



UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL

“Evaluación técnica de captura de CO₂ mediante DAC en Chile”

Sebastián Niccola Aguerre Mattiozzi

Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Químico

Profesor guía: Henrik Hansen

Profesor correferente: Santiago García



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Evaluación Técnica de Captura de CO₂ mediante DAC en Chile

Nombre del candidato(a): Sebastián Niccola Aguerre Mattiozzi

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Química

Campus: Casa Central **Departamento:** Departamento de Ingeniería Química y Ambiental

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Knud Henrik Kirstein Hansen, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 19/12/2025 **Firma:**

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 19/12/2025 **Firma:**

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Resumen

La Captura Directa del Aire (DAC) se ha convertido en una herramienta de gran potencial para complementar las estrategias de descarbonización, ya que permite remover CO_2 directamente desde la atmósfera y reducir las concentraciones ya existentes de gases de efecto invernadero, que pueden generar impactos climáticos irreversibles. En este trabajo se evalúa el desempeño técnico de la Captura Directa de CO_2 mediante simulación en Aspen Plus y se analiza la factibilidad de instalar esta tecnología en Chile.

El modelo consideró una planta basada en absorción con monoetanolamina (MEA), incluyendo las etapas de absorción, regeneración del solvente y compresión del gas capturado. Los resultados mostraron una alta remoción de CO_2 en el absorbedor, sin embargo, al incorporar la recirculación del absorbente, la eficiencia global de captura disminuyó a 61,1 %, debido, principalmente, a limitaciones de convergencia del software y a una configuración no optimizada de los equipos. El consumo energético estimado superó en gran medida los valores reportados en la literatura, destacando la elevada demanda térmica del proceso de regeneración.

Por otro lado, se realizó un análisis territorial para identificar zonas adecuadas para la instalación de una planta DAC en Chile, considerando disponibilidad y estabilidad de energías renovables, acceso al agua, infraestructura y necesidades locales de mitigación de contaminantes. El estudio determinó que la región de Antofagasta es la opción más favorable debido a su abundante energía solar, infraestructura industrial consolidada, uso generalizado de agua desalinizada y su condición de zona emisora neta de CO_2 . En conjunto, los resultados indican que la tecnología DAC posee un alto potencial para contribuir a la carbono-neutralidad, aunque requiere optimizaciones técnicas y energéticas significativas para hacer viable su implementación a gran escala en el país.

Agradecimientos

Ahora que está finalizando esta importante etapa académica, quisiera agradecer en primer lugar a los profesores Henrik Hansen y Santiago García por brindarme su apoyo en la elaboración de este trabajo.

También quisiera agradecer a mis amigos, los que pasaron y los que están, que me han acompañado durante este largo proceso. Sobre todo, a mi mejor amigo, Marcelo Mendoza, que comenzamos como amigos del colegio y la universidad nos hizo prácticamente hermanos.

A mi polola, María José, que apareció cuando más la necesitaba y me ha acompañado en los mejores y peores momentos, siempre motivándome a seguir adelante con su apoyo y ejemplo.

A mi familia, por todo su cariño y apoyo constante. En especial a mi mamá, que ha estado conmigo siempre, desde el primer día del jardín hasta el último de universidad.

Finalmente, una dedicatoria especial a mi Lala y mi Tata, que tal vez no me alcanzaron a ver, pero sé que estarían orgullosos.

Índice

Introducción	VI
Capítulo I.....	1
1. Antecedentes	1
1.1 Situación actual.....	1
1.2 Medidas de mitigación.....	4
1.3 Captura de CO ₂ pre-combustión	4
1.4 Captura de CO ₂ durante la combustión.....	5
1.5 Captura de CO ₂ post-combustión.....	5
1.5.1 Captura por absorción.....	5
1.5.2 Captura por adsorción.....	6
1.6 Direct Air Capture (DAC).....	6
1.6.1 DAC por adsorción.....	9
1.6.2 DAC por absorción.....	10
1.6.3 Estado actual de las plantas DAC.....	12
Capítulo II	15
2. Metodología	15
2.1 Programa utilizado	15
2.2 Procedimiento	15
2.2.1 Absorción	15
2.2.2 Adsorción	21
Capítulo III.....	22
3. Resultados y discusión	22
3.1 Condiciones iniciales	22
3.2 Resultados de la simulación.....	23

3.3	Consumo energético.....	25
3.4	Discusión	27
Capítulo IV		29
4.	Instalación en Chile.....	29
4.1	Contexto nacional	29
4.2	Factores por considerar en la instalación	30
4.3	Análisis territorial	31
4.3.1	Disponibilidad de energía renovable	31
4.3.2	Disponibilidad de agua	33
4.3.3	Infraestructura	33
4.3.4	Condiciones atmosféricas	34
4.3.5	Necesidad local.....	35
4.4	Zona recomendada.....	36
Capítulo V		38
5.	Conclusiones	38
Anexo		42
Especificaciones simulación		42
A.1	Absorbedor	42
A.2	Stripper 1	43
A.3	Stripper 2	43

Índice de Figuras

Figura 1.1 Relación entre CO ₂ atmosférico y cambio de temperatura promedio global (Climate Central, 2022).....	2
Figura 1.2 Pérdida de arrecifes de coral.....	2
Figura 1.3 Derretimiento de glaciares.....	3
Figura 1.4 Diagrama proceso DAC adsorción (McQueen et al., 2021).....	10
Figura 1.5 Diagrama proceso DAC absorción (McQueen et al., 2021).....	11
Figura 1.6 Planta DAC Mammoth de Climeworks.....	13
Figura 1.7 Planta de e-fuels de Haru Oni en Chile.....	14
Figura 2.1 Diagrama básico DAC por absorción con MEA.....	16
Figura 2.2 Diagrama proceso DAC con absorción en Aspen Plus.....	16
Figura 2.3 Absorbedor en simulación.....	18
Figura 2.4 Etapa de regeneración.....	18
Figura 2.5 Recirculación de solvente regenerado.....	19
Figura 2.6 Bloque Make-up.....	19
Figura 2.7 Etapa de condensación y separación de agua.....	20
Figura 2.8 Etapa de compresión final.....	20
Figura 2.9 Diagrama básico DAC por adsorción.....	21
Figura 3.1 Simulación sin recirculación.....	24
Figura 4.1 Efectos del cambio climático en Chile.....	29
Figura 4.2 Capacidad energética instalada en Chile por tipo (Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2024).....	31
Figura 4.3 Capacidad energética por región (Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2024).....	32
Figura 4.4 Zona industrial Antofagasta.....	37

Introducción

El cambio climático, provocado en gran medida por las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) desde comienzos de la era industrial, ha impulsado la búsqueda de soluciones tecnológicas que permitan mitigar sus efectos de forma rápida y eficaz. Si bien las estrategias de descarbonización a largo plazo, como la transición energética, son fundamentales, existe una necesidad urgente de aplicar tecnologías que reduzcan el CO_2 ya acumulado en la atmósfera, sobre todo en sectores difíciles de descarbonizar, como el transporte. En este contexto, surge la tecnología de Captura Directa de CO_2 del Aire (DAC). Esta consiste en un proceso de absorción o adsorción del dióxido de carbono atmosférico para su posterior almacenamiento o reutilización, lo que permite reducir la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en el aire sin limitaciones geográficas, es decir, no requiere instalarse en una fuente puntual de contaminantes.

Sin embargo, a pesar de las grandes ventajas que posee la implementación de esta tecnología, actualmente enfrenta desafíos importantes, en particular la baja eficiencia energética del proceso y los altos costos económicos, ya que es una tecnología que se encuentra en pleno desarrollo y depende completamente de una alimentación energética renovable, que no provoque emisiones. En este trabajo se busca evaluar la eficiencia del proceso, comparando distintas configuraciones y analizar su posible instalación en Chile.

Objetivo general:

El objetivo general de este trabajo es evaluar a través de simulación la eficiencia de la Captura Directa de CO_2 del Aire y la posibilidad de instalar una planta en Chile.

Objetivos Específicos:

- Simular planta DAC de captura de CO_2 en Aspen.
- Comparar métodos de captura de CO_2 del aire mediante absorción y adsorción.
- Calcular la energía requerida en el proceso de captura de CO_2 .
- Analizar conveniencia de la instalación de una planta DAC en Chile y la zona donde se requiere.

Capítulo I

Antecedentes

1.1 Situación actual

Desde hace millones de años la Tierra experimenta un ciclo de glaciaciones y períodos interglaciares, lo cual se debe principalmente a los ciclos de Milankovich, que consisten en variaciones periódicas en la órbita del planeta que provocan cambios en la cantidad de luz solar que recibe (NASA Science Editorial Team, 2020). Este fenómeno incide directamente en la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera (uno de los gases de efecto invernadero principales que producen el actual cambio climático), ya que si el Sol aumenta la temperatura de los océanos, disminuye la solubilidad del gas en estos y se produce una liberación al aire, lo que aumenta la acumulación de energía térmica en el planeta al absorber la radiación infrarroja y reemitirla hacia la superficie terrestre.

La última glaciación finalizó hace 11.700 años aproximadamente. Este hecho dio comienzo al período actual, llamado Holoceno. Desde entonces, la temperatura del planeta se ha mantenido relativamente estable, así como los niveles de CO₂, lo que ha permitido un rápido desarrollo de la humanidad. Durante este tiempo se produjeron oscilaciones tanto de temperaturas como de concentración de gases de efecto invernadero, pero desde el siglo XIX se ha producido un incremento anormal que se ve reflejado por primera vez en el famoso gráfico de “palo de hockey” (Mann et al., 1998), donde se observa que el CO₂ atmosférico pasó de 280 ppm en 1850 a superar los 400 ppm en años recientes, lo cual coincide con el comienzo de la industrialización y la quema de combustibles fósiles como fuente energética.

El crecimiento en la concentración de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero en el aire de los últimos siglos ha provocado un incremento de 1,1 °C en la temperatura media del planeta, alcanzando niveles que superan los rangos normales correspondientes al período terrestre actual. Estudios realizados al respecto señalan que este hecho se debe predominantemente a las emisiones de contaminantes provenientes de la actividad humana (Lee & Romero, 2023). Debido a lo anterior, se han tomado medidas a nivel mundial para mitigar los efectos a corto y largo plazo del cambio climático, como, por ejemplo, el acuerdo de París de 2016, donde se estableció el objetivo de “mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los

niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5°C” (Naciones Unidas (ONU), 2015).

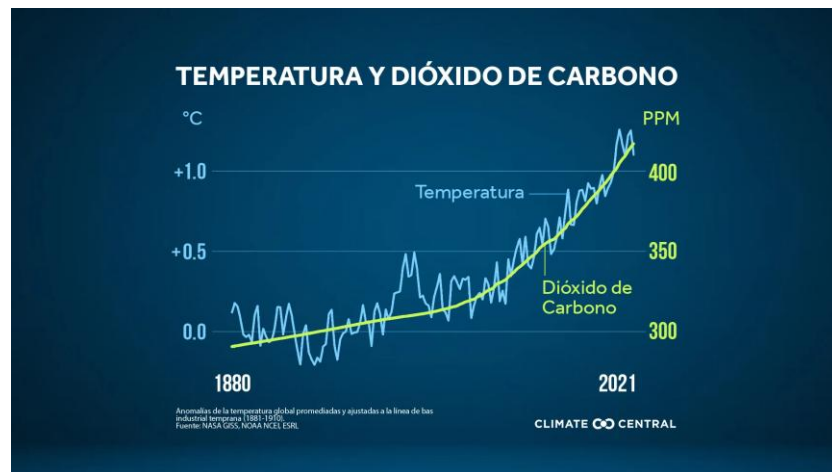


Figura 1.1 Relación entre CO₂ atmosférico y cambio de temperatura promedio global (Climate Central, 2022)

Si la temperatura global llega a 1,5°C, varios procesos naturales ya empezarían a cambiar de una forma que sería muy difícil o imposible revertir. Uno de los ejemplos más claros son los arrecifes de coral, que con este nivel de calentamiento podrían perder entre un 70% y un 90% de su extensión, tardando siglos en recuperarse, si es que lo hacen. Si el calentamiento llega a 2°C, prácticamente el 100 % de los arrecifes tropicales desaparecerían, lo que significa la pérdida de hábitats, biodiversidad marina y protección natural contra tormentas costeras (Lee & Romero, 2023).



Figura 1.2 Pérdida de arrecifes de coral

Otro efecto importante ocurre en los glaciares y capas de hielo. Con 1,5 °C de calentamiento, muchos glaciares de montaña (incluidos los de los Andes y los de zonas polares) entran en un estado de derretimiento continuo. Incluso si en el futuro la temperatura bajara, los glaciares continuarían reduciéndose porque ya habrían cruzado su umbral de estabilidad. Con 2 °C de aumento, la pérdida de glaciares sería irreversible, y partes de Groenlandia y la Antártica podrían comenzar un proceso de colapso que elevaría el nivel del mar significativamente.

El cambio climático también está provocando el derretimiento del permafrost, lo que libera a la atmósfera grandes cantidades de gases de efecto invernadero atrapados, principalmente metano y CO₂. Esta liberación intensifica el aumento de temperatura, creando una retroalimentación positiva donde el aumento de temperatura derrite más permafrost y, a su vez, ese derretimiento acelera aún más el calentamiento.



Figura 1.3 Derretimiento de glaciares

En los ecosistemas terrestres, superar los 1,5°C puede provocar la transformación permanente de algunos bosques, humedales y zonas áridas. Por ejemplo, el Amazonas podría entrar en un ciclo de sequedad y pérdida de vegetación que la convierta en una sabana, algo considerado un posible “punto de no retorno”. La pérdida de grandes bosques significa también la liberación de enormes cantidades de CO₂, lo que retroalimenta aún más el calentamiento global.

Otro punto crítico es la pérdida permanente de biodiversidad. Muchas especies, especialmente las que dependen del clima frío o hábitats muy específicos, no tendrían tiempo suficiente para adaptarse o desplazarse. El IPCC estima que con 1,5 °C podrían perderse entre 4% y 8% de las especies evaluadas, y con 2 °C esa cifra podría duplicarse.

Finalmente, hay efectos humanos y sociales que también se vuelven irreversibles. Al elevarse el nivel del mar, algunas ciudades costeras perderán territorio permanentemente, obligando a migraciones que no tienen vuelta atrás. De la misma forma, afecta en gran medida a la población que depende de actividades económicas relacionadas con recursos naturales, como es el caso de la agricultura o la ganadería, por lo que estos impactos podrían cambiar su forma de vida para siempre.

1.2 Medidas de mitigación

Las medidas para controlar el efecto de la emisión de contaminantes producida desde la Revolución Industrial y el inicio de la quema de combustibles fósiles se pueden dividir en dos enfoques diferentes. Por un lado, la solución a largo plazo consiste en la reducción o eliminación de las fuentes que generan GEI, al realizar una transición hacia el uso de energías renovables como la solar, eólica, geotérmica, oceánica, entre otras. Sin embargo, a pesar de la importancia que puede tener esta forma de abordar el problema a futuro, actualmente se necesitan soluciones que generen un efecto inmediato para evitar un posible arribo a un punto de no retorno, ya que a pesar de los esfuerzos hechos por reducir la cantidad de contaminantes emitidos y utilizar energías alternativas, aún se emiten miles de millones de toneladas de CO₂ anualmente. A partir de esto, se ha identificado la necesidad de crear tecnologías de emisiones negativas, es decir, que capturen directamente el dióxido de carbono emitido por procesos industriales o que ya se encuentre en la atmósfera, un concepto planteado inicialmente por Lackner (1999) que ha adquirido gran importancia y ha pasado a una etapa más experimental en los últimos años.

1.3 Captura de CO₂ pre-combustión

Respecto a la captura de CO₂ de las emisiones de procesos industriales, existen tres enfoques distintos. En primer lugar, la captura pre-combustión, que consiste en la extracción del dióxido de carbono presente en el combustible del proceso, por ejemplo, gas natural o carbón, mediante el uso de oxígeno o vapor para producir gas de síntesis (syngas), compuesto principalmente por H₂ y CO. Posteriormente, se produce la reacción de desplazamiento agua-gas para transformar el CO en CO₂, y así ser separado por absorción, adsorción o membranas, dejando como resultado un gas de H₂ que puede ser utilizado como combustible. Por lo general, la separación en este caso es menos demandante energéticamente debido a la mayor presión y concentración de CO₂ en el gas en comparación a los

procesos post-combustión, sin embargo, requiere más energía en las etapas iniciales de separación de oxígeno, oxidación parcial o la aplicación de vapor (Jansen et al., 2015).

1.4 Captura de CO₂ durante la combustión

Por otro lado, existe la captura de CO₂ durante la combustión, como es el caso de la oxicomcombustión. Esta consiste en la quema de combustible utilizando oxígeno puro en vez de aire, donde los gases de combustión suelen ser recirculados. A través de este proceso se aumenta considerablemente la concentración de CO₂. El gas resultante está conformado principalmente por CO₂ y H₂O, por lo que se facilita la separación de estos mediante condensación. A pesar de las ventajas con la que cuenta este método, es de difícil aplicación debido a la gran cantidad de oxígeno que utiliza y los altos costos de separación que esto conlleva (Dubey y Arora, 2022).

1.5 Captura de CO₂ post-combustión

La otra opción es la captura post-combustión, es decir, que se captura el CO₂ del efluente contaminante una vez finalizado el proceso de combustión. Existen diversos métodos para cumplir este objetivo, generalmente basados en la absorción del gas utilizando soluciones como monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) o metildietanolamina (MDEA) (Sanz-Perez et al., 2016), sin embargo, también se puede realizar una separación por adsorción o membranas. Dentro de la captura post-combustión se encuentran variaciones como la Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS), Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS) o Bioenergía con Captura y Almacenamiento de Carbono (BECCS), las cuales se distinguen según el uso que se le da al CO₂ una vez capturado, ya que puede ser almacenado en formaciones geológicas o reutilizado como solvente, reactivo químico, en la industria farmacéutica, producción de bebidas carbonatadas, extracción de petróleo, entre otros usos.

1.5.1 Captura por absorción

El proceso de captura por absorción consiste en el contacto contracorriente del gas cargado con dióxido de carbono con un absorbente líquido a baja temperatura, donde el CO₂ pasa físicamente de la corriente gaseosa al líquido. Posteriormente, el solvente rico en carbono ingresa a un stripper para ser regenerado a alta temperatura y una presión cercana a la atmosférica. El CO₂ se separa del

solvente, el cual se recircula a la columna de absorción, mientras que se extrae un flujo gaseoso concentrado de dióxido de carbono (Chao et al., 2021). Este corresponde al método de separación más usado en la industria actualmente, a pesar de que posee desventajas como la baja concentración de CO₂ en el gas inicialmente, la corrosividad de los solventes utilizados y la alta demanda energética del proceso de regeneración del absorbente (Sanz-Perez et al., 2016).

1.5.2 Captura por adsorción

Por otro lado, la adsorción de CO₂ es un proceso físico y/o químico donde las moléculas son capturadas en la superficie de un adsorbente sólido. Es un proceso cíclico basado principalmente en variaciones de presión y temperatura, donde el material adsorbente se regenera mediante aumento de temperatura o reducción de presión para separar el CO₂ y puede ser utilizado nuevamente. Actualmente, este método posee desafíos como la producción rentable a gran escala de adsorbentes, la reducción de la captura de CO₂ debido a la presencia de impurezas en la mezcla de gases de combustión, el control y regulación de la temperatura de los gases a un nivel adecuado y los costos asociados al reemplazo frecuente del adsorbente (Dziejarski et al., 2023).

A pesar de los beneficios que posee la captura de carbono antes, durante o después del proceso de combustión, se debe tener en cuenta el CO₂ que ya se encuentra en la atmósfera, alejado de las fuentes puntuales. Con este fin se ha desarrollado un método en los últimos años para separar directamente el CO₂ del aire, que no requiere instalarse en la propia zona de emisión. En este contexto, se destaca la Captura Directa de CO₂ del Aire o Direct Air Capture (DAC).

1.6 Direct Air Capture (DAC)

Una de las tecnologías con mayor potencial de captura de dióxido de carbono corresponde a las plantas DAC, es decir, de Captura Directa de CO₂ del Aire, donde generalmente se extrae el contaminante mediante un proceso de absorción o adsorción tras la succión del aire a través de ventiladores. Una vez extraído el dióxido de carbono, puede ser inyectado en depósitos subterráneos o, por otro lado, transformado para una posterior reutilización, ya sea como reactivo químico, solvente, combustible, etc. Esto último presenta grandes oportunidades para la innovación, ya que permite obtener beneficios económicos a partir de la reutilización de residuos mientras se fomenta la carbono neutralidad, lo que puede ser de gran interés para la industria energética, petrolífera, química, entre otras.

Este método conlleva grandes ventajas como, por ejemplo, que permite la purificación de aire sin limitarse a zonas geográficas específicas, a diferencia de la captura de carbonos en fuentes puntuales, lo cual es fundamental si se pretende reducir los gases de efecto invernadero a nivel global, ya que solamente la mitad de las emisiones totales provienen de fuentes puntuales, como plantas industriales, mientras que la otra mitad se origina de fuentes difusas, que no poseen un lugar geográfico determinado donde capturar los contaminantes (Sanz-Perez et al., 2016). Esto es particularmente beneficioso para sectores difíciles de descarbonizar, como es el caso del transporte y la aviación (Samari et al., 2020). Además, al utilizar energías renovables no genera emisiones de contaminantes que provoquen el efecto contrario al deseado, por lo que se considera un mecanismo carbono neutral o negativo.

No obstante, hoy en día esta tecnología cuenta con muy poca capacidad frente a las gigatoneladas de contaminantes que se emiten anualmente, debido, por una parte, a que su desarrollo comenzó recientemente y, por otra, a los altos costos provocados por la baja eficiencia energética del proceso frente a la mínima concentración de dióxido de carbono en el aire, por lo que se debe proseguir en la investigación para la optimización de este método de captura.

En la Tabla 1.1 se realiza una comparación de los distintos métodos de captura de CO₂ que se desarrollan actualmente en la industria, ya sea a nivel comercial o experimental. Se observa que el método DAC se diferencia particularmente en su capacidad de captura sin limitaciones geográficas, por lo que puede ser una herramienta de gran importancia en la lucha contra el cambio climático y se debe continuar con su investigación y desarrollo para explotar este potencial al aumentar su eficiencia y reducir los costos de operación.

Tabla 1.1 Tabla comparativa entre métodos de captura de CO₂

Criterio	Captura Pre-combustión	Oxicombustión	Captura Post-combustión	Captura Directa del Aire (DAC)
Momento de captura	Antes de la combustión	Durante la combustión	Después de la combustión	Directamente desde el aire atmosférico
Proceso principal	Gasificación, reacción de desplazamiento agua-gas y captura de CO ₂ por absorción o adsorción	Combustión con oxígeno puro produce mezcla rica en CO ₂ y H ₂ O. Separación por condensación	Captura del CO ₂ de los gases de escape mediante absorción o adsorción	Succión del aire atmosférico y captura por absorción o adsorción de CO ₂
Tipo de fuente	Combustibles fósiles (carbón, gas natural) antes de quemarlos	Combustión de fósiles o biomasa en presencia de O ₂ puro	Gases emitidos por procesos industriales	Emisiones difusas, no ligadas a una fuente puntual, gases presentes en la atmósfera
Concentración de CO₂ en gas tratado	Alta (gas de síntesis)	Alta (mezcla sin N ₂)	Baja (mezcla diluida en N ₂)	Muy baja (~0,04% en aire)
Madurez tecnológica	Moderada (se usa en algunos tipos de plantas)	Baja (en desarrollo, no se utiliza a nivel comercial)	Alta (implementada en plantas reales)	Baja (desarrollo reciente)
Ventaja principal	CO ₂ se separa en una corriente concentrada y presurizada	Mezcla de salida rica en CO ₂ simplifica la separación	Adaptable a plantas existentes sin rediseño completo	No depende de la ubicación de la fuente emisora, flexibilidad en aplicación
Desventajas	Requiere rediseño del sistema de producción, exige energía inicial significativa	Altos costos por consumo energético en producción de oxígeno puro	Procesamiento de gases diluidos es menos eficiente, alta demanda energética en regeneración del solvente	Alta energía y costo por tonelada capturada, baja eficiencia debido a la baja concentración de CO ₂ en el aire
Referencias	Jansen, D., Gazzani, M., Manzolini, G., Dijk, E. v., & Carbo, M. (2015). Pre-combustion CO ₂ Capture.	Dubey, A., & Arora, A. (2022). Advancements in carbon capture technologies: A review.	Chao, C., Deng, Y., Dewil, R., Baeyens, J., & Fan, X. (2021). Post-combustion carbon capture.	Li, G., & Yao, J. (2024). Direct Air Capture (DAC) for Achieving Net-Zero CO ₂ Emissions.

1.6.1 DAC por adsorción

La Captura Directa de CO₂ del Aire por adsorción sigue el mismo procedimiento de separación explicado en la captura post-combustión (Sección 1.5.2), sin embargo, se diferencia en la fuente de donde se extrae el contaminante. Los pasos de este método de captura son los siguientes:

- 1) Captación del aire del ambiente: Ventiladores de gran tamaño extraen grandes volúmenes de aire con bajo contenido de CO₂ (430 ppm aproximadamente) hacia el sistema.
- 2) Paso del aire por un lecho sólido adsorbente: El aire pasa por un material sólido (ej: zeolitas, estructuras metalorgánicas, nanotubos) con alta superficie específica, que pueden ser cubiertos con aminas para incrementar su eficiencia (Dubey y Arora, 2022). El CO₂ se adhiere a la superficie del adsorbente por fuerzas físicas (Van der Waals) o enlaces químicos (quimisorción).
- 3) Liberación del aire tratado: Tras el paso por el lecho adsorbente, el aire con baja concentración de CO₂ se libera.
- 4) Desorción del CO₂ (regeneración): El CO₂ permanece temporalmente retenido en el adsorbente y se debe liberar mediante variaciones de temperatura y/o de presión (Elfving et al., 2017).
 - TSA: aumento de temperatura (80-100°C)
 - PSA: reducción de presión (vacío parcial)
 - TVSA: combinación de vacío y calor (100°C y 0,035 bar) (Shi et al., 2023)

Mediante este proceso, además de liberar el gas capturado, se regenera el adsorbente para ser utilizado nuevamente en un ciclo de adsorción-desorción.

- 5) Condensación de agua: Durante la adsorción es posible que exista arrastre del vapor de agua presente en el aire o del agua presente en soluciones absorbentes que complementen la adsorción. Por lo tanto, se produce la condensación del agua para separarlo del CO₂ y aumentar la pureza del flujo de producto.
- 6) Captura y compresión del CO₂: El CO₂ desorbido se separa y se comprime para ser almacenado o utilizado.

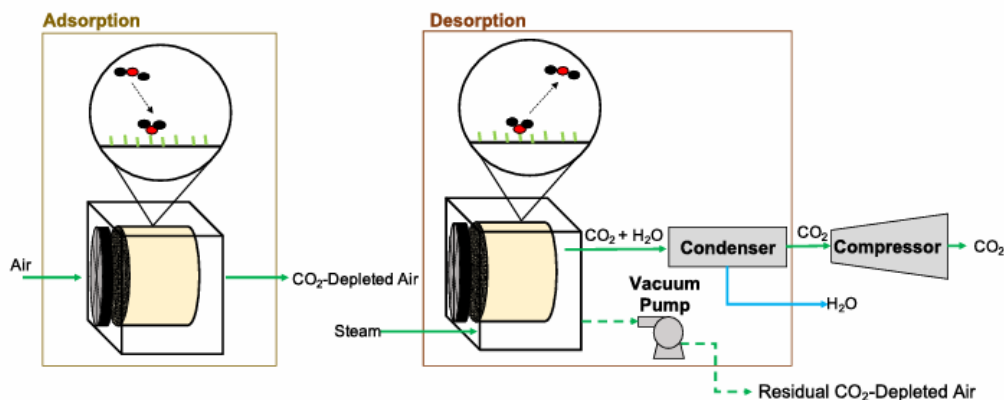


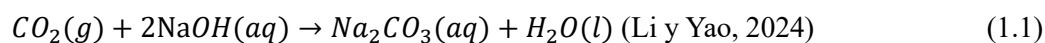
Figura 1.4 Diagrama proceso DAC adsorción (McQueen et al., 2021)

1.6.2 DAC por absorción

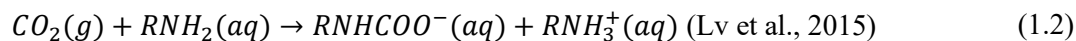
Otro método de captura de CO_2 del aire es mediante el contacto del gas con absorbentes líquidos como hidróxido de sodio, hidróxido de potasio o monoetanolamina.

- 1) Captación del aire del ambiente: Se utilizan grandes ventiladores que extraen gran cantidad de aire atmosférico hacia el sistema DAC.
- 2) Contacto con el solvente líquido: El aire se hace pasar por una torre de absorción donde entra en contacto con una solución líquida absorbente, como una solución de NaOH/KOH o MEA .

Con NaOH :

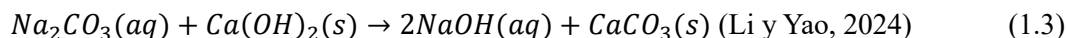


Con MEA :

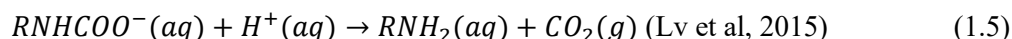


- 3) Separación del aire purificado: El aire con menor concentración de CO_2 se libera nuevamente a la atmósfera. El CO_2 ha sido capturado por el solvente en forma de carbonato (NaOH) o carbamato (MEA).
- 4) Regeneración del solvente: Esta etapa tiene como objetivo la separación del CO_2 mediante el uso de temperatura. El mecanismo depende del tipo de absorbente que se utilice.

Con NaOH: La solución ingresa a un reactor de pellets para transformar el Na_2CO_3 en CaCO_3 , al reaccionar con $\text{Ca}(\text{OH})_2$. De esta forma se facilita la liberación del CO_2 , debido a que requiere una menor temperatura (900°C).



Con MEA: En este caso, no se requiere una reacción química intermedia, sino que se produce la liberación del CO_2 directamente al calentar la solución ($120\text{-}150^\circ\text{C}$).



- 5) Recirculación del solvente: El solvente regenerado (NaOH o MEA) se reutiliza en nuevos ciclos de captura mediante absorción-desorción.
- 6) Condensación de agua: Durante el proceso se puede generar agua como resultado de algunas reacciones químicas, el arrastre del vapor que se encuentra en el aire atmosférico y por la presencia de agua en las soluciones absorbentes. Debido a esto, es necesario condensar el H_2O para separarlo del CO_2 y, además, ser recirculado en otras etapas del proceso.
- 7) Compresión y almacenamiento del CO_2 : El CO_2 liberado se comprime para su almacenamiento geológico o utilización industrial.

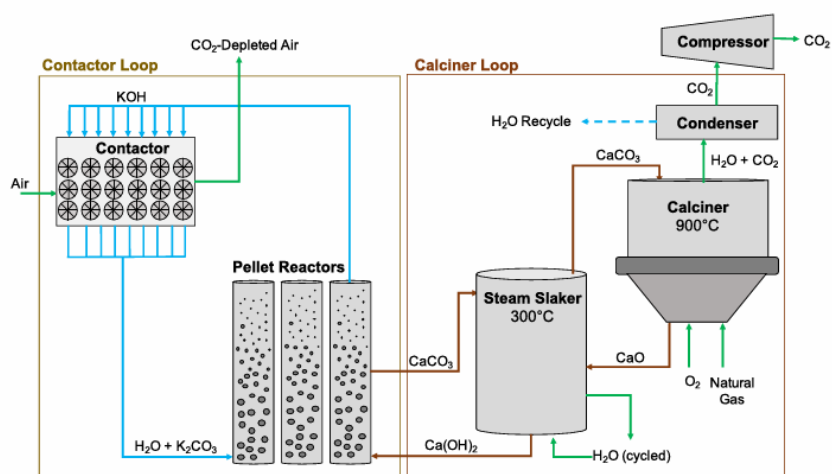


Figura 1.5 Diagrama proceso DAC absorción (McQueen et al., 2021)

Tabla 1.2 Comparación DAC por absorción y adsorción (Li y Yao, 2024)

Tecnología	Principio de funcionamiento	Materiales comunes	Ventajas	Desventajas
Absorción (L-DAC)	El solvente líquido reacciona con el CO ₂ formando carbonatos para capturarlo, y luego libera el gas al ser calentado.	Soluciones alcalinas	• Operación a gran escala. • Proceso continuo en estado estacionario. • Materias primas de bajo costo con buena capacidad de captura y selectividad.	• Requiere altas temperaturas. • Alto consumo energético. • Necesidad de equipos resistentes a la corrosión.
Adsorción (S-DAC)	El Adsorbente sólido captura CO ₂ del aire a temperatura y presión ambiente y lo libera reduciendo la presión y aplicando calor.	Adsorbentes a base de aminas	• Operación modular y escalable. • Menor consumo energético en comparación con L-DAC.	• Operación por lotes. • Necesita construcciones especiales para condiciones variables de temperatura y presión. • Adsorbentes con baja durabilidad.

1.6.3 Estado actual de las plantas DAC

Actualmente existen alrededor de 30 plantas DAC instaladas en distintos países, sobre todo en Europa y Norteamérica. Sin embargo, pocas cuentan con la capacidad suficiente para capturar una cantidad significativa de CO₂, ya que la mayoría corresponden a plantas piloto o experimentales que se encuentran en pleno desarrollo. Las principales empresas dedicadas a la Captura Directa del Aire son Global Thermostat, Carbon Engineering y Climeworks.

Climeworks es la empresa que se encuentra más cerca de un despliegue industrial de una solución completamente desarrollada (Bisotti et al., 2024). Su tecnología se basa en la captura de carbono mediante adsorción, posee más de una docena de plantas piloto en operación en países como Suiza, Alemania e Islandia. Dentro de estas se encuentra la planta Orca, ubicada en Islandia, que cuenta con una capacidad de captura de 4.000 toneladas por año y se alimenta con energía geotérmica. Su proyecto más reciente es la planta Mammoth (Figura 1.6), inaugurada en el año 2024, también en Islandia, con un diseño para capturar un total de 36.000 toneladas de CO₂ por año. Además,

Climeworks posee una asociación con la empresa Carbfix, que presta sus servicios para el almacenamiento de dióxido de carbono en formaciones geológicas subterráneas.

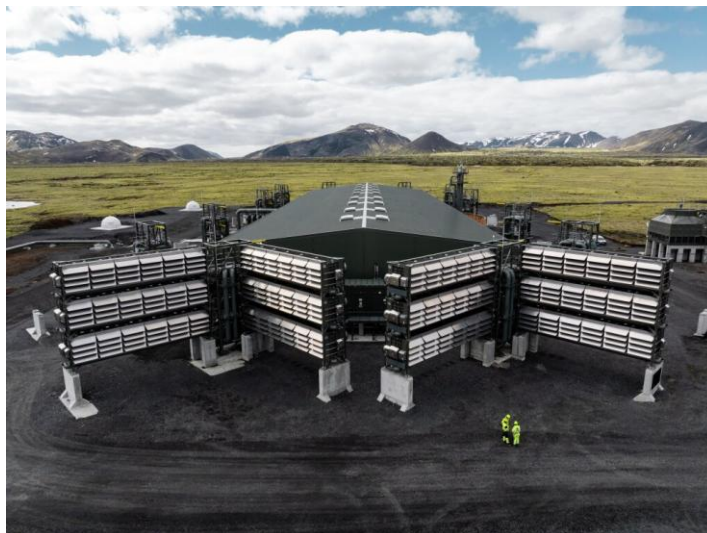


Figura 1.6 Planta DAC Mammoth de Climeworks

Por otro lado, Carbon Engineering basa su tecnología en la captura mediante absorción con KOH. Actualmente solo poseen una planta piloto ubicada en Canadá, con una capacidad de captura de una tonelada por día. Sin embargo, la empresa llegó a un acuerdo de licencia con 1Point5 para financiar y desarrollar la planta DAC más grande del mundo hasta la fecha en Estados Unidos, con el objetivo de capturar 500.000 toneladas de CO₂ por año.

A nivel nacional, se encuentra en desarrollo, por parte de Global Thermostat, la instalación de una planta DAC en la planta de hidrógeno verde de Haru Oni en Magallanes, tras alcanzar un acuerdo con HIF Global, que utiliza tanto el hidrógeno como el dióxido de carbono para la producción de e-combustibles. Su diseño establece una capacidad de captura de 2.000 toneladas de CO₂ por año (International Energy Agency (IEA), 2024).



Figura 1.7 Planta de e-fuels de Haru Oni en Chile

A día de hoy, el principal inconveniente de la instalación de plantas DAC como mecanismo para combatir el cambio climático es su alto costo por tonelada de CO_2 capturado por su baja eficiencia. Se estima que el valor se encuentra entre 94 y 232 USD/ton CO_2 para procesos basados en absorción (Keith et al., 2018), sin embargo, esto puede variar en gran medida dependiendo de la escala y el tipo de proceso que se ejecute. Por ejemplo, los costos de captura de Climeworks, basado en la adsorción de CO_2 , son significativamente superiores y apunta a reducirlos a 250-350 USD/ton CO_2 para el año 2030.

Capítulo II

Metodología

2.1 Programa utilizado

Para realizar la simulación, tanto para el proceso DAC por absorción como por adsorción, se utiliza el programa Aspen Plus, que cuenta con las características necesarias para desarrollar ambos sistemas de captura. Otorga modelos de equilibrio adecuados, torres de separación y la posibilidad de trabajar con soluciones electrolíticas.

Se tiene como objetivo medir la capacidad de captura de CO_2 mediante ambos procesos, con el fin de calcular el nivel de eficiencia de cada uno, así como sus requerimientos energéticos.

2.2 Procedimiento

Los procesos simulados siguen el procedimiento explicado en la sección de Antecedentes (Sección 1.6), ya que corresponden a los más comunes actualmente a nivel comercial.

2.2.1 Absorción

En el caso de la absorción, el aire ingresa con las mismas condiciones que en la simulación mediante adsorción y se utiliza monoetanolamina (MEA) como solución absorbente, ya que es un compuesto utilizado comúnmente en la captura de CO_2 . En este tipo de sistema se recomienda el modelo ELECNRTL o ENRTL-RK, ya que permiten simular de mejor forma procesos donde se utilicen soluciones electrolíticas, como en este caso (Educational Institute for Equipment and Process Design, s.f.).

El aire ingresa a la torre de absorción y se pone en contacto con el absorbente, lo cual da como resultado una solución iónica que es transportada a un stripper (torre de destilación), donde alcanza una temperatura cercana a los 150°C y se libera el CO_2 capturado previamente. El flujo gaseoso de tope se compone de CO_2 y H_2O , por lo que este último se condensa y se obtiene una corriente de gas puro. Por otro lado, el absorbente es regenerado en esta etapa y se recircula hacia la torre de absorción

En primer lugar, se define la siguiente lista de componentes:

Tabla 2.1 Componentes para simulación en Aspen Plus

Component ID	Type	Component name	Alias	CAS number
MEA	Conventional	MONOETHANOLAMINE	C2H7NO	141-43-5
H2O	Conventional	WATER	H2O	7732-18-5
CO2	Conventional	CARBON-DIOXIDE	CO2	124-38-9
H2S	Conventional	HYDROGEN-SULFIDE	H2S	7783-06-4
H2	Conventional	HYDROGEN	H2	1333-74-0
CH4	Conventional	METHANE	CH4	74-82-8
CO	Conventional	CARBON-MONOXIDE	CO	630-08-0
O2	Conventional	OXYGEN	O2	7782-44-7
N2	Conventional	NITROGEN	N2	7727-37-9
MEA+	Conventional	MEA+	C2H8NO+	
MEACOO-	Conventional	MEACOO-	C3H6NO3-	
HCO3-	Conventional	HCO3-	HCO3-	
CO3-2	Conventional	CO3--	CO3-2	
HS-	Conventional	HS-	HS-	
S-2	Conventional	S--	S-2	
H3O+	Conventional	H3O+	H3O+	
OH-	Conventional	OH-	OH-	
*				

Existe la opción de definir solo las sustancias no iónicas y que el propio programa obtenga las restantes a través de la opción Elec Wizard. Para poder trabajar correctamente con este tipo de compuestos se definió el método ENRTL-RK.

Posteriormente, se definen las reacciones que ocurrirán durante el proceso, que deben ser incorporadas en la fase de absorción y de regeneración del solvente:

- 1) $2H_2O \leftrightarrow H_3O^+ + OH^-$
- 2) $HCO_3^- + H_2O \leftrightarrow CO_3^{2-} + H_3O^+$
- 3) $MEA^+ + H_2O \leftrightarrow MEA + H_3O^+$
- 4) $CO_2 + OH^- \rightarrow HCO_3^-$
- 5) $HCO_3^- \rightarrow CO_2 + OH^-$
- 6) $MEA + CO_2 + H_2O \rightarrow MEACOO^- + H_3O^+$
- 7) $MEACOO^- + H_3O^+ \rightarrow MEA + CO_2 + H_2O$

En los métodos de convergencia de tears, single design spec, multiple design specs y tears & design specs se seleccionó la opción Newton. Además, se aumentó el límite del número de iteraciones en el absorbedor y stripper a 200, el máximo.

Una vez definido lo anterior, se colocaron los equipos necesarios para el proceso. En primer lugar, un bloque RadFrac ABSBR1, es decir, el absorbedor, donde ingresa un flujo de aire y un flujo de absorbente, en este caso, monoetanolamina. Sus salidas son un flujo de aire limpio (con bajo CO_2) y un flujo de solvente cargado que se dirige a la etapa de regeneración.

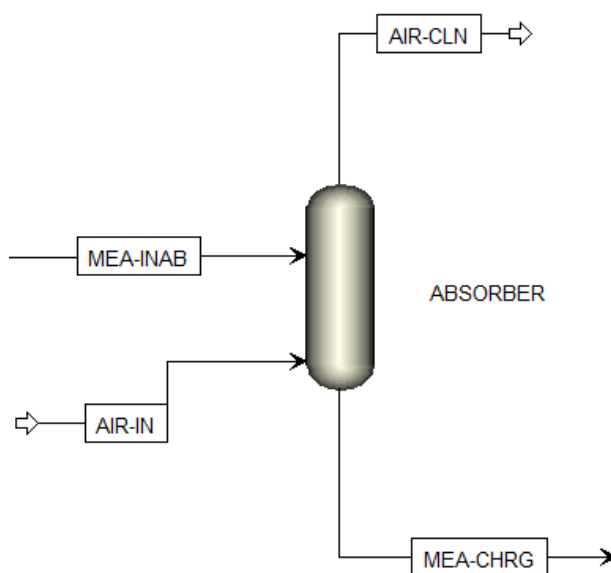


Figura 2.3 Absorbedor en simulación

Este flujo cargado de iones disueltos pasa por una válvula y un intercambiador de calor para acondicionarlo previo a ingresar a la torre de destilación. Esta torre corresponde a un bloque RadFrac FRACT1, tiene un flujo de tope compuesto principalmente por CO_2 , agua y trazas de MEA. Se define el número de etapas, flujo de destilado y calor del reboiler.

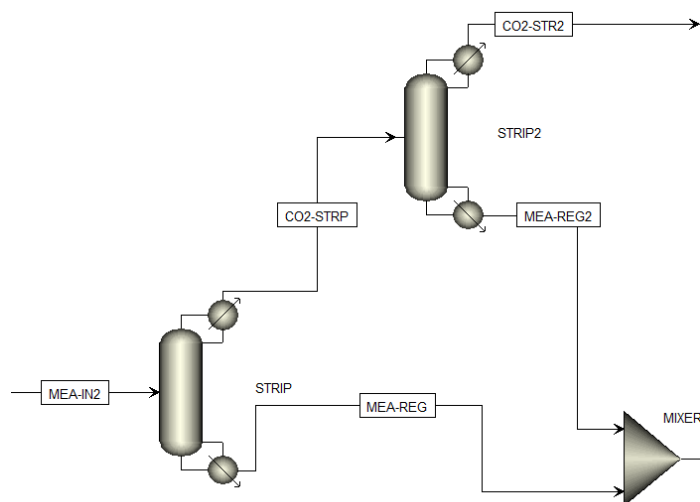


Figura 2.4 Etapa de regeneración

Esto se repite para un segundo stripper, que cumple la función de eliminar las trazas de solvente residuales. Los flujos de fondo de ambas torres de destilación se mezclan y se conducen a un separador flash (Flash2), para obtener un líquido saturado. Este flujo es recirculado hacia el absorbedor, por lo que se utiliza una bomba y un intercambiador de calor para que cumpla con las condiciones requeridas y, además, se coloca un bloque Chargebal para corregir los posibles desajustes de cargas que se producen al estar trabajando con sustancias iónicas. Tras lo anterior, se conduce el flujo hacia un bloque Make-up.

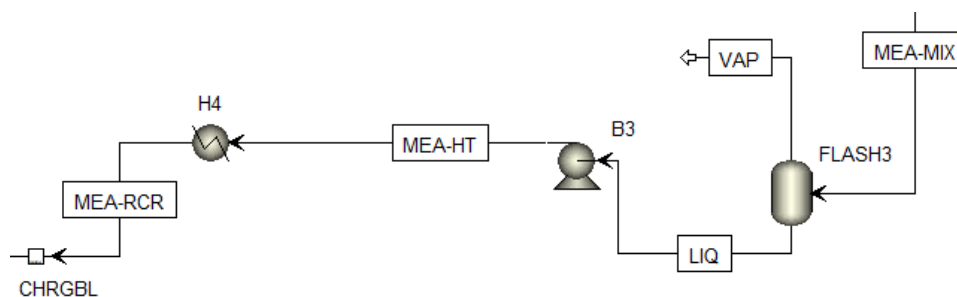


Figura 2.5 Recirculación de solvente regenerado

El bloque Make-up cumple la función de reponer las pérdidas de solvente en la fase de regeneración, así como mantener la concentración de MEA en la entrada del absorbedor. Este equipo tiene como entrada el flujo de solvente regenerado, un flujo de agua y un flujo de MEA, mientras que sus salidas son el flujo de absorbente con la concentración, presión y temperatura necesarias para la absorción, y un flujo de purga para mantener el caudal correcto. Dentro de las especificaciones se tiene que el flujo molar total es regulado con el flujo de make-up de agua, mientras que el flujo entrante de MEA controla la concentración molar de esta.

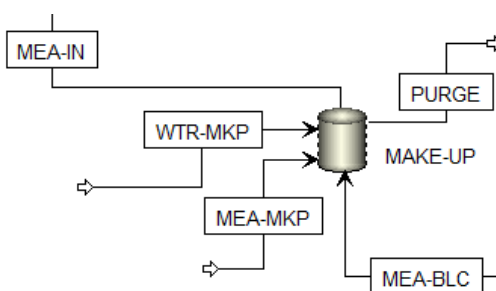


Figura 2.6 Bloque Make-up

Por otro lado, en la salida de tope del segundo stripper se obtiene un flujo gaseoso compuesto principalmente por CO_2 y agua, por lo tanto, debe realizarse un proceso de separación de esta última. Con este fin, se coloca una válvula para reducir la presión y un condensador, donde se reduce la temperatura para que el agua pase a estado líquido. Posteriormente, el flujo ingresa a un separador flash (Flash2), que da como resultado un flujo gaseoso con mayor concentración de CO_2 y un flujo líquido de H_2O . Este proceso se repite dos veces en serie para lograr la máxima concentración de dióxido de carbono en el flujo final.

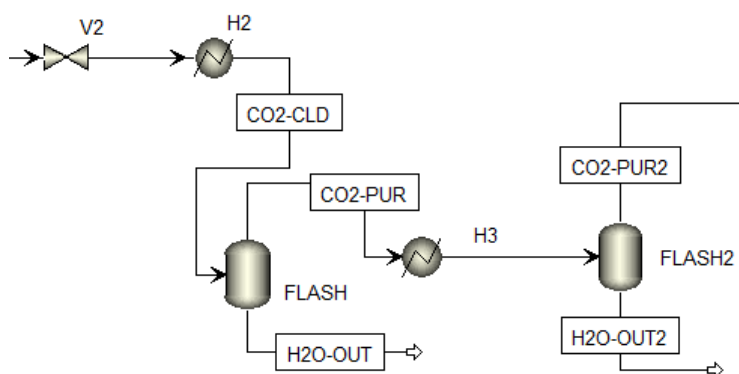


Figura 2.7 Etapa de condensación y separación de agua

Tras separar el CO_2 de otros compuestos residuales, se finaliza el proceso mediante la compresión del flujo de gas puro con un compresor de tipo isentrópico, con el objetivo de acondicionarlo para su posterior almacenamiento, ya sea para inyectarlo en formaciones geológicas subterráneas, depósitos submarinos o para su reutilización.

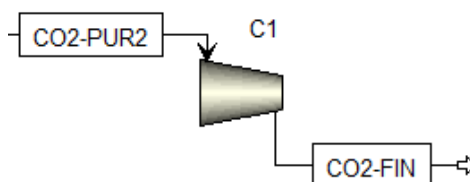


Figura 2.8 Etapa de compresión final

2.2.2 Adsorción

En la simulación del proceso por adsorción se utiliza un lecho conformado por zeolitas y aminas, que es una composición común en estos casos. Ingresa aire a presión atmosférica y una temperatura de 20°C, con una concentración de CO₂ de 400 ppm. La desorción se produce inicialmente a 100°C y una presión de 0,035 bar. Se utiliza vapor como servicio para la fase de calentamiento. Una vez liberado el CO₂, pasa por un condensador para eliminar posibles restos de agua y, finalmente, se obtiene el CO₂ puro (Li & Yao, 2024). En la Figura 2.9 .se muestra el diagrama a simular en Aspen.

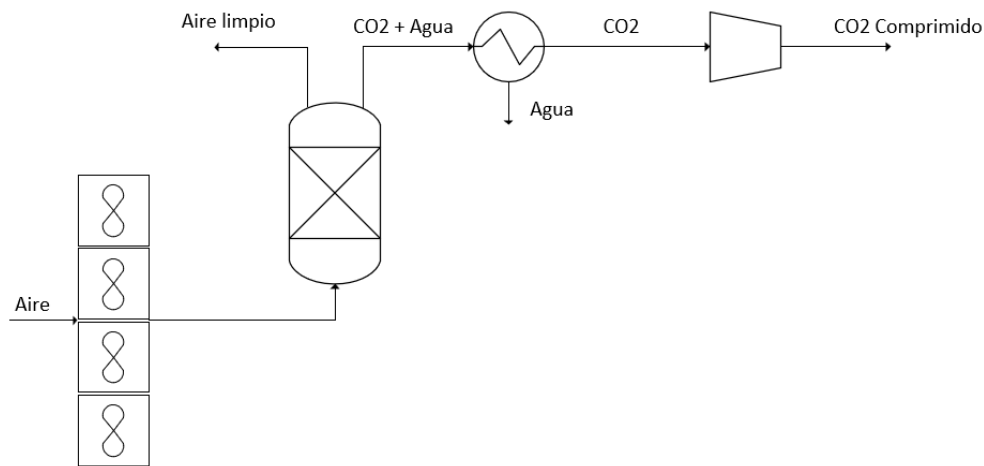


Figura 2.9 Diagrama básico DAC por adsorción

Debido a las limitaciones de tiempo establecidas por los plazos de entrega de este trabajo, se decidió no desarrollar la simulación del proceso DAC por adsorción. Esta decisión se basa en las limitaciones del software Aspen Plus para representar de manera adecuada procesos de adsorción y en la dificultad adicional que implicaría implementar el sistema en Aspen Adsorption. Además, considerando la magnitud y el nivel de complejidad del trabajo realizado con la simulación del proceso de absorción con MEA, se estima que este desarrollo resulta suficiente para cumplir con los objetivos técnicos y académicos de la memoria.

Capítulo III

Resultados y discusión

3.1 Condiciones iniciales

La simulación del proceso de Captura Directa de CO_2 se realizó en Aspen Plus v14 con el método ENRTL-RK, considerando como absorbente una solución acuosa de monoetanolamina (MEA). Además, se definió el método de convergencia de Newton. El sistema se modeló bajo condiciones estacionarias, definiendo los flujos de aire, solvente y corriente recirculada en base a la capacidad de las plantas DAC en funcionamiento actualmente.

Una de las plantas DAC más importantes a nivel mundial corresponda a la planta Mammoth, ubicada en Islandia, que pertenece a la empresa Climeworks. Esta posee una capacidad de captura total de aproximadamente 36.000 toneladas de CO_2 por año, lo que equivale a 93,4 kmol/h. Este dato se tomó como referencia para definir el objetivo de captura en la simulación, con un flujo de entrada de CO_2 de alrededor de 100 kmol/h, es decir, cerca de 38.500 ton CO_2 /año.

Las condiciones de entrada al absorbedor son las siguientes:

- Flujo de aire: 250.000 kmol/h, con una fracción molar de CO_2 de 0,0004 (400 ppm). A temperatura ambiente y una presión de 15 bar.
- Flujo de solvente (MEA 30% p/p): 1.500.000 kmol/h, a una temperatura de 20 °C y presión de 16 bar.
- Presión de operación del absorbedor: 15 bar.

El sistema de regeneración del solvente consistió en 2 strippers o torres de destilación en serie, el primero con una presión de operación de 10 bar y un flujo de destilado de 9000 kmol/h, y el segundo con una presión de 5 bar, con un flujo de destilado de 350 kmol/h. Las especificaciones de los equipos principales se encuentran en la sección Anexo.

Los flujos de fondo de ambos strippers se mezclan y se recirculan hacia el absorbedor, donde las pérdidas de solvente se compensan con un make-up de agua y MEA.

Tabla 3.1 Corrientes de entrada

Corriente	Flujo (kmol/h)	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Flujo CO ₂ (kmol/h)
Aire de entrada	2,50E5	20,0	15	99,996
Solvente MEA (30% p/p)	1,50E6	20,7	16	1,76E-6

3.2 Resultados de la simulación

La simulación del proceso DAC en Aspen Plus permitió obtener la composición, temperatura y presión en las principales unidades del sistema: el absorbedor y los dos strippers dispuestos en serie, así como la fase de condensación y compresión final.

En el absorbedor, la corriente de aire cargada con dióxido de carbono ingresó con un flujo molar de 99,996 kmol/h de CO₂, mientras que, a la salida del equipo, en el aire tratado, se mantuvo únicamente 0,0132 kmol/h de CO₂. Esto representa una eficiencia de captura superior al 99,98 %, lo que evidencia un desempeño altamente efectivo del sistema de absorción.

Durante esta etapa, el CO₂ se disolvió en la fase líquida rica en MEA, reaccionando de forma reversible para formar especies iónicas tales como carbamato (MEACOO⁻) y bicarbonato (HCO₃⁻), junto con MEA⁺. Este comportamiento confirma el mecanismo de captura mediante absorción química, donde la formación de enlaces iónicos favorece la remoción del CO₂ desde la fase gaseosa.

El solvente rico, cargado con estas especies iónicas, fue alimentado a un sistema de dos regeneradores en serie, donde se llevó a cabo la descomposición la liberación del dióxido de carbono. En conjunto, los dos strippers lograron desorber un flujo total de 61,154 kmol/h de CO₂, que posteriormente pasó por una etapa de condensación para separar el vapor de agua residual. Tras esta operación, se obtuvo una corriente final de 61,105 kmol/h de CO₂ seco, es decir, un 61,1% de eficiencia de captura respecto al CO₂ entrante en el absorbedor.

Tabla 3.2 Resultados corrientes

Corriente	Flujo (kmol/h)	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Flujo CO ₂ (kmol/h)
Aire limpio (salida absorbedor)	2,25E5	20,8	15	0,0132
MEA cargado (entrada stripper)	1,52E6	21,0	15	99,982
Tope Stripper 1	9.000,0	180,2	10	61,154
Fondo Stripper 1	1,52E6	194,0	10	3,0E-6
Tope Stripper 2	350,0	118,8	5	61,154
Fondo Stripper 2	8.650,0	152,1	5	~0
CO ₂ final capturado	63,686	227,3	10	61,105

El solvente regenerado, con baja carga de CO₂, fue recirculado nuevamente hacia el absorbedor, cerrando el ciclo de operación del sistema, con el fin de disminuir los residuos y los costos, con un proceso más sostenible. Sin embargo, inicialmente se probó un sistema sin recirculación (Figura 3.1), con los mismos datos de entrada. De esta forma, se logró una eficiencia de captura del gas cercana al 100% (Tabla 3.3), lo cual da a entender que la menor eficiencia del proceso completo (61,1%) puede deberse a las propias limitaciones de Aspen Plus en el cálculo del gran número de ecuaciones e iteraciones que se añaden al incorporar la recirculación del solvente, además de la falta de optimización en el diseño de algunos equipos. Esto afectó particularmente el rendimiento del primer stripper, el cual, antes de incorporar la recirculación, separaba el CO₂ casi en su totalidad, mientras que con la recirculación del solvente se redujo de forma significativa y, además, se debió aumentar de forma significativa su presión de operación.

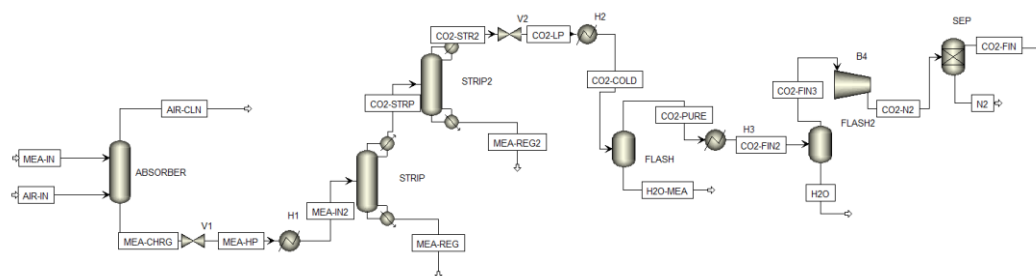


Figura 3.1 Simulación sin recirculación

Tabla 3.3 Condiciones de entrada y resultados sin recirculación

Corriente	Flujo (kmol/h)	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Flujo CO₂ (kmol/h)
Aire de entrada	2,50E5	20,0	15	99,996
Solvente MEA (30% p/p)	1,50E6	20,0	15	0
CO₂ final capturado	102,81	277,7	15	99,85

Para lograr un nivel de eficiencia mayor, sería necesario profundizar en el diseño de la planta, de forma que cuente con el número de equipos y dimensiones de cada uno, adecuados para funcionar con un flujo de la magnitud del presente trabajo.

3.3 Consumo energético

El análisis energético del sistema se realizó considerando los requerimientos eléctricos de los equipos de impulsión y compresión, así como el consumo térmico asociado a la etapa de regeneración del solvente.

El consumo total de electricidad del proceso fue de 42,01 MW, distribuido principalmente entre las bombas de recirculación del solvente y el compresor de CO₂. La bomba B1 demandó 19,6 MW, mientras que la bomba B2 requiere 22,0 MW. Por otra parte, el compresor utilizado para presurizar la corriente gaseosa de salida registró un consumo de 0,41 MW. Este balance evidencia que la mayor parte de la energía eléctrica del sistema se concentra en el movimiento y recirculación de la solución de MEA, debido a los altos caudales y presiones de operación necesarios para mantener una absorción eficiente del CO₂.

En cuanto al consumo térmico, los requerimientos de calor estuvieron dominados por la operación de los dos strippers. El primer stripper presentó una demanda calorífica de 142 MW, mientras que el segundo consumió 4,19 MW, alcanzando un total de 146,19 MW de potencia térmica suministrada al sistema. Esta diferencia refleja que el primer regenerador concentra la mayor parte del proceso de desorción, mientras que el segundo actúa principalmente como una etapa de purificación para completar la separación de MEA residual.

En conjunto, el consumo energético global del proceso asciende a 188,20 MW, de los cuales el 77,7% corresponde a energía térmica y el 22,3% a energía eléctrica. Este resultado confirma que la regeneración del solvente constituye la etapa más intensiva en energía dentro del proceso DAC con MEA.

Tabla 3.4 Consumo energético

Equipo	Tipo de energía	Consumo (MW)	% del total
Bomba 1	Eléctrica	19,60	10,4
Bomba 2	Eléctrica	22,0	11,7
Compresor	Eléctrica	0,41	0,2
Stripper 1	Térmica	142,0	75,5
Stripper 2	Térmica	4,19	2,2
Total	-	188,20	100

La literatura, como en el caso de Keith et al. (2018), señala que las plantas DAC presentan consumos energéticos del orden de 5-8 GJ por tonelada de CO₂ capturado, tanto en tecnologías de absorción como de adsorción. En contraste, el consumo energético obtenido en la simulación desarrollada en este estudio es considerablemente mayor, alrededor de 250 GJ/tonCO₂, diferencia que se explica principalmente por la falta de optimización del modelo y por las complicaciones de convergencia originadas al incorporar la recirculación del absorbente. Esto obligó a operar con mayores flujos térmicos y presiones más altas, incrementando la demanda de energía del sistema. Asimismo, al no aplicar estrategias de integración térmica ni optimización de equipos, como el diseño de las torres de destilación, que están funcionando por sobre una capacidad adecuada, el modelo representa un sistema preliminar, aún lejos de su desempeño óptimo. En consecuencia, el consumo energético obtenido debe interpretarse como un valor sobreestimado, producto de un proceso no optimizado y condicionado por dificultades inherentes a la simulación.

3.4 Discusión

Un aspecto relevante observado en la simulación es la gran diferencia en eficiencia entre las dos configuraciones evaluadas. Mientras que el sistema sin recirculación alcanzó una captura cercana al 99 %, al incorporar la recirculación del solvente la eficiencia disminuyó a 61,1 %. Esto indica que el sistema no logró mantener condiciones de operación estables cuando el solvente volvió a ingresar nuevamente al absorbedor, lo que afectó su capacidad de capturar CO₂. Este resultado podría deberse tanto a limitaciones del software y problemas de convergencia, como a que las columnas y los caudales utilizados no están bien ajustados para funcionar con recirculación. Por ello, podría ser necesario aumentar etapas o las dimensiones de los equipos, modificar los parámetros de operación o incluso considerar unidades adicionales en paralelo para lograr eficiencias más altas. La disminución de eficiencia muestra que la configuración actual requiere ajustes importantes antes de poder acercarse al desempeño esperado en procesos DAC más desarrollados.

Al mismo tiempo, se tenía como objetivo realizar un análisis de sensibilidad respecto a cómo afectan diversos parámetros como la presión, temperatura, caudales o composiciones en la captura total de CO₂, es decir, el rendimiento del sistema. No obstante, esto no fue posible debido a las dificultades en la convergencia de la simulación, ya que era extremadamente sensible a las modificaciones en las condiciones de operación, provocando múltiples errores al cambiar estas variables.

Respecto al consumo energético, los resultados de la simulación muestran que el proceso DAC presenta una demanda muy elevada, lo cual coincide con lo que indica la literatura, que caracteriza esta tecnología como altamente exigente en calor y electricidad. Aunque los valores obtenidos en este estudio superan ampliamente los reportados por las referencias, esto no modifica la conclusión fundamental de que la Captura Directa de CO₂ del Aire requiere grandes cantidades de energía debido a la baja concentración del gas en la atmósfera y a las exigencias asociadas a la regeneración del solvente. A ello se suma que el proceso debe manejar volúmenes extremadamente grandes de aire, lo que incrementa las necesidades operacionales y energéticas.

Las diferencias observadas entre la simulación y los valores reportados en la literatura se explican principalmente por las limitaciones del modelo, la falta de una optimización más profunda y las dificultades de convergencia que surgieron al incorporar la recirculación del solvente. Estos factores llevaron al proceso a operar con condiciones más exigentes y a un consumo energético mayor de lo esperado. En consecuencia, los resultados indican que será necesario optimizar el intercambio de calor entre equipos, revisar con mayor detalle los balances de energía del proceso y mejorar la

configuración de la simulación para obtener valores más representativos del desempeño real de la tecnología DAC.

Por otro lado, es importante destacar que la monoetanolamina, si bien es un solvente ampliamente estudiado y utilizado en captura de CO_2 en procesos de postcombustión, no fue diseñado específicamente para DAC, donde las concentraciones de CO_2 son varios órdenes de magnitud inferiores. Estudios señalan que las aminas líquidas tradicionales, como la MEA, presentan limitaciones importantes para aplicaciones DAC, con una capacidad de captura inferior a otros absorbentes como NaOH o KOH (Abdullatif et al., 2023).

Esto sugiere que futuros estudios podrían beneficiarse de evaluar otros solventes o alternativas de captura que operen a menores temperaturas o con requerimientos energéticos más bajos. En conjunto, los resultados obtenidos en esta simulación ilustran la complejidad del proceso DAC, con una alta sensibilidad respecto a las condiciones de operación, y recalcan la necesidad de profundizar la investigación, tanto en la optimización del modelo como en la evaluación de tecnologías y solventes alternativos, con el fin de avanzar hacia estimaciones más robustas y realistas del rendimiento potencial de esta tecnología.

Capítulo IV

Instalación en Chile

4.1 Contexto nacional

A lo largo de los últimos años se han ido evidenciando los efectos del cambio climático en Chile. Se han observado múltiples fenómenos naturales que tienen como causa principal la contaminación ambiental, entre estos se encuentran las sequías y la escasez de agua potable, lluvias torrenciales donde antes no ocurrían, inundaciones, grandes incendios por intensas olas de calor, retroceso de los glaciares en la zona sur, etc. Todo esto afecta la calidad de vida de la población, la economía y, sobre todo, el ecosistema con sus recursos naturales, flora y fauna. Este conjunto de hechos ha aumentado la vulnerabilidad climática del país y ha reforzado la urgencia de implementar tecnologías de mitigación como la Captura Directa de CO₂ desde el aire.



Figura 4.1 Efectos del cambio climático en Chile

En Chile, los impactos del cambio climático se manifiestan de forma distinta según la zona. En el norte, especialmente en Antofagasta y Atacama, la combinación de aridez extrema y el aumento de la

demanda de agua por parte de la minería ha generado un estrés hídrico muy elevado, ya que muchas empresas mineras extraen agua continental o recurren a la desalinización de agua de mar para compensar la pérdida de fuentes superficiales (Boisier et al., 2025). Estas regiones también concentran una parte importante de las emisiones industriales de CO₂ asociadas a la minería del cobre y del litio, intensificando los riesgos climáticos locales.

En la zona central, la sequía persistente, el incremento de olas de calor y la urbanización acelerada han provocado una presión permanente sobre los recursos hídricos, mientras las emisiones de CO₂ por transporte, industria y calefacción residencial elevan los riesgos de calidad del aire. En el sur, el calentamiento y la disminución de la humedad durante los meses más cálidos han favorecido incendios forestales más frecuentes y severos, lo que no solo deteriora los bosques nativos, sino que también aumenta las emisiones de CO₂ por quema de biomasa. Finalmente, en el extremo sur, como en la Patagonia, a pesar de que la densidad industrial es baja y las emisiones de CO₂ son relativamente menores, el retroceso de los glaciares y los cambios en los patrones de precipitación muestran la vulnerabilidad de esta región frente al cambio climático.

4.2 Factores por considerar en la instalación

1.- Disponibilidad de energía renovable: Un proyecto DAC requiere acceso estable a energía renovable para operar con bajas emisiones netas. Las regiones de Chile presentan perfiles distintos, mientras que el norte posee la mayor radiación solar del país, la costa del centro y sur combina recursos eólicos e hídricos. Como se observó en los resultados de la simulación y la literatura, este punto es crítico para decidir la zona de instalación de este tipo de plantas.

2.- Disponibilidad de agua: Al utilizar solventes líquidos e intercambiadores de calor es necesario contar con una fuente de agua segura. En zonas con escasez hídrica, existe la alternativa de la desalinización, pero requiere una alta disponibilidad energética.

3.- Infraestructura: Esto incluye transmisión eléctrica, carreteras, cercanía a puertos y disponibilidad de terrenos adecuados. Una región con buena infraestructura puede facilitar la instalación y operación de la planta.

4.- Condiciones atmosféricas: Una de las principales limitaciones de las energías renovables es la estabilidad. La regularidad de recursos como la luz solar o los vientos influyen directamente en la factibilidad de operar con energía renovable.

5.- Necesidad local: Es relevante ubicar la planta en zonas donde la reducción de CO₂ y la mejora ambiental sea una prioridad. Las regiones con altos niveles de contaminación atmosférica, así como áreas con un alto grado de industrialización y mucho tráfico vehicular, pueden beneficiarse especialmente de proyectos DAC.

6.- Diversificación regional: Considerando que ya se está desarrollando un proyecto DAC en Magallanes, es recomendable proponer otras regiones para favorecer una distribución equilibrada y aprovechar distintas ventajas de energías renovables del país.

4.3 Análisis territorial

4.3.1 Disponibilidad de energía renovable

Según los datos del Coordinador Eléctrico Nacional (2024), el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) posee una capacidad instalada de 36.664,3 MW para generar energía eléctrica, de los cuales 18.411,3 MW corresponden a centrales de Energía Renovable No Convencional.

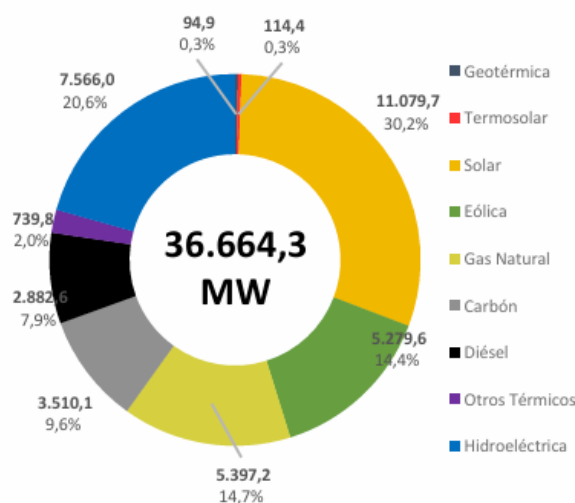


Figura 4.2 Capacidad energética instalada en Chile por tipo (Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2024)

En el siguiente gráfico (Figura 4.3) se puede observar la capacidad de producción de energía por región. Se identifican tres zonas que destacan por su capacidad de generación de energía renovable, las cuales son el Norte Grande, Norte Chico y Biobío.

Capacidad Instalada por región y tecnología

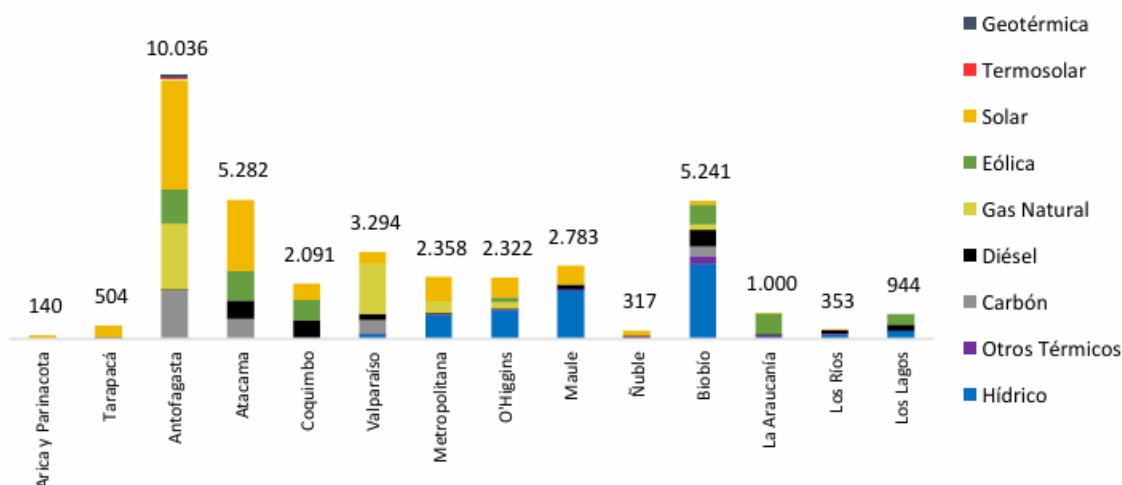


Figura 4.3 Capacidad energética por región (Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), 2024)

El Norte Grande (Tarapacá y Antofagasta) es la zona más competitiva del país para instalar una planta DAC debido a su capacidad energética sobresaliente. Antofagasta concentra 10.036 MW, la mayor potencia instalada del país, dominada por energía solar, que permite un suministro estable y de gran magnitud. Tarapacá suma alrededor de 504 MW, complementando la zona.

El Norte Chico (Atacama y Coquimbo) aparecen como una segunda zona muy favorable. Atacama cuenta con 5.282 MW instalados, mayoritariamente solares, y Coquimbo con 2.091 MW, destacando por su aporte eólico que complementa la generación solar.

Biobío posee 5.241 MW de capacidad instalada, siendo la región más potente del sur del país dentro del SEN. Destaca, sobre todo, su capacidad energética hidroeléctrica, complementada con fuentes eólicas, lo que garantiza una oferta energética permanente.

La zona centro de Chile no resulta conveniente para instalar una planta DAC debido a que su disponibilidad energética renovable es significativamente menor y menos estable que en el norte y en Biobío. La radiación solar en regiones como Valparaíso, Metropolitana u O'Higgins es muy inferior a la de Atacama y Antofagasta, lo que reduce la capacidad de generar grandes cantidades de energía limpia a bajo costo. Además, la variabilidad climática provoca intermitencia en la generación de energía solar y eólica, lo que dificulta el suministro continuo que requiere un proceso tan demandante como la Captura Directa de CO₂.

4.3.2 Disponibilidad de agua

El Norte Grande presenta la disponibilidad de agua más limitada del país, debido a su clima árido y a décadas de extracción para uso minero y urbano. Aunque una planta DAC utiliza menos agua que la minería, aún requiere cierto volumen para reposición de flujos y control térmico. En esta zona, cualquier consumo hídrico debe provenir de agua desalinizada, lo que es técnicamente posible, pero aumenta los requerimientos energéticos y logísticos.

Según los datos entregados por el Center for Climate and Resilience Research (2023), en Atacama y Antofagasta la disponibilidad hídrica es prácticamente cero, lo que refuerza la conclusión de que cualquier planta DAC en estas zonas debería depender totalmente de agua desalinizada para su operación. Esto incrementa el costo, porque no solo hay que invertir en desalinización, sino también en energía para bombear y tratar esa agua.

En Tarapacá se tiene una disponibilidad hídrica de 6,2 m³/s, una cantidad muy limitada pero no tan crítica como en Atacama o Antofagasta. Todavía es insuficiente para sustentar grandes consumos de agua industrial sin recurrir a fuentes alternativas. Por lo tanto, aunque más factible que en las regiones completamente áridas, sigue siendo un gran desafío hídrico.

La región de Coquimbo, con 33 m³/s, presenta una disponibilidad moderada de agua. Esto podría permitir que una planta DAC utilice parte de agua superficial o subterránea para sus procesos, reduciendo la dependencia de desalinización, aunque no se puede asumir que todo su consumo hídrico sea sostenible sin un estudio detallado.

Por su parte, Biobío, con 659 m³/s, tiene una disponibilidad hídrica muy alta en comparación a las otras regiones nombradas. Esto convierte a esta zona en una de las más favorables desde el punto de vista del agua, ya que podría soportar un abastecimiento permanente a un proceso DAC sin recurrir exclusivamente a agua desalinizada. Esta abundancia hídrica, combinada con su capacidad energética, refuerza la viabilidad de una planta DAC en Biobío.

4.3.3 Infraestructura

El Norte Grande tiene la mejor infraestructura general del país para instalar una planta DAC. Antofagasta cuenta con zonas industriales grandes, buena disponibilidad de terrenos y puertos amplios que permiten traer equipos pesados sin dificultad. Además, la región está acostumbrada a proyectos de gran escala por la minería, por lo que existe mano de obra especializada y empresas

capaces de construir y mantener plantas complejas. La principal desventaja es la falta de agua, pero la zona ya tiene desalinizadoras funcionando, lo que facilita el abastecimiento.

El Norte Chico también tiene una infraestructura adecuada, aunque algo menor que la del Norte Grande. Hay zonas industriales, carreteras en buen estado y puertos medianos que permiten la entrada de equipos, especialmente en Coquimbo. Atacama tiene terrenos amplios y buena conexión con el resto del país.

Biobío destaca por tener una infraestructura muy completa, con parques industriales consolidados, buena red de transporte, servicios, y los puertos más grandes del sur de Chile, como el de Talcahuano, lo que facilita la importación de equipos y la ejecución de proyectos industriales. También tiene mejor disponibilidad de agua que el norte, lo que simplifica la operación. Su única desventaja es que es una zona más poblada, por lo que se debe planificar bien la ubicación para evitar conflictos con la comunidad.

4.3.4 Condiciones atmosféricas

El Norte Grande es la zona con mayor estabilidad de energía renovable del país, ya que la radiación solar es altamente constante durante todo el año, con poca variación estacional y días casi siempre despejados. Esto permite que la generación de energía solar tenga un patrón predecible y continuo. Además, la zona cuenta con algunos parques eólicos que, aunque menores, ayudan a suavizar las posibles variaciones (División Energías Renovables, 2017). En conjunto, el Norte Grande ofrece la energía renovable más estable y confiable, ideal para procesos DAC.

El Norte Chico también posee buena estabilidad de energía renovable, pero con mayor variabilidad que el Norte Grande. Atacama sigue teniendo un recurso solar muy estable, aunque en menor medida que en Antofagasta. La principal diferencia aparece en Coquimbo, donde la mayor presencia de nubes costeras, nieblas y variabilidad estacional reduce la consistencia del recurso solar. Sin embargo, esta zona posee un componente eólico que complementa los días con menor radiación. Esta combinación solar-eólica mejora la estabilidad general, por lo que el Norte Chico sigue siendo una región con buena estabilidad renovable, aunque no tan uniforme como el desierto más extremo.

Biobío presenta una estabilidad renovable mucho más variable que las regiones del norte. Su generación eólica e hidroeléctrica es abundante (División Energías Renovables, 2017), pero ambas fuentes son altamente estacionales, ya que la hidroelectricidad depende del régimen de lluvias y caudales, mientras que el viento presenta fuertes variaciones entre invierno y verano. Además, el

clima más húmedo y nuboso limita el aporte solar, lo que dificulta mantener un abastecimiento energético renovable constante a lo largo del año. Aunque la región tiene mucha capacidad instalada, la variabilidad es alta y requiere más respaldo térmico para asegurar continuidad. Por ello, Biobío ofrece energía renovable suficiente, pero con menor estabilidad operacional para una planta DAC.

4.3.5 Necesidad local

Las regiones del Norte Grande, Norte Chico y Biobío presentan una alta necesidad de mitigación climática según el Sistema Nacional Inventarios de GEI de Chile (2022), que las clasifica como regiones emisoras netas de gases de efecto invernadero. Esto significa que emiten más CO₂ del que pueden absorber, por lo que una planta DAC podría contribuir directamente a reducir ese exceso.

En el Norte Grande, la necesidad es particularmente elevada. El informe Emisiones de CO₂ en Chile de marzo de 2024 indica que Antofagasta es una de las regiones que más aporta a las emisiones del sector energético, principalmente por su actividad minera e infraestructura térmica (Vivanco Font, 2024). Además, la zona enfrenta altas temperaturas, estrés hídrico y un aumento sostenido de eventos extremos, lo que refuerza su urgencia climática.

En el Norte Chico, la necesidad local está fuertemente marcada por la megasequía y por el incremento de temperaturas. Aunque sus emisiones son menores que en Antofagasta o Biobío, sigue siendo un territorio clasificado como emisor neto según el SNI Chile, lo que combinado con su vulnerabilidad ambiental convierte a esta zona en un lugar donde una planta DAC tendría impacto.

En Biobío, la necesidad local es alta tanto por sus emisiones como por su inestabilidad climática. El informe de Vivanco (2024) identifica a esta región como una de las de mayor aporte nacional a las emisiones del sector energético, debido a su concentración de industrias como las de celulosa, siderurgia, puertos y generación eléctrica. A esto se suma su creciente riesgo climático, especialmente por incendios forestales cada vez más intensos.

En conjunto, se observa que estas tres zonas presentan altas emisiones o vulnerabilidad ambiental significativa, lo que justifica plenamente la selección de estas regiones para instalar una planta DAC.

Tabla 4.1 Comparación zonas para instalación

Zona	Energía disponible	Estabilidad energía	Disponibilidad de Agua	Infraestructura	Necesidad Local
Norte Grande	- Antofagasta: 10.036 MW (principalmente solar) - Tarapacá: 504 MW (solar)	Muy alta (solar extremadamente estable)	- 0 m ³ /s (requiere desalinización)	Puertos grandes y zonas industriales consolidadas	Muy alta (región emisora por minería y energía)
Norte Chico	- Atacama: 5.282 MW (solar) - Coquimbo: 2.091 MW (eólica)	Alta, pero más variable que el Norte Grande	- Atacama: 0 m ³ /s - Coquimbo: 33 m ³ /s	Infraestructura adecuada y puertos medianos	Media-alta (región emisora neta y sequía)
Biobío	- 5.241 MW (eólica + hidro)	Media (eólica/hidro dependientes del clima)	- 659 m ³ /s	Infraestructura industrial consolidada y puertos grandes	Alta (actividad industrial y emisiones por energía)

4.4 Zona recomendada

Tras el análisis realizado en la sección anterior, se observa que Antofagasta es la zona más adecuada para instalar una planta DAC, principalmente por su alta disponibilidad de energía limpia, con más de 10.000 MW de capacidad instalada, donde la mayoría son provenientes de energía solar. La región ofrece un suministro muy estable durante casi todo el año, ya que la radiación solar es de las más altas del país y presenta poca variación estacional, lo que facilita operar una planta que necesita un flujo constante de energía. Esta estabilidad energética reduce riesgos en la operación y permite planificar la producción de manera más predecible.

