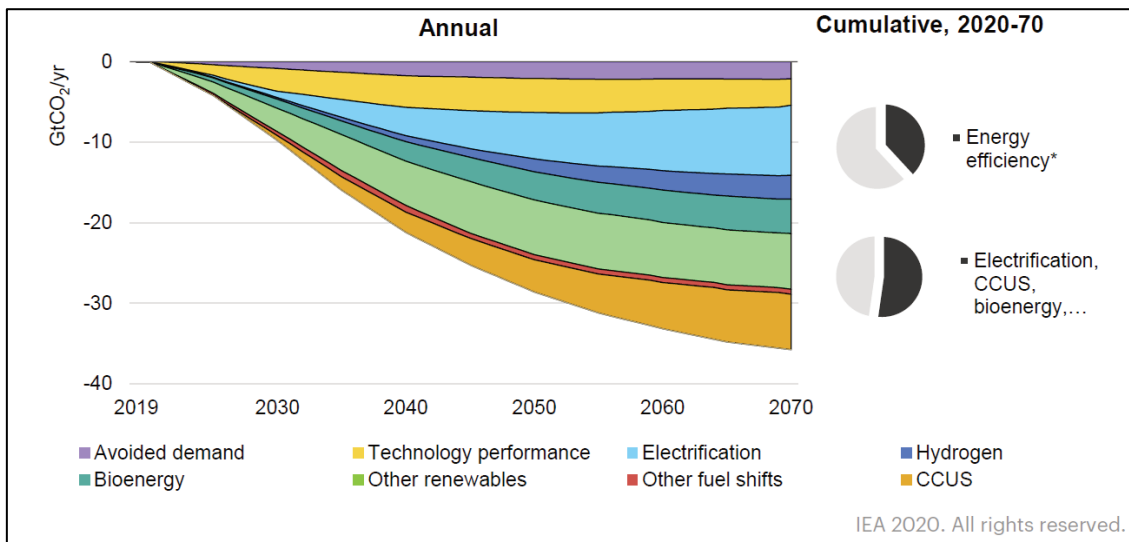


Fig. 4: Contribución en la reducción de emisiones de CO₂, simuladas por IEA, para distintos tipos de tecnologías y alternativas.

Para entender la razón por la que estos modelos posicionan las tecnologías de CCUS como fundamentales, es necesario destacar el valor estratégico de las mismas (3):

1. Permiten disminuir las emisiones de activos energéticos ya existentes a través de la readaptación (“retrofitting”).
2. Proveen una alternativa para producir hidrógeno, a partir del gas natural o carbón, con bajas emisiones de CO₂ asociadas (como el caso del denominado “blue hydrogen”).
3. Son una solución para determinados sectores en los cuales es muy difícil reducir las emisiones de CO₂ (como la industria del cemento y acero).
4. Permiten remover el CO₂ directamente del aire, logrando tornar las emisiones en negativas (tecnologías *Direct Air Capture*).

Despliegue actual de las tecnologías CCUS

Las tecnologías CCUS tienen una gran variedad de aplicaciones en diversas industrias, y su utilización ha ido en aumento en los últimos años, tal como se puede ver en la siguiente figura (3).

Si bien se observa un incremento muy fuerte entre 2010 y 2020 - de hasta 4 veces en la capacidad de captura de CO₂ - aún se está en el orden de las Mton|CO₂, y será necesario un gran crecimiento en el uso de CCUS para alcanzar el orden de las Gton|CO₂ para impactar en la mitigación del calentamiento global.

Cabe destacar también que la mayor parte de los proyectos de estas tecnologías están asociadas al procesamiento del gas natural, que tiene estrictos requisitos para ser comercializado, y donde el costo de aplicarlas (de unos 15 USD/Tonelada CO₂) es factible.

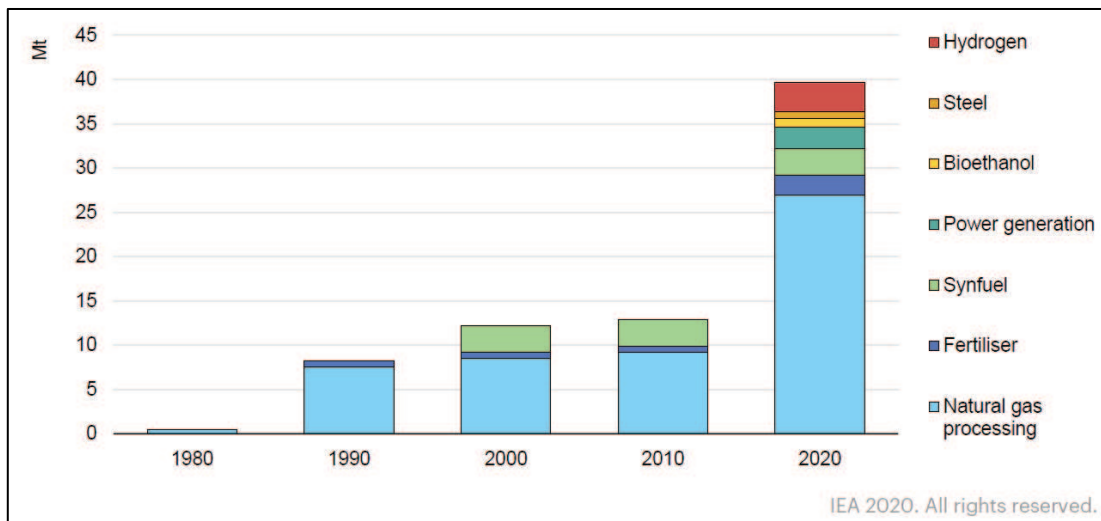


Fig. 5: Capacidad de captura global de CO₂ en instalaciones de gran escala, distinguido por origen, para el período 1980-2020.

Actualmente hay numerosos proyectos en desarrollo que aportarán un adicional de captura de unos 180 Mton|CO₂, como muestra la figura posterior (3). Es notable el hecho de que gran parte de estos proyectos serán asociados a la generación eléctrica, y que la mayoría tendrán un sistema de uso y/o captura diferente al convencional uso en recuperación mejorada de petróleo (EOR, o “Enhanced Oil Recovery”).

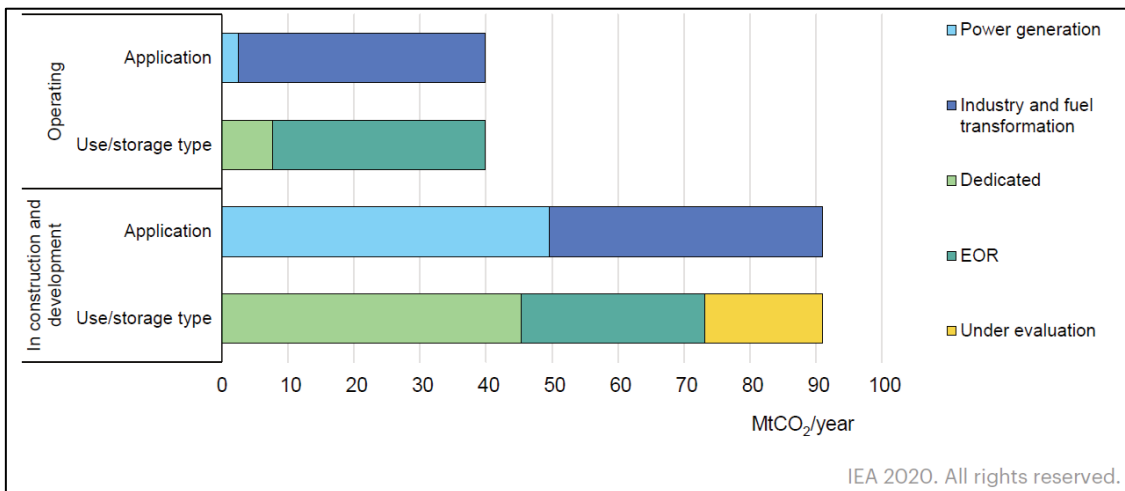


Fig. 6: Proyectos de CCUS de gran escala en desarrollo a nivel global, distinguidos por aplicación y tipo de almacenamiento (Incluye la planta de generación a partir de carbón Petra Nova, que suspendió temporalmente sus operaciones en 2020 a raíz de los bajos precios del petróleo).

La ubicación geográfica de los principales proyectos se encuentra en Norteamérica, Europa, Asia y Oceanía, como observamos en la figura siguiente (10). Es notorio que en Latinoamérica no existan aún proyectos en operación ni en desarrollo en cuanto a CCUS.

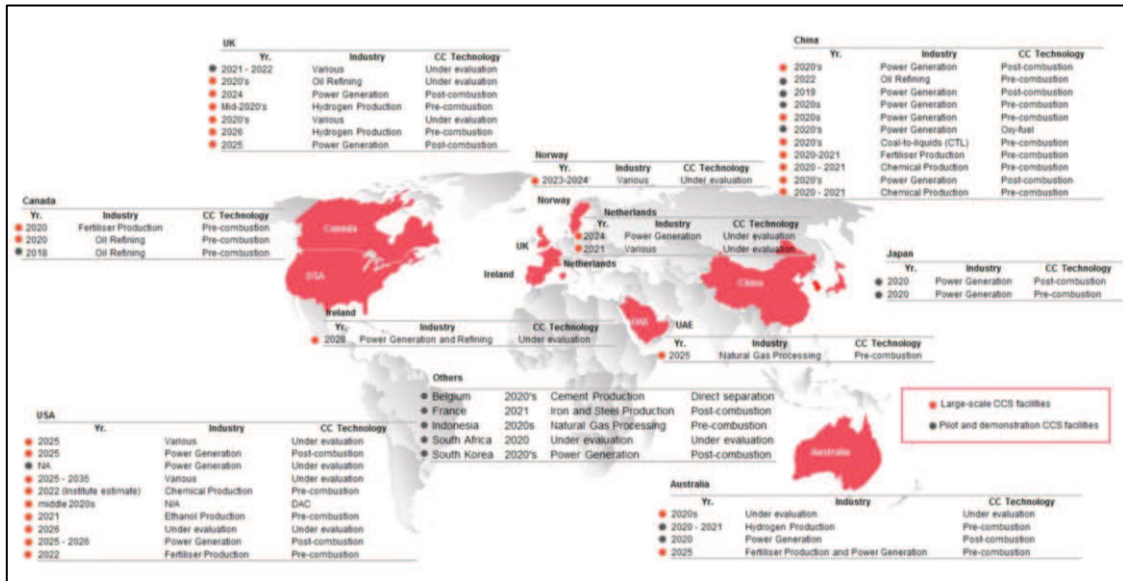


Fig. 7: Instalaciones CCUS de gran escala, escala piloto y para demostración en etapas de desarrollo temprano, desarrollo avanzado y construcción.

CCUS y Generación eléctrica

Rol de la captura de CO₂ en la generación eléctrica

En la figura mostrada debajo (4), podemos observar que la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles es, y se espera que continúe siendo, de las principales fuentes de emisión de CO₂. Para el caso “Baseline”, se observa que en 2010 la generación eléctrica era fuente de emisión de CO₂ por 16 Gton_{CO2} y que, en caso de mantenerse dicha tendencia, podría llegar a ser fuente de emisión por unos 35-40 Gton_{CO2}, muy lejos del objetivo de emisiones netas cero planteado en la COP21.

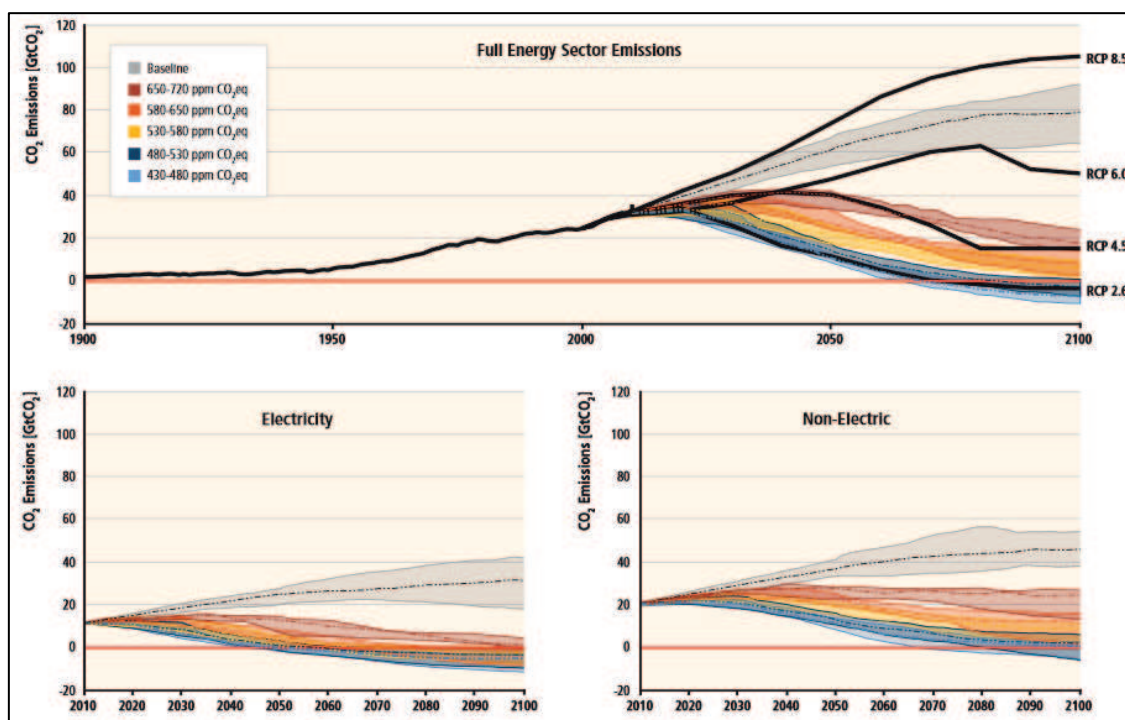


Fig. 8: Emisiones de CO₂ para el sector de la energía y diferenciado entre las asociadas a la electricidad como a otras no eléctricas.

Como se muestra en la figura siguiente (5), la mayor parte de las emisiones de CO₂ globales asociadas a la energía proviene del uso de carbón para generación eléctrica (29%), pero la utilización de gas natural como combustible también es de relevancia al aportar el 9% de las mismas. Esto es particularmente importante en países como Argentina donde la mayor parte de la electricidad – entre el 75-85% dependiendo del año - es generada en centrales térmicas de gas natural, como se verá más adelante.

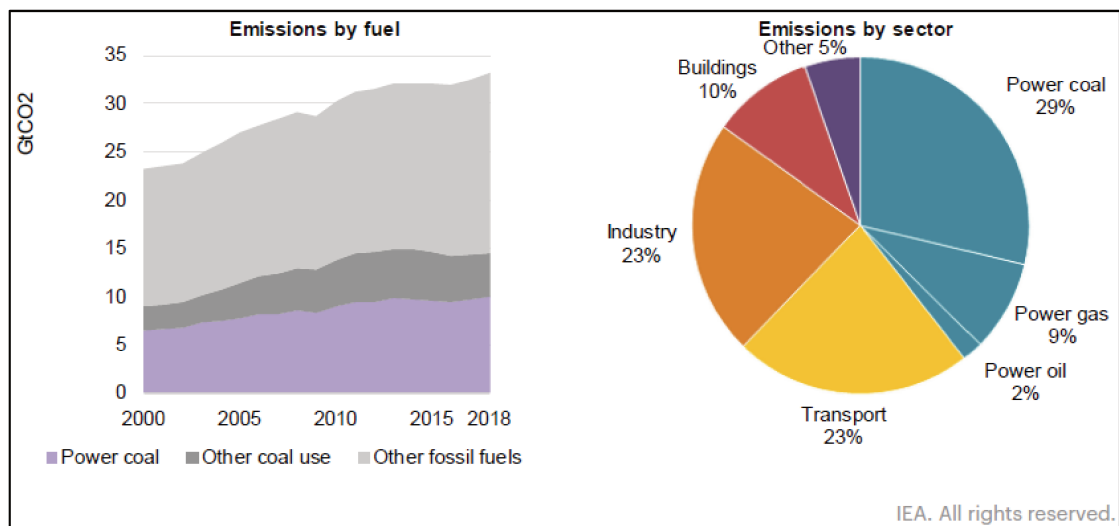


Fig. 9: Emisiones de CO₂ asociadas a la energía global, según combustible y sector.

La necesidad de aplicar tecnologías CCUS en la generación eléctrica es evidentemente clave en las décadas por venir para lograr los objetivos planteados en el Acuerdo de París, dado que no se espera que sólo mediante el reemplazo por energías renovables se logre satisfacer la creciente demanda energética mundial.

A pesar de esta imperiosa necesidad de reducir las emisiones en las plantas de generación, y tal como se ve en el gráfico (8), los proyectos CCUS referidos a generación eléctrica a partir de carbón recién comenzaron a aplicarse comercialmente en el año 2015 y se espera un aumento más acelerado de su desarrollo en el mediano plazo respecto a los asociados con generación a partir de gas natural, entre los cuales sólo hay varios proyectos en desarrollo, pero sin aplicación concreta aún. Esto puede entenderse por la simple razón de que el carbón es una fuente mucho más utilizada a nivel global que el gas natural para la generación de energía.

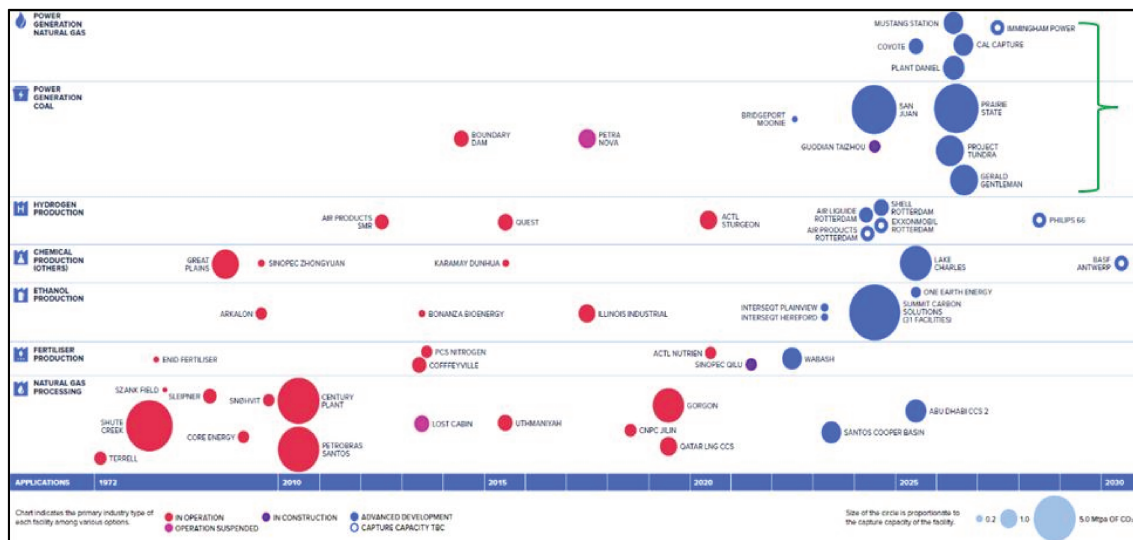


Fig. 10: Proyectos CCS por sector y escala (según capacidad de captura de CO₂) a través del tiempo.

Es visible a partir de estos datos globales que las tecnologías CCUS aplicadas a la generación eléctrica aún están en etapa de desarrollo comercial primario. Como se verá más adelante, esta etapa inicial implica una curva de aprendizaje que se está comenzando a transitar y que incluye distintas cuestiones que deben tenerse en cuenta para comenzar con la aplicación de

las tecnologías CCUS, tanto desde lo tecnológico como político y normativo, entre otros aspectos.

A pesar de esta realidad, es importante entender su potencial, identificar puntos de emisión, uso y almacenamiento e incentivar la adopción de éstas en pos de alcanzar los objetivos del Acuerdo de París, promoviendo la investigación y desarrollo en nuevos proyectos de escala comercial. Esto cobrará especial relevancia para Argentina dado el enorme uso de gas natural para generar electricidad.

En la siguiente sección se realizará un análisis de las tecnologías disponibles a escala comercial específicamente para la generación a partir de carbón y gas natural, sus principales riesgos, beneficios y los costos asociados a las mismas.

Generalidades de los procesos

CCUS son procesos utilizados para lograr la separación y captura de CO₂ con el objetivo de utilizar o almacenar el mismo. Estas constan en tres principales etapas:

- Etapa 1: Captura del CO₂ desde la fuente de emisión
- Etapa 2: Transporte del CO₂
- Etapa 3: Utilización y/o Almacenamiento de CO₂

Las mismas pueden observarse en el siguiente esquema adaptado de (6), en el cual no se incluyó la tecnología de captura directa del aire (DAC).

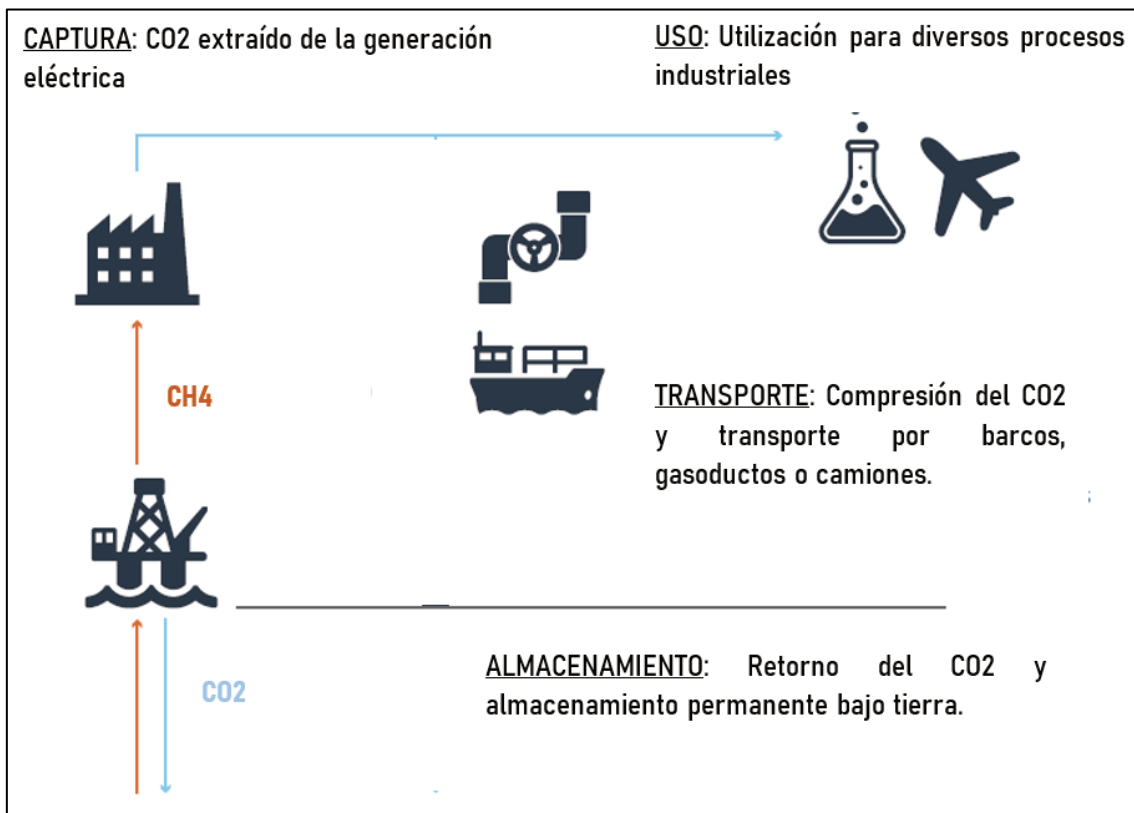


Fig. 11: Etapas en los procesos de CCUS

La etapa de captura es referida en la bibliografía como la que impacta en mayor grado al costo de un proyecto CCUS. También es clave comprender que la interconexión de los puntos de emisión con los de uso y almacenamiento es de suma relevancia al momento de evaluar la factibilidad de aplicación, dado que a gran escala se recomienda el uso de gasoductos y hasta

cierto punto de buques gasíferos, que incrementan el costo netback del CO₂ previo a ser inyectado a los reservorios o utilizado. Esto implica que siempre debe tenerse en cuenta toda la cadena logística asociada al sistema de captura, tal como se verá más adelante.

Etapa 1: Captura del CO₂ en plantas de generación eléctrica

Poniendo foco en las tecnologías CCUS aplicadas específicamente a la generación a partir de carbón y gas natural, que son las asociadas a la generación en Argentina, las mismas tienen ciertas características en común y otras específicas para cada combustible (9):

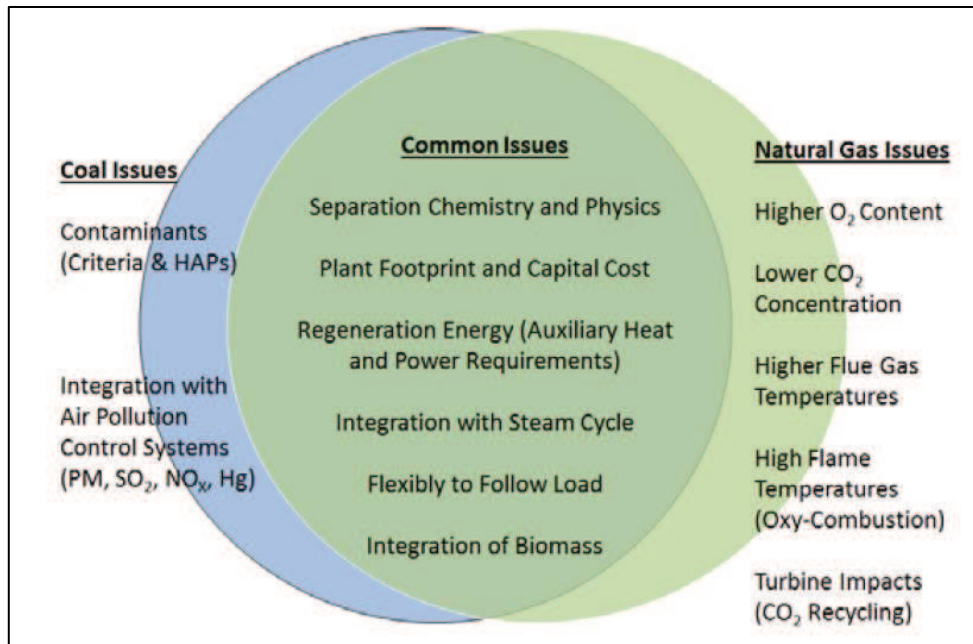


Fig. 12: Comparación de aspectos a tener en cuenta respecto de las tecnologías CCUS según la fuente (carbón o gas natural).

Algunos de los puntos críticos son el impacto que tiene la construcción del sistema de CCUS, la flexibilidad para seguir las variaciones de carga en la red y, para el caso del gas natural, la mayor dificultad de separación dado la menor concentración de CO₂ en la corriente de gases efluente (proceso postcombustión).

Para comprender más en detalle, se analizarán a continuación las tres principales tecnologías que se conocen. Sin embargo, previo al planteo de la tecnología, es importante tener en cuenta la categorización del gas a procesar en estas plantas de generación (10):

- Caracterización de la fuente: Se puede clasificar en 4 categorías basadas en el impacto que tiene la captura del CO₂ en los requerimientos energéticos y su correspondiente costo de separación de la corriente de gases.
 - Alta: > 90%
 - Moderadamente alta: 50-90%
 - Moderada: 20-50%
 - Baja: < 20%
- Captura/Separación: Se caracteriza en función de la concentración a la cual se encuentra el CO₂ en la corriente de gases de la cual se separará.
 - Alta pureza: > 96% CO₂
 - Media pureza: 20-50% CO₂
 - Baja pureza: < 20% CO₂

En el caso de la generación eléctrica, tanto para carbón como gas natural, la concentración de CO₂ es de baja pureza como se muestra en la tabla debajo (10) y, por consiguiente, los requerimientos energéticos y su correspondiente costo son moderadamente altos, dependiendo la tecnología aplicada.

Tabla 1: Presión parcial y concentración de CO₂ en aplicaciones industriales y generación de energía

Industrial process	Gas pressure (Bar)	CO ₂ concentration (Mol%)	CO ₂ partial pressure (Bar)
Aluminium production	~1	1-2	0.01-0.02
Natural gas combined cycle	~1	3-4	0.03-0.04
Conventional coal fired power generation	~1	13-15	0.13-0.15
Cement production	~1	14-33	0.14-0.33
Steel production (Blast furnace)	1-3	20-27	0.2-0.6
Hydrogen production	22-27	15-20	3-5
Integrated gasification combined cycle	20-70	8-20	1.6-14
Natural gas processing	9-80	2-65	0.5-44

En el diagrama siguiente (5), se observa la descripción general de las tres principales metodologías para capturar CO₂ en plantas energéticas a base de combustibles fósiles.

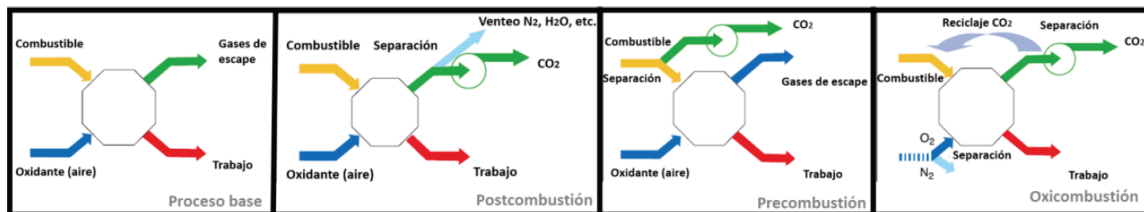


Fig. 13: Estrategia de captura de CO₂ a partir de fuentes puntuales.

Los diagramas de flujo detallados de cada una pueden observarse en el siguiente esquema (16). Como se observa a simple vista, el proceso de postcombustión permite adaptar más rápidamente la tecnología a una planta ya operando (“retrofitting”) lo que lo convierte en la alternativa más difundida para plantas de generación operativas. Por otro lado, los procesos de precombustión y oxicombustión pueden adaptarse más fácilmente a algunos procesos como el reformado de gas natural en refinerías, pero aún no se encuentran en fase comercial para la generación eléctrica (sólo existen algunos proyectos prototipos de mediana escala).

La principal diferencia entre la postcombustión y los procesos de precombustión y oxicombustión es que estos dos últimos tienen como objetivo el aumentar la concentración de CO₂ en la corriente de gases a tratar para que resulte menos compleja la captura de este. Sin embargo, ambos procesos se encuentran en prueba a escala comercial para la generación eléctrica dado que son modificaciones mucho más grandes al proceso convencional de generación.

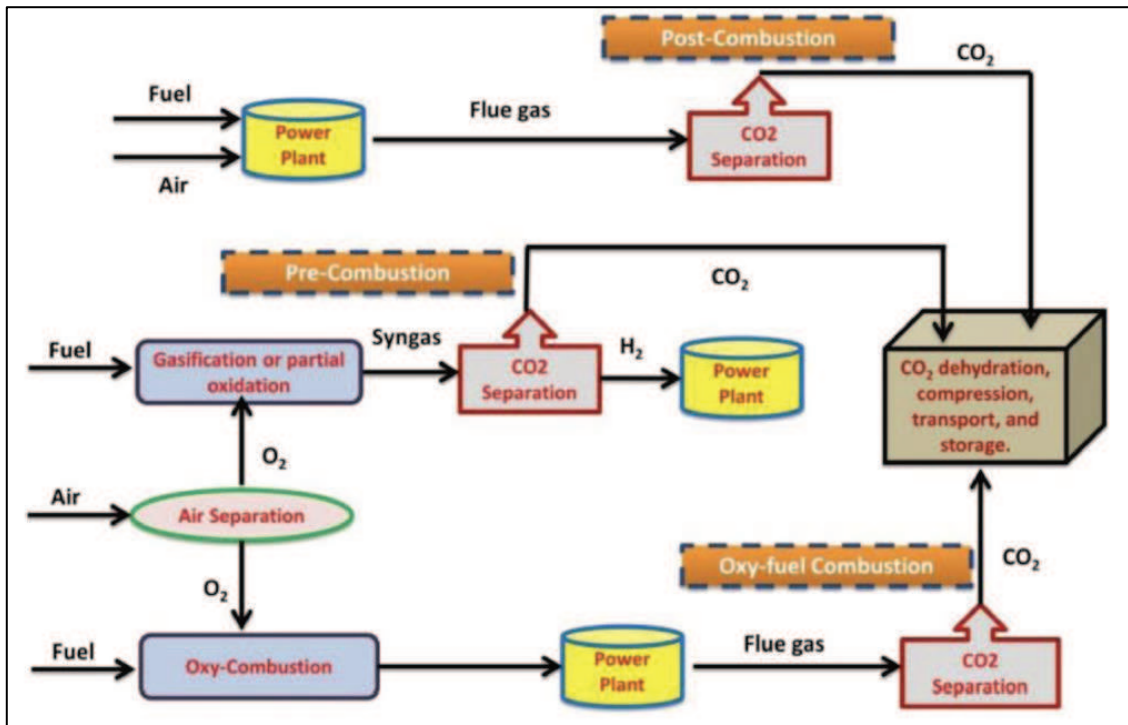


Fig. 14: Diagramas de flujo de los principios de las tecnologías de captura de CO₂.

Alternativa 1: Postcombustión

Generalidades

Este proceso es el más conocido y ampliamente utilizado en diversas aplicaciones desde ya hace muchos años, como por ejemplo en el tratamiento del gas natural para su posterior venta (no se quema el gas, sino que se realiza un proceso de captura de CO₂ similar cuando se requiere).

Sin embargo, la tecnología comenzó a aplicarse comercialmente en el 2015 en plantas de generación a partir de carbón, aunque se tiene conocimiento de un proyecto en Estados Unidos que data de la década de los 90' en la cual se recuperaba este CO₂ para recuperación terciaria de petróleo a mediana escala.

Los procesos más utilizados están esquematizados tanto para carbón como para gas natural en las siguientes imágenes (11; 14). Es importante resaltar que las plantas de generación que añaden estas tecnologías no tienen cambios relevantes a su diseño original y sólo se adiciona, previo a la emisión de gases por chimenea, el sistema de captura y tratamiento del CO₂.

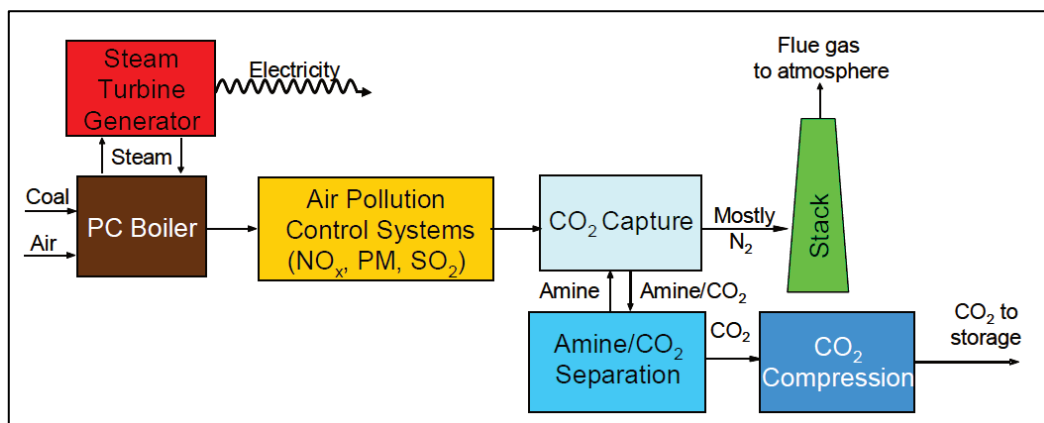


Fig. 15: Diagrama de flujo de planta de generación a partir de carbón con proceso de captura de CO₂ postcombustión, utilizando un scrubber de amina. Otros contaminantes mayores del aire (NO_x, material particulado y SO₂) son removidos previo a la captura del CO₂.

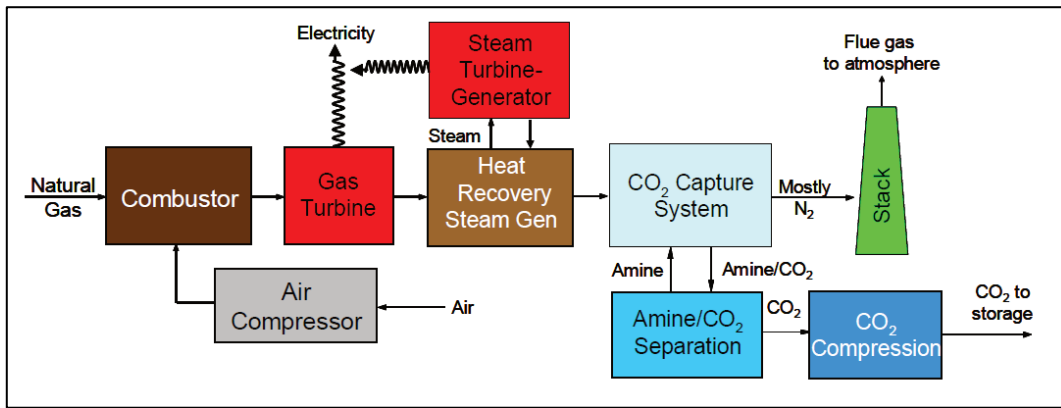


Fig. 16: Diagrama de flujo de planta de generación a partir de gas natural con proceso de captura de CO₂ postcombustión, utilizando un scrubber de amina.

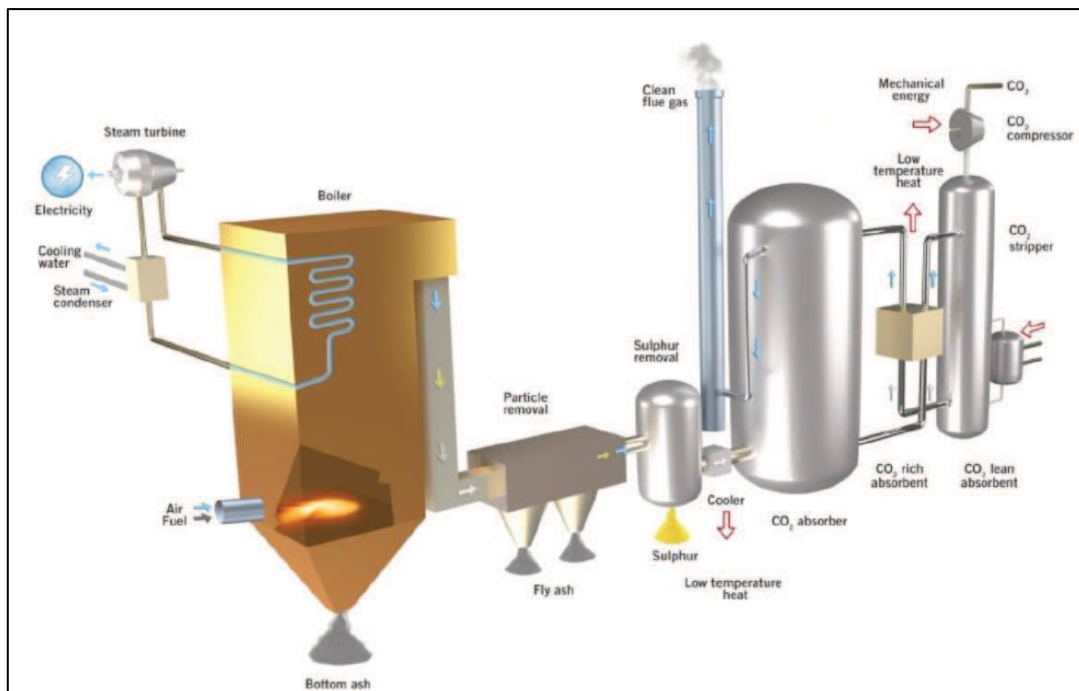


Fig. 17: Esquemización del equipamiento necesario para un sistema de captura de CO₂ tipo postcombustión en planta de generación.

Esto implica que una de las principales ventajas es la posibilidad de ser añadido a las existentes plantas de generación (“retrofitting”) como así también ser utilizado en los proyectos nuevos.

Adicionalmente, y tal como se indica en (7), se puede realizar la instalación en forma modular aumentando progresivamente la cantidad de CO₂ capturado.

Estas dos características (“retrofitting” y sistemas modulares) permiten disminuir el riesgo de los nuevos proyectos de generación dado que permitirían añadir la captura de CO₂ a medida que nuevas normativas soliciten disminuir las emisiones y evitar potenciales cierres de plantas que no cumplan con la legislación ambiental a futuro, como se muestra en el siguiente esquema donde la corriente de gases es parcialmente tratada generando un ahorro en costos de inversión y operación al momento de implementar la tecnología CCUS.

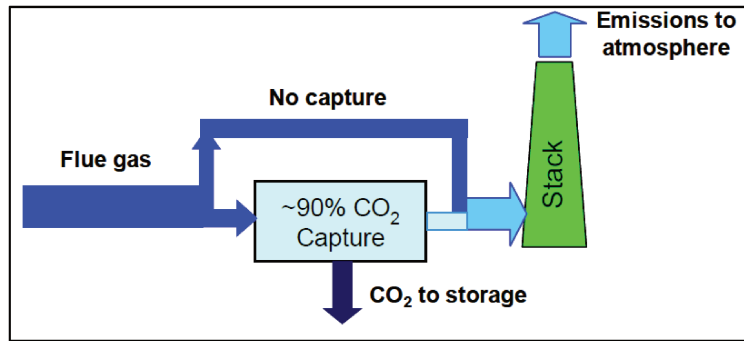


Fig. 18: Tratamiento parcial de corriente de gases con CO₂, a través de sistemas modulares.

Es importante remarcar también el espacio que implica un sistema de tratamiento de CO₂. La estimación es que la planta de captura de CO₂ suele ocupar la misma superficie que la planta de generación, duplicando de esta manera el uso de espacio, como se observa esquemáticamente en la siguiente imagen (7):

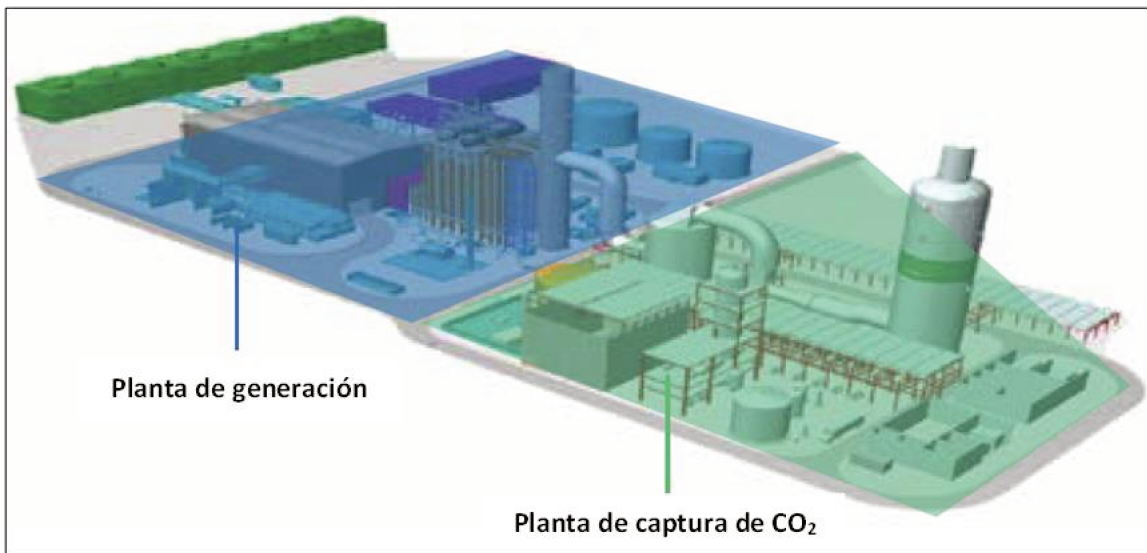


Fig. 19: Esquematación del espacio ocupado por una planta de captura respecto de una planta de generación tipo (aprox. 4 acres o 16200 m² dedicados a la generación)

El tipo de tecnología de captura puede elegirse a partir de una gran cantidad de metodologías disponibles, aunque es de remarcar que el proceso más ampliamente utilizado actualmente, y con escalabilidad comercial por la madurez de la tecnología, es el de absorción de CO₂ con aminas (principalmente la conocida como MEA o monoetanolamina).

A continuación, se describirá el funcionamiento general de este proceso sin entrar en detalle en el resto de las tecnologías que aún se encuentran en etapas no comerciales, como uso de amoníaco, adsorbentes sólidos, separación por membranas, destilación criogénica del CO₂, líquidos iónicos, medios enzimáticos y combustión en bucle químico.

Absorción de CO₂ con aminas

El proceso de absorción de CO₂ se da habitualmente mediante el uso de dos columnas de intercambio líquido-gas. En una de ellas, se realiza la absorción del CO₂ haciendo fluir un solvente que tiene afinidad por éste. Luego, este solvente rico en CO₂ se bombea a la siguiente columna donde, mediante el uso de vapor de agua a altas temperaturas, se logra la desorción del dióxido de carbono, recuperación del solvente para reutilizarse y la separación del CO₂ por la parte superior de la columna a fin de ser comprimido y transportado a su destino final.

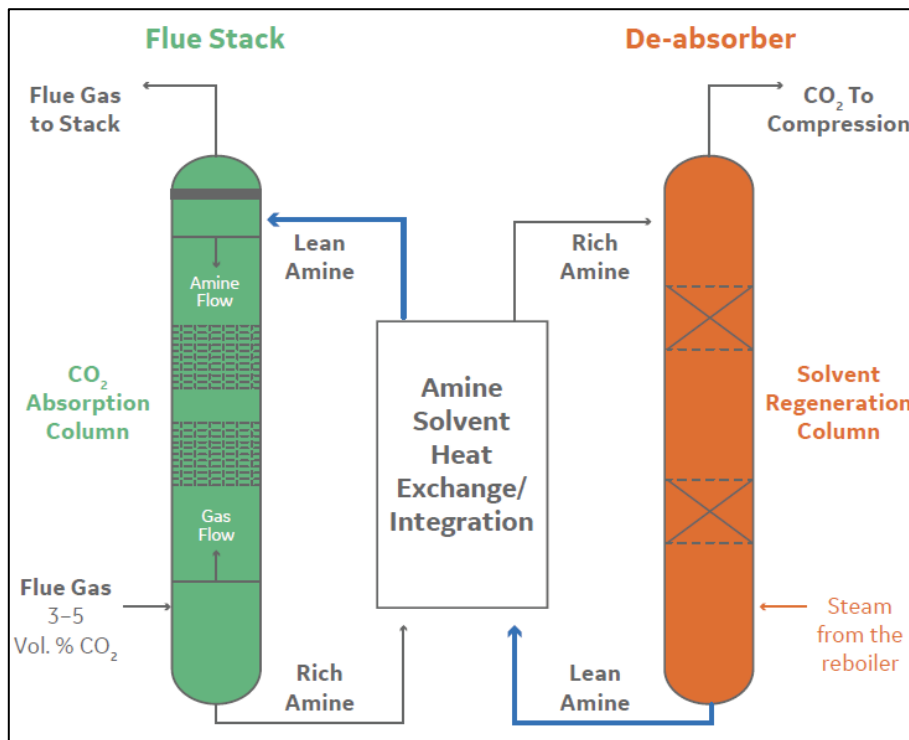


Fig. 20: Sistema de captura de CO₂ con aminas, en columnas de intercambio.

Para comprender las ventajas y desventajas de esta tecnología, es conveniente entrar más en el detalle de los parámetros y equipamiento utilizados más importantes (12). La figura (12) muestra los equipos que se suelen requerir para este proceso:

- Caudal de gas efluente a tratar: Determinará el tamaño de las columnas a utilizar (principal costo de inversión) y el costo del solvente.
- Contenido de CO₂ en el gas efluente: Dado que para plantas de generación es bajo (3-15 kPa de presión parcial de CO₂), la absorción por solvente químico acuoso es la mejor alternativa comercial según bibliografía (a la fecha de este trabajo).
- Remoción de CO₂: Se logran reducciones de entre 80%-95%, dependiendo esto de la altura de la torre, el costo de inversión, la penalidad energética asociada a mayor absorción y, por ende, a una solución de compromiso entre el % de reducción buscado y el costo total que se podrá afrontar.
- Caudal de solvente: Para cada solvente, el caudal y el dimensionamiento del equipamiento para manejarlo estarán determinados por los tres parámetros anteriores.
- Temperatura de trabajo de columna de absorción: 40°C-60 °C
- Temperatura de trabajo de columna de desorción (stripper): 100°C-140°C
- Requerimiento energético: Es la suma de la energía térmica y eléctrica necesaria.
 - *Energía térmica*: Para regenerar el solvente en el stripper
 - *Energía eléctrica*: Para operar bombas de líquido, sopladores y ventiladores de gases y compresión del CO₂
- Requerimiento de enfriamiento: Necesario para disminuir la temperatura, tanto de la corriente de gases efluentes saliendo de la planta de generación como la del solvente regenerado, previo a ingresar a la columna de absorción. También es requerido enfriar el solvente regenerado para recuperar el vapor de agua que se utiliza para calentar el stripper.
- Características del CO₂ obtenido:
 - *Pureza en CO₂*: +/- 99.9% en volumen

- *Presión del gas:* +/- 50 kPa (manométrica)
- Puesta en marcha (14): Requieren entre 1 y 2 horas para comenzar a operar en estado estacionario, y un periodo variable para alcanzar un nivel de captura de CO₂ óptimo.

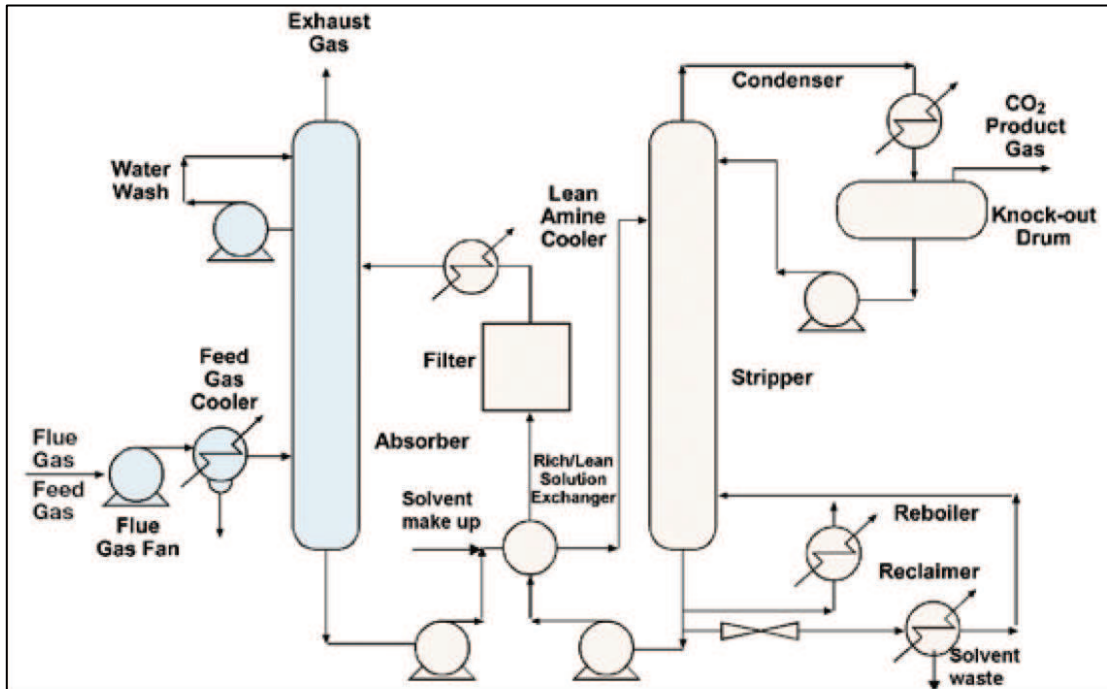


Fig. 21: Equipamiento habitualmente utilizado en el proceso de captura con absorción química.

Por supuesto, el rango real de parámetros operativos dependerá de cada tecnología y planta de generación, pero los anteriores valores muestran los rangos generales esperados.

Respecto al tipo de solvente utilizado, varía según cada fabricante al igual que el equipamiento específico del proceso. Algunos de los solventes utilizados comercialmente se muestran a continuación, junto a sus empresas propietarias (10):

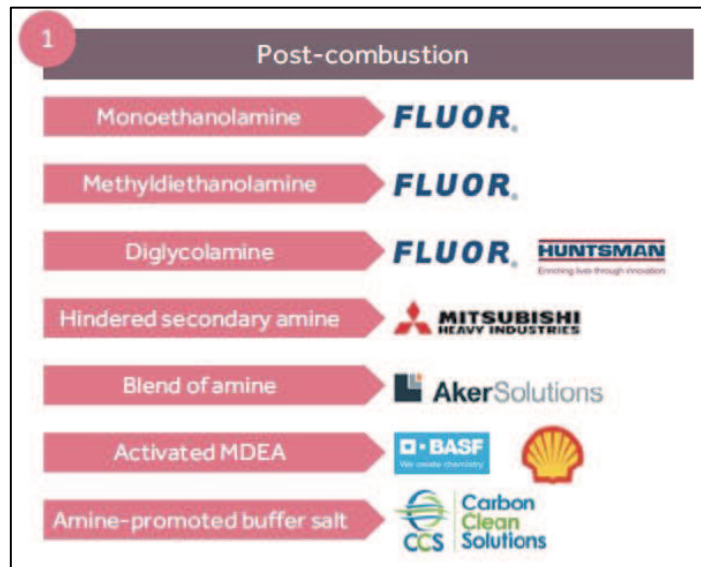


Fig. 22: Tipos de solventes y empresas proveedoras ejemplo para el proceso de postcombustión.

Performance energética y costos

El impacto en la performance de la planta de generación tiene varias razones. Las principales están asociadas con:

- *Stripper o torre de desorción:* Impacta porque se requiere vapor de agua a alta temperatura y cuando el sistema de captura de dióxido está acoplado a una planta de ciclo combinado, utilizar parte del vapor para este proceso genera una pérdida en la generación eléctrica asociada.
- *Compresor de CO₂:* Utiliza energía para poder comprimir el CO₂ que sale del stripper y que se inyectará al sistema de transporte. Dado que la compresión es un proceso volumétrico, a mayor ratio de captura de CO₂, mayor su caudal aguas abajo, incrementando así la energía requerida para comprimir.
- *Soplador de gases:* Utiliza energía eléctrica para poder suplir al gas que ingresa a la torre de absorción de la presión requerida para sobrepasar la caída de presión en el proceso.

El impacto real dependerá de si la tecnología de captura se aplica a ciclos combinados de turbinas de gas natural o si se aplica a generación con carbón. La siguiente tabla se construye según los datos relevados en (7), (13) y (14).

Tabla 2: Performance energética e impacto en costo de la captura postcombustión por tipo de tecnología

Tecnología	Performance energética	Impacto en costo
CCTG	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Disminución en potencia generada:</u> Según (7): 10% / Según (13) y (14): 10-14% - <u>Impacto en tiempo de arranque:</u> - 1-2 h de arranque CCUS > 0.5-1 h de arranque de CCTG → Necesidad de arranques más largos o período de operación con mayor emisión de CO₂ hasta alcanzar estado estacionario / bypass al sistema de captura CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Costo capital potencia instalada [\$/MW]:</u> Aumento en ≈ 45% (sólo por CCUS) pero aumento en ≈ 65 % tomando en cuenta la disminución de potencia asociada al proceso. - <u>Costo energía generada [\$/MWh]:</u> Aumento en ≈ 50% (No considera el potencial precio de carbono)
Carbón	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Disminución en potencia generada:</u> Según (13) y (14): 22% - <u>Impacto en tiempo de arranque:</u> No impacta 	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Costo capital potencia instalada [\$/MW]:</u> Aumento en ≈ 65 %

El paso de regeneración representa habitualmente el 70% del total de costo adicional operativo dadas las pérdidas de solvente y su degradación.

Ventajas y desventajas

Tomando en consideración lo considerado en (7), (13) y (14), se indican las principales ventajas y desventajas de los sistemas postcombustión:

Tabla 3: Ventajas y desventajas del proceso de captura postcombustión

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Ratio de captura CO₂ del 90-95% - Proceso CCUS separado de la planta de generación, disminuye riesgos operativos. - Puede ser más fácilmente incorporada a plantas de generación en funcionamiento. - Para nuevas plantas, se puede considerar en el diseño el requerimiento energético del sistema CCUS, mejorando la eficiencia y disminuyendo las pérdidas. - Es el proceso actual que menos impacto tiene en la performance y costos asociados a su incorporación. - Posibilidad de incorporar módulos que permitan disminuir las emisiones de CO₂ paulatinamente. - La tecnología es ampliamente utilizada en otras industrias y no se requieren mayores innovaciones, más que las requeridas para mejorar la performance y disminuir más los costos asociados. Los costos operativos son menores dado el alto grado de automatización lograda. 	<ul style="list-style-type: none"> - Podría limitar la flexibilidad de un arranque de generación, con mayor tiempo de arranque o bien tiempo con alta emisión de CO₂ hasta llegar al óptimo. - Penalidad en performance y costos al aplicar CCUS vs la planta de generación sin CCUS (Potencialmente mitigable con mayores avances) - Costos operativos pueden ser altos por pérdida de solventes y degradación de estos en la regeneración.

Alternativa 2: Precombustión

Generalidades

El proceso precombustión consiste básicamente en convertir y capturar el CO₂ del combustible previo a la generación eléctrica (aguas arriba de la turbina de generación). Esto se fundamenta principalmente en que la corriente de la cual se separa el CO₂ tiene mayor presión y concentración del componente, disminuyendo el costo de captura.

Las operaciones y reacciones que se den dependerán del combustible utilizado, aunque el principio es el mismo. El combustible ingresa a un gasificador de carbón o reformador de gas natural (metano) donde ocurre la oxidación parcial generándose syngas (CO + H₂). Luego, este syngas se pasa por el reactor “shift” donde se convierte el CO en CO₂ y más H₂, al reaccionar con vapor de agua. Posteriormente, se realiza la separación del CO₂ y la corriente de H₂ sigue su curso a la turbina de generación eléctrica (que debe estar diseñada para poder trabajar con hidrógeno como combustible).

Habitualmente, el CO₂ capturado es cercano al 100%, gas seco sin humedad y con muy alta pureza en CO₂.

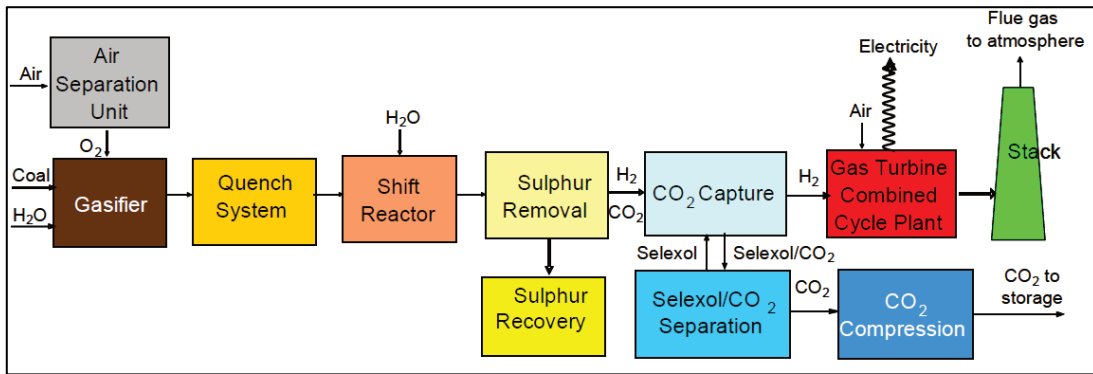


Fig. 23: Diagrama de flujo de planta de generación tipo ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC) con proceso de captura de CO₂ precombustión, utilizando un reactor de water-gas shift y un sistema de separación de CO₂ con Selexol.

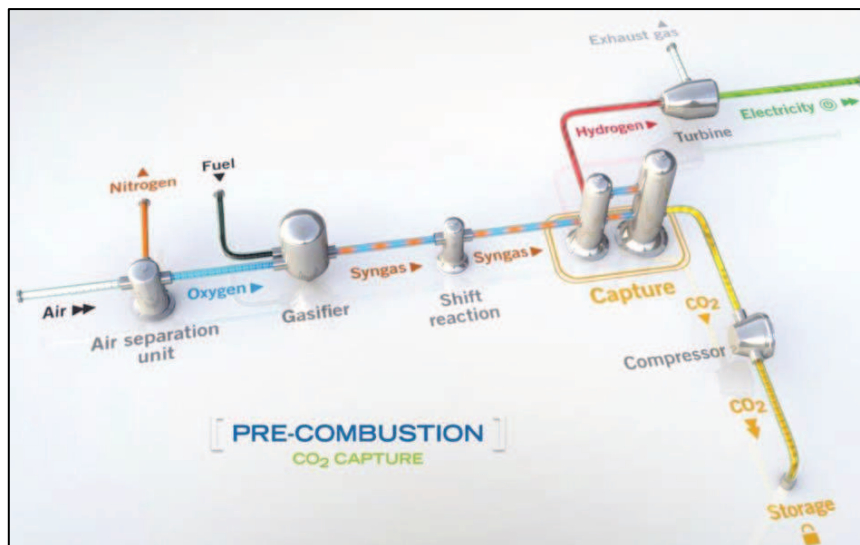


Fig. 24: Esquematación del equipamiento principal necesario para un sistema de captura de CO₂ tipo precombustión.

Performance energética y costos

Tabla 4: Performance energética e impacto en costo de la captura precombustión por tipo de tecnología

Tecnología	Performance energética	Impacto en costo
CCTG	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución en potencia generada: 30% (14) - Impacto en tiempo de arranque: Sin almacenamiento de hidrógeno, el arranque de la planta tiene reducida su flexibilidad dado que dependerá del ratio de reformado del gas natural. 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo capital potencia instalada [\$/MW]: Aumento en ≈ 87% (sólo por CCUS) pero aumento en ≈ 176 % tomando en cuenta la disminución de potencia asociada al proceso. - Costo energía generada [\$/MWh]: Aumento en ≈ 110% (No considera el potencial precio de carbono)
Carbón	<ul style="list-style-type: none"> - Disminución en potencia generada: 22% (14) - Impacto en tiempo de arranque: Sin almacenamiento de hidrógeno, el arranque de la planta tiene reducida su flexibilidad dado que dependerá del ratio de gasificación del carbón. 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo capital potencia instalada [\$/MW]: Aumento en ≈ 90 %

Ventajas y desventajas

Tomando en consideración lo considerado en (13) y (14), se indican las principales ventajas y desventajas de los sistemas precombustión:

Tabla 5: Ventajas y desventajas del proceso de captura precombustión

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Ratio de captura CO₂ del 100%, el mayor de las tecnologías disponibles. - Potencial uso de hidrógeno proveniente de fuentes renovables o importado, lo que permitiría desacoplar el sistema de captura del de generación para casos como picos de consumo, por ejemplo. - La tecnología es ampliamente utilizada en otras industrias. 	<ul style="list-style-type: none"> - El costo es prohibitivo actualmente, tanto de capital como operativo, razón por la cual varios proyectos se dieron de baja previo a comenzar. - Muy limitada la aplicación a plantas de generación ya construidas, que implicarían un muy alto costo de inversión. - Poca experiencia actual en su uso para generación eléctrica, sólo en escala piloto, dado los costos que tiene la tecnología. - La interacción directa entre el sistema de generación y el sistema de captura de CO₂, con la etapa previa de gasificación/reformado, disminuyen la flexibilidad de la planta para adaptarse a demandas pico o para los arranques de esta.

Alternativa 3: Oxidación

Generalidades

El proceso de oxidación consiste esencialmente en combustionar el combustible sólido o gas con oxígeno puro previamente separado del N₂ (en la Unidad de Separación de Aire), con una recirculación parcial de la corriente de vapor de agua y CO₂ que sale del reactor de combustión para mantener la temperatura de llama en valores prácticos (no existen reactores que resistan tan altas temperaturas). El efluente de gases que sale del reactor tiene también otros elementos como SO_x y/o NO_x que deben ser separados. Una vez realizado este paso previo, se condensa el vapor de agua presente en la corriente y luego se envía el CO₂ a inyección.

Es importante remarcar varios puntos. En primer lugar, el sistema no es apto para readaptar plantas de generación ya existentes, dado que se deben cambiar la mayor parte de los equipos del proceso (superficies de intercambio de calor, geometría del reactor, canales para los flujos de gas, etc.). En segundo lugar, para plantas nuevas, debe considerarse no sólo el costo del sistema CCUS sino también el de separación de oxígeno de la corriente de aire, normalmente mediante separación criogénica a -182 °C. Por último, se debe tener en cuenta también que, en la experiencia, se ha detectado una considerable dificultad en evitar filtraciones de aire del ambiente a la corriente de gas efluente del reactor, impactando esto en el proceso de captura de CO₂ y disminuyendo la eficiencia global del sistema.

Como potencial solución a estos problemas, está en desarrollo el denominado Ciclo de Allam que utiliza CO₂ a alta presión como fluido de trabajo para generar energía eléctrica. Sin embargo, la tecnología se encuentra en fase temprana de desarrollo.

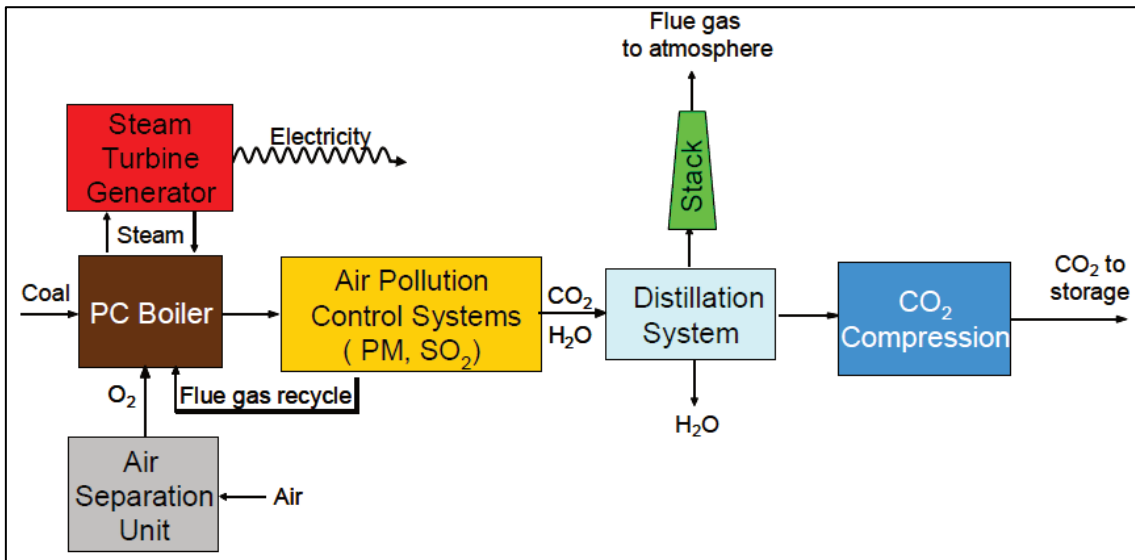


Fig. 25: Diagrama de flujo de planta de generación a partir de carbón usando captura posterior a una oxicomustión.

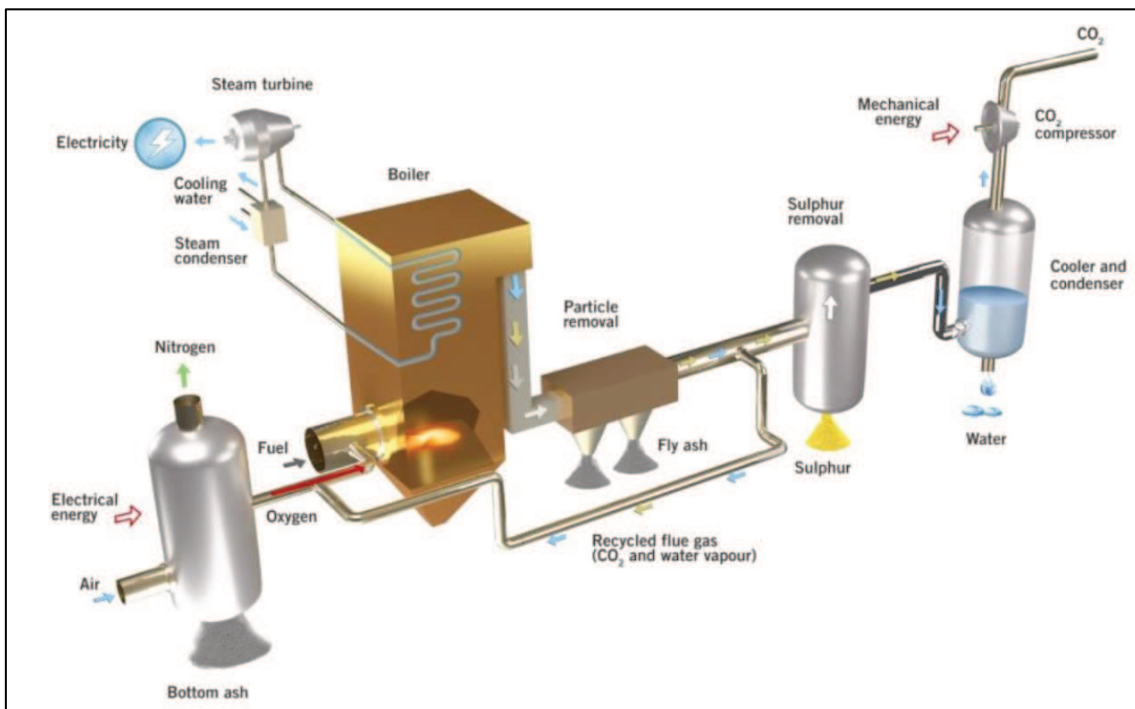


Fig. 26: Esquematización del equipamiento principal necesario para un sistema de captura de CO₂ a través del proceso de oxicomustión.

Performance energética y costos

Tabla 6: Performance energética e impacto en costo de la captura por oxidación por tipo de tecnología

Tecnología	Performance energética	Impacto en costo
CCTG	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Disminución en potencia generada:</u> 15% (14) - <u>Impacto en tiempo de arranque:</u> Mayor tiempo de arranque y subida de potencia que las CCTG convencionales, reduciendo flexibilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Costo capital potencia instalada [\$/MW]:</u> Aumento en ≈ 46% (sólo por CCUS) pero aumento en ≈ 72% tomando en cuenta la disminución de potencia asociada al proceso. - <u>Costo energía generada [\$/MWh]:</u> Aumento en ≈ 70% (No considera el potencial precio de carbono)
Carbón	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Disminución en potencia generada:</u> 22% (14) - <u>Impacto en tiempo de arranque:</u> Mayor tiempo de arranque y subida de potencia que las plantas convencionales, reduciendo flexibilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Costo capital potencia instalada [\$/MW]:</u> Aumento en ≈ 50 %

Ventajas y desventajas

Tomando en consideración lo considerado en (13) y (14), se indican las principales ventajas y desventajas de los sistemas oxidación:

Tabla 7: Ventajas y desventajas del proceso de captura por oxidación

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - La adición de almacenamiento de oxígeno permitiría dar un impulso a la potencia requerida en momentos de picos. - Los sistemas de separación de aire criogénicos son sistemas ampliamente utilizados en la industria. 	<ul style="list-style-type: none"> - La adaptación de plantas de generación existentes es impráctica y antieconómica dados los cambios fundamentales que se deben hacer al proceso. - La concentración de CO₂ a la salida del reactor es más baja que en las tecnologías de pre y post combustión, generando más costos por una etapa adicional de purificación de CO₂ (separación de SO_x, NO_x y vapor de agua). - Flexibilidad de la planta limitada por el tiempo de arranque de esta tecnología. - No se ha probado la tecnología a nivel comercial, todos proyectos piloto.

Estado de nuevas tecnologías de captura

Adicionalmente a los procesos mencionados antes, existe una vasta cantidad de procesos siendo desarrollados. Los mismos tienen diversos estados en su desarrollo, como se puede observar en el resumen gráfico de tecnologías (10)

Los indicados como TRL-1 a TRL-4 son las tecnologías emergentes y TRL-5 a TRL-8 son tecnologías con escala comercial en el corto-mediano plazo (TRL-9 son las tecnologías comercialmente disponibles, como la de absorción con aminas postcombustión).

Como puede observarse, existe una amplia cantidad de empresas y procesos siendo investigados, que permitirán en los próximos 10 a 20 años, disminuir los costos y aumentar la performance de los sistemas de captura de CO₂ en diversas industrias, incluida la generación eléctrica.

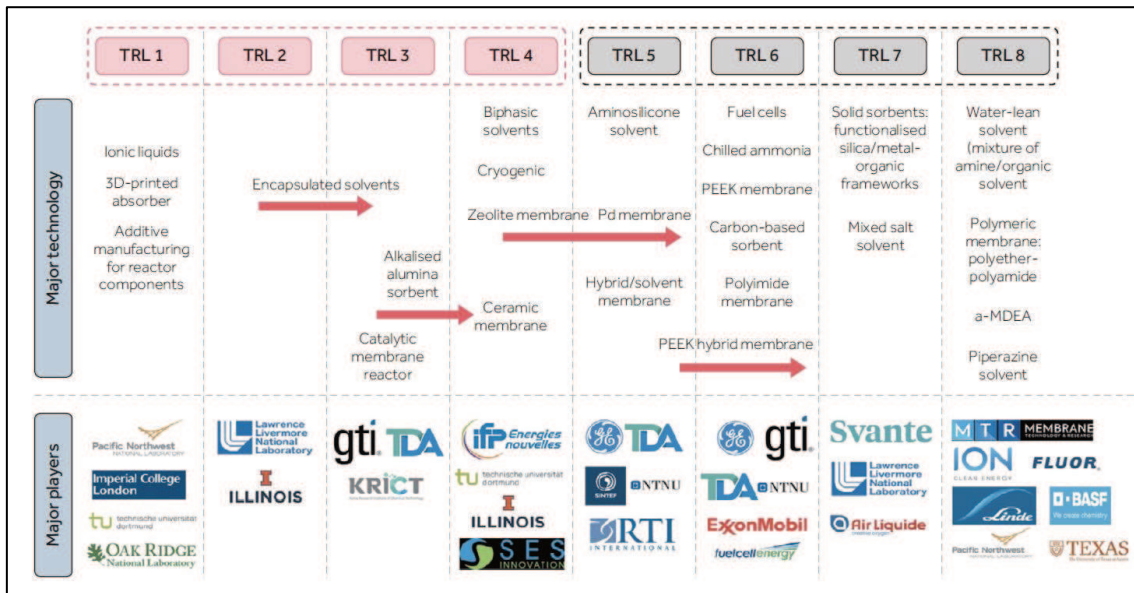


Fig. 27: Panorama de las tecnologías de captura de carbono de medio término (TRL 5-8) y emergentes (TRL 1-4) y principales referentes de cada uno.

Comparación de tecnologías de captura

A continuación, se resumen las características principales para cada tecnología, específicamente para la generación en CCTG, que es la principal tecnología de generación en Argentina.

Tabla 8: Principales características por tipo de tecnología de captura de CO₂

Característica	Postcombustión	Precombustión*	Oxicombustión*
% CO ₂ capturado	90-95	≈ 100	≈ 100
Posibilidad de readaptar a plantas existentes	Alto	Medio	Bajo
Pérdida de eficiencia CCTG [%]	7-14	30	15
% Aumento costo de capital CCTG [\$/MW]	65	176	72
% Aumento costos operativos CCTG [\$/MWh]	50	110	70
Grado de madurez	Medio-Alto	Medio	Muy bajo
Flexibilidad de operación	Medio	Medio	Bajo
Sistemas modulares	Si	No	No
Madurez en otras industrias	Alto	Alto	Bajo

* Datos de pruebas piloto, no tienen aún aplicabilidad comercial a gran escala.

Conclusión sobre tecnologías de captura

Dadas las distintas ventajas y desventajas de los sistemas mostrados, del estado de uso y madurez de las diversas tecnologías y del impacto en performance y costos en la generación eléctrica, se considerará que la tecnología de captura postcombustión mediante absorción en aminas es la más adecuada para avanzar con potenciales proyectos de CCUS, por ser la más ampliamente utilizada, estar comercialmente disponible y tener un costo y performance comparativamente superiores respecto a las otras alternativas actuales.

Etapa 2: Transporte del CO₂

Generalidades

Para enviar el CO₂ capturado hasta los puntos de uso y almacenamiento existen tres opciones:

- Alternativa 1: Gasoductos
- Alternativa 2: Buques
- Alternativa 3: Transporte por rutas y ferrocarril

Para poder hacer frente al problema de la infraestructura, una de las potenciales soluciones que se plantean es el desarrollo de hubs y clusters que permitirían que grupos de emisores de CO₂ puedan hacer uso de una misma red de transporte de CO₂, tal como pasa por ejemplo con los gasoductos troncales que envían el gas desde diversos yacimientos.

Otra solución que se ha planteado a largo plazo para hacer frente al problema del sistema de transporte es localizar las plantas de generación en zonas cercanas a los puntos de uso y almacenamiento. Sin embargo, se debe comparar entre acercar las nuevas plantas y transportar energía eléctrica o transportar el gas emitido, y se considera que esta solución no sería fácilmente replicada.

A continuación, se analizarán en más detalle cada una de las alternativas mencionadas antes. Sin embargo, es conveniente recordar que se podrían utilizar todas en conjunto y de forma integrada según los requerimientos de transporte de los hubs y clusters, concepto que se desarrollará con posterioridad.

Alternativa 1: Gasoductos

Los sistemas de gasoductos han sido ampliamente utilizados desde el 1970 en diversos campos petroleros para poder realizar EOR.

Como se ve en la siguiente lista (3), se tiene experiencia en diversos países con distintas capacidades de transporte, longitudes y diámetros de gasoductos para CO₂.

Tabla 9: Experiencia global en el uso de gasoductos para transporte de CO₂

Country	System	Length (km)	Capacity (Mt/year)
United States	Permian Basin (West Texas, New Mexico, Colorado)	4 180	
	Gulf Coast (Mississippi, Louisiana, East Texas)	1 190	
	Rocky Mountains (Colorado, Wyoming, Montana)	1 175	
	Midcontinent (Oklahoma, Kansas)	770	
	Other (North Dakota, Michigan)	345	
Canada	Alberta Carbon Trunk Line	240	14.6
	Quest	84	1.2
	Saskatchewan	66	1.2
	Weyburn	330	2
Norway	Hammerfest	153	0.7
Netherlands	Rotterdam	85	0.4
United Arab Emirates	Abu Dhabi	45	
Saudi Arabia	Uthmaniyah	85	

Cabe remarcar que el sistema de redes más extendido es el de Estados Unidos, donde las mismas se utilizan principalmente para EOR y también para almacenamiento del dióxido de carbono.

Para lograr un transporte del CO₂ que sea económico, debe ser transportado a altas densidades. Para esto, deben tenerse en cuenta las condiciones fisicoquímicas del gas. Para tener una aproximación (dado que no contempla la influencia de trazas de otros componentes) se puede utilizar el diagrama de fases del CO₂ en estado puro:

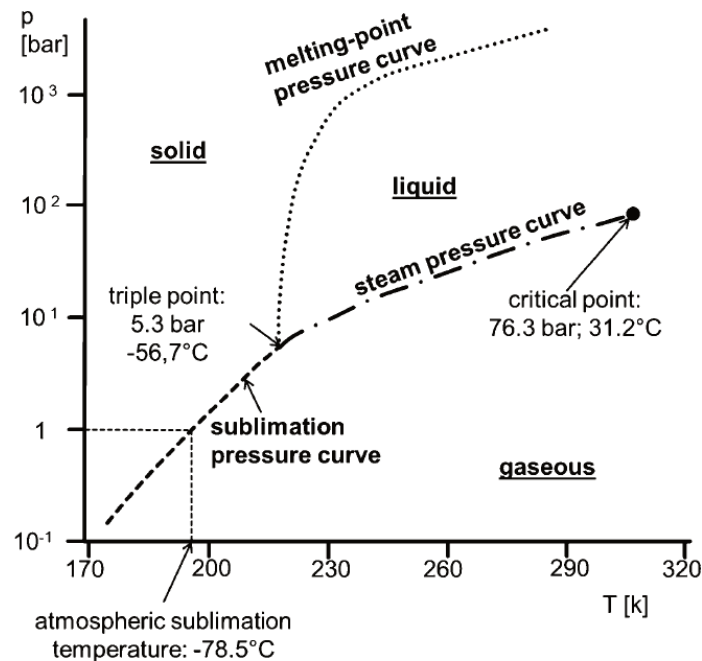


Fig. 28: Diagrama de fases de CO₂ puro.

Dado que la temperatura de los gasoductos no es una variable que puede modificarse fácilmente, se opta por utilizar compresores, tal cual se hace con el gas natural.

La selección de equipamiento y diseño del sistema dependerá de múltiples variables como ser condiciones geográficas, costos, capacidad de transporte, condiciones de seguridad y medioambiente, el tipo de uso final que se le dará al CO₂ (usos o almacenamiento) y la flexibilidad que debe tener el sistema (por ejemplo, para hacer frente a picos de demanda de la red, o caídas totales en la demanda).

Dado que la metodología de transporte por gasoducto es bien conocida, se considera la misma de escala comercial y todas las consideraciones anteriores pueden ser resueltas con su debido análisis técnico y de materiales.

Es importante remarcar que los gasoductos de CO₂ se han realizado tanto onshore como offshore, aunque estos últimos tienen un considerable costo superior.

La operación de los gasoductos de dióxido de carbono tiene similares normativas y regulaciones que las aplicadas para el gas natural, con algunos puntos adicionales o diferentes dadas las características del gas. Estas incluyen cuestiones de control de operación diaria, mantenimiento y de HSE.

Transporte de CO₂ emitido en plantas de generación

El gas efluente que sale de los sistemas de captura en las plantas de generación eléctrica tienen ciertos parámetros que deben cumplir según recomendaciones de las especificaciones del gas a transportar, principalmente impurezas que pueden dañar y corroer los equipos (además de

aumentar el costo de compresión del gas), y que también deberán cumplir con los requerimientos de uso y almacenamiento que se estipulen.

Las impurezas dependerán principalmente del combustible utilizado, la tecnología de generación y el sistema de captura elegido. En la siguiente tabla (13) se resumen las típicas impurezas encontradas:

Tabla 10: Composición de impurezas típica del gas efluente según tipo de tecnología de captura

Type of power plant	Components	Coal (vol.%)	Natural gas (vol.%)
Post-combustion	SO ₂	<0.01	<0.01
	NO _x	<0.01	<0.01
	N ₂ /Ar/O ₂	0.01	0.01
Pre-combustion	H ₂ S	0.01–0.6	<0.01
	H ₂	0.8–2.0	1
	CO	0.03–0.4	0.04
	CH ₄	0.01	2
Oxyfuel	SO ₂	0.5	<0.01
	NO _x	0.01	<0.01
	N ₂ /Ar/O ₂	3.7	4.1

Como se observa, algunos de los productos pueden ser SO₂ y NO_x (principalmente para la generación con carbón), que pueden afectar el diseño y selección de materiales del gasoducto.

Se puede observar en la siguiente tabla (13) los valores recomendados para la operación de un gasoducto de CO₂:

Tabla 11: Recomendaciones técnicas basadas en experiencia de operación de gasoductos de CO₂

Gas	Limit	Reason
H ₂ O	500 ppm	Technical: below the solubility limit of H ₂ O in CO ₂
H ₂ S	200 ppm	Health- and safety-related aspect
CO	2000 ppm	Health- and safety-related aspect
O ₂	Aquifer <4 vol.%, EOR 100–1,000 ppm	Set technically based on EOR because of the lack of practical experience with the impacts of O ₂ in the underground
CH ₄	Aquifer <4 vol.%, EOR 2 vol.%	Proposed by the ENCA project
N ₂	Proposed by the ENCA project	Proposed by the ENCA project
Ar	<4 vol.% (all condensable gases)	Proposed by the ENCA project
H ₂	<4 vol.% (all condensable gases)	Further reduction of hydrogen is desired (efficiency of the capture process)
SO _x	100 ppm	Health- and safety-related aspect
NO _x	100 ppm	Health- and safety-related aspect
CO ₂	>95.5 vol.%	Main component

- Agua: Aumenta la probabilidad de corrosión por disolución de gases ácidos como SO₂, NO_x y el mismo CO₂.
- H₂: Aumenta la probabilidad de fragilización de materiales
- Oxígeno: Mayor probabilidad de oxidación de materiales (corrosión)

Riesgos asociados

Dado que el CO₂ es más denso que el aire, tiende a acumularse a nivel de terreno. Por esta razón, es importante considerar los parámetros de seguridad para las personas, tal como los indicados en la tabla siguiente (13):

Tabla 12: Riesgos para la salud humana, según concentración, por exposición al CO₂

Concentration	Effect
0.05 %	Natural concentration in air
0.5 %	MAC for daily exposure of 8 h/day
4 %	Concentration in exhaled breath
5 %	Headaches, dizziness, unconsciousness
8 %	Unconsciousness, death after 30–60 min
>17 %	Unconsciousness and death within 1 min

Para reducir los riesgos de fugas suelen colocarse sistemas similares a los utilizados de gas natural, de forma tal de aislar tramos del gasoducto cuando el mismo tiene alguna falla y evitar la emisión y concentración peligrosa de CO₂.

Para los análisis de proyectos puntuales, se debe realizar un análisis de riesgos para el transporte. Las siguientes tablas (13) nos dan un acercamiento de cómo podría realizarse dicho análisis y qué considerar en el mismo:

1. Categorización de los riesgos asociados al transporte:

Definición de la categoría de accidente:

1. Leakage at valves or compression units
2. Very small pipeline leaks (e.g. diameter <2 cm)
3. Small pipeline leaks (e.g. diameter <5 cm)
4. Large pipeline leaks (diameter >15 cm)
5. Pipeline ruptures (pipeline cross-section)
6. Pipeline leaks with failure of the automatic shut-off

Tabla 13: Probabilidad de ocurrencia y zona de concentración crítica de CO₂ según categoría de accidente

Pipeline accident category	Frequency per year	Zone of critical CO ₂ concentration
P1: Valve leak	Moderate	Very small
P2: Very small leak (<2 cm)	Moderate	Small
P3: Small leak (>5 cm)	Moderate	Moderate
P4: Large leak (>15 cm)	Low	Large
P5: Rupture (1 F rupture)	Low	Large
P6: Rupture + failure of shut-off	Very low	Large

2. Matriz de riesgo:

Tabla 14: Matriz de riesgos para potenciales accidentes con gasoductos de CO₂

Frequency class:→	<u>4: Very low</u> (<< 1 x per pipeline service life)	<u>3: Low</u> (< 1 x per pipeline service life)	<u>2: Moderate</u> (≥ 1 x per pipeline service life)	<u>1: High</u> (≥ 1 x per pipeline year of operation)
Hazard class: ↓				
<u>1: High</u> (large zone of critical CO ₂ concentration)	<i>Risk field 13:</i> 'negligible' [P6]	<i>Risk field 9:</i> 'moderate risk' [P4, P5]	<i>Risk field 5:</i> 'high risk'	<i>Risk field 1:</i> 'high risk'
<u>2: Moderate</u> (medium-sized zone of critical CO ₂ concentration)	<i>Risk field 14:</i> 'negligible'	<i>Risk field 10:</i> 'low risk'	<i>Risk field 6:</i> 'moderate risk' [P3]	<i>Risk field 2:</i> 'high risk'
<u>3: Low</u> (small zone of critical CO ₂ concentration)	<i>Risk field 15:</i> 'negligible'	<i>Risk field 11:</i> 'negligible'	<i>Risk field 7:</i> 'low risk' [P2]	<i>Risk field 3:</i> 'moderate risk'
<u>4: Very low</u> (very small zone of critical CO ₂ concentration)	<i>Risk field 16:</i> 'negligible'	<i>Risk field 12:</i> 'negligible'	<i>Risk field 8:</i> 'negligible' [P1]	<i>Risk field 4:</i> 'low risk'

En el caso mostrado, no se encontraron riesgos que fueran altos, sino moderados, bajos y prácticamente despreciables.

La información de probabilidad de falla y de afección por concentración de CO₂ se puede obtener de datos de gasoductos de gas natural y de CO₂ operados actualmente (por ejemplo, para USA es de 5.92×10^{-5} para rupturas y 1.18×10^{-4} para fugas) y de modelos de dispersión del gas al momento de una falla. Por supuesto, serán datos probabilísticos y que dependerán de otros factores como el clima al momento de ser evaluados (lluvia, viento, temperatura ambiente y presión atmosférica, entre otros).

Los riesgos mencionados pueden ser reducidos cuando se aplican medidas de mitigación que suelen ser similares a las utilizadas para el gas natural:

- Requisitos de pureza de CO₂
- Monitoreo continuo de la pureza del gas
- Monitoreo de fugas
- Medidas de mantenimiento
- Válvulas de cierre
- Tapón de grietas, para limitar la propagación de grietas
- Monitoreo de corredores de gasoducto
- Zonas de seguridad

Es importante comprender la necesidad de un marco regulatorio que considere todas estas cuestiones de forma explícita, tal como lo es actualmente para el gas natural.

Reutilización de gasoductos y oleoductos

Tal como se indica en (3), el uso de gasoductos y oleoductos existentes reduciría enormemente el costo de construir nuevas líneas de transporte. Se estima que se podría ahorrar entre 1-10% del costo de construir un nuevo gasoducto. Adicionalmente, generaría un ahorro en gastos de desmantelamiento.

Debe considerarse, sin embargo, un previo análisis técnico de los ductos que podrían reutilizarse para verificar los requisitos que deberá cumplir el CO₂ transportado en los mismos.

Como se sabe, los yacimientos tienen una declinación natural de su producción y ya se observa en regiones de Estados Unidos, Noruega y Gran Bretaña la necesidad de desmantelar ductos sin uso, que genera enormes desembolsos de dinero.

Alternativa 2: Buques

El uso de buques es muy similar conceptualmente a los buques de GLP (Gas Licuado de Petróleo) y GNL (Gas Natural Licuado). Dado que es un sistema de transporte discreto, se debe contar con sistemas de almacenamiento y carga temporarios, tal cual para los productos mencionados antes. En la siguiente imagen, queda clara la cadena de transporte por buque:

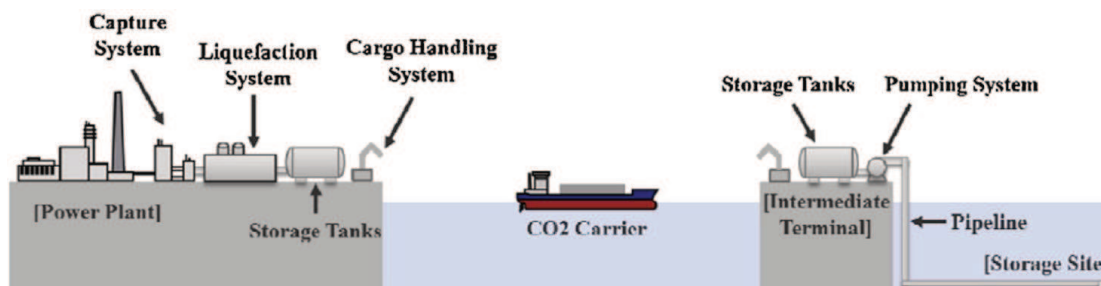


Fig. 29: Cadena de transporte de CO₂ vía buques.

El estado actual de uso de buques es muy bajo, estando las tecnologías según (3) en fase TRL-3 a TRL-7, es decir, no están en escala comercial.

Posiblemente en un futuro cercano, se comiencen a utilizar buques para transportar bajos volúmenes de CO₂ emitidos por industrias de los hubs y clusters que quizás no lleguen a ser tan grandes como para transportarte vía gasoducto.

Alternativa 3: Transporte por rutas y ferrocarril

Estos tipos de transporte dependerán de la disponibilidad de carreteras y vías de tren para poder ser consideradas. Además, se podrían utilizar cuando los emisores de dióxido no tienen acceso directo a un gasoducto (o de transporte vía buques, cuando estén disponibles comercialmente) o bien cuando las cantidades capturadas no justifican la construcción exclusiva de un gasoducto.

Comparación de métodos de transporte de CO₂

En la siguiente tabla adaptada de (15), se comparan las cuatro formas posibles de transporte.

Tabla 15: Comparación entre alternativas de transporte de CO₂

Método de transporte	Condiciones de transporte [MPa; K]	Estado de fase	Capacidad [MTon] _{CO2/año}	Observaciones
Gasoductos	4.8-20; 283-307	Gas; Fase densa	≈ 100	<ul style="list-style-type: none"> • Mayores costos de capital, menores costos operativos • Gasoductos de baja presión son 20% más caros que de transporte de fase densa • 6500 km de gasoductos en operación actual • Muy establecido su uso para EoR
Buques	0.65-4.5; 221-283	Líquido	> 70	<ul style="list-style-type: none"> • Menores costos de capital, mayores costos operativos. • Utilizada actualmente para la industria de bebidas y alimentos, en menores cantidades y diferentes condiciones. • Otorga más flexibilidad para unir puntos de emisión con puntos de uso y almacenamiento.
Camiones	1.7-2; 243-253	Líquido	> 1	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad por camión de 2 a 30 Ton_{CO2} • No es económico para proyectos de gran escala de CCUS. • El 10% de la carga se pierde en fugas por calentamiento que se produce al intercambiar calor con el medioambiente.
Ferrocarril	0.65-2.6; 223-253	Líquido	> 3	<ul style="list-style-type: none"> • Sin experiencia y uso actual. • Infraestructura de carga/descarga requerida en las terminales (símil buques). • Es económico para grandes proyectos de CCUS si existe ya una red de ferrocarril disponible. • Es más ventajoso para medias y largas distancias.

*Notar que todos, excepto gasoductos, requieren condiciones de operación normales de CO₂ por debajo de 0°C.

Entre el uso de gasoductos y buques no existe consenso actualmente de cuál sería más conveniente, dado que el uso de buques aún no está disponible a escala comercial para los volúmenes que se requerirían para grandes proyectos de CCUS. Sin embargo, como se muestra en el siguiente gráfico (15), existen estimaciones sobre la distancia de equilibrio (breakeven) respecto al costo entre usar buques y gasoductos.

Como se observa, la distancia a la cual conviene pasar de buques a gasoductos es muy variable, aún más para grandes cantidades transportadas. Sin embargo, para bajos volúmenes de CO₂, se observa que las distancias a las cuales conviene pasar a utilizar gasoductos son mucho menores. Por supuesto, estos puntos de breakeven dependerán del análisis puntual que se realice para cada proyecto de CCUS.

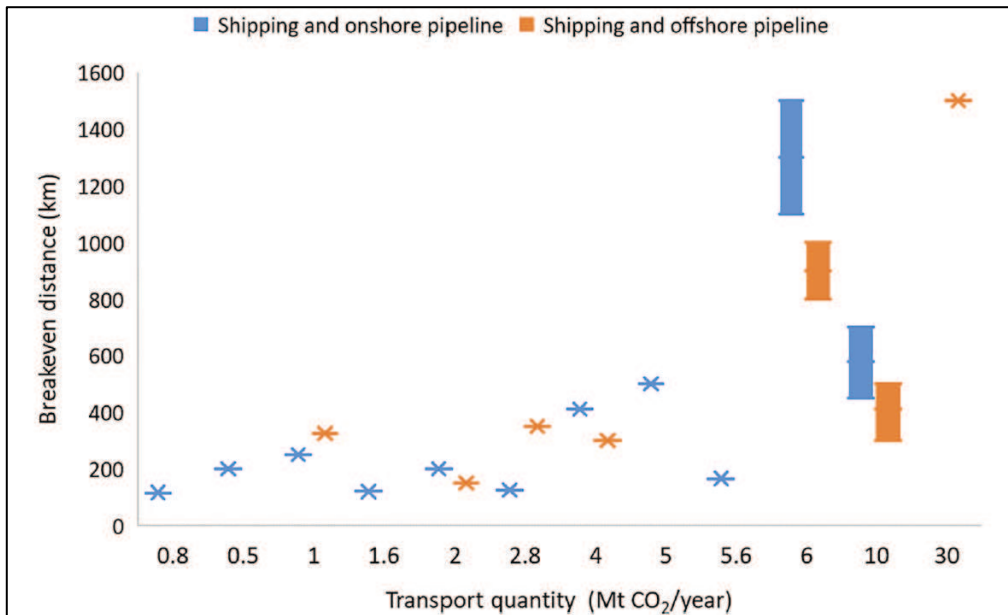


Fig. 30: Representación Box y Whisker de las distancias breakeven entre buques y gasoductos.

Conclusión sobre medios de transporte de CO₂

Dadas las características mencionadas antes de los distintos tipos de transporte, y la variabilidad de las fuentes de emisión, es conveniente analizar el transporte de CO₂ como una red integrada de métodos para satisfacer las necesidades puntuales de cada emisor y el lugar de disposición final.

Aquí será importante tener en cuenta la planificación y marco regulatorio otorgado por políticas integrales que permitan promover los hubs y clusters para hacer un uso eficiente de las redes de transporte, principalmente gasoductos, buques y camiones hasta las distintas terminales.

Lo mencionado antes puede apreciarse en la siguiente imagen (22) de forma más gráfica:

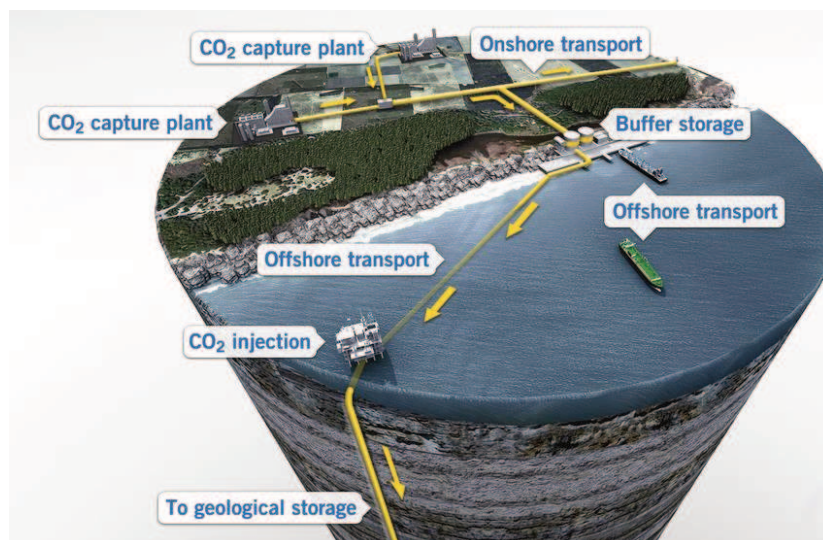


Fig. 31: Representación de las interconexiones en los sistemas CCS.

Etapa 3: Utilización y almacenamiento de CO₂

Utilización

El CO₂ capturado puede ser utilizado en una gran variedad de formas, a través de uso directo, conversión fisicoquímica o biológica (17):

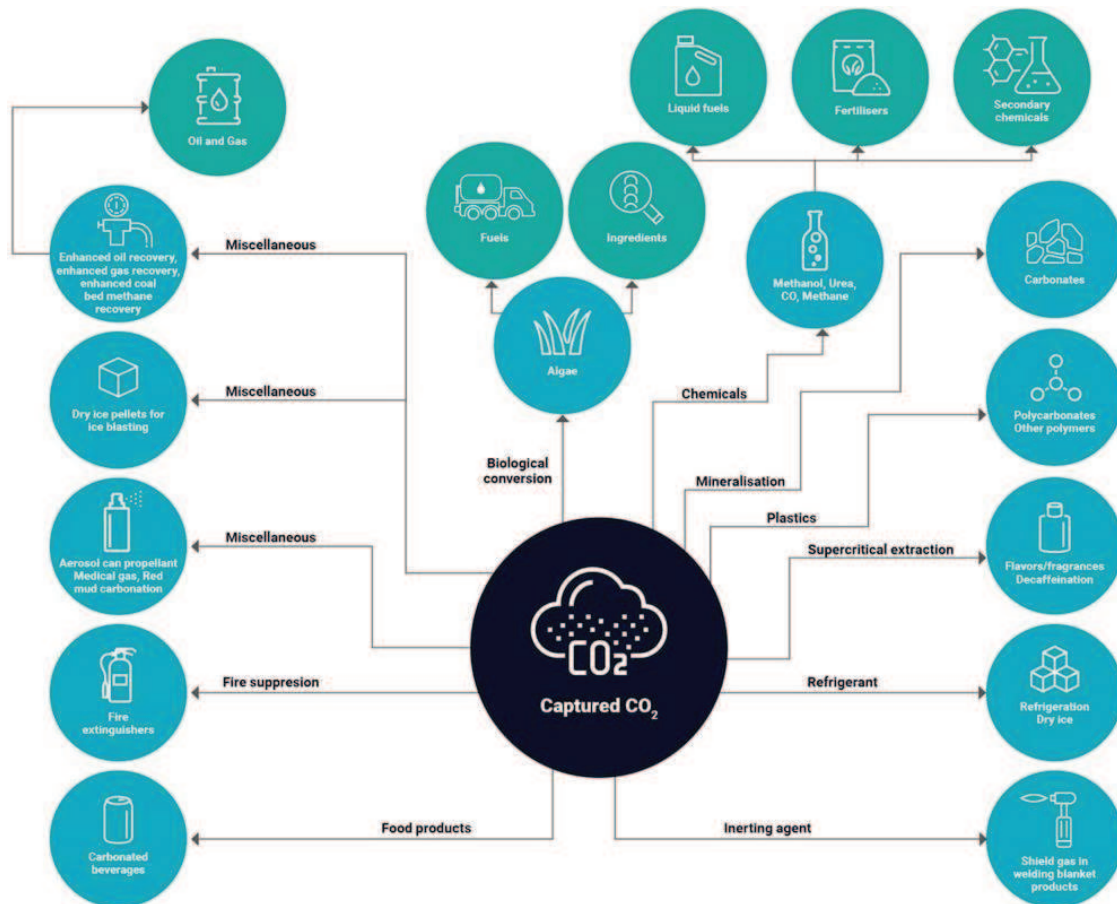


Fig. 32: Alternativas de uso del CO₂ capturado.

Existen diversos estudios (18; 19) que analizan la viabilidad y factibilidad de las distintas alternativas basándose en criterios como:

- Madurez de las tecnologías
- Tamaño actual y futuro del mercado
- Comparación con los procesos utilizados actualmente
- Impacto ambiental por el cambio del proceso actual al nuevo proceso
- Compatibilidad con los objetivos del Acuerdo de París

Dependiendo del criterio adoptado, cada alternativa podría ser o no viable y dependerá también de las condiciones locales, tal como ocurre para cualquier caso de negocio que se analiza previo a una inversión.

Algunos de los productos y procesos detectados como potencialmente viables y factibles según los criterios antes mencionados son:

- a) Metanol
- b) Metano
- c) Dimetil éter (DME)
- d) Dimetil carbonato (DMC)
- e) Bloques de construcción de escoria carbonatada
- f) Bloques de cemento de escoria carbonatada
- g) Recuperación mejorada de petróleo y gas, que también se considera una forma de almacenamiento (Ver Sección “Almacenamiento”).

Algunos ejemplos en operación para generar productos con CCU son los descritos en la siguiente tabla adaptada de (3):

Tabla 16: Ejemplos de proyectos con utilización de CO₂ capturado

Sector	Descripción	Ejemplo
Combustibles	Uso como gas o conversión a combustible líquido	<i>George Olah Facility (Islandia):</i> Conversión a combustible líquido con H ₂ renovable de 5600 t _{CO2} /anual
Químicos	Producción de polímeros y químicos primarios como etileno o metanol	<i>Covestro (Alemania):</i> Reemplazo con CO ₂ del 20% de su materia prima para producir 5000 t/anual de polímero
Materiales de construcción	Reemplazo de agua con CO ₂ para producir concreto Uso de CO ₂ como materia prima para el concreto y agregados de construcción	<i>CarbonCure, Solidia (Norteamérica):</i> Comercialización de tecnología de curado con CO ₂ <i>Carbon8 (Inglaterra):</i> Conversión de materiales desechables a agregados utilizados en la construcción

Como se observa, existen algunos productos y procesos que podrían ser potencialmente rentables en Argentina.

El proceso de carbonatación mineral con residuos (productos e y f del listado anterior), en particular, podría ser de interesante aplicación en el país. El diagrama de flujo suele ser similar al siguiente (20):

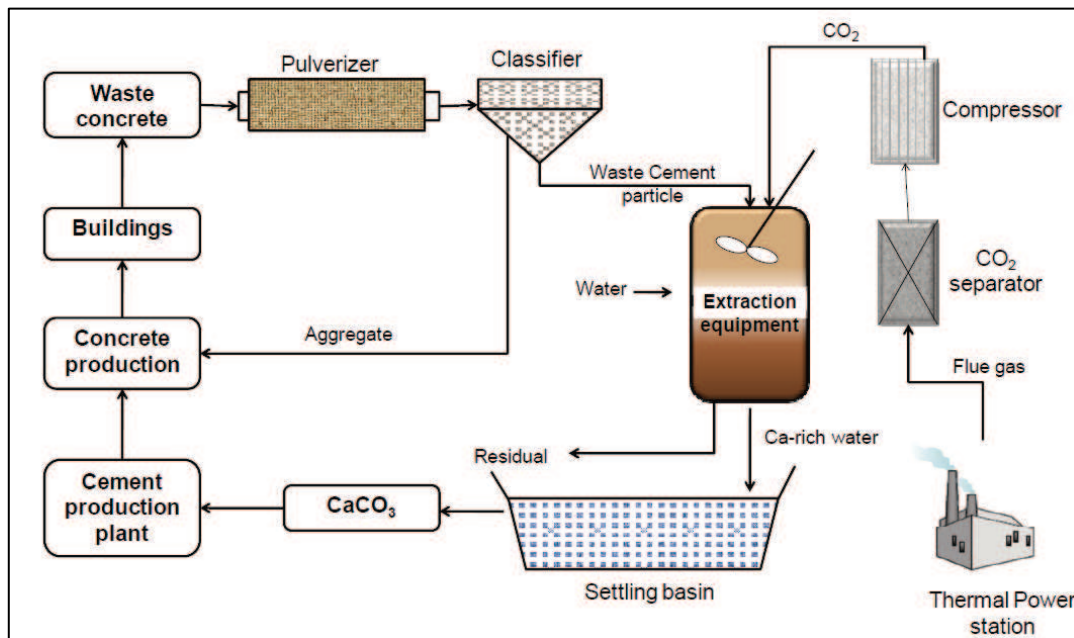


Fig. 33: Diagrama de flujo del proceso de carbonatación industrial a partir de CO₂ capturado.

Es relevante remarcar que, al momento de analizar cualquier proyecto de posible utilización de CCU's, debe hacerse una serie de evaluaciones integrales que incluyan (18):

- LCA: Evaluación del ciclo de vida desde una perspectiva ambiental
- LCC: Evaluación del costo del ciclo de vida

- TEA: Evaluación tecno-económica, que incluye factores técnicos
- LCA Social: Evaluación del ciclo de vida desde una perspectiva social

Adicional a este análisis, es también aconsejado en la literatura (12) definir correctamente los límites del sistema en estudio a fin de determinar las diversas corrientes de materia y energía que salen del mismo, para comprender y cuantificar sus impactos y costos:

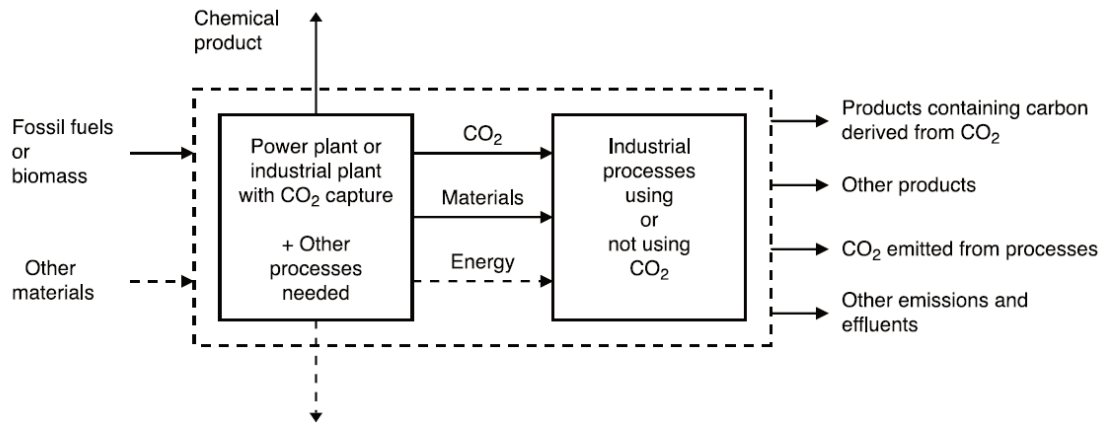


Fig. 34: Esquemática de las corrientes que deben considerarse para cuantificar costos e impactos de las tecnologías.

La importancia de estas evaluaciones radica en que no sólo por utilizar CO₂ capturado se estará logrando un uso sostenible y que esté en acuerdo con los objetivos del Acuerdo de París. Siempre debe tenerse en consideración el análisis integral del proyecto a realizarse.

Almacenamiento

Otra de las alternativas a la utilización del CO₂ capturado es su almacenamiento permanente. Para lograr esto, existen varias estrategias, aunque no todas ellas son factibles y viables (21):

1. Almacenamiento geológico bajo tierra

Consiste en la inyección de CO₂ desde superficie para entrapar el mismo según los distintos procesos conocidos, tanto fisicoquímicos como geológicos (21):

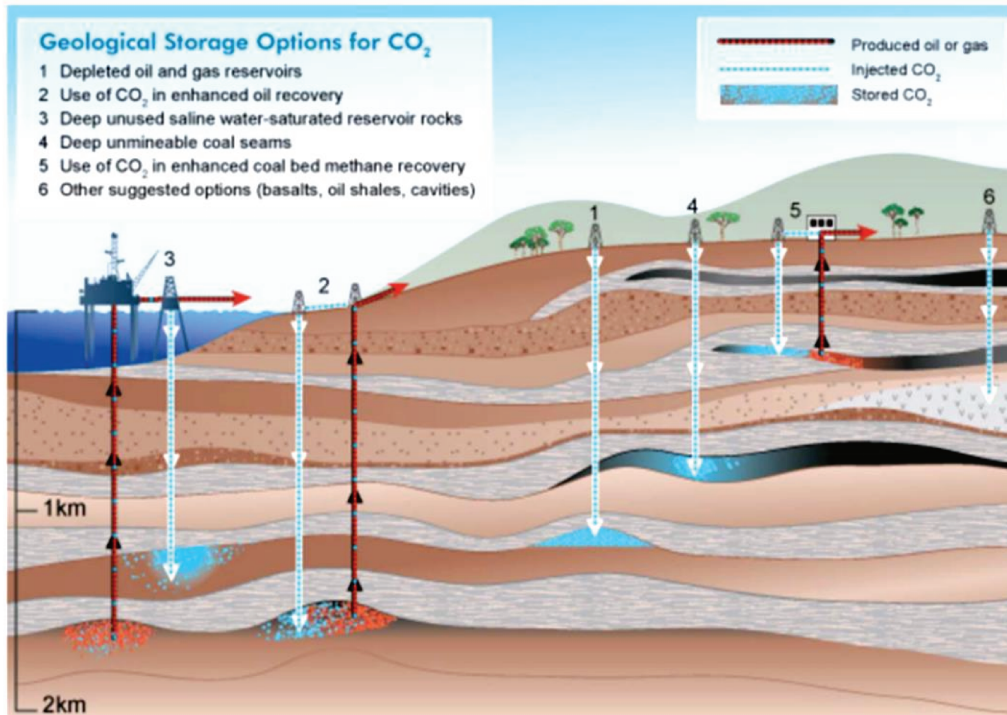


Fig. 35: Esquematización de alternativas de almacenamiento geológico de CO₂.

Tal como se puede observar, existen una gran cantidad de opciones de almacenamiento geológico. Posteriormente se detallarán las que se consideran más avanzadas, aunque en general el estado de éstas es TRL-9, o de aplicabilidad comercial (22).

2. Carbonatación mineral

Consiste en el proceso de mineralización del CO₂ con óxidos de metales alcalinotérreos (Ca o Mg, por ejemplo). Para lograr esto, se debería realizar la inyección del gas en rocas basálticas u ofiolíticas, que contienen altos porcentajes de silicatos de Mg, Ca y Fe.

Si bien se estima el potencial global de esta forma de almacenamiento en 60.000.000 GTON_{CO2} (22), actualmente estas tecnologías están en fases de desarrollo TRL 2-6 (22) y deben investigarse diversos impactos ambientales y la migración subterránea del CO₂ almacenado de esta forma.

3. Almacenamiento oceánico en zonas profundas

Esta metodología consiste en inyectar directamente el CO₂ a las profundidades del océano donde, según modelos matemáticos, puede quedar almacenado durante cientos de años. Estas tecnologías aún están en muy temprana fase de investigación y, por ende, no pueden ser consideradas aún como una alternativa viable dado que deben resolverse una gran cantidad de cuestiones asociadas a su legalidad, impacto medioambiental (acidificación oceánica) y tiempo y seguridad de almacenamiento, entre otras.

Almacenamiento geológico bajo tierra

De las tres estrategias mencionadas antes, la única que actualmente se reconoce como técnicamente madura y aplicable es la de almacenamiento geológico bajo tierra (22).

Para esta estrategia existen, a su vez, varias formas de lograr almacenar el gas bajo tierra. Sin embargo, son sólo tres que están en escala comercial y su despliegue global se puede observar en la siguiente tabla (22):

Tabla 17: Instalaciones de almacenamiento de CO₂ en escala comercial, piloto y de demostración (Notas: DGOF = Depleted gas and oil field, SF = Saline formation, EOR = CO₂ - Enhanced oil recovery)

SCENARIO		DEVELOPMENT	CONSTRUCTION	OPERATION	COMPLETED
COMMERCIAL FACILITIES					
Onshore	DGOF	1			
	SF	12		3	1
	EOR	9	3	21	
Offshore	DGOF	6			
	SF	9		2	
	EOR			1	
PILOT & DEMONSTRATION PROJECTS					
Onshore	DGOF	1		1	4
	SF	3	1	3	10
	EOR		1	8	4
Offshore	DGOF				1

A continuación, se describirán en mayor detalle estas tres alternativas.

Almacenamiento al realizar recuperación mejorada de hidrocarburos

La recuperación mejorada de petróleo tiene unos 50 años de aplicación. Si bien el objetivo de EoR es maximizar la recuperación de reservas de petróleo y gas (por eso se incluyó en el apartado "Utilización"), durante el proceso gran parte del CO₂ inyectado queda almacenado.

Básicamente, la tecnología consiste en "barrer" el petróleo o gas remanente por el CO₂, y normalmente se realiza intercalándola con inyección de agua, como se muestra en el esquema siguiente (23):

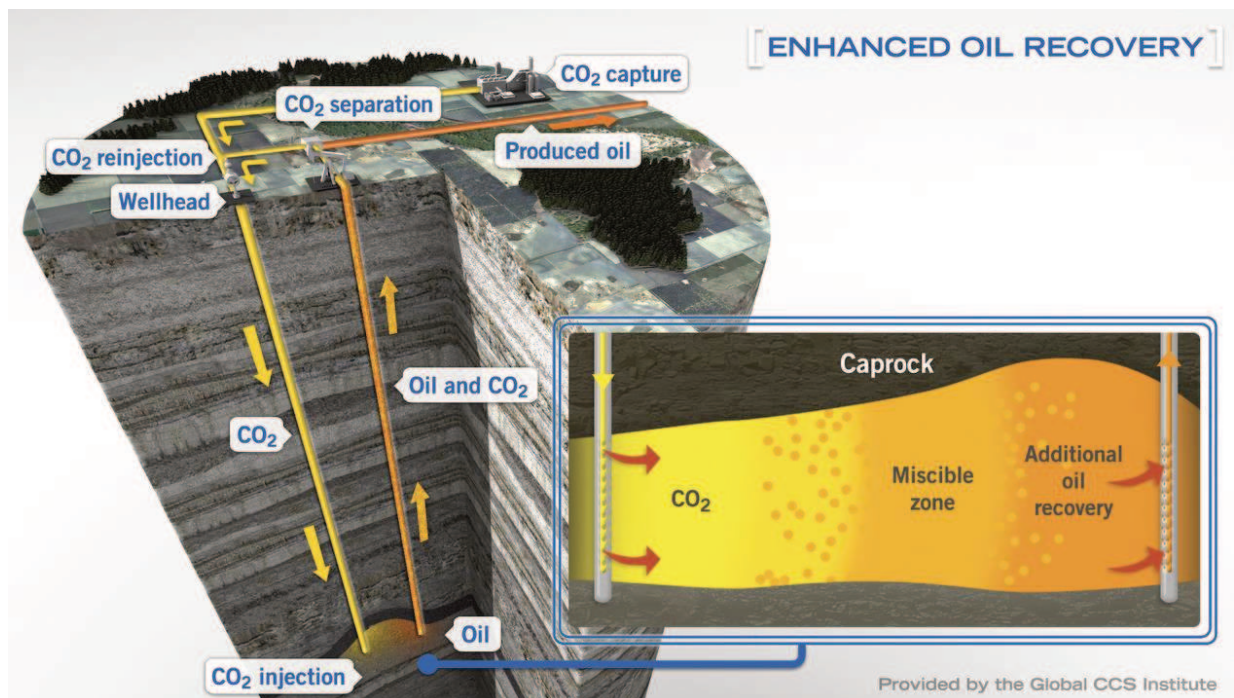


Fig. 36: Esquematación del proceso de almacenamiento al realizar EOR con CO₂.

La recuperación puede lograr grandes márgenes de recuperación, como se observa en los años de experiencia del campo de Shell en Denver, Estados Unidos (23):

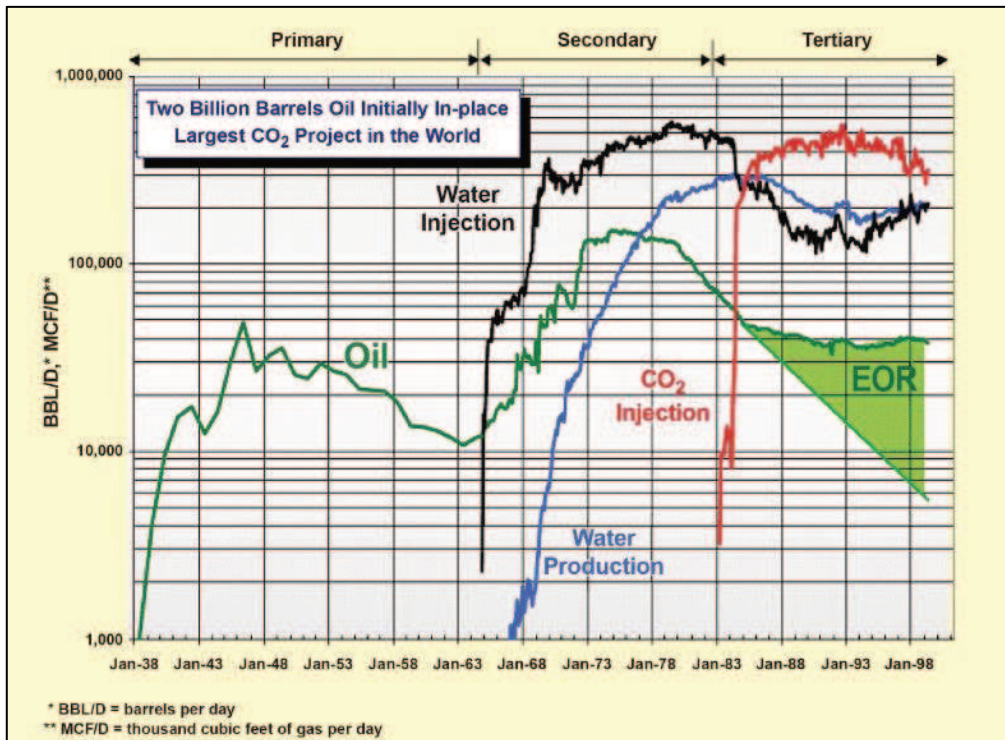


Fig. 37: Ejemplo de la experiencia de Shell con EOR en Denver, Estados Unidos.

El criterio de selección primaria de reservorios potencialmente aptos para EoR con CO₂ en (23), y basado en años de experiencia principalmente en los Estados Unidos, es el siguiente:

Tabla 18: Criterio de selección rápido ("Screening") de reservorios potencialmente aptos para EOR con CO₂

Depth, ft	< 9,800 and >2,000
Temperature, °F	<250, but not critical
Pressure, psia	> 1,200 to 1,500
Permeability, md	> 1 to 5
Oil gravity, °API	>27 to 30
Viscosity, cp	≤ 10 to 12
Residual oil saturation after waterflood, fraction of pore space	>0.25 to 0.30

La mayor parte del CO₂ queda almacenado al ser inyectado y cualquier remanente en boca de pozo es separado y reinyectado. Sin embargo, para poder ser considerado un medio de almacenamiento que tenga real impacto en los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ debe hacerse un análisis integral.

Tomando como base lo estudiado en (25), el balance neto de carbón puede ser negativo o positivo, dependiendo de la eficiencia de recuperación de hidrocarburos y la tasa de inyección de CO₂. De esta manera, y dada la variabilidad que observaron en el estudio para diversas estrategias de EoR, debe considerarse este almacenamiento como una primera etapa para

lograr a posterior la inyección de CO₂ con el neto objetivo de almacenar, sin que tenga recuperación asociado, como se indicará a continuación.

Almacenamiento en reservorios de gas y petróleo depletados

El proceso es muy similar al descrito anteriormente con la principal diferencia de que no tiene una recuperación asociada de hidrocarburos la inyección realizada (23):

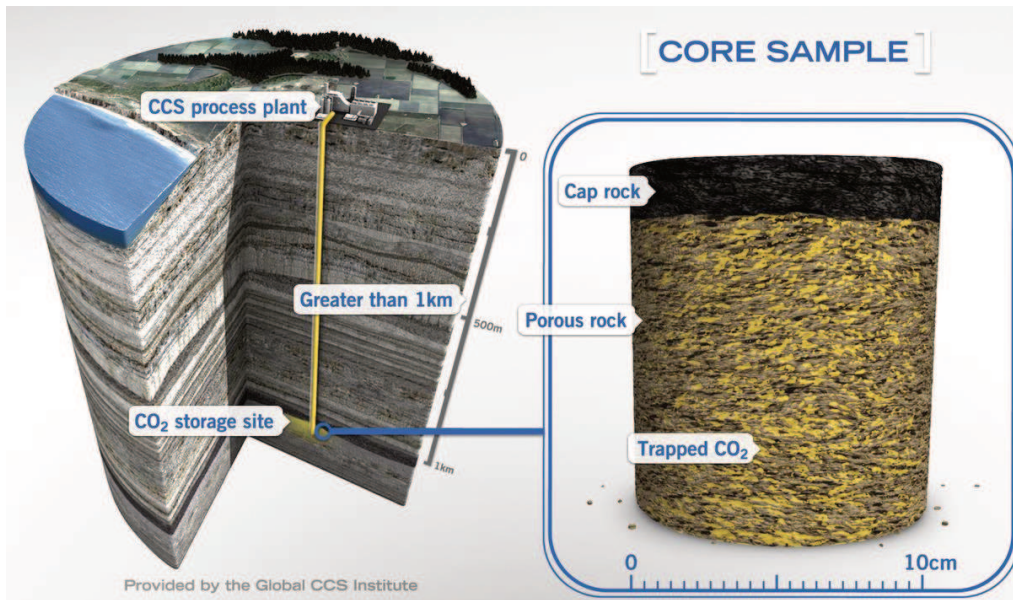


Fig. 38: Esquematación del proceso de almacenamiento geológico directo (sin EOR asociada).

Si bien la tecnología es ampliamente conocida por los más de 50 años de uso en EoR, se considera que el proceso integralmente está en TRL de 5-8, dado que se ha utilizado principalmente para proyectos de demostración, aunque se espera que en el corto plazo ya se tengan los primeros proyectos de escala comercial en operación, principalmente en el Mar del Norte (22). Cabe notar que el proceso de inyección y almacenamiento no sólo puede hacerse onshore sino también offshore, como es el caso de dichos proyectos en el Mar del Norte, y que, eventualmente, podrían llegar a realizarse utilizando no sólo gasoductos como transporte sino también buques y estaciones de descarga e inyección en el mar (23), reutilizando por ejemplo antiguas plataformas petroleras abandonadas o fuera de servicio:

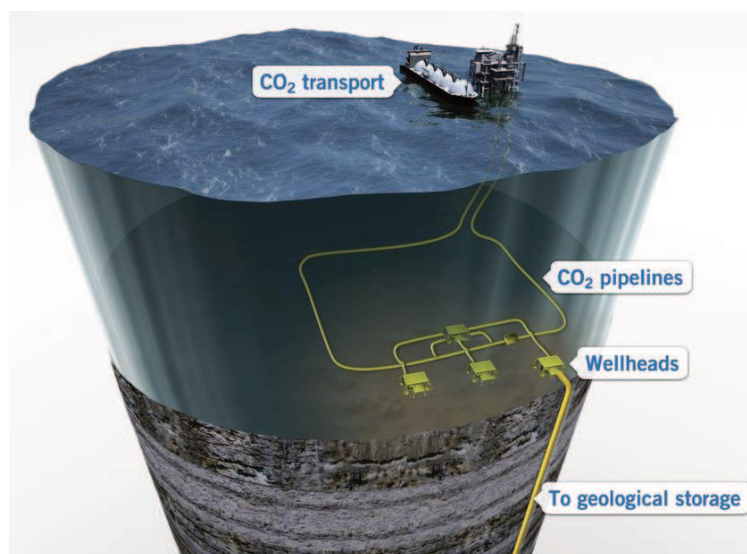


Fig. 39: Esquematación del proceso de almacenamiento geológico offshore.

Una de las cuestiones claves al respecto del almacenamiento en pozos depletados es la capacidad de CO₂ que podría inyectarse en los mismos. Este punto requiere un análisis específico para cada yacimiento candidato, y depende de una enorme cantidad de variables del reservorio.

Almacenamiento en formaciones salinas

Esta estrategia consiste en la inyección del gas en formaciones geológicas del tipo salinas y su estado de desarrollo es TRL 9, o de escala comercial (23).

Se estima que es la alternativa con mayor potencial de almacenamiento disponible, pero como contrapartida, se cuenta con menor infraestructura disponible en comparación con la inyección en campos depletados.

En la actualidad, se cuenta con varios proyectos en operación y desarrollo, como se indicó en la tabla inicial, a escala comercial y se ha logrado demostrar la capacidad de (23):

- Inyectar grandes cantidades de CO₂ (1 Mtpa)
- Monitorear correctamente el sistema de inyección
- Almacenar el CO₂ de forma permanente

Sin embargo, como todo proyecto de este tipo, deben realizarse los estudios específicos para cada zona, siguiendo los conocidos y maduros lineamientos del desarrollo de reservas y manejo de yacimientos de la industria petrolera y del gas.

Estimación de la capacidad de almacenamiento

Según lo estudiado en (21), existen varios métodos para estimar la capacidad de almacenamiento tanto para inyección en formaciones salinas como reservorios de gas y petróleo depletados:

Tabla 19: Ecuaciones de estimación de capacidad de almacenamiento según tipo de almacenamiento y método

Tipo de almacenamiento	Método	Ecuación general
Formaciones salinas	CSFL	$G_e = G_t C_c = AH\phi\rho_{CO_2}(1-S_{wirr})C_c$
	US-DOE	$G_e = AH\rho_{CO_2}\phi E_{saline}$
	Presión límite (Zhoe, et.al.)	$G_e(t) = AH\rho_{CO_2}\phi\Delta p(t)(\beta_p + \beta_w)$
	USGS	$G_e = \rho_{CO_2} V_b E_b + \sum_{i=1}^3 [\rho_{CO_2}(AH\phi - V_b)R_w R_{i,se} E_{i,r}]$
Reservorios de gas y petróleo depletados	CSLF	$G_t = \rho_{CO_2,r} R_f (1-F_{IG}) OGIP \left[\frac{P_s Z_r T_r}{P_r Z_s T_s} \right]$ $G_t = \rho_{CO_2,r} \left[\frac{R_f OOIP}{B_f} - V_{iw} + V_{pw} \right]$
	US-DOE	$G_e = \rho_{CO_2,std} AH\phi B (1-S_w) E_{oil/gas}$
	Zhao-Liao	$G_e = \rho_{CO_2,r} AH\phi S_{CO_2}$
	IAE-GHG	$G_e = \rho_{CO_2,r} UPR_{g,stp} B E_{gas}$

De estos métodos, se reporta en (21) que la menor y mayor estimación de capacidad de almacenamiento para formaciones salinas es dada respectivamente por el método presión límite de Zhoe y el método USGS.

Para una estimación preliminar, sin embargo, cualquiera de los métodos puede dar una idea del potencial de almacenamiento tanto en formaciones salinas – aunque con un grado de incertidumbre importante según reportado en (21) – como en reservorios depletados.

No es el alcance de este trabajo realizar la estimación de capacidad de almacenamiento, sólo se muestran las alternativas de estimación a modo referencial.

Riesgos asociados con el almacenamiento geológico

En este apartado se analiza con mayor detalle los potenciales riesgos del almacenamiento geológico, basando el análisis en lo analizado en (13).

Riesgo de fugas del CO₂

El riesgo de fuga del gas atrapado debe ser normalmente analizado para cada pozo y reservorio dado que existen varios puntos de potencial escape, como se ve en el siguiente esquema, tales como fracturas y fallas, pozos abandonados, pozos cercanos operando, otras capas con mayor permeabilidad.

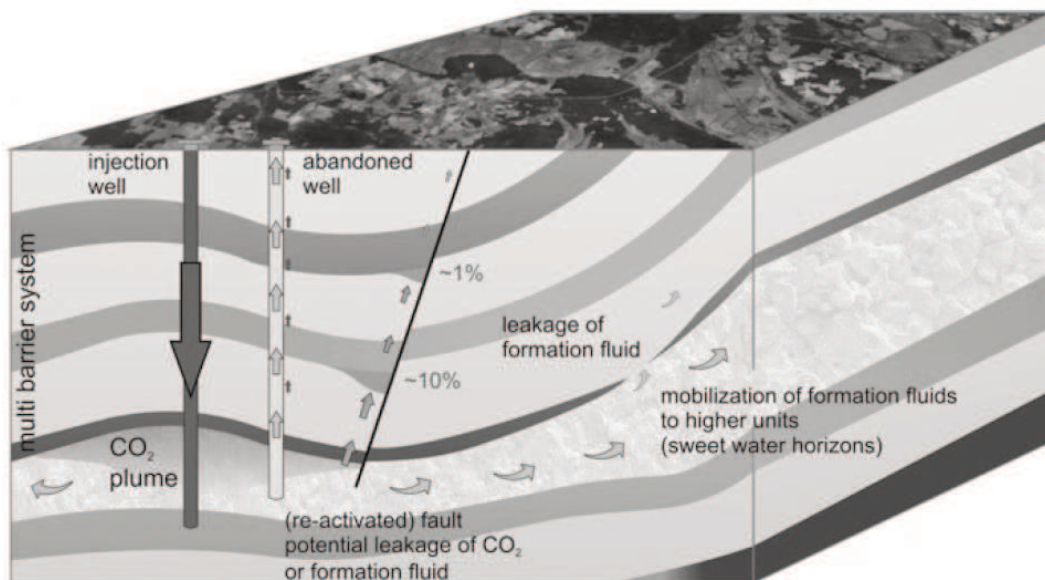


Fig. 40: Potenciales vías de fuga del CO₂ almacenado.

Sin embargo, se ha podido estimar por experiencia que el mayor riesgo de fugas se da por pozos abandonados y/o en operación cercanos al pozo de almacenamiento. Esto es principalmente porque, a diferencia de los sistemas geológicos que han podido almacenar y retener hidrocarburos durante millones de años, los pozos son construidos y mantenidos por el ser humano, lo que implica una mayor probabilidad de falla de cualquiera de sus componentes. Por supuesto que se deberán evitar zonas con fallas y fracturas, o sin capas sellantes, dado que se corre riesgo de que el gas migre hacia la superficie. También deben evitarse las zonas con alta actividad tectónica.

La probabilidad de falla depende fuertemente de la cantidad de pozos cercanos, según estudios en base a la experiencia, siendo en algunos proyectos la tasa de fuga de CO₂ de 0.0085 [%/año] del total del CO₂ inyectado en el año.

Una de las cuestiones que debe analizarse de forma específica para cada pozo de almacenamiento es el desplazamiento del agua salina al inyectar en formaciones salinas. Se debe asegurar que la misma no migre por efecto de empuje del gas hacia acuíferos de agua fresca y potable más someros que podrían generar una contaminación y un fuerte impacto ambiental y social.

Seguridad para personas y medioambiente

Para predecir qué tan seguro es el almacenamiento de CO₂, se pueden utilizar dos análogos:

- Reservorios de CO₂ naturales:

Estos han existido por millones de años almacenados en el subsuelo. Si bien algunos se han visto aflorar en superficie, el riesgo de muerte asociada a estas fugas es sumamente bajo, muy por debajo incluso del riesgo asociado a morir en un accidente de tránsito.

- Sitios donde gas natural ha estado almacenado en rocas porosas:

La tecnología de almacenamiento de gas natural en pozos de almacenamiento para tenerlo disponible en épocas de alto consumo hace décadas que está disponible comercialmente y cuya operación es habitual en ciertos yacimientos del mundo.

Estos dos análogos dan mucha información al respecto de la seguridad del almacenamiento de CO₂ geológico y demuestran que los mismos pueden controlarse técnicamente y operarse de manera segura para las personas y el medioambiente.

Conclusión sobre utilización y almacenamiento

De lo analizado en los apartados anteriores, se concluye que existen varias alternativas de procesamiento del CO₂ capturado.

Por un lado, se puede utilizar el gas capturado en una gran variedad de alternativas, algunas con alto desarrollo tecnológico y comercial. Para este caso, es clave realizar el análisis integral de los distintos impactos de aplicar CCU y de si, al final, es realmente una alternativa para reducir las emisiones de CO₂ netas y contribuir a mitigar el cambio climático.

Por otro lado, existen también varias formas probadas y comercialmente disponibles de almacenamiento. Esto dependerá fuertemente de cada país y región y se deben analizar en el conjunto incluyendo el transporte hacia dichos sitios de almacenaje.

Cabe remarcar que existen estudios (19) que indican que, por tonelada de CO₂ capturado, el almacenamiento (CCS) de CO₂ tiene menores emisiones asociadas al compararlo con la mayoría de los procesos y productos de utilización (CCU). De esta manera, si es técnica y económicamente factible, conviene el uso de tecnologías CCS para contribuir a alcanzar los objetivos del Acuerdo de París.

En un apartado posterior se analizará específicamente el concepto de hubs y clusters que podrían permitir la aplicación de tecnologías CCUS principalmente en países como Argentina, donde los puntos de emisión y almacenamiento están separados por enormes distancias, como se verá más adelante.

CCUS: Conceptos de hubs y clusters

El despliegue masivo de tecnologías CCUS puede ser impulsado por el desarrollo de clusters y hubs que permitan economía de escala en lo que respecta al transporte y almacenamiento del CO₂ capturado.

En el siguiente esquema tomado de (27) se observa un sistema integrado de CCUS acoplado con energías renovables, producción de hidrógeno y transporte por gasoductos y buques, entre otros elementos:

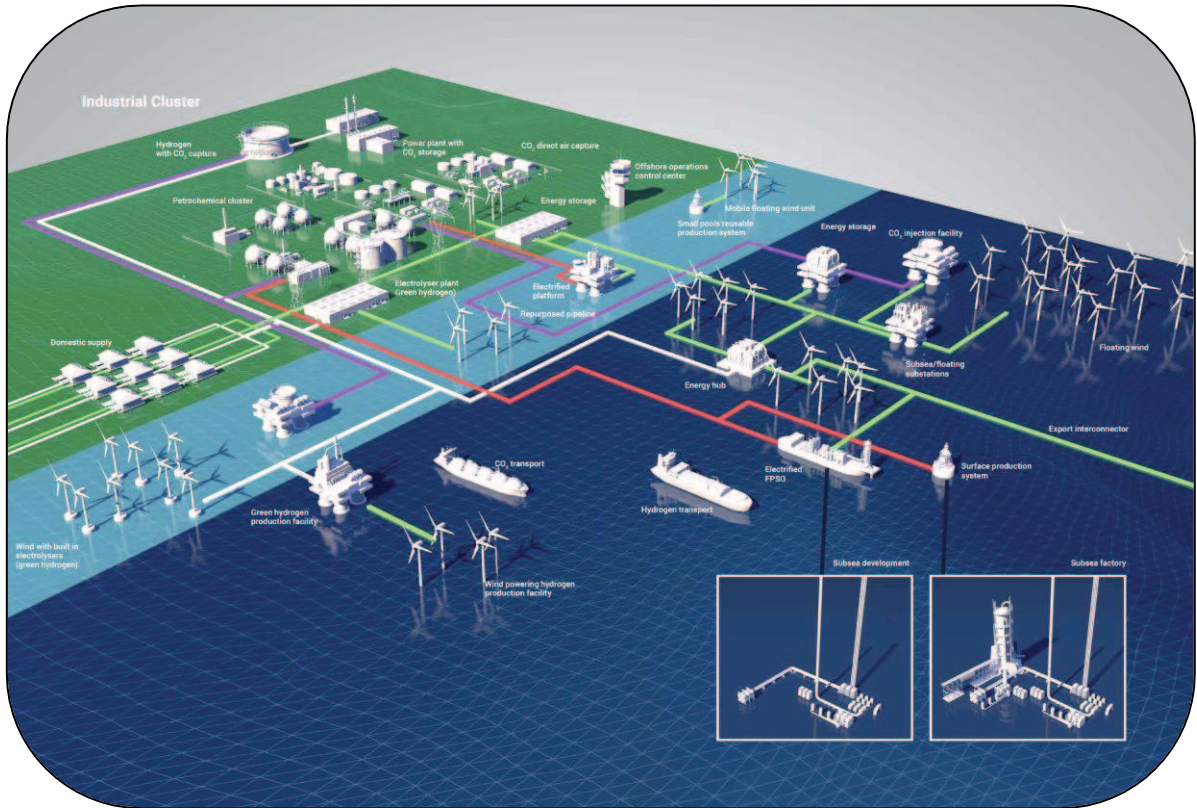


Fig. 41: Esquemática de los conceptos de hubs y clusters.

Cabe remarcar en el mismo los indicados como clusters y hubs, que se definirán a continuación en base a lo estudiado en (28):

Clusters

El concepto de clusters industriales es muy conocido en el área de la economía. Consisten en la concentración geográfica de negocios, proveedores e instituciones asociadas a una misma área.

Clusters de captura

En el caso de las tecnologías CCS, los clusters surgen cuando coexisten en una misma área geográfica varias industrias que emiten CO₂ de forma intensiva, formando un "cluster de captura" que se conecta al sitio de almacenamiento o de uso a gran escala del CO₂ por medio de un sistema de transporte capaz de abastecer toda la demanda. Estos clusters tienden a reducir los costos de transporte, sistemas de compresión, aprobaciones gubernamentales y negociaciones que sean requeridas para llevar a cabo el proyecto.

A nivel mundial se han identificado varios de estos clusters, como se ve en la siguiente imagen de (28):

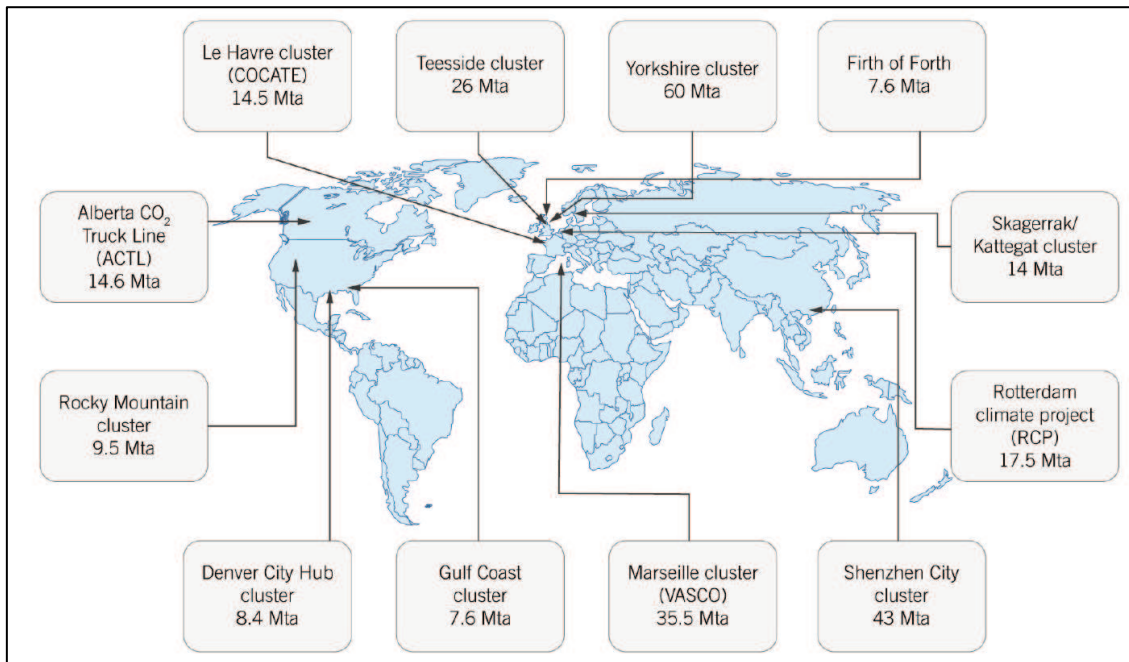


Fig. 42: Identificación de potenciales clusters para CCUS a nivel global.

Clusters de almacenamiento

El mismo concepto aplica para las potenciales empresas o interesados en brindar el servicio de almacenamiento del CO₂. En este caso, el cluster se generará por la posibilidad de hacer uso del CO₂ capturado de cierto grupo de yacimientos que estén razonablemente cercanos geográficamente y que permitan no sólo almacenar sino también quizás realizar EoR con dicho CO₂. Esto en particular se analizará para Argentina, específicamente para la zona de Golfo San Jorge y Neuquén.

Hubs

Se definen los hubs como los puntos centrales de recolección o distribución de CO₂. De esta forma, tenemos:

Hubs de captura

Son los puntos de recolección centrales donde convergen clusters o fuentes de emisión de CO₂.

Hubs de almacenamiento

Son los puntos de distribución centrales a los cuales están conectados clusters o puntos de almacenamiento de CO₂.

Redes de clusters y hubs

Las redes, o networks, de clusters y hubs permiten interconectar los distintos elementos que componen la cadena de valor de las tecnologías CCUS, desde los puntos, clusters y hubs de captura, con los sistemas de transporte y los puntos, clusters y hubs de almacenamiento.

Estas redes pueden, o no, tener proyectos "ancla" que son los que proveen el mayor porcentaje de CO₂ a capturar, transportar y almacenar. Normalmente puede ser una gran industria (plantas de cemento o acero) y/o plantas de generación de energía eléctrica.

Valor estratégico

Tal como se ha indicado en numerosos estudios y análisis de hubs y clusters, se considera que son clave para lograr el despliegue completo de las tecnologías CCUS en la exponencial manera que son requeridos para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París.

Algunas de las principales oportunidades que presentan las redes de hubs y clusters se resumen en el siguiente cuadro, a partir de lo analizado en (28):

Tabla 20: Oportunidades referidas al desarrollo de hubs y clusters para CCUS

Oportunidad	Descripción
Reducción de costos a través de infraestructura compartida	<ul style="list-style-type: none">• Permite a los emisores de CO₂ la decisión de inversión en captura de la de transporte y almacenamiento y uso.• Facilita el rápido despliegue de tecnologías CCUS y proyectos de escala comercial y demostrativos.• Optimiza los costos de transporte.
Facilitar la captura de pequeños volúmenes de CO ₂ emitidos	<ul style="list-style-type: none">• Permite el despliegue de tecnologías de captura, que suelen ser de bajo costo, para industrias de relativamente bajas emisiones de CO₂ y para las cuales el sistema de transporte y almacenamiento no sería alcanzable económicamente a no ser por medio de clusters y hubs asociados.
Reducción del riesgo comercial	<ul style="list-style-type: none">• Permite reducir el riesgo de abastecimiento de CO₂ para los potenciales operadores de los sitios de almacenamiento y uso del CO₂ capturado, dado que el lazo comercial no depende de un solo usuario sino de un clusters de diversas empresas e industrias.
Facilitar el uso de CCUS en regiones sin acceso a almacenamiento/uso local	<ul style="list-style-type: none">• El concepto de hubs permite interconectar clusters y emisores puntuales que quizás no tienen acceso al almacenamiento y uso del CO₂ capturado de forma local.
Facilitar la producción industrial de bajas emisiones de CO ₂	<ul style="list-style-type: none">• Dado que en diversas regiones las restricciones a las emisiones de CO₂ son cada vez más restrictivas y que en varios sectores no es posible reducir las emisiones de CO₂ sin tecnologías CCUS, los clusters y hubs posibilitan el desarrollo industrial a largo plazo, reduciendo el riesgo de tener que mudar la producción a países menos restrictivos o de cerrar las empresas. Esto, a su vez, implica que se puede reducir el riesgo de pérdidas de puestos de trabajo e ingresos a los países y regiones.

Impacto medioambiental de las tecnologías CCUS

Como cualquier tecnología que se implementa, existen impactos medioambientales que deben considerarse al momento de proyectar el uso de CCUS.

Tal como se indica en (13) y (16), algunas de las cuestiones que implican un impacto son:

- Declinación de la eficiencia neta de generación eléctrica y aumento en el requerimiento de combustible para mantener la eficiencia original.
- Aumento en el uso de productos químicos para el sistema de absorción.
- Aumento en los volúmenes de desecho al añadir el sistema de captura.
- Aumento en el uso de agua para enfriamiento (por disminución de la eficiencia) y para el sistema de captura de hasta 45-90% (Ver figura mostrada debajo (16) como ejemplo para el caso de generación a partir de carbón).
- Respecto al transporte:
 - Posibles fugas del gas transportado
 - Consideraciones ambientales habituales relacionadas, por ejemplo, a la construcción de los gasoductos.

- Respecto al almacenamiento, posibles fugas de CO₂ con impacto en:
 - Propiedades fisicoquímicas del agua potable en napas
 - Emisión del CO₂ capturado a la atmósfera

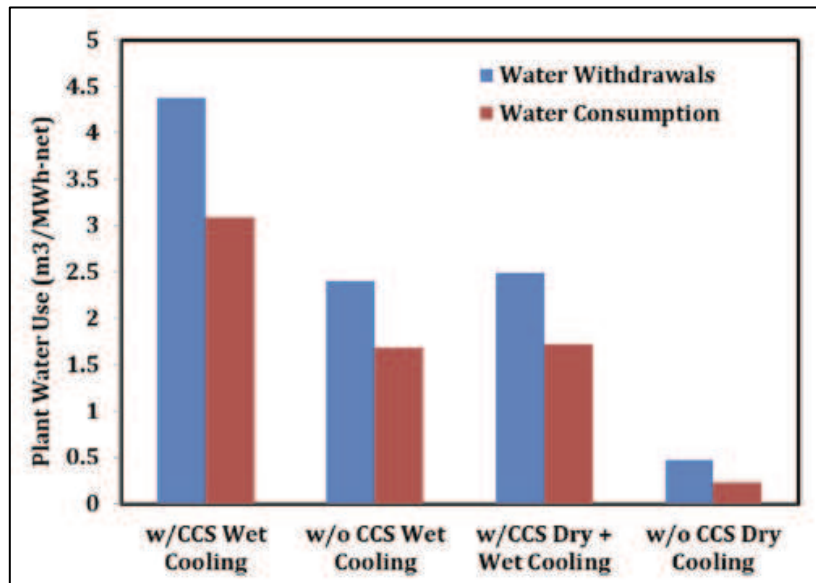


Fig. 43: Aumento en el uso de agua para enfriamiento (por disminución de la eficiencia) y para el sistema de captura de hasta 45-90% en planta de generación a partir de carbón.

Estas y otras posibles consideraciones deben tenerse en cuenta y deben ser estudiadas en un LCA (Life Cycle Assessment), o análisis del ciclo de vida para estos proyectos. Algunas de las cuestiones a considerar en el LCA, según los impactos antes mencionados, serían (16):

1. Cuantificación de los requerimientos de agua para los procesos físicos y químicos del sistema CCUS a implementar.
2. Cuantificación de los requerimientos de agua por disminución de la eficiencia energética de las plantas de generación.
3. Cuantificación de los volúmenes de desecho y metodología de disposición final.
4. Predicción de potencial migración del CO₂ transportado y almacenado y su impacto en el medioambiente y agua potable subterránea.
5. Oportunidades de utilización de agua salada para evitar el uso de agua fresca superficial o subterránea.

Es conveniente incluir dentro de los marcos regulatorios el correspondiente estudio de impacto ambiental y ciclo de vida, y los requerimientos mínimos que deben cumplimentarse para que los proyectos sean aprobados.

Estructura y estimación de costos

Tanto la estructura como las estimaciones de los costos involucrados en los proyectos CCS (no se incluye la utilización dado que dependerá del análisis para cada proyecto particular) pueden variar enormemente según las tecnologías a utilizar, objetivo final (EOR y/o almacenamiento), países y regiones dentro de los mismos países, marcos regulatorios diferentes, etc.

Sin embargo, en su estructura general, los costos para cualquier proceso CCS suelen ser:



Fig. 44: Estructura general de costos para proyectos CCS.

Por supuesto que, para cada proyecto, habrá un beneficio asociado dado por:

- Beneficios por políticas de incentivos (Ejemplo del Tax 45Q que ofrece créditos de carbono en Estados Unidos)
- Beneficio por costo evitado (Precio del carbono, caso Europa)
- Beneficios por venta/reutilización del CO₂ (Siempre que se aplique EOR y/o venta del CO₂ para otras industrias)

Existen diversas metodologías de cálculo de costos, dependiendo de cada sistema en particular, y pueden realizarse diversas estimaciones más o menos complejas.

Sin embargo, para los fines de este trabajo, se analizan por separado los costos de captura (que incluyen hasta la deshidratación y compresión/licuefacción), costos de transporte y costos de inyección, monitoreo y verificación del gas almacenado y se muestran a continuación los valores referenciales para el año 2021 indicados por (22). Posteriormente, se añaden algunas conclusiones preliminares del análisis de costos más detallado de (13) y algunas métricas importantes para tener en cuenta al momento de evaluar los proyectos de CCUS en la generación eléctrica.

Costos de captura

Para la estimación de costos de captura es muy importante el tipo de corriente a tratar. Para la generación eléctrica con gas natural se tienen:

Tabla 21: Características del CO₂ según tipo de tecnología de generación a partir de gas natural

FUENTE DE EMISIÓN	PRESIÓN PARCIAL DE CO ₂ (HÚMEDO) [KPA]	PRESIÓN DE LA CORRIENTE DE GASES A TRATAR [KPA]
CICLO COMBINADO DE GAS NATURAL	3.8 – 4.6	Atmosférica
CICLO ABIERTO DE GAS NATURAL	4.1 – 8.1	Atmosférica

* Atmosférica ≈101.3 kPA

La presión parcial del dióxido de carbono impacta enormemente en los costos de captura, como también la escala de planta, tal como se observa en el siguiente gráfico.

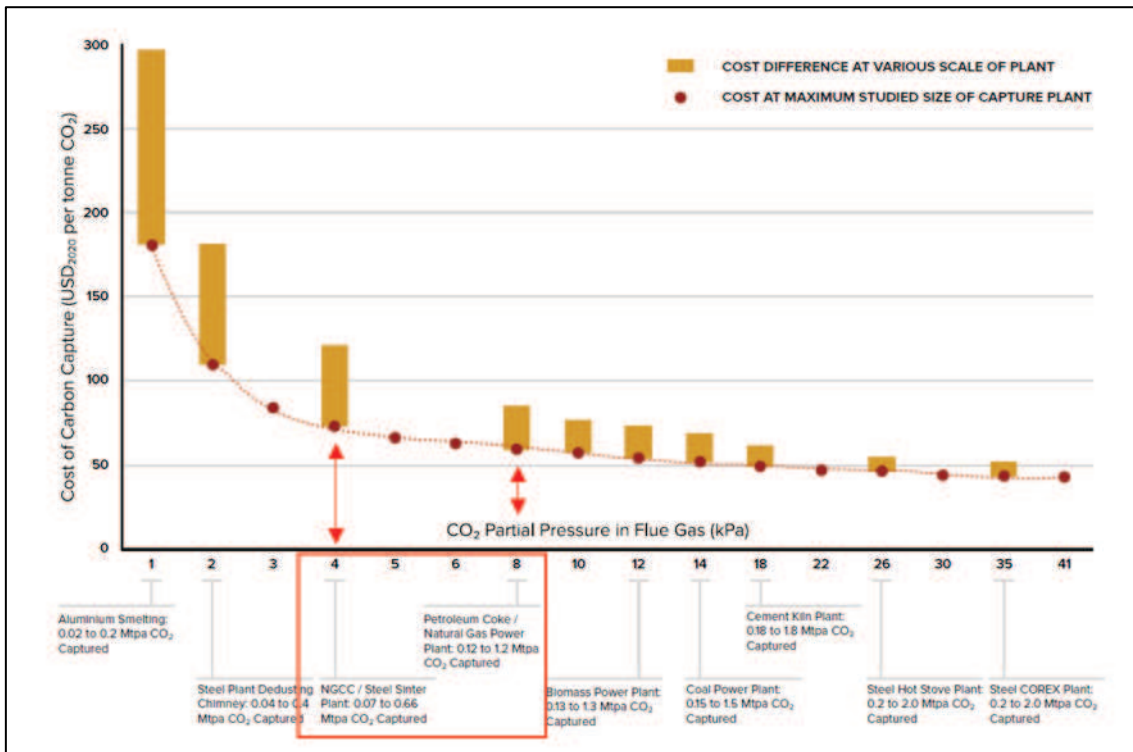


Fig. 45: Costos de captura de CO₂ en función de la presión parcial del CO₂ en la corriente efluente a tratar.

Los costos referenciales para la captura de CO₂ en generación eléctrica con gas natural y utilizando sistemas de absorción con solución acuosa de MEA al 30% (por su escala comercial) son:

- Para NGCC:
 - Costo a 0.07 Mtpa_{CO2} capturado ≈ 125 USD₂₀₂₀/ton CO₂
 - Costo a 0.66 Mtpa_{CO2} capturado ≈ 75 USD₂₀₂₀/ton CO₂
- Para NGPP:
 - Costo a 0.12 Mtpa_{CO2} capturado ≈ 80 USD₂₀₂₀/ton CO₂
 - Costo a 1.2 Mtpa_{CO2} capturado ≈ 60 USD₂₀₂₀/ton CO₂

La economía de escala es importante en el proceso de captura, por lo cual los hubs y clusters son clave para reducir el costo asociado.

En la siguiente gráfica se observa que a partir de aproximadamente 0.4 Mtpa de CO₂ capturado, el costo tiende a estabilizarse en ≈ 70 USD/ton CO₂, para el caso de NGCC:

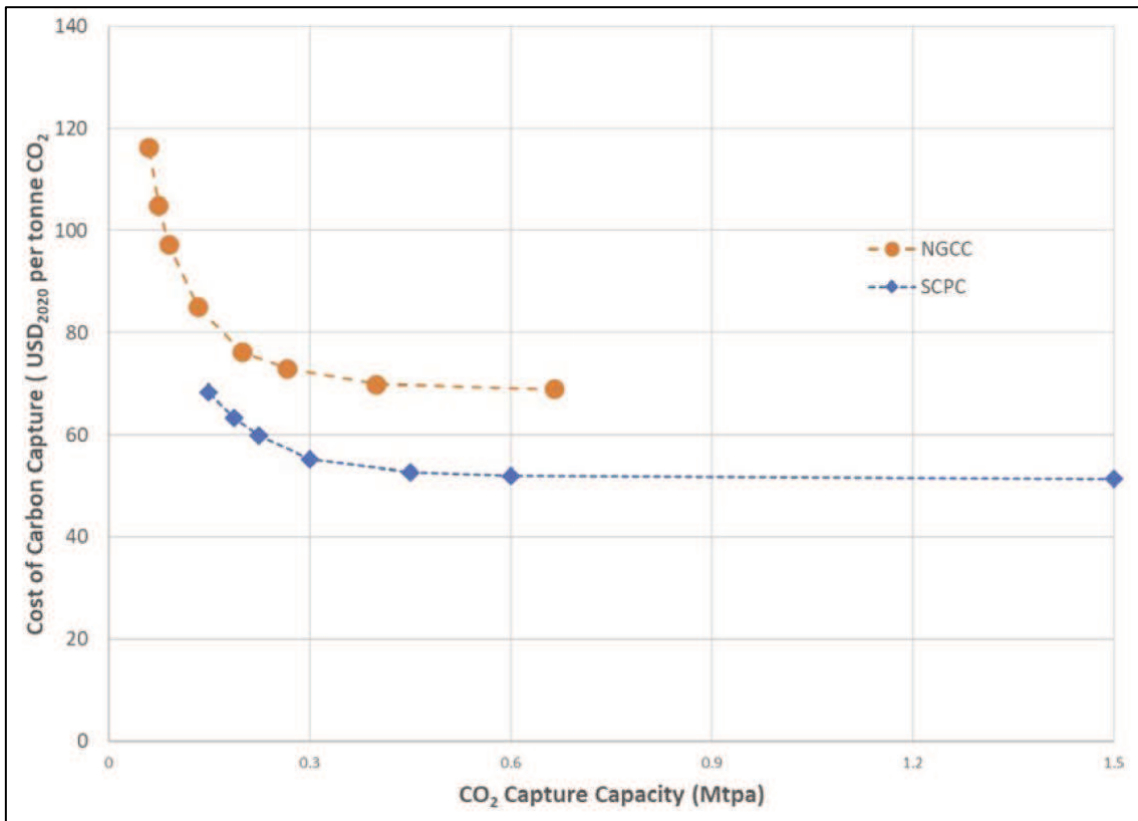


Fig. 46: Economía de escala al aplicar tecnologías de captura de CO₂.

De esta forma, debería garantizarse un mínimo de 0.4 Mtpa de captura para comenzar a observar una posible minimización de los costos.

Debe considerarse también el sistema de regeneración de solución de MEA que se utilice, dado que puede tener un fuerte impacto en la eficiencia integral del sistema.

Costos de transporte

Las dos formas de transporte principales analizadas son:

- Transporte por gasoducto con el CO₂ comprimido a más de 74 bar (fase densa) que permite optimizar el proceso de almacenamiento. Se elige transportar en fase densa dado que transportar en fase gas implica mayores costos, como se ve en la siguiente gráfica:

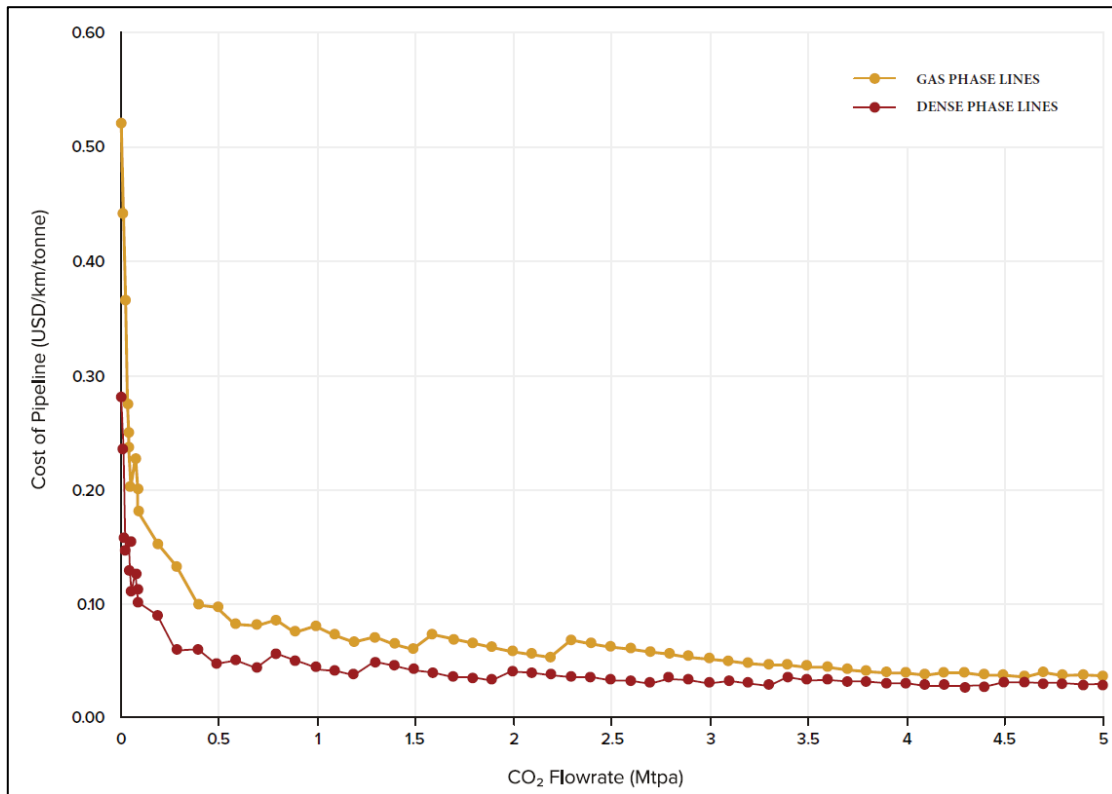


Fig. 47: Costos de gasoductos en función del caudal de CO₂ transportado, según fase del gas al transportarlo.

- Transporte por buque, camión o tren con el CO₂ licuado por refrigeración

Aquí es importante notar, como se indica en (13), que la localización de fuentes de emisión y almacenamiento/uso impactan fuertemente. Los valores mostrados son sólo referenciales, y debe hacerse un análisis de optimización de costos (utilizando metodología de nodos conectados, por ejemplo, como se muestra en (13)).

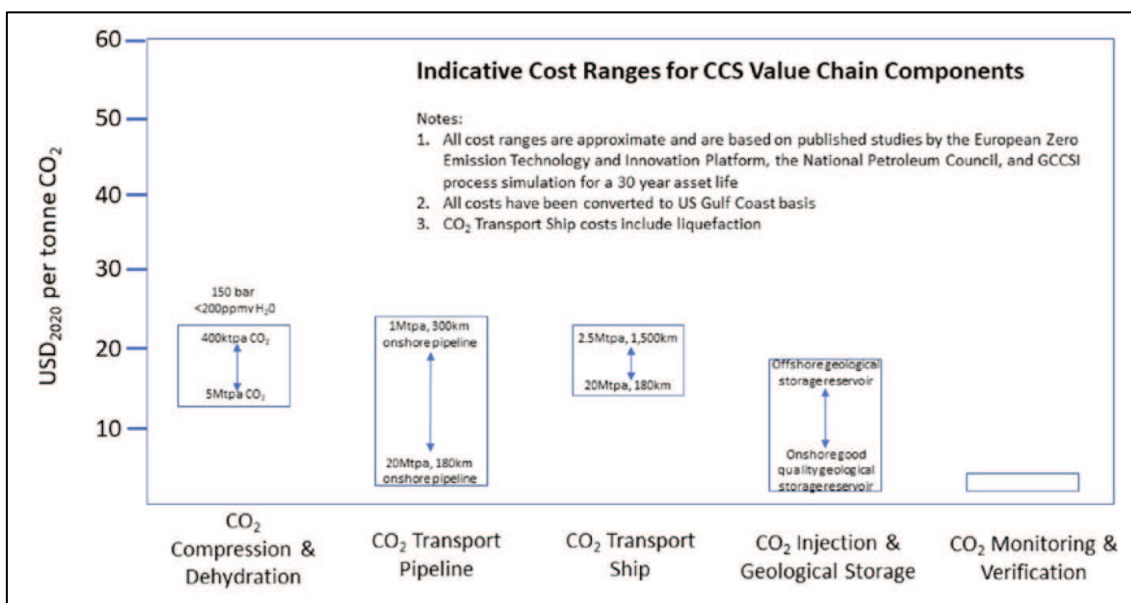


Fig. 48: Costos referenciales para las distintas etapas del proceso de CCS, en función de variables características.

- Costos de compresión y deshidratación: Dependen de las condiciones de humedad y presión iniciales y finales que quieran alcanzarse

- 5 Mtpa CO₂ ≈ 15 USD/ton CO₂
- 400 ktpa CO₂ ≈ 23 USD/ton CO₂
- Costos de transporte por gasoducto y buque: Dependen de los km a recorrer y las cantidades de CO₂ a transportar
 - Para gasoductos ≈ 1-25 USD/ton CO₂
 - Para buques ≈ 15-23 USD/ton CO₂

Como se observa, los costos tanto de compresión/deshidratación como de transporte propiamente dicho están muy fuertemente influenciados por la economía de escala, tal como la captura. Aquí es donde los hubs y clusters presentan enormes ventajas para poder reducir costos.

También, y como se mostró en el análisis de las metodologías de transporte, la decisión entre usar camiones, buques, trenes o gasoductos dependerá de cada situación particular y la solución óptima puede ser una combinación de las distintas formas de transporte.

Costos de almacenamiento

De la gráfica observada antes, tenemos los siguientes valores de costos referenciales:

- Costos de inyección y almacenamiento geológico:
 - Onshore ≈ 5 USD/ton CO₂
 - Offshore ≈ 20 USD/ton CO₂
- Costos de monitoreo y verificación del gas almacenado: 3-5 USD/ton CO₂

También se cuenta con costos referenciales a partir de un estudio realizado para Europa en 2013, donde se muestran los rangos de costos según el tipo de almacenamiento realizado:

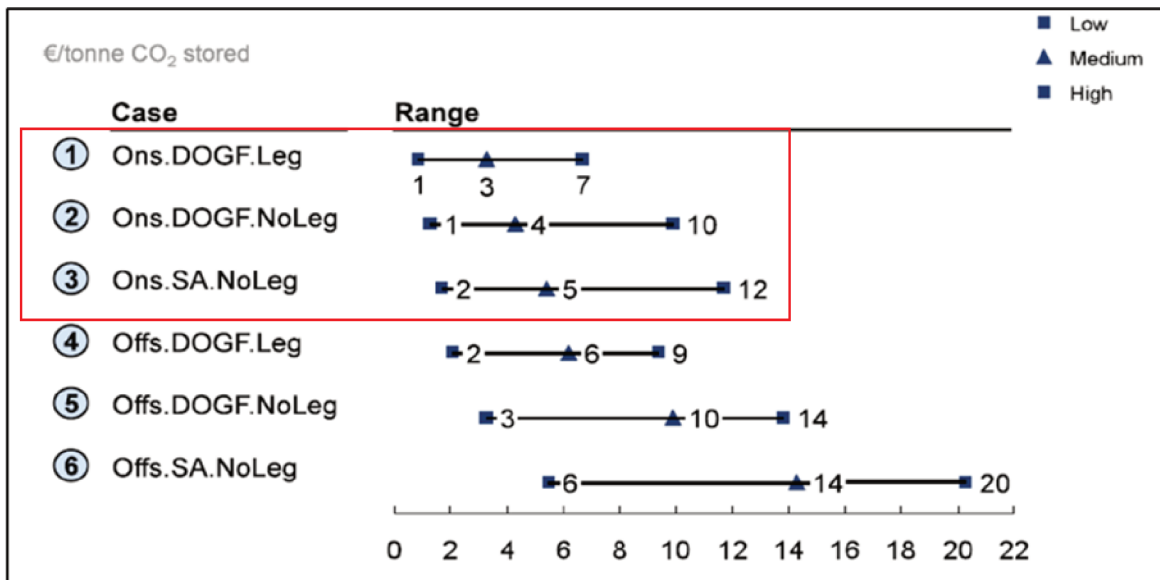


Fig. 49: Rangos de costos de almacenamiento para diferentes escenarios (Ons: Onshore; Offs: Offshore; DOGF: Depleted Oil or Gas field; SA: Saline formation; Leg: Re-use infrastructure; NoLeg: No re-use infrastructure).

Los casos puntuales que servirían de referencia para Argentina son los primeros tres en recuadro rojo:

Tabla 22: Costos referenciales según características del sistema de almacenamiento

Características del almacenamiento	Costo referencial [€/ton CO ₂ almacenado en 2013]
Onshore, reservorios depletados de gas y petróleo, CON reutilización de infraestructura	1-7
Onshore, reservorios depletados de gas y petróleo, SIN reutilización de infraestructura	1-10
Onshore, acuíferos salinos, SIN reutilización de infraestructura	2-12

Consideraciones importantes sobre costos de CCUS

En los apartados anteriores se repasó los costos por separado de cada una de las etapas principales de un sistema CCUS. Sin embargo, existen diversas métricas que permiten evaluar los costos globales de los proyectos energéticos y, en particular para este trabajo, de generación eléctrica con CCUS, y que suelen utilizarse en la bibliografía para poder contrastar proyectos.

LCOE

Una de las métricas para poder comparar los costos de la energía para plantas con diversas tecnologías, combustibles, costos de capital, etc. es el LCOE, o Levelized Cost of Energy.

En el estudio realizado por (13), se analizó el LCOE para plantas de generación de NGCC con y sin CCUS, obteniéndose:

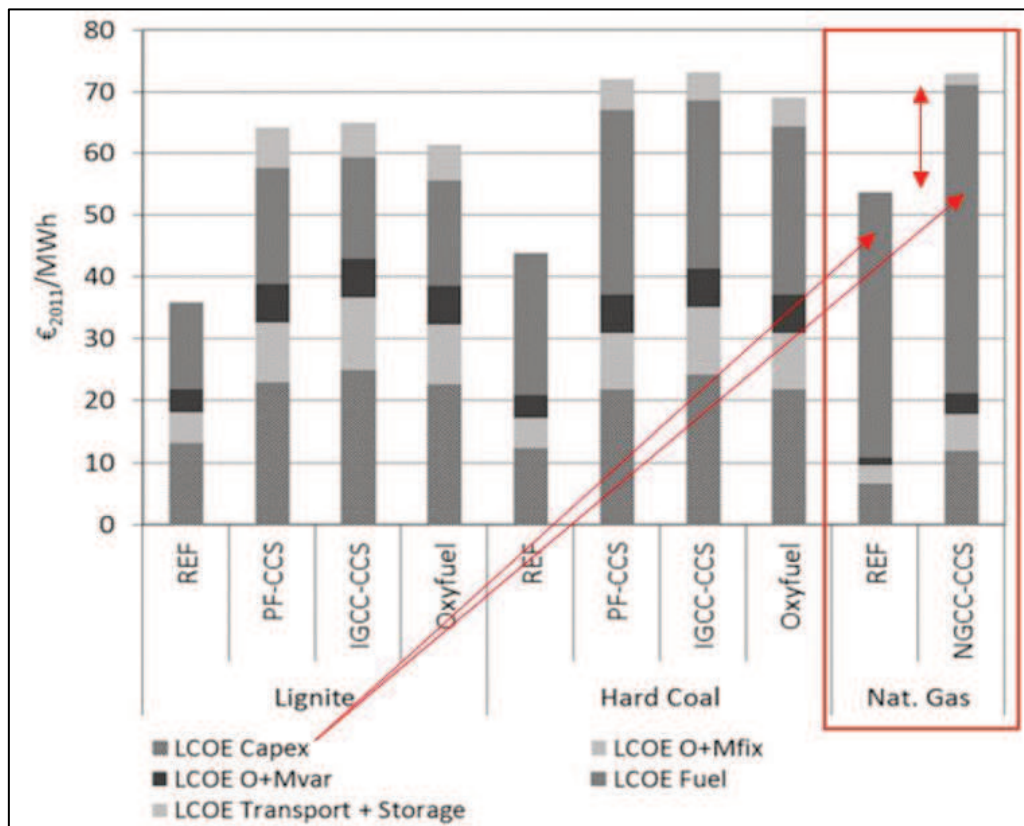


Fig. 50: Levelized Cost of Energy (LCOE) para diversos tipos de tecnologías de generación y combustible, sin y con uso de tecnologías CCS.

El cálculo del LCOE parte de la igualdad entre los ingresos obtenidos por la venta de energía eléctrica con los costos de capital, operación, mantenimiento y de combustible, a lo largo de la vida útil de la planta, como se ve en la siguiente ecuación de (29):

Ecuación 1: Igualdad entre ingresos obtenidos por venta de energía eléctrica y los distintos costos asociados a un proyecto de generación de energía

$$\sum_t \frac{(Electricity\ Sold)_t * (P_{electricity})}{(1+r)^t} = \sum_t \left[\frac{(Capital\ expenditure)_t}{(1+r)^t} + \frac{O\&M_t}{(1+r)^t} + \frac{Fuel_t}{(1+r)^t} \right]$$

Luego, se despeja el costo de la electricidad y se redefine como LCOE:

Ecuación 2: Definición matemática del LCOE

$$LCOE = \frac{\sum_t \frac{(Capital\ expenditure)_t + O\&M_t + Fuel_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{(Electricity\ Sold)_t}{(1+r)^t}}$$

De esta forma, se puede entender que es el precio de la energía eléctrica que permitiría satisfacer, con la venta de la energía, los costos asociados al proyecto, considerando el ciclo de vida completo del proyecto energético.

Costo de CO₂ evitado

Otra importante métrica que suele utilizarse para evaluar los proyectos CCUS es el Costo del CO₂ evitado, definido como (29):

Ecuación 3: Definición matemática del costo evitado de CO₂

$$\text{Cost of CO}_2 \text{ Avoided (\$/tCO}_2\text{)} = \frac{(\text{LCOE})_{\text{CCS}} - (\text{LCOE})_{\text{ref}}}{(\text{tCO}_2/\text{MWh})_{\text{ref}} - (\text{tCO}_2/\text{MWh})_{\text{CCS}}}$$

De esta forma, se puede estimar cuánto adicional cuesta evitar emitir el gas respecto de una planta de referencia. Importante notar que en esta métrica se deben considerar los costos globales (captura, transporte, almacenamiento).

Valores referenciales

Los valores más actualizados corresponden al año 2017, tanto de LCOE como de CO₂ evitado, y pueden encontrarse en (30). Se adaptan las tablas y gráficos allí presentados a los fines de este trabajo:

Tabla 23: Referencia de costos para proyectos CCS en plantas de generación a ciclo combinado de gas natural

REFERENCIA PARA ESTADOS UNIDOS	TIPO DE GENERACIÓN	NGCC
LCOE [USD/MWH]	Sin CCS	49
	Con CCS – FOAK	78
	Con CCS – NOAK	62
	% Incremento Sin CCS - FOAK	57 %
	% Reducción FOAK – NOAK	-21 %
COSTO CO₂ EVITADO [USD/TON CO₂]	FOAK	89
	NOAK	43

*FOAK: Primera de la especie (primera planta de un tipo de tecnología dado); NOAK: Enésima de la especie (experiencia superior)

Marcos legales y regulatorios

A fin de contar con una guía general de la estructura y puntos importantes a incluir en un marco legal y regulatorio, se tomarán como base los análisis realizados en (31) y (32). Es muy importante tener en cuenta que en (32) se indican textos modelos y su explicación que pueden servir como base para una legislación y regulación en Argentina referido a la promoción del uso de tecnologías CCUS.

Estructura general del marco regulatorio y legal

En (32), se muestra el siguiente esquema que permite comprender el ciclo de vida de los proyectos CCS (aunque bien podría incluirse un esquema similar para la utilización del CO₂) y las distintas etapas que podrían considerarse al momento de generar el marco legal y regulatorio:

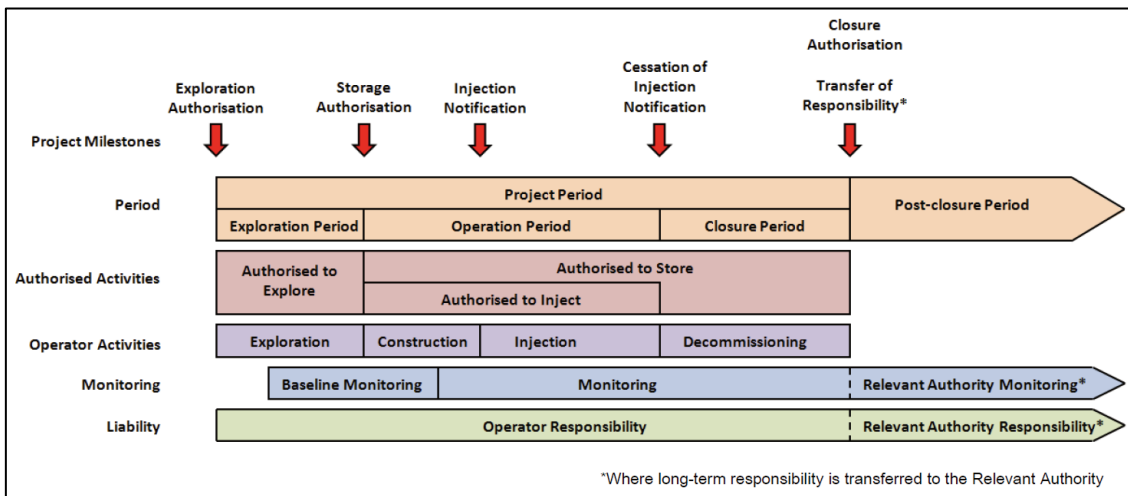


Fig. 51: Estructura general y etapas de un marco regulatorio y legal durante el ciclo de vida de un proyecto de CCUS.

Algunas cuestiones pueden variar según país y regiones, pero en general muestra las etapas en las cuales debe analizarse qué se tendrá en cuenta como, por ejemplo, el traspaso de responsabilidad del gas CO₂ ya almacenado (¿A partir de cuándo? ¿En qué condiciones?).

Las siguientes tablas adaptadas de (32) resumen los principales temas a incluir en el marco legal y regulatorio:

Tabla 24: Cuestiones normativas generales a considerar para la aplicación de CCUS

Categoría	Tema específico	Algunas cuestiones para considerar
Cuestiones normativas generales	Clasificación del CO₂	<ul style="list-style-type: none"> Definición de peligrosidad Tipo de residuo, poluto o commodity
	Derechos de propiedad	<ul style="list-style-type: none"> Gas capturado, transportado, almacenado. Infraestructura y su accesibilidad Propiedad del espacio poral, problemas de filtraciones en zonas limítrofes Propiedad intelectual de las tecnologías CCUS y know-how
	Competición con otros usuarios/operadores y derechos preferenciales	<ul style="list-style-type: none"> Coexistencia de CCUS con usuarios actuales de los yacimientos Derechos preferenciales para nuevos usuarios y transferencia de zonas adjudicadas Resolución de potenciales conflictos entre usuarios (Autoridad reguladora)
	Movimiento transfronterizo de CO₂	<ul style="list-style-type: none"> Captura en un punto y transporte a través de distintas regiones y/o países Transporte provisorio por una región/país Migración o filtración no intencional en subsuperficie entre regiones y/o países. Uso de sitios de almacenamiento que exceden los límites de regiones y/o países Efectos secundarios de CCUS Responsabilidades sobre captura, transporte, uso y almacenamiento en zonas limítrofes o donde pueda afectar a varias regiones y/o países
	Leyes internacionales sobre protección del ambiente marino (Caso CCUS offshore)	<ul style="list-style-type: none"> Convención de Londres y Protocolo de Londres (offshore) Convención OSPAR (offshore)
	Promover incentivos para CCUS en el marco de estrategias de mitigación del cambio climático	<ul style="list-style-type: none"> Tasas de carbono: Pagar por cada tonelada de CO₂ emitida Cap&Trade: Se otorga ciertos permisos de emisión que pueden ser comercializados si no se utilizan, por ejemplo. Mecanismos basados en los proyectos: Se acuerda una línea base y, si el proyecto está por debajo de dicho valor, se generan créditos de carbono que pueden ser intercambiados, por ejemplo. Productos premium: Productos premium por su baja emisión (Ejemplo: tarifas eléctricas con un adicional para los productores que generen menos CO₂) Estándares de emisión: Solicitud explícita de reducir los valores de emisión por debajo de cierto valor normativo Imposición de uso de tecnologías de menores emisiones

Tabla 25: Cuestiones sobre normativas existentes a considerar para la aplicación de CCUS

Categoría	Tema específico	Algunas cuestiones para considerar
Cuestiones sobre normativas existentes	Protección de la salud humana	<ul style="list-style-type: none"> • Seguridad y salud ocupacional • Protección civil: El CO₂ tiende a acumularse a nivel del terreno por ser más denso que el aire
	Composición de la corriente de CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de impurezas permitidas (NO_x, H₂S, CO, H₂, H₂O, etc.) • Concentración de impurezas • Flujos máxicos de las impurezas • Prohibición de mezcla de otros productos con la corriente de CO₂ • Potenciales impactos de las impurezas
	Rol del estudio de impacto ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Fuente del CO₂ • Captura • Transporte • Almacenamiento y/o utilización • Pozos e instalaciones de superficie
	Acceso de terceros a la infraestructura de captura, transporte y/o almacenamiento/uso	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos para uso compartido de infraestructura de captura, transporte y/o uso/almacenamiento. • Regulación para evitar monopolio natural (símil gas natural) • Limitaciones técnicas, responsabilidades.
	Involucramiento del público y actores interesados en la toma de decisiones	<ul style="list-style-type: none"> • Reportes transparentes similares a la información disponible sobre gas natural y electricidad • Presentaciones y debates con actores claves y comunidades • Portales de internet y jornadas de divulgación con información clara y sencilla sobre CCUS

Tabla 26: Cuestiones regulatorias específicas a considerar para la aplicación de CCUS

Categoría	Tema específico	Algunas cuestiones para considerar
Cuestiones regulatorias específicas para tecnologías CCUS	Captura de CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Leyes que incluyan los impactos a considerar para modificar plantas de generación existentes y nuevas, y la forma de implementar los proyectos (charlas, debates, regulación de emisiones, etc.)
	Transporte de CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Protección ambiental, civil y salud • Responsabilidades en caso de fallas del sistema u otras contingencias • Reutilización de gasoductos/ductos existentes y equipamientos varios • Emisiones fugitivas, su control y responsabilidades • Acceso de terceros al sistema de transporte
	Almacenamiento de CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Alcance del marco y limitaciones específicas • Definiciones y terminología aplicable a tecnologías CCUS • Autorización de exploración de sitios para almacenamiento de CO₂ • Regulación de la selección de sitios y caracterización de estos • Autorización de actividades de almacenamiento de CO₂ • Inspección de proyectos • Requisitos de monitoreo, reporte y verificación • Medidas de corrección y remediación • Responsabilidades a lo largo del ciclo de vida de los proyectos CCUS • Autorización para el cierre de los sitios de almacenamiento • Responsabilidad en el período post-cierre • Financiamiento de la administración para el período post-cierre

A continuación, se analizarán los puntos clave encontrados en el estudio (31) respecto a la aplicabilidad de los proyectos, y sus barreras regulatorias y legales.

Puntos clave sobre regulación y legislación

Responsabilidades del CO₂ almacenado a largo plazo

Se observó que en la mayoría de las jurisdicciones donde se realizaron proyectos CCUS no estaban bien definidas las responsabilidades y financiamiento de las actividades posteriores al cierre de la inyección por parte de la operadora. En general, se lograron ajustar las normativas para que, llegado un determinado punto en el tiempo, la responsabilidad se transfiriese al Estado (regional, provincial o nacional).

Políticas sobre cambio climático

Para lograr el avance de proyectos CCUS es clave que se cuente con:

- Una estrategia robusta en cuanto a mitigación del cambio climático, con objetivos de reducción de gases de efecto invernadero ambiciosos y que permitan el despliegue más rápido de las tecnologías CCUS.
- Mecanismos de precios de carbono, u otras formas para incentivar los proyectos.
- Mecanismos para obtener fondos para proyectos CCUS.
- Garantías sobre el precio futuro del carbono.
- Regulaciones específicas para la industria y generación eléctrica sobre emisiones y su plan a largo plazo para incentivar la inversión en sistemas CCUS.
- Políticas y normativas que incentiven la formación de hubs y clusters de captura, transporte y uso/almacenamiento.
- Mecanismos que permitan que la curva de aprendizaje de adopción de CCUS permita una disminución constante del costo de las tecnologías, permitiendo que sean accesibles al mercado energético sin una alteración significativa de los costos de generación.

Regulación específica sobre EOR con CO₂

Importante que, de no existir, se cuente con normativa específica sobre la recuperación mejorada con CO₂ y su potencial transición hacia sólo almacenamiento de CO₂.

Incentivos para proyectos iniciadores

Importante que, para los primeros proyectos que se presenten, se realice un acompañamiento y trabajo en conjunto con los encargados del armado del marco legislativo y regulatorio para salvar dudas, sobrepasar dificultades técnicas legales y económicas que se presenten, etc. siempre con el objetivo de cumplimentar las políticas de cambio climático que se establezcan (de allí la importancia de una política sobre cambio climático robusta y ambiciosa).

Lecciones aprendidas de proyectos CCS

Tal como se indica en (26) y como se vio en el apartado anterior, los proyectos de CCUS implican riesgos técnicos, económicos y regulatorios como ser un precio insuficiente del CO₂ emitido, riesgo por interdependencia y cruces en las cadenas de suministro, y responsabilidad del gas ya almacenado.

Sin embargo, se puede disminuir el potencial impacto y probabilidad de ocurrencia de dichos riesgos si se toman en cuenta las experiencias de algunos de los operadores de los proyectos que ya se han realizado, como ser Enhance Energy, Shell, Equinor y Exxon.

Según se analiza en (26), y en conjunto con lo analizado en apartados anteriores, las lecciones aprendidas pueden agruparse en oportunidades y desafíos otorgados por la experiencia:

Tabla 27: Oportunidades y desafíos para la aplicación de tecnologías CCUS basadas en la experiencia

Oportunidades	Desafíos
<ul style="list-style-type: none"> • Costos operativos potencialmente menores a los planificados (por optimización del uso de aminas y energía, tiempo de inactividad de las plantas, tasas de captura reales de CO₂, etc.). • No se observaron fugas de CO₂ ni se observaron impactos al agua subterránea potable. • La participación de los distintos actores es crítica para el éxito de los proyectos (accesibilidad y transparencia de la información sobre el monitoreo de CO₂, tasas de inyección, medición de aguas subterráneas y sísmicas, etc.). • Los proyectos, tanto pilotos como comerciales, permitieron a las operadoras desarrollar las competencias de sus colaboradores requeridas para nuevos proyectos CCUS. 	<ul style="list-style-type: none"> • Complejidad elevada de los proyectos por la simultaneidad de subproyectos de captura, transporte, uso y almacenamiento de CO₂ (y mayor complejidad inclusive al proyectar hubs y clusters de CCUS). • El marco legal y regulatorio está en la mayoría de los países en etapas iniciales o incluso nulas, con lo que dichos marcos deben ser organizados y estructurados a medida que los primeros proyectos son desarrollados. • El financiamiento de proyecto CCUS puede ser complejo dado que el aumento de proyectos comenzó a visualizarse hace relativamente poco tiempo (+/- 5 años), y aún en lo referido a generación eléctrica están la mayoría en etapas de desarrollo.

Cabe remarcar la importancia de estos aprendizajes, dado que las tecnologías CCUS aún se encuentran en un estado inicial en lo tecnológico y político, por lo que dicha experiencia se espera sea muy dinámica y con nuevos factores para tener en cuenta a medida que se desarrollen nuevos proyectos.

Contextualización para Argentina

Argentina: Cambio climático y el Acuerdo de París

Tal como se indica en el 2º Informe de Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (33), la República Argentina tiene un compromiso asumido a nivel internacional con los objetivos del Acuerdo de París, ratificado por Ley 27270. Sin embargo, a la fecha de la realización del presente trabajo, Argentina no ha presentado su Estrategia de desarrollo con bajas emisiones a largo plazo, incluido en el Artículo 4º del Acuerdo, que estaba prevista ser presentada en la COP21 que se realizó en Glasgow.

El país tiene, en cambio, una meta para el corto y mediano plazo tal cual se informa en (33). En el mismo, “se compromete a una meta absoluta e incondicional, aplicable a todos los sectores de la economía, de no exceder la emisión neta de 359 Mton_{CO2, equivalentes} en el año 2030”. Respecto a este, se informa que dicha meta es ambiciosa ya que “equivale a una disminución total del 19% de las emisiones hacia 2030 en comparación con el máximo histórico de emisiones alcanzado en el año 2007, y una reducción del 25,7% respecto de la NDC anterior”.

También se indica en dicho informe que “hacia 2030, la República Argentina llevará adelante una transición energética, centrando los esfuerzos en el fomento de la eficiencia energética, las energías renovables y el impulso de la generación distribuida, *utilizando en este período el gas natural como combustible de transición*”. Es muy importante notar de esta declaración, y de las diversas publicaciones y anuncios energéticos, que Argentina tiene como objetivo aumentar el uso de gas natural reemplazando el uso de combustibles líquidos, tanto para transporte como para generación eléctrica, para cumplimentar sus objetivos. Esto queda claro cuando en el informe se indica para la visión 2030 que “incluye a mediano plazo una mayor utilización del gas natural como combustible de transición en las centrales térmicas, a través de la incorporación de máquinas flexibles de rápido arranque que reemplazarán a otros combustibles fósiles más carbono-intensivos y menos eficientes”.

Otra de las cuestiones importantes a destacar es que en el informe se mencionan las distintas leyes que están relacionadas con el Acuerdo de París y el cambio climático. Las mismas pueden resumirse de la siguiente manera:

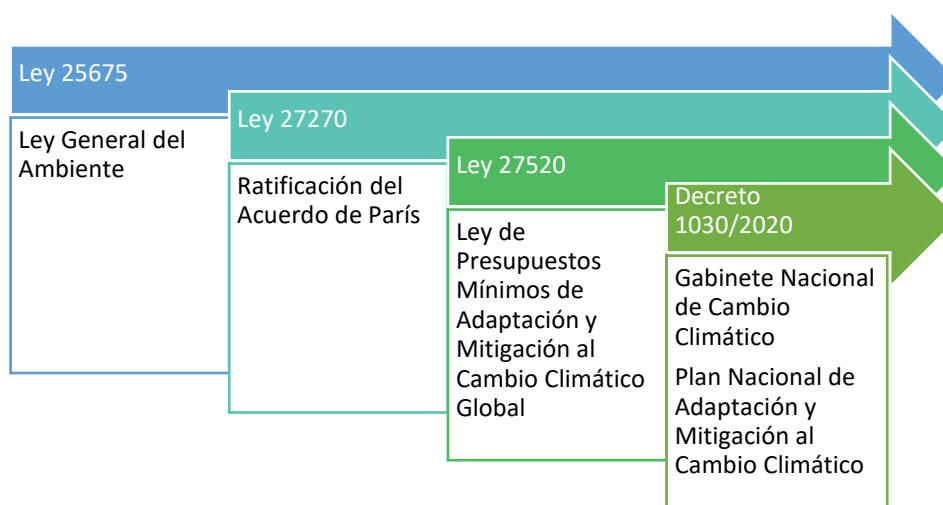


Fig. 52: Marco legislativo general argentino aplicable a cambio climático y el Acuerdo de París.

En el marco legislativo se refiere al IPCC como referente respecto a la urgencia sobre el cambio climático y acciones a tomar para su mitigación. Sin embargo, y a diferencia de las recomendaciones del IPCC, tanto en las mencionadas leyes como en el decreto reglamentario no existe una mención específica y detallada de la importancia de las tecnologías CCUS para mitigar las emisiones de CO₂ y el cambio climático. Sólo lo indicado en el Artículo 24º, inciso g) de la Ley 27520 hace referencia a este tema: “Implementar medidas que aporten a la integridad y conectividad de los ecosistemas relevantes para la captura y el almacenamiento de carbono y manejar de manera sustentable los ecosistemas intervenidos con capacidad de almacenamiento de carbono.”

Se puede deducir a partir de la información disponible que, si bien Argentina indica que aumentará el uso de gas natural como combustible de transición y que no superará cierto nivel referencial de emisiones de CO₂, no se incluye a las tecnologías CCUS como una potencial alternativa para alcanzar estos objetivos para el mediano plazo, a pesar de ser parte de la estrategia tanto a mediano como largo plazo de varios de los países que forman parte del Acuerdo de París (8). Tampoco se observa que se incluyan en el informe políticas, instrumentos y estrategias concretas sobre otras alternativas que existen actualmente (eficiencia energética, otras fuentes con menos emisiones o sin emisiones directas asociadas, entre otras) que permitan alcanzar la meta propuesta

Cabe destacar también que el uso de tecnologías CCUS para la generación eléctrica con gas natural dificulta aún más la adopción de estas tecnologías, tal como fue estudiado en el Marco Teórico, por las condiciones mismas de captura y escasos proyectos desarrollados a la fecha del presente trabajo.

Generación eléctrica en Argentina

Perspectivas y estado actual

Si bien no se cuenta con un informe o plan energético actualizado a la fecha de este trabajo, se cuenta con dos documentos de referencias del año 2018 (37) y 2019 (36).

Se analizarán a continuación las perspectivas para 2030 incluidas sólo en el documento (36) del año 2019, dado que las proyecciones estimadas para 2040 y reportadas en (37) difieren mucho entre escenarios y, además, discrepan fuertemente de las observaciones reales del período 2019-2021 que se mostrarán a continuación.

Proyección a mediano plazo – 2030

El documento de referencia (36) evalúa distintos escenarios energéticos de evolución de la matriz energética para el período 2019-2030, basándose en data recopilada hasta el 2018, y a partir de distintas hipótesis y modelos de prospectiva para representar:

- Consumo energético
- Sistema eléctrico
- Parque refinador
- Sistema energético integrado

Cabe notar que, si bien el informe es relativamente reciente, Argentina ha sufrido una serie de importantes cambios políticos y económicos, con una fuerte influencia de la pandemia por COVID y, más recientemente, por la Guerra Ucrania-Rusia que aún tiene consecuencias que no son muy claras.

Políticas y escenarios previstos

El informe analiza los escenarios separándolos en dos grandes grupos:

- a. Grupo 1: “Políticas existentes” – Computa diversas políticas que se estaban llevando a cabo en los mercados energéticos en 2018
 - a. Escenario tendencial
 - b. Escenario eficiente
- b. Grupo 2: “Políticas activas”
 - a. Escenario de industrialización del gas natural
 - b. Escenario de electrificación

Principales hipótesis para las proyecciones

- PBI
 - Tasa anual acumulativa 2018-2030: 2.78%
- Crecimiento poblacional y de hogares:
 - Población al 2030: 49.4 millones
 - Hogares al 2030: 17.3 millones
- Penetración del gas natural en hogares:
 - Crecimiento del 64% (2018) al 68% (2030)
 - Supone: Crecimiento de las distribuidoras y construcción de gasoductos troncales

Para el caso del PBI posiblemente no nos encontremos en el 2030 con los valores acumulados. Ya en el Informe (38) sobre ODS de Argentina del 2021, se pone una meta menor de 2.0 de tasa de crecimiento anual acumulativa para 2030:

Tabla 28: Información sobre el PBI asociado al ODS 8

Indicador	Línea de base		Año					Meta intermedia		Meta 2030
	Año	Valor	2016	2017	2018	2019	2020	Año	Valor	
8.11.* Tasa de crecimiento anual del Producto Interno Bruto a precios constantes (en porcentaje).	2020	-9,9 Valor del PIB en \$ de 2004 \$624.468 millones	Na	2,8	-2,6	-2,0	-9,9	2023	4,0 (Valor del PIB en \$ de 2004: \$729.425 millones).	2,0

Respecto al resto de hipótesis, no se cuenta con datos actualizados a la fecha de este informe.

Resultados

Generación eléctrica

Proyecciones

Los resultados principales sobre generación eléctrica que se obtuvieron se observan en la siguiente tabla:

Tabla 29: Proyecciones sobre incorporación de potencia y generación eléctrica

Nueva potencia (MW)	2018		2030			
	Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación		
Térmica	-	4.165	3.470	7.051	4.026	
Hidráulica	-	2.503	2.503	2.503	2.503	
Nuclear	-	1.262	1.262	1.262	1.262	
Renovable	-	13.670	12.187	17.758	14.418	
Total (MW)	-	21.600	19.423	28.574	22.209	

Generación	2018		2030			
	Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación		
Térmica	63,8%	37,1%	32,4%	43,0%	36,4%	
Hidráulica	29,1%	26,1%	29,5%	21,7%	26,1%	
Nuclear	4,7%	11,6%	13,1%	9,6%	11,6%	
Renovable	2,4%	25,2%	25,0%	25,7%	25,9%	
Total (TWh)	137	188	167	227	188	

Principales tendencias previstas:

- En todos los casos, la generación térmica se reduce entre 21% y 32%.
- La térmica se vería desplazada principalmente por energía renovable y nuclear.

Datos reales observados

Respecto de estas tendencias, los datos reales (gráficos propios) según información obtenida de CAMMESA (34), muestra la siguiente evolución 2018-2021:

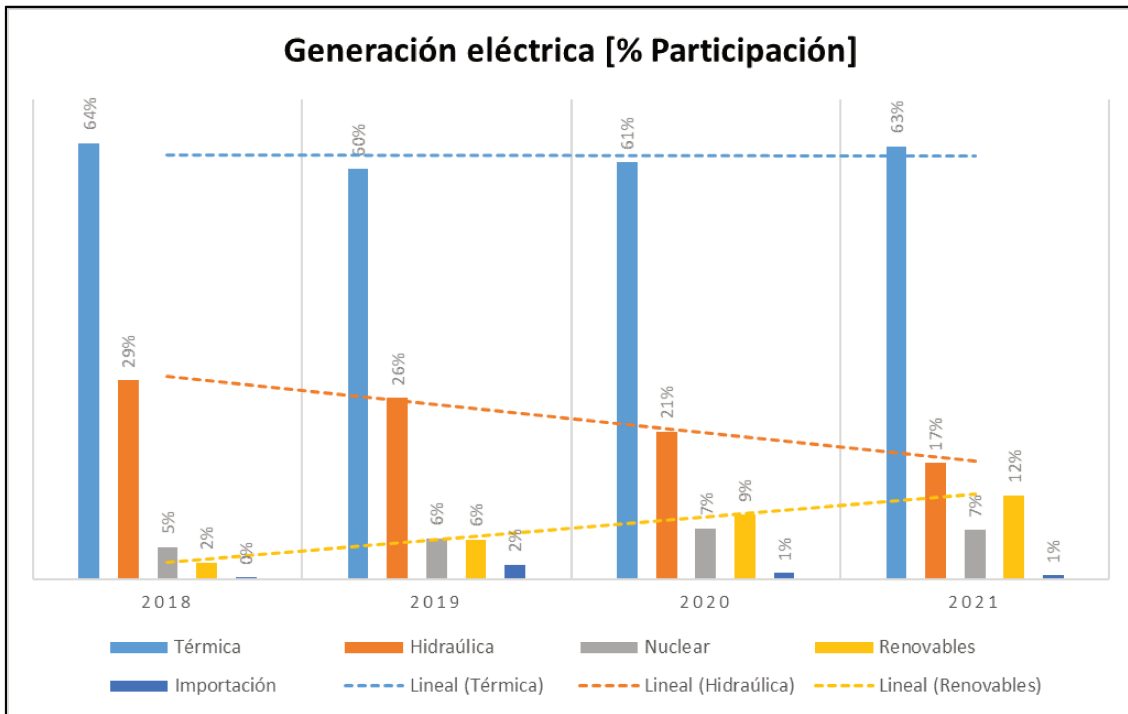


Fig. 53: Evolución real observada de incorporación de potencia y generación eléctrica.

Puede observarse que, si bien el porcentaje de participación de renovables aumentó fuertemente llegando a aproximadamente 12% en 2021, el porcentaje de generación térmica no tuvo cambios mayores, viéndose en la curva de tendencia que la misma es casi constante en el período analizado.

Esto puede explicarse en parte por la fuerte caída de la participación de la generación hidráulica asociada a las fuertes sequías del período 2020-2021, entre otras razones.

Emisiones de GEI

Proyecciones

Respecto a las emisiones esperadas, se obtuvieron los siguientes resultados:

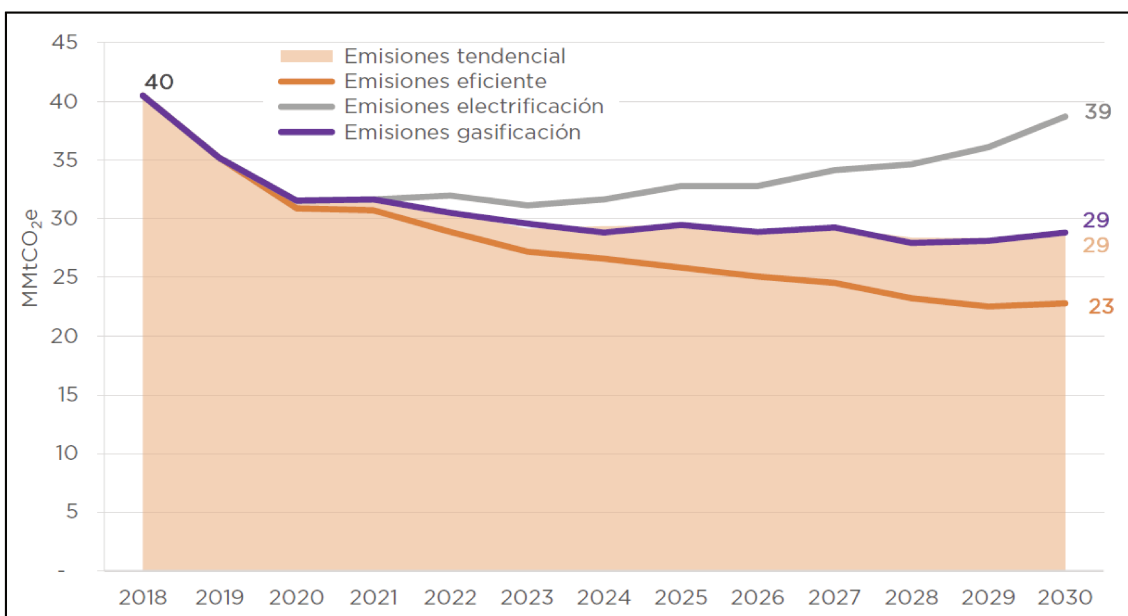


Fig. 54: Proyecciones de emisiones de CO_{2,eq} de centrales eléctricas.

Se observa que la reducción de emisiones en MTon|CO₂ esperada es de entre 27% y 42% para tres de los escenarios, y casi nula para el escenario “Electrificación”.

Datos reales observados

A diferencia de lo proyectado, las emisiones de CO₂ en la generación eléctrica no disminuyeron en el período 2019-2021, tal como se observa a partir de los datos de CAMMESA (34):

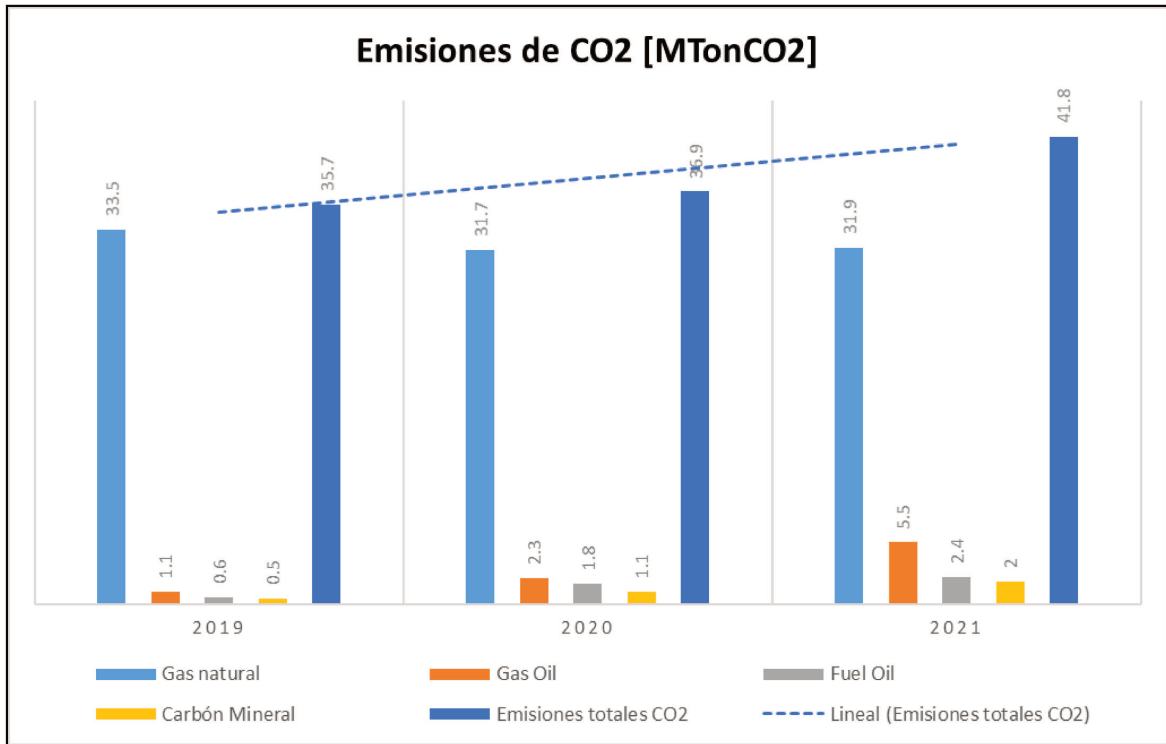


Fig. 55: Evolución real observada de emisiones asociadas a la generación eléctrica.

Es claro que se observa un aumento en las emisiones totales de CO₂, explicado principalmente por el mantenimiento del porcentaje de participación de la energía térmica y, tal como se indica en el reporte de CAMMESA, con una intensidad de emisiones de CO₂/MWh generado en aumento:

Tabla 30: Intensidad de emisiones 2019-2021 para la generación eléctrica

EMISIONES UNIT GEN TIPO	ENE - DIC 2019	ENE - DIC 2020	ENE - DIC 2021
ton CO ₂ /MWh OFERTA TOTAL	0.27	0.27	0.29
ton CO ₂ /MWh Térmica	0.45	0.45	0.46

Potencial de aplicación de CCUS

CCUS: Oportunidad para Argentina

Tal como fue indicado en el desarrollo del marco teórico, se espera que las tecnologías CCUS permitan alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ en un gran porcentaje y contribuir de esta manera a mitigar el cambio climático.

Sobre este punto, y observando la información del país, es evidente que el reemplazo en la matriz energética de térmica por renovables no ha permitido reducir las emisiones de CO₂ como se proyectaba, por diversas razones.

Adicionalmente, y dado el aumento esperado en el consumo de gas natural, es importante considerar formas alternativas de disminuir las emisiones y, a su vez, mantener activa la producción de los yacimientos propios de gas con que cuenta el país, integrando de esta forma los ODS con los objetivos del Acuerdo de París.

Resumiendo, el uso de tecnologías CCUS para la generación eléctrica permitiría:

- Mantener o aumentar la producción de gas natural para la generación eléctrica, pudiendo desacoplar la misma del aumento de emisiones de CO₂.
- Disminuir las emisiones de activos energéticos ya existentes a través de la readaptación (“retrofitting”), generando también empleos e inversiones.
- Generación de empleo e ingresos por la posibilidad de mantener, explorar y explotar las reservas de gas natural del país para la generación eléctrica.

Ubicación geográfica y emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica

A partir del inventario de GEI, Argentina generó un mapa con la ubicación de las emisiones de CO₂ de la generación eléctrica térmica (39):

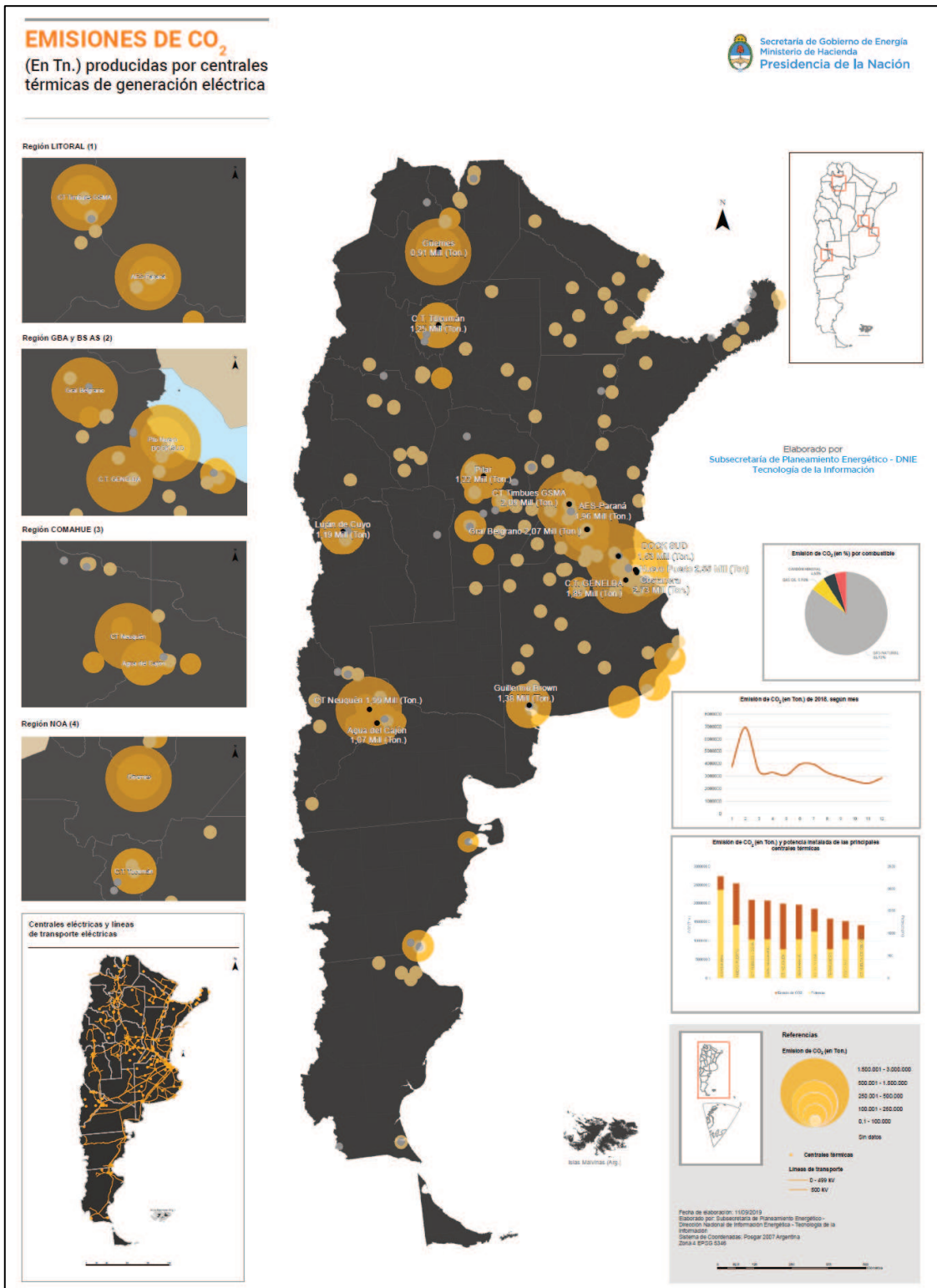


Fig. 56: Emisiones de CO₂ para plantas de generación eléctrica térmica en Argentina en millones de toneladas de CO₂ anuales.

Visualizar la ubicación geográfica de estos puntos de emisión permite comprender la complejidad del proceso completo de tecnologías CCUS para Argentina, principalmente referido al transporte a los puntos de uso o almacenamiento como se verá posteriormente.

Captura de CO₂ y matriz energética Argentina

Tecnología

Argentina tiene un gran porcentaje de generación térmica a partir de tecnologías tipo ciclo combinado y turbinas a gas (77%), como se muestra en el gráfico a partir de información de CAMMESA (34):

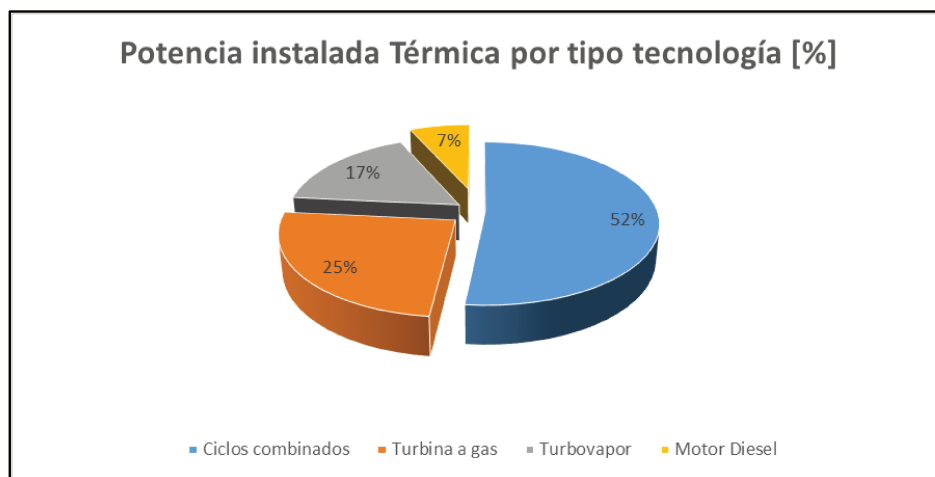


Fig. 57: Potencia térmica instalada según tipo de tecnología.

Según lo analizado en el marco teórico y en función de esta matriz de generación eléctrica térmica, la tecnología que se recomienda utilizar es la de postcombustión por absorción con aminas.

En general, las ventajas y desventajas para este proceso de captura serían las mismas que las estudiadas en el Marco Teórico:

Tabla 31: Resumen de características de proceso de captura postcombustión

CARACTERÍSTICA	POSTCOMBUSTIÓN
% CO ₂ CAPTURADO	90-95
POSIBILIDAD DE READAPTAR A PLANTAS EXISTENTES	Alto
PÉRDIDA DE EFICIENCIA CCTG [%]	7-14
% AUMENTO COSTO DE CAPITAL CCTG [\$/MW]	65
% AUMENTO COSTOS OPERATIVOS CCTG [\$/MWH]	50
GRADO DE MADUREZ	Medio-Alto
FLEXIBILIDAD DE OPERACIÓN	Medio
SISTEMAS MODULARES	Si
MADUREZ EN OTRAS INDUSTRIAS	Alto

En el caso de Argentina, es importante destacar sobre esta tecnología:

- Alta posibilidad de readaptar a plantas existentes
- Alto grado de madurez y flexibilidad de operación (permitiría hacer frente a picos por salida de otras fuentes como la hidráulica).
- Menores % de costo de capital y operativos respecto de las demás tecnologías (Según lo estudiado a la fecha de este trabajo)

Transporte, uso y almacenamiento: El potencial de hubs y clusters en Argentina

Uso y almacenamiento

Previo a analizar el transporte del gas capturado dentro de Argentina, es importante considerar el potencial de hubs y clusters en nuestro país.

Como fue mencionado en el Marco Teórico, es posible agrupar las emisiones de un grupo dado de empresas y que normalmente se encuentran cercanas a un “proyecto ancla” más grande a fin de aumentar la captura y transporte de CO₂.

En Argentina, y tal como se observa a continuación al superponer los mapas de plantas de generación eléctrica térmica con el mapa de parques industriales de Argentina (40), se observan claramente 5 regiones donde coexiste la industria con las fuentes de emisión principales.

Si bien se debe analizar zona a zona, existe el potencial de promover la formación de hubs y clusters tanto para captura como para el transporte de CO₂ y su posible uso en diversas industrias.

Adicionalmente, se observa en las siguientes capturas del mapa que puede visualizarse en (40) que, excepto para la zona del NOA (Región 1 del mapa), existen:

- Posibilidad de almacenamiento y/o EOR a gran escala en yacimientos maduros (Regiones 2 y 4):

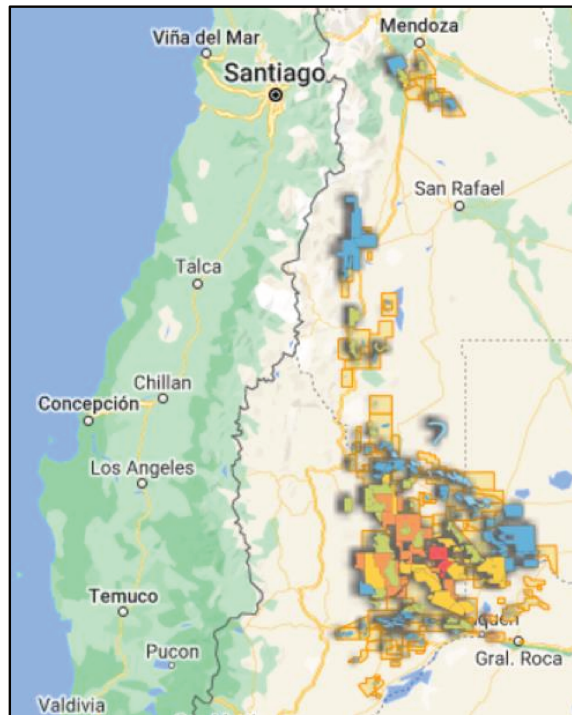


Fig. 58: Ubicación de yacimientos Regiones 2 y 4.

- Posibilidad de transporte por buque a las zonas de potencial almacenamiento y/o EOR (Transporte desde Región 3 y 5 a Golfo San Jorge):

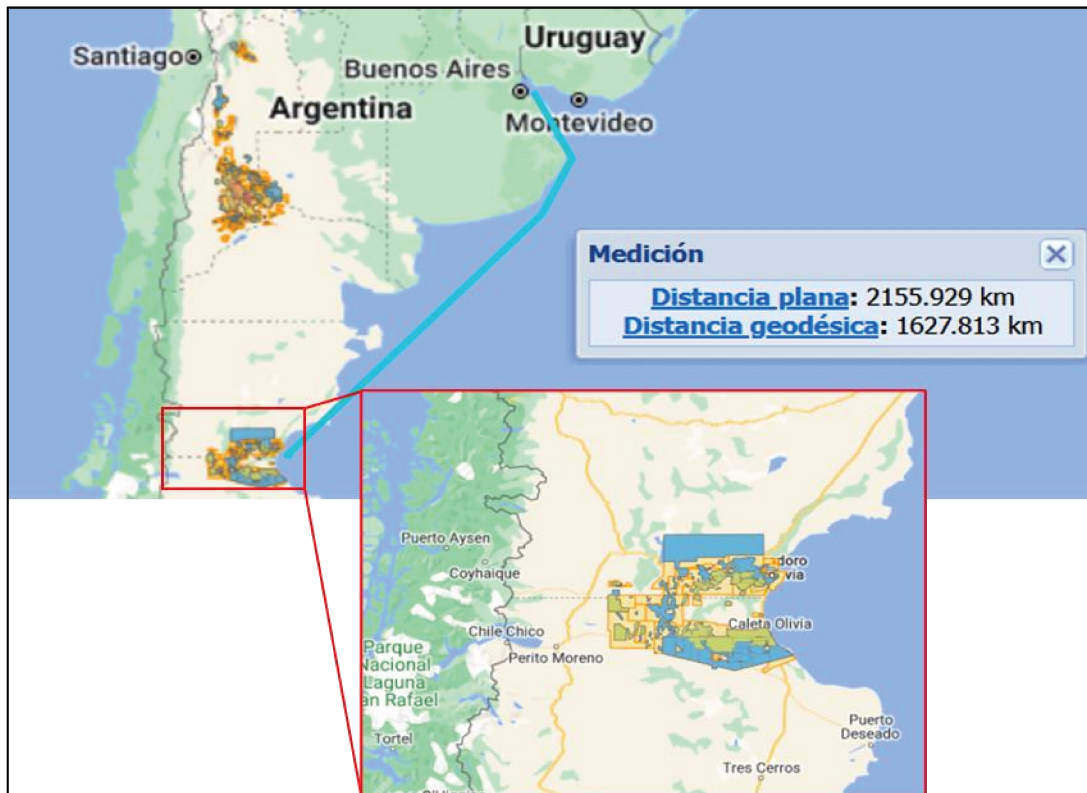


Fig. 59: Esquematación de transporte marítimo desde Región 3 y 5 a zona de yacimientos en Golfo San Jorge.

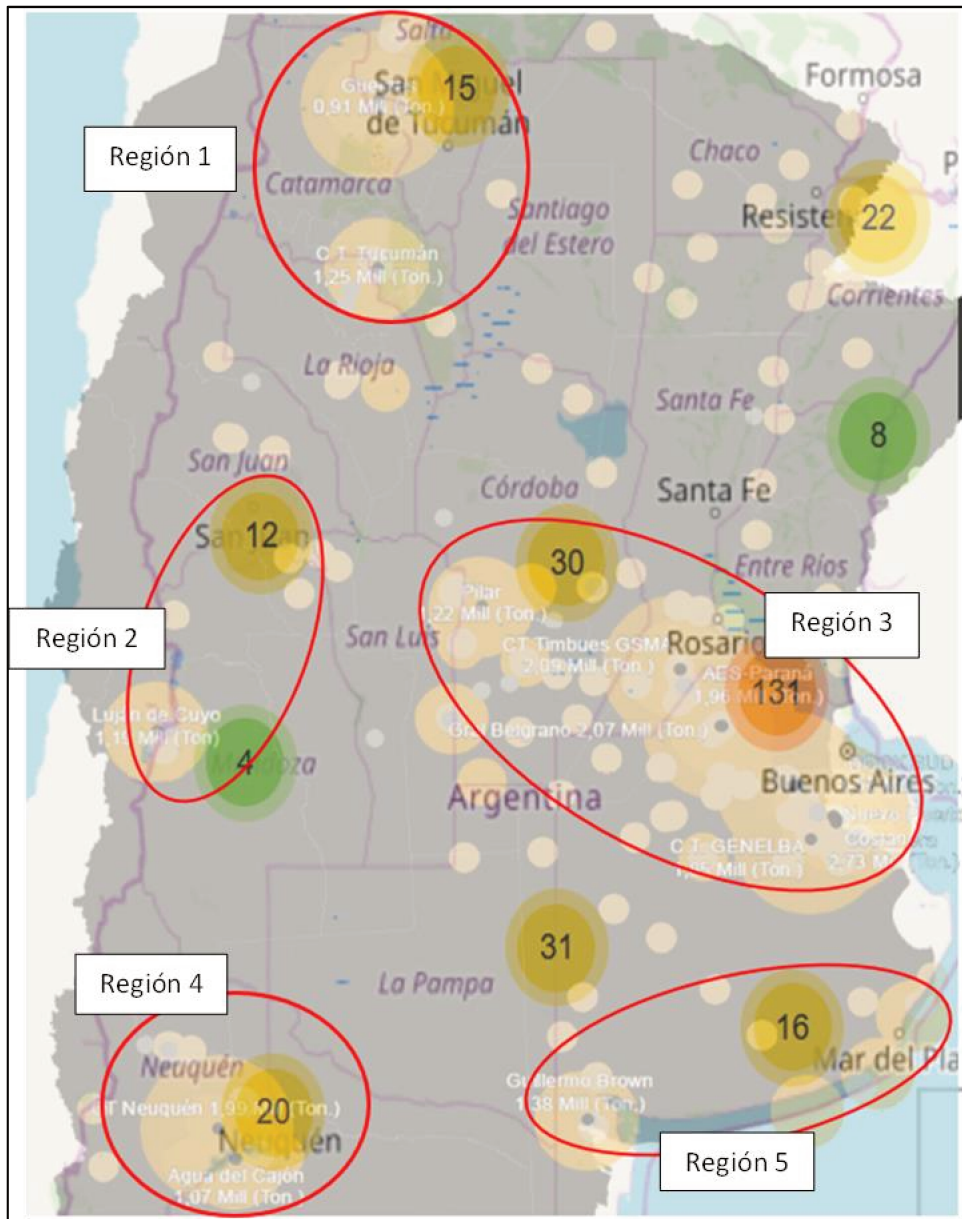


Fig. 60: Regiones identificadas según solapamiento geográfico de fuentes de emisión por generación térmica y ubicación de parques industriales principales.

La estimación de capacidad de almacenamiento y/o EOR, como fue visto en el Marco Teórico, varía enormemente dependiendo el enfoque teórico del cálculo.

Por esta razón, y dado que escapa al alcance del presente trabajo, no se realiza dicha estimación de capacidad. Sin embargo, y como fue estudiado previamente en (41), la capacidad de almacenamiento excedería ampliamente las emisiones relacionadas a la generación eléctrica en Argentina, teniendo en cuenta solamente que el espacio poral de los hidrocarburos extraídos podría ser ocupado por CO₂. Es notable destacar que en (41) no se tuvo en cuenta el potencial de almacenamiento en acuíferos salinos muy comunes en la zona de Golfo San Jorge, y que son referidos en el Marco Teórico como una gran oportunidad a nivel global.

También es importante notar que existen otras zonas con yacimientos maduros (por ejemplo, en La Pampa) que podrían eventualmente considerarse como sitios de almacenamiento y/o EOR en una evaluación más detallada.

Transporte de CO₂: Estrategia gasoductos-buques-camiones

El mapa anterior muestra no sólo el potencial de hubs y clusters sino también las formas de transporte que podrían utilizarse:

- Región 1: Si bien no existen campos maduros tan grandes como en el resto de las regiones, podría pensarse en el traslado mediante camiones a puntos de uso y/o almacenamiento como alternativa.
- Regiones 2 y 4, el uso de gasoductos de CO₂ sería una potencial alternativa dadas las distancias relativamente cortas a los puntos de emisión (Promedio de 100-400 km)
- Transporte desde la Región 3 y Región 5 hasta la zona de Golfo San Jorge: Se podrían utilizar una combinación de buques y gasoductos.

Es importante destacar que existe una gran red de oleoductos, gasoductos e instalaciones de superficie que podrían servir para los fines de transportar el CO₂.

También es notable que, al coexistir los potenciales “proyectos ancla” con zonas industriales, podría pensarse en el uso de camiones para la recolección a partir de industrias más pequeñas que tengan tecnologías de captura de CO₂ y que se inyecte el mismo a gasoductos y/o buques que transporten en grandes cantidades.

Costos estimados

Dado que la estimación de costos de captura, transporte y almacenamiento/uso varía fuertemente de región a región según tecnología a utilizar, tipo de transporte, distancias, normativas y posibles costos no previstos para cada zona, etc. se toman como referencia los valores del Marco Teórico para Estados Unidos (30):

Tabla 32: Referencia de costos sin y con CCS para plantas de generación eléctrica a ciclo combinado de gas natural

	TIPO DE GENERACIÓN	NGCC
LCOE [USD/MWH]	Sin CCS	49
	Con CCS – FOAK	78
	Con CCS – NOAK	62
	% Incremento Sin CCS - FOAK	57 %
	% Reducción FOAK – NOAK	-21 %
COSTO CO₂ EVITADO [USD/TON CO₂]	FOAK	89
	NOAK	43

Estos valores corresponden al año 2017 y requerirían un ajuste a montos actualizados. Sin embargo, se puede estimar que el porcentaje de incremento por el uso de tecnologías CCS para la generación en ciclo combinado de gas natural implicaría un aumento de aproximadamente 60% para los primeros proyectos y de un 40% para los proyectos subsiguientes.

En comparación con el costo de la energía actual en Argentina, según obtenido de CAMMESA (35), los valores del precio monómico de la energía quedarían en:

Tabla 33: Costos del MEM argentino 2020-2021

COSTO MEM [u\$s/MWh] (*)	ENE - DIC 2020	ENE - DIC 2021
Combustibles	19.4	32.7
Térmica	21.7	21.4
Hidro	4.9	4.3
Nuclear	6.1	4.1
Renovable	6.3	8.6
Importación	0.3	0.8
COSTO TOTAL – u\$s/MWh	58.7	71.9

Tabla 34: Estimación del impacto en el costo monómico total de la electricidad al aplicar CCS en Argentina

Experiencia en plantas CCS	Costo monómico sin CCS [USD/MWh] ₂₀₂₁	Costo monómico con CCS [USD/MWh] ₂₀₂₁
FOAK	71.9	115
NOAK	71.9	100

Marco legal y regulatorio en Argentina

Tal como fue mencionado anteriormente, Argentina no cuenta actualmente con un plan a corto, mediano ni largo plazo que incluya a las tecnologías CCUS como una alternativa para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ en la generación eléctrica por vía térmica.

Como fue estudiado en el Marco Teórico, esto implica que el país requiere principalmente de:

- Una política energética de Estado a corto, mediano y largo plazo (ordenamiento del mercado energético, costos, subsidios a la energía, inversiones, distribución de la matriz energética, etc.)
- Una política sobre cambio climático robusta y que incluya a las tecnologías CCUS como una alternativa para la reducción de las emisiones de CO₂, más aún en el contexto analizado de la matriz energética del país.
- Mecanismos de incentivos para la aplicación de CCUS, pudiendo ser cualquiera de los mencionados en el Marco Teórico u otros (tasas de carbono, incentivos a la inversión, etc.)

En lo que respecta a un marco legal y regulatorio específico para CCUS, se deberán adecuar y verificar para los primeros proyectos, las posibles inconsistencias o adaptaciones que haya que hacer en leyes y normativas vigentes actualmente (como las leyes asociadas a la exploración y producción de hidrocarburos, sobre residuos peligrosos, sobre el cuidado de agua potable, entre muchas otras).

Escapa al alcance de este trabajo hacer un análisis exhaustivo de la legislación vigente y las posibles inconsistencias o deficiencias que existirían para la aplicación masiva de tecnologías CCUS.

Análisis preliminar de caso

A fin de comprender preliminarmente el alcance que tendría un proyecto de captura, transporte y uso/almacenamiento de CO₂, se realiza el análisis de un caso ejemplo.

La selección de información de datos de CAMMESA se realiza para 2019 (42), dado que se cuenta con suficiente información y la tasa de cambio no tuvo una variación tan marcada como los años

siguientes, permitiendo una comparación anual más sencilla a los fines de la estimación de un sistema de CCS.

Elección de puntos de emisión a analizar

Partiendo del mapa de emisiones mostrado previamente, se realizará el análisis para la zona donde se visualiza mayor emisión concentrada de CO₂, que es la zona de Buenos Aires (ver mapa de emisiones mostrado previamente).

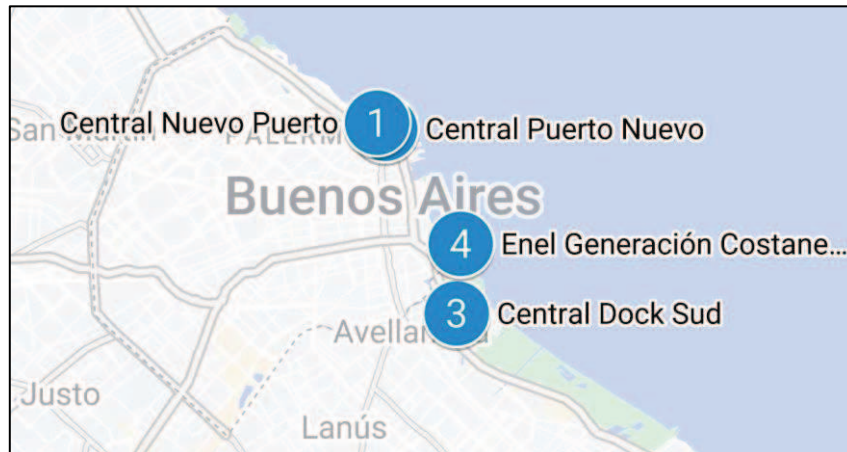


Fig. 61: Ubicación de las principales fuentes de emisión de CO₂ en la zona de CABA y Gran Buenos Aires para la generación eléctrica térmica.

Datos sobre los puntos de emisión

Emisiones de CO₂ anuales

Utilizando la metodología de estimación de emisiones y los combustibles utilizados en el año 2019, se calcula el total de emisiones para estas centrales en 10.01 millones de toneladas de CO₂.

Distancia lineal

Ubicando los puntos de las centrales en Google Maps es posible determinar que las cuatro centrales se encuentran a un máximo distanciamiento de 10-15 km una de otra.

Tecnologías

Si bien son todas del tipo térmica, difieren entre los tipos de generación en turbogeneradores simples a gas, vapor y en algunos casos con ciclo combinado.

Superficie disponible para sistemas de captura de CO₂

Utilizando GoogleMaps, se verifican las zonas disponibles para instalar un sistema de captura y tratamiento de dióxido de carbono.

Central Puerto Nuevo



Fig. 62: Imagen satelital de la Central Puerto Nuevo.

- Superficie ocupada estimada por la central: 61000 m²
- Superficie potencialmente disponible en la zona: 160000 m²

Central Nuevo Puerto

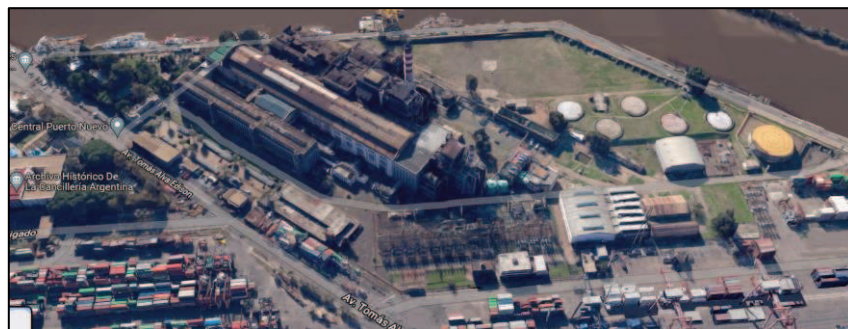


Fig. 63: Imagen satelital de la Central Nuevo Puerto.

- Superficie ocupada estimada por la central: 66500 m²
- Superficie potencialmente disponible en la zona: 20000 m²

Central ENEL Generación Costanera

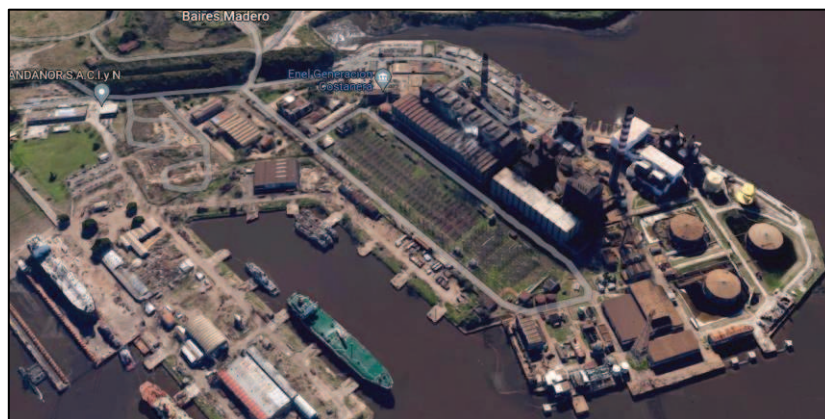


Fig. 64: Imagen satelital de la Central ENEL Generación Costanera.

- Superficie ocupada estimada por la central: 100000 m²
- Superficie potencialmente disponible en la zona: No se aprecia zona cercana libre

Central Dock Sud

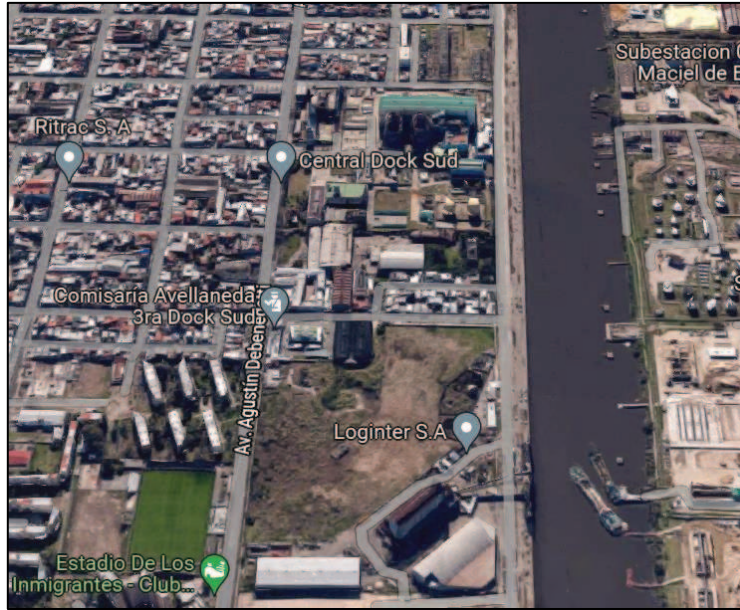


Fig. 65: Imagen satelital de la Central Dock Sud.

- Superficie ocupada estimada por la central: 66500 m²
- Superficie potencialmente disponible en la zona: 40000 m²

Estimación de costos

Tomando como referencias los apartados de la Estructura y estimación de costos del Marco Teórico, se realiza la estimación de los costos implicados en la adopción de un sistema de captura, transporte marítimo hasta zona de Comodoro Rivadavia y posterior almacenamiento en yacimientos depletados de Golfo San Jorge.

Captura

Se supone la adopción de un sistema de absorción por aminas y de la gráfica para Ciclos Combinados de Gas Natural a más de 0.4 Mtpa de CO₂ capturado, donde el costo de captura se estabiliza en 70 USD/ton CO₂

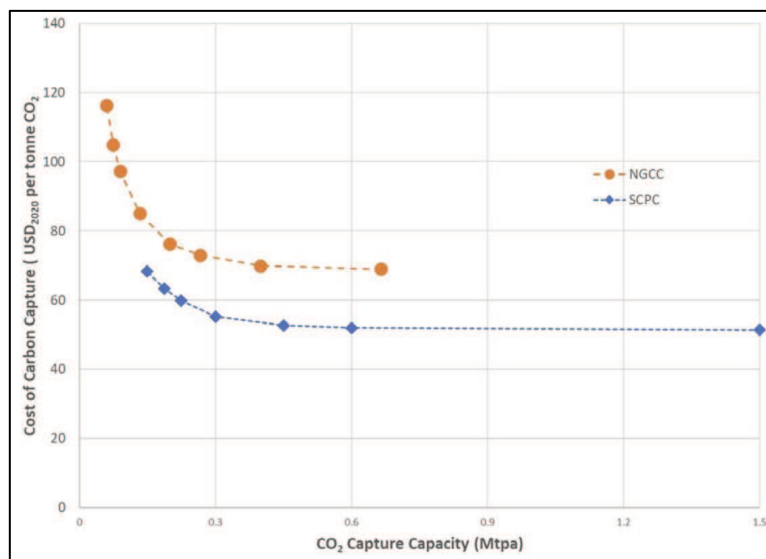


Fig. 66: Estimación de costos de captura según capacidad de captura de CO₂.

Transporte

En este caso, se toman dos costos:

- *Costo de transporte desde Centrales Dock Sud – Costanera – Nuevo Puerto hasta Puerto Nuevo vía gasoducto:* Para flujos mayores a 0.4 Mtpa (para las tres centrales sería de unos 4.5 Mtpa) se observa una estabilización del costo en aproximadamente 0.05 USD/km/ton CO₂

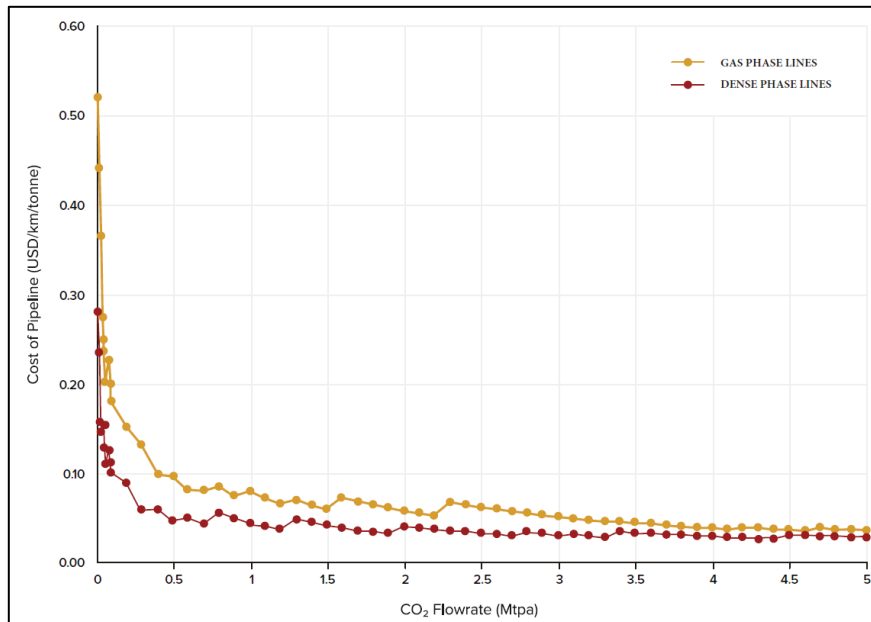


Fig. 67: Estimación de costo de gasoducto en función del caudal de CO₂ a transportar y densidad de este.

- *Costo de transporte desde Central Puerto Nuevo hasta Comodoro Rivadavia vía marítima (aprox. 2200 km):* No se cuenta con datos exactos, pero el costo podría estar entre 25-30 USD/ton CO₂

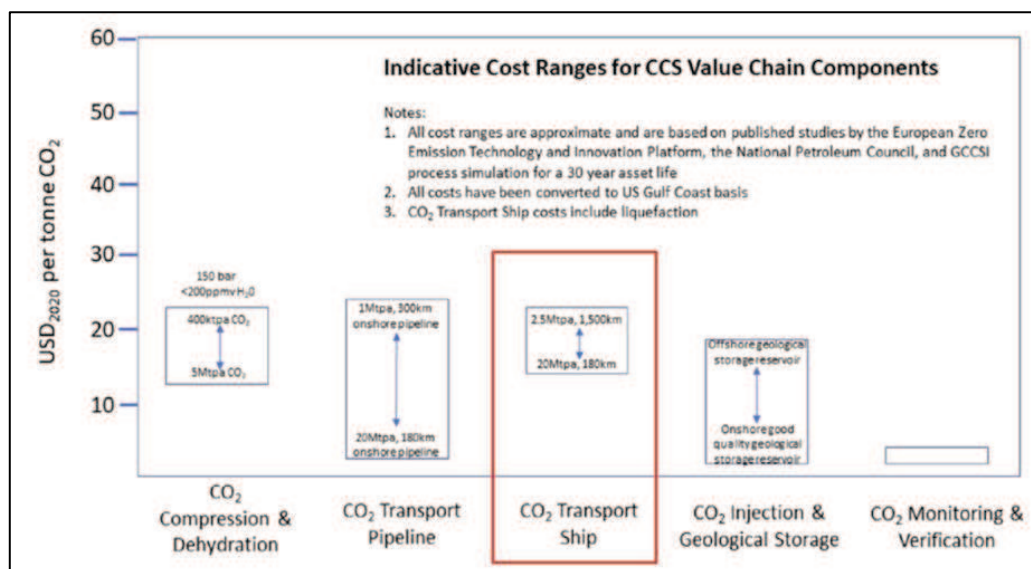


Fig. 68: Estimación del costo de transporte vía buques marítimos.

Almacenamiento

El costo de almacenamiento geológico, según la gráfica anterior, rondaría entre 5-10 USD/ton CO₂.

Por otro lado, el monitoreo y verificación podría tener un costo de unos 2.5 USD/ton CO₂.

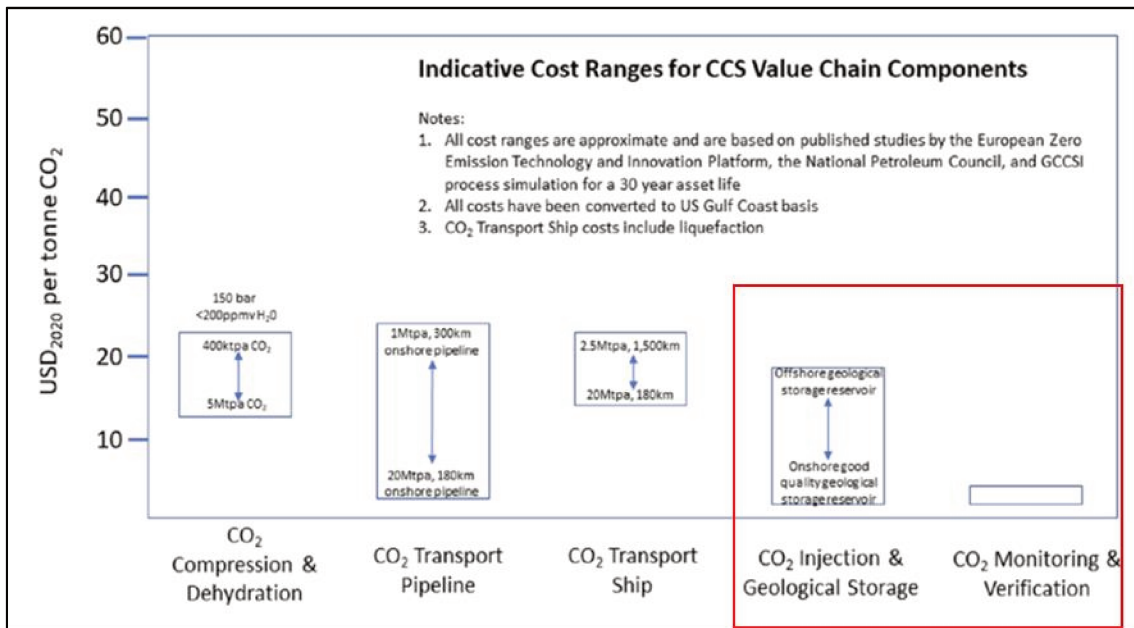


Fig. 69: Estimación de costos de inyección y almacenamiento geológico y posterior monitoreo y verificación.

Impacto en el costo de la energía

Se calculan los valores para las centrales previamente indicadas y el impacto en el costo de generación de energía de la adopción de un sistema CCS (sin venta para utilización de CO₂).

Tabla 35: Resumen de estructura de costos de la energía para el caso de adopción de tecnologías CCS (Nota: No se contempla pérdida de eficiencia en las centrales, tal como fue indicado en el Marco Teórico)

Estructura de costos - 2019		US\$/MWh
Componente Energía	Precio Energía	10.58
	Energía Adicional	0.88
	Sobrecostos de Combustibles	1.31
	Sobrecostos Transitorios de Despacho	21.83
	Cargo Demanda Excedente + Cuenta Brasil + Contratos Abastecimientos MEM + Sobrecosto Compra Conjunta	21.42
Componente CCS	Captura	39.89
	Transporte	16.10
	Almacenamiento	4.27
	Monitoreo y Verificación	1.42
Costo total componente Energía + CCS		117.70
Componente Potencia + Reserva	Potencia Despachada	0.14
	Potencia Servicios Asociados	0.22
	Potencia Reserva Corto Plazo + Servicios Reserva Instantánea	0.06
	Potencia Reserva Mediano Plazo	9.84
Componentes Transporte	Transporte Alta Tensión	1.38
	Transporte Distribución Troncal	0.71
Costo total componente Energía + Potencia + Transporte + CCS		130.06

Puede observarse que los valores son similares a los estimados con la referencia porcentual utilizada previamente en el apartado Costos estimados ([Costos estimados](#)).

Conclusiones preliminares

Oportunidades/Fortalezas

- Un potencial proyecto ancla podría ser la Central Puerto Nuevo, por una amplia disponibilidad de espacio cercano para una planta de captura de CO₂.
- La emisión de las cuatro centrales podría ser tratado en una única planta de captura de CO₂, dada la distancia lineal de 10 a 20 km máximo entre una y otra, lo que en principio no tendría costos restrictivos para un gasoducto.
- La superficie disponible y el acceso marítimo permitiría la instalación del sistema de compresión, licuefacción y almacenamiento necesario para el posterior transporte vía marítimo del CO₂.
- La zona se encuentra rodeada de numerosas industrias que podrían hacer uso del sistema de captura y/o de la utilización del gas capturado, ya sea mediante transporte por camiones y/o gasoductos troncales.
- El total de CO₂ potencialmente tratable entre las cuatro centrales sería de casi 10 millones de toneladas anuales, lo cual permitiría reducir considerablemente los costos asociados al tratamiento del gas, según estudiado en el apartado Costos del Marco Teórico.

Debilidades/Amenazas

- Se debe considerar que toda la zona se encuentra densamente poblada. Esto impondría una considerable restricción al momento de plantear nuevos gasoductos y/o plantas de gran escala, tanto desde el punto de vistas regulatorio y legal como social.
- La distancia a puntos de almacenamiento de CO₂ es grande (Región Patagónica y zona La Pampa/Mendoza). Sin embargo, el uso de transporte marítimo podría ser una alternativa viable y factible para alcanzar yacimientos como los de Golfo San Jorge.
- Considerando que las centrales se encuentran en distintas jurisdicciones y en contextos geográficos muy diferentes, la instalación de un sistema de CCUS sería muy complejo y requeriría de un marco que posibilite su adopción, tal como fue indicado en el Marco Teórico.
- El costo de la energía se eleva fuertemente al realizar el análisis para un proyecto ancla como las centrales analizadas, lo cual tiene sentido por ser proyectos del tipo FOAK.

Discusión

A partir de lo estudiado en el Marco Teórico y de lo analizado puntualmente para Argentina, las siguientes conclusiones preliminares pueden ser realizadas sobre la viabilidad y factibilidad en el país.

Viabilidad

Argentina cuenta no sólo con puntos de emisión que podrían ser “proyectos ancla” para el uso de tecnologías CCUS sino también con sitios de potencial almacenamiento y/o EOR con infraestructura madura.

También sería viable en cuanto a potenciales costos asociados, dado que podrían generarse sinergias entre los puntos de emisión y las zonas industriales aún desconocidas pero que se tiene conocimiento a nivel global de que son una alternativa (uso para fertilizantes, por ejemplo), permitiendo la generación de beneficios por venta de CO₂.

Factibilidad

Respecto a este punto, Argentina no cuenta actualmente con un marco que incentive a la adopción de tecnologías CCUS. Esto es una barrera importante, más que nada para los proyectos iniciales, y que podría implicar costos muy elevados que no permitiesen la adopción de las tecnologías CCUS, como se mostró en el análisis de caso ejemplo.

También es importante el impacto en el costo de la energía eléctrica. En principio, estos costos serían restrictivos dado el alto aumento en las tarifas y en los subsidios que el Estado argentino asume habitualmente sobre los precios de la energía eléctrica.

Otra de las cuestiones no menos importantes es que el país se encuentra actualmente en un proceso de regulación macroeconómica relevante. Esto, sumado a la falta de políticas de Estado en materia energética y sobre el cambio climático robustas, lleva a que el riesgo de invertir en tecnologías CCUS sea difícil de estimar a nivel general.

Conclusiones

Respecto al estado actual y proyectado en materia energética y cambio climático:

- Las tecnologías CCUS se encuentran una fase de desarrollo comercial inicial, lo que implica una curva de aprendizaje tanto desde lo tecnológico como político y normativo, lo cual hace aún más compleja la adopción no sólo en Argentina sino a nivel global.
- Argentina no ha logrado cumplimentar con lo proyectado en su transición sobre su matriz energética. Esto podría implicar que no se logre cumplir con la reducción de emisiones esperada, ni tampoco de desafiar aún más los objetivos de mitigación del cambio climático planteados.
- Se proyecta un aumento en el uso de gas natural como combustible para generar electricidad, pero no se cuenta con una clara propuesta de reducir las emisiones de CO₂ que esto genere. Tampoco se tiene en cuenta, aunque escape al alcance de este trabajo, el impacto en emisiones fugitivas de CH₄, vector importante del cambio climático.
- No se tiene una posición clara en lo que refiere al uso de tecnologías CCUS en nuestro país y su relación con los objetivos planteados.
- No se cuenta con una política clara sobre la energía y un plan energético asociada a ésta, lo que se evidencia en la existencia de documentos estatales que hacen referencia a los temas sobre cambio climático, pero en los cuales no se indican instrumentos concretos como tampoco una agenda para cumplir con los compromisos asumidos.

Para permitir la adopción de tecnologías CCUS a gran escala, es clave que Argentina:

- Desarrolle una política energética y sobre cambio climático robustas que incluyan a las tecnologías CCUS como una alternativa para cumplimentar nuestros acuerdos internacionales.
- Genere diversos mecanismos para incentivar el desarrollo de hubs y clusters que permitan el intercambio y uso compartido de infraestructura, entre los demás beneficios que conllevan los mismos.
- Incentive la realización de estudios tanto públicos como privados sobre el desarrollo específico de actividades que involucren estas tecnologías a fin de aumentar el grado de conocimiento e información disponible para que se analice la factibilidad de proyectos puntuales.

Anexo 1 - Glosario

- Sequía ecológica: Cuando por sequía se producen cambios fundamentales en la composición, estructura y función de las especies, afectando la funcionalidad de los ecosistemas.
- 1 gigatonelada [Gton] = 1000 megatonelada [Mton]
- CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage
- $G\text{Ton}|_{\text{CO}_2}$ = Gigatoneladas de CO_2
- $M\text{Ton}|_{\text{CO}_2}$ = Megatoneladas de CO_2 (Ejemplo: 349 millones de toneladas CO_2 = 349 $M\text{Ton}|_{\text{CO}_2}$)
- MMtCO_2e = Millones de toneladas equivalente de CO_2 equivalente
- Retrofitting = Modificar el proceso de una planta ya en operación para readaptarla a una nueva necesidad (como el caso de añadir CCUS a plantas de generación eléctrica ya construidas)
- TRL = Technology Readiness Level
- EOR = Enhanced Oil Recovery (Metodologías aplicadas para mejorar la recuperación de petróleo)
- HSE: Health, Safety and Environment (Salud, seguridad y medioambiente).
- LCA: Life Cycle Assessment
- LCC: Cost Life Cycle
- TEA: Techno-economical assesment
- CCS: Carbon capture and storage (Captura de carbono y almacenamiento)
- CCU: Carbon capture and utilization (Captura de carbono y utilización)
- NGCC: Natural Gas Combined Cycle
- NGPP: Natural gas power plant (Open Cycle)
- Mtpa: Million tonne per annum
- FOAK: First Of A Kind
- NOAK: Nth Of A Kind
- GEI: Gases de efecto invernadero (incluye CO_2 , CH_4 , entre otros)

Anexo 2 - Índice de figuras

FIG. 1: CAMBIOS EN LA TEMPERATURA SUPERFICIAL GLOBAL RELATIVA A 1850-1900. (A) DATOS RECONSTRUIDOS Y OBSERVADOS; (B) DATOS OBSERVADOS Y SIMULADOS.	3
FIG. 2: RANGOS DE AUMENTO EN EL CALENTAMIENTO GLOBAL OBSERVADO RESPECTO A 1850-1900, TANTO TOTALES COMO DESAGREGADOS.....	4
FIG. 3: PROYECCIONES DE TEMPERATURA GLOBAL MEDIA SUPERFICIAL RESPECTO A VALORES DE 1850-1900, PARA DISTINTOS ESCENARIOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ Y DE OTROS COMPONENTES DISTINTOS DEL CO ₂	5
FIG. 4: CONTRIBUCIÓN EN LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO ₂ , SIMULADAS POR IEA, PARA DISTINTOS TIPOS DE TECNOLOGÍAS Y ALTERNATIVAS.	6
FIG. 5: CAPACIDAD DE CAPTURA GLOBAL DE CO ₂ EN INSTALACIONES DE GRAN ESCALA, DISTINGUIDO POR ORIGEN, PARA EL PERÍODO 1980-2020.	7
FIG. 6: PROYECTOS DE CCUS DE GRAN ESCALA EN DESARROLLO A NIVEL GLOBAL, DISTINGUIDOS POR APLICACIÓN Y TIPO DE ALMACENAMIENTO (INCLUYE LA PLANTA DE GENERACIÓN A PARTIR DE CARBÓN PETRA NOVA, QUE SUSPENDIÓ TEMPORALMENTE SUS OPERACIONES EN 2020 A RAÍZ DE LOS BAJOS PRECIOS DEL PETRÓLEO).....	7
FIG. 7: INSTALACIONES CCUS DE GRAN ESCALA, ESCALA PILOTO Y PARA DEMOSTRACIÓN EN ETAPAS DE DESARROLLO TEMPRANO, DESARROLLO AVANZADO Y CONSTRUCCIÓN.	8
FIG. 8: EMISIONES DE CO ₂ PARA EL SECTOR DE LA ENERGÍA Y DIFERENCIADO ENTRE LAS ASOCIADAS A LA ELECTRICIDAD COMO A OTRAS NO ELÉCTRICAS.....	9
FIG. 9: EMISIONES DE CO ₂ ASOCIADAS A LA ENERGÍA GLOBAL, SEGÚN COMBUSTIBLE Y SECTOR.	10
FIG. 10: PROYECTOS CCS POR SECTOR Y ESCALA (SEGÚN CAPACIDAD DE CAPTURA DE CO ₂) A TRAVÉS DEL TIEMPO.	10
FIG. 11: ETAPAS EN LOS PROCESOS DE CCUS	11
FIG. 12: COMPARACIÓN DE ASPECTOS A TENER EN CUENTA RESPECTO DE LAS TECNOLOGÍAS CCUS SEGÚN LA FUENTE (CARBÓN O GAS NATURAL).....	12
FIG. 13: ESTRATEGIA DE CAPTURA DE CO ₂ A PARTIR DE FUENTES PUNTUALES.....	13
FIG. 14: DIAGRAMAS DE FLUJO DE LOS PRINCIPIOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO ₂	14
FIG. 15: DIAGRAMA DE FLUJO DE PLANTA DE GENERACIÓN A PARTIR DE CARBÓN CON PROCESO DE CAPTURA DE CO ₂ POSTCOMBUSTIÓN, UTILIZANDO UN SCRUBBER DE AMINA. OTROS CONTAMINANTES MAYORES DEL AIRE (NO _x , MATERIAL PARTICULADO Y SO _x) SON REMOVIDOS PREVIO A LA CAPTURA DEL CO ₂	14
FIG. 16: DIAGRAMA DE FLUJO DE PLANTA DE GENERACIÓN A PARTIR DE GAS NATURAL CON PROCESO DE CAPTURA DE CO ₂ POSTCOMBUSTIÓN, UTILIZANDO UN SCRUBBER DE AMINA.	15
FIG. 17: ESQUEMATIZACIÓN DEL EQUIPAMIENTO NECESARIO PARA UN SISTEMA DE CAPTURA DE CO ₂ TIPO POSTCOMBUSTIÓN EN PLANTA DE GENERACIÓN.	15
FIG. 18: TRATAMIENTO PARCIAL DE CORRIENTE DE GASES CON CO ₂ , A TRAVÉS DE SISTEMAS MODULARES.....	16
FIG. 19: ESQUEMATIZACIÓN DEL ESPACIO OCUPADO POR UNA PLANTA DE CAPTURA RESPECTO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN TIPO (APROX. 4 ACRES O 16200 M ² DEDICADOS A LA GENERACIÓN)	16
FIG. 20: SISTEMA DE CAPTURA DE CO ₂ CON AMINAS, EN COLUMNAS DE INTERCAMBIO.	17
FIG. 21: EQUIPAMIENTO HABITUALMENTE UTILIZADO EN EL PROCESO DE CAPTURA CON ABSORCIÓN QUÍMICA.....	18
FIG. 22: TIPOS DE SOLVENTES Y EMPRESAS PROVEEDORAS EJEMPLO PARA EL PROCESO DE POSTCOMBUSTIÓN.	18
FIG. 23: DIAGRAMA DE FLUJO DE PLANTA DE GENERACIÓN TIPO CICLO COMBINADO DE GASIFICACIÓN INTEGRADA (IGCC) CON PROCESO DE CAPTURA DE CO ₂ PRECOMBUSTIÓN, UTILIZANDO UN REACTOR DE WATER-GAS SHIFT Y UN SISTEMA DE SEPARACIÓN DE CO ₂ CON SELEXOL.	21
FIG. 24: ESQUEMATIZACIÓN DEL EQUIPAMIENTO PRINCIPAL NECESARIO PARA UN SISTEMA DE CAPTURA DE CO ₂ TIPO PRECOMBUSTIÓN.	21
FIG. 25: DIAGRAMA DE FLUJO DE PLANTA DE GENERACIÓN A PARTIR DE CARBÓN USANDO CAPTURA POSTERIOR A UNA OXICOMBUSTIÓN.	23
FIG. 26: ESQUEMATIZACIÓN DEL EQUIPAMIENTO PRINCIPAL NECESARIO PARA UN SISTEMA DE CAPTURA DE CO ₂ A TRAVÉS DEL PROCESO DE OXICOMBUSTIÓN.	23
FIG. 27: PANORAMA DE LAS TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CARBONO DE MEDIO TÉRMINO (TRL 5-8) Y EMERGENTES (TRL 1-4) Y PRINCIPALES REFERENTES DE CADA UNO.	25
FIG. 28: DIAGRAMA DE FASES DE CO ₂ PURO.....	27
FIG. 29: CADENA DE TRANSPORTE DE CO ₂ VÍA BUQUES.	31
FIG. 30: REPRESENTACIÓN BOX Y WHISKER DE LAS DISTANCIAS BREAKEVEN ENTRE BUQUES Y GASODUCTOS.....	33

FIG. 31: REPRESENTACIÓN DE LAS INTERCONEXIONES EN LOS SISTEMAS CCS.....	33
FIG. 32: ALTERNATIVAS DE USO DEL CO ₂ CAPTURADO.....	34
FIG. 33: DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE CARBONATACIÓN INDUSTRIAL A PARTIR DE CO ₂ CAPTURADO.	35
FIG. 34: ESQUEMATIZACIÓN DE LAS CORRIENTES QUE DEBEN CONSIDERARSE PARA CUANTIFICAR COSTOS E IMPACTOS DE LAS TECNOLOGÍAS.....	36
FIG. 35: ESQUEMATIZACIÓN DE ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂	37
FIG. 36: ESQUEMATIZACIÓN DEL PROCESO DE ALMACENAMIENTO AL REALIZAR EOR CON CO ₂	38
FIG. 37: EJEMPLO DE LA EXPERIENCIA DE SHELL CON EOR EN DENVER, ESTADOS UNIDOS.	39
FIG. 38: ESQUEMATIZACIÓN DEL PROCESO DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DIRECTO (SIN EOR ASOCIADA).	40
FIG. 39: ESQUEMATIZACIÓN DEL PROCESO DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO OFFSHORE.....	40
FIG. 40: POTENCIALES VÍAS DE FUGA DEL CO ₂ ALMACENADO.	42
FIG. 41: ESQUEMATIZACIÓN DE LOS CONCEPTOS DE HUBS Y CLUSTERS.	44
FIG. 42: IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES CLUSTERS PARA CCUS A NIVEL GLOBAL.	45
FIG. 43: AUMENTO EN EL USO DE AGUA PARA ENFRIAMIENTO (POR DISMINUCIÓN DE LA EFICIENCIA) Y PARA EL SISTEMA DE CAPTURA DE HASTA 45-90% EN PLANTA DE GENERACIÓN A PARTIR DE CARBÓN.	47
FIG. 44: ESTRUCTURA GENERAL DE COSTOS PARA PROYECTOS CCS.	48
FIG. 45: COSTOS DE CAPTURA DE CO ₂ EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN PARCIAL DEL CO ₂ EN LA CORRIENTE EFLUENTE A TRATAR.	49
FIG. 46: ECONOMÍA DE ESCALA AL APLICAR TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO ₂	50
FIG. 47: COSTOS DE GASODUCTOS EN FUNCIÓN DEL CAUDAL DE CO ₂ TRANSPORTADO, SEGÚN FASE DEL GAS AL TRANSPORTARLO.	51
FIG. 48: COSTOS REFERENCIALES PARA LAS DISTINTAS ETAPAS DEL PROCESO DE CCS, EN FUNCIÓN DE VARIABLES CARACTERÍSTICAS.....	51
FIG. 49: RANGOS DE COSTOS DE ALMACENAMIENTO PARA DIFERENTES ESCENARIOS (ONS: ONSHORE; OFFS: OFFSHORE; DOGF: DEPLETED OIL OR GAS FIELD; SA: SALINE FORMATION; LEG: RE-USE INFRASTRUCTURE; NOLEG: NO RE-USE INFRASTRUCTURE).....	52
FIG. 50: LEVELIZED COST OF ENERGY (LCOE) PARA DIVERSOS TIPOS DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y COMBUSTIBLE, SIN Y CON USO DE TECNOLOGÍAS CCS.....	53
FIG. 51: ESTRUCTURA GENERAL Y ETAPAS DE UN MARCO REGULATORIO Y LEGAL DURANTE EL CICLO DE VIDA DE UN PROYECTO DE CCUS.	55
FIG. 52: MARCO LEGISLATIVO GENERAL ARGENTINO APLICABLE A CAMBIO CLIMÁTICO Y EL ACUERDO DE PARÍS.	60
FIG. 53: EVOLUCIÓN REAL OBSERVADA DE INCORPORACIÓN DE POTENCIA Y GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	64
FIG. 54: PROYECCIONES DE EMISIONES DE CO _{2,eq} DE CENTRALES ELÉCTRICAS.	64
FIG. 55: EVOLUCIÓN REAL OBSERVADA DE EMISIONES ASOCIADAS A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	65
FIG. 56: EMISIONES DE CO ₂ PARA PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TÉRMICA EN ARGENTINA EN MILLONES DE TONELADAS DE CO ₂ ANUALES.	67
FIG. 57: POTENCIA TÉRMICA INSTALADA SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA.	68
FIG. 58: UBICACIÓN DE YACIMIENTOS REGIONES 2 Y 4.	70
FIG. 59: ESQUEMATIZACIÓN DE TRANSPORTE MARÍTIMO DESDE REGIÓN 3 Y 5 A ZONA DE YACIMIENTOS EN GOLFO SAN JORGE.	70
FIG. 60: REGIONES IDENTIFICADAS SEGÚN SOLAPAMIENTO GEOGRÁFICO DE FUENTES DE EMISIÓN POR GENERACIÓN TÉRMICA Y UBICACIÓN DE PARQUES INDUSTRIALES PRINCIPALES.	71
FIG. 61: UBICACIÓN DE LAS PRINCIPALES FUENTES DE EMISIÓN DE CO ₂ EN LA ZONA DE CABA Y GRAN BUENOS AIRES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA TÉRMICA.....	74
FIG. 62: IMAGEN SATELITAL DE LA CENTRAL PUERTO NUEVO.	75
FIG. 63: IMAGEN SATELITAL DE LA CENTRAL NUEVO PUERTO.	75
FIG. 64: IMAGEN SATELITAL DE LA CENTRAL ENEL GENERACIÓN COSTANERA.	75
FIG. 65: IMAGEN SATELITAL DE LA CENTRAL DOCK SUD.	76
FIG. 66: ESTIMACIÓN DE COSTOS DE CAPTURA SEGÚN CAPACIDAD DE CAPTURA DE CO ₂	76
FIG. 67: ESTIMACIÓN DE COSTO DE GASODUCTO EN FUNCIÓN DEL CAUDAL DE CO ₂ A TRANSPORTAR Y DENSIDAD DE ESTE.	77
FIG. 68: ESTIMACIÓN DEL COSTO DE TRANSPORTE VÍA BUQUES MARÍTIMOS.	77
FIG. 69: ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INYECCIÓN Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO Y POSTERIOR MONITOREO Y VERIFICACIÓN.	78

Anexo 3 - Índice de tablas

TABLA 1: PRESIÓN PARCIAL Y CONCENTRACIÓN DE CO ₂ EN APLICACIONES INDUSTRIALES Y GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	13
TABLA 2: PERFORMANCE ENERGÉTICA E IMPACTO EN COSTO DE LA CAPTURA POSTCOMBUSTIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA ..	19
TABLA 3: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO DE CAPTURA POSTCOMBUSTIÓN.....	20
TABLA 4: PERFORMANCE ENERGÉTICA E IMPACTO EN COSTO DE LA CAPTURA PRECOMBUSTIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA	21
TABLA 5: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO DE CAPTURA PRECOMBUSTIÓN	22
TABLA 6: PERFORMANCE ENERGÉTICA E IMPACTO EN COSTO DE LA CAPTURA POR OXICOMBUSTIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA	24
TABLA 7: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROCESO DE CAPTURA POR OXICOMBUSTIÓN.....	24
TABLA 8: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS POR TIPO DE TECNOLOGÍA DE CAPTURA DE CO ₂	25
TABLA 9: EXPERIENCIA GLOBAL EN EL USO DE GASODUCTOS PARA TRANSPORTE DE CO ₂	26
TABLA 10: COMPOSICIÓN DE IMPUREZAS TÍPICA DEL GAS EFLUENTE SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA DE CAPTURA.....	28
TABLA 11: RECOMENDACIONES TÉCNICAS BASADAS EN EXPERIENCIA DE OPERACIÓN DE GASODUCTOS DE CO ₂	28
TABLA 12: RIESGOS PARA LA SALUD HUMANA, SEGÚN CONCENTRACIÓN, POR EXPOSICIÓN AL CO ₂	29
TABLA 13: PROBABILIDAD DE OCURRENCIA Y ZONA DE CONCENTRACIÓN CRÍTICA DE CO ₂ SEGÚN CATEGORÍA DE ACCIDENTE .	29
TABLA 14: MATRIZ DE RIESGOS PARA POTENCIALES ACCIDENTES CON GASODUCTOS DE CO ₂	30
TABLA 15: COMPARACIÓN ENTRE ALTERNATIVAS DE TRANSPORTE DE CO ₂	32
TABLA 16: EJEMPLOS DE PROYECTOS CON UTILIZACIÓN DE CO ₂ CAPTURADO.....	35
TABLA 17: INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO DE CO ₂ EN ESCALA COMERCIAL, PILOTO Y DE DEMOSTRACIÓN (NOTAS: DGOFF = DEPLETED GAS AND OIL FIELD, SF = SALINE FORMATION, EOR = CO ₂ – ENHANCED OIL RECOVERY)	38
TABLA 18: CRITERIO DE SELECCIÓN RÁPIDO (“SCREENING”) DE RESERVORIOS POTENCIALMENTE APTOS PARA EOR CON CO ₂ 39	39
TABLA 19: ECUACIONES DE ESTIMACIÓN DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO SEGÚN TIPO DE ALMACENAMIENTO Y MÉTODO	41
TABLA 20: OPORTUNIDADES REFERIDAS AL DESARROLLO DE HUBS Y CLUSTERS PARA CCUS.....	46
TABLA 21: CARACTERÍSTICAS DEL CO ₂ SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN A PARTIR DE GAS NATURAL	48
TABLA 22: COSTOS REFERENCIALES SEGÚN CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	53
TABLA 23: REFERENCIA DE COSTOS PARA PROYECTOS CCS EN PLANTAS DE GENERACIÓN A CICLO COMBINADO DE GAS NATURAL	54
TABLA 24: CUESTIONES NORMATIVAS GENERALES A CONSIDERAR PARA LA APLICACIÓN DE CCUS.....	56
TABLA 25: CUESTIONES SOBRE NORMATIVAS EXISTENTES A CONSIDERAR PARA LA APLICACIÓN DE CCUS	57
TABLA 26: CUESTIONES REGULATORIAS ESPECÍFICAS A CONSIDERAR PARA LA APLICACIÓN DE CCUS.....	57
TABLA 27: OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS PARA LA APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS CCUS BASADAS EN LA EXPERIENCIA	59
TABLA 28: INFORMACIÓN SOBRE EL PBI ASOCIADO AL ODS 8	63
TABLA 29: PROYECCIONES SOBRE INCORPORACIÓN DE POTENCIA Y GENERACIÓN ELÉCTRICA	63
TABLA 30: INTENSIDAD DE EMISIONES 2019-2021 PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	65
TABLA 31: RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS DE PROCESO DE CAPTURA POSTCOMBUSTIÓN.....	68
TABLA 32: REFERENCIA DE COSTOS SIN Y CON CCS PARA PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A CICLO COMBINADO DE GAS NATURAL.....	72
TABLA 33: COSTOS DEL MEM ARGENTINO 2020-2021	73
TABLA 34: ESTIMACIÓN DEL IMPACTO EN EL COSTO MONÓMICO TOTAL DE LA ELECTRICIDAD AL APLICAR CCS EN ARGENTINA	73
TABLA 35: RESUMEN DE ESTRUCTURA DE COSTOS DE LA ENERGÍA PARA EL CASO DE ADOPCIÓN DE TECNOLOGÍAS CCS (NOTA: NO SE CONTEMPLA PÉRDIDA DE EFICIENCIA EN LAS CENTRALES, TAL COMO FUE INDICADO EN EL MARCO TEÓRICO)	78

Anexo 4 - Índice de ecuaciones

ECUACIÓN 1: IGUALDAD ENTRE INGRESOS OBTENIDOS POR VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LOS DISTINTOS COSTOS ASOCIADOS A UN PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA	54
ECUACIÓN 2: DEFINICIÓN MATEMÁTICA DEL LCOE	54
ECUACIÓN 3: DEFINICIÓN MATEMÁTICA DEL COSTO EVITADO DE CO ₂	54

Referencias bibliográficas

Marco teórico

1. IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K.
2. IPCC, 2018: Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. In Press.
3. IEA, 2020: Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage - CCUS in clean energy transitions
4. IPCC, 2014: Energy Systems. In Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change : Bruckner T., I.A. Bashmakov, Y. Mulugetta, H. Chum, A. de la Vega Navarro, J. Edmonds, A. Faaij, B. Fungtammasan, A. Garg, E. Hertwich, D. Honnery, D. Infield, M. Kainuma, S. Khennas, S. Kim, H.B. Nimir, K. Riahi, N. Strachan, R. Wiser, and X. Zhang, [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA
5. IEA, 2020: The role of CCUS in low-carbon power systems.
6. INODÚ, 2021: Análisis de la captura de carbono para la producción de combustibles sintéticos en Chile Autores: GIZ, INODÚ Chile energy&sustainability Revisión y Modificación: Daina Neddemeyer, Michael Schmidt, Pablo Tello Guerra, José Fuster Justiniano Edición: José Fuster Justiniano. Santiago de Chile, 2021. 113 páginas. Captura de CO₂ - Hidrógeno verde – Combustibles Sintéticos Sustentables – Fuentes Puntuales Inevitables – DAC
7. General Electric, 2021: Decarbonizing gas turbines through carbon capture - A pathway to lower CO₂ [John Catillaz, Dr. Jeffrey Goldmeer]
8. Global CCS Institute, 2021: The Global Status of CCS: 2021. Australia.
9. Department of Energy (USA), 2017: Carbon Capture Opportunities for Natural Gas Fired Power Systems
10. Concawe, 2021: Technology Scouting - Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies
11. IRGC, 2009: Power plant CO₂ capture technologies - Risks and risk governance deficits
12. IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.

13. Springer, 2015: Carbon Capture, Storage and Use: Technical, Economic, Environmental and Societal Perspectives [Wilhelm Kuckshinrichs; Jürgen-Friedrich Hake]
14. Cornwall Insight, 2019: Market based frameworks for CCUS in the power sector [Tom Palmer, James Brabben and Gareth Miller].
15. Elsevier, 2021: A review of large-scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage [Hisham Al Baroudi, Adeola Awoyomi, Kumar Patchigolla *, Kranthi Jonnalagadda, E.J. Anthony]
16. Springer, 2018: Carbon capture and sequestration in power generation: review of impacts and opportunities for water sustainability; [Hisham Eldardiry, Emad Habib]
17. Wood Mackenzie, 2020: <https://www.woodmac.com/news/opinion/can-the-uk-lead-the-world-in-carbon-capture-utilisation-and-storage/>
18. ChemSusChem, 2021: Analytical Review of Life-Cycle Environmental Impacts of Carbon Capture and Utilization Technologies; [Guillermo Garcia-Garcia, Marta Cruz Fernandez, Katy Armstrong, Steven Woolass, Peter Styring]
19. One Earth, 2022: Review: Limits to Paris compatibility of CO₂ capture and utilization; [Kiane de Kleijne, Steef V. Hanssen, Lester van Dinteren¹ Mark A.J. Huijbregts, Rosalie van Zelm, Heleen de Coninck]
20. ASCE, 2015: Carbon Capture and Storage Physical, Chemical, and Biological Methods [Rao Y. Surampalli et.al.]
21. Applied Energy, Elsevier, 2017: A review of developments in carbon dioxide storage; [Mohammed D. Aminua, Seyed Ali Nabavia, Christopher A. Rochelleb, Vasilije Manovica]
22. Global CCS Institute, 2021: Technology readiness and costs of CCS,[David Kearns, Harry Liu, Chris Consoli]
23. <https://www.globalccsinstitute.com/resources/ccs-image-library/>
24. U.S. Department of Energy: https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/co2_eor_primer.pdf
25. U.S. Department of Energy, 2019: Carbon Life Cycle Analysis of CO₂-EOR for Net Carbon Negative Oil (NCNO) Classification; [Vanessa Nuñez-López, Ramon Gil-Egui, Pooneh Hosseininoosheri, Susan D. Hovorka, Larry W. Lake]
26. Global CCS Institute, The Electricity Journal, 2021: Lessons captured from 50 years of CCS projects; [Patricia Loria, Matthew B.H. Bright]
27. Wood Mackenzie-Lux Research, 2020: Closing the Gap Technology for a Net Zero North Sea; [Amy Bowe, David Linden, Kristina Beadle, Samhitha Udupa, Arnold Bos, Oscar Gámez and Başak Çınlar]
28. Global CCS Institute, 2016: The Global Status of CCS Special Report: Understanding Industrial CCS Hubs and Clusters, Melbourne, Australia.
29. Task Force on CCS Costing Methods, 2013: Toward a Common Method of Cost Estimation for CO₂ Capture and Storage at Fossil Fuel Power Plants; [Rubin E., et. al.]
30. Global CCS Institute, 2017: Global Cost of Carbon Capture and Storage; [Irlam Lawrence, et.al.]
31. The CO₂ Capture Project, 2012: Regulatory Challenges and Keylessons Learned from Real World Development of CCS Projects; [Sarah Bonhan, Ioannis Chrysostomidis, Lee Solsberry]
32. International Energy Agency, 2010: Carbon Capture and Storage: Model Regulatory Framework; [Beck Brendan, Justine Garrett, Juho Lipponen, Tom Kerr, Nancy Turck]

Contextualización Argentina

33. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de Argentina, 2020: Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina
34. CAMMESA, 2022: <https://cammesaweb.cammesa.com/2022/01/18/variables-relevantes-del-mem-resumen-anual-2021/>
35. CAMMESA, 2021: Informe anual 2020
36. Ministerio de Hacienda de Argentina, Secretaría de Energía, 2019: Escenarios Energéticos 2030
37. Ministerio de Hacienda de Argentina, Secretaría de Energía, 2018: Escenarios Energéticos 2040: Coincidencias y Divergencias sobre el Futuro de la Energía en Argentina; [Mariela Beljansky, Leonardo Katz, Pablo Alberio, Gustavo Barbarán]
38. Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales, Argentina, 2021: Argentina: Informe de País 2021 “Seguimiento de los progresos hacia las metas de los 17 ODS”
39. <http://datos.minem.gob.ar/dataset/emisiones-de-co2-producidas-por-centrales-termicas-de-generacion-electrica>
40. <https://sig.se.gob.ar/visor/visorsig.php?t=4>
41. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, Argentina, 2015: Estudio de Potencial de Mitigación Potencial de Captura y Almacenamiento de Carbono; [Dublo, Ariel Ricardo, et.al.]
42. CAMMESA 2020, Informe anual 2019