



Ministerio de Industria, Energía y Minería



Fomentado por:



Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima

en virtud de una decisión del Bundestag alemán

Implementado por



ANÁLISIS DE LA DISPONIBILIDAD DE CO₂ PARA LA PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE H₂ VERDE EN URUGUAY



IMPRINT

Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:
Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Domicilios de la Sociedad:
Bonn y Eschborn, Alemania

International PtX Hub
Potsdamer Platz 10
10785 Berlin, Alemania
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@ptx-hub.org
I www.ptx-hub.org

Responsable :
Verónica Vukasovic & Diego Messina (International PtX Hub)

Investigador:



Registro de Propiedad Intelectual Inscripción: febrero 2024
Primera edición digital: 978-956-8066-62-8

El International PtX Hub es implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en nombre del Ministerio Federal Alemán de Asuntos Económicos y Acción Climática (BMWK). Financiado por la Iniciativa Internacional sobre el Clima (Internationale Klimaschutzinitiative, IKI), El International PtX Hub es una contribución a la Estrategia Nacional Alemana del Hidrógeno de 2020 y representa uno de los cuatro pilares del programa de acción PtX de la BMUV iniciado en 2019.

Las opiniones y recomendaciones expresadas no reflejan necesariamente las posiciones de las instituciones encargantes o de la agencia implementadora.

Montevideo Uruguay, noviembre de 2023



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



Índice

1. Resumen ejecutivo (esp/eng)	10
1.1. Resumen ejecutivo	10
1.2. Executive summary	12
2. Introducción	16
2.1. Antecedentes	16
2.2. Objetivo general	17
2.3. Objetivos específicos	17
2.4. Principales actividades	17
2.5. Organización del Informe	18
3. Recopilación bibliográfica y de referencias internacionales	20
3.1. Captura y almacenamiento/utilización de CO ₂	20
3.2. Cadena de valor del proceso Carbon Capture and Utilization	22
3.3. Clasificación y caracterización de las fuentes de CO ₂	22
3.4. Revisión bibliográfica de tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO ₂	26
4. Identificación y georreferenciación de los puntos de generación de CO₂ biogénico y no biogénico	39
4.1. Metodología	39
4.2. Análisis de información secundaria	40
4.3. Análisis sectoriales	46
4.4. Entrevistas calificadas	46
4.5. Georreferenciación, Caracterización & Cuantificación	47
5. Identificación y descripción de las tecnologías disponibles	51
5.1. Captura de CO ₂ de fuentes biogénicas y no-biogénicas inevitables identificadas en Uruguay	51
5.2. Descripción y particularidades de la tecnología de absorción química por aminas	62
6. Selección del caso de estudio	65
6.1. Principales características del proyecto	65
7. La cadena de valor	67
7.1. Principales segmentos y fronteras del estudio	67
7.2. Generación eléctrica y electrólisis	68
7.3. Captura de CO ₂	69
7.4. Licuefacción, almacenamiento y transporte de CO ₂	70
7.5. Síntesis de metanol	71
8. Análisis técnico-económico	75
8.1. Dimensionamiento de las plantas principales	75
8.2. Dimensionamiento de la planta de captura de CO ₂	76
8.3. Estimación de costos	78
8.4. Metodología para el cómputo de los costos nivelados de captura de CO ₂ y metanol verde	81



8.5.	Resultados	82
8.6.	Análisis de sensibilidad	85
9.	Síntesis y consideraciones finales	90
9.1.	Identificación y georreferenciación de los puntos de generación de CO ₂ biogénico y no biogénico ..	90
9.2.	Identificación y descripción de las tecnologías disponibles	91
9.3.	Definición del caso de estudio	92
9.4.	La cadena de valor	92
9.5.	La captura de CO ₂	93
9.6.	Análisis técnico-económico	93
9.7.	Resultados	93
9.8.	Recomendaciones para futuros análisis	94
10.	ANEXO 1 – Análisis sectoriales	96
10.1.	Sector Papel & Celulosa	96
10.2.	Sector eléctrico (centrales que generan a partir de biomasa)	98
10.3.	Sector Cemento	100
10.4.	Sector de Piedra Caliza	103
10.5.	Sector Frigorífico	103
10.6.	Procesos fermentativos	106
10.7.	Aserraderos	107
10.8.	Otros procesos emisores de CO ₂ de interés para el estudio: los casos de estudios asociados a las corrientes de biogás	109
11.	Bibliografía	111



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



Ministerio Federal
de Economía
y Protección del Clima

en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Índice de tablas

Tabla 1: Concentraciones de CO ₂ , presión total y principales contaminantes de la corriente, para distintas fuentes puntuales de emisión.	25
Tabla 2: Plantas CCU/CCU a nivel mundial en operación en la actualidad	34
Tabla 3: Diámetro del ducto en función del caudal a transportar y la distancia.	36
Tabla 4: Uruguay – composición del total de emisiones de CO ₂ en Mt).	42
Tabla 5: Consumo energético de leña y biomasa para principales sectores.	44
Tabla 6: Emisiones CO ₂ por sector	47
Tabla 7: Características de las fuentes de emisión de CO ₂ del proceso de producción de celulosa	53
Tabla 8: Comparación de métodos de captura para la industria del cemento	60
Tabla 9: Tabla resumen aspectos relevantes del caso	65
Tabla 10: Dimensionamiento de los equipos incluidos en la planta de captura de CO ₂	77
Tabla 11: Condiciones operativas de los distintos sectores de la planta de captura de CO ₂	77
Tabla 12: Cargas térmicas calculadas en los equipos con necesidad de refrigeración externa	78
Tabla 13: Costo instalado (EIC) de los equipos y CAPEX de la planta de captura de CO ₂	79
Tabla 14: Parámetros considerados para el cálculo del OPEX de la planta de captura de CO ₂	79
Tabla 15: Costo de operación (OPEX) de los equipos de la planta de captura de CO ₂	79
Tabla 16: Costos asociados a las demás plantas del proceso de producción de metanol verde.	80
Tabla 17: Costos nivelados de captura, licuefacción y transporte de CO ₂	82
Tabla 18: Estimación inversiones para caso de estudio.	84

Índice de figuras

Figura 1: Principales actividades del estudio.	17
Figura 2: Alternativas de uso (CCU) y almacenamiento de CO ₂ (CCS).	21
Figura 3: Cadena de valor de CO ₂ para el proceso de CCU.....	22
Figura 4: Estrategias de captura de CO ₂	28
Figura 5: Captura de CO ₂ por absorción química/física	29
Figura 6: Captura de CO ₂ mediante adsorción para un caso de PSA	30
Figura 7: Captura de CO ₂ por separación con membranas	31
Figura 8: Captura de CO ₂ por destilación criogénica.....	32
Figura 9: Captura de CO ₂ por combustión con bucle químico.....	33
Figura 10: Captura de CO ₂ por bucle de calcio.	33
Figura 11: Metodología para la identificación y georreferenciación de puntos de generación de CO ₂	40
Figura 12: Evolución de las emisiones de GEI 1990-2019 en Mt de CO ₂	41
Figura 13: Evolución emisiones CO ₂ por quema de combustibles en Mt - periodo 1990-2021	44
Figura 14: Consumo energético por uso y sector	45
Figura 15: Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas inevitables	48
Figura 16: Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas inevitables, sin considerar pasteras.	48
Figura 17: Esquema del proceso de producción de celulosa, elaboración propia	52
Figura 18: Esquema simplificado del proceso de producción de madera aserrada	55
Figura 19: Representación simplificada de un sistema de absorción por aminas	63
Figura 20: Esquema de los principales procesos y foco de estudio.....	67
Figura 21: Proceso de captura de CO ₂ por la absorción química con aminas	70
Figura 22: Proceso de síntesis de metanol por hidrogenación de CO ₂	72



Figura 23: Dimensionamiento conceptual de la planta de producción de metanol a partir de CO ₂ capturado en el caso de estudio.....	76
Figura 24: Aspectos considerados para análisis tecno-económico.....	81
Figura 25: Distribución de CAPEX por equipamiento para planta de captura de CO ₂	82
Figura 26: Desagregación del costo de captura de carbono, sin considerar licuefacción ni transporte.....	83
Figura 27: Componentes de costos del proceso de síntesis de metanol.....	84
Figura 28: CAPEX por segmento de la cadena de valor.....	84
Figura 29: Desagregación del LCOMeOH por concepto.....	85
Figura 30: Análisis de sensibilidad del LCOCO ₂ respecto a CAPEX y OPEX de reposición y deposición de aminas.....	85
Figura 31: Análisis de sensibilidad del LCOCO ₂ respecto al costo de vapor y de electricidad.....	86
Figura 32: Análisis de impacto de la tasa de descuento.....	86
Figura 33: Análisis de sensibilidad del LCOMeOH respecto al LCOH y LCOCO ₂	87
Figura 34: Evolución del precio del metanol gris en mercados internacionales.....	87
Figura 35: Costo estimado de e-metanol en hoja de ruta de Uruguay.....	88
Figura 36: Tasas de impuesto al carbono (USD).....	88
Figura 37: Evolución del consumo final por energético.....	97
Figura 38: Evolución consumo combustible papel y celulosa.....	98
Figura 39: Energía vertida a red, centrales de biomasa.....	99
Figura 40: Evolución consumo combustible autoproducción.....	100
Figura 41: Producción de Clinker por planta ANCAP.....	101
Figura 42: Destino de cemento producido por ANCAP.....	101
Figura 43: Combustible utilizado en la industria de cemento.....	102
Figura 44: Usos y combustibles industria frigorífica.....	104
Figura 45: Cabezas faenadas principales frigoríficos Uruguay.....	105
Figura 46: Evolución consumo energético por combustible en la industria frigorífica.....	105
Figura 47: Evolución consumo energético por combustible en la industria de la madera.....	109

Acrónimos y Abreviaciones

AFOLU	Agricultura, Silvicultura y Otros Usos de la Tierra
ALUR	Alcoholes Uruguay
aMDEA	Metildietanolamina activada
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
AP	Autoproducción
	Asociación Uruguaya de Generadores Privados de Energía Eléctrica
AUGPEE	
BECCS	<i>Bioenergy with Carbon Capture and Storage</i>
BEN	Balance Energético Nacional
BEU	Balance de Energía Útil
CaCO₃	Piedra caliza
CaL	<i>Calcium Looping</i>
CAPEX	Capital Expenditure
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CCU	<i>Carbon Capture and Utilization</i>
CCUS	<i>Carbon Capture Utilization and Storage</i>
CO₂	Dióxido de carbono
COP	<i>Conference of the Parties</i>
CTR	Central Térmica de Respaldo
DAC	<i>Direct Air Capture</i>
DEA	Dietanolamina
DGA	Diglicolamina
DIPA	Diisopropanolamina
DNE	Dirección Nacional de Energía
E	Energía
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
ETS	<i>Emission Trade System</i>
FBR	<i>Fluidized Bed Reactor</i>
FGD	<i>Flue Gas Desulfurization</i>
GEI	Gases de Efecto Invernadero
H₂V	Hidrógeno Verde
GIZ	Sociedad Alemana de Cooperación Internacional
GN	Gas Natural
GNL	Gas Natural Licuado
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IGCC	<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>
INGEI	Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPPU	Procesos Industriales y Uso de Productos
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCOCO₂	<i>Costo nivelado de dióxido de carbono</i>
LCOE	<i>Costo nivelado de electricidad</i>
LCOH	<i>Costo nivelado de Hidrógeno</i>
LCOMeOH	<i>Costo nivelado de metanol</i>
MDEA	Metildietanolamina
MEA	Monoetanolamina
MGAP	Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MMA	Ministerio de Medio Ambiente
MOF	<i>Metal Organic Framework</i>
MPa	Mega Pascal



Mt	Millon de toneladas
Mta	Millon de toneladas anuales
PI	Partidas Informativas
ppm	Partes por millón
PSA	<i>Pressure Swing Adsorption</i>
PTI A	Punta del Tigre A
PTI B	Punta del Tigre B
SCR	<i>SelectiveCatalyticReduction</i>
SP	Servicio Público
TEA	Trietanolamina
tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
TRL	<i>TechnologyReadinessLevel</i>
TSA	<i>Temperature Swing Adsorption</i>
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VOC	Compuestos orgánicos volátiles
VSA	<i>Vacuum Swing Adsorption</i>

1

RESUMEN EJECUTIVO EXECUTIVE SUMMARY



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



1. Resumen ejecutivo (esp/eng)

1.1. Resumen ejecutivo

1.1.1. Objetivo del estudio

El hidrógeno verde (H2V) y sus derivados se han posicionado como una de las principales alternativas para desfosilizar sectores de difícil electrificación; en particular el transporte marítimo, aéreo y pesado e industrias tales como la del cemento, el acero y los fertilizantes nitrogenados. Varios países han introducido metas exigentes en cuanto a la incorporación de estos productos en su matriz energética y productiva. En algunos casos, se prevé que esta demanda proyectada supere las capacidades de producción del país en cuestión, transformándolo en un importador de estos productos (se destacan Alemania, Corea del Sur y Japón). Desde este punto de vista, la producción de hidrógeno verde y sus derivados representa una gran oportunidad para Uruguay aprovechando su matriz eléctrica con gran penetración de energía renovables, disponibilidad de agua y disponibilidad de fuentes de emisiones de carbono biogénicas para la producción de derivados de H2V.

El hidrógeno presenta desafíos significativos para su almacenamiento y transporte en grandes volúmenes y largas distancias debido a varias razones, como su baja densidad energética por unidad de volumen, su propensión a fugarse con facilidad y su inflamabilidad. En este escenario, los derivados del hidrógeno emergen como el principal medio para aprovechar sus beneficios y superar sus desventajas principales. Sin embargo, como contrapartida, la producción de ciertos derivados puede requerir la incorporación de CO₂, como es el caso del metanol, derivado planteado en la hoja de ruta del hidrógeno verde en Uruguay.

Este trabajo busca identificar, cuantificar y georreferenciar las principales fuentes de CO₂ en Uruguay, proporcionando un aporte sustancial al desarrollo de estos proyectos en el país. A su vez, se desarrolla un caso de estudio de producción de metanol con foco en el proceso de captura de CO₂, incluyendo el dimensionamiento de los equipos principales y un análisis técnico-económico a nivel de prefactibilidad.

1.1.2. Mercado de CO₂ en Uruguay

El total de emisiones de CO₂ estimadas para el año 2024 (UPM2 produciendo en régimen normal) es de 21,3 Mta, de las cuales 11, 3 Mta corresponden a emisiones de CO₂ biogénico y no biogénico inevitable. Los 10 Mta restantes corresponden a emisiones de CO₂ no biogénico evitable, fuera de consideración para este estudio.

Las tres empresas productoras de pasta para papel emiten 9.36 Mta de CO₂ representando el 82% del total de emisiones del mercado relevante. Gran parte del resto de las emisiones, se encuentran distribuidas en algunos conglomerados industriales, destacándose:

- **Conglomerado Norte (Tacuarembó y Rivera):** 0.6 Mta (5% del total); Sectores: aserraderos, generación eléctrica en base a residuos de biomasa y frigorífico.
- **Conglomerado Litoral Norte (Paysandú y Artigas):** 0.4 Mta (4% del total); Sectores: biocombustibles y cemento.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



- **Conglomerado Este (Lavalleja y Treinta y Tres):** 0.4 Mta (4% del total); Sectores: cementeras, caleras y producción de cerveza.
- **Resto (disperso):** 0,6 Mta (5% del total); Sectores: molinos, frigoríficos y aserraderos.

1.1.3. Definición del caso de estudio

De acuerdo con el relevamiento realizado, en Uruguay existen pocos establecimientos que superan las 0.10 Mta CO₂ anuales, límite inferior recomendado por IEAGHG para viabilizar económicamente un emprendimiento de captura de CO₂ para su posterior combinación con H₂ y transformación en combustible sintético. Como caso de estudio se ha considerado un establecimiento que emite 0.264 Mta de CO₂, provenientes de la combustión de biomasa para generar vapor y energía eléctrica.

1.1.4. Proceso de captura de CO₂

En cuanto a la estrategia de captura, en general se prefieren las estrategias post-combustión, dado que en el marco de este proyecto se analizan plantas ya establecidas en funcionamiento (estrategias de pre- y oxi-combustión en general implican cambios en el diseño del proceso).

Para los sectores identificados como más relevantes se sugieren tecnologías de captura por absorción con aminas. La selección está basada en el carácter en general diluido del CO₂ en las corrientes y en el grado de madurez que presentan estas tecnologías. Aunque no se hayan adoptado estas tecnologías aún para la producción de derivados de hidrógeno, o que su adopción sea aún incipiente, la experiencia que existe para su operación en otros sectores ya establecidos puede resultar un aporte muy valioso.

1.1.5. Análisis técnico-económico

Se realizó el dimensionamiento de los equipos principales del proceso de captura de CO₂ y se estimaron sus costos (equipos más instalación). Los equipos más relevantes en cuanto a su incidencia en los costos totales de captura son: el intercambiador de calor, el rebullidor (es el equipo donde se aporta el calor para la regeneración de las aminas) y la columna absorbidora. En conjunto suman el 73% de las inversiones en equipamiento de la planta. Los costos correspondientes al vapor necesario para la regeneración de la corriente de aminas en el rebullidor dominan los costos operativos (alrededor del 60% del total).

1.1.6. Resultados

- **Costo nivelado de captura de CO₂.** El costo obtenido es de **73.57 USD/ tCO₂**. El costo de licuefacción y transporte (100km por camión) suman **26.72 USD/t CO₂**.
- **Costo nivelado de metanol verde.** Las principales variables que influyen sobre este costo son:
 - El costo de producción de hidrógeno verde explica cerca del **70%** del costo total de metanol verde.
 - El costo nivelado de captura (y transporte de ser necesario) del CO₂, representa en promedio un **15-20%**.
 - Las inversiones necesarias en el equipamiento para la síntesis del metanol (proceso de hidrogenación catalítica de CO₂, se considera sector de purificación), **5%**.
 - Costo de la electricidad y otros OPEX del proceso de síntesis, **5%**.



- **Influencia del costo de los insumos (H₂ y CO₂) en el costo del producto final (metanol).** Un incremento del 100% en el costo de captura de CO₂, impacta en menos de un 25% sobre el costo del metanol. En cambio, un aumento del 100% en el costo de producción del hidrógeno, representa un aumento superior al 65% en el costo final del metanol.
- **Los segmentos de generación de energía eléctrica renovable y el proceso de electrólisis para la producción de hidrógeno concentran la mayor parte de la inversión necesaria (aproximadamente el 90%).** El proceso de captura de CO₂ y el propio proceso de síntesis de metanol constituyen el 10% restante.
- **Consumo eléctrico.** Los procesos industriales asociados a la producción de hidrógeno verde y derivados requieren de suministro eléctrico. Sin embargo, se destaca que el **95%** del consumo eléctrico total corresponde al proceso de electrólisis.

1.2. Executive summary

1.2.1. The purpose of the study

Green hydrogen (GH₂) and its derivatives have been identified as primary alternatives to decarbonize “hard-to-abate” sectors that are challenging to electrify, especially maritime, air, heavy transport, and industries like cement, steel, and nitrogen fertilizers. Several countries have set ambitious goals for integrating these products into their energy and production systems. The anticipated hydrogen demand is likely to surpass the country's production capacities (notably Germany, South Korea, and Japan). From this perspective, the production of green hydrogen and its derivatives presents a significant opportunity for Uruguay. Leveraging on its robust electrical infrastructure with extensive renewable energy penetration, ample water resources, and sources of biogenic carbon emissions, Uruguay can produce GH₂ derivatives for export.

Hydrogen presents significant challenges for storage and transportation in large volumes and long distances due to several reasons, such as its low energy density per unit volume, its propensity to leak easily, and its flammability. In this scenario, hydrogen derivatives emerge as the main energy carriers to take advantage of its benefits and overcome its main disadvantages. However, as a counterpart, the production of certain derivatives may require the incorporation of CO₂. Such is the case of methanol, proposed in the Uruguayan green hydrogen roadmap.

This work seeks to identify, quantify and georeference the main sources of CO₂ in Uruguay, providing a substantial contribution to the development of these projects in the country. At the same time, a case study of methanol production is developed, focusing on the CO₂ capture process. Sizing of the main equipment and a technical-economic analysis at the pre-feasibility level are included.

1.2.2. CO₂ market in Uruguay

Total CO₂ emissions estimations for the year 2024 (UPM2 producing in normal regime) are 21.3 Mta of which 11.3 Mta correspond to biogenic or unavoidable non-biogenic CO₂ emissions. The remaining 10 Mta corresponds to avoidable non-biogenic CO₂ emissions, which are not considered for this study.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



The three paper-pulp producing companies emit 9.36 Mta of CO₂, representing 82% of the total emissions of the relevant market. A great part of the rest of the emissions are distributed in some industrial conglomerates, highlighting:

- **Northern Conglomerate (Tacuarembó and Rivera):** 0.6 Mta (5% of the total); Sectors: sawmills, electricity generation based on biomass waste and meat processing plants.
- **North Coast Conglomerate (Paysandú and Artigas):** 0.4 Mta (4% of the total); Sectors: biofuels and cement.
- **East Conglomerate (Lavalleja and Treinta y Tres):** 0.4 Mta (4% of the total); Sectors: cement, lime and beer production.
- **Rest (dispersed):** 0.6 Mta (5% of the total); Sectors: mills, meat processing plants and sawmