



Supported by:



on the basis of a decision  
by the German Bundestag

# Análisis de la captura de carbono para la producción de combustibles sintéticos en Chile

*Informe Final*



## IMPRINT

This study was carried out by INODU on behalf of the Energy Partnership Chile-Alemania.

Leading partners are the German Ministry for Economy and Energy (BMWi) and the Chilean Ministry for Energy (ME), together with numerous affiliated institutions. The GIZ, executive body of the partnership, can look back to more than ten years of successful cooperation with the Chilean Ministry of Energy (ME).

### Commissioned and published by:

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices Bonn and Eschborn, Germany

### Project:

Energy Partnership Chile-Alemania

### Contact:

Energy Partnership Chile - Alemania

c/o Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Marchant Pereira 150, 7500523 Santiago de Chile

✉ [energyclde@giz.de](mailto:energyclde@giz.de)

☎ +56 22 30 68 600

### Project Lead:

Rainer Schröer  
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

### Authors:

INODÚ Chile energy&sustainability

Jorge Moreno, Tomas Meyer, Victoria Frohlich

### Coordination:

Energy Partnership Chile - Alemania, GIZ Chile

### Printed by:

Santiago de Chile, pdf by Energy Partnership Chile-Alemania

### Design:

Energy Partnership Chile - Alemania, GIZ Chile

### Photography & Illustrations:

INODÚ Chile energy&sustainability  
Energy Partnership Chile - Alemania, GIZ Chile

### Version:

1st Edition, Berlin and Santiago de Chile,  
Abril 2021

GIZ is responsible for the content of this publication.

On behalf of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi)

**inodú**  
energy & sustainability

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción, ISBN: 978-956-8066-35-2. Primera edición digital: abril 2021

### Cita:

Título: 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 CO<sub>2</sub> - Hidrógeno verde – Combustibles Sintéticos Sustentables – Fuentes Puntuales Inevitables - DAC

# 1 Índice

1	Índice.....	3
2	Glosario.....	5
3	Objetivo general.....	7
4	Introducción.....	8
4.1	Tipos de fuentes de CO <sub>2</sub> y criterios de sustentabilidad asociados .....	9
4.1.1	Intensidad de las emisiones.....	10
4.1.2	Inevitabilidad de las emisiones de CO <sub>2</sub> .....	11
4.2	Estructura del reporte.....	13
5	Alternativas tecnológicas para la captura de CO <sub>2</sub> .....	14
5.1	Captura desde fuentes puntuales (industriales o biogénicas).....	14
5.1.1	Estrategias de captura de CO <sub>2</sub> desde fuentes puntuales.....	15
5.1.2	Procesos y alternativas tecnológicas para la captura de CO <sub>2</sub> desde fuentes industriales..	16
5.2	Captura directa desde el aire (DAC).....	21
5.2.1	Consideraciones generales para la captura directa de CO <sub>2</sub> desde el aire.....	22
5.2.2	Alternativas tecnológicas para la captura directa de CO <sub>2</sub> desde el aire .....	22
5.2.3	Principales proveedores de sistemas para la captura de CO <sub>2</sub> desde el aire .....	24
6	Análisis de fuentes industriales de CO <sub>2</sub> en Chile.....	37
6.1	Fuentes de datos y análisis inicial para identificar fuentes inevitables .....	37
6.1.1	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.....	37
6.1.2	Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC) .....	41
6.2	Análisis de emisiones de fuentes puntuales en Chile .....	43
6.2.1	Distribución regional por rubro .....	43
6.2.2	Distribución de establecimientos por emisiones anuales.....	46
6.2.3	Criterio para definir el volumen mínimo necesario para proyecto de captura de CO <sub>2</sub> .....	47
6.3	Análisis de fuentes inevitables de CO <sub>2</sub> en Chile sobre 0,01 Mton/año .....	50
6.3.1	Identificación de fuentes inevitables .....	50
6.3.2	Distribución de fuentes inevitables con emisiones sobre 0,01 Mton CO <sub>2</sub> /año .....	56
7	Captura de fuentes inevitables en el contexto nacional .....	58

7.1	Consideraciones generales .....	58
7.2	Captura de CO <sub>2</sub> en la industria del cemento .....	59
7.3	Captura de CO <sub>2</sub> en la industria de la celulosa .....	61
7.4	Caracterización del proceso de absorción química por aminas .....	63
7.4.1	Descripción técnica .....	63
7.4.2	Parámetros de funcionamiento .....	65
7.4.3	Demanda energética .....	66
7.4.4	Análisis de costos .....	67
8	Impactos ambientales asociados a los procesos de captura de CO <sub>2</sub> .....	76
8.1	Uso de agua .....	76
8.1.1	Pérdidas de agua en procesos de absorción química – solventes acuosos .....	77
8.1.2	Pérdidas de agua en procesos de adsorción química – adsorbentes sólidos .....	78
8.2	Uso de espacio .....	79
8.2.1	Uso de espacio en procesos de absorción química – solventes acuosos .....	79
8.2.2	Uso de espacio en procesos de adsorción química – adsorbentes sólidos .....	80
8.3	Otros impactos ambientales .....	80
8.3.1	DAC .....	85
8.3.2	Captura de fuentes industriales: Absorción química por aminas .....	86
9	Conclusiones .....	88
10	Referencias .....	94
11	Anexos .....	100
11.1	Anexo 1: Establecimientos que poseen procesos de combustión asociados a los rubros de generación de energía, industria alimenticia, industria maderera, celulosa y papel, y siderurgia .....	100
11.2	Anexo 2: Detalle de los establecimientos emisores de CO <sub>2</sub> inevitables .....	105
11.3	Anexo 3: Captura de CO <sub>2</sub> en la industria del acero .....	106
11.4	Anexo 4: Uso de espacio del proyecto HIF .....	110

## 2 Glosario

**Absorción:** Separación de uno o más componentes de una mezcla de gases o líquidos con la ayuda de un solvente líquido con el cual forma solución.

**Adsorción:** adhesión preferente de moléculas de un gas o líquido a la superficie de un sólido.

**BF-BOF:** Acerías integradas basadas en el proceso de alto horno-horno de oxígeno. Estas producen acero virgen.

**BFG:** gas residual provenientes de los altos hornos en una planta siderúrgica.

**Captura parcial de CO<sub>2</sub>:** Captura de sólo una proporción menor del CO<sub>2</sub> disponible en el gas de salida de una fuente industrial, donde la proporción capturada depende de factores técnico-económicos y de política pública.

**Captura precombustión:** Separación del CO<sub>2</sub> generado como coproducto de un proceso de conversión.

**Captura postcombustión:** Captura del carbono después de un proceso de combustión.

**Captura total de CO<sub>2</sub>:** Se define como la mayor tasa de captura de CO<sub>2</sub> que es técnicamente posible alcanzar, la cual usualmente es superior a 90% en fuentes de gas enriquecidos en CO<sub>2</sub>

**Carbonatación:** Corresponde a una reacción química en la que el CO<sub>2</sub> reacciona con hidróxido de calcio, y forman carbonato de calcio que precipita. La reacción química es:  $\text{Ca(OH)}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CaCO}_3 + \text{H}_2\text{O}$ .

**DCC:** Direct Contact Cooler, corresponde a una unidad de enfriamiento para el gas efluente.

**DCU:** Unidad de captura directa de CO<sub>2</sub>. Se utiliza para hacer captura directa del CO<sub>2</sub> contenido en los gases de salida provenientes de la calcinación de la caliza en una planta de cemento. Este efluente contiene, en teoría, sólo CO<sub>2</sub> y vapor de agua, por lo que, eliminada el agua, el CO<sub>2</sub> puede ser directamente capturado.

**DIA:** Declaración de Impacto Ambiental.

**DRI:** hierro reducido directamente.

**EAF:** Fábricas de acero basadas en el proceso de horno de arco eléctrico. En general estas producen acero reciclado a partir de chatarra.

**EIA:** Estudio de Impacto Ambiental.

**Estrategia de captura:** Corresponde a la etapa del proceso productivo donde se obtiene el CO<sub>2</sub>.

**FGD:** Flue Gas Desulphurization.

Fuentes estacionarias: Corresponden a aquéllas situadas en un lugar físico particular, definido e inamovible, cuyas emisiones se descargan a través de un ducto o chimenea. Estas se subdividen en fuentes estacionarias puntuales (ej. sector industrial) y fuentes estacionarias areales (ej. sector residencial) [1].

Fuentes fugitivas: Comprenden emisiones que no son canalizadas por ductos, chimeneas u otros sistemas hacia el exterior, tales como aquellas provenientes de calles sin pavimentar, de la construcción y las demoliciones, entre otras [1].

Fuentes móviles: Corresponden a aquellas fuentes que pueden desplazarse, estas son asociadas a las emisiones de gases en tubos de escape, desgaste de frenos y neumáticos de distintos tipos de transporte motorizado, como automóviles, camiones, buses y motocicletas [1].

HR: Humedad relativa.

IEA: International Energy Agency.

IEAGHG: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.

IPCC: Panel Intergubernamental del Cambio Climático.

LCOD: Costo nivelado de captura.

LCOE: Costo nivelado de electricidad.

LCOHe: Costo nivelado de calor.

MEA: monoetanolamina.

Mton: Megatoneladas – millones de toneladas.

Oxicombustión: Uso de oxígeno de alta pureza para la combustión en lugar de aire ambiente, lo que da lugar a un gas de combustión que es principalmente CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O.

*Powerfuels*: Corresponden a combustibles producidos a partir de energías renovables, entre los que se encuentra, por ejemplo, el hidrógeno verde.

RCA: Resolución de Calificación Ambiental.

RETC: Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes. Este es una base de datos que contiene información sobre las emisiones y transferencias al medio ambiente de sustancias químicas potencialmente dañinas, el cual es gestionado por el Ministerio de Medio Ambiente.

SCR: Selective Catalytic Reduction.

WACC: Costo promedio ponderado del capital o Weighted Average Cost of Capital.

### 3 Objetivo general

Este reporte tiene la intención de generar una visión general del estado del arte de las tecnologías de captura de carbono actualmente disponibles, ya sea captura directa del aire o desde fuentes inevitables de dióxido de carbono. Además, se incluye la identificación del posible potencial de captura de carbono a partir de fuentes de carbono inevitables en Chile.

#### OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Proporcionar una descripción de la factibilidad técnica de las tecnologías de captura de carbono, considerando los costos actuales, así como su potencial de desarrollo.
2. Identificar fuentes inevitables de dióxido de carbono en Chile, su posible potencial para la aplicación de tecnologías de captura de carbono y sus principales características.

## 4 Introducción

Para cumplir con los objetivos definidos en el Acuerdo de París, durante los próximos años no solo se deben reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que, en el largo plazo, la escala de la reducción de emisiones debe ser de tal magnitud que permita alcanzar la neutralidad climática al año 2050. La carbono neutralidad se define como el balance entre la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> liberadas a la atmósfera y una cantidad equivalente de absorciones de este gas, mientras que la neutralidad climática corresponde al balance de todas las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). La carbono neutralidad se puede definir a distintos niveles, por ejemplo, a nivel de una compañía, de un sector, país o a nivel global [2].

Los *powerfuels* corresponden a combustibles producidos a partir de energías renovables, entre los que se encuentra, por ejemplo, el hidrógeno verde. Particularmente, los combustibles sintéticos “verdes” o renovables como metanol, diésel y *kerosene* serán importantes para descarbonizar sectores de la economía que son difíciles de electrificar, como el transporte pesado, aviación, transporte marítimo y algunas industrias [3].

Para producir combustibles sintéticos verdes se requiere CO<sub>2</sub>, que actúa como fuente de carbono, e hidrógeno verde. El CO<sub>2</sub> se puede capturar desde un emisor puntual o directamente desde el aire.

La captura de CO<sub>2</sub>, ya sea porque se extrajo del aire o porque se evitó su liberación al aire, y su posterior utilización para la producción de combustibles sintéticos significa una reducción de la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera. Sin embargo, esta disminución es sólo momentánea, ya que una vez que el combustible se utiliza, el CO<sub>2</sub> que este contiene vuelve a ser liberado a la atmósfera. En la Figura 1 se ilustra el ciclo de captura de CO<sub>2</sub> para la producción y uso de combustibles sintéticos.

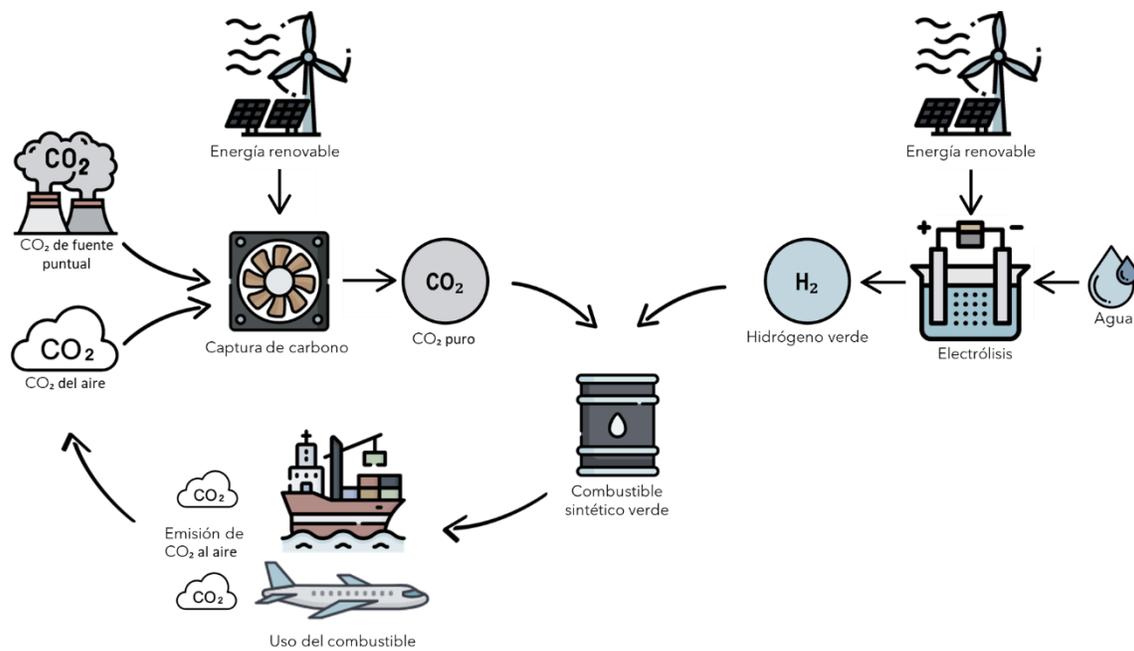


Figura 1: Ciclo del CO<sub>2</sub> capturado para producir combustibles sintéticos verdes. Fuente: Elaboración propia.

La síntesis de combustibles a partir de CO<sub>2</sub> le otorga un segundo uso al CO<sub>2</sub>, pero no evita la emisión de este compuesto de forma permanente. Es más, muchas veces existirán emisiones asociadas al proceso de síntesis. Por esto, la importancia de estos combustibles radica en que reemplazan el uso de combustibles fósiles. Es decir, se evitan nuevas emisiones causadas por el uso de combustibles fósiles, y en cambio se recicla un CO<sub>2</sub> que iba a estar en la atmósfera de todas formas. En este contexto cobra importancia asegurar la inevitabilidad del CO<sub>2</sub> que se utiliza, es decir, asegurar que este iba a terminar en la atmósfera de igual manera si el proceso de captura de carbono y síntesis de combustible no existiera.

En el largo plazo, a medida que se descarbonizan los sectores de la economía, la Captura Directa de CO<sub>2</sub> desde el aire adquirirá más importancia y escala debido a que disminuirán las fuentes industriales productoras de CO<sub>2</sub> desde las cuáles se puede capturar CO<sub>2</sub> [4]. Sin embargo, es probable que incluso en un contexto de carbono neutralidad algunos productos deban ser fabricados en procesos que emiten CO<sub>2</sub> desde los cuáles se pueda realizar su captura. En este contexto, es importante asegurar que la captura y uso de CO<sub>2</sub> desde fuentes industriales para sintetizar combustibles no cause un aumento en las emisiones netas de CO<sub>2</sub>, ni que prolongue la vida de emisores que no son necesarios.

En el caso particular de las fuentes industriales, la captura total de CO<sub>2</sub> pareciera ser el objetivo deseado. Esta se define como la mayor tasa de captura de CO<sub>2</sub> que es técnicamente posible alcanzar, la cual usualmente es superior a 90% en fuentes de gas enriquecidos en CO<sub>2</sub>. En la práctica, en la industria se encuentran sistemas con tasas de captura del orden de 90%. Sin embargo, dependiendo de las condiciones asociadas a la fuente de CO<sub>2</sub>, y las condiciones energéticas del proceso, alcanzar una tasa de captura tan alta puede implicar costos excesivamente altos. En este contexto, la captura parcial de CO<sub>2</sub> implica que sólo una proporción del CO<sub>2</sub> disponible en el gas de salida de una fuente industrial es capturado, donde la proporción depende de factores técnico-económicos y de política pública. Esto permite alcanzar costos de captura más bajos. En un plazo de 5 a 15 años, la captura parcial de CO<sub>2</sub> desde fuentes industriales es una opción que permitirá aprovechar tecnologías de mayor madurez para iniciar un ciclo de desarrollo y escala en la implementación de procesos orientados a reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en algunos sectores industriales. Con ello se podrá también reducir el riesgo de otras opciones tecnológicas [5].

## 4.1 Tipos de fuentes de CO<sub>2</sub> y criterios de sustentabilidad asociados

Existen tres tipos de fuentes desde las que se puede capturar CO<sub>2</sub> [6]:

1. **Fuentes Industriales:** Son aquellas fuentes a partir de las cuales se generan emisiones estacionarias y puntuales provenientes de un proceso industrial.
2. **Fuentes Biogénicas:** Son aquellas fuentes estacionarias en las que se realizan procesos en los que se libera el CO<sub>2</sub> almacenado en materiales biológicos. Ejemplos de estos procesos son combustión, fermentación, descomposición u otros. Las fuentes más comunes son: transformación de biogás a biometano, combustión de biomasa y procesos de fermentación industriales.
3. **Aire:** Corresponde a la captura de CO<sub>2</sub> directamente desde la atmósfera (DAC, por sus siglas en inglés).

Para poder certificar la sustentabilidad de combustibles sintetizados a partir de CO<sub>2</sub> y estos poder ser considerados como energéticos renovables, se debe asegurar la renovabilidad de los insumos y fuentes de energía utilizados. En este contexto, el origen y proceso de captura de CO<sub>2</sub> como insumo para combustibles sintéticos debe poder ser trazable. Existen, hasta ahora, dos criterios que definen la sustentabilidad del CO<sub>2</sub> capturado [6]:

- La intensidad de las emisiones de carbono asociada a la captura de este.
- La inevitabilidad de la fuente de la cual se captura.

Para que un combustible sintetizado a partir de CO<sub>2</sub> pueda ser certificado como renovable, hoy en día se deben cumplir los dos criterios de sustentabilidad mencionados anteriormente, pero, además, si el CO<sub>2</sub> proviene de una Fuente Industrial, se debe asegurar y poder verificar la contabilización de las emisiones asociadas. Al capturar el CO<sub>2</sub> de una Fuente Industrial y convertirlo en un combustible, este es almacenado temporalmente, pero cuando el combustible es utilizado el CO<sub>2</sub> se libera a la atmósfera. Por ende, no se puede contabilizar una reducción de emisiones en la industria de la cual se captura el CO<sub>2</sub>, y, además, considerar el combustible como carbono neutral. Se deben contabilizar las emisiones de CO<sub>2</sub> en alguna de las dos etapas (industria desde la cual se captura, o uso final del combustible sintético). Por ende, para poder certificar el combustible se requiere saber en qué etapa del proceso de captura y utilización del CO<sub>2</sub> ocurren la contabilización de la reducción en las emisiones [6].

#### 4.1.1 Intensidad de las emisiones

En la medida que combustibles sintéticos verdes se utilizan para reemplazar combustibles tradicionales, es importante asegurar que la producción y uso de los combustibles sintéticos verdes signifique efectivamente una reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub>. Para esto se debe asegurar que la intensidad de las emisiones asociadas al proceso de captura de CO<sub>2</sub> y la posterior síntesis del combustible sintético verde no supere a la intensidad de las emisiones asociadas a la producción y uso de combustibles fósiles.

La intensidad de las emisiones asociada al proceso de captura de carbono está relacionada principalmente a las emisiones de la energía y calor que este requiere, pero también puede incluir emisiones asociadas al transporte del CO<sub>2</sub> desde el lugar de captura hasta el sitio de utilización. Esta varía de acuerdo con la intensidad de las emisiones de las fuentes de energía que se utilicen, pero también depende de las concentraciones de CO<sub>2</sub> que tenga el efluente industrial o biogénico, ya que a menor concentración se requiere más energía y calor para poder capturarlo [6].

La Directiva sobre Energías Renovables de la Unión Europea (RED II) regula la producción y uso de *powerfuels*. Si bien el término combustibles CCU (*Carbon Capture and Utilisation*) no está incluido en la Directiva, sí se definen dos combustibles potencialmente basados en CCU (Artículo 2): combustibles de carbono reciclados y combustibles líquidos y gaseosos renovables para el transporte de origen no biológico [7]:

- Los combustibles de carbono reciclados corresponden a “combustibles líquidos y gaseosos producidos a partir de flujos de residuos líquidos o sólidos de origen no renovable que no son adecuados para la valorización de materiales con arreglo al artículo 4 de la Directiva 2008/98/CE, o a partir de gases residuales de proceso y gases de escape de origen no renovable producidos como consecuencia inevitable e involuntaria del proceso de producción en instalaciones industriales”.
- Los combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico son carburantes “líquidos o gaseosos que se utilizan en el sector del transporte distintos de los biocarburantes y el biogás, y cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa”.

A pesar de que la Directiva sobre Energías Renovables de la Unión Europea no se establece un límite en las emisiones de CO<sub>2</sub> del proceso de captura de carbono, sí se requiere una reducción verificada de las emisiones de gases de efecto invernadero del combustible sintético versus el fósil, para que este pueda ser considerado como renovable. Esta reducción es de un 70% respecto al combustible fósil para el caso de los combustibles renovables de origen no biológico. Para el caso de los combustibles de carbono reciclados, la reducción de emisiones necesaria aún no ha sido definida [8]. Por lo demás, la Directiva incluye criterios de sustentabilidad<sup>1</sup> asociados a la electricidad que se usará como insumo para sintetizar los *powerfuels*, por lo que la electricidad usada para capturar CO<sub>2</sub> que posteriormente se utilizará para sintetizar combustibles debiese seguir los mismos criterios de sustentabilidad [6].

Además, el Artículo 28 de la Directiva indica que al 31 de diciembre de 2021 la Comisión adoptará actos delegados especificando la metodología para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles renovables líquidos y gaseosos para el transporte de origen no biológico y de los combustibles de carbono reciclados. Esto garantizará la correcta contabilización de las emisiones de los combustibles sintéticos.

#### 4.1.2 Inevitabilidad de las emisiones de CO<sub>2</sub>

Además de la intensidad de las emisiones de CO<sub>2</sub> del proceso de captura, se debe cumplir con el criterio de inevitabilidad de la fuente de carbono, para que este sea certificable como insumo sustentable. La inevitabilidad hace referencia a si es posible evitar la emisión del CO<sub>2</sub> que se captura en primer lugar. Para el caso de la captura directa del aire, se considera que el CO<sub>2</sub> capturado es siempre inevitable. Lo mismo ocurre para las fuentes biogénicas, ya que el CO<sub>2</sub> fue capturado de la atmósfera producto del crecimiento de la biomasa que se utiliza, por lo que el proceso se considera neutro en emisiones.

---

<sup>1</sup> Si la electricidad utilizada para la síntesis de *powerfuels* es obtenida de la red eléctrica, la proporción de energía renovable utilizada debe considerarse como la proporción de energía renovable de la matriz eléctrica de los dos años anteriores al de evaluación.

Sin embargo, se podrá considerar la electricidad usada como 100% renovable, si esta proviene de un generador renovable que no está conectado a la red, y que entró en operación después o al mismo tiempo que la instalación sintetizadora de *powerfuels*. También se podrá contabilizar la energía renovable que es obtenida de la red eléctrica, siempre que se pueda asegurar que esta energía proviene de fuentes 100% renovables, y que esta sólo se declara una vez [7].

Para el caso de las fuentes industriales, la inevitabilidad de estas es más ambigua, ya que solamente se consideran inevitables aquellos procesos industriales que no tienen un reemplazo menos emisor. Así, la definición para este tipo de fuentes es la siguiente:

*“Son aquellas emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a procesos que no pueden ser reemplazados ni por otros procesos que utilicen energéticos renovables, ni por procesos químicos alternativos [6], ni se pueden evitar mediante una optimización de este [9]. Es decir, una fuente inevitable es aquella que no puede ser reemplazada, en el contexto actual, por una alternativa menos emisora, ya que no existen, no están disponibles, o tienen un potencial limitado los procesos, productos o recursos alternativos. **La clasificación de inevitable varía en el tiempo, a medida que avances tecnológicos permiten el reemplazo de la fuente** [9].*

*Es importante que la captura de CO<sub>2</sub> de fuentes industriales no incentive a dichas industrias a mantener o aumentar sus emisiones de CO<sub>2</sub> para poder luego capturarlo. Por esto tampoco se considera como fuentes inevitables a fábricas nuevas, pues el hecho de permitir la captura de CO<sub>2</sub> para la fabricación de combustibles sintéticos podría incentivar la instalación de nuevas faenas emisoras.”*

Para clasificar una Fuente Industrial (tipo de fuente N° 1 explicada en el capítulo 4.1) como inevitable, se deben considerar los siguientes factores asociados al proceso de fabricación de un producto o servicio [9]:

¿Existen procesos de producción alternativos con menores emisiones que permitan la fabricación de un producto comparable u otros productos sustitutos con calidad adecuada?

¿Es posible implementar medidas de economía circular y así reducir el uso de materias primas?

¿Hay oportunidades de captura o secuestro de carbono por carbonatación durante el ciclo de vida del producto?

- ¿Qué cambios se deben hacer para implementarlo?
- ¿Son estos procesos factibles tanto estructural como económicamente?

Además, existe un riesgo asociado a la inevitabilidad de la demanda del producto o servicio, en términos de la posibilidad de sustituir el producto por otro con menores emisiones, o sustituir componentes individuales por otras menos emisoras. También en términos de la posibilidad de reducir el consumo del producto mediante el aumento de la eficiencia de los procesos que lo utilizan.

## 4.2 Estructura del reporte

El reporte se organiza de la siguiente forma:

En la Sección 5 se presentan las alternativas tecnológicas para la captura de CO<sub>2</sub>, ya sea de efluentes industriales (Sección 5.1) o captura directa desde el aire (Sección 5.2). Además, se presentan los principales proveedores de tecnologías de captura directa desde el aire (5.2.3), junto a las principales características de las tecnologías ofrecidas por cada empresa y sus costos.

La Sección 6 presenta el análisis realizado para identificar las fuentes industriales o biogénicas cuyas emisiones son inevitables, desde las cuáles se podría hacer captura de carbono en Chile. El resultado del análisis, junto a la lista de establecimientos potenciales identificados está contenido en la Sección 6.3.2.

La Sección 7 entrega detalles sobre los efluentes de las emisiones de las principales industrias con emisiones inevitables en el país: acero, cemento y celulosa. Además, se detalla en profundidad el sistema de captura utilizando absorción química por aminas, tecnología identificada como la más común y avanzada para realizar captura en las industrias chilenas antes mencionadas (Sección 7.4).

En la Sección 8 se presentan los impactos ambientales identificados asociados a la captura de carbono. Se detalla el consumo de agua y uso de espacio necesario para las diferentes tecnologías y empresas que realizan captura de carbono desde el aire, y también se menciona el consumo de agua asociado a captura desde efluente industriales. Finalmente, en la Sección 8.3 se presentan todos los impactos ambientales adicionales asociados a la construcción y funcionamiento de plantas de captura de CO<sub>2</sub>. Aquellos impactos que no están asociados a cualquier establecimiento industrial, sino que son propios de las plantas de captura de carbono se describen en mayor profundidad.

## 5 Alternativas tecnológicas para la captura de CO<sub>2</sub>

En este capítulo se presenta una síntesis del estado del arte de las tecnologías de captura de carbono actualmente disponibles, aplicables tanto a captura directa del aire o como a fuentes inevitables de dióxido de carbono. Se proporciona una descripción de la factibilidad técnica de las tecnologías de captura de carbono de acuerdo con las condiciones del efluente de gases a ser tratado, así como su potencial de desarrollo futuro.

### 5.1 Captura desde fuentes puntuales (industriales o biogénicas)

La captura de CO<sub>2</sub> es una parte integral de varios procesos industriales y, en consecuencia, tecnologías para separar o capturar el CO<sub>2</sub> de los flujos de gases han estado comercialmente disponibles desde hace muchas décadas. La tecnología de captura más adecuada para una aplicación determinada depende de una serie de factores, como la concentración de CO<sub>2</sub> inicial y final deseada, la presión y la temperatura de funcionamiento, la composición y el flujo de gas, la integración con la instalación original, y los costos asociados al sistema de captura [10].

Para capturar CO<sub>2</sub> de mezclas de gases desde fuentes industriales o desde el aire se requiere de un proceso que consta básicamente de dos sistemas (Figura 2). En primer lugar, se utiliza un sistema de captura de CO<sub>2</sub>. En este se produce, mediante un contactor adecuado, la interacción de un gas que contiene CO<sub>2</sub> con un medio de unión que posee moléculas con afinidad por el CO<sub>2</sub>. Producto de esta afinidad, las moléculas de CO<sub>2</sub> se unen física o químicamente al medio de unión.

Posteriormente, el medio de unión cargado de CO<sub>2</sub> pasa al sistema de regeneración, en el cual se libera el CO<sub>2</sub> del medio y este último es regenerado para comenzar un nuevo ciclo.

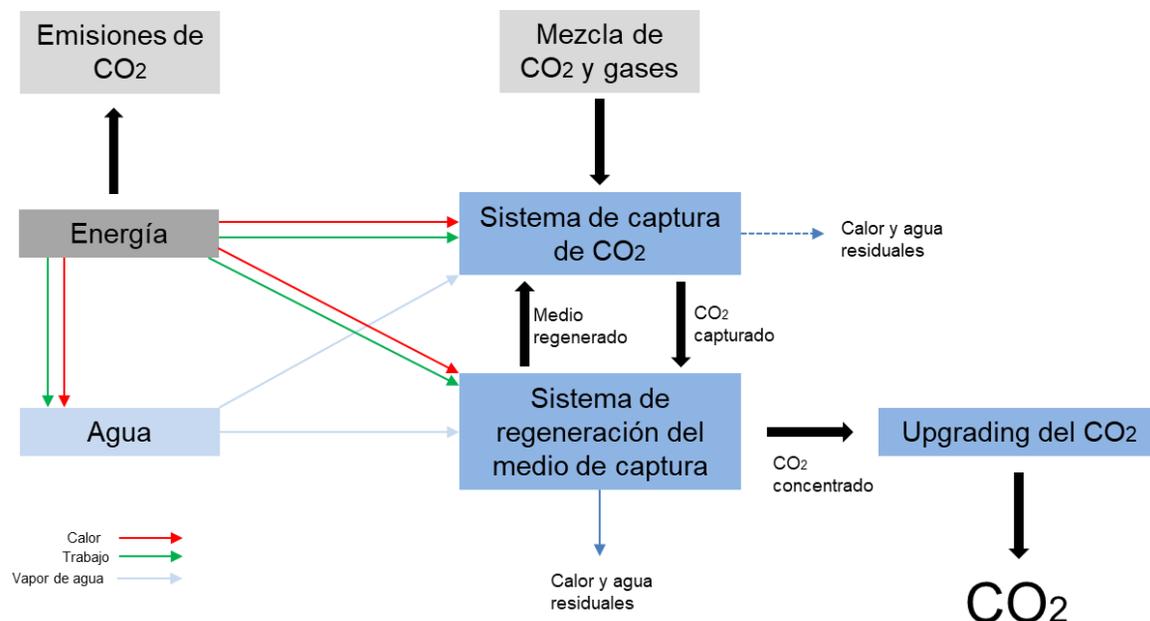


Figura 2: Descripción de un sistema genérico de captura de CO<sub>2</sub>. Fuente: Adaptado a partir de [11].

El ciclo completo tiene requisitos energéticos de calor y electricidad específicos en función de la tecnología utilizada para la separación del gas y las características de la mezcla de gases de entrada. Por ejemplo, el utilizar un medio de captura de alta afinidad con el CO<sub>2</sub> conlleva una energía de enlace muy fuerte asociada a su reacción de captura, proporcionando el potencial para altas cargas de CO<sub>2</sub> en una amplia gama de condiciones de funcionamiento y diseños de sistemas. No obstante, esto conlleva la desventaja asociada de los requisitos de energía equivalentes para liberar el CO<sub>2</sub> durante la etapa de regeneración [11]. En caso de utilizar un vector energético que produzca emisiones para cubrir dicha demanda (por ejemplo, combustión de gas natural), estas deben ser contabilizadas como parte del proceso productivo.

Al finalizar el proceso de captura y una vez concentrado el CO<sub>2</sub>, se puede llevar a cabo una etapa de acondicionamiento (o *upgrading* del CO<sub>2</sub>) de acuerdo con las necesidades específicas que tenga el proceso (requisitos de pureza, presurización, secado, entre otros).

### 5.1.1 Estrategias de captura de CO<sub>2</sub> desde fuentes puntuales

El dióxido de carbono puede capturarse de diferentes fuentes según su presión parcial, las condiciones de funcionamiento y la composición de la mezcla de gases. En primera instancia, como se indicó en la Sección 4.1, es posible diferenciar entre la captura de fuentes industriales, fuentes biogénicas y la captura directa desde el aire (Figura 3).

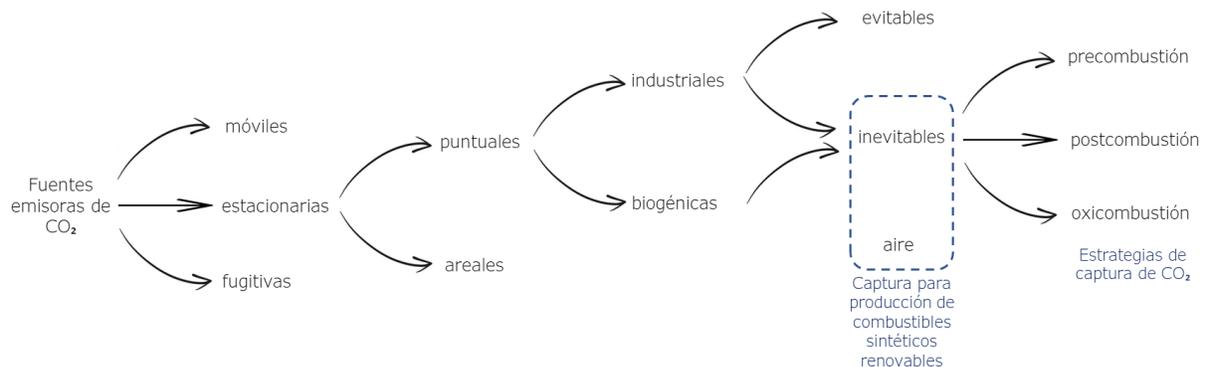


Figura 3: Clasificación de las fuentes desde las cuáles se puede realizar captura de CO<sub>2</sub> para la síntesis de combustibles renovables. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en consideración las fuentes industriales inevitables y las biogénicas, es posible diferenciar tres estrategias de captura (Figura 4), de acuerdo con la etapa del proceso productivo donde se obtiene el CO<sub>2</sub> [12] [13]:

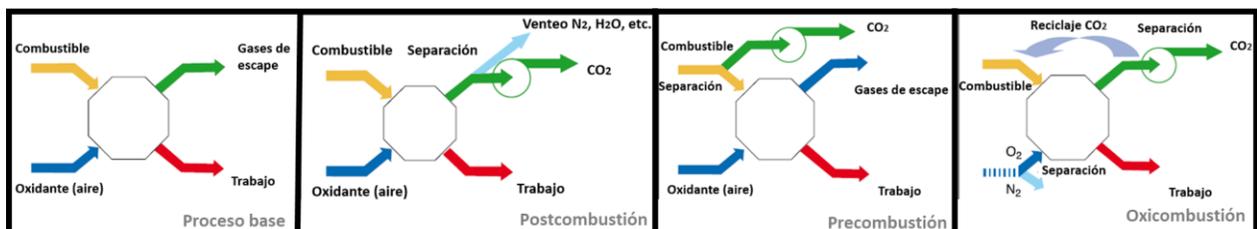


Figura 4: Estrategia de captura de CO<sub>2</sub> a partir de fuentes puntuales. Fuente: elaboración propia a partir de [13].

- **Captura postcombustión:** En procesos de generación de energía térmica (por ejemplo, generación con biomasa, incineración de residuos municipales, etc.) el carbono se captura después del proceso de combustión. Generalmente, el CO<sub>2</sub> de los gases de combustión está diluido (valores de concentraciones de referencia en la Tabla 1) con gases inertes como nitrógeno, argón y agua, además del oxígeno. Los gases de combustión se encuentran normalmente a presión atmosférica y a altas temperaturas, entre 320 y 400 K.

**Tabla 1: Concentración de CO<sub>2</sub> en gases de combustión según combustible. Fuente: [14], [15].**

	Combustión		
	Carbón	Gas Natural	Biomasa
Concentración CO <sub>2</sub> (% vol)	12 - 15	3 - 10	3 - 9

- **Captura precombustión:** Tiene relación a la separación del CO<sub>2</sub> generado como coproducto de un proceso de conversión. Los gases producidos se caracterizan por una mayor concentración de CO<sub>2</sub> que los obtenidos en procesos de combustión.
- **Oxicombustión:** Se utiliza oxígeno de alta pureza (95-99%) para la combustión en lugar de aire ambiente [16]<sup>2</sup>, lo que da lugar a un gas de combustión que es principalmente CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O, que se separan mediante la condensación del agua. La temperatura de combustión se controla mediante la proporción de gases de combustión y de agua gaseosa o líquida reciclada a la cámara de combustión [13].

Basándose en consideraciones económicas y medioambientales, es necesario aplicar una tecnología eficiente y adecuada para la separación de CO<sub>2</sub> con un bajo consumo de energía y costo de operación. De esta forma, existen alternativas tecnológicas cuya aplicación está limitada a un rango de concentraciones de CO<sub>2</sub> específico, así como también a condiciones de presión y temperatura de la mezcla de gases de entrada. Por ejemplo, a bajo contenido de CO<sub>2</sub>, las capacidades de absorción de los solventes químicos son mucho más altas y presentan una mayor afinidad en comparación con las capacidades de absorción de los solventes físicos, mientras que los solventes físicos proporcionan mejores resultados a altas presiones parciales [10], [17], [18].

### 5.1.2 Procesos y alternativas tecnológicas para la captura de CO<sub>2</sub> desde fuentes industriales

Los sistemas de captura de CO<sub>2</sub> utilizan muchas de las tecnologías conocidas para la separación de gases que se integran a las estrategias básicas de captura de CO<sub>2</sub> identificadas en la Sección 5.1.1 [13].

<sup>2</sup> La oxicombustión utiliza una unidad de separación de aire para producir oxígeno de pureza entre 95% y 99% [16].

Las alternativas tecnológicas están catalogadas de acuerdo con el tipo de interacción entre el sistema de captura y el CO<sub>2</sub> en la mezcla de gases. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía [10], las tecnologías más avanzadas y ampliamente adoptadas a la fecha son la **absorción química**<sup>3</sup> y la **separación física (absorción/adsorción)**<sup>4</sup>; otras tecnologías disponibles en la industria son las membranas y la separación criogénica (Figura 5).

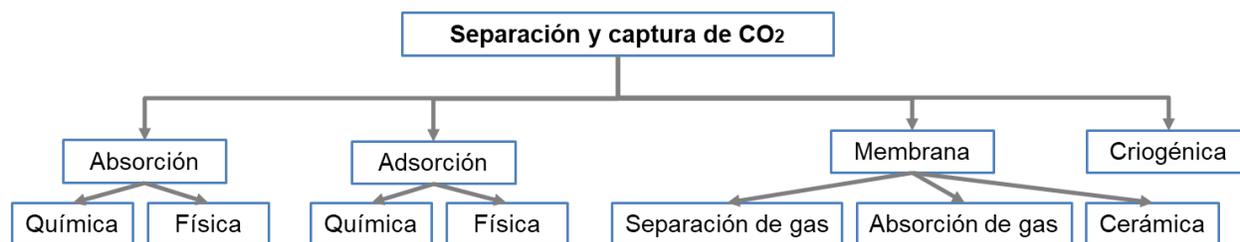


Figura 5: Tecnologías de separación y captura de CO<sub>2</sub>. Fuente: elaboración propia a partir de [6], [12].

A continuación, se destacan las características de cada proceso o tecnología:

### Absorción química

La absorción química de CO<sub>2</sub> se basa en la reacción entre el CO<sub>2</sub> y un solvente químico en dos etapas: la interacción en un contactor adecuado de un gas rico en CO<sub>2</sub> con un absorbente que contiene moléculas que tienen afinidad por el CO<sub>2</sub> y se une químicamente a él, seguido de la desorción separada o la regeneración bajo diferentes condiciones que libera el CO<sub>2</sub> del absorbente [11]. Una de sus principales ventajas es que utiliza solventes reactivos capaces de proporcionar una absorción y desorción casi completa del CO<sub>2</sub>, a altos niveles de selectividad.

Entre los distintos solventes disponibles para la captura de fuentes industriales, las aminas se consideran las más desarrolladas. El absorbente basado en aminas más conocido es la monoetanolamina (MEA), que se caracteriza por su alta reactividad química con el CO<sub>2</sub> y su bajo costo de producción; en general garantiza un funcionamiento estable y a gran escala [19]. Las soluciones típicas de amina están compuestas por un 20% - 30% en peso de MEA y alcanzan una absorbencia de 90% de CO<sub>2</sub>. La Tabla 2 presenta un listado de proyectos de interés que capturan CO<sub>2</sub> a gran escala<sup>5</sup> partir del uso de absorbentes físicos, actualmente en funcionamiento y en etapa de planificación [10].

<sup>3</sup> Los procesos de absorción consisten en la separación de uno o más componentes de una mezcla gaseosa con la ayuda de un solvente líquido con el cual forma una solución.

<sup>4</sup> Los procesos de adsorción, a su vez, corresponden a la adhesión preferente de moléculas de un gas o líquido a la superficie de un sólido.

<sup>5</sup> Captura de al menos 0,8 Mt/año de CO<sub>2</sub> en el caso de una central eléctrica de carbón y de 0,4 Mt/año en el caso de otras instalaciones industriales de gran intensidad de emisiones.

Tabla 2: Proyectos operativos y en planificación de captura de CO<sub>2</sub> mediante absorción química. Fuente: [10]

Proyecto	Rubro	País	Estado
Boundary Dam	Generación eléctrica	Canadá	Operativo
Petra Nova	Generación eléctrica	Estados Unidos	Operativo
Quest	Transformación combustibles	Canadá	Operativo
Al Reyadah	Producción industrial - acero	Arabia Saudita	Operativo
COURSE50	Producción industrial - acero	Japón	Operativo
Enid Fertilizer Plant	Producción industrial - fertilizantes	Arabia Saudita	Operativo
Norcem Brevik	Producción industrial - cemento	Noruega	Planificación
Waste-to-heat	Cogeneración	Noruega, Holanda	Planificación

### Absorción física

En los solventes físicos, por ejemplo, en el Selexol o en el Rectisol, la capacidad de carga de los solventes depende linealmente de la presión parcial del componente a eliminar y la carga del solvente, lo que permite su regeneración por disminución de la presión del sistema. La disolución del dióxido de carbono en el solvente líquido físico se atribuye a la interacción de *Van der Waals* o electrostática, y es óptima a alta presión y baja temperatura.

A bajo contenido de CO<sub>2</sub> en la mezcla de gases, las capacidades de absorción de los solventes químicos son mucho más altas y presentan una mayor afinidad en comparación con las capacidades de absorción de los solventes físicos, mientras que los solventes físicos proporcionan mejores resultados a altas presiones parciales. Los requisitos térmicos de los solventes químicos son mucho más elevados que los de los solventes físicos debido a la demanda térmica del proceso de liberación del CO<sub>2</sub>. La absorción física no es económica para las corrientes de gases con una concentración de CO<sub>2</sub> inferior a 15% vol [12].

### Adsorción química

La adsorción química es una alternativa tecnológica eficaz para reducir la energía y el costo de la captura del CO<sub>2</sub>, en particular, es adecuada para separar el CO<sub>2</sub> de corrientes diluidas y de bajo caudal. Generalmente para los procesos de separación de gases basados en la adsorción se desean configuraciones del material adsorbente que impongan una pequeña caída de presión en el flujo de gas para minimizar la energía requerida para el bombeo de gas y, al mismo tiempo, lograr el máximo contacto entre el adsorbente y la corriente de gas; de esta forma, se maximiza las tasas de transferencia de masa de los componentes a eliminar de la corriente de gas. Los sistemas de adsorción a la superficie de un sólido ofrecen la posibilidad de un bajo consumo de energía, bajos costos de operación y aplicabilidad en una amplia gama de escalas.

## Adsorción física

La adsorción física utiliza una superficie sólida, por ejemplo, carbón activado, alúmina, óxidos metálicos o zeolitas. Tras la captura por adsorbente, el CO<sub>2</sub> se libera al aumentar la temperatura o la presión. La separación física se utiliza actualmente sobre todo en el procesamiento del gas natural y el etanol, metanol e hidrógeno. Es adecuada para la captura de CO<sub>2</sub> proveniente de gases a altas presiones y bajas temperaturas. Todas las instalaciones actualmente en funcionamiento se encuentran en Norteamérica.

## Membrana

La separación por membrana se basa en dispositivos poliméricos o inorgánicos con alta selectividad, que dejan pasar el CO<sub>2</sub>, pero actúan como barreras para retener los otros gases contenidos en la corriente de gas [10].

La separación de gases mediante membrana requiere de presión para operar. En el caso de la captura de gases efluentes de procesos de combustión, estos se encuentran usualmente a presión atmosférica, por lo que la presión y la concentración de CO<sub>2</sub> son muy bajas y la separación con membranas no es factible. Esta tecnología de captura es adecuada para flujos de gases a alta presión con concentraciones de CO<sub>2</sub> superiores a 10% vol, y el rendimiento de separación es mayor cuando aumenta la concentración de CO<sub>2</sub> en la mezcla de gases a tratar [12].

## Separación criogénica

El método de separación criogénica utiliza bajas temperaturas para separar y purificar el CO<sub>2</sub> del resto de los gases. En el proceso, el efluente de gases se enfría por debajo del punto de sublimación del CO<sub>2</sub>, a temperaturas entre los -80 °C (193 K) [20] y los -130 °C (143 K) [21], depositando el CO<sub>2</sub> en forma sólida<sup>6</sup>. A continuación, el CO<sub>2</sub> se extrae y se recalienta bajo presión para que sea almacenado como un líquido (150 bar y >99% pureza [20]).

El proceso requiere un ciclo de refrigeración criogénica para alcanzar las bajas temperaturas y es ideal para la captura de dióxido de carbono en altas concentraciones, con presencia a gran escala en procesos de purificación de gas natural y la industria del etanol, permitiendo la producción de CO<sub>2</sub> líquido bajo presión que puede almacenarse o transportarse según sea necesario [10].

La principal desventaja de este proceso es la gran cantidad de energía requerida para la refrigeración y la necesidad de incluir una etapa previa que asegure la eliminación de la humedad en la mezcla de gas de entrada, debido a que la formación de hielo suele provocar que el sistema de tuberías se bloquee, causando problemas de seguridad [12]. Es una alternativa rentable cuando el gas de alimentación está disponible a alta presión y posee altas concentraciones de CO<sub>2</sub>. Por lo tanto, la separación criogénica no

---

<sup>6</sup> La disminución de la temperatura a presión atmosférica no puede provocar por sí misma la licuefacción del CO<sub>2</sub>, sino sólo la formación del llamado "hielo seco" o CO<sub>2</sub> sólido. El CO<sub>2</sub> líquido sólo puede existir en una combinación de baja temperatura y presiones superiores a la atmosférica [36].

es adecuada para los procesos post combustión, definiéndose un límite comercial de acuerdo con la IEA para flujos de gas con una alta concentración de CO<sub>2</sub> (normalmente >90%<sup>7</sup>) [22].

La Tabla 3 presenta un listado de proyectos de interés que capturan CO<sub>2</sub> a gran escala<sup>8</sup> a partir del uso de procesos de separación físicos (absorción, adsorción y criogénicos) [10].

**Tabla 3: Proyectos operativos y en planificación de captura de CO<sub>2</sub> mediante separación física. Fuente: [10]**

Proyecto	Rubro	Tecnología	País	Estado
Century Plant	Procesamiento gas natural	Absorción física	Estados Unidos	Operativo
Great Plains Synfuels	Gas natural sintético (SNG)	Absorción física	Estados Unidos	Operativo
Lost Cabin Gas Plant	Transformación combustibles	Absorción física	Estados Unidos	Operativo
Terrell Natural Gas Processing Plant	Procesamiento gas natural	Adsorción física	Estados Unidos	Operativo
Air Products – Hydrogen Production	Producción de hidrógeno	Adsorción física	Estados Unidos	Operativo
Shute Creek Gas Processing plant	Procesamiento gas natural	Separación criogénica	Estados Unidos	Operativo
Illinois Industrial CCS	Producción de etanol	Condensación H <sub>2</sub> O	Estados Unidos	Operativo
Coffeyville Gasification	Producción de fertilizantes	Separación física (sin detalles)	Estados Unidos	Operativo

A partir del análisis de los parámetros de funcionamiento de cada proceso o tecnología, en la Figura 6 se compara la concentración mínima de CO<sub>2</sub> en volumen de la mezcla de gases de entrada para cada caso.



**Figura 6: Tecnologías de captura según concentraciones de CO<sub>2</sub> en la mezcla de gases de entrada. Fuente: Elaboración propia a partir de [12], [22].**

<sup>7</sup> Esta restricción es en base a consideraciones económicas y en base a la experiencia de uso histórica. Existen avances tecnológicos en los procesos de separación criogénica a partir de fuentes industriales que indican ser capaces de disminuir su consumo energético hasta valores 50% más bajos que los de otras tecnologías de mayor madurez, como la absorción química [20][20]. No obstante, de acuerdo a lo presentado por el Departamento de Energía de Estados Unidos, estas iniciativas se encuentran en una etapa de madurez de prototipo a gran escala, con el objetivo de probar los componentes en condiciones de funcionamiento [20].

<sup>8</sup> Captura de al menos 0,8 Mt/año de CO<sub>2</sub> en el caso de una central eléctrica de carbón y de 0,4 Mt/año en el caso de otras instalaciones industriales de gran intensidad de emisiones.

De esta forma, se identifica que:

- La absorción y adsorción químicas son los procesos de captura que pueden utilizarse para un mayor rango de concentración de CO<sub>2</sub> en los gases de entrada (0,04-100% de volumen).
- La separación criogénica no es adecuada para la captura post combustión, sino que para gases de alimentación disponibles a alta presión y concentración de CO<sub>2</sub>.
- Dado que la caída de presión es la fuerza motriz del proceso de separación por membrana, la corriente de gases de combustión debe comprimirse. Dado que la compresión de los gases de combustión es difícil y costosa, la separación por membranas es adecuada para flujos de alta presión con alta concentración de CO<sub>2</sub>.
- Los solventes físicos tienen poca capacidad de absorción y selectividad para la separación de CO<sub>2</sub>. Por lo tanto, la absorción física no es económica para las corrientes de gases de combustión con una concentración de CO<sub>2</sub> diluida.

## 5.2 Captura directa desde el aire (DAC)

La captura directa de CO<sub>2</sub> desde el aire es un proceso importante para la materialización de objetivos de carbono neutralidad al año 2050. De acuerdo con proyecciones de la Agencia de Energía de Alemania (dena) y la Universidad de LUT, las fuentes puntuales de CO<sub>2</sub> inevitables pueden satisfacer casi por completo la demanda de este material para la producción de combustibles sintéticos renovables durante la década de 2020 (8% sería cubierto por DAC); no obstante, a partir del 2030 la captura directa de CO<sub>2</sub> del aire sería necesaria para abastecer la demanda [4]. En esta línea, dichas instituciones proyectan el crecimiento del mercado de captura de carbono para producir combustibles sintéticos basados en energía renovable, particularmente mediante la captura de carbono desde el aire (curva verde) y desde fuentes puntuales inevitables (curva azul), de acuerdo a lo ilustrado en la Figura 7.

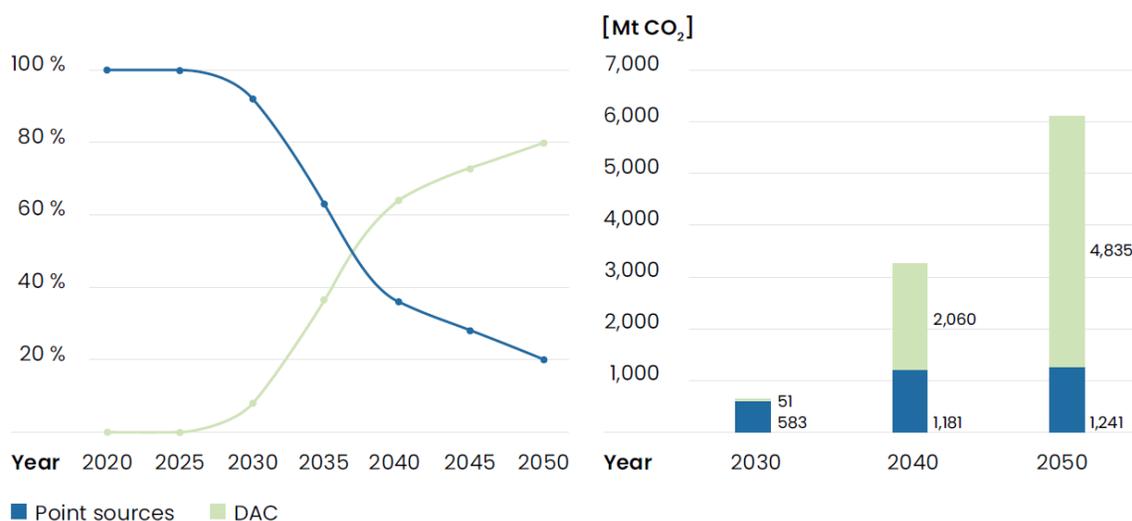


Figura 7: Evolución de la captura de dióxido de carbono desde el aire (curva verde) vs captura de fuentes puntuales (curva azul) entre el 2020 y el 2050. Fuente: [4].

De acuerdo con la proyección presentada, en el año 2040 el 67 % de la demanda mundial de CO<sub>2</sub> para la síntesis de combustibles sintéticos se abastecería mediante procesos de captura directa de CO<sub>2</sub> desde el aire, contribuyendo con 2.060 megatoneladas de CO<sub>2</sub> capturadas al año. Mientras que en el 2050, el 80 % de esta demanda sería suministrada por tecnologías de captura directa desde el aire, alcanzando una contribución de 4.835 megatoneladas de CO<sub>2</sub>.

Según los análisis realizados por la Agencia de Energía de Alemania (dena), las fuentes puntuales inevitables se distribuirán por todo el mundo, con porcentajes más altos sólo en regiones excepcionales que tienen suficientes fuentes puntuales de CO<sub>2</sub>, como por ejemplo una fuerte industria de la pulpa y el papel, o una industrialización tardía (por tanto, una demanda tardía de cemento) y una baja demanda de CO<sub>2</sub> para síntesis de combustibles sintéticos. Por el contrario, procesos de captura directa de CO<sub>2</sub> desde el aire tendrían una mayor participación en las economías desarrolladas y emergentes.

### **5.2.1 Consideraciones generales para la captura directa de CO<sub>2</sub> desde el aire**

Las tecnologías de captura directa del aire de CO<sub>2</sub> funcionan de forma similar a las tecnologías de captura de fuentes industriales. La diferencia fundamental entre estos dos sistemas es que las tecnologías DAC deben capturar el dióxido de carbono del aire atmosférico (no de los gases de escape) con concentraciones de dióxido de carbono del orden del 0,04%<sup>9</sup>. A diferencia de las fuentes de emisiones puntuales, la mezcla de gases se suministra a presión atmosférica y puede tener cambios drásticos de temperatura, humedad y contaminantes que dependen en gran medida del lugar de funcionamiento.

Además, el suministro de gas de alimentación es ilimitado. En consecuencia, los objetivos con respecto a la captura de CO<sub>2</sub> pueden no ser los mismos que en sistemas asociados a fuentes industriales. Por ejemplo, el objetivo de la captura de fuentes puntuales es eliminar la mayor cantidad de CO<sub>2</sub> del efluente como sea práctico. Por el otro lado, el objetivo de un sistema de captura directa del aire de CO<sub>2</sub> es capturar el CO<sub>2</sub> de manera eficiente considerando un suministro ilimitado de alimentación, lo que no implica necesariamente una captura de una fracción elevada del CO<sub>2</sub> [11].

### **5.2.2 Alternativas tecnológicas para la captura directa de CO<sub>2</sub> desde el aire**

Tanto para la captura de CO<sub>2</sub> de fuentes puntuales inevitables como para la captura de CO<sub>2</sub> desde del aire, el proceso de captura implica la unión y la liberación de CO<sub>2</sub> en un proceso cíclico, donde el material al que se une el CO<sub>2</sub> es el vehículo para la operación cíclica. No obstante, debido a la concentración ultra diluida de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, los sistemas la captura de CO<sub>2</sub> desde del aire no pueden permitirse el esfuerzo de preparar o modificar el aire, lo cual elimina a las tecnologías de captura que poseen procesos con una demanda energética, como el calentamiento, la refrigeración o la presurización del aire [23]. Las tecnologías que no son aplicables a los procesos DAC se listan a continuación (para mayor detalle revisar la Sección 5.1.2):

---

<sup>9</sup> De esta forma, para poder extraer un metro cúbico de CO<sub>2</sub> desde la atmósfera, al menos 1.400.000 m<sup>3</sup> de aire deben procesarse en el sistema de captura [26].

- Los procesos de separación física se encuentran entre las técnicas de separación de gases más utilizadas en la ingeniería química. Sin embargo, la mayoría de ellos pueden descartarse casi de inmediato debido a que dependen de variaciones de temperatura o presión, lo que conlleva una demanda energética excesiva debido a la concentración diluida del CO<sub>2</sub> en el aire.
- El CO<sub>2</sub> podría recuperarse enfriando y comprimiendo el aire a partir de una presión 1 atmósfera hasta el punto en que el CO<sub>2</sub> se condensa o solidifica, dependiendo de la presión de operación del sistema (separación criogénica). Con una concentración de 400 ppm, esto requiere una temperatura inicial cercana a los 113 K [24] y requiere enfriar no sólo el CO<sub>2</sub> sino también la masa de oxígeno y nitrógeno. Aunque este tipo de procesamiento de gas licuado es una tecnología establecida, debe ser descartada debido a consideraciones económicas.
- Las membranas que separan el CO<sub>2</sub> en función de su tamaño molecular o de su solubilidad en una matriz polimérica se están desarrollando activamente para su aplicación a los gases de combustión. No obstante, su utilización para separar el CO<sub>2</sub> del aire parece poco plausible dado el flujo molecular relativamente bajo que atraviesa las membranas. Aumentar la fuerza motriz del CO<sub>2</sub> mediante la presurización de la alimentación de aire no es práctico debido a los costos de la compresión y las pérdidas de energía en la recuperación de ese trabajo de compresión. Como alternativa, las membranas podrían pasar oxígeno, nitrógeno y argón, dejando atrás el CO<sub>2</sub> concentrado. Este enfoque es impracticable, dado que requiere una enorme superficie de membranas debido a la cantidad de gases que deben transmitirse, cuya última fracción tiene poca fuerza motriz debido a su baja concentración residual en el CO<sub>2</sub>.

Esto deja como alternativa a los sistemas que extraen pasivamente estas bajas concentraciones de CO<sub>2</sub> del aire ambiente en condiciones ambientales: la absorción química (disolución preferente de una especie en un líquido) y la adsorción química (adhesión preferente de una especie a un sólido), cuya demanda energética se enfoca en la liberación del CO<sub>2</sub> del material utilizado para la etapa de captura y su posterior regeneración, en lugar de alterar las grandes cantidades de aire entrante. En la Figura 8 se presentan las tecnologías, sus alternativas y las compañías líderes en la materia a nivel internacional.

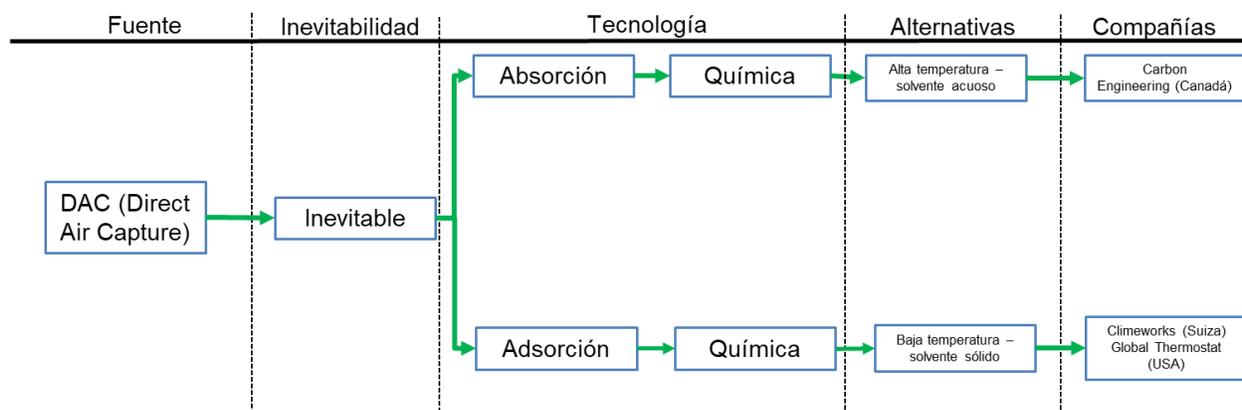


Figura 8: Alternativas de captura de carbono desde el aire. Fuente: elaboración propia.

Los sistemas de absorción pueden construirse utilizando tecnología de torres de lavado ampliamente presentes en la industria. Los solventes acuosos ofrecen la ventaja de que el contactor puede funcionar de forma continua y que la solución puede ser renovada continuamente, lo que permite una larga vida útil del contactor. Una vez capturado, el CO<sub>2</sub> puede bombearse fácilmente a una instalación central de regeneración, lo que permite economías de escala y evita la necesidad de ciclar las condiciones en el contactor de aire<sup>10</sup>. Las desventajas de los sistemas acuosos incluyen el uso de altas temperaturas, el costo asociado a la generación energética dada la complejidad del sistema de regeneración, y la pérdida de agua que conlleva el sistema, particularmente en ambientes secos [25] (para más detalles acerca del uso de agua en sistemas de captura de carbono ver Sección 8.1).

Los sistemas de adsorción a la superficie de un sólido ofrecen la posibilidad de un bajo consumo de energía y bajos costos de operación. Los retos que plantean los diseños de adsorbentes sólidos son, en primer lugar, la necesidad de construir una estructura muy grande a bajo costo y, al mismo tiempo, permitir que toda la estructura se selle periódicamente del aire ambiente durante la etapa de regeneración para que el sistema sea tratado mediante modificación de temperatura, presión o humedad [25]. De esta forma, se prefieren configuraciones del material adsorbente que impongan una pequeña caída de presión en el flujo de gas para minimizar la energía requerida en su circulación y, al mismo tiempo, lograr el máximo contacto entre el adsorbente y la corriente de gas para maximizar las tasas de transferencia de masa de los componentes a eliminar de la corriente de gas [26].

### 5.2.3 Principales proveedores de sistemas para la captura de CO<sub>2</sub> desde el aire

De acuerdo a los datos publicados por la Agencia Internacional de Energía (ver Tabla 4) del total de 15 plantas de captura de dióxido de carbono desde el aire en operación en el 2020 con capacidad entre 1 y 4000 toneladas de CO<sub>2</sub> capturadas al año, 11 son operadas en Europa por Climeworks, 3 son operadas Estados Unidos por Global Thermostat y 1 es operada en Canadá por Carbon Engineering [10]. Esta última es la única empresa que ofrece la tecnología de DAC basado en soluciones acuosas de alta temperatura [27].

---

<sup>10</sup> Los sistemas de absorción química en líquidos constan de unidades separadas de captura y regeneración, que hacen posible el funcionamiento continuo del sistema. Por otro lado, en las tecnologías de adsorción física a superficies sólidas disponibles, tanto la adsorción como la desorción se producen por etapas en una sola unidad, lo que limita las horas de funcionamiento de cada etapa [27], y además obligan a que se selle la unidad de forma periódica del aire ambiente. Esto no es necesario en los sistemas de absorción con líquidos dado que se opera con dos unidades separadas paralelas.

**Tabla 4: Resumen de las plantas para DAC a nivel mundial por empresa proveedora. Fuente: [10].**

Compañía	Ubicación	Cantidad de instalaciones	Sector	Año de inicio primera instalación	Capacidad de captura total (ton CO <sub>2</sub> /año)
<b>Climeworks</b>	Europa	11	Fertilización, carbonatación de bebestibles, Power-to-X <sup>11</sup>	2015	1823
<b>Global Thermostat</b>	Estados Unidos	3	No especificado	2010	7000
<b>Carbon Engineering</b>	Canadá	1	Power-to-X	2015	365

Climeworks fue fundada en 2009 en Suiza y Global Thermostat el 2010 en Estados Unidos. Ambas empresas ofrecen una tecnología de DAC basada en adsorbentes sólidos de baja temperatura. Climeworks utiliza un filtro hecho de fibra de celulosa especial que se apoya en aminas en forma sólida, uniendo las moléculas de CO<sub>2</sub> junto con la humedad del aire, lo que permite proporcionar suficiente agua para su propio uso (dependiendo de las características del lugar de captura). El ciclo completo del sistema dura entre 4 y 6 horas, produciendo CO<sub>2</sub> de pureza superior a 99,9%.

Global Thermostat posee una tecnología multifuncional capaz de capturar el CO<sub>2</sub> tanto de la atmósfera como de las emisiones de fuentes puntuales. El adsorbente basado en una estructura monolítica cargada con aminas patentado por Global Thermostat reduce el tiempo de ciclo completo del sistema a valores inferiores a los 30 minutos, utilizando vapor saturado a presión subatmosférica como fluido de transferencia de calor directo y como gas de barrido [25].

### **5.2.3.1 Caso 1: Carbon Engineering**

La captura de CO<sub>2</sub> mediante soluciones acuosas consta de dos ciclos divididos en 4 reactores que pueden ocurrir simultáneamente: absorción (reactores 1 y 2 en la Figura 9) y regeneración (reactores 2, 3 y 4).

- En primera instancia (contactor de aire en la Figura 9) el aire ambiente se pone en contacto con hidróxido de potasio (KOH, una base fuerte); alternativamente se ha utilizado hidróxido de sodio, NaOH, en solución acuosa en una columna de absorción, mediante circulación forzada o natural, dependiendo de las condiciones de viento. Las moléculas de CO<sub>2</sub> reaccionan con el KOH y forman una solución de carbonato de potasio (K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>). El proceso se produce a la temperatura y presión ambiente. La solución obtenida es transportada al reactor pellet y el aire empobrecido de CO<sub>2</sub> sale por la columna.
- En el reactor pellet el carbonato de potasio K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> se mezcla con hidróxido de calcio, Ca(OH)<sub>2</sub>, en la unidad de caustificación, provocando la precipitación de pellets de carbonato de calcio sólidos (CaCO<sub>3</sub>) y la regeneración del KOH. El KOH se devuelve al contactor y está listo para iniciar otro ciclo de absorción.

<sup>11</sup> Power-to-X hace referencia a las tecnologías de conversión de electricidad en otras formas de energías como amoníaco o hidrógeno y que utilizan el CO<sub>2</sub> como insumo [10].

- Mientras tanto, en el paso más intensivo en energía, los pellets de  $\text{CaCO}_3$  se calientan hasta unos 1173 K en el horno operado por gas natural (unidad de calcinación) para liberar el  $\text{CO}_2$ . Los resultados de esta reacción son óxido de calcio ( $\text{CaO}$ ) y una corriente pura de  $\text{CO}_2$ . El  $\text{CO}_2$  se recoge y el  $\text{CaO}$  se mezcla con agua en la unidad de apagado para regeneración del  $\text{Ca(OH)}_2$  (etapa 4 en la Figura 9).

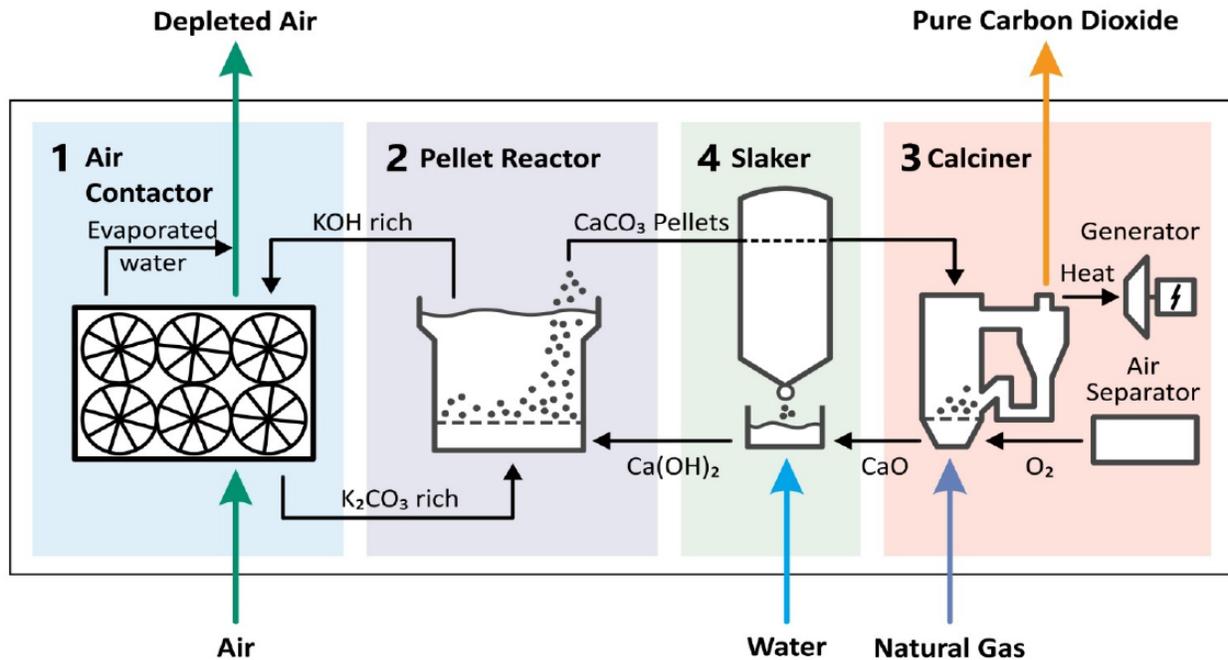


Figura 9: Etapas del proceso de captura de  $\text{CO}_2$  de Carbon Engineering. Fuente: [25].

Dadas las altas temperaturas presentes en el calcinador, Carbon Engineering ha utilizado la combustión de gas natural con oxígeno puro para alcanzar la demanda térmica asociada, lo que conlleva la necesidad de contar con una unidad de separación de aire adicional a la planta<sup>12</sup>. El funcionamiento con gas natural liberaría aproximadamente 0,5 toneladas de  $\text{CO}_2$  por cada tonelada de  $\text{CO}_2$  atmosférico capturado. Aunque este  $\text{CO}_2$  puede ser capturado y utilizado como materia prima para otros fines, finalmente acabará en la atmósfera después de algunos ciclos de utilización, por lo que esta es una de las principales desventajas de los procesos de absorción química de alta temperatura [27]. Sin embargo, Carbon Engineering también está investigando el uso de un calcinador eléctrico en lugar del calcinador alimentado con gas natural y oxígeno para la instalación a gran escala. Por lo tanto, se debe evaluar una variante del escenario de referencia, en la que el calcinador se calienta eléctricamente en lugar de mediante la combustión de gas natural, cuyo funcionamiento no liberaría  $\text{CO}_2$  a la atmósfera [28].

<sup>12</sup> Alternativamente se podría utilizar el oxígeno liberado por un proceso de electrólisis de agua, en el caso de instalaciones de generación de combustibles sintéticos [25].

## Parámetros de operación

En 2015 Carbon Engineering construyó una planta piloto de DAC en Squamish, Columbia Británica, Canadá, cuyo diseño busca replicar con precisión el rendimiento de los módulos a escala comercial (ver Figura 10). La compañía continúa operando este piloto, cuya capacidad de captura y purificación es aproximadamente 1 tonelada de CO<sub>2</sub> al día [29].



Figura 10: Planta piloto de Carbon Engineering en Columbia Británica, Canadá. Fuente: [29].

De acuerdo con la información publicada por la empresa, se reportan tres configuraciones disponibles para la implementación de su tecnología [25]:

- Una configuración base, aplicable al almacenamiento geológico en lugares con precios bajos de gas natural, en cuyo caso se suministra el CO<sub>2</sub> con especificaciones apropiadas para los gasoductos (15 MPa [25]). La instalación es eléctricamente neutra, sin entrada ni salida de energía eléctrica neta a partir de la red, suministrando toda la demanda de electricidad y calor mediante combustión de gas natural con oxígeno puro, turbina de gas y turbina de vapor.
- Una variante mixta, la cual no tiene turbina de gas y utiliza la electricidad de la red (o generación local) para compensar toda la energía no suministrada por el ciclo de vapor que es parte del proceso. Esta variante depende en menor medida del uso de gas natural y es apropiada para ubicaciones con energía de baja intensidad de carbono y bajo costo.
- Una alternativa optimizada para proporcionar CO<sub>2</sub> para la producción de combustibles sintéticos, en la cual se utiliza gas natural para suplir la demanda térmica de todo el sistema, pero se asume que el oxígeno necesario para llevar a cabo la combustión es obtenido como subproducto de una etapa adyacente de electrólisis de agua para la generación de hidrógeno. El sistema de síntesis de combustible requiere una presión de suministro menor a la configuración base, lo que reduce el costo y la complejidad de la compresión y la limpieza del CO<sub>2</sub> [25].

De forma complementaria se está evaluando una cuarta variante [27]: un sistema totalmente electrificado con producción de CO<sub>2</sub> a condiciones de presión de salida atmosféricas, disminuyendo el tamaño y la demanda de energía de varias partes.

La Tabla 5 detalla los parámetros de operación presentados por el proveedor, de acuerdo con [25] y [27].

**Tabla 5: Parámetros de operación del sistema DAC de Carbon Engineering. Fuente: [27] y [25].**

Parámetro	Unidad	Configuración base	Variante mixta	Variante combustibles sintéticos	Variante electrificada
Concentración CO <sub>2</sub>	ppm	400	400	400	400
Absorbente	-	KOH – Ca(OH) <sub>2</sub>	KOH – Ca(OH) <sub>2</sub>	KOH – Ca(OH) <sub>2</sub>	KOH – Ca(OH) <sub>2</sub>
Temperatura absorción	K	Ambiente	Ambiente	Ambiente	Ambiente
Presión absorción	MPa	0,1	0,1	0,1	0,1
Temperatura desorción	K	1173	1173	1173	1173
Demanda eléctrica	kWh <sub>el</sub> /ton CO <sub>2</sub>	0	366	77 <sup>13</sup>	1500 <sup>14</sup>
Demanda térmica	kWh <sub>th</sub> /ton CO <sub>2</sub>	2450 <sup>15</sup>	1458	1458	0
Presión de salida	MPa	15	15	0,1	0,1
Vector energético	-	Combustión gas natural	Combustión gas natural, electricidad	Combustión gas natural, electricidad	Electricidad
Pureza de salida del CO <sub>2</sub>	%	> 97,1	> 97,1	> 97,1	> 97,1

En condiciones ambientales de 293 K y 64% de humedad relativa, la planta necesita 4,7 toneladas de agua por cada tonelada de CO<sub>2</sub> capturada de la atmósfera.

### Costos de captura

Existen escasos detalles con respecto a los parámetros específicos del proceso utilizado en las diferentes fuentes de información y los supuestos de costos para abastecer la demanda energética, por lo que llevar a cabo un análisis de costos que permita realizar comparaciones entre las diferentes tecnologías presenta dificultades [10] [27].

<sup>13</sup> Para la configuración de combustibles sintéticos, se considera que el oxígeno utilizado proviene de la electrólisis del agua. Por lo tanto, no se considera en la demanda eléctrica la unidad de separación de aire que consideran las otras alternativas para su producción.

<sup>14</sup> A partir de un enfoque conservador, el autor supone la misma demanda de energía que el tercer escenario, basado en la tecnología de Carbon Engineering.

<sup>15</sup> Para la configuración base se considera que el 100% de la demanda energética es cubierta por la combustión de gas natural con oxígeno, incluyendo una unidad de generación eléctrica mediante turbina a gas.

La Tabla 6 presenta el costo de captura para un sistema de absorción de alta temperatura en 2020 y su evolución hasta el 2050 [27]<sup>16</sup>. Las principales consideraciones de diseño se listan a continuación:

- Para efectos del reporte se utiliza la variante de captura de CO<sub>2</sub> de Carbon Engineering electrificada (ver Tabla 5) con operación a presión ambiental. Un sistema de este tipo evita la necesidad de captura de CO<sub>2</sub> directo basado en el uso de combustible fósil, lo que reduce el tamaño del sistema y la demanda energética del sistema de calefacción, además de eliminar los costos del combustible.
- Se definen 4000 horas de operación anuales en base al uso de una fuente de generación de electricidad renovable mixto (2400 horas de base para sistemas fotovoltaicos y 3500 para sistemas eólicos) apoyada con un sistema de baterías para aumentar su disponibilidad, debido a los elevados costos de inversión.
- El valor del costo nivelado de electricidad (LCOE) es en base a estimaciones hechas para Marruecos y el costo nivelado de calor (LCOHe) en base al uso de bombas de calor de accionamiento eléctrico.

**Tabla 6: Costos de captura de CO<sub>2</sub> para el sistema de absorción de alta temperatura de Carbon Engineering. Fuente: [27].**

Parámetro	Unidad	2020	2030	2040	2050
CAPEX	€/tCO <sub>2</sub> ·a	815	378	265	222
OPEX	% capex/a	3,7	3,7	3,7	3,7
WACC	%	7	7	7	7
Vida útil	Años	25	30	30	30
Demanda eléctrica	kWh <sub>el</sub> /tCO <sub>2</sub>	1535	1458	1385	1316
Horas de operación	Horas	4000	4000	4000	4000
LCOE	€/MWh <sub>el</sub>	44	28	21	18
LCOHe	€/MWh <sub>th</sub>	36	27	24	22
LCOD	€/tCO <sub>2</sub>	286	138	98	80

Los costos definitivos de un sistema de captura dependerán altamente de la implementación a escala industrial de las tecnologías en estudio, de las alternativas locales de generación renovable, la tecnología utilizada para abastecer la demanda térmica del sistema y los parámetros específicos del CO<sub>2</sub> producido.

<sup>16</sup> Carbon Engineering ha publicado costos nivelados de captura (LCOD) de 75-113 €/tCO<sub>2</sub> para sus sistemas de CO<sub>2</sub> capturado, purificado y comprimido a 150 bar. No obstante, estos valores son calculados en base a su planta piloto en Configuración base a partir de la combustión de gas natural, por lo que no pueden ser utilizados para la producción de combustibles sintéticos verdes [25].

### 5.2.3.2 Caso 2: Global Thermostat

Global Thermostat posee una tecnología multifuncional capaz de capturar el CO<sub>2</sub> tanto de la atmósfera como de las emisiones de fuentes puntuales. Su adsorbente está compuesto por aminas adheridas a una superficie monolítica; lo que reduce el tiempo de ciclo completo del sistema a 16 minutos (la regeneración se produce en menos de 100 segundos a temperaturas de 358 - 388 K). Para lograr un proceso tan rápido, se utiliza vapor saturado a presión subatmosférica como fluido de transferencia de calor directo y como gas de barrido. Se recupera el 50% del calor de regeneración [30].

#### Descripción del proceso

El proceso de captura de CO<sub>2</sub> se lleva a cabo en tres etapas: entrada de aire y captura de carbono, regeneración y transferencia de calor. El detalle del proceso se presenta en la Figura 11:

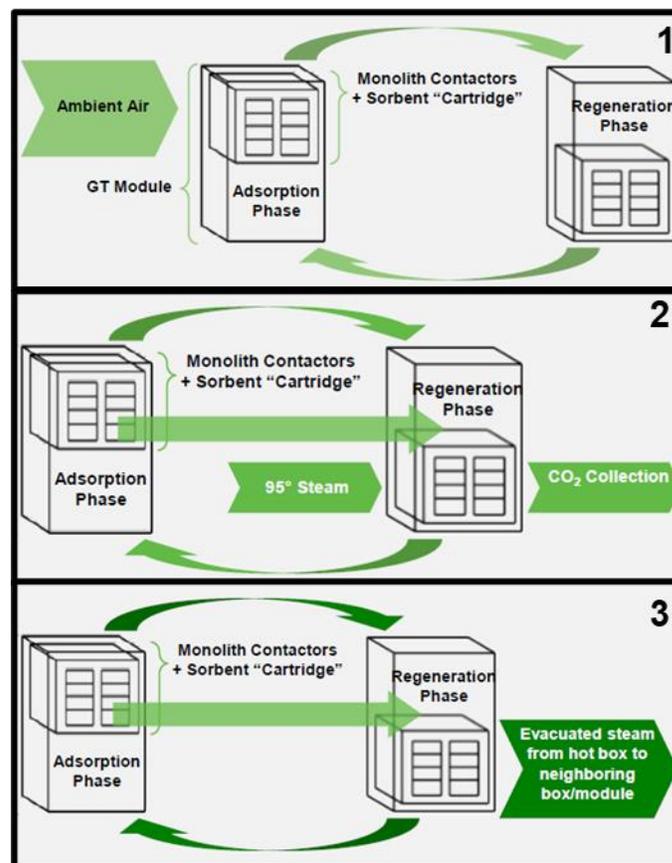


Figura 11: Proceso de captura de dióxido de carbono utilizado por Global Thermostat. Fuente: adaptado de [30].

- En el primer bloque (etapa 1 en la Figura 11), el aire cargado de CO<sub>2</sub> se dirige a través de las celdas de la estructura adsorbente, cuyo diseño busca maximizar la superficie de contacto y minimizar la caída de presión. Cabe señalar que, en lugar del ventilador considerado en el diseño original, se pueden utilizar corrientes de viento naturales si hay vientos fuertes para impulsar el aire a través del sustrato. A continuación, el CO<sub>2</sub> es retenido hasta que la estructura adsorbente alcanza un nivel de saturación

especificado, o el nivel de CO<sub>2</sub> a la salida de la estructura adsorbente alcanza un valor especificado por diseño, el cual denota que el adsorbente está lo suficientemente saturado de CO<sub>2</sub> como para no capturar una cantidad significativa de CO<sub>2</sub> adicional [31]. Cuando se desea recoger el CO<sub>2</sub> de la estructura adsorbente (y regenerar la estructura adsorbente), esta última se retira de la corriente de aire cargada de dióxido de carbono y se aísla de la corriente de aire y de otras fuentes de entrada de aire.

- A continuación (etapa 2 en la Figura 11), se hace pasar vapor de agua a 368 K a través de la estructura adsorbente, el cual se condensará inicialmente y transferirá su calor latente de condensación a la estructura adsorbente. La estructura adsorbente alcanzará la temperatura de saturación y el vapor pasará a través de la estructura adsorbente sin condensarse. A medida que el condensado y luego el vapor atraviesan y calientan la estructura adsorbente, el CO<sub>2</sub> que fue capturado se libera de la estructura adsorbente, produciendo más agua condensada al proporcionar el calor de reacción necesario para liberar el CO<sub>2</sub> y ser empujado fuera del sistema por el vapor o extraído por un ventilador/bomba. El ciclo completo tarda 16 minutos [30].
- La última etapa del ciclo se lleva a cabo una vez que se ha eliminado el CO<sub>2</sub> de la estructura adsorbente y el módulo vecino ha completado el proceso de adsorción, entrando a la etapa de regeneración. Ese módulo se evacúa del flujo de aire y se conecta al módulo caliente de la que se acaba de extraer el CO<sub>2</sub> (paso 3). El agua evaporada del módulo caliente se condensa en los monolitos fríos del módulo a regenerar, calentándolos. Este paso proporciona el 50% del calor de los monolitos fríos. Posteriormente, el sistema se eleva de nuevo a la corriente de aire. El aire enfriará la estructura del adsorbente y eliminará cualquier resto de humedad.

### Parámetros de operación

Global Thermostat opera plantas piloto para la captura de dióxido de carbono desde el 2010. A partir del 2018, la compañía cuenta con una instalación comercial en Alabama, Estados Unidos, la cual es capaz de capturar 4000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año (ver Figura 12).



Figura 12: Planta comercial de captura de CO<sub>2</sub> de Global Thermostat en Alabama, Estados Unidos. Fuente: [30].

En Chile, en la región de Magallanes, se está desarrollando el proyecto “*Piloto de Descarbonización y Producción de Combustibles Carbono Neutral*”, de la empresa HIF, que utilizará la tecnología de Global Thermostat. La declaración de impacto ambiental del proyecto destaca la estructura de monolitos cerámicos porosos con una base de aminas que “actúan como una esponja de carbono que permitirá la adsorción de dióxido de carbono desde el aire a una tasa de 150 kg/h, con un caudal máximo de 250 kg/h” [32].

A continuación, se listan los parámetros de operación de la tecnología de captura de carbono mediante adsorción química de baja temperatura de Global Thermostat [27].

Tabla 7: Parámetros de operación del sistema DAC de Global Thermostat. Fuente: [27].

Parámetro	Unidad	Global Thermostat
Concentración CO <sub>2</sub>	ppm	400
Adsorbente	-	Amina sobre estructura monolítica
Temperatura absorción	K	Ambiente
Presión absorción	MPa	0,1
Temperatura desorción	K	358-368
Demanda eléctrica	kWh <sub>el</sub> /ton CO <sub>2</sub>	150-260
Demanda térmica	kWh <sub>th</sub> /ton CO <sub>2</sub>	1170-1410
Presión de salida	MPa	0,1
Vector energético	-	Vapor de agua a partir de calor residual o bomba de calor
Pureza de salida del CO <sub>2</sub>	%	> 98,5

## Costos de captura

Existen escasos detalles con respecto a los parámetros específicos del proceso utilizado en las diferentes fuentes de información y los supuestos de costos para abastecer la demanda energética, por lo que llevar a cabo un análisis de costos que permita realizar comparaciones entre las diferentes tecnologías presenta dificultades. Los datos económicos de los sistemas de baja temperatura basados en adsorbentes sólidos son más limitados a la fecha [10] [27].

Global Thermostat espera que los costos de captura de CO<sub>2</sub> sean inferiores a 113 €/tCO<sub>2</sub> para sus primeras plantas a escala comercial y que este valor disminuya en un 50% en la n-ésima planta. No obstante, la empresa no ha publicado detalles financieros con respecto a los parámetros que sustentan dicho análisis de costos ni valores provenientes de la operación de su planta en Alabama (Figura 12) [27].

### 5.2.3.3 Caso 3: Climeworks

El diseño de las instalaciones de Climeworks se basa en un proceso de dos fases de adsorción/desorción mediante adsorbentes con grupos funcionales alcalinos, llevando a cabo ambos procesos en un mismo colector. La adsorción de CO<sub>2</sub> se realiza sin tratar la corriente de aire entrante, y la desorción de CO<sub>2</sub> se lleva a cabo mediante un proceso de oscilación de temperatura y vacío.

#### Descripción del proceso

El aire se aspira con un ventilador y se hace pasar por un filtro de una fibra de celulosa especial. La celulosa, por su gran superficie, funciona como una esponja. Apoyado por los derivados del amoníaco (aminas) que están presentes en el módulo Climeworks, el CO<sub>2</sub> se une químicamente en el filtro. Después de dos o tres horas, el filtro se satura de CO<sub>2</sub>. En ese momento, se apaga el ventilador, se cierra la cámara del filtro de forma hermética, se calienta el contenido a unos 95 °C y, al mismo tiempo, se reduce la presión a 200 mbar. Las moléculas de CO<sub>2</sub> se liberan del filtro y pueden ser aspiradas. Tras una fase de enfriamiento con aire o agua, se repite todo el proceso, cuyo detalle se presenta en la Figura 13 [33].

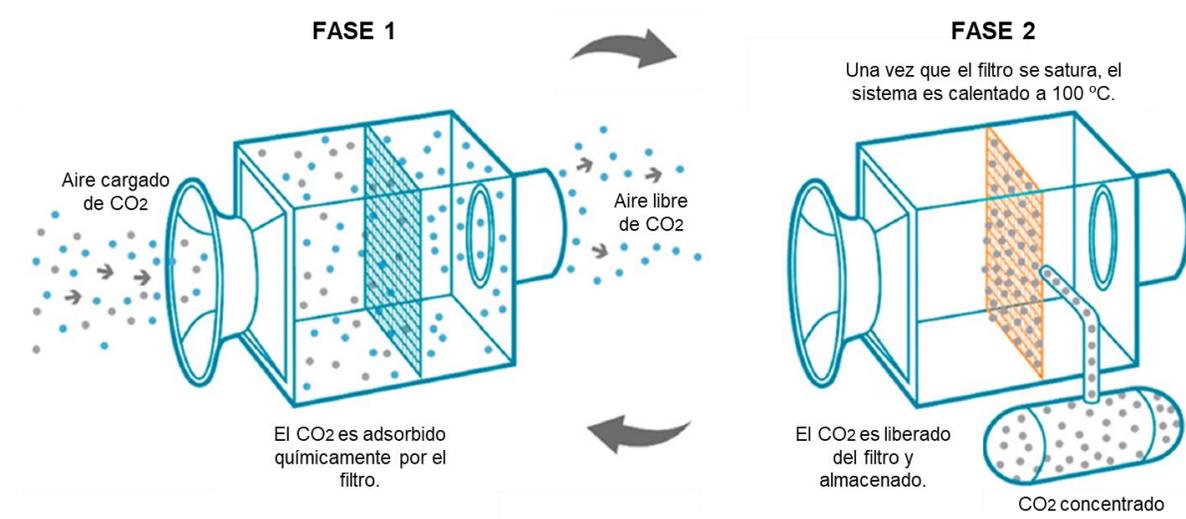


Figura 13: Proceso de captura de CO<sub>2</sub> utilizado por Climeworks. Fuente: adaptado de [33].

Un ciclo completo del sistema tarda de 4 a 6 horas con una salida de corriente de CO<sub>2</sub> con una pureza del 99,9%.

### Parámetros de operación

El 2015 Climeworks comisionó la primera síntesis mundial de metano renovable a partir de CO<sub>2</sub> atmosférico. En 2017, la empresa puso en marcha la primera planta comercial DAC del mundo en Hinwil, Suiza (Figura 14). La planta captura nominalmente 900 toneladas de CO<sub>2</sub> al año del aire y entrega el CO<sub>2</sub> a un invernadero cercano. Más tarde, ese mismo año, Climeworks hizo una alianza comercial con CarbFix, empresa dedicada al almacenamiento de CO<sub>2</sub>, construyendo la primera instalación que combina DAC y almacenamiento mineral de CO<sub>2</sub> del mundo.



**Figura 14: Primera planta comercial para la captura directa de CO<sub>2</sub> desde el aire. Fuente: (Gutknecht, Snæbjörnsdóttir, Sigfússon, Aradóttir, & Charles, 2018).**

Un módulo de captura de Climeworks realiza unos cinco ciclos al día y captura 135 kg de CO<sub>2</sub> durante este periodo. La demanda térmica para calentar el filtro es del orden de 1500 - 2000 kWh por tonelada de CO<sub>2</sub>. En el caso de la planta piloto y de demostración de Hinwil, el calor procede de una planta de incineración de residuos aledaña. La demanda de energía eléctrica para el ventilador y el control es de 200 a 300 kWh por tonelada de CO<sub>2</sub>. A continuación, se listan los parámetros de operación de la tecnología de captura de carbono mediante adsorción química de baja temperatura de Climeworks [27] [34].

**Tabla 8: Parámetros de operación del sistema DAC de Climeworks. Fuente: [34] en [27].**

Parámetro	Unidad	Climeworks
Concentración CO <sub>2</sub>	ppm	400
Adsorbente	-	Amina en filtro de celulosa
Temperatura absorción	K	Ambiente
Presión absorción	MPa	0,1
Temperatura desorción	K	353-393
Demanda eléctrica	kWh <sub>el</sub> /ton CO <sub>2</sub>	200-300 <sup>17</sup>
Demanda térmica	kWh <sub>th</sub> /ton CO <sub>2</sub>	1500-2000
Presión de salida	MPa	0,02
Vector energético	-	Calor residual
Pureza de salida del CO <sub>2</sub>	%	> 99,9

Aunque la demanda de energía de un sistema de adsorción de baja temperatura se identifica como levemente mayor, se tiene certeza que puede ser abastecida mediante calor a bajas temperaturas (más barato) suministrado por bombas de calor, a diferencia de la alternativa de Carbon Engineering [27].

### Costos de captura

Existen escasos detalles con respecto a los parámetros específicos del proceso utilizado en las diferentes fuentes de información y los supuestos de costos para abastecer la demanda energética, por lo que llevar a cabo un análisis de costos que permita realizar comparaciones entre las diferentes tecnologías presenta dificultades. Los datos económicos de los sistemas de baja temperatura basados en adsorbentes sólidos son más limitados a la fecha [10] [27].

La Tabla 9 presenta el costo de captura (LCOD) para un sistema de absorción de baja temperatura en 2020 y su evolución hasta el 2050 [18]<sup>18</sup>. Las principales consideraciones económicas y de diseño se listan a continuación:

- Se estimó que la demanda media de electricidad y calor a baja temperatura para 2030 sería un 10% y un 14,3% inferior a las cifras actuales, en base a valores presentados por Climeworks. Este análisis se proyecta en el intervalo 2030-2050.
- Se utiliza el valor de vida útil más bajo de Climeworks (20 años) y un 4% de OPEX anual para el 2020.

<sup>17</sup> 650 kWh<sub>el</sub>/ton CO<sub>2</sub> de acuerdo con la información disponible en la página de la empresa. Para mayor información dirigirse a <https://climeworks.com/faq-about-direct-air-capture>.

<sup>18</sup> Climeworks ha afirmado que el costo objetivo es inferior a 75 €/tCO<sub>2</sub> para las plantas a gran escala. Sin embargo, no se especifican precios de la electricidad ni hipótesis financieras que sustenten dichos valores [27].

- Se definen 4000 horas de operación anuales en base al uso de una fuente de generación de electricidad renovable mixto (2400 horas de base para sistemas fotovoltaicos y 3500 para sistemas eólicos) apoyada con un sistema de baterías para aumentar su disponibilidad, debido a los elevados costos de inversión.
- El valor del costo nivelado de electricidad (LCOE) es en base a estimaciones hechas para Marruecos y el costo nivelado de calor (LCOHe) en base al uso de bombas de calor de accionamiento eléctrico.

Tabla 9: Costos de captura de CO<sub>2</sub> para el sistema de absorción de baja temperatura de Climeworks. Fuente: [27].

Parámetro	Unidad	2020	2030	2040	2050
CAPEX	€/tCO <sub>2</sub> ·a	730	338	237	199
OPEX	% capex/a	4	4	4	4
WACC	%	7	7	7	7
Vida útil	Años	20	25	30	30
Demanda eléctrica	kWh <sub>el</sub> /tCO <sub>2</sub>	250	225	203	182
Demanda térmica	kWh <sub>th</sub> /ton CO <sub>2</sub>	1750	1500	1286	1102
Tiempo de operación	Horas	4000	4000	4000	4000
LCOE	€/MWh <sub>el</sub>	44	28	21	18
LCOHe	€/MWh <sub>th</sub>	36	27	24	22
LCOD	€/tCO <sub>2</sub>	289	141	97	80

En caso de contar con calor residual disponible a partir de procesos adyacentes a la instalación de captura, estos costos pueden ser disminuidos en un rango entre un 20-30% con respecto al LCOD inicial [27].

## 6 Análisis de fuentes industriales de CO<sub>2</sub> en Chile

En este capítulo se identifican y caracterizan las principales fuentes inevitables de dióxido de carbono en el sector industrial de Chile.

### 6.1 Fuentes de datos y análisis inicial para identificar fuentes inevitables

Para identificar las fuentes inevitables se ha tenido en consideración información del Inventario Nacional de Emisiones y el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC)<sup>19</sup> que gestiona el Ministerio de Medio Ambiente.

#### 6.1.1 Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero

Según el último Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (2016), las emisiones de CO<sub>2</sub> del país están asociadas mayoritariamente a dos sectores: el sector energía; y el de agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra<sup>20</sup>. Estos representaron el 45,8% y 52,4% de las emisiones de CO<sub>2</sub> del año 2016 respectivamente [35]. El resto de las emisiones fue causado por el sector de procesos industriales y uso de productos en un 1,8%, y el de residuos con menos de un 0,0003%.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> susceptibles a ser capturadas para su posterior uso deben ser estacionarias. Además, para que sea técnica y económicamente factible su captura, las fuentes de emisiones estacionarias deben ser puntuales y no de área. Para identificar dichas fuentes en el contexto nacional se analizó el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del año 2016, particularmente todas las subcategorías de los sectores antes mencionados que presentaron emisiones. La clasificación y subcategorías de las fuentes emisoras se presentan en la Figura 15.

Del total de las emisiones del 2016, sólo un 27,1% podrían ser consideradas como fuentes estacionarias y puntuales, sin embargo, muchas de estas incluyen emisiones no capturables, como las asociadas al uso de maquinarias dentro de las faenas. La Figura 16 muestra el porcentaje de las emisiones por cada sector que son potencialmente estacionarias y puntuales (en azul). Los únicos sectores en los que se podría realizar captura de carbono son el de energía, el de procesos industriales o uso de productos, y el de residuos, ya que el sector agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra presenta sólo emisiones fugitivas<sup>21</sup>.

---

<sup>19</sup> <https://retc.mma.gob.cl/>

<sup>20</sup> Se consideran sólo emisiones directas de CO<sub>2</sub>, y no de otros GEI. Tampoco se consideran las absorciones de CO<sub>2</sub> de cada sector.

<sup>21</sup> Se descartan las emisiones de CO<sub>2</sub> de todo el sector agrícola, ya que estas están asociadas a la aplicación de fertilizantes (urea) y reguladores de pH en los suelos (encalado), y por ende no son capturables. Por otro lado, las

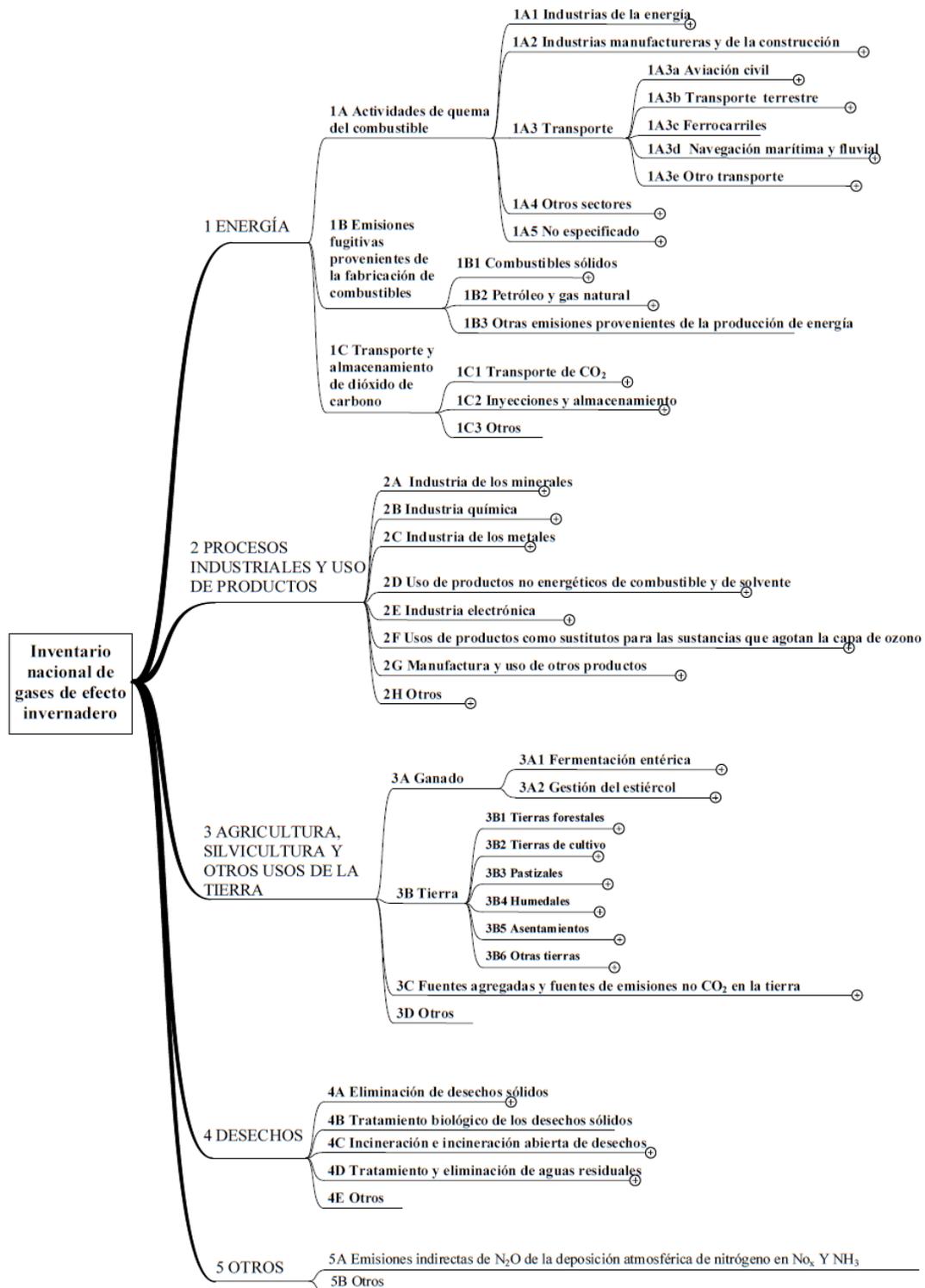


Figura 15: Categorías principales de emisiones por fuentes y absorciones por sumideros. Fuente: [36]

emisiones del sector silvicultura y otros usos de la tierra están asociadas al uso, gestión y cambio de uso de la tierra, por lo que tampoco pueden ser capturadas.



**Figura 16: Porcentaje de fuentes potencialmente estacionarias y puntuales por sector. Fuente: Elaboración propia en base a [35]**

En el sector energía sólo la categoría de quema de combustibles (1.A en la Figura 15) posee emisiones de CO<sub>2</sub> que pueden ser capturadas<sup>22</sup>. En el sector de procesos industriales y uso de productos, tanto la industria de minerales, como la química y la de metales (2.A, 2.B y 2.C en la Figura 15) poseen fuentes emisoras estacionarias y puntuales de las cuales se podría capturar el CO<sub>2</sub><sup>23</sup>, algo que también sería factible en fuentes emisoras estacionarias puntuales de quema de residuos (4.C en la Figura 15).

En el sector energía, dentro de la subcategoría de actividades de quema de combustible, el sector transporte (1.A.3 en la Figura 15) posee emisiones móviles, y el sector “otros” (1.A.4 en la Figura 15) comprende emisiones estacionarias de área (sector comercial e institucional y residencial) y móviles (vehículos, maquinaria, uso combustible en agricultura y en pesca), por lo que no pueden ser capturados. Sin embargo, las categorías de Industrias de la Energía y la de Industrias Manufactureras de la Construcción (1.A.1 y 1.A.2<sup>24</sup> en la Figura 15) poseen fuentes emisoras de las cuáles sí se podría capturar CO<sub>2</sub>. Dentro de estas categorías se encuentran sectores como la generación de electricidad, manufactura

<sup>22</sup> El CO<sub>2</sub> asociado a emisiones fugitivas de combustibles (Energía) no puede ser capturado.

<sup>23</sup> No pueden ser capturadas las emisiones de la subcategoría de Uso de productos no energéticos de combustibles y uso de solventes, pues corresponden al uso de lubricantes y cera de parafina. Las demás categorías del sector no presentan emisiones de CO<sub>2</sub> en el país.

<sup>24</sup> La subcategoría 1.A.2 (Industrias manufactureras y de la construcción) incluye las emisiones asociadas a la quema de combustibles fósiles en la industria, incluyendo la quema para generación de electricidad y calor para el uso propio de estas industrias [35]. Sin embargo, las emisiones asociadas al uso y quema de biomasa se incluyen en la categoría 4 (Sector uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura), por lo que industrias intensivas en el uso de biomasa (como por ejemplo, papel y celulosa) presentan grandes diferencias en las emisiones informadas en el Inventario Nacional de Emisiones y en las informadas en el Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (que si incluye emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la quema de biomasa).

de combustibles sólidos, refinería de petróleo, minería, industria de papel y celulosa, industria de los minerales, entre otros.

En el sector de procesos industriales y uso de productos, particularmente en las industrias de minerales, de químicos y de metales, se encuentran procesos de producción de hierro y acero, cal, vidrio, metanol y etileno.

El desglose de las categorías que presentan potenciales fuentes estacionarias puntuales se muestra en la Tabla 10<sup>25</sup>. Para cada categoría, se indican las emisiones reportadas en el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del año 2016.

**Tabla 10: Categorías que presentan fuentes emisoras de CO<sub>2</sub> potencialmente estacionarias y puntuales susceptibles a captura. Fuente: Elaboración propia en base a [35]**

Sector	Categorías		Emisiones CO <sub>2</sub> (kt/año)	
Energía	Actividades de quema de combustible	Industrias de la energía	Generación de electricidad	34.354
			Manufactura de combustibles sólidos	764
			Refinación del petróleo	366
	Industrias manufactureras y de la construcción		Minería (con excepción de combustibles) y cantería	7.940
			Industria no especificada <sup>1</sup>	4.647
			Pulpa y papel	1.184
			Minerales no metálicos	979
			Sustancias químicas	337
			Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco	326
			Hierro y acero	272
Procesos industriales y uso de productos	Industria de los metales	Producción de hierro y acero	Producción de hierro y acero	1.328
	Industria de los minerales	Producción de cal	Producción de cal	617
		Producción de cemento	Producción de cemento	882
		Producción de vidrio	Producción de vidrio	103
	Industria química	Producción petroquímica y de negro de humo	Metanol	259
			Etileno	4
Residuos	Incineración y quema abierta de residuos	Incineración de residuos	Incineración de residuos	1

<sup>1</sup> Incluye toda la industria manufacturera y de la construcción para la cual no hay datos por separado o que no está incluida en: hierro y acero; sustancias químicas; pulpa, papel e imprenta; procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco; minerales no metálicos; minería (con excepción de combustibles) y cantería.

<sup>25</sup> No todas las emisiones de cada categoría son estacionarias y puntuales, sino que son categorías que dentro de sus fuentes pueden presentar emisiones estacionarias y puntuales.

Adicionalmente, en la Tabla 11, se presenta una breve descripción de cada categoría emisora en Chile.

**Tabla 11: Descripción de cada categoría emisora de CO<sub>2</sub> con potenciales fuentes estacionarias y puntuales. Fuente: Elaboración propia en base a [35]**

Sector	Categorías	Descripción
Energía	Generación de electricidad	Corresponde a empresas públicas o privadas que generan electricidad para uso público.
	Hierro y acero	Industrias y fundiciones que trabajan con hierro y acero
	Industria no especificada	Incluye a todas las demás industrias
	Manufactura de combustibles sólidos	Corresponde a la fabricación de energéticos secundarios a partir de combustibles sólidos, como producción de carbón vegetal, coque, gas de fábrica de gas y minería de carbón mineral.
	Minerales no metálicos	Incluye sólo la industria del cemento
	Minería (con excepción de combustibles) y cantería	Incluye la explotación, extracción y procesos metalúrgicos de cobre, salitre, hierro y minas varias
	Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco	Incluye sólo la producción de azúcar
	Pulpa y papel	Producción de papel y celulosa.
	Refinación del petróleo	Corresponde a actividades de combustión usadas en el proceso de refinación de petróleo.
	Sustancias químicas	Fabricación de sustancias químicas y productos químicos, principalmente industria petroquímica.
Procesos industriales y uso de productos	Etileno	Producción de etileno a partir de combustibles fósiles.
	Metanol	Producción de metanol a partir de combustibles fósiles.
	Producción de cal	Incluye a 4 empresas proveedoras de cal, pero también a muchas industrias que la producen para consumo propio
	Producción de cemento	Incluye empresas productoras de cemento.
	Producción de hierro y acero	Producción de hierro y de acero en hornos básicos de oxígeno o eléctricos.
	Producción de vidrio	Considera procesos de extracción de minerales (difuso), y fundición de estos para fabricación de vidrio (puntual)
Residuos	Incineración de residuos	Corresponde a la combustión de residuos sólidos y líquidos sin recuperación de energía

### 6.1.2 Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC)

El Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC) corresponde a una recopilación anual de todas las emisiones realizadas a las aguas y al aire, así como la disposición de residuos y las transferencias de residuos, que se realizan en Chile<sup>26</sup>. En este registro se incluyen las emisiones atmosféricas de diversos contaminantes, entre ellos el CO<sub>2</sub> emitido tanto por fuentes puntuales<sup>27</sup> como

<sup>26</sup> Disponible en: <https://datosretc.mma.gob.cl/dataset/emisiones-al-aire/resource/bbb1db8a-ce07-4936-b17f-d3c29fbc44fc>

<sup>27</sup> Fuentes puntuales: “son aquellas fuentes donde la ubicación del punto de descarga, generación o emisión al medio ambiente es plenamente identificable. Las emisiones, residuos y/o transferencias de contaminantes de las fuentes puntuales al medio ambiente, pueden estar o no sujetas a medición o cuantificación, a través de una norma de emisión, plan de monitoreo, plan de manejo u otra regulación que así lo determine. El parámetro deberá medirse, cuantificarse o estimarse dependiendo de lo establecido en la norma de emisión o regulación respectiva” (D.S. N° 1/2013 del MMA).

no puntuales<sup>28</sup>. Los últimos datos de emisiones atmosféricas de fuentes puntuales disponibles corresponden a las emisiones del año 2018. Si bien existe una versión preliminar de las emisiones del año 2019, esta contiene potenciales errores en las emisiones<sup>29</sup>. Adicionalmente existen inconsistencias entre los valores reportados en el 2018 y los del 2019, producto del cambio del organismo encargado de recopilar la información asociada, y un cambio en la metodología de recolección de la información. En el 2019 el registro pasó del Ministerio de Salud al Ministerio de Medio Ambiente, y si bien se han realizado importantes avances en la estandarización de la información reportada por las empresas, aún quedan inconsistencias. Es importante destacar que este registro incorpora datos de emisiones que son reportados directamente por las empresas emisoras, y que muchas veces estos no corresponden a una medición directa, sino que son calculados.

La base de datos de emisiones atmosféricas de fuentes puntuales incluye datos sobre el establecimiento emisor<sup>30</sup>, como su ubicación geográfica y el rubro al que pertenece. Adicionalmente, el documento preliminar desarrollado para el año 2019 incluye información sobre el tipo de emisión (si es una combustión u otra transformación de materia prima, y el combustible usado en caso de aplicar) y el tipo de fuente emisora (hornos, grupos electrógenos, calderas, etc.). Esta última información es valiosa porque permite hacer un análisis de la inevitabilidad de cada fuente, según los criterios comentados en la Sección 4.1.2, cosa que no es posible hacer con los datos del año 2018.

Dado que la versión preliminar del RETC para el 2019 contiene posibles inconsistencias, en el análisis que se ha realizado en este estudio se incluyen sólo las fuentes y emisiones reportadas para el año 2018, sin embargo, se cruza la información con el RETC 2019 para obtener datos más detallados acerca de los combustibles utilizados y los procesos emisores de dichas fuentes.

---

<sup>28</sup> En la estimación realizada por el RETC se incluyen las emisiones asociadas a transporte en ruta, combustión residencial de leña, incendios forestales, incendios urbanos y quemas agrícolas.

<sup>29</sup> Según lo señalado en la página web del RETC en enero de 2020: “Observación: El archivo incluye potenciales errores en las emisiones debido a posible información inconsistente declarada por los usuarios. Se está en el proceso de contactar establecimientos industriales para realizar correcciones en la información reportada si corresponde. Próximamente se volverá a cargar este archivo con todos los ajustes realizados.”

Disponible en: <https://datosretc.mma.gob.cl/dataset/emisiones-al-aire/resource/bbb1db8a-ce07-4936-b17f-d3c29fbc44fc>

<sup>30</sup> Establecimiento: “recinto o local en el que se lleva a cabo una o varias actividades económicas donde se produce una transformación de la materia prima o materiales empleados, o que no producen una transformación en su esencia pero dan origen a nuevos productos, y que en este proceso originan emisiones, residuos y/o transferencias de contaminantes; así como cualesquiera otras actividades directamente relacionadas con aquéllas que guarden una relación de índole técnica con las actividades llevadas a cabo en el mismo emplazamiento y puedan tener repercusiones sobre generación de emisiones, residuos y/o transferencias de contaminantes” (D.S. N° 1/2013 del MMA) .

## 6.2 Análisis de emisiones de fuentes puntuales en Chile

### 6.2.1 Distribución regional por rubro

De acuerdo con la información reportada en el RETC, durante el año 2018 se emitieron 54 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> desde fuentes puntuales. De estas, el 29,1% se concentra en la Región del Biobío, el 24,2% en la Región de Antofagasta, y el 13,6% en la Región de Valparaíso. El 33,1% restante se distribuye entre las otras 13 regiones<sup>31</sup> (Figura 17).

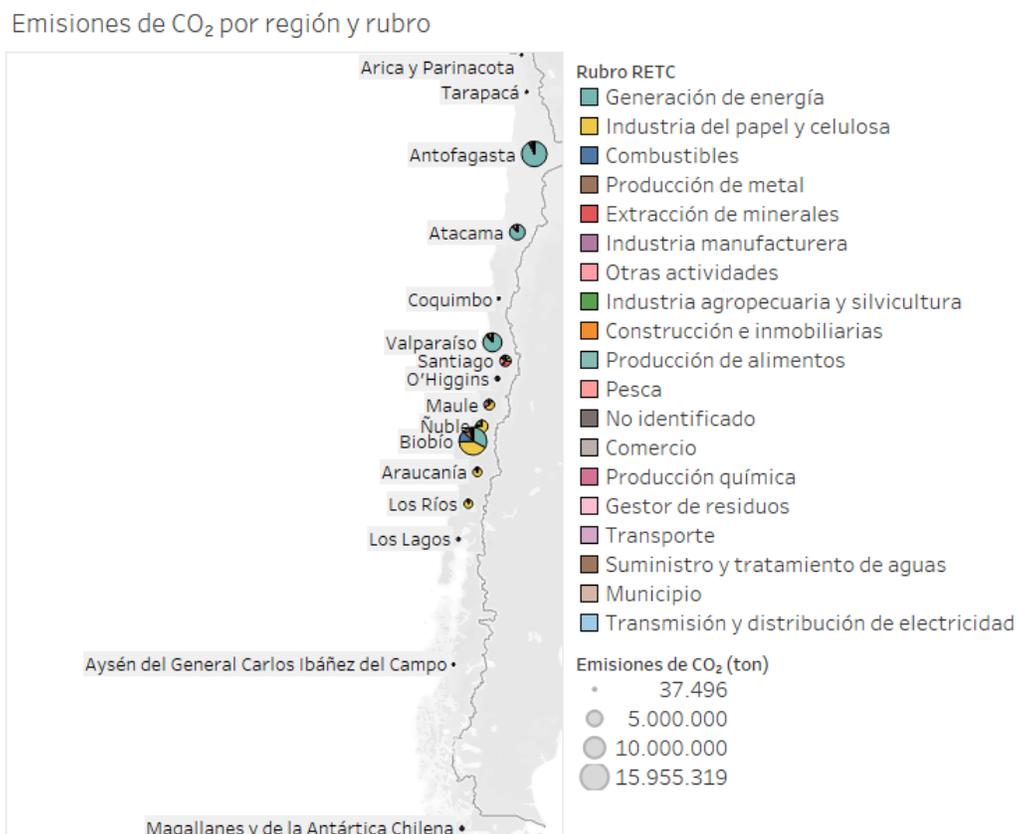


Figura 17: Emisiones de CO<sub>2</sub> de fuentes puntuales en el año 2018 informadas por el RETC. Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por el RETC.

El rubro RETC que presentó mayores emisiones en el año 2018 corresponde al de generación de energía con casi 30 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, seguido por la industria del papel y celulosa con 13,6 millones de toneladas. Con emisiones mucho menores, le siguen el rubro de los combustibles, la producción de metal, extracción de minerales, e industria manufacturera, con emisiones de entre 2,2 y 1,3 millones de toneladas al año.

<sup>31</sup> La Región de Ñuble se creó durante el 2018, por lo que no se considera como una región separada de la Región de Biobío en el RETC del 2018, sin embargo, esta se separó de la Región del Biobío para el análisis.

Las fuentes puntuales consideradas en el RETC corresponden a aquellas industrias que cuentan con grupo electrógeno mayor a 20 kW o con calderas industriales y de calefacción cuyo consumo de combustible es mayor a 1 MJ/hora. También se consideran los establecimientos con unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt. Dentro de estas industrias se encuentran los siguientes sectores: producción de Papel y Celulosa, Fundiciones Primarias y Secundaria, Centrales Termoeléctricas, Producción de Cemento, Cal y Yeso, Producción de Vidrio, Producción de Cerámica, Industria Siderúrgica, Industria Petroquímica, Producción de Asfaltos, Grupos Eléctricos y Calderas y Centrales termoeléctricas, entre otros [37].

A continuación, se presenta un análisis más detallado para algunas regiones del país, ya sea porque en estas se están desarrollando proyectos asociados a la producción de combustibles sintéticos y captura de carbono, o por la elevada cantidad de emisiones de fuentes puntuales presentes.

### 6.2.1.1 Caso 1: Región de Magallanes y la Antártica Chilena

El 2019 en la Región de Magallanes las emisiones anuales fueron de 0,4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Estas están dadas en su mayoría por el rubro de generación de energía (183 mil toneladas), compuesto por las centrales Tres Puentes, Porvenir, Mina Invierno, Puerto Williams, Punta Arenas y Puerto Natales, que operan a gas natural y diésel, de la Empresa Eléctrica de Magallanes. En otras actividades destacada la operación de Methanex, que produce metanol a partir de gas natural, con emisiones de casi 150 mil toneladas de CO<sub>2</sub>. En la categoría de combustibles se encuentran las emisiones asociadas a las plantas de ENAP en la región dedicadas principalmente a la explotación de petróleo y gas natural.

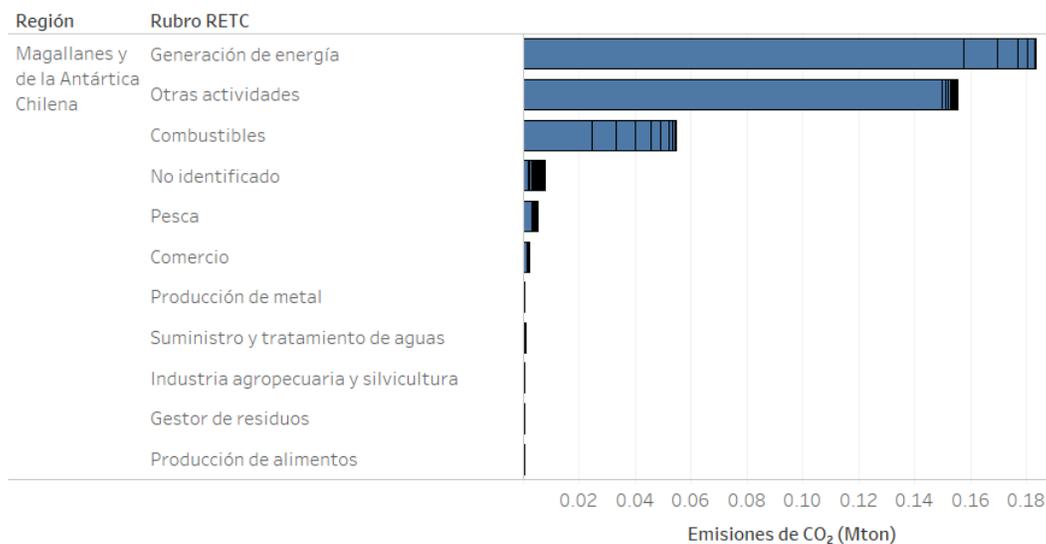


Figura 18: Emisiones de CO<sub>2</sub> de fuentes puntuales en la región de Magallanes durante el año 2018. Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por el RETC.

### 6.2.1.2 Caso 2: Región de Antofagasta

En el año 2018 las emisiones de la Región de Antofagasta fueron 13,4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. De estas, 12,4 millones de toneladas fueron emitidas por el rubro de generación de energía, compuesto en su mayoría por termoeléctricas a carbón que operan en la región. Las emisiones de las termoeléctricas a gas representaron el 7,5% de dicho sector.

La Figura 19 presenta las emisiones regionales por rubro, excluyendo las asociadas a termoeléctricas a carbón. El rubro de la construcción, el segundo en emisiones en la región presentó emisiones de 314 mil toneladas, causadas principalmente por la planta de Cementos Biobío en Antofagasta. Le siguen los rubros de producción de metales y el de extracción de minerales, que tuvieron emisiones del orden de 250 mil toneladas anuales cada uno, y están compuestos por minas y fundiciones como las de: Chuquicamata, Altonorte, Escondida, Coya Sur, El Abra, Radomiro Tomic, Spence, entre otras.

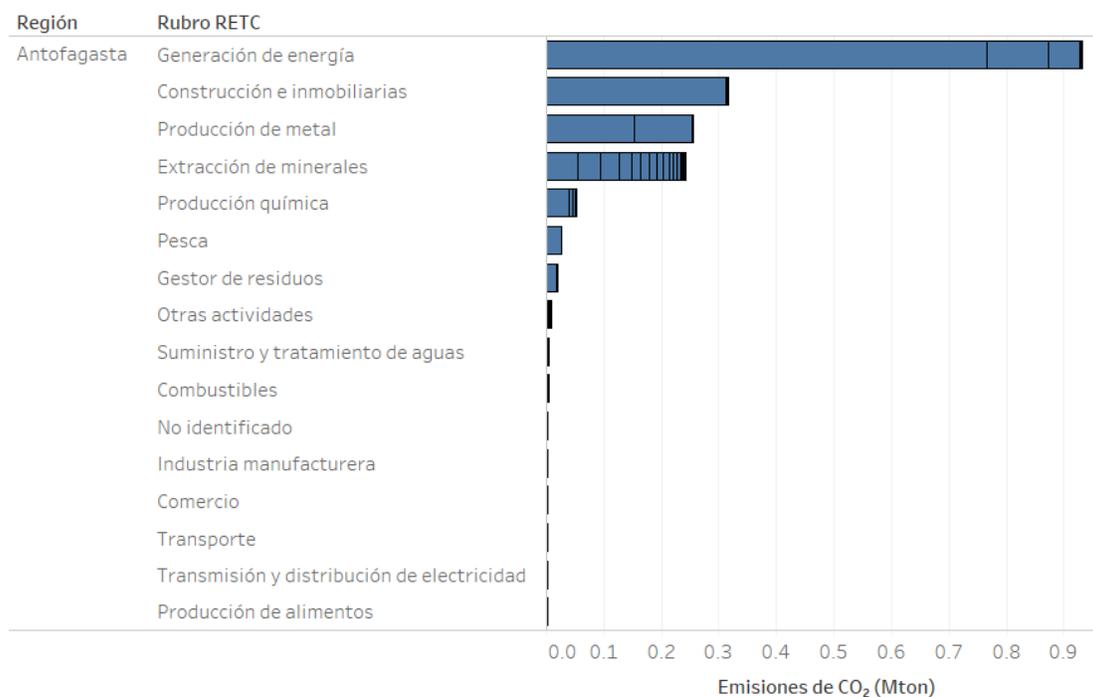


Figura 19: Emisiones de CO<sub>2</sub> de fuentes puntuales en la Región de Antofagasta durante el año 2018, excluyendo las pertenecientes a termoeléctricas a carbón. Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por el RETC.

### 6.2.1.3 Caso 3: Región del Biobío

El 2018 en la Región de Biobío las emisiones totales proveniente de fuentes puntuales fueron 16 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. La industria del papel y celulosa representa el 41,4% del total, con 6,6 millones de toneladas emitidas. El segundo rubro en emisiones es el de generación de energía<sup>32</sup>, con 5,2 millones de toneladas, representando el 32,5% del total. Le siguen el rubro de los combustibles, donde se encuentra la refinería Bío Bío y la cogeneradora asociada (Petropower), y la producción de metal, compuesta por la siderúrgica Huachipato. Además, se encuentran las industrias agropecuaria y silvicultura, y la manufacturera, que engloban principalmente a las empresas madereras de la zona (Figura 20).

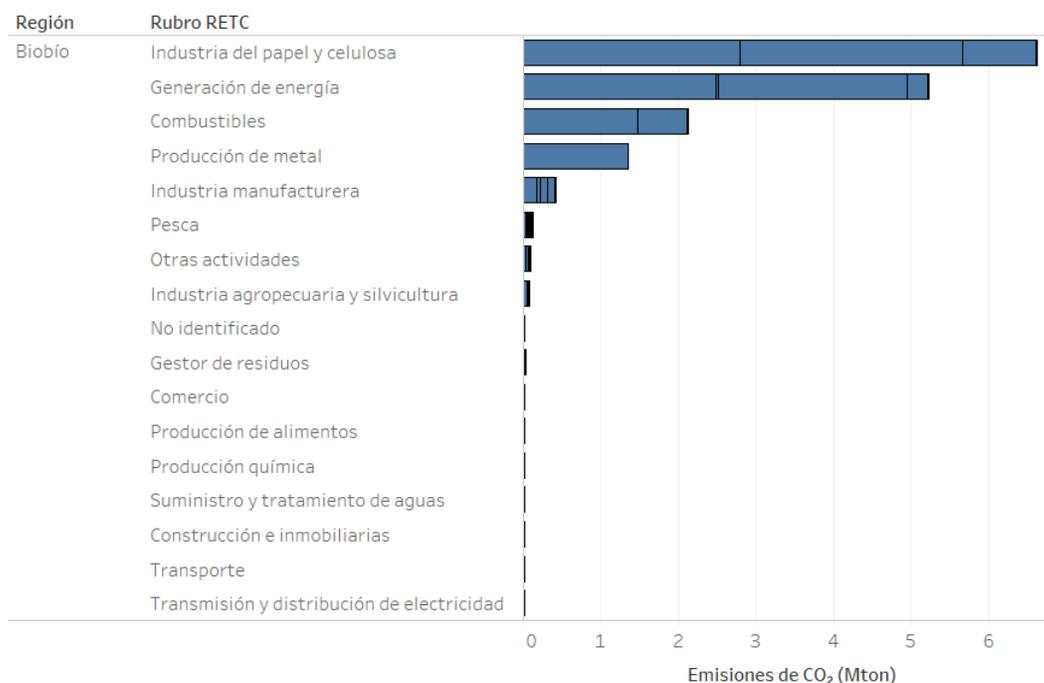


Figura 20: Emisiones de CO<sub>2</sub> de fuentes puntuales en la Región del Biobío durante el año 2018. Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por el RETC.

## 6.2.2 Distribución de establecimientos por emisiones anuales

Según información del RETC, en el año 2018, las emisiones de CO<sub>2</sub> al aire desde fuentes puntuales fue de 54 millones de toneladas. Estas se originaron en más de 16.000 fuentes emisoras, las que se distribuyen en 7.381 establecimientos emisores<sup>33</sup>.

<sup>32</sup> Este está compuesto principalmente por los dos complejos termoeléctricos a carbón que operan en la zona, Bocamina y Santa María, que representan el 94,4% de las emisiones del rubro de generación de energía en la Región del Biobío.

<sup>33</sup> Un establecimiento puede contener más de una fuente emisora.

La mayoría de los establecimientos posee fuentes que emiten menos que  $10^{-3}$  Mton CO<sub>2</sub> por año. Sólo hay 93 establecimientos en todo el país que poseen fuentes cuyas emisiones anuales de CO<sub>2</sub> son superiores a 0,01 Mton (Figura 21).



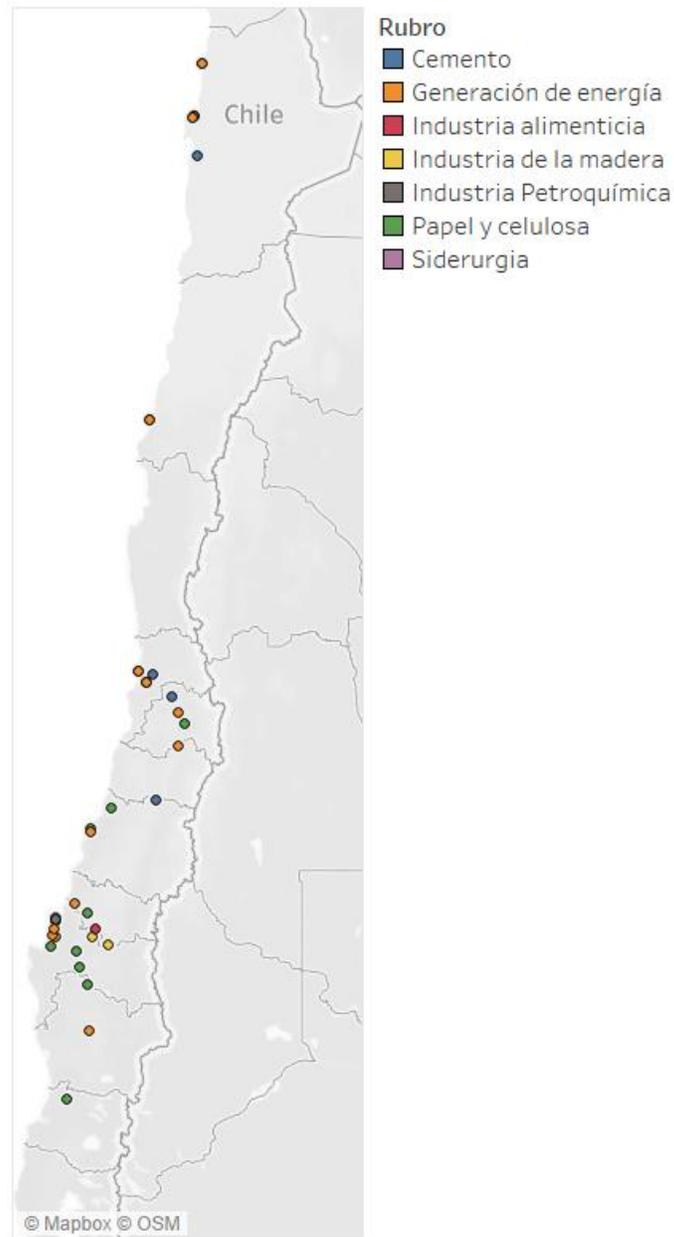
**Figura 21: Número de establecimientos por tramo en el cual se encuentra su fuente con mayores emisiones. Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por el RETC.**

### 6.2.3 Criterio para definir el volumen mínimo necesario para proyecto de captura de CO<sub>2</sub>

El programa de gases de efecto invernadero de la IEA (IEAGHG) establece un límite de 0,1 Mton emisiones de CO<sub>2</sub> anuales sobre el cuál sería económicamente favorable realizar la captura en términos de costos<sup>34</sup>. Si bien la IEA no descarta la posibilidad capturar el dióxido de carbono de fuentes emisoras más pequeñas, la captura será más rentable si se debe realizar desde una fuente única de mayor tamaño que si se trata de varias fuentes con menor intensidad de emisión.

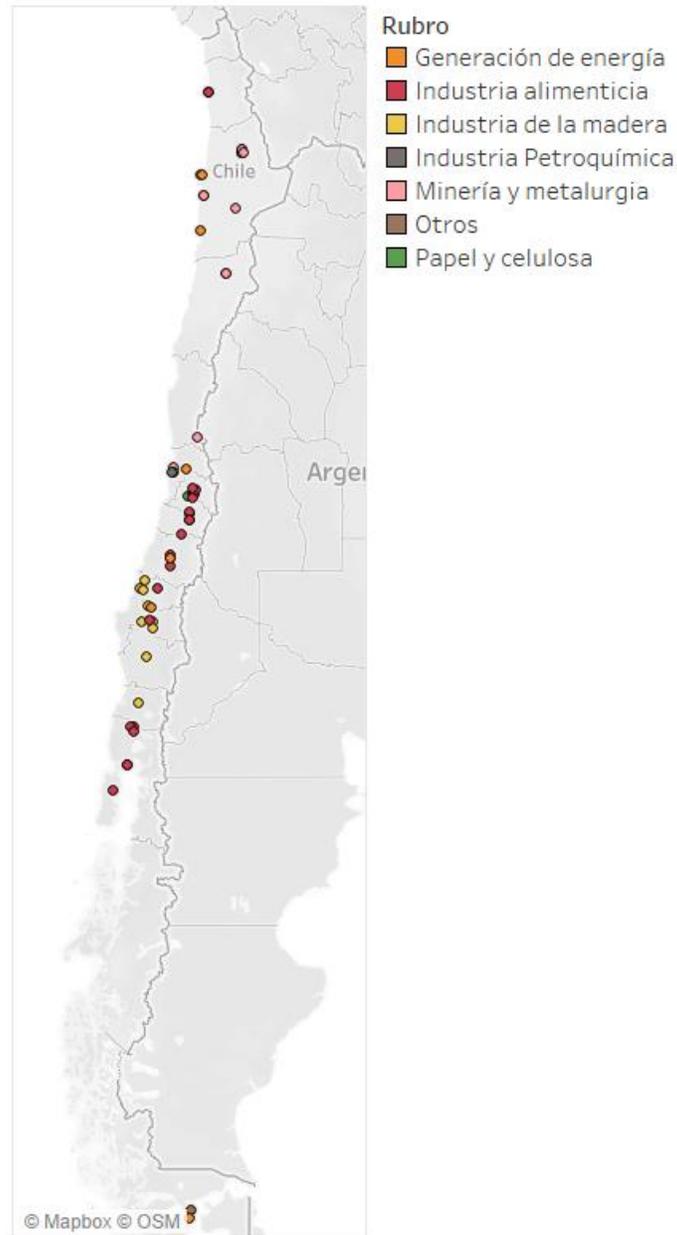
Como se mencionó anteriormente, en Chile sólo existen 41 establecimientos que emitieron en alguna de sus fuentes al menos 0,1 Mton de CO<sub>2</sub> durante el año 2018, los cuales se ubican entre la Región de Antofagasta y la Región de Los Ríos. Estos establecimientos se distribuyen en 7 rubros principales, siendo el más importante el de la generación eléctrica, que concentra más de la mitad del total de emisiones de CO<sub>2</sub> (Figura 22).

<sup>34</sup> <https://ieaghg.org/2-uncategorised/128-improvements-to-the-co2-emissions-database>



**Figura 22: Distribución de establecimientos industriales puntuales (fuentes >0,1 Mton CO<sub>2</sub>/año) en Chile para el año 2018.**  
**Fuente: Elaboración propia en base a datos del RETC.**

Adicionalmente, se analizaron los 52 establecimientos que se ubican en el tramo de emisiones de 0,01 – 0,1 Mton de CO<sub>2</sub> anuales. Estos incluyen establecimientos del rubro de la minería y metalurgia, así como también un número importante (22) de establecimientos del rubro alimenticio (Figura 23).



**Figura 23: Distribución de establecimientos industriales puntuales (fuentes entre 0,01 - 0,1 Mton CO<sub>2</sub>/año) en Chile para el año 2018. Fuente: Elaboración propia en base a datos del RETC.**

En conclusión, como parte de este estudio se ha optado por analizar los 93 establecimientos ubicados en los 2 tramos superiores de la segmentación por emisiones (> 0,01 Mton CO<sub>2</sub>/año).

## 6.3 Análisis de fuentes inevitables de CO<sub>2</sub> en Chile sobre 0,01 Mton/año

### 6.3.1 Identificación de fuentes inevitables

En Chile, los procesos de generación de emisiones de CO<sub>2</sub> se dividen en dos grandes rubros:

- Combustión para la generación de calor, y
- Transformación de materias primas (excepto combustión).

La inevitabilidad de un proceso de combustión cuya finalidad es producir calor dependerá del combustible que se utilice para tal efecto, mientras que los procesos de transformación de materia prima deben ser analizados de forma detallada para establecer su inevitabilidad, como se mencionó en la Sección 4.1.2.

#### 6.3.1.1 Fuentes asociadas a procesos de combustión para la generación de calor

Los procesos de combustión para generación de calor y/o electricidad se consideran evitables si utilizan combustibles fósiles, pero, como se mencionó en la Sección 4.1.2, se consideran inevitables si se utilizan elementos biogénicos.

En Chile, la mayoría de los establecimientos emiten CO<sub>2</sub> asociado a procesos de combustión en los que se utilizan diferentes combustibles (25 diferentes<sup>35</sup>). Particularmente se ha encontrado que los siguientes combustibles utilizados podrían considerarse como biogénicos, y por consiguiente ser fuentes de emisión inevitables:

- |                       |                        |                     |
|-----------------------|------------------------|---------------------|
| - Aserrín             | - Gas Natural - Biogás | - Viruta, despuntes |
| - Biomasa Combustible | - Leña                 |                     |
| - Carbón de leña      | - Licor Negro          |                     |

---

<sup>35</sup> Los combustibles utilizados en Chile para procesos de combustión, según el RETC preliminar del 2019, son los siguientes:

- |                       |                         |                           |                         |
|-----------------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|
| - Aceite Usado        | - Pulverizado           | - Gas de Cañería          | - Metanol               |
| - Aserrín             | - Carbón Coke           | - Gas de Refinería        | - Petróleo N 2 (Diesel) |
| - Bencina             | - Carbón de Leña        | - Gas Licuado de Petróleo | - Petróleo N 5          |
| - Biomasa Combustible | - Carbón Sub Bituminoso | - Gas Natural             | - Petróleo N 6          |
| - Butano              | - Coke de Petróleo      | - Kerosene                | - Propano               |
| - Carbón Bituminoso   | - (Petcoke)             | - Leña                    | - Viruta, Despuntes     |
| - Carbón Bituminoso   | - Gas de Alto Horno     | - Licor Negro             |                         |

### Caso de la industria siderúrgica: transición hacia la evitabilidad

La industria siderúrgica es la mayor fuente industrial de emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel mundial debido a la intensidad energética de la producción de acero, su dependencia de los combustibles y reductores basados en el carbono y el gran volumen de acero producido [22]. Esta industria utiliza coque en sus procesos, sin embargo, este no sólo actúa como combustible en el proceso de producción del acero, sino que además actúa como agente reductor del mineral de hierro. Si bien se han desarrollado proyectos piloto para producir acero mediante reducción directa utilizando hidrógeno en lugar de coque, aún no existen instalaciones de escala comercial [33]. A pesar de esto, hay importantes iniciativas a nivel global para lograr disminuir las emisiones de la industria, incluso China ha anunciado sus planes para reducir las emisiones asociadas a la industria del acero en un 30% al 2030<sup>36</sup>. También se han anunciado variadas iniciativas y proyectos siderúrgicos que producirán acero utilizando hidrógeno, por ejemplo, en Suecia<sup>37</sup>, Alemania<sup>38</sup> y Australia<sup>39</sup>. Además, importantes compañías siderúrgicas a nivel global se han comprometido a alcanzar emisiones netas cero al 2050, incluyendo las 4 más importantes en emisiones anuales (ArcelorMittal, Nippon Steel Corp., POSCO, y China Baowu Steel Group Corp. Ltd<sup>40</sup>).

Como se indicó en la Sección 4.1.2, la clasificación de inevitable varía en el tiempo, a medida que avances tecnológicos permiten el reemplazo de la fuente. Esto es lo que ocurre actualmente con la industria siderúrgica: está iniciando un proceso de transición de inevitable a evitable, a medida que se realizan nuevos desarrollos que permitirán evitar las emisiones asociadas.

Por ende, en esta sección se distingue también el uso de dos combustibles adicionales: el coque en la industria siderúrgica, así como el uso de gas de alto horno, el cual es un efluente que se genera en altos hornos que operan en base a coque. Este gas tiene poder energético y se utiliza como combustible dentro de procesos internos en la siderurgia. Los combustibles mencionados (coque y gas de alto horno) no pueden ser considerados como totalmente inevitables en la actualidad, ya que la industria se encuentra en transición hacia la evitabilidad. Cualquier proyecto de captura de carbono que se planea realizar en una de estas instalaciones corre el riesgo de quedar obsoleto y no ser considerado como renovable antes incluso de comenzar a operar.

Se identifican 4 rubros donde hay establecimientos que poseen procesos de combustión inevitables, dado que utilizan alguno(s) de los combustibles antes mencionado (combustibles biogénicos): generación de energía, industria alimenticia, industria maderera, y celulosa y papel. Adicionalmente, se destaca una industria que se encuentra en proceso de transición hacia la evitabilidad: la siderurgia. A lo largo de este

<sup>36</sup> <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-03-30/china-ramps-up-push-to-make-world-s-biggest-steel-industry-green>

<sup>37</sup> <https://fuelcellsworks.com/news/h2-green-steel-to-build-large-scale-fossil-free-steel-plant-in-northern-sweden/>

<sup>38</sup> <https://www.steelguru.com/steel/arcelormittal-advancing-on-green-steel-production-in-germany>

<sup>39</sup> <https://reneweconomy-com-au.cdn.ampproject.org/c/s/reneweconomy.com.au/fortescue-to-produce-green-hydrogen-from-2023-and-targets-green-steel/amp>

<sup>40</sup> <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/steel-industry-under-rising-pressure-to-produce-greener-product-63180156>

reporte se menciona a la industria del acero, sin embargo, se recomienda que esta no sea considerada para futuros proyectos de captura de carbono producto de la inminente inevitabilidad de las emisiones asociadas.

De los 93 establecimientos emisores mencionados en el capítulo 6.2.3, según la información contenida en el RETC, 28 establecimientos poseen emisiones asociadas a combustibles biogénicos. Adicionalmente sólo uno utiliza gas de alto horno: Compañía Siderúrgica Huachipato.

Es importante destacar que la clasificación realizada en el RETC presenta importantes desafíos respecto a las emisiones reportadas, los procesos identificados y los combustibles utilizados.

Respecto a las emisiones reportadas, producto de inconsistencias en los datos de emisiones, es posible que se estén dejando de incluir establecimientos cuyas emisiones son superiores al límite de análisis establecido en el capítulo 6.2.3 (0,01 Mton CO<sub>2</sub>/año), o que se estén incluyendo establecimientos cuyas emisiones verdaderas sean inferiores a las reportadas y que por ende no alcanzan el límite antes mencionado.

En relación con los procesos de combustión que causan las emisiones, es posible que algunos establecimientos presenten procesos emisivos adicionales a los reportados por el RETC.

En cuanto a los desafíos asociados a los combustibles utilizados, es posible que algunos de los establecimientos que según el RETC sólo utilizan combustibles fósiles también utilicen combustibles biogénicos en sus procesos, aunque esto no haya sido reportado en el RETC. Por ejemplo, en la industria asociada a la biomasa forestal se acostumbra a utilizar mezclas de combustibles biogénicos con combustibles fósiles en periodos específicos de la operación.

Producto de estos desafíos se realizó un trabajo investigativo para corroborar la información presentada en el RETC, y encontrar procesos de combustión inevitables adicionales a los presentados en este instrumento. Esto incluyó la revisión información asociada a los establecimientos emisores con fuentes sobre el límite de 0,01 Mton/año, pertenecientes a los 5 rubros antes mencionados. Para esto se realizó una revisión de RCA, EIA, DIA, entre otros documentos asociados a cada establecimiento. Se identificó un establecimiento adicional que posee procesos de combustión inevitables: Aconcagua Foods.

En la sección 11 (Anexo 1) se presentan tablas con todos los establecimientos y procesos existentes para cada una de las industrias antes mencionadas. Se destaca en color verde aquellos procesos que utilizan combustibles inevitables de acuerdo con la información reportada en el RETC; y en color amarillo aquellos identificados en la revisión adicional. En la misma sección, los establecimientos marcados en color azul son los que poseen dentro de sus procesos combustión inevitable (según RETC o revisión adicional). Se indican también los combustibles encontrados en la revisión posterior adicionales a los informados en el RETC; para el caso de procesos que utilizan más de un combustible, se indica el combustible primario (más utilizado) y los secundarios, en caso de existir dicha información. Se adicionan nuevos procesos a cada establecimiento en caso de haberse identificado procesos adicionales a los presentados en el RETC.

En la Tabla 12 se presentan los establecimientos que, según la información contenida en el RETC y la revisión adicional realizada, poseen emisiones de CO<sub>2</sub> inevitable producto de procesos de combustión, y que además poseen fuentes con emisiones de CO<sub>2</sub> superiores a 0,01 Mton anuales.

**Tabla 12: Establecimientos en Chile que poseen emisiones de CO<sub>2</sub> producto de combustión inevitable (fuentes >0,01 Mton/año). Fuente: Elaboración propia en base a información del RETC.**

Rubro	Empresa	Nombre de Establecimiento	ID Establecimiento (RETC)
Generación de energía	Aserraderos Arauco	Planta Viñales	4473
	COMASA	Comasa	2342251
	Eléctrica Nueva Energía	Central Escuadrón	4585623
	Energía León	Energia Leon	5464370
	Energía Pacífico	Energia Pacifico	348951
	Energías Industriales	Energias Industriales	6940
Industria alimenticia	Aconcagua Foods S.A	Aconcagua Foods S.A	4587176
	Nestlé	Fabrica Cancura	4806255
	Orafti	Orafti Chile	245367
	Vitapro Chile	Central Salmofood	5403528
Industria de la madera	Aserraderos JCE	Aserraderos Jce	5403218
	CMPC Maderas	Aserradero Mulchen	2549
		Aserradero Nacimiento	2548
	Concón Maderas Impregnadas	Concón Maderas Impregnadas	5453765
	Eagon	Eagon Lautaro	742
	Forestal León	Forestal León	5460431
	Forestal Y Aserraderos Leonera	Forestal Y Aserraderos Leonera	2473188
	Kimwood	Kimwood	5401575
	Maderas Arauco	Planta Trupán/Cholguan	4586116
	MASISA	Planta Cabrero Division Maderas	96760
Terciados y Elaboración De Maderas (TEMSA)	Temsa	4587254	
Papel y celulosa	Celulosa Arauco y Constitución	Nueva Aldea	85017
		Planta Arauco	2397
		Planta Constitucion	2396
		Planta Licancel	85016
		Planta Valdivia	85018
	CMPC Celulosa	Planta Laja	3216
		Planta Pacífico	322488
		Planta Santa Fe	3522
Siderurgia <sup>1</sup>	CAP	Compañía Siderúrgica Huachipato	633

<sup>1</sup>La industria siderúrgica no se considera como inevitable ya que se encuentra en transición hacia la evitabilidad.

### 6.3.1.2 Fuentes asociadas a procesos de transformación de materia prima, excepto combustión

Por el lado de la transformación de materia prima diferente a la combustión, se identifican 3 rubros que poseen establecimientos cuyas fuentes tienen emisiones de CO<sub>2</sub> superiores a 0,01 Mton anuales<sup>41</sup>.

<sup>41</sup> Se indican aquellos establecimientos que poseen fuentes con emisiones sobre 0,01 Mton/año, y que independientemente también poseen fuentes que emitan CO<sub>2</sub> por transformación de materia prima, dado que no es posible relacionar las emisiones de cada fuente con el proceso que se lleva a cabo en dicha fuente.

1. Papel y celulosa
2. Cemento
3. Siderurgia

En este contexto, de los 93 establecimientos que poseen fuentes con emisiones anuales superiores a 0,01 Mton de CO<sub>2</sub>, en 12 de estos se identifican procesos emisivos asociados a la transformación de materia prima para los cuales no existen alternativas menos emisivas, y, por ende, se consideran inevitables (ver Tabla 13). Adicionalmente se presenta el caso de Compañía Siderúrgica Huachipato, que se encuentra iniciando un proceso de evaluación de opciones más sostenibles de producción<sup>42</sup>. Al igual que para el caso de los procesos de combustión, se realizó una revisión adicional a la información presentada en el RETC para identificar procesos faltantes. La Tabla 13 presenta la información resultante de esta revisión.

---

<sup>42</sup> Nota de prensa: Huachipato y Paul Wurth-SMS Group unen fuerzas para descarbonizar la producción de Acero [https://www.capacero.cl/cap\\_acero/noticias/huachipato-y-paul-wurth-sms-group-unen-fuerzas-para-descarbonizar-la/2021-03-18/172511.html](https://www.capacero.cl/cap_acero/noticias/huachipato-y-paul-wurth-sms-group-unen-fuerzas-para-descarbonizar-la/2021-03-18/172511.html)

**Tabla 13: Descripción de las industrias y procesos de transformación de materia prima diferente a combustión que emiten CO<sub>2</sub> en Chile (establecimientos con fuentes que poseen emisiones > 0,01 Mton CO<sub>2</sub>/año). Fuente: Elaboración propia en base a información del RETC.**

Rubro	Categoría IPCC	Proceso	Descripción del proceso	Descripción del proceso de formación de emisiones de CO <sub>2</sub>	Nombre de Establecimiento	Empresa	ID Establecimiento (RETC)
Industria del papel y celulosa	2H1 (2A2) Industria de pulpa y papel (Producción de cal)	Horno de Cal	La piedra caliza calcinada (o cal viva) se forma calentando piedra caliza para descomponer los carbonatos. Esto generalmente se hace a altas temperaturas en un horno rotatorio y el proceso libera dióxido de carbono.	Descomposición de la piedra caliza:  CaCO <sub>3</sub> (limestone) + calor → CaO (quicklime) + CO <sub>2</sub>	Planta Constitución	Celulosa Arauco y Constitución	2396
					Planta Arauco	Celulosa Arauco y Constitución	2397
					Planta Laja	CMPC Celulosa	3216
					Planta Santa Fe	CMPC Celulosa	3522
					Planta Licancel	Celulosa Arauco y Constitución	85016
					Nueva Aldea	Celulosa Arauco y Constitución	85017
					Planta Valdivia	Celulosa Arauco y Constitución	85018
Producción de cemento	2A1 Producción de Cemento	Horno Precalcinador Horno Prealentador Horno Rotatorio	El clínker para cemento se forma calentando piedra caliza para descomponer los carbonatos. Esto generalmente se hace a altas temperaturas en un horno rotatorio, precalcinadores y prealentadores y el proceso libera dióxido de carbono.	Descomposición de la piedra caliza:  CaCO <sub>3</sub> + Heat → CaO + CO <sub>2</sub>	Planta Teno	Cementos Bío Bío	3208
					Planta Antofagasta	Cementos Bío Bío	5452180
					Planta La Calera	Melón	245956
					Planta Polpaico - Til Til	Cemento Polpaico	5403042
Siderurgia <sup>1</sup>	2C1 Producción de Hierro y Acero	Acería Conox (Procesamiento de Arrabio)	El arrabio (hierro líquido) de salida del Alto Horno tiene una proporción aproximada de: 4,5% de carbono, 0,5% de silicio, 0,05% de azufre y 0,5% de manganeso.  El arrabio se refina en un convertidor inyectando oxígeno para reducir su porcentaje de carbono y convertirlo en acero líquido.	La reacción del arrabio con el oxígeno inyectado produce una descarburación exotérmica.  C+O <sub>2</sub> → CO <sub>2</sub> + calor	Compañía Siderúrgica Huachipato	CAP	633
		Alto Horno (Blast Furnace)	El horno alto es un reactor vertical que emplea carbono para reducir óxidos de hierro.  No posee emisiones a la atmósfera. Todos los gases se recapturan.  Por la parte superior del horno se alimenta mineral de hierro, carbón de coque y fundente (caliza o dolomía). Por la parte inferior se inyecta aire caliente (alternativamente mezclado con oxígeno).	El aire en contacto con el coque o con otros combustibles complementarios produce CO. El CO, en su ascenso a través del material reduce el oxígeno formando CO <sub>2</sub> que sale por los colectores del gas.  La reacción global al final del proceso es la siguiente:  Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (s) + 3 CO (s) → 3CO <sub>2</sub> (g) + 2Fe (s)			
		Planta de Sinterización (Sinter Plant)	En la planta de sinterización se mezclan partículas finas de mineral de hierro, coque, caliza, acero reciclado, chatarra de retorno de laminación, cal y agua en un tambor homogenizador. La mezcla se calienta y se introduce en una campana de encendido, donde se enciende, pasando a ser una combustión autosostenida, lo que produce una fusión superficial y aglomeración de la mezcla, hasta llegar a la granulometría deseada.	Reacciones que producen CO <sub>2</sub> :  CaCO <sub>3</sub> → CaO + CO <sub>2</sub>			
		Hornos de Coque (Coke Plant)	Para producir coque metalúrgico de calidad, se utiliza un proceso de carbonización a alta temperatura. La carbonización a alta temperatura, que tiene lugar por encima de 900 ° C (1650 ° F), implica la conversión química del carbón en un producto principalmente gaseoso. Los productos gaseosos de la carbonización a alta temperatura (COG) consisten en hidrógeno, metano, etileno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, amoníaco y nitrógeno. Los productos líquidos incluyen agua, alquitrán y petróleo crudo ligero.  No posee emisiones a la atmósfera. Todos los gases se recapturan.	Volatilización de componentes del carbón.			
		Horno de Cal	La piedra caliza calcinada (o cal viva) se forma calentando piedra caliza para descomponer los carbonatos. Esto generalmente se hace a altas temperaturas y el proceso libera dióxido de carbono.	Descomposición de la piedra caliza:  CaCO <sub>3</sub> (limestone) + calor → CaO (quicklime) + CO <sub>2</sub>			

<sup>1</sup>La industria siderúrgica no se considera como inevitable ya que se encuentra en transición hacia la evitabilidad.

En las Tabla 12 y Tabla 13 se presentan los establecimientos puntuales con mayores emisiones del país, y que además poseen emisiones de CO<sub>2</sub> inevitables, sin embargo, en muchos casos dichos establecimientos también poseen emisiones que sí son evitables. Para poder certificar un combustible sintético como renovable, se debe asegurar la sustentabilidad del CO<sub>2</sub> utilizado como insumo. El CO<sub>2</sub> que se capture de los establecimientos mencionadas anteriormente solo puede provenir de los procesos identificados como inevitables, es decir, en el caso de provenir de procesos de combustión, esta sólo se puede realizar con combustibles clasificados como inevitables en el capítulo 6.3.1.1. En el caso de procesos de transformación de materia prima diferentes a combustión, el CO<sub>2</sub> capturado sólo debe provenir de los procesos inevitables mencionados en el capítulo 6.3.1.2, y no de otros ajenos a los presentados.

### **6.3.2 Distribución de fuentes inevitables con emisiones sobre 0,01 Mton CO<sub>2</sub>/año**

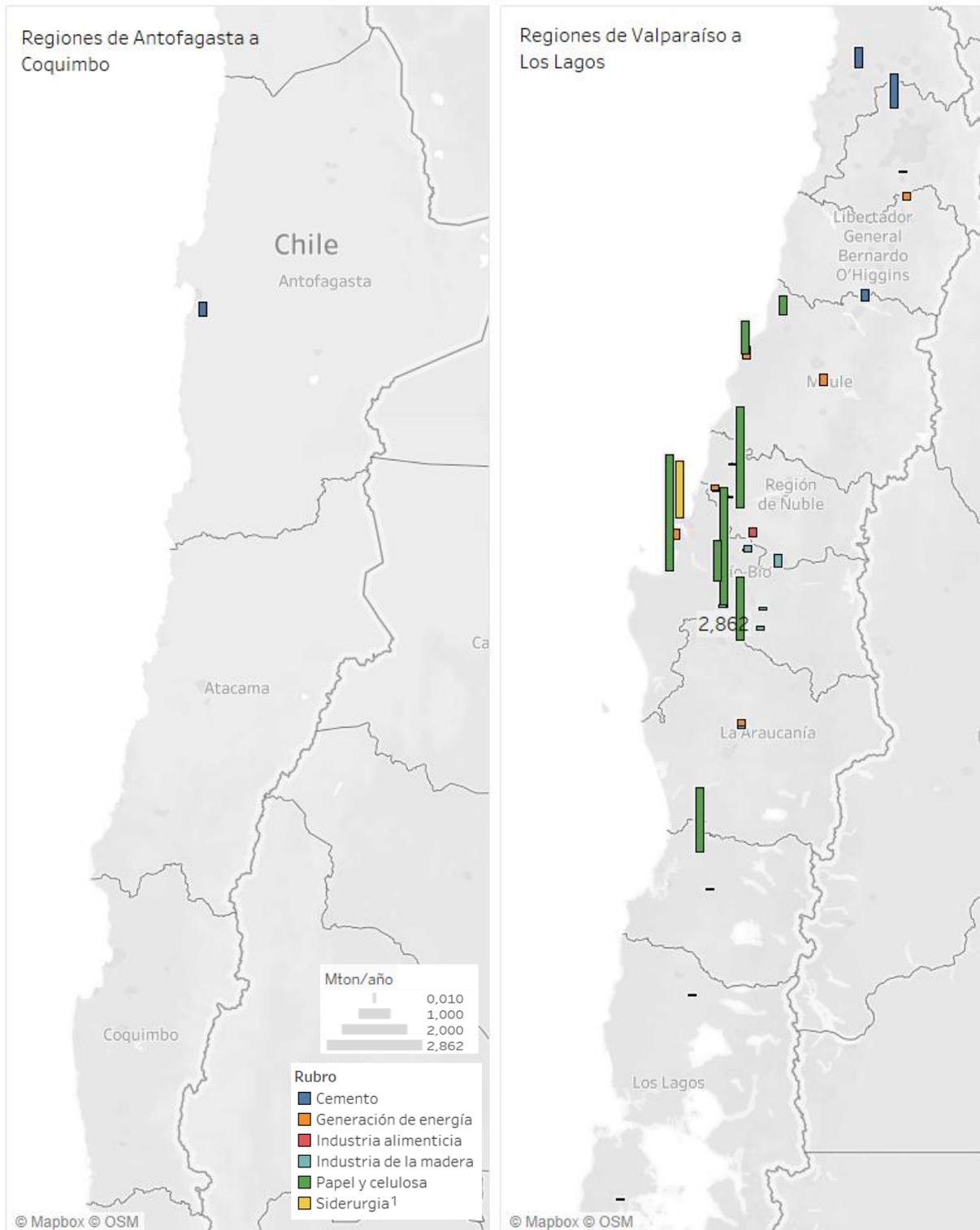
En base al análisis anterior, se identificaron 33<sup>43</sup> establecimientos que poseen fuentes con emisiones de CO<sub>2</sub> superiores a 0,01 Mton anuales, y que además tienen la potencialidad de ser inevitables. Adicionalmente se identifica la Compañía Siderúrgica Huachipato, que se puede decir que se encuentra iniciando un proceso de transición hacia la evitabilidad de sus fuentes. Estos establecimientos se ubican principalmente en la zona centro sur, desde la Región de Valparaíso hasta la Región de Los Lagos, con excepción de una planta de cemento ubicada en la Región de Antofagasta. La mayor parte de los establecimientos antes mencionados se concentran en la zona maderera del país, principalmente en las regiones del Biobío y Ñuble.

La Figura 24 ilustra los establecimientos que poseen emisiones inevitables en Chile, el rubro al que pertenecen, y las emisiones totales de cada establecimiento en el año 2018. Se presentan las emisiones totales de cada establecimiento, tanto las inevitables como las evitables, dado que con los datos obtenidos del RETC es imposible asociar cada proceso productivo dentro de una industria con las emisiones de dicho proceso. Sin embargo, es importante destacar que para realizar captura de carbono se deben considerar sólo las emisiones inevitables de dichos establecimientos, y no el total.

Estos establecimientos pertenecen a 6 rubros: producción de cemento, generación de energía, industria alimenticia, industria de la madera, y papel y celulosa, siendo este último el que posee mayores emisiones. Adicionalmente se presenta el establecimiento perteneciente a la industria de la siderurgia, el cual no debe ser considerado como fuente inevitable por lo mencionado anteriormente. En la sección 11.2 (Anexo 2) se presenta una tabla con los establecimientos emisores, sus emisiones totales del 2018, así como la región en la que se ubican.

---

<sup>43</sup> En el capítulo 6.3.1.1 se identifican 29 establecimientos que poseen procesos de combustión inevitable, mientras que en el 6.3.1.2 se identifican 12 que poseen procesos inevitables de transformación de materia prima. Sin embargo, los establecimientos pertenecientes al rubro de papel y celulosa poseen procesos inevitables tanto de combustión como de transformación de materia prima, por lo que el total de establecimientos con procesos inevitables es de 33.



<sup>1</sup>La industria siderúrgica no se considera como inevitable ya que se encuentra en transición hacia la evitabilidad.

**Figura 24: Distribución de los establecimientos industriales puntuales (con fuentes que poseen emisiones > 0,01 Mton CO<sub>2</sub>/año) con emisiones inevitables en Chile y sus emisiones totales en el 2018. Las emisiones presentadas son las totales por establecimiento, no sólo las inevitables. Fuente: Elaboración propia en base a datos del RETC.**

## 7 Captura de fuentes inevitables en el contexto nacional

El análisis a los establecimientos emisores de CO<sub>2</sub> a través del estudio del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero y el RETC desarrollado en la Sección 6 permitió identificar como principales industrias emisoras de CO<sub>2</sub> inevitable en Chile al cemento y la celulosa, además de otras industrias que poseen calderas de biomasa. El objetivo de esta sección es describir las alternativas de captura de CO<sub>2</sub> a partir de las fuentes de emisión identificadas como inevitables en la sección 6. Adicionalmente se describen las alternativas de captura existentes para la industria del acero, que se puede decir que se encuentra iniciando un proceso de transición hacia la evitabilidad de sus fuentes.

### 7.1 Consideraciones generales

Independiente de la industria emisora, se prevén dos opciones posibles para capturar el CO<sub>2</sub>. En primer lugar, los gases pueden tratarse individualmente en cada fuente emisora particular, antes de ser combinados para su transporte. Por otro lado, el CO<sub>2</sub> puede procesarse en un lugar centralizado que concentre todos los efluentes de gases de las distintas fuentes emisoras presentes en un establecimiento.

- Los retos que plantea el tratamiento en una fuente puntual son la disponibilidad de espacio adecuado para cada instalación de captura y la capacidad de suministrar energía renovable a cada instalación (si es que esta se desea generar en el emplazamiento o en su vecindad). Dependiendo de la escala del proyecto, puede no contar con beneficios de economías de escala.
- El reto para una instalación centralizada es que puede ser difícil y costoso establecer un sistema que permita transportar los gases de combustión en cada fuente puntual a una instalación para su procesamiento centralizado.

Se cuenta con fuentes de información locales que describen el proceso productivo para la industria del cemento en el informe desarrollado por el Ministerio de Energía y la GIZ en 2020: “Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento” [38]. No obstante, no existe un documento que detalle el funcionamiento de la industria de celulosa y papel en Chile; por lo tanto, se complementa la información estudiada en la Sección 6 con valores de respaldo disponibles en la literatura.

Como se mencionó en la Sección 6.3, la industria siderúrgica se encuentra iniciando un proceso de evaluación de opciones más sostenibles de producción que puede llevar a clasificar sus fuentes como evitables. Por lo que, si bien las consideraciones para realizar captura de CO<sub>2</sub> a partir de dicha industria se describen en la Sección 11.3 (Anexo 3), no se recomienda llevar a cabo proyectos relacionados si se quiere utilizar el CO<sub>2</sub> para la producción de combustibles sintéticos renovables. En este caso también se cuenta con información local asociada a los procesos productivos, en el informe “Desarrollo bajo en carbono para la industria chilena de la siderurgia” [39] desarrollado por el Ministerio de Energía y la GIZ en 2020.

## 7.2 Captura de CO<sub>2</sub> en la industria del cemento

Las empresas productoras de cemento en Chile se pueden clasificar en aquellas que cuentan con plantas integradas (producción de clínker y cemento; 5 Mton cemento/año) y aquellas que se han enfocado en la producción de cemento a partir de clínker importado mediante estaciones de molienda (5,5 Mton cemento/año). De acuerdo con la Hoja de Ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento publicada por la GIZ y el Ministerio de Energía, la producción de clínker en Chile se concentra en 4 plantas integradas (Cementos Biobío en Antofagasta, Cementos Melón en La Calera, Cementos Polpaico en Santiago y Cementos Biobío en Curicó – Teno) [38].

A diferencia de la mayoría de los procesos industriales (generalmente asociados a combustión), la transformación química del carbonato de calcio en cal y CO<sub>2</sub> es la responsable principal de las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la industria del cemento<sup>44</sup>. Alrededor del 50 - 60% de las emisiones de la etapa productiva del cemento en una planta integrada son emisiones del proceso de calcinación y el 40 - 50% restante es atribuible a la generación de calor mediante combustión para abastecer el horno de clínker [40].

De esta forma, se identifican como fuentes de CO<sub>2</sub> inevitables las emisiones producto de la descomposición de la caliza en el horno de clínker, como se mencionó en la Sección 6.3.1.2.

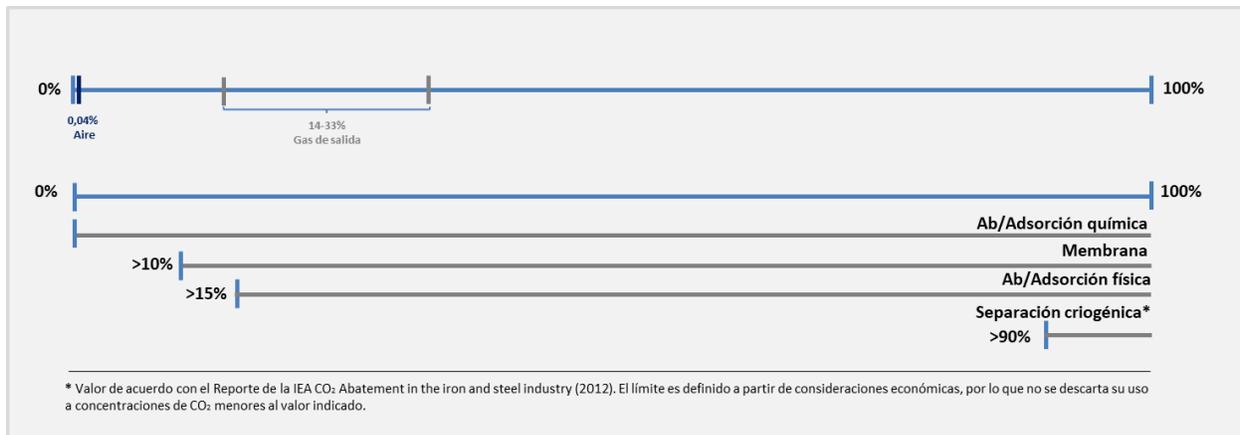
**Tabla 14: Concentraciones de CO<sub>2</sub> en las fuentes emisoras de la industria del cemento. Fuente: elaboración propia.**

	Fuente emisora	Referencia
	Horno de clínker	-
Porcentaje del total de emisiones (%)	100 (40 - 50 combustión, 50-60 transformación materia química).	[40]
Concentración CO <sub>2</sub> (%)	14 - 33	[40]

### Alternativas de captura

Dadas las escasas instalaciones de captura de carbono a partir de la industria del cemento a nivel internacional, no existe un consenso con respecto una tecnología exclusiva a ser utilizada para capturar el CO<sub>2</sub> generado en esta industria. La Figura 25 presenta el rango de concentraciones de CO<sub>2</sub> en el efluente de gases en la industria del cemento comparada con concentraciones mínimas consideradas para la aplicación de las tecnologías en estudio.

<sup>44</sup> Las emisiones de la materia prima se deben a la composición química de la piedra caliza (CaCO<sub>3</sub>), que mediante el procesamiento térmico libera CO<sub>2</sub> para reducir el compuesto a cal (CaO), el componente principal del cemento.



**Figura 25: Concentraciones promedio de CO<sub>2</sub> en efluente de gases en la industria del cemento comparada con las concentraciones mínimas consideradas para distintas alternativas tecnológicas. Fuente: elaboración propia a partir de [12], [22], [40].**

Las tres principales alternativas a evaluar de acuerdo con la literatura son la absorción química mediante aminas, los procesos de adsorción química mediante ciclos de calcio y la captura directa [41] [42] [43].

- Absorción química mediante el uso de aminas. Se trata de una operación común en la industria, basada en la reacción entre el CO<sub>2</sub> y un disolvente químico. Se ha utilizado ampliamente durante décadas para capturar el CO<sub>2</sub>. Los disolventes químicos más utilizados para la captura de CO<sub>2</sub> son las aminas y la más utilizada es la monoetanolamina (MEA). La absorción con aminas no debería tener un efecto significativo en el proceso, no obstante, sí afecta la estrategia de suministro y la gestión de la energía en la planta, a menos que se instale un sistema de recuperación de calor residual en el horno. Para mayor detalle sobre la captura mediante el uso de aminas revisar la Sección 7.4.
- Adsorción química mediante Ciclos de Calcio (*Calcium looping*). Este proceso se basa en la calcinación y carbonización cíclicas de un adsorbente que contiene carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>), misma base de materia prima de la producción de cemento [44]. Posee la ventaja de aprovechar las altas temperaturas y bajas presiones de los gases producidos en el horno de clinker, lo que disminuye su demanda energética en relación a la alternativa de absorción química. No obstante, requiere como parte del proceso un sistema de oxidación, lo que involucra cambios en prácticamente todas las unidades de proceso.
- Captura directa. Este proceso captura únicamente las emisiones procedentes de la calcinación de la piedra caliza. El proceso se produce en un intercambiador de calor vertical conocido como unidad de captura directa (DCU), la cual reemplaza al precalcinador. Como no entran gases externos a la unidad, el gas que sale de ellos es una mezcla de CO<sub>2</sub> y vapor que puede ser fácilmente separada. Requiere la separación de los gases de la calcinación de la caliza de los de la combustión para generación de calor.

La tecnología de mayor madurez para separar el CO<sub>2</sub> de los gases producidos en la industria del cemento a partir de plantas actualmente en funcionamiento es la absorción química, específicamente su aplicación mediante el uso de aminas [12] [41] [42]. Dado que trata de una tecnología de final de tubería, se espera que esta alternativa únicamente afecte al efluente de gases y, por tanto, no tenga injerencia directa en el proceso de fabricación del cemento, no obstante, si afecta la estrategia de suministro eléctrico y gestión de la energía y a los procedimientos de puesta en marcha y parada. El proceso detallado de captura de presenta en la Sección 7.4.

### 7.3 Captura de CO<sub>2</sub> en la industria de la celulosa

La producción de pulpa y papel es uno de los mayores consumidores de energía industrial. Más del 80% de las emisiones de CO<sub>2</sub> proceden de la quema de biomasa residual, con la oportunidad de poder ser consideradas como emisiones biogénicas y por ende carbono neutrales, en caso de poder certificar el origen de la biomasa utilizada como parte del proceso [15] [45].

La producción de celulosa implica múltiples operaciones de alto consumo energético que emiten flujos de residuos que contienen CO<sub>2</sub>. Algunos flujos son de CO<sub>2</sub> de pureza relativamente alta y, por tanto, pueden ser candidatos ideales para su captura. Sin embargo, la complejidad asociada a la heterogeneidad de las operaciones entre las fábricas, suponen un reto a la hora de evaluar dicha oportunidad [30]. Por lo demás, actualmente no existe un documento que detalle el funcionamiento de la industria papelera en Chile.

Las principales fuentes de CO<sub>2</sub> son la caldera recuperadora, la caldera de biomasa o de poder y el horno de cal, aunque este último utiliza combustibles fósiles para la generación de calor. De esta forma, se identifican como fuentes de CO<sub>2</sub> inevitables las emisiones producto de la combustión de biomasa de la caldera recuperadora, la caldera de biomasa y las emisiones producto de la descomposición de la caliza en el horno de cal, pero no las emisiones asociadas al uso de combustibles fósiles en el horno de cal (ver Tabla 15).

**Tabla 15: Concentraciones de CO<sub>2</sub> en base seca en las emisiones producto de procesos inevitables en la industria de la celulosa. Fuente: elaboración propia.**

	Fuente emisora			Referencia
	Caldera recuperadora	Caldera de biomasa	Horno de cal	
				-
Porcentaje del total de emisiones (%)	48 - 67	23 - 43	9 - 10	[15], [45]
Concentración CO <sub>2</sub> (%)	10 - 20	9	15 - 25	[15], [45]

## Alternativas de captura

La captura de CO<sub>2</sub> de las fábricas de celulosa puede ser llevada a cabo utilizando diferentes tecnologías basadas en estrategias de pre, post u oxicombustión. De acuerdo con [15], no hay una única tecnología que predomine en términos de costos, por lo que la evaluación comparativa es difícil debido a la inconsistencia de la literatura, la escasez de estudios detallados al respecto y la poca experiencia en proyectos a gran escala instalados a nivel mundial. La Figura 26 presenta las concentraciones promedio de CO<sub>2</sub> en los efluentes de gases en la industria de la celulosa comparadas con concentraciones mínimas consideradas para la aplicación de las tecnologías en estudio.



**Figura 26: Concentraciones promedio de CO<sub>2</sub> en efluentes de gases en la industria de la celulosa comparadas con las concentraciones mínimas consideradas para distintas alternativas tecnológicas. Fuente: elaboración propia a partir de [12], [22], [15], [45].**

Las tres principales alternativas a evaluar de acuerdo con la literatura son la absorción química mediante aminas, los procesos de adsorción química mediante ciclos de calcio y el uso de oxicombustión para aumentar la concentración de CO<sub>2</sub> en gases de salida, acoplada a un sistema de captura apto para concentraciones elevadas como la absorción física:

- Absorción química mediante el uso de aminas. Como ya se ha mencionado, es una tecnología probada ampliamente en la industria, en la que el CO<sub>2</sub> reacciona con las aminas, siendo la más utilizada la monoetanolamina (MEA). La solución acuosa (30% en peso) de MEA puede considerarse un disolvente de referencia en el proceso de captura. El CO<sub>2</sub> se absorbe a bajas temperaturas (45 - 50 °C), por lo que el efluente de gases debe enfriarse antes de la absorción de la amina. Para mayor detalle sobre la captura mediante el uso de aminas revisar la Sección 7.4.
- Adsorción química mediante Ciclos de Calcio (*Calcium looping*). Como se mencionó en la sección anterior, este proceso se basa en la calcinación y carbonización cíclicas de un adsorbente que contiene carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>). Se ha propuesto que el lodo de cal del horno de cal pueda utilizarse como adsorbente para la captura de CO<sub>2</sub> en las fábricas de celulosa con leves modificaciones; por lo demás, muchos de los componentes críticos necesarios para la captura de CO<sub>2</sub> en ciclos de calcio existen en las instalaciones de la industria papelera.

- La oxidación aplicada a la caldera recuperadora, caldera de biomasa o el horno de cal conlleva una sustitución total o parcial de la entrada de aire por  $O_2$ , lo que genera emisiones con concentraciones mayores de  $CO_2$  y, por tanto, reduce la energía necesaria para su captura. Se requiere una unidad de separación de aire para producir  $O_2$  (principal costo adicional) y posiblemente modificaciones en los conductos de gases de combustión. En los procesos de oxidación, las zonas de reacción y la atmósfera de gas en el horno cambiarán, lo que puede tener implicaciones en la transferencia de calor y las reacciones que deben tenerse en cuenta. Se requiere un proceso adicional de separación adecuado para concentraciones mayores de  $CO_2$  como la absorción física.

Al igual que en el caso del cemento, la tecnología de mayor madurez para separar el  $CO_2$  de los gases producidos en la industria de la celulosa a partir de plantas actualmente en funcionamiento es la absorción química, específicamente su aplicación mediante el uso de aminas [15] [45]. Como se mencionó con anterioridad, esta es una tecnología de final de tubería, por lo que se espera que esta alternativa únicamente afecte al efluente de gases, y no al proceso productivo actual en la industria papelera. No obstante, sí se tiene una afectación de la estrategia de suministro eléctrico y la gestión de la demanda energética adicional, por lo que el balance energético debe ser evaluado caso a caso. El proceso detallado de captura se presenta en la Sección 7.4.

## 7.4 Caracterización del proceso de absorción química por aminas

En las Secciones 7.1 a 7.3 se ha identificado al proceso de absorción química como la tecnología de mayor madurez para separar el  $CO_2$  de los gases producidos en procesos industriales a partir de plantas actualmente en funcionamiento, en función de las características específicas a cada proceso y las concentraciones de los efluentes de gases producidos. A continuación, se detalla el proceso de absorción química mediante aminas, solvente más importante y el más utilizado para la separación del  $CO_2$  [12].

Como se ha mencionado anteriormente, la absorción química por aminas se basa en la reacción entre el  $CO_2$  y un disolvente químico (aminas). La más utilizada es la monoetanolamina (MEA) [22]). Se ha utilizado durante décadas y actualmente se aplica en una serie de proyectos a pequeña y gran escala en todo el mundo en la generación de energía, la transformación de combustibles y la producción industrial [10].

Al tratarse de una operación industrial común en la industria química, se pueden aplicar diferentes tipos de aminas según requiera el proceso, y existen proveedores con sus propias sustancias patentadas [20].

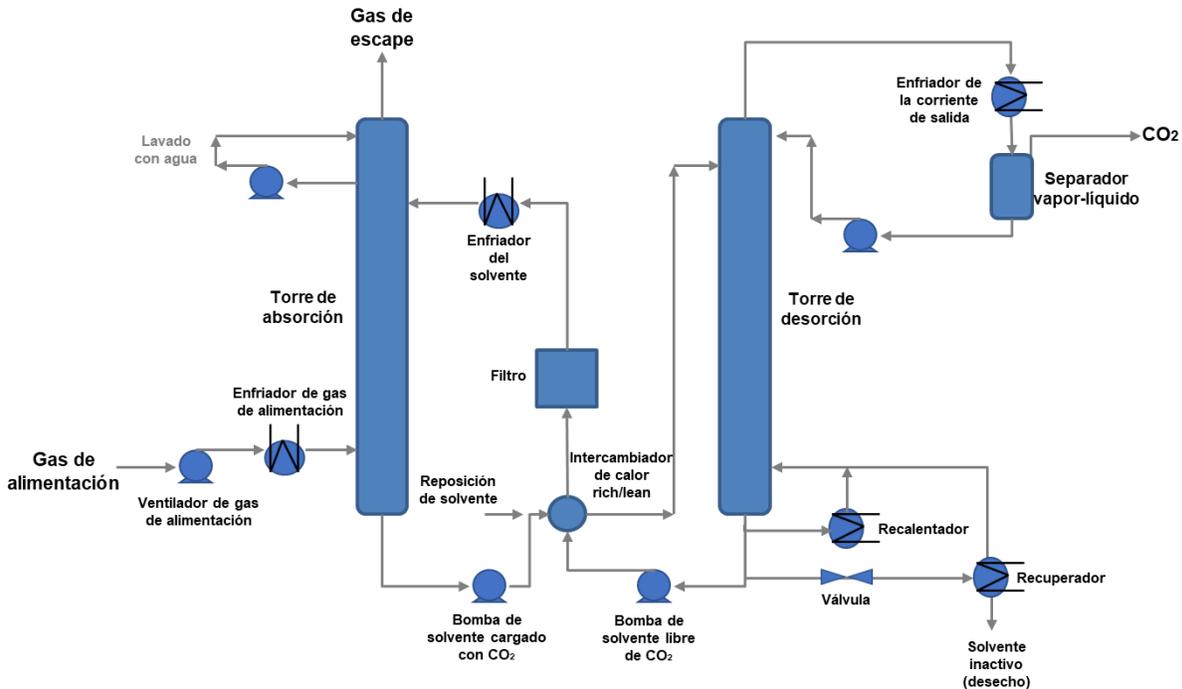
### 7.4.1 Descripción técnica

Un diseño básico de un sistema de absorción química considera el uso de dos columnas, una para la absorción y otra que funciona a mayor temperatura, liberando  $CO_2$  de alta pureza y regenerando el disolvente químico para su posterior funcionamiento (Figura 27) [10]. Las condiciones del proceso de absorción mediante MEA son las siguientes [11]:

- Los gases de alimentación fluyen a través del ventilador previo su ingreso a la torre de absorción para llevar a cabo un lavado que ayuda a capturar entre el 85 y el 90% del CO<sub>2</sub> producido. La absorción funciona a 40 - 60 °C. La solución acuosa de amina fluye hacia abajo desde la parte superior de la torre y el gas de alimentación fluye hacia arriba desde la parte inferior.
- El gas de escape ya tratado (con cerca de 1% vol. de CO<sub>2</sub>) sale por la parte superior de la torre de absorción y es venteadado a la atmósfera. El solvente saturado en CO<sub>2</sub>, a su vez, se transfiere a la torre de desorción a través de un intercambiador de calor. En la torre de desorción (que funciona a 100 - 140 °C) se libera el CO<sub>2</sub> de la solución de amina. El vapor que sale de esta torre se recupera en el condensador o separador vapor-líquido y se devuelve a la torre de desorción, mientras que CO<sub>2</sub> gaseoso sale del sistema.
- La solución, ahora pobre en CO<sub>2</sub>, se transfiere de nuevo a la columna de absorción a través de un intercambiador de calor. Una pequeña cantidad de MEA sale de la torre de absorción y se recupera mediante un lavado con agua, luego se devuelve a la torre. Sin embargo, también se pierde algo de amina por su oxidación producto de la exposición al oxígeno en el absorbedor y degradación térmica en la torre de desorción. Como resultado, en el caso de la MEA, hay que sustituir de 0,5 a 3,0 kg por cada tonelada de CO<sub>2</sub> capturada [11] [13]<sup>45</sup> y se recomienda la inclusión de un recuperador. El recuperador ayuda a eliminar los productos de degradación de la solución y también ayuda a eliminar las sales termoestables, los sólidos en suspensión, los ácidos y otros contaminantes.

---

<sup>45</sup> Además, se necesitan productos químicos para recuperar la amina de las sales termoestables formadas (normalmente 0,03-0,13 kg de NaOH/tCO<sub>2</sub>) y para eliminar los productos de descomposición (normalmente 0,03-0,06 kg de carbón activado/tCO<sub>2</sub>) [13].



25

Figura 27: Diagrama de flujo de un proceso de absorción con aminas estándar. Fuente: modificado a partir de [12], [13].

Los disolventes amínicos tienen una alta eficiencia de captura y selectividad. Sin embargo, dentro de sus principales desventajas destacan la corrosión del equipo, la degradación del disolvente y la consecuente necesidad de disponer de los productos de degradación del disolvente [22].

Dada la característica ácida de los óxidos de azufre ( $\text{SO}_x$ ) y nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) comúnmente presentes en los efluentes de gases de procesos industriales, se produce una reacción entre estos compuestos y las aminas para formar sales termoestables que degradan el solvente. Por lo tanto, se impone un nivel máximo de  $\text{NO}_x$  de 20 ppmv, el  $\text{SO}_x$  se limita a 10 ppmv aproximadamente y el  $\text{O}_2$  a 1 ppmv [12], [22], [43].

También hay que prestar atención a las cenizas y al hollín presentes en los gases de combustión, ya que podrían obstruir el absorbedor si los niveles de contaminantes son demasiado altos. Las instalaciones adicionales requeridas, en caso de no estar presentes en la central en estudio, suelen ser una unidad SCR (Selective Catalytic Reduction) para tratar los  $\text{NO}_x$ , un precipitador electrostático o un filtro de mangas y un sistema de captura de los  $\text{SO}_x$  (FGD, Flue Gas Desulphurization).

#### 7.4.2 Parámetros de funcionamiento

El Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) define los parámetros clave que determinan el funcionamiento técnico y económico de un sistema de absorción de  $\text{CO}_2$  [13]:

- Caudal del efluente de gases, el cual determinará el tamaño de la torre de absorción, con una contribución considerable al costo total.

- Contenido de CO<sub>2</sub> en el efluente de gases. Como los gases industriales suelen estar a presión atmosférica, la presión parcial de CO<sub>2</sub> será tan baja como 3-15 kPa. En estas condiciones de baja presión parcial de CO<sub>2</sub>, las aminas acuosas son los disolventes de absorción más adecuados.
- Eliminación de CO<sub>2</sub>. Las tasas de captura típicas de CO<sub>2</sub> se sitúan entre el 80 y el 95% (captura total). La elección de la recuperación exacta es un compromiso económico, ya que una mayor recuperación conllevará una columna de absorción más alta, mayores penalizaciones energéticas y, por tanto, mayores costos. Por ejemplo, puede resultar más económico capturar sólo una parte (hasta el 50%) del CO<sub>2</sub> de las plantas de cemento y no invertir en una capacidad adicional de generación de calor, debido a la escasez de fuentes de calor disponibles en la mayoría de las plantas de cemento (captura parcial) [41].
- Caudal de disolvente, el cual determinará el tamaño de la mayoría de los equipos, aparte de la torre de absorción. Para un disolvente determinado, el caudal vendrá fijado por los parámetros previos y las concentraciones objetivo de CO<sub>2</sub> en de las corrientes de salida.
- Necesidad de energía. El consumo de energía del proceso es la suma de la energía térmica necesaria para regenerar los disolventes y la energía eléctrica requerida para hacer funcionar las bombas de líquido y el soplador o ventilador del efluente de gases. También se necesita energía para comprimir el CO<sub>2</sub> recuperado hasta la presión final necesaria para su transporte y almacenamiento.
- Necesidad de refrigeración<sup>46</sup>, la cual es requerida para reducir la temperatura de la alimentación de gases y del disolvente a los niveles de temperatura necesarios para una absorción eficaz del CO<sub>2</sub>. Además, el producto de la etapa de separación requerirá refrigeración para recuperar el vapor utilizado para liberar el CO<sub>2</sub> del disolvente.

### 7.4.3 Demanda energética

Una característica clave de los procesos de captura de CO<sub>2</sub> basados en la absorción es la elevada necesidad de energía y la consiguiente penalización de la eficiencia en los ciclos de energía. Esto se debe principalmente al calor necesario para regenerar el disolvente, al uso de vapor para la liberación del CO<sub>2</sub> del medio de unión y, en menor medida, a la electricidad necesaria para el bombeo de líquidos, el ventilador de gases de combustión y, finalmente, la compresión del producto de CO<sub>2</sub> de acuerdo con los requisitos específicos del proceso. La Tabla 16 presenta valores referenciales con respecto a los parámetros de funcionamiento de un sistema de captura mediante absorción química a partir de un efluente de gases de un alto horno en una acería integrada.

---

<sup>46</sup> Los gases de combustión de procesos industriales suelen estar por encima de los 100 °C, lo que significa que deben enfriarse hasta los niveles de temperatura necesarios para el proceso de absorción. Esto puede hacerse en un enfriador con contacto directo con el agua, que también actúa como un lavado de gases de combustión con eliminación adicional de partículas finas [13].

**Tabla 16: Parámetros de funcionamiento captura mediante el uso de aminas. Fuente:** [13], [14], [22].

Parámetro	Unidad	Captura total
Concentración CO <sub>2</sub>	% vol.	22
Tasa de captura	%	≥85
Absorbente	-	Monoetanolamina (MEA)
Temperatura absorción	K	303-323
Presión torre de absorción	MPa	≥0,1
Temperatura desorción	K	373-413
Demanda eléctrica captura	kWh <sub>el</sub> /ton CO <sub>2</sub>	140-150
Demanda térmica	kWh <sub>th</sub> /ton CO <sub>2</sub>	720-1220
Presión torre de desorción	MPa	≥0,2
Vector energético	-	Vapor de agua saturado a 3 bar, ~133 °C
Pureza de salida del CO <sub>2</sub>	%	> 99,9

De esta forma, se concluye que la absorción de CO<sub>2</sub> por aminas se considera la tecnología más avanzada para la captura de CO<sub>2</sub> y puede aplicarse a una planta existente o a una de nueva construcción, aunque es un proceso con una demanda energética elevada con respecto a otras alternativas emergentes.

#### 7.4.4 Análisis de costos

Los costos de la captura de CO<sub>2</sub> pueden variar significativamente entre una instalación y otra (los valores para la captura postcombustión por absorción química oscilan entre 24-130 €/tonCO<sub>2</sub> capturada<sup>47</sup>, dependiendo de la fuente [12], [17]), principalmente en función de la concentración de CO<sub>2</sub> en la corriente de gas de la que se captura, la ubicación de la planta, el suministro de energía y vapor, y la integración con la instalación original<sup>48</sup>. De esta forma, los costos de la captura de CO<sub>2</sub> son más bajos para las fuentes concentradas como la producción de hidrógeno y el procesamiento de gas natural que para la generación de energía, la producción de cemento y acero, y la industria de la celulosa [10] [17].

<sup>47</sup> Se debe diferenciar entre tonelada capturada y abatida. La tonelada capturada incluye únicamente el sistema de captura y presurización. La tonelada abatida considera la etapa de pretratamiento, como la purificación del gas de entrada o la refrigeración, y la etapa de tratamiento después de la compresión, como el transporte o el almacenamiento del CO<sub>2</sub> [15].

<sup>48</sup> Se deben considerar diferentes tasas de captura en función de las características de la planta específica en estudio: número y ubicación física de las chimeneas de las fuentes de CO<sub>2</sub>, la concentración de CO<sub>2</sub>, las posibles opciones de suministro de calor y la disponibilidad de calor excedente.

La Tabla 17 presenta valores referenciales de instalación de los equipos necesarios para operar una unidad de absorción por aminas a partir de un efluente de gases con un 21% de CO<sub>2</sub>, cuyo objetivo es capturar 945.000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año (8.000 horas de operación) a una tasa de absorción de 85% (para mayor detalle sobre el sistema revisar Figura 27). Se considera una ubicación neutra<sup>49</sup> que incluye un análisis por separado para la alternativa de captura a presión atmosférica y para la alternativa con compresión a 120 bar (12 MPa). El costo de instalación es calculado para cada pieza de equipo a partir del costo del equipo y un factor de instalación individual [17]. No se incluye una etapa de pretratamiento de gases.

Tabla 17: Parámetros económicos de referencia para una instalación de captura de CO<sub>2</sub> a partir de MEA. Fuente: [17]

Equipo	Valor (€/tCO <sub>2</sub> -a <sup>50</sup> )
Torre absorción	8,8
Torre desorción	1,8
Unidad de enfriamiento gas de alimentación (DCC)	4
Intercambiadores de calor lean/rich	26,2
Enfriadores del solvente	3,1
Condensador	0,5
Recalentador	20,3
Enfriador de CO <sub>2</sub>	0,9
Ventiladores	1,5
Bombas	5,3
Compresores 0,1-12 MPa	52,8
Intercambiadores de calor compresión	1,1
<b>Total sin compresión</b>	<b>73,5</b>
<b>Total con compresión (12 MPa)</b>	<b>126,4</b>

El tamaño de la fuente emisora y la disponibilidad de calor residual son los factores que más influyen en el costo de la captura total. Aquellas instalaciones industriales que disponen de calor residual presentan costos de captura menores, ya que este calor puede ser utilizado para producir el vapor necesario para regenerar los solventes. Así, ante un tamaño de fuente emisora definido, el requisito más costoso asociado al proceso de absorción por aminas es la eventual necesidad de invertir en una nueva caldera para cubrir la demanda de vapor, cuyo costo debiese incluirse en el sistema presentado en la Tabla 17. Por lo tanto, se identifican dos alternativas para estimar los costos de captura del CO<sub>2</sub> generado:

- Estimación de costos a partir de una instalación de captura completa (tasas de captura superior a 90%), incluyendo las instalaciones necesarias para abastecer la demanda de vapor requerida para el proceso de regeneración y los costos de operación de dichas instalaciones.

<sup>49</sup> La ubicación geográfica de una planta tiene impacto en sus costos. Se deben considerar, entre otros, las condiciones del terreno, la disponibilidad de mano de obra, los servicios públicos y el transporte. Para efectos del reporte, se considera un factor de localización de 1; es decir, no se penaliza el costo por ubicación de la central [17].

<sup>50</sup> € 2016, considerando una tecnología madura (n-ésima central).

- Estimación de costos a partir de captura parcial, cuyo objetivo es capturar únicamente la cantidad de CO<sub>2</sub> que sea posible sin invertir en nueva capacidad generadora de vapor, adecuándose a la disponibilidad estimada de exceso de calor de la planta.

A continuación, se presenta un caso de estudio de captura parcial y total para la industria del acero, el cemento y la celulosa a partir de los valores presentados en el estudio CO<sub>2</sub>stCap<sup>51</sup>. La evaluación se lleva a cabo en colaboración con las industrias afectadas e incluye evaluaciones asociadas a los parámetros de funcionamiento de cada central para considerar el efecto de la instalación de la unidad de captura de carbono en el funcionamiento del proceso principal. La Tabla 18 presenta los supuestos para la evaluación de costos de cada industria, separando la instalación para absorber el CO<sub>2</sub> de una eventual instalación adicional para abastecer la demanda de vapor del sistema [46].

**Tabla 18: Supuestos para la evaluación de costos de la tecnología de absorción por aminas en cada industria. Fuente: [46]**

Parámetro	Unidad	Acero	Celulosa	Cemento	Unidad Gx Vapor
Vida útil	Años	25	25	25	25
Construcción	Años	2	3	2	1
OPEX	% de capex/a	4	4	4	4
WACC	%	7,5	7,5	7,5	7,5
Tiempo de operación	Horas/año	8332	7840	7320	8000
Costo electricidad	€/MWh <sub>el</sub>	30	30	30	-
Costo absorbente (MEA)	€/m <sup>3</sup>	1867	1867	1867	-
Disposición residuos	€/ton	333	333	333	-
Gas natural	€/MWh	30	30	30	-
Residuos de biomasa	€/ton	16	16	16	-
Vapor	€/ton	16,7	16,7	16,7	-

#### 7.4.4.1 Caso 1: Acero – SSAB (Suecia)

Se utilizan datos de la planta de SSAB en Lulea, Suecia, la cual produce alrededor de 2 megatoneladas de planchas de acero al año y emite alrededor de 1,7 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de planchas de acero. La planta se caracteriza por cargar el alto horno únicamente con pellets de mineral de hierro (sin sinterización), y que el tratamiento posterior a la colada no se realiza en el lugar. El carbono se consume

<sup>51</sup> El proyecto CO<sub>2</sub>stCap es una iniciativa de investigación noruega-sueca auspiciada por la IEA que se inició en el año 2015 para reducir los costos de la captura de carbono en la industria de procesos mediante el desarrollo de conceptos para la captura parcial de emisiones. El proyecto se centra en cuatro procesos industriales (celulosa, acero, cemento y sílice) que tienen emisiones de CO<sub>2</sub> inevitables relacionadas con el proceso, es decir, emisiones que no sólo proceden del suministro de calor, sino que también forman parte del proceso de fabricación [46].

principalmente en energía y en la reducción del mineral de hierro<sup>52</sup> y se identifican 5 fuentes de recuperación del exceso de calor, incluido el uso del vapor de baja presión de la turbina de vapor.

Los costos de captura se sitúan en el rango de 28-45 €/tonCO<sub>2</sub> capturada, con un mínimo en el rango de captura parcial de 1,0-1,2 MtonCO<sub>2</sub>/año (38% de las emisiones totales de la planta), tras lo cual se requiere la instalación de unidades de recuperación de calor de mayor costo. El costo de capturo de 28 €/tonCO<sub>2</sub> capturada se consigue a partir del gas del alto horno con calor suministrado por vapor de salida, la quema de gas y la recuperación de calor de los gases de combustión [46].

En el escenario de captura total (90% de los gases de combustión del gas de los altos hornos (BFG), estufas y plantas de cogeneración) tiene un costo de captura de 39-54 €/tonCO<sub>2</sub> capturada, dependiendo del costo de la energía externa, y reduce las emisiones del emplazamiento en un 76% (2,6 MtonCO<sub>2</sub>/año). Las principales conclusiones a partir de los resultados son las siguientes:

- El costo de la nueva generación de vapor es la principal razón de la diferencia entre los costos de los escenarios de captura total y de captura parcial.
- Los costos de captura del gas de los altos hornos (BFG) son, en promedio, 5 €/tonCO<sub>2</sub> más bajos que los de la captura al final de la tubería de la planta de cogeneración. Esto se debe a la mayor presión en el BFG, que mejora la absorción y reduce el tamaño del equipo, y al aumento del poder calorífico específico del BFG recirculado al eliminar el CO<sub>2</sub>, que permite una distribución más eficiente de la energía de los gases de proceso en la acería, lo que implica un mayor exceso de calor recuperable.

#### **7.4.4.2 Caso 2: Celulosa – Central estándar (Suecia)**

Las condiciones de los gases de combustión de la caldera recuperadora se obtienen a partir de mediciones, y las condiciones de la caldera de biomasa se basan en la experiencia adquirida durante el funcionamiento de las plantas de cogeneración con biomasa para una fábrica genérica de pulpa Kraft de madera blanda situada en la costa occidental de Suecia [46].

La fábrica tiene una capacidad nominal de diseño de 700.000 toneladas de pasta seca al aire por año en una sola línea de producción. La fábrica tiene tres fuentes principales de emisiones de CO<sub>2</sub>: la caldera recuperadora, el horno de cal y la caldera de biomasa. Combustibles fósiles sólo son utilizados para apoyar el funcionamiento en condiciones especiales y durante la puesta en marcha.

Los costos de la captura de CO<sub>2</sub> se sitúan en el rango de 41-54 €/tonCO<sub>2</sub> capturada. El costo más bajo se consigue extrayendo el vapor de la red de vapor existente, es decir, utilizando el vapor que de otro modo se gasta para la generación de energía para capturar el CO<sub>2</sub> de la caldera de recuperación. El vapor a baja presión disponible es suficiente para capturar alrededor de 0,9 MtonCO<sub>2</sub>/año (65% del total).

---

<sup>52</sup> Las mayores fuentes de carbono y, por tanto, las más interesantes, son los gases de los altos hornos, los gases de combustión de las plantas de cogeneración y los gases de combustión de las estufas [46].

Para lograr la captura total de la caldera de recuperación (1,1 Mton/año) y del horno de cal (un total de 1,2 Mton/año) se requiere la generación de vapor adicional, lo que aumenta los costos de captura a 51 €/tonCO<sub>2</sub> y 54 €/tonCO<sub>2</sub>, respectivamente. Las principales conclusiones a partir de los resultados son las siguientes:

- Es preferible la captura de CO<sub>2</sub> de la caldera recuperadora y el horno de cal en caso de que la caldera de biomasa sea la fuente más pequeña y no funcione continuamente, sino que se utilice para cubrir las variaciones estacionales y diarias de la demanda de vapor.
- Es de esperar que en una fábrica integrada no haya exceso de calor a las temperaturas necesarias. Por tanto, los costos del vapor se reflejan en una pérdida de generación de electricidad o en los costos de inversión y funcionamiento de una nueva caldera de biomasa.
- Los costos de captura estimados son sensibles al valor de la electricidad (incluido cualquier incentivo por electricidad verde) y de la biomasa utilizada como combustible.

#### **7.4.4.3 Caso 3: Cemento – Norcem Brevik (Noruega)**

El caso es evaluado a partir de las condiciones del efluente de gases medidas en la planta de referencia, Norcem Brevik en Noruega. La cantidad de calor recuperable para el proceso de captura se estima a partir del calor disponible en los gases de combustión calientes liberados en la actualidad (alta disponibilidad de calor residual al no disponer actualmente de un ciclo de vapor)<sup>53</sup>. La planta tiene una capacidad de producción anual de alrededor de 1 Mton de clinker y 1,2 Mton de cemento, emitiendo valores cercanos a los 0,85 MtonCO<sub>2</sub>/año, de las cuales 0,1 MtonCO<sub>2</sub>/año son de origen biogénico [46].

Como sólo hay una fuente de emisiones, las diferencias entre los casos se refieren a la generación del calor necesario. En el caso de la captura parcial, se captura todo el CO<sub>2</sub> posible utilizando este exceso de calor. Para lograr mayores tasas de captura, es necesario invertir en nueva capacidad de generación de vapor. Los costos específicos de captura de CO<sub>2</sub> para el caso del cemento se sitúan en el rango de 45-55 €/tonCO<sub>2</sub> capturada. El mínimo costo se consigue capturando únicamente con el calor suministrado por el generador de vapor a partir del calor recuperado, lo que da como resultado una tasa de captura del 37%. Las principales conclusiones a partir de los resultados son las siguientes:

- Para la captura completa se necesitaría la generación adicional de vapor utilizando un combustible externo, aumentando en alrededor de un 15% los costos por tonelada de CO<sub>2</sub> capturada.
- La tasa de captura parcial depende directamente del calor residual disponible en la planta en estudio, cuyo impacto en el costo de operación es elevado. Las plantas de cemento que no posean un ciclo de vapor integrado tienen una mayor disponibilidad de calor residual para utilizar en el ciclo de captura.

---

<sup>53</sup> Se calcula que el calor de los gases de combustión calientes puede generar 33 MW de vapor a 3 bares en un generador de vapor.

El análisis del concepto de captura parcial revela que la generación de vapor a partir del exceso de calor es el principal motor para reducir los costos de captura de CO<sub>2</sub> a partir de fuentes industriales. La necesidad de calor para la regeneración de los disolventes conllevará una demanda de calor considerable para mantener el rehervidor a temperaturas entre 120 y 130 °C, lo que consumirá el exceso de calor disponible por encima de esta temperatura en todos los procesos industriales, según la disponibilidad específica a cada caso [17] [46]. El resumen de los costos identificados para cada caso de estudio y su desglose en costo de vapor, OPEX y CAPEX se presenta en la Figura 28.

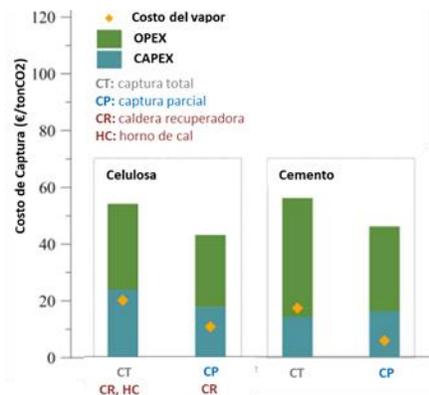


Figura 28: Costos de captura de CO<sub>2</sub> a partir de fuentes industriales. Fuente: modificado a partir de [17], [46].

#### 7.4.4.4 Costos de transporte de CO<sub>2</sub>

Las alternativas de captura de CO<sub>2</sub> directo desde el aire poseen la ventaja de ser modulares y poder instalarse en las inmediaciones de la planta que vaya a utilizar el CO<sub>2</sub> capturado. No obstante, para la captura de CO<sub>2</sub> a partir de fuentes industriales inevitables, la planta de utilización del CO<sub>2</sub> rara vez se encontrará adyacente al emisor [47]. En Chile, existe una gran concentración de establecimientos industriales en las regiones del Biobío y Ñuble, mientras que los primeros proyectos de generación de combustibles sintéticos a partir de CO<sub>2</sub> se planifican para el extremo sur y extremo norte del país (para mayor detalle sobre los establecimientos industriales con emisiones inevitables revisar Sección 6.3).

El transporte de CO<sub>2</sub> en estado líquido o gaseoso a escala comercial se lleva a cabo mediante el uso de estanques, tuberías o barcos con requisitos de pureza, temperatura, presión y humedad a definirse caso a caso. Las tecnologías de refrigeración y/o presurización de CO<sub>2</sub>, a su vez, son estándar en la industria<sup>54</sup>. Las principales consideraciones asociadas a cada alternativa de transporte de CO<sub>2</sub> son las siguientes [36]:

<sup>54</sup> El transporte por sistemas de tuberías se ha utilizado durante décadas para la recuperación mejorada de petróleo (EOR), el transporte por camión está bien establecido en los mercados locales de CO<sub>2</sub> más pequeños, y el transporte por barco es conocido por el uso similar de los petroleros de gas natural licuado.

- El transporte de CO<sub>2</sub> por gasoducto (comprimido o en forma líquida) es similar un sistema de gas natural. A diferencia del gas natural, el CO<sub>2</sub> no es explosivo, pero sigue representando un peligro de asfixia por fugas<sup>55</sup>. Si las tuberías atraviesan zonas densamente pobladas, podría añadirse un odorizante (olor añadido) al gas para aumentar la seguridad del sistema.
- El transporte de CO<sub>2</sub> por carretera es un negocio establecido, ya que el CO<sub>2</sub> se utiliza en muchos procesos industriales, especialmente en el sector de la alimentación y las bebidas. Debido a restricciones de espacio y consideraciones económicas, el CO<sub>2</sub> suele transportarse licuado (enfriado y presurizado). No aplicable para el transporte a gran escala.
- El transporte de CO<sub>2</sub> por barco es relevante para la mayoría de las plantas emisoras de CO<sub>2</sub> con acceso al mar. El CO<sub>2</sub> se obtiene continuamente en la instalación de captura, pero el ciclo de transporte por barco es discreto, por lo que un sistema de transporte marítimo debe considerar una instalación de almacenamiento temporal en tierra y la infraestructura necesaria para el proceso de carga. El CO<sub>2</sub> se transporta en estado líquido presurizado.

Al igual que ocurre con el transporte de otros gases, los gaseoductos son preferidos para transportar grandes volúmenes en distancias de hasta 1.000 km, ya que sus costos son proporcionales a la distancia (>90% del costo de transporte es por CAPEX)<sup>56</sup>. Para cantidades a transportar inferiores a 1 MtonCO<sub>2</sub>/año o para distancias superiores a 1.000 km, el uso de buques se considera potencialmente más atractivo (<50% del costo de transporte es por CAPEX) [36].

Una vez que el CO<sub>2</sub> es capturado, se debe transportar a la planta de licuefacción para poder cambiar de fase, siendo almacenado en forma líquida en estanques de almacenamiento temporal. Desde los estanques se carga en el barco que transporta el CO<sub>2</sub> a través de un sistema de manipulación de la carga. Luego se transporta por barco hasta el destino. Finalmente, una vez en el destino, se descarga, almacena, vuelve a gasificar y transporta a su lugar de utilización o almacenamiento.

De esta forma, los costos de transporte por barco deben incluir una instalación de licuefacción, así como los costos de almacenamiento temporal en el puerto de salida y llegada, terminal de carga y descarga y regasificación (ver *Port-to-port shipping* en la Figura 29).

---

<sup>55</sup> El CO<sub>2</sub> es más pesado que el aire y cuando se produce una fuga el gas se acumula en las zonas bajas.

<sup>56</sup> El uso adicional del suelo para las tuberías adicionales añade enormes costos y puede dificultar su implementación.

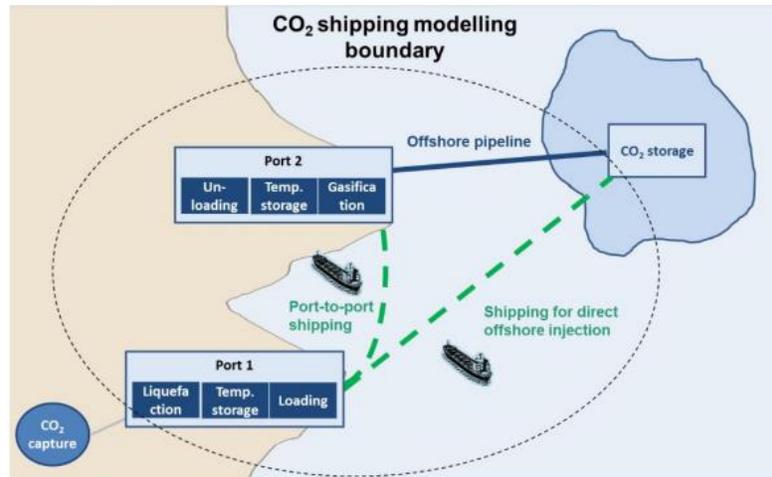


Figura 29: Componentes de la cadena de transporte de CO<sub>2</sub> por barco. Fuente: [48].

El detalle de los costos de transporte dependerá de las condiciones específicas del CO<sub>2</sub> a transportar, la presión de diseño de los barcos que transportan el CO<sub>2</sub>, los precios del combustible utilizado para operar los barcos y la instalación de licuefacción, el acceso a puertos y cercanía a la costa, entre otros. A continuación, se presentan a modo de ejemplo dos estimaciones a partir de reportes a encargados por el Reino Unido y la Unión Europea [47] [48].

Las estimaciones realizadas para el transporte de CO<sub>2</sub> encargadas por el Departamento de Empresa, Energía y Estrategia Industrial del Reino Unido son presentadas en la Figura 30. Se presenta la distribución porcentual de los costos totales unitarios (£/tonCO<sub>2</sub><sup>57</sup>) del transporte de 1 MtonCO<sub>2</sub>/año en una distancia de 600 km a un precio de gas natural licuado de 282 £/ton y de petróleo de 275 £/ton [48].

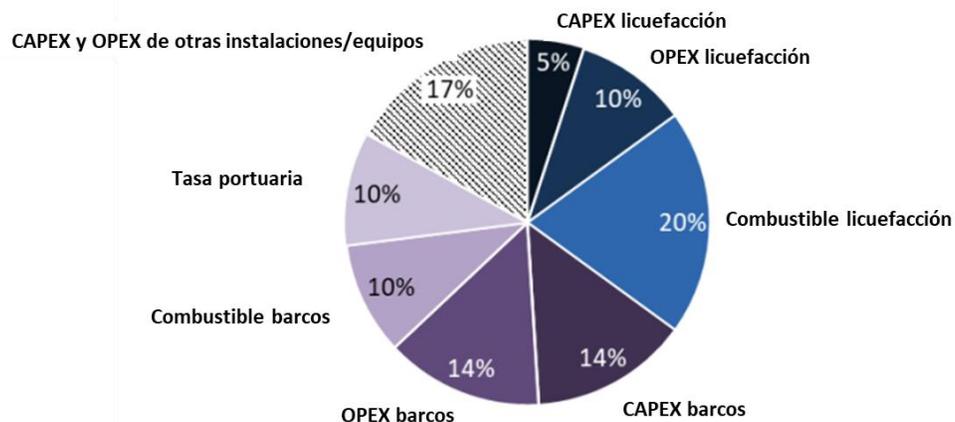


Figura 30: Distribución porcentual de los costos totales de transporte de CO<sub>2</sub>. Fuente: Adaptado a partir de [48].

<sup>57</sup> £ 2018. La equivalencia a € es de 1,1092 al 31 de diciembre de 2018. Se considera un proyecto con un plazo de 20 años y una tasa de descuento de 0% [48].

A partir de la Figura 30 se puede observar que casi un 50% de los costos asociados al transporte de CO<sub>2</sub> están relacionados a la adquisición y operación de los barcos. Las instalaciones de licuefacción, a su vez, alcanzan valores cercanos a un 35% del total de los costos, producto del requisito energético del proceso.

Los resultados de tres casos de estudio para el transporte de 1 MtonCO<sub>2</sub>/año en una distancia de 450, 1150 y 1300 km en el Reino Unido son presentados en la Tabla 18. Los costos de transporte de estas tres opciones se estiman entre 9,5 (£/tonCO<sub>2</sub>) y 12,4 (£/tonCO<sub>2</sub>).

**Tabla 19: Costos de transporte de CO<sub>2</sub> según distancia y capacidad de los barcos. Fuente: elaboración propia a partir de [48].**

Distancia (km)	Capacidad barco (tonCO <sub>2</sub> )	Costo (£/tonCO <sub>2</sub> )
450	8000	9,5
1150	20000	12,3
1300	20000	12,4

A partir de los resultados se desprende que un único barco sería suficiente para transportar 1 MtonCO<sub>2</sub>/año en los tres casos; sin embargo, se requiere un barco de mayor capacidad para para las distancias de 1150 y 1300 km (20000 tonCO<sub>2</sub>). Del mismo modo, la capacidad de almacenamiento temporal debe ser aumentada para dar cabida a una mayor duración del transporte en cada viaje.

La Tabla 20 presenta un caso de transporte de CO<sub>2</sub> punto a punto de acuerdo con el proyecto de la Unión Europea Zero Emissions Platform (ZEP). El análisis considera el transporte de 2,5 MtonCO<sub>2</sub>/año, para lo que se utiliza un alimentador de 10 km que transporta el CO<sub>2</sub> hasta un puerto. Desde ahí el material es movilizado en barco a lugares de almacenamiento situados a 180, 500, 750 o 1.500 km<sup>58</sup>. Se considera que el CO<sub>2</sub> es transportado a -50 °C y 7 bar (0,7 MPa).

**Tabla 20: Estimación del costo del transporte de CO<sub>2</sub> por barco. Fuente: [47].**

Distancia (km)	Costo (€ <sup>59</sup> /tonCO <sub>2</sub> )
180	13,9
500	15,2
750	16,3
1500	20,2

Para el caso de la síntesis de combustibles sintéticos se debe considerar las emisiones de todo el proceso de captura y transporte del CO<sub>2</sub>. De esta forma, se prevé necesario minimizar las emisiones durante el transporte de CO<sub>2</sub> por barcos, principalmente asociadas al proceso de licuefacción y al combustible consumido por los barcos.

<sup>58</sup> Esta estimación no incluye el puerto de descarga ni las instalaciones de regasificación. La tasa de interés aplicada para la inversión en gasoductos y barcos es de 8% y se considera una vida útil del proyecto de 40 años [47].

<sup>59</sup> € 2011.

De acuerdo a estimaciones realizadas para el transporte de CO<sub>2</sub> en el Reino Unido, las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al uso de combustibles (GNL o petróleo [48]) en los barcos y a la generación de la electricidad consumida para la licuefacción no resultaron ser una proporción significativa del CO<sub>2</sub> transportado, manteniéndose por debajo del 2% en la mayoría de los casos<sup>60</sup>.

## 8 Impactos ambientales asociados a los procesos de captura de CO<sub>2</sub>

En este capítulo se detalla el consumo de agua de sistemas de captura de carbono de efluentes industriales y DAC. También se analizan los requerimientos de espacio asociados a las diferentes tecnologías y empresas que realizan DAC. Adicionalmente, se analizan los impactos ambientales adicionales asociados a las plantas de captura de carbono (desde efluentes industriales y DAC).

### 8.1 Uso de agua

Para el caso de la captura directa desde el aire, tanto en los sistemas de absorción y adsorción basados en sólidos como en soluciones, el agua se utiliza en ciclo cerrado, por lo que está siendo constantemente reciclada. A pesar de esto, los procesos son susceptibles a sufrir pérdidas, por lo que se requiere retirar agua desde un cuerpo para reabastecer las pérdidas del proceso. La Tabla 21 presenta el resumen de la demanda de agua de reposición en plantas de DAC.

**Tabla 21: Resumen de la demanda de agua en plantas de DAC. Fuente Elaboración propia.**

Tipo	Tecnología	Empresa/proceso	Parámetros	Demanda de agua Mton agua/MtonCO <sub>2</sub>	Fuente
DAC	Absorción química	Genérico	16°C, 65% HR	8,2	[49]
		Carbon Engineering	20°C, 64% HR	4,7	[25]
	Adsorción química	Genérico	n.d	1,6	[49]
		Climeworks	n.d <sup>61</sup>	-2 a -0,8	[27] [50]
		Global Thermostat	n.d	5,4	[32]

n.d: No disponible

HR: Humedad relativa

<sup>60</sup> El uso de barcos muy pequeños puede provocar emisiones hasta un 8% del CO<sub>2</sub> transportado, debido al mayor número de viajes a realizar [48].

<sup>61</sup> No se especifican las condiciones ambientales de humedad relativa y temperatura necesarias para que el sistema sea capaz de generar agua.

Para el caso de la captura de carbono desde efluentes industriales, se ha reportado que la adición de un sistema de captura de carbono a una planta industrial incrementará el uso de agua de dicha planta. Este incremento está dado principalmente por los sistemas de enfriamiento, y en menor medida, por necesidades de reposición de agua<sup>62</sup> producto de pérdidas en el sistema [51].

En un sistema de captura de absorción química por aminas, la mayor cantidad de agua de reposición se requiere en la parte de arriba de la torre de absorción, en la sección del lavado con agua. Esta sección corresponde a un sistema de recirculado de agua continuo que se usa para condensar y absorber los compuestos volátiles de aminas y así reducir sus emisiones a la atmósfera. Una fracción del agua se evapora y debe ser repuesta [51].

Resultados obtenidos en pruebas realizadas a una planta piloto de captura de carbono a partir de gases residuales de una central termoeléctrica a carbón en Polonia indican que los requerimientos de agua se encuentran en el rango de 6,9 a 39,4 kg de agua por cada tonelada de gas efluente procesado. En las pruebas de esta planta piloto, se trataron gases efluentes con concentraciones de CO<sub>2</sub> de entre 9,7% y 12%, y el porcentaje de captura obtenido fue de entre un 57,7% y 99,7% [52].

### 8.1.1 Pérdidas de agua en procesos de absorción química – solventes acuosos

Las pérdidas de agua más importantes ocurren por evaporación en el contactor. También hay pérdidas triviales por “*drift loss*”, que corresponde a la pérdida de agua por el escape de pequeñas gotas de la solución de hidróxido del contactor al aire. Las mediciones realizadas indican que esta pérdida causa una concentración de hidróxido menor a 0,6 mg /m<sup>3</sup> en el aire que sale del contactor, lo que es menor al límite definido por la *National Institute for Occupational Safety and Health* de 2,0 mg/m<sup>3</sup>. Sin embargo, nuevos proyectos a instalarse deberían incluir mediciones para minimizar el riesgo asociado la emisión de solución a la atmósfera. Por otro lado, los sistemas de enfriamiento pueden utilizar agua, pero esta es recirculada, por lo que no contribuye al consumo de agua del sistema [49].

En un sistema que utiliza una solución de hidróxido de potasio o sodio para la captura de CO<sub>2</sub>, la pérdida de agua depende del nivel de humedad relativa del entorno, de la temperatura ambiente, y de la molaridad de la solución de hidróxido. Las pérdidas de agua se encuentran en un rango de 0,4 – 12,3 Mton agua/MtonCO<sub>2</sub> capturado. Para soluciones con bajas concentraciones de NaOH, y una humedad relativa del 65% y 16°C de temperatura ambiente, se estimó una pérdida de agua de 8,2 Mton agua/MtonCO<sub>2</sub> capturado [49]. Este valor puede aumentar si la operación se realiza en zonas más áridas; se estima que la operación en una zona con 50% de humedad relativa puede aumentar las pérdidas de agua en hasta 4 veces [49].

En el caso particular de Carbon Engineering, se reporta un consumo de agua de 4,7 Mton agua/MtonCO<sub>2</sub> capturado, en condiciones de humedad relativa del 64% y 20°C de temperatura ambiental, las que pueden variar dependiendo de los parámetros de operación de la planta: humedad relativa, temperatura y molaridad de la solución de contacto (Figura 31) [25].

---

<sup>62</sup> Make up water

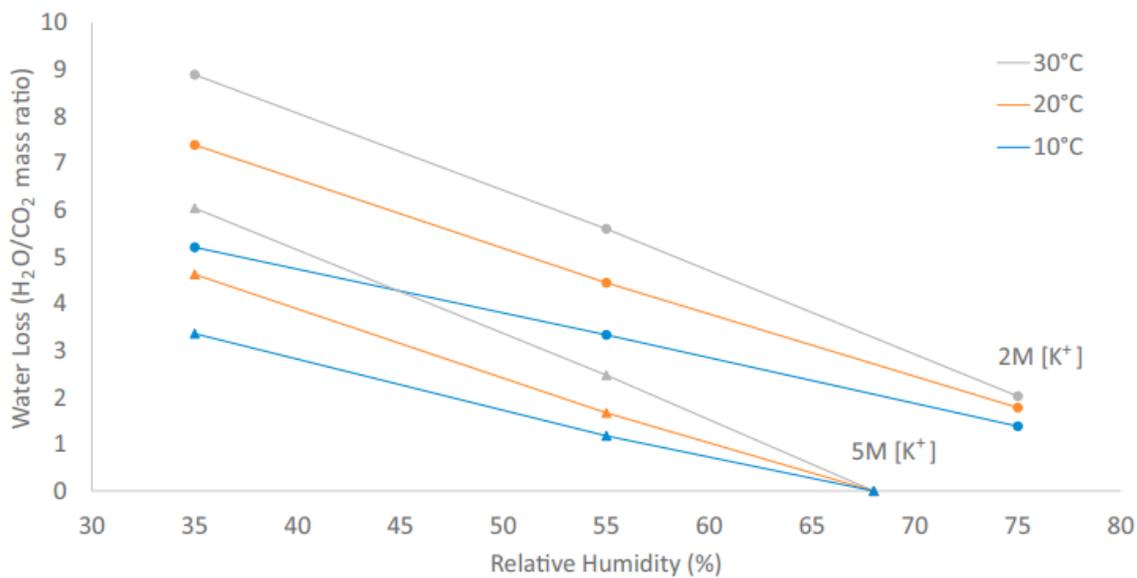


Figura 31: Pérdidas de agua estimadas para la tecnología de Carbon Engineering en función de la temperatura ambiente, humedad relativa y molaridad de la solución de captura. Fuente: [25]

### 8.1.2 Pérdidas de agua en procesos de adsorción química – adsorbentes sólidos

Las compañías que usan adsorbentes sólidos para capturar CO<sub>2</sub> del aire poseen procesos que difieren ampliamente en el consumo de agua [49].

Los procesos que utilizan vapor de agua saturado para el proceso de desorción, como es el caso de Global Thermostat, pueden implicar importantes pérdidas de agua al ambiente. Sin embargo, la desorción utilizando procesos de transferencia de calor indirecta también es posible, si es que, por ejemplo, el vapor está contenido en un ciclo cerrado, lo que minimiza las pérdidas de agua. Incluso, bajo ciertos parámetros de operación, se ha reportado que los procesos basados en adsorbentes sólidos pueden llegar a producir agua, al capturarla del aire junto al CO<sub>2</sub> [27] [49] [50].

Según la National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, un proceso típico de captura de carbono utilizando adsorbentes sólidos produce pérdidas de agua de aproximadamente 1,6 Mton agua/MtonCO<sub>2</sub> capturado. Sin embargo, este valor puede aumentar en zonas secas [49]. Adicionalmente, la síntesis de los adsorbentes sólidos puede utilizar importantes cantidades de agua, lo que no es considerado en el análisis, pero sí debe considerarse si se quiere analizar el uso de agua en el ciclo de vida del combustible a sintetizar.

En el caso particular de Climeworks, se ha reportado que su tecnología es capaz de generar entre 0,8 y 2 Mton agua/MtonCO<sub>2</sub> capturado [27] [50], sin embargo, desde un punto de vista de demanda energética, es preferible capturar la menor cantidad de agua posible [27]. En el caso de Global Thermostat, en la Declaración de Impacto Ambiental presentada para el Proyecto HIF en Chile se define un consumo de agua de 5,4 Mton agua/Mton CO<sub>2</sub> [32].

## 8.2 Uso de espacio

En general, los requerimientos de espacio para sistemas de captura directa del aire dependen del tamaño del contactor, la necesidad de espacio entre contactores, y la configuración de los contactores. La Tabla 22 presenta el resumen del uso de espacio en plantas de DAC.

**Tabla 22: Resumen del uso de espacio en plantas de DAC. Fuente Elaboración propia.**

Tipo	Tecnología	Empresa/proceso	Espacio considerado	Uso de espacio km <sup>2</sup> /MtonCO <sub>2</sub> año	Fuente
DAC	Absorción química	Genérico	total	1,5 - 7	[50] y [49]
		Carbon Engineering	directo	0,016	[50]
	Adsorción química	Genérico	total	0,8 – 5,1	[49]
		Climeworks	total	0,1 – 0,4	[50] [27]
		Global Thermostat	n.d	0,05 – 0,002	[50]
total	0,68		[32]		

### 8.2.1 Uso de espacio en procesos de absorción química – solventes acuosos

Para minimizar el uso de espacio por cada contactor, es posible diseñar estos de forma que se use espacio de contacto vertical [49]. En el caso de utilizar múltiples contactores, para minimizar los costos de tuberías y otras infraestructuras, la disposición de los contactores debe estar alrededor de una instalación de regeneración centralizada. Sin embargo, también se debe disponer de suficiente espacio entre contactores para permitir que el aire de salida un contactor, que posee una concentración de CO<sub>2</sub> menor al aire atmosférico, sea utilizado como aire de alimentación en otro contactor [49]. Se ha reportado que el espacio mínimo entre contactores debe ser de 250 m [27].

El uso directo de espacio para una planta de DAC es 24.000 m<sup>2</sup>/MtonCO<sub>2</sub>/año, si múltiples contactores se organizan para minimizar tuberías y otras infraestructuras. Este valor incluye el uso de espacio de la infraestructura de regeneración generalizada (caustificador, unidad de apagado, calcinador, contactores, y otros equipos auxiliares) [49].

El uso de espacio indirecto corresponde al espacio necesario que se deja entre los contactores. Si la planta posee un solo contactor, también se considera este espacio indirecto, ya que las zonas con baja concentración de CO<sub>2</sub> pueden afectar el crecimiento de plantas. Si se considera el uso de espacio indirecto, el uso de espacio aumenta, alcanzando valores entre 1,5 y 7 km<sup>2</sup>/MtonCO<sub>2</sub>/año [50] [49].

El análisis indicado anteriormente no considera el espacio requerido para suministrar calor y energía a la planta, que dependerá de la tecnología escogida para el abastecimiento, y puede estar o no en el mismo sitio de la planta de DAC.

En el caso particular de Carbon Engineering, se ha indicado que su tecnología requiere 0,016 km<sup>2</sup>/MtonCO<sub>2</sub>/año. Sin embargo, esta área hace referencia sólo a los contactores, y no considera el espacio que se debe dejar entre estos [25].

### 8.2.2 Uso de espacio en procesos de adsorción química – adsorbentes sólidos

En el caso de los adsorbentes sólidos existen los mismos requerimientos de espacio entre contactores para permitir la mezcla del aire de salida. El uso de espacio para una planta de DAC que utiliza adsorción química se encuentra en el rango de 0,8 – 5,1 km<sup>2</sup>/MtonCO<sub>2</sub>/año, lo que considera espacio que utilizan las infraestructuras, espacio requerido entre contactores y márgenes de seguridad; el área de los contactores, no obstante, representa menos del 5% del total [49].

Este análisis no considera el espacio requerido para suministrar calor y energía a la planta, que dependerá de la tecnología escogida para el abastecimiento, y puede estar o no en el mismo sitio de la planta de DAC.

En el caso de Climeworks, este reporta un requerimiento de espacio de 0,1 km<sup>2</sup>/MtonCO<sub>2</sub>/año, compuesto principalmente por el espacio requerido entre contactores. Global Thermostat indica un área necesaria de 0,05 – 0,002 km<sup>2</sup>/MtonCO<sub>2</sub>/año, pero no se indica si esto corresponde a área directa o indirecta [50].

En el caso específico del proyecto HIF que se desarrollará en Chile, la DIA del proyecto incluye un mapa del sitio, con las infraestructuras asociadas [32]. Para el uso de área directa se consideran: el centro del control del DAC (UBA05), Caldera eléctrica (UHB), almacenamiento de vapor (UHX), colector de CO<sub>2</sub> (UNM20), proceso de extracción de CO<sub>2</sub> (UNM21), compresor de CO<sub>2</sub> (UNM22) y acondicionamiento del CO<sub>2</sub> (UNM23), las que en conjunto requieren un área de 239 m<sup>2</sup>. Esto da un requerimiento de área directa (sin considerar espacios entre estructuras) de 0,18 km<sup>2</sup>/MtonCO<sub>2</sub>/año. Si se considera el área total en la que están contenidas las estructuras antes mencionadas, se obtienen 889,1 m<sup>2</sup>, lo que da un requerimiento de espacio total de 0,68 km<sup>2</sup>/MtonCO<sub>2</sub>/año. Sin embargo, la planta que se instalará en Chile es una planta piloto de capacidad pequeña y sólo tendrá un contactor, por lo que el espacio requerido entre contactores puede no estar bien representado en los indicadores descritos anteriormente. A modo ilustrativo, en la Sección 11.4 (Anexo 4) se presenta el detalle del área usada por el proyecto HIF.

### 8.3 Otros impactos ambientales

Existen múltiples impactos ambientales asociados a una instalación de captura de carbono, muchos de los cuales corresponden a impactos generales presentes en cualquier instalación de carácter industrial, los que no se abordan de manera detallada en este estudio.

A continuación, se presenta una tabla resumen con los potenciales impactos detectados por la Environment Agency del Gobierno de Reino Unido, para plantas de captura de CO<sub>2</sub> (Tabla 23). Es importante destacar que en esta sección se presentan de forma general los impactos identificados, y que la lista presentada no es exhaustiva, por lo que es necesario un análisis específico de los impactos particulares del proyecto que se desea desarrollar.

Adicionalmente, se revisaron los impactos asociados a la planta de captura del proyecto HIF. Todos los impactos identificados en la DIA del proyecto se encuentran contenidos en los impactos reportados en la Tabla 23, a excepción de las emisiones acústicas (ruido y vibraciones), las que fueron evaluadas como bajo los límites definidos por la normativa. Otros de los impactos mencionados corresponden a emisiones atmosféricas asociadas al funcionamiento de maquinarias y vehículos, movimientos de tierra, escurrimiento superficial de aguas lluvias y generación de residuos y aguas residuales.

Tabla 23: Resumen de potenciales impactos ambientales asociados a plantas de captura de CO<sub>2</sub>. Fuente: Modificado de [53]

Impacto asociado a actividades industriales en general

Impacto particular a establecimientos de captura de CO<sub>2</sub> (DAC y captura desde fuentes industriales)

Impacto asociado sólo a establecimientos de captura desde efluentes industriales

Impacto asociado sólo a DAC

(T) = Impacto asociado al transporte

		Etapas e impactos potenciales		
Potenciales receptores de impactos		Fase de construcción	Fase de operación	Fase de cierre
Agua	Hidrología de aguas superficiales		<b>Demanda de agua para el proceso</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Disminución del agua superficial por extracción.</li> </ul> <b>Cambio en la superficie e infiltración del sitio</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento del escurrimiento superficial.</li> </ul>	
	Calidad de las aguas superficiales	<b>Trabajos de construcción</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Contaminación por material suspendido.</li> <li>Remoción de suelo contaminado y transporte a aguas (en sitios industriales).</li> </ul> <b>Manejo de materiales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Contaminación por derrames o fugas accidentales de sustancias.</li> </ul>	<b>Descargas de agua residual</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Impactos en la composición del agua por cambios en la temperatura o composición del agua de descarga (por ejemplo, descarga de agua de enfriamiento).</li> </ul> <b>Manejo de materiales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Contaminación por derrames o fugas accidentales de sustancias químicas o solventes.</li> </ul> <b>Escurrecimiento superficial</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Contaminación producto de escurrimiento superficial.</li> </ul> <b>Emisión accidental de CO<sub>2</sub> cerca de un cuerpo de agua</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Acidificación</li> </ul>	
	Hidrología de aguas subterráneas	<b>Trabajos de construcción</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Alteración de la hidrología subterránea.</li> </ul>	<b>Demanda de agua para el proceso</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Disminución de agua subterránea por extracción.</li> </ul> <b>(T) Tuberías enterradas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Alteración permanente del flujo de agua subterráneo.</li> </ul>	
	Calidad de las aguas subterráneas		<b>Manejo de materiales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Contaminación por derrames o fugas accidentales de sustancias químicas o solventes.</li> </ul> <b>Emisión accidental de CO<sub>2</sub> cerca de un cuerpo de agua</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Acidificación del agua, lo que puede conllevar la disolución de metales al agua.</li> </ul>	

	<b>Calidad de aguas oceánicas</b>	<b>Manejo de materiales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Contaminación por derrames o fugas accidentales de sustancias.</li> </ul>	<b>Descargas de agua residual</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Impactos en la composición del agua por cambios en la temperatura o composición del agua de descarga (por ejemplo, descarga de agua de enfriamiento o salmuera si se requiere desalinizar agua).</li> </ul> <b>Emisión accidental de CO<sub>2</sub> cerca de un cuerpo de agua</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Acidificación del agua.</li> </ul>	
<b>Suelos</b>	<b>Suelos</b>	<b>Trabajos de construcción</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Remoción de suelo contaminado (en sitios industriales).</li> </ul> <b>Manejo de materiales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Contaminación por derrames o fugas accidentales de sustancias.</li> </ul>	<b>Emisión accidental de CO<sub>2</sub></b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Acidificación de suelos.</li> <li>Acumulación de CO<sub>2</sub> en suelos, lo que desplaza el aire y puede asfixiar las raíces de la vegetación.</li> </ul>	<b>Cierre y remoción de la planta</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Remoción de suelo contaminado</li> </ul>
<b>Aire</b>	<b>Calidad del aire local</b>	<b>Actividades de construcción</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Suspensión de polvo.</li> <li>Emisiones asociadas al uso de combustibles fósiles en máquinas, vehículos y otros.</li> </ul>	<b>Emisiones a la atmósfera</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Emisiones accidentales de compuestos presentes en efluentes de gases industriales a la atmósfera (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, hidrocarburos, material particulado, COVs, y metales pesados).</li> <li>Emisión de solvente a la atmósfera</li> </ul> <b>Operaciones de partidas y paradas, mantenimientos o fallas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Emisiones adicionales a la atmósfera.</li> </ul> <b>Zonas con baja concentración de CO<sub>2</sub></b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Déficit de CO<sub>2</sub> atmosférico en inmediaciones a la planta.</li> </ul> <b>(T) Ruptura accidental de tuberías</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Emisión de CO<sub>2</sub> a alta presión.</li> </ul> <b>(T) Transporte de CO<sub>2</sub></b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Emisiones asociadas al polvo y uso de combustibles fósiles en vehículos y otros.</li> </ul>	
	<b>Impactos atmosféricos globales</b>		<b>Fallas o rupturas accidentales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Liberación de CO<sub>2</sub>, efecto negativo sobre el cambio climático<sup>63</sup></li> </ul>	

<sup>63</sup> La liberación accidental de CO<sub>2</sub> a la atmósfera puede representar un aumento en las emisiones de este gas respecto al caso base (sin planta de captura) porque el proceso de captura en sí posee emisiones asociadas. A pesar de que esta variable en el contexto actual no es considerada un impacto ambiental, en el Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático (PLMCC) actualmente en tramitación, en el artículo 36, se indica: “La evaluación de impacto ambiental a que se sometan los proyectos o actividades señalados en el artículo 10 de la Ley N° 19.300 considerará la variable cambio climático en los componentes del medio ambiente que sean pertinentes”.

Flora y Fauna	Flora y Fauna	<b>Actividades de construcción</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ruido puede perturbar a especies.</li> <li>• Emisiones asociadas al uso de combustibles fósiles en máquinas, vehículos y otros.</li> </ul>	<b>Operación de la planta</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ruido puede perturbar a especies.</li> <li>• Descargas de agua de enfriamiento a temperaturas diferentes a las naturales puede causar impactos en los ecosistemas acuáticos.</li> <li>• Pérdida de hábitat en el emplazamiento de la central.</li> <li>• La presencia de la planta puede causar pérdida de hábitat para especies en zonas contiguas a esta. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Escape accidental de CO<sub>2</sub> presurizado puede causar la formación de partículas de CO<sub>2</sub> sólido a muy bajas temperaturas, lo que puede dañar la flora y fauna.</li> </ul> </li> </ul> <b>Zonas con baja concentración de CO<sub>2</sub></b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Puede afectar de forma negativa el crecimiento de vegetación.</li> </ul>	
Impactos sociales	Actividades	<b>Actividades de construcción</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Perturbación a actividades recreacionales en los alrededores.</li> <li>• Perturbación a actividades económicas de la zona (agricultura o pesca, por ejemplo).</li> </ul>		
	Salud y seguridad	<b>Trabajos de construcción y excavación</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se requiere seguir protocolos de seguridad en la construcción. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Trabajos en sitios industriales operativos plantea riesgos adicionales asociados a la salud y seguridad de los trabajadores.</li> </ul> </li> </ul>	<b>Uso de sustancias químicas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Riesgo de fugas o derrames.</li> </ul> <b>Compresión de CO<sub>2</sub></b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sustancia peligrosa en estado supercrítico.</li> </ul> <b>Emisión accidental de CO<sub>2</sub></b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Exposición humana a concentraciones elevadas de CO<sub>2</sub> (puede ser fatal a concentraciones de 7-10%).</li> </ul>	
	Otros impactos	<b>Generación de residuos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Residuos líquidos y sólidos del sitio de construcción deben ser manejados apropiadamente para impedir impactos.</li> </ul>	<b>Generación de residuos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Productos residuales del solvente pueden requerir disposición/eliminación especial.</li> </ul>	

De forma particular a procesos de captura y transporte de CO<sub>2</sub>, existen impactos asociados a fugas accidentales de este gas. Por un lado, pequeñas fugas de CO<sub>2</sub> puede causar daño a suelos y agua producto de la acidificación de estos. Además, la acidificación de las aguas puede causar la disolución de metales presentes en rocas o suelos, contaminándolas. Por el otro lado, grandes fugas de CO<sub>2</sub> pueden causar daño inmediato a los seres humanos y la fauna, ya que este puede formar nubes más pesadas que el aire, lo que impide la correcta mezcla y difusión. Concentraciones de 7% a 10% de CO<sub>2</sub> en el aire son letales para el ser humano. Sin embargo, las fugas grandes de CO<sub>2</sub> son poco probables en instalaciones de captura y transporte de CO<sub>2</sub>, y se asocian mayormente a almacenamiento de CO<sub>2</sub> geológico de gran escala. Fugas de CO<sub>2</sub> en ambientes cerrados podrían representar un grave peligro para trabajadores de la planta. Adicionalmente, fugas de CO<sub>2</sub> presurizado pueden causar la formación de partículas de CO<sub>2</sub> sólido a muy bajas temperaturas.

A continuación, se detallan los impactos asociados ya sea sólo a captura directa desde el aire, o a captura de efluentes industriales.

### **8.3.1 DAC**

Un impacto potencial asociado a la captura de carbono es la baja concentración de CO<sub>2</sub> del aire que sale del contactor. A pesar de que no existen muchos estudios asociados a los efectos de un ambiente con concentraciones de CO<sub>2</sub> menores a las normales, se ha demostrado que esto conlleva a menores eficiencias en la fotosíntesis de algas. Esta región con menores concentraciones locales de CO<sub>2</sub> podría presentar efectos adversos sobre el crecimiento de plantas, por lo que es un parámetro a considerar en las zonas cercanas a grandes plantas de DAC [49].

#### **Aspectos particulares asociados a procesos de absorción química – solventes acuosos**

Uno de los riesgos asociados a la absorción química utilizando absorbentes líquidos es la emisión de gotas de absorbente al aire. A pesar de que, como se mencionó en la Sección 8.1, las mediciones realizadas indican que estas emisiones provocan una concentración de hidróxido menor a 0,6 mg /m<sup>3</sup> en el aire que sale del contactor, lo que es menor al límite definido por la National Institute for Occupational Safety and Health de 2,0 mg/m<sup>3</sup>, futuras mediciones deben llevarse a cabo para comprobar este hecho [49].

#### **Aspectos particulares asociados a procesos de adsorción química – adsorbentes sólidos**

Los adsorbentes sólidos más comunes son aquellos basados en aminas para la captura de carbono, especies que no son indefinidamente estables bajo condiciones atmosféricas. Se conoce poco acerca de emisiones de adsorbentes sólidos a base de aminas, pero sí existen estudios sobre plantas que utilizan soluciones de amina líquidas para la captura convencional de CO<sub>2</sub>, en los que se sugiere que los adsorbentes basados en aminas se pueden descomponer con el tiempo en otros compuestos, como amoníaco, nitrosaminas y otros compuestos de nitrógeno que tienen el potencial para causar daño a los organismos y al medio ambiente [49].

### 8.3.2 Captura de fuentes industriales: Absorción química por aminas

Un efecto secundario del proceso de captura utilizando aminas es la emisión de una pequeña fracción de este solvente a la atmósfera. Existen 3 mecanismos mediante los cuales parte del solvente puede ser emitido a la atmósfera [54]:

1. Emisiones de solvente en estado gaseoso producto de evaporación. Este mecanismo depende de la volatilidad de las aminas utilizadas, de la carga de CO<sub>2</sub> en la solución, y de la temperatura de la torre de absorción.
2. Emisiones de gotas de solventes que son arrastradas por el flujo gaseoso.
3. Emisiones en forma de aerosol, donde pequeñas gotas quedan suspendidas en el gas. Esto ocurre principalmente cuando un gas a alta temperatura entra en contacto con un solvente líquido frío. Producto del pequeño tamaño de las gotas, estas pueden atravesar las secciones de lavado. La formación de este aerosol depende de la presencia de núcleos de condensación, como material particulado, hollín, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>.

La emisión de aminas a la atmósfera ocurre principalmente en la torre de absorción, donde el lavado con agua no es capaz de remover la totalidad de las partículas de aminas. En este contexto, la temperatura del agua de enfriamiento del sistema de lavado juega un rol crítico en la emisión de solvente a la atmósfera, por lo que es recomendable operar esta torre a la menor temperatura posible para minimizar la degradación del solvente [54].

Si bien las aminas en sí no son peligrosas para el medioambiente, estas pueden descomponerse o transformarse en otros compuestos que sí son peligrosos [55]:

1. Formación de amonio y etilamina por degradación oxidativa de las aminas. Estos compuestos son tóxicos y pueden causar irritación o quemaduras en la piel [54].
2. Degradación de las aminas en nitraminas y nitrosaminas. Las nitrosaminas son compuestos altamente carcinogénicos, mientras que para las nitraminas no existen estudios suficientes acerca de sus efectos en la salud, pero se consideran potencialmente carcinogénicas. Para el caso de las nitrosaminas, los niveles de concentración en la atmósfera definidos como seguros son tan bajos que no se pueden medir, por lo que las emisiones de una planta de captura deben ser calculadas en modelaciones. La formación de nitrosaminas y nitraminas a partir de aminas dependerá de la concentración de NO<sub>x</sub> y radicales OH en el aire. El impacto esperado producido por la formación de nitrosaminas es bajo, ya que este compuesto se fotolisa de manera muy eficiente, por lo que su vida en la atmósfera es muy limitada. Por el contrario, las nitraminas no se fotolisan ni hidrolizan, por lo que podrían terminar en suelos o agua y representar eventuales riesgo para la salud humana [55].

3. Formación de aerosol secundario. Se ha demostrado que la presencia de aminas en el aire puede contribuir a la formación de aerosol secundario, dependiendo de la temperatura atmosférica y la humedad relativa. Este puede influenciar la calidad del aire alrededor de la planta, afectando incluso la visibilidad. Además, el aerosol secundario, si adquiere un tamaño suficientemente grande, puede actuar como núcleo de formación de nubes, lo que puede influenciar las propiedades de las nubes e incluso el clima [55].
4. Producción de ozono troposférico. La emisión de aminas a la atmósfera puede llevar a una rápida formación de ozono troposférico, que es un gas irritante y puede tener importantes efectos sobre el sistema respiratorio de las personas. El ozono troposférico puede afectar también la reproducción y crecimiento de las plantas, dañando a los ecosistemas o afectando el rendimiento de cultivos agrícolas circundantes. Además, el ozono troposférico es considerado un gas de efecto invernadero [55].

Aún faltan estudios que permitan determinar el comportamiento de las aminas en la atmósfera, particularmente la velocidad con la que las transformaciones atmosféricas mencionadas anteriormente pueden ocurrir, para determinar cuál/les de los 3 procesos mencionado predominaría [55].

Otro importante impacto ambiental de los sistemas de captura de carbono con solventes líquidos en base de aminas es la producción de desechos peligrosos de aminas. Estos desechos pueden contener agua, aminas, compuestos de degradación de aminas, y otros químicos. El contenido de los desechos depende del tipo de amina utilizado, y del gas efluente que se trate. La captura de 1 tonelada de CO<sub>2</sub> produce entre 0,3 y 4 kg de desecho de aminas, dependiendo de si hay otros procesos de separación antes de la captura de CO<sub>2</sub>, del tipo de amina utilizado y de las condiciones operacionales. Sin embargo, normalmente la generación de desechos de aminas será del orden de 1 kg de desecho de aminas por tonelada de CO<sub>2</sub> capturado [55] [56]. Las aminas utilizadas más comúnmente para los procesos de captura de carbono<sup>64</sup> son consideradas como peligrosas bajo la norma de comunicación de peligros (The Hazard Communication Standard - HCS) de la OSHA [57]. Además, las aminas líquidas inflamables o corrosivas, las etanolaminas y las piperazinas son consideradas sustancias peligrosas bajo la Norma Chilena 382.

---

<sup>64</sup> Las aminas más utilizadas para la captura de carbono son: monoetanolamina (MEA), metildietanolamina (MDEA), 2-Amino-2-metilpropanol (AMP), Piperazina (PIPA), diglicolamina (DGA), dietanolamina (DEA), y diisopropanolamina (DIPA) [56].

## 9 Conclusiones

Este estudio tiene por objetivos el generar un análisis detallado del estado del arte de las tecnologías de captura de carbono, en particular, un análisis de la factibilidad técnica de estas. Además, es objeto de este estudio el identificar las posibles fuentes de captura de CO<sub>2</sub> industrial inevitable en Chile.

La inevitabilidad de las fuentes de carbono cobra importancia en un contexto en el que se utiliza el CO<sub>2</sub> capturado para producir combustibles sintéticos, los que quieren ser considerados o certificados como renovables. En este ámbito, se debe asegurar que la captura de CO<sub>2</sub> no aumente ni incentive la prolongación de emisiones evitables. Las emisiones inevitables se definen como aquellas que no son posibles de reducir o eliminar al cambiar procesos de producción o insumos por otros renovables o menos emisivos.

### Respecto de las fuentes industriales con emisiones de CO<sub>2</sub> inevitables en Chile

La captura de carbono desde efluentes industriales es más favorable económicamente si se captura desde fuentes con altas emisiones. En base a esto se analizaron aquellas fuentes con emisiones superiores a 0,01 Mton de CO<sub>2</sub> al año. En Chile las fuentes industriales con emisiones superiores a 0,01 Mton de CO<sub>2</sub> al año, que además poseen emisiones inevitables, están asociadas a la industria del cemento, de la celulosa, o bien usan biomasa como combustible en una caldera. En la Sección 6.3 se presentó los 33 establecimientos con fuentes por sobre el límite de emisiones indicado anteriormente que poseen emisiones inevitables. Adicionalmente se presentó un establecimiento asociado a la industria del acero, que se encuentra en transición hacia la evitabilidad. Los establecimientos se ubican principalmente en la zona centro sur del país, desde la Región de Valparaíso hasta la de Los Lagos, a excepción de una planta de cemento ubicada en Antofagasta. Las regiones de Ñuble y del Biobío concentran la mayor cantidad de establecimientos, y también aquellos con mayores emisiones.

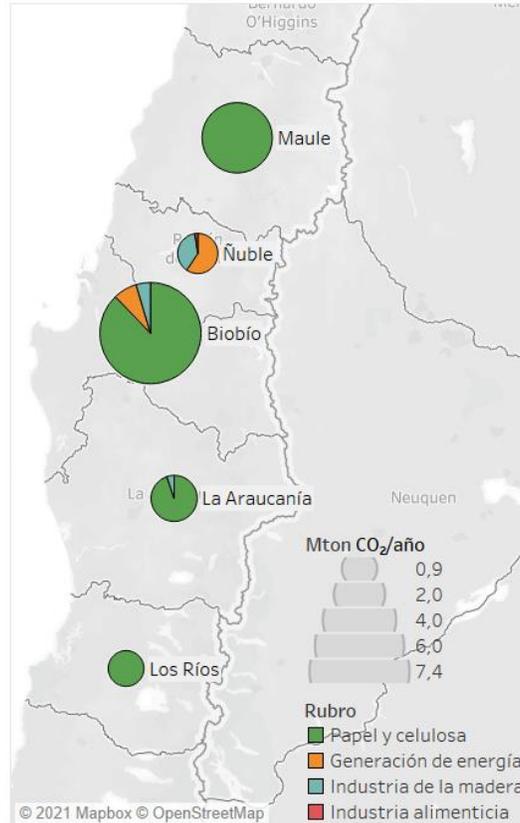
Las emisiones inevitables asociadas a las plantas de cemento del país corresponden solo a las asociadas a la calcinación de la caliza para producir cal en el horno, y no a las producidas por el uso de combustibles fósiles para el funcionamiento de este. Entre el 50 a 60% de las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al horno de clinker corresponden a la calcinación de la caliza, mientras que el resto proviene de la quema de combustibles fósiles. También hay emisiones asociadas a grupos electrógenos dentro de las plantas de cemento, que tampoco son inevitables. Las 4 plantas de cemento identificadas en la Sección 6.3 presentaron emisiones inevitables en conjunto del orden de 0,9 a 1,1 Mton de CO<sub>2</sub> en el año 2018<sup>65</sup>.

---

<sup>65</sup> Estos valores corresponden a estimaciones realizadas utilizando los datos de emisiones del RETC del 2018 y 2019. Este último no es definitivo y presenta errores en sus valores, por lo que los valores presentados son sólo referenciales y pueden contener errores. Para realizar un proyecto de captura de carbono en alguna de las instalaciones presentadas en el análisis es necesario corroborar los valores de emisiones inevitables presentados.

En el caso del uso de biomasa, se distinguen 3 industrias principales. En primer y segundo lugar se encuentran la generación eléctrica con biomasa forestal y la industria maderera del país, que muchas veces se relacionan entre sí. Sin bien estas industrias presentan emisiones asociadas al uso de combustibles fósiles en momentos específicos de la operación de sus plantas, estas son despreciables en comparación al uso de biomasa, por lo que se considera que todas sus emisiones son inevitables. Estas dos industrias, que engloban a 17 establecimientos, presentaron emisiones del orden de 2,1 Mton de CO<sub>2</sub> en el año 2018<sup>65</sup>.

En el caso de la industria de celulosa y papel, muchos establecimientos presentan generadores eléctricos a diésel, los que no son inevitables. Adicionalmente, en general los hornos de cal operan 100% con diésel, por lo que las emisiones inevitables asociadas a este sistema provienen sólo de la calcinación de la caliza, la que se asume representa un 50 a 60% de las emisiones del horno, al igual que en los hornos de la industria de cemento. En el caso de las calderas de poder y calderas recuperadoras, si bien estas utilizan combustibles fósiles en momentos específicos de su operación, esto es despreciable en comparación a la cantidad de biomasa utilizada, por lo que se asume que sus emisiones son 100% inevitables. En conjunto, los 8 establecimientos pertenecientes al rubro de papel y celulosa emitieron aproximadamente 12 Mton de CO<sub>2</sub> inevitable en el 2018<sup>65</sup>, provenientes del uso de biomasa en calderas y de calcinación de caliza. Adicionalmente hay 4 establecimientos pertenecientes al rubro alimenticio que utilizan desechos de biomasa o biogás en algunos de sus procesos. Estos presentaron emisiones de CO<sub>2</sub> inevitables menores a 0,03 Mton en el 2018<sup>65</sup>. La Figura 32 muestra las emisiones inevitables asociadas al rubro maderero en Chile en el año 2018.



**Figura 32: Emisiones de CO<sub>2</sub> inevitables en el 2018 de grandes establecimientos asociados al rubro maderero<sup>65</sup>. Fuente: Elaboración propia en base a datos del RETC 2018 y 2019 preliminar.**

Para realizar el análisis anterior se utilizaron datos de emisiones, procesos y combustibles provenientes del RETC. Sin embargo, este instrumento presenta algunas inconsistencias en sus datos. Principalmente en la homologación de los procesos dentro de una industria y los combustibles utilizados en cada proceso, aunque también puede haber inconsistencias en la magnitud de las emisiones.

Para poder desarrollar un proyecto de captura en algún establecimiento particular es necesario llevar a cabo un análisis más detallado de sus emisiones, adicional a la información contenida en el RETC. Específicamente, el valor de las emisiones presentado para cada establecimiento en la Sección 6.3 es total, e incluye emisiones evitables. Por ende, que para poder desarrollar un proyecto de captura desde fuentes inevitables se debe evaluar de forma detallada qué fracción de las emisiones son efectivamente inevitables. Además, es conveniente corroborar que el valor de las emisiones reportado por el RETC esté correcto. Adicionalmente, puede haber establecimientos que posean suficientes emisiones inevitables y que no estén en el análisis presentado.

## Respecto de las alternativas tecnológicas para la captura de fuentes inevitables en Chile

Las alternativas tecnológicas están catalogadas de acuerdo con el tipo de interacción entre el sistema de captura y el CO<sub>2</sub> en la mezcla de gases. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía [10], las tecnologías más avanzadas y ampliamente adoptadas a la fecha son la absorción química<sup>66</sup> y la separación física (absorción/adsorción<sup>67</sup>); otras tecnologías disponibles en la industria son las membranas y la separación criogénica (Figura 5). A partir de un análisis de las tecnologías, es posible indicar lo siguiente:

- La absorción y adsorción químicas son los procesos de captura que pueden utilizarse para un mayor rango de concentración de CO<sub>2</sub> en los gases de entrada (0,04-100% de volumen).
- La separación criogénica no es adecuada para la captura a partir de los procesos industriales, sino para gases de alimentación disponibles a alta presión y concentración de CO<sub>2</sub>.
- Dado que la compresión de los efluentes de gases industriales (generalmente a bajas presiones) es difícil y costosa, y sus concentraciones de CO<sub>2</sub> son diluidas, no se presentan establecimiento de captura mediante el uso de membranas. La separación por membranas es adecuada para flujos de alta presión con alta concentración.
- Los solventes físicos tienen poca capacidad de absorción y selectividad para la separación de CO<sub>2</sub>. Por lo tanto, la absorción física no es económica para las corrientes de gases de combustión con una concentración de CO<sub>2</sub> diluida.

La tecnología de mayor madurez para separar el CO<sub>2</sub> de los gases producidos en la industria del acero, la celulosa y el cemento a partir de plantas actualmente en funcionamiento es la absorción química, específicamente su aplicación mediante el uso de aminas [17] [18] [58]. Dado que trata de una tecnología de final de tubería, se espera que esta alternativa únicamente afecte al efluente de gases y, por tanto, no tenga injerencia directa en los procesos productivos; no obstante, sí afecta la estrategia de suministro y la gestión de la demanda energética adicional.

Los costos de la captura de CO<sub>2</sub> pueden variar significativamente entre una instalación y otra, principalmente en función de la concentración de CO<sub>2</sub> en la corriente de gas, la ubicación de la planta, el suministro de energía y vapor, y la integración con la instalación original [12], [17].

En general, el tamaño de la fuente es lo que más influye en el costo de la captura total, y fuentes emisoras de gran tamaño en establecimientos emisores de gran tamaño son las que tienen el menor costo de captura. La principal alternativa para reducir los costos de captura a partir de un establecimiento emisor determinado, es la generación de vapor a partir del exceso de calor [17] [46].

---

<sup>66</sup> Los procesos de absorción consisten en la separación de uno o más componentes de una mezcla gaseosa con la ayuda de un solvente líquido con el cual forma solución.

<sup>67</sup> Los procesos de adsorción, a su vez, corresponden a la adhesión preferente de moléculas de un gas o líquido a la superficie de un sólido.

La captura total de CO<sub>2</sub>, que es el objetivo deseado de la mayoría de los sistemas de captura de carbono desde fuentes industriales, puede ser una alternativa de costos excesivamente altos en muchas industrias, dependiendo de las condiciones asociadas a la fuente de CO<sub>2</sub>, y las condiciones energéticas del proceso. En este contexto, se recomienda evaluar la captura parcial de CO<sub>2</sub>, la cual implica que sólo una proporción del CO<sub>2</sub> disponible en el gas de salida de una fuente industrial es capturado dependiendo de la disponibilidad de calor residual en la planta, factores técnico-económicos y de política pública.

### **Respecto de la captura de CO<sub>2</sub> desde el aire**

Debido a la concentración ultra diluida de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, los sistemas la captura de CO<sub>2</sub> desde el aire no pueden permitirse el esfuerzo de preparar o modificar el aire, lo que elimina las tecnologías de captura que poseen una demanda energética elevada en el proceso de captura, como el calentamiento, la refrigeración o la presurización del aire [23]. Esto deja como alternativa a los sistemas que extraen pasivamente estas bajas concentraciones de CO<sub>2</sub> del aire ambiente en condiciones ambientales: la absorción química (disolución preferente de una especie en un líquido) y la adsorción química (adhesión preferente de una especie a un sólido). Tres empresas dominan la totalidad de las instalaciones actualmente en funcionamiento: Carbon Engineering (absorción de alta temperatura), Climeworks y Global Thermostat (adsorción de baja temperatura).

Los procesos de adsorción llevan a cabo la regeneración del adsorbente sólido a temperaturas más bajas (80-100 °C vs 900 °C para la absorción a alta temperatura), lo que les permite abastecerse partir de sistemas 100% electrificados y, además, existe la alternativa de aprovechar calor residual de procesos adyacentes a la central. Para la producción de combustibles sintéticos integrada con unidades de DAC a baja temperatura, el calor residual de los procesos de producción de combustible podría reciclarse y utilizarse en las unidades de DAC a baja temperatura, reduciendo los costos globales de la producción final [27]. Los sistemas de alta temperatura, a su vez, normalmente dependen de la combustión de gas natural, lo que conlleva emisiones extra de hasta 0,5 toneladas de CO<sub>2</sub> por cada tonelada de CO<sub>2</sub> capturado y la necesidad de contar con una unidad de separación de aire.

Los costos asociados a ambas alternativas de captura actualmente son similares; sin embargo, no existen instalaciones electrificadas para la tecnología de Carbon Engineering actualmente en funcionamiento, mientras que Climeworks y Global Thermostat cuentan con plantas capaces de integrarse a sistemas renovables apoyados por bancos de baterías.

### **Respecto de los impactos ambientales asociados al desarrollo de sistema de captura de CO<sub>2</sub>**

La mayoría de los impactos ambientales asociados a una planta de captura de carbono están presentes en cualquier instalación industrial. Los impactos propios de estas plantas están relacionados con la emisión de partículas de solvente a la atmósfera, la emisión accidental de CO<sub>2</sub> a la atmósfera (la que puede ser a altas presiones si este gas es condensado en el proceso), y la generación de zonas con bajas concentraciones de CO<sub>2</sub> atmosférico (en los sistemas DAC). En cuanto al uso de espacio de los sistemas DAC estos requieren menos de 7 km<sup>2</sup> por Mton de CO<sub>2</sub> capturada anualmente. Gran parte del uso de espacio corresponde a espacio indirecto, que se debe dejar entre los contactores (250 m) para permitir la mezcla del aire pobre en CO<sub>2</sub> que sale del contactor con el aire atmosférico. Climeworks reporta un uso

de espacio total de entre 0,1 a 0,4 km<sup>2</sup>/MtonCO<sub>2</sub> al año, mientras que Global Thermostat indica valores entre 0,01 a 0,002 km<sup>2</sup>/MtonCO<sub>2</sub> al año. Sin embargo, la DIA del proyecto HIF indica una superficie a utilizar de 0,68 km<sup>2</sup>/MtonCO<sub>2</sub> al año, en la que sólo se incluye un contactor, por lo que el espacio a dejar entre contactores puede no estar bien representado.

El uso de agua en un sistema de captura de CO<sub>2</sub> es un factor relevante. Si bien en todos los sistemas de captura el agua se utiliza en un ciclo cerrado y es recirculada, parte de esta se pierde y debe ser repuesta. En el caso de los sistemas de absorción desde efluentes industriales, pruebas en una planta piloto de captura post- combustión en Polonia indican que las pérdidas de agua se encuentran en el rango de 6,9 a 39,4 kg de agua por tonelada de gas efluente tratado.

En el caso de los sistemas de captura directa desde el aire, el consumo de agua depende de factores como la humedad relativa y la temperatura ambiente. Entre los sistemas que utilizan adsorbentes químicos, Climeworks ha reportado que su tecnología es capaz de generar agua (entre 0,8 y 2 Mton de agua por cada Mton de CO<sub>2</sub> capturado), al condensar parte de la humedad relativa del aire que entra al sistema. Global Thermostat no informa sus valores de consumo de agua, sin embargo, el proyecto HIF que se desarrollará en el sur del país utilizará esta tecnología, y reporta un consumo de agua de 5,4 Mton de agua por cada Mton de CO<sub>2</sub> capturado. En los sistemas DAC que utilizan adsorbentes químicos, la concentración de la solución de hidróxido también afecta el consumo de agua. Carbon Engineering informa valores de uso de agua de 4,7 Mton de agua por Mton de CO<sub>2</sub> capturado, para 20°C de temperatura y una humedad relativa de 64%, pero este valor aumenta en ambientes más secos y cálidos



- [10] IEA, *Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage. CCUS in clean energy transitions.*, International Energy Agency, 2020.
- [11] R. H. Socolow, M. J. Desmond, R. Aines, J. Blackstock, O. Bolland, T. Kaarsberg y N. Lewis, *Direct Air Capture of CO<sub>2</sub> with CHemicals: A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs.*, American Physical Society, 2011.
- [12] M. Songolzadeh, M. Soleimani, M. Takht Ravanchi y R. Songolzadeh, *Carbon Dioxide Separation from Flue Gases: A Technological Review Emphasizing Reduction in Greenhouse Gas Emissions*, Hindawi Publishing Corporation. The Scientific World Journal, 2014.
- [13] E. & D. C. H. Rubin, *IPCC special report on Carbon Dioxide and Storage*, Reino Unido: Cambridge University Press, 2005.
- [14] E. I. Koytsoumpa, C. Bergins y E. Kakaras, *The CO<sub>2</sub> economy: Review of CO<sub>2</sub> capture and reuse technologies.*, The Journal of Supercritical Fluids., 2018.
- [15] K. . Kuparinen, E. Vakkilainen y T. Tynjälä, *Biomass-based carbon capture and utilization in kraft pulp mills*, Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, 2019.
- [16] T. Wilberforce, A. Baroutaji, B. Soudan, A. H. Al-Alami y A. Ghani Olabi, «Outlook of carbon capture technology and challenges,» *Science of the Total Environment*, vol. 657, pp. 56-72, 2019.
- [17] H. Ali, N. H. Eldrup, F. Normann, R. Skagestad y R. E. Øi, «Cost Estimation of CO<sub>2</sub> Absorption Plants for CO<sub>2</sub> Mitigation–Method and Assumptions,» vol. 88, pp. 10-23, 2019.
- [18] D. Leeson, N. Mac Dowell, N. Shah, C. Petit y P. S. Fennell, *A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources*, International Journal of Greenhouse Gas Control, 2017.
- [19] Liang et. al., *Recent progress and new developments in post-combustion carbon-capture technology with amine based solvents*, International Journal of Greenhouse Gas Control, 2015.
- [20] NIRAS, *Screening of carbon capture technologies*, Amsterdam, Copenhagen, Helsinki, Oslo, Stockholm: Carbon Neutral City Alliance, 2019.
- [21] National Energy Technology Laboratory, «Compendium of Carbon Capture Technology,» U.S. Department of Energy, Estados Unidos, 2020.
- [22] A. Carpenter, *CO<sub>2</sub> abatement in the iron and steel industry*, IEA Clean Coal Centre, 2012.

- [23] M. Broehm, J. Strefler y N. Bauer, *Techno-economic Review of DAC Systems for Large Scale Mitigation of Atmospheric CO<sub>2</sub>*, 2015.
- [24] D. Keith, K. Heidel y R. Cherry, «Capturing CO<sub>2</sub> from the atmosphere: rationale and process design considerations,» Cambridge University, 2010.
- [25] D. W. Keith, G. Holmes, D. St. Angelo y K. Heidel, *A Process for Capturing CO<sub>2</sub> from the Atmosphere*, Joule, 2018.
- [26] C. Gebald, N. Piatkowski, T. Rüesch y J. Wurzbacher, *U.S. Patent No. 9,751,039*, Washington DC: U.S. Patent and Trademark Office, 2017.
- [27] M. Fasihi, O. Efimova y C. Breyer, *Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> direct air capture plants*, Lappeenranta: Journal of Cleaner Production, 2019.
- [28] C. M. Liu, N. K. Sandhu, S. T. McCoy y J. A. Bergerson, *A life cycle assessment of greenhouse gas emissions from direct air capture and Fischer–Tropsch fuel production*, Royal Society of Chemistry, 2020.
- [29] Carbon Engineering, «Carbon Engineering - Our Story,» 27 Enero 2020. [En línea]. Available: <https://carbonengineering.com/our-story/>.
- [30] G. Chichilnisky, *Carbon Negative Power Plants And Their Impact On Environment*, Global Thermostat, 2018.
- [31] P. Eisenberger, *Carbon dioxide capture/regeneration method using monolith*, Washington DC, 2016.
- [32] HIF, *Declaración de Impacto Ambiental: Proyecto Piloto de Descarbonización y Producción de Combustibles Carbono Neutral*, Santiago: Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental, 2020.
- [33] V. Gutknecht, S. Snæbjörnsdóttir, B. Sigfússon, E. S. Aradóttir y L. Charles, *Creating a carbon dioxide removal solution by combining rapid mineralization of CO<sub>2</sub> with direct air capture*, Energy Procedia, 2018.
- [34] A. B. Vogel, *CO<sub>2</sub> - The Raw Material that comes from Air.*, Swiss Federal Office of Energy, 2017.
- [35] Ministerio del Medio Ambiente, «Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero,» 2019. [En línea]. Available: [https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/07/2018\\_NIR\\_CL.pdf](https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/07/2018_NIR_CL.pdf).
- [36] IPCC, «2006 IPCC Guidelines For National Greenhouse Gas Inventories: Overview,» 2006. [En línea]. Available: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>.

- [37] Ministerio del Medio Ambiente, «Reporte 2005 – 2015: Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes,» 2017. [En línea]. Available: [https://retc.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2018/12/Decimo\\_reporte\\_RETC\\_2005-2015.pdf](https://retc.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2018/12/Decimo_reporte_RETC_2005-2015.pdf).
- [38] L. Grimmeissen, A. Jensen y S. Wehner, *Hoja de ruta para el desarrollo de bajas emisiones en la Industria Chilena del Cemento*, Santiago: Cementis, GIZ, Ministerio de Energía, 2020.
- [39] GIZ, «Desarrollo bajo en carbono para la industria chilena de la siderurgia,» Julio 2020. [En línea]. Available: [http://www.precioalcarbonochile.cl/wp-content/uploads/2020/07/2020.07.20\\_TNA-Acero\\_Informe-Final.pdf](http://www.precioalcarbonochile.cl/wp-content/uploads/2020/07/2020.07.20_TNA-Acero_Informe-Final.pdf).
- [40] T. Hills, D. Leeson, N. Florin y P. Fennell, «Carbon capture in the cement industry: technologies, progress, and retrofitting,» *Environmental science & technology*, vol. 50, nº 1, pp. 368-377, 2016.
- [41] T. Hills, D. Leeson, N. Florin y P. Fennell, «Carbon capture in the cement industry: technologies, progress, and retrofitting,» vol. 50, nº 1, pp. 368-377, 2016.
- [42] J. Farfan, M. Fasihi y C. Breyer, *Trends in the global cement industry and opportunities for long-term sustainable CCU potential for Power-to-X*, *Journal of Cleaner Production*, 2019.
- [43] A. M. O. & O. J. E. Bosoaga, «CO2 capture technologies for cement industry,» vol. 1, nº 1, pp. 133-140, 2009.
- [44] M. Hornberger, R. Spörl y G. Scheffknecht, *Calcium looping for CO2 capture in cement plants—pilot scale test*, *Energy Procedia*, 2017.
- [45] W. J. Sagues, H. Jameel, D. L. Sanchez y S. Park, *Prospects for bioenergy with carbon capture & storage (BECCS) in the United States pulp and paper industry*, *Energy & Environmental Science*, 2020.
- [46] F. Normann, R. Skagestad, M. Bierman, J. Wolf y A. Mathisen, «Reducing the Cost of Carbon Capture in Process Industry,» CO2stCap Project - Chamlers Institute of Technology, Suecia, 2019.
- [47] Zero emissions platform, «The Costs of CO2 Transport,» European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Bruselas, 2011.
- [48] Element Energy Limited, «Shipping CO2 - UK Cost Estimation Study,» Reino Unido, 2018.
- [49] National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, «Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration: A Research Agenda,» 2018. [En línea]. Available: [https://www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/resources/negative\\_emission\\_technologies.pdf](https://www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/resources/negative_emission_technologies.pdf).
- [50] P. Viebahn, A. Scholz y O. Zelt, «The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program—Results of a Multi-Dimensional Analysis,» 2019. [En línea]. Available:



- [61] Ministerio del Medio Ambiente, «DS 1/2013: APRUEBA REGLAMENTO DEL REGISTRO DE EMISIONES Y TRANSFERENCIAS DE CONTAMINANTES, RETC,» 2013. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1050536>.
- [62] D. E. Wiley, M. T. Ho y A. Bustamante, *Assessment of opportunities for CO2 capture at iron and steel mills: an Australian perspective*, Energy procedia, 2011.
- [63] M. C. Romano, R. Anantharaman, A. Arasto, D. C. Ozcan, H. Ahn, J. W. Dijkstra y D. Boavida, *Application of advanced technologies for CO2 capture from industrial sources*, Energy Procedia, 2013.

## 11 Anexos

### **11.1 Anexo 1: Establecimientos que poseen procesos de combustión asociados a los rubros de generación de energía, industria alimenticia, industria maderera, celulosa y papel, y siderurgia**

Como se indica en la sección 6.3.1.1, a continuación, se presentan los establecimientos que realizan procesos de combustión y que pertenecen a los rubros de generación de energía, industria alimenticia, industria maderera, celulosa y papel, y siderurgia, y que, además, presentan fuentes cuyas emisiones superaron las 0,01 Mton en el año 2018. Las celdas destacadas en color verde corresponden a aquellos procesos que, según la información contenida en el RETC, utilizan combustibles inevitables, mientras que las celdas destacadas en amarillo corresponden a aquellos procesos que utilizan combustibles inevitables identificados en la revisión adicional al RETC. Adicionalmente, los establecimientos destacados en azul corresponden a aquellos que en sus procesos realizan combustión inevitable.

**Tabla 24: Establecimientos que realizan procesos de combustión y que pertenecen a los rubros de generación de energía, industria alimenticia, industria maderera, celulosa y papel, y siderurgia, y que, además, presentan fuentes cuyas emisiones superaron las 0,01 Mton en el año 2018. Fuente: Elaboración propia en base a datos del RETC 2018 y 2019.**

Rubro	Empresa	Nombre de Establecimiento	ID Establecimiento (RETC)	Proceso	Combustible (RETC)	Comentario	Combustible primario	Combustible(s) secundario (s)	Proceso no identificado en RETC
Generación de energía	Aserraderos Arauco	Planta Viñales	4473	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	COMASA	Comasa	2342251	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Eléctrica Nueva Energía	Central Escuadrón	4585623	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible				
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Energía León	Energía Leon	5464370	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Energía Pacífico	Energía Pacífico	348951	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Energías Industriales	Energías Industriales	6940	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
Industria alimenticia	Aconcagua Foods S.A	Aconcagua Foods S.A	4587176	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	Generación de biogás a partir de riles	Gas Natural	Biogás	
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Agrosuper	Planta De Alimentos Lo Miranda	43423	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Carbón Bituminoso				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Carozzi	Planta Agrozzi Teno	3006	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural		Petróleo N 6		
				Grupo Electrónico	Petróleo N 6				
	CORPESCA S A	Planta Oriente	5443291	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Petróleo N 6				
		Planta Sur	3478	Motor Generación Eléctrica	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Elaboradora De Alimentos Doñihue Ltda	Elaboradora De Alimentos Doñihue Ltda	2138	Caldera de Fluido Térmico	Petróleo N 6				
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Petróleo N 6				
	Faenadora Lo Miranda	Faenadora Lo Miranda	5457981	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Petróleo N 2 (Diesel)				
				Grupo Electrónico	Carbón Bituminoso				
	IANSAGRO S A	Iansagro Planta Ñuble	95554	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural				
				Grupo Electrónico	Carbón Sub Bituminoso				
	Invertec Foods S A	Invertec Foods S A	331	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Petróleo N 5				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 6				
	Invertec Natural Juice S A	Invertec Natural Juice S A	3507	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Petróleo N 6				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
Lacteos Del Sur	Lacteos Del Sur Sa Mulpulmo	5462545	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Carbón Bituminoso					
			Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)					

Rubro	Empresa	Nombre de Establecimiento	ID Establecimiento (RETC)	Proceso	Combustible (RETC)	Comentario	Combustible primario	Combustible(s) secundario (s)	Proceso no identificado en RETC
Industria alimenticia	Nestlé	Fabrica Cancura	4806255	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
		Nestle Macul	11586	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Orafti	Orafti Chile	245367	Caldera Agua Caliente	Petróleo N 2 (Diesel)				
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible		Biomasa Combustible	Petróleo N 6	
				Motor Generación Eléctrica	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Salmonoil S.A.	Salmonoil S.A.	2872	Caldera Agua Caliente	Petróleo N 2 (Diesel)				
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Carbón Bituminoso				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	San Clemente Foods Sa	San Clemente Foods Sa	5462333	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Carbón Bituminoso				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Soprole	Soprole	5452311	Caldera Agua Caliente	Gas Licuado de Petróleo				
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural				
Grupo Electrónico				Petróleo N 2 (Diesel)					
Vitapro Chile	Central Salmofood	5403528	Caldera Agua Caliente	Petróleo N 2 (Diesel)					
			Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Petróleo N 6		Biomasa	Diésel		
			Grupo Electrónico	Virta, Despuntas					
Watt's	Watts Osorno	5452221	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Carbón Bituminoso					
			Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)					
Industria de la madera	Aserraderos JCE	Aserraderos Jce	5403218	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	CMPC Maderas	Aserradero Mulchen	2549	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
		Aserradero Nacimiento	2548	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
	Concón Maderas Impregnadas	Concón Maderas Impregnadas	5453765	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
	Eagon	Eagon Lautaro	742	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Forestal León	Forestal León	5460431	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Forestal Y Aserraderos Leonera	Forestal Y Aserraderos Leonera	2473188	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Kimwood	Kimwood	5401575	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible				
				Motor Generación Eléctrica	Petróleo N 2 (Diesel)				
Maderas Arauco	Planta Trupán/Cholguan	4586116	Caldera de Fluido Térmico	Biomasa Combustible	El nombre utilizado en la industria es Caldera de	Biomasa Combustible	Petroleo N 6		
			Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Petróleo N 2 (Diesel)					
			Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)					
MASISA	Planta Cabrero Division Maderas	96760	Caldera de Fluido Térmico	Aserrín	El nombre utilizado en la industria es Caldera de Biomasa.				
			Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Aserrín					
			Motor Generación Eléctrica	Petróleo N 2 (Diesel)					
Terciados y Elaboración De Maderas (TEMSA)	Temsa	4587254	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible					
			Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)					

Rubro	Empresa	Nombre de Establecimiento	ID Establecimiento (RETC)	Proceso	Combustible (RETC)	Comentario	Combustible primario	Combustible(s) secundario (s)	Proceso no identificado en RETC
Papel y celulosa	Cartulinas CMPC	Cartulinas Cmpc Planta Maule	2886	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Petróleo N 6				
				Grupo Electrógeno	Petróleo N 2 (Diesel)				
	Celulosa Arauco y Constitución	Nueva Aldea	85017	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	El nombre utilizado en la industria es Caldera de	Biomasa Combustible	Petróleo N 2 (Diesel)	
				Caldera Recuperadora	Petróleo N 2 (Diesel)		Licor Negro	Petróleo N 2 (Diesel)	
				Grupo Electrógeno	Petróleo N 2 (Diesel)				
				Horno de Cal	Petróleo N 6				
				Turbina de Gas	Gas Natural				
				Turbina de Gas	Petróleo N 2 (Diesel)				
		Planta Arauco	2397	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	El nombre utilizado en la industria es Caldera de	Biomasa Combustible	Petróleo N 6	
				Caldera Recuperadora	Petróleo N 6		Licor Negro	Petróleo N 6	
				Grupo Electrógeno	Petróleo N 2 (Diesel)				
		Planta Constitución	2396	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	El nombre utilizado en la industria es Caldera de Poder	Biomasa Combustible	Petróleo N 6	
				Caldera Recuperadora	Biomasa Combustible		Licor Negro	Petróleo	
				Grupo Electrógeno	Petróleo N 2 (Diesel)				
				Horno de Cal	Petróleo N 6				
		Planta Licancel	85016	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	El nombre utilizado en la industria es Caldera de	Biomasa Combustible	Petróleo N 6	
				Caldera Recuperadora	Petróleo N 2 (Diesel)		Licor Negro	Petróleo N 2 (Diesel)	
				Grupo Electrógeno	Petróleo N 2 (Diesel)				
		Planta Valdivia	85018	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	El nombre utilizado en la industria es Caldera de Poder	Biomasa Combustible	De forma esporádica se pueden quemar otros elementos	
				Caldera Recuperadora	Petróleo N 6		Licor Negro	Petróleo N 6	
	Grupo Electrógeno			Petróleo N 2 (Diesel)					
	Horno de Cal			Petróleo N 6					
	Caldera de Generación Eléctrica			Carbón Bituminoso Pulverizado					
	Caldera de Generación Eléctrica			Petróleo N 2 (Diesel)					
	CMPC Celulosa	Planta Laja	3216	Caldera de Fluido Térmico	Gas Natural				
				Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	El nombre utilizado en la industria es Caldera de	Biomasa Combustible	Petróleo N 6	
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Licor Negro	El nombre utilizado en la industria es Caldera	Licor Negro	Petróleo N 6	
				Grupo Electrógeno	Petróleo N 2 (Diesel)				
				Horno de Cal	Petróleo N 6				
				Incinerador	Gas Natural				
		Planta Pacifico	322488	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	El nombre utilizado en la industria es Caldera de	Biomasa Combustible	Petróleo N 6	
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Licor Negro	El nombre utilizado en la industria es Caldera	Licor Negro	Petróleo N 6	
Grupo Electrógeno				Petróleo N 2 (Diesel)					
Horno de Cal				Petróleo N 6					
Incinerador				Metanol					
Molino de Rodillo				Petróleo N 2 (Diesel)					

Rubro	Empresa	Nombre de Establecimiento	ID Establecimiento (RETC)	Proceso	Combustible (RETC)	Comentario	Combustible primario	Combustible(s) secundario (s)	Proceso no identificado en RETC
Papel y celulosa	CMPC Celulosa	Planta Santa Fe	3522	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible Petróleo N 6	El nombre utilizado en la industria es Caldera de	Biomasa Combustible	Petróleo N 6	
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Licor Negro Petróleo N 6	El nombre utilizado en la industria es Caldera	Licor Negro	Petróleo N 6, Petróleo N 2 (Diesel)	
				Caldera Recuperadora	Petróleo N 2 (Diesel)	Recuperadora			
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
				Horno de Cal	Petróleo N 6				
				Incinerador	Gas Natural				
	CMPC Tissue	Planta Tissue Talagante	9898	Caldera Agua Caliente	Gas Licuado de Petróleo				
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
				Turbina de Gas	Gas Natural				
	Papeles Cordillera S.A.	Papeles Cordillera S.A.	2897	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural				
					Petróleo N 2 (Diesel)				
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
				Turbina de Gas	Gas Natural				
Siderurgia <sup>1</sup>	CAP	Compañía Siderúrgica Huachipato	633	Acería conox	Gas Natural	Emisión directa a la atmósfera			
				Alto horno	Gas de Alto Horno	No genera emisiones a la atmósfera. Genera gas de alto horno que se utiliza en otros procesos.			
				Antorcha Gas Coque	Gas Natural	Emisión directa a la atmósfera, uso sólo en emergencias	Gas residual (gas de alto horno y gas de horno de coque)		
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas de Alto Horno Gas de Cañería Petróleo N 2 (Diesel) Petróleo N 6		Gas residual		
				Estufa alto horno	Gas de Alto Horno		Gas residual		
				Grupo Electrónico	Petróleo N 2 (Diesel)				
				Horno Palanquillas	Gas de Cañería				
				Horno Vertical	Gas de Cañería				
				Incinerador Subproductos	Gas de Cañería				
				Motor Gas			Gas residual		✓
				Turbina Gas			Gas residual		✓
				Horno de Cal (Lime Kiln)			Gas de horno de coque		✓
				Planta de Sinterización (Sinter Plant)			Gas residual		✓
				Hornos de Coque (Coke Plant)		Genera emisiones a la atmósfera. Genera gas de alto horno.	Gas residual		✓

<sup>1</sup>La industria siderúrgica no se considera como inevitable ya que se encuentra en transición hacia la evitabilidad.

Establecimiento que posee emisiones inevitables

Proceso/combustible inevitable según información del RETC

Proceso/combustible inevitable según revisión adicional al RETC

## 11.2 Anexo 2: Detalle de los establecimientos emisores de CO<sub>2</sub> inevitables

Tabla 25: Detalle de los establecimientos con emisiones de CO<sub>2</sub> inevitables y fuentes > 0,01 Mton/año. Las emisiones presentadas son las totales por establecimiento, no sólo las inevitables. Fuente: Elaboración propia en base a datos del RETC 2018.

Region	Nombre Establecimiento	Razón Social	ID (RETC)	Emisiones (Mton/año)
Antofagasta	Planta Antofagasta	Cementos Bío Bío	5452180	0,31
Valparaíso	Planta La Calera	Melón	245956	0,48
Metropolitana	Aconcagua Foods S.A	Aconcagua Foods S.A	4587176	0,04
	Planta Polpaico - Til Til	Cemento Polpaico	5403042	0,82
O'Higgins	Energia Pacifico	Energía Pacífico	348951	0,20
Maule	Energias Industriales	Energías Industriales	6940	0,27
	Planta Constitucion	Celulosa Arauco y Constitución	2396	0,78
	Planta Licancel	Celulosa Arauco y Constitución	85016	0,45
	Planta Teno	Cementos Bío Bío	3208	0,27
	Planta Viñales	Aserraderos Arauco	4473	0,29
Ñuble	Concón Maderas Impregnadas	Concón Maderas Impregnadas	5453765	0,01
	Energia Leon	Energía León	5464370	0,11
	Forestal León	Forestal León	5460431	0,01
	Forestal Y Aserraderos Leonera	Forestal Y Aserraderos Leonera	2473188	0,02
	Nueva Aldea	Celulosa Arauco y Constitución	85017	2,39
	Orafti Chile	Orafti	245367	0,20
	Planta Trupán/Cholguan	Maderas Arauco	4586116	0,30
Biobío	Aserradero Mulchen	CMPC Maderas	2549	0,09
	Aserradero Nacimiento	CMPC Maderas	2548	0,08
	Aserraderos Jce	Aserraderos JCE	5403218	0,05
	Central Escuadrón	Eléctrica Nueva Energía	4585623	0,25
	Compañía Siderúrgica Huachipato <sup>1</sup>	CAP	633	1,35
	Kimwood	Kimwood	5401575	0,03
	Planta Arauco	Celulosa Arauco y Constitución	2397	2,79
	Planta Cabrero Division Maderas	MASISA	96760	0,16
	Planta Laja	CMPC Celulosa	3216	0,94
	Planta Santa Fe	CMPC Celulosa	3522	2,86
	Araucanía	Comasa Sa	COMASA	2342251
Eagon Lautaro		Eagon	742	0,08
Planta Pacifico		CMPC Celulosa	322488	1,49
Los Ríos	Planta Valdivia	Celulosa Arauco y Constitución	85018	1,54
	Temsa	Terciados y Elaboración De Maderas (TEMISA)	4587254	0,02
Los Lagos	Central Salmofood	Vitapro Chile	5403528	0,02
	Fabrica Cancura	Nestlé	4806255	0,01

<sup>1</sup>La industria siderúrgica no se considera como inevitable ya que se encuentra en transición hacia la evitabilidad.

### 11.3 Anexo 3: Captura de CO<sub>2</sub> en la industria del acero

Existen principalmente dos rutas productivas para la fabricación de acero:

- Acerías integradas basadas en el proceso de alto horno-horno de oxígeno (BF-BOF). El mineral de hierro se reduce con coque en un alto horno y el metal caliente resultante (arrabio) se convierte (10-30% de chatarra) en un horno de O<sub>2</sub> para producir acero líquido. El flujo de CO<sub>2</sub> del alto horno, presente en las acerías integradas, representa valores cercanos al 70- 80% de todas sus emisiones a la atmósfera.
- Minifábricas basadas en el proceso de horno de arco eléctrico (EAF), en el que la entrada de hierro suele ser en forma de chatarra, hierro reducido directamente (DRI) y hierro fundido. Las acerías integradas representan el 69% de la producción en Chile y poseen consumo energético 80% mayor por unidad de producto; por lo tanto, se considera para efectos del reporte el abatimiento de las emisiones a partir del proceso integrado.

Estas emisiones de CO<sub>2</sub> por tonelada de acero varían entre países según las rutas de producción utilizadas, combinación de productos, eficiencia energética, combinación de combustibles, y la intensidad de carbono de la matriz eléctrica. De acuerdo a los valores reportados en el informe de “Desarrollo bajo en carbono para la industria chilena de la siderurgia” encargado por la GIZ, alrededor de un 89% del consumo energético de un sistema integrado es abastecido a partir de carbón y sus derivados, 7% de electricidad, 3% de gas natural y 1% de otros gases y fuentes. Se considera que hasta un 75% del contenido de energía del carbón en una instalación integrada se consume en el alto horno [59].

No obstante, los gases recuperables producidos en el horno de coque y alto horno no van directamente a una chimenea, ya que el contenido energético que poseen puede ser recuperado a partir de un proceso de combustión en una caldera o para abastecer la demanda térmica de otras etapas del proceso<sup>68</sup> [42]. De esta forma, las emisiones de CO<sub>2</sub> en la producción de acero varían según el proceso y la materia prima. En la Tabla 26<sup>69</sup> se presenta el detalle de las emisiones asociadas a su proceso productivo.

---

<sup>68</sup> En las diversas unidades de proceso se consumen gases de alto horno, coquería, y eventualmente acería, que generan emisiones. Así sucede en la coquería, las estufas para el calentamiento del aire para el soplo en el alto horno, la central térmica, los hornos de laminación en caliente y otros procesos que requieren combustión.

<sup>69</sup> El volumen y la composición de los gases de escape utilizados en el análisis de [62] en [22] para cada una de estas fuentes puntuales de emisión se determinó mediante cálculos de combustión. Se asumió que se produce una combustión completa, que la combustión tiene lugar con un 10% de exceso de aire y que se aplica la ley de los gases ideales.

Tabla 26: Concentraciones de CO<sub>2</sub> en las fuentes emisoras de la industria del acero. Fuente: elaboración propia.

	Fuente emisora				Referencia
	<b>Generación de gases recuperables</b>				-
	<b>Alto horno</b>		<b>Horno de coque</b>		-
<b>Concentración CO<sub>2</sub> (%)</b>	22		27		[22], [42]
	<b>Combustión de gases recuperables</b>				
	Estufas Alto horno	Horno de coque	Horno de cal	Caldera Vapor	
<b>Concentración CO<sub>2</sub> (%)</b>	21	27	7 <sup>70</sup>	23	[22], [42]
	<b>Emisiones directas del proceso</b>				
	Planta de sinterización		Horno de oxígeno		
<b>Concentración CO<sub>2</sub> (%)</b>	5-10		15		[22], [42]

A modo de ejemplo, de acuerdo a los datos publicados por Compañía Siderúrgica Huachipato (CAP) en la Resolución de Calificación Ambiental para el proyecto de “Cogeneración de energía eléctrica con excedentes de gas, CAP Acero”, la empresa lleva a cabo la recuperación de los gases del horno de coque y el alto horno, cuya concentración de CO<sub>2</sub> es de un 28,22% [60].

### Alternativas de captura

Como se mencionó en la Sección 6.3, la industria siderúrgica se encuentra en una etapa de transición hacia la evitabilidad. Por ende, la captura de CO<sub>2</sub> a partir de efluentes gaseosos de esta no es recomendable, ya que el CO<sub>2</sub> capturado dejará de ser considerado como sustentable en el futuro.

Uno de los principales problemas asociados a la aplicación de la captura de carbono en las acerías integradas es el número de fuentes diferentes; el proceso de producción del acero involucra generación de gases recuperables, combustión de dichos gases recuperables en otras etapas del proceso y algunas etapas que poseen emisiones directas [18]. La Figura 33 presenta el rango de concentraciones de CO<sub>2</sub> en el efluente de combustión de gases recuperables y emisiones directas en la industria del acero comparada con concentraciones mínimas consideradas para la aplicación de las tecnologías en estudio.

<sup>70</sup> El valor presentado por [62] en [22] difiere de los valores asociados a un horno de cal en otras fuentes de información. [63], por ejemplo, indica valores entre 20-30%. Se debe evaluar la exactitud de estos valores de acuerdo con los parámetros específicos de la planta a analizar.



**Figura 33: Concentraciones promedio de CO<sub>2</sub> en efluente de combustión de gases recuperables y emisiones directas en la industria del acero comparada con las concentraciones mínimas consideradas para distintas alternativas tecnológicas. Fuente: elaboración propia a partir de [12], [22], [22], [42].**

De esta forma, se necesitan plantas de captura de carbono múltiples o algún método de combinación de flujos de combustión para cada etapa con el fin de capturar una gran proporción de las emisiones totales. Las tres principales alternativas a evaluar de acuerdo con la literatura son la absorción química mediante aminas, los procesos de adsorción química mediante ciclos de calcio y los procesos de captura precombustión asociados a absorción física:

- Absorción química mediante el uso de aminas. Como ya se ha mencionado, es una tecnología probada ampliamente en la industria, en la que el CO<sub>2</sub> reacciona con las aminas. Posee la ventaja de una alta eficiencia de captura y selectividad. Para mayor detalle sobre la captura mediante el uso de aminas revisar la Sección 7.4.
- Adsorción química mediante Ciclos de Calcio (*Calcium looping*). El proceso se basa en la calcinación y carbonización cíclicas de un adsorbente que contiene carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>), misma base de materia prima utilizada como parte de la producción del acero. Posee la ventaja de que el adsorbente gastado puede utilizarse fácilmente en la acería (por ejemplo, en la producción de sinterizado, en el horno de oxígeno), reduciendo la producción de los hornos de cal. No obstante, dado que la descomposición del CaCO<sub>3</sub> es un proceso endotérmico, es necesario quemar combustible adicional en condiciones de oxicomustión, lo que involucra cambios en prácticamente todas las unidades de proceso.
- Absorción física. Considera la obtención del carbono a partir de los gases recuperables del alto horno antes de su combustión, para evitar la dilución de la concentración de carbono en los gases de combustión producto del N<sub>2</sub> presente en el aire. El proceso incluye la captura a partir del gas de alto horno y el reciclaje del resto de los gases en la base del alto horno. Gracias al reciclaje, la concentración de CO<sub>2</sub> en los gases de salida del alto horno (35%) es superior a la de un alto horno normal (22%), lo que hace que la captura de carbono requiera menos energía.

Al igual que en el caso de las industrias del cemento y de la celulosa, la tecnología de mayor madurez para separar el CO<sub>2</sub> de los gases producidos en la industria del acero a partir de plantas actualmente en funcionamiento es la absorción química mediante el uso de aminas [18] [58]. Sin embargo, no es recomendable realizar proyectos de esta naturaleza si la finalidad es producir combustibles sintéticos renovables, ya que esta industria se encuentra en un proceso de transición hacia la evitabilidad de sus emisiones, por lo que los combustibles sintetizados a partir de CO<sub>2</sub> proveniente de la siderurgia no podrán ser certificados como renovables en el futuro. Dado que se trata de una tecnología de final de tubería, se espera que esta alternativa únicamente afecte al efluente de gases y, no al proceso de fabricación del acero, no obstante, sí afecta la estrategia de suministro y la gestión de la demanda energética adicional. El proceso detallado se presenta en la Sección 7.4.



**Tabla 28: Medidas y área de la zona usada por infraestructura para captura de carbono del proyecto HIF. Fuente: Elaboración propia.**

<b>Medidas aproximadas (ancho y largo) m</b>	<b>Estructuras</b>	<b>Área m<sup>2</sup></b>
<b>31.5</b>	UNM20,	796.8
<b>25.3</b>	UNM21, UHX, UHB, UBA05, UNM22	
<b>14.2</b>	UNM23	92.3
<b>6.5</b>		
	<b>Total</b>	<b>889.1</b>