Otro punto clave es la infraestructura existente. Antofagasta cuenta con puertos grandes, zonas industriales desarrolladas y una cadena de proveedores acostumbrada a proyectos energéticos y mineros de gran escala. Esto permite recibir equipos, construir las instalaciones y mantenerlas sin las dificultades logísticas que aparecen en regiones con menor desarrollo industrial.

Respecto al agua, aunque la disponibilidad natural es prácticamente nula, en la región ya operan varias plantas desalinizadoras, utilizadas principalmente por la minería. Esto significa que existe experiencia e infraestructura para abastecer proyectos que necesitan agua, como es el caso de una planta DAC basada en absorbentes líquidos. La necesidad de usar agua de mar tratada no representa una barrera tan grande en esta región, porque el sistema de desalinización está ampliamente desarrollado.

Finalmente, la necesidad local también es un factor relevante. Antofagasta es una de las regiones con mayor aporte a las emisiones energéticas del país, como se observó en los documentos presentados anteriormente, y está clasificada como región emisora neta de GEI. Instalar una planta de captura de CO₂ en esta zona permitiría actuar en un territorio donde las emisiones son altas y donde las acciones de mitigación tienen un impacto más directo.

En conjunto, la combinación de energía abundante y estable, infraestructura consolidada, disponibilidad de agua mediante desalación y una necesidad climática significativa hacen que Antofagasta sea la opción más sólida para ubicar una planta DAC en Chile.



Figura 4.4 Zona industrial Antofagasta

Capítulo V

Conclusiones

El presente trabajo permitió evaluar, a través de simulación en Aspen Plus, la viabilidad técnica y eficiencia del proceso de Captura Directa de CO₂ del Aire (DAC) mediante absorción con MEA, analizando tanto el desempeño del sistema de captura como el consumo energético, que se presenta como su principal limitación. Los resultados muestran que, si bien la tecnología DAC es una herramienta prometedora para la mitigación del cambio climático, su implementación aún enfrenta desafíos importantes, especialmente en términos de eficiencia y consumo energético, el cual debe ser abastecido con fuentes renovables.

La simulación del proceso de absorción evidenció una alta capacidad de remoción de CO₂ en el absorbedor, pero una eficiencia global de captura del 61,1% al incorporar la recirculación del solvente en el sistema, debido a restricciones de convergencia y a la falta de optimización del diseño de los equipos. Esto se reflejó también en los requerimientos energéticos (188,2 MW), los cuales resultaron significativamente superiores a los reportados en la literatura, lo que confirma que la regeneración del solvente corresponde a la etapa más demandante del proceso. Estos resultados destacan la necesidad de profundizar en la optimización del modelo, mejorar el diseño de los strippers, evaluar estrategias de integración térmica y considerar sorbentes alternativos más adecuados para procesos DAC.

Por otro lado, el análisis territorial determinó que Antofagasta es la región más adecuada para instalar una planta DAC en Chile, debido a su amplia disponibilidad de energía renovable, infraestructura industrial y presencia de plantas desalinizadoras, además de ser una zona emisora neta de GEI.

En conjunto, este estudio confirma que la Captura Directa del Aire es una tecnología con potencial para contribuir a los objetivos de carbono-neutralidad, pero que aún requiere avances técnicos y una mejora en eficiencia energética para ser competitiva a gran escala. Por otro lado, Chile presenta condiciones particularmente favorables para su desarrollo, especialmente en el Norte Grande, donde la disponibilidad de energía solar podría compensar los altos requerimientos energéticos del proceso. Futuras investigaciones deberían enfocarse en mejorar los modelos de simulación, evaluar configuraciones alternativas y analizar solventes más adecuados para DAC, con el fin de lograr estimaciones más realistas y así avanzar hacia una implementación efectiva de esta tecnología en el país.

Referencias

- Abdullatif, F. A., Balogun, A. O., Lee, S. Y., & Lee, C. H. (2023). Emerging trends in direct air capture of CO₂: A review of technology options targeting net-zero emissions. *RSC Advances*, 13, 2747–2766.
- Bisotti, F., Hoff, K. A., Mathisen, A., & Hovland, J. (2024). Direct Air capture (DAC) deployment: A review of the industrial deployment. *Chemical Engineering Science*, 283.
- Boisier, J. P., Álvarez-Garreton, C., Marinao, R., & Galleguillos, M. (2025). Increasing water stress in Chile revealed by novel datasets of water availability, land use and water use. *Hydrology and Earth System Sciences*, 29, 5185–5212.
- Centro de Ciencia del Clima y la Resiliencia (CR2). (2023). *Sequías y Seguridad Hídrica en Chile*. Obtenido de Portal del Agua: <https://seguridadhidrica.cr2.cl/portaagua/>
- Chao, C., Deng, Y., Dewil, R., Baeyens, J., & Fan, X. (2021). Post-combustion carbon capture. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138.
- Climate Central. (2022). *Peak CO₂ & Heat-trapping Emissions*. Obtenido de Climate Matters: <https://www.climatecentral.org/climate-matters/peak-co2-heat-trapping-emissions?lang=en>
- Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). (2024). *Reporte Energético SEN – Diciembre 2024*. Obtenido de https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/12/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Dic24.pdf
- División Energías Renovables. (2017). *Compendio Cartográfico Regionalizado Proyectos de Energías Renovables en Chile*. Ministerio de Energía. Obtenido de https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/compendio_cartografico_der_junio_2017.pdf
- Dubey, A., & Arora, A. (2022). Advancements in carbon capture technologies: A review. *Journal of Cleaner Production*, 373.
- Dziejarski, B., Krzyżyńska, R., & Andersson, K. (2023). Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment. *Fuel*, 342.
- Educational Institute for Equipment and Process Design. (s.f.). *Electrolyte in Aspen Plus*. Obtenido de <https://eiepd.com/wp-content/uploads/2023/11/Electrolytes.pdf>

- Elfving, J., Bajamundi, C., Kauppinen, J., & Sainio, T. (2017). Modelling of equilibrium working capacity of PSA, TSA and TVSA processes for CO₂ adsorption under direct air capture conditions. *Journal of CO₂ Utilization*, 22, 270-277.
- International Energy Agency (IEA). (2024). *Direct Air Capture: A key technology for net zero*. Obtenido de www.iea.org
- Jansen, D., Gazzani, M., Manzolini, G., Dijk, E. v., & Carbo, M. (2015). Pre-combustion CO₂ Capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40, 167-187.
- Keith, D. W., Holmes, G., St. Angelo, D., & Heidel, K. (2018). A process for capturing CO₂ from the atmosphere. *Joule*, 2, 1573–1594.
- Lackner, K. S., Grimes, P., & Ziock, H. J. (1999). Carbon Dioxide Extraction From Air: Is It An Option? *Proceedings of the 24th Annual Technical Conference on Coal Utilization and Fuel Systems*. Clearwater, Florida, Estados Unidos: Los Alamos National Laboratory.
- Lee, H., & Romero, J. (2023). *Sections. In: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. doi:10.59327/IPCC/AR6-9789291691647
- Li, G., & Yao, J. (2024). Direct Air Capture (DAC) for Achieving Net-Zero CO₂ Emissions: Advances, Applications, and Challenges. *Eng*, 5, 1298-1336.
- Lv, B., Guo, B., Zhou, Z., & Jing, G. (2015). Mechanisms of CO₂ Capture into Monoethanolamine Solution with Different CO₂ Loading during the Absorption/Desorption Processes. *Environmental Science & Technology*, 49, 10728–10735.
- Majnoon, A., Hajinezhad, A., & Farhan Moosavian, S. (2024). Simulation model of carbon capture with MEA and the effect of temperature and duty on efficiency. *Future Energy*, 3, 37-47.
- Mann, M. E., Bradley, R. S., & Hughes, M. K. (1998). *Global-scale temperature patterns and climate forcing over the past six centuries*. Macmillan Publishers.
- McQueen, N., Gomes, K. V., McCormick, C., Blumanthal, K., Pisciotta, M., & Wilcox, J. (2021). A review of direct air capture (DAC): scaling up commercial technologies and innovating for the future. *Progress in Energy*, 3.

- Naciones Unidas (ONU). (2015). *Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC)*. París: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC).
- NASA Science Editorial Team. (27 de Febrero de 2020). *Milankovitch (Orbital) Cycles and Their Role in Earth's Climate*. Obtenido de <https://science.nasa.gov/science-research/earth-science/milankovitch-orbital-cycles-and-their-role-in-earths-climate/>
- Samari, M., Ridha, F., Manovic, V., Macchi, A., & Anthony, E. J. (2020). Direct capture of carbon dioxide from air via lime-based sorbents. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 25, 25–41.
- Sanz-Perez, E. S., Murdock, C. R., Didas, S. A., & Jones, C. W. (2016). Direct Capture of CO₂ from Ambient Air. *Chemical Reviews*, 19, 11840–11876.
- Shi, W. K., Zhang, X. J., Liu, X., Wei, S., Shi, X., Wu, C., & Jiang, L. (2023). Temperature-vacuum swing adsorption for direct air capture by using low-grade heat. *Journal of Cleaner Production*, 414.
- SNICHile. (2022). *Resultados Regionales*. Obtenido de Ministerio del Medio Ambiente: <https://snichile.mma.gob.cl/resultados-regionales/>
- Strunk, W., & White, E. B. (2000). *The Elements of Style* (4th ed.). New York: Longman.
- U.S. Global Change Research Program. (2014). *Climate Change Impacts in the United States: The Third National Climate Assessment*. U.S. Government Printing Office. Obtenido de <https://nca2014.globalchange.gov/report>
- Van der Geer, J., Hanraads, J. A., & Lupton, R. A. (2010). The art of writing a scientific article. *Journal of Scientific Communications*, 163, 51-59.
- Vivanco Font, E. (2024). *Emisiones de CO₂ en Chile - Generación a nivel regional y principales fuentes emisoras*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

Anexo

Especificaciones simulación

A.1 Absorbedor

Setup options

Calculation type

Rate-Based

Number of stages

22

Stage Wizard

Condenser

None

Reboiler

None

Valid phases

Vapor-Liquid

Convergence

Standard

Operating specifications

Free water reflux ratio

0

Feed Basis

Figura A.1 Especificaciones absorbedor

	Name	Start Stage	End Stage	Mode	Internal Type	Tray/Packing Type	Tray Details	
							Number of Passes	Number of Downcomers
	CS-1	1	22	Rating	Packed	PALL		

Figura A.2 Diseño absorbedor

Packing Details			Tray Spacing/Section Packed Height		Diameter	
Vendor	Material	Dimension				
MTL	METAL	2-IN OR 50-I	16	meter	20	meter

Figura A.3 Dimensiones absorbedor

A.2 Stripper 1

Setup options			
Calculation type	Equilibrium		
Number of stages	26	Stage Wizard	
Condenser	Partial-Vapor		
Reboiler	Kettle		
Valid phases	Vapor-Liquid		
Convergence	Standard		

Operating specifications			
Distillate rate	Mole	9000	kmol/hr
Reboiler duty		3,5e+10	cal/sec
Free water reflux ratio	0		Feed Basis

Figura A.4 Especificaciones stripper 1

A.3 Stripper 2

Setup options			
Calculation type	Equilibrium		
Number of stages	22	Stage Wizard	
Condenser	Partial-Vapor		
Reboiler	Kettle		
Valid phases	Vapor-Liquid		
Convergence	Standard		

Operating specifications			
Distillate rate	Mole	350	kmol/hr
Reboiler duty		1e+09	cal/sec
Free water reflux ratio	0		Feed Basis

Figura A.5 Especificaciones stripper 2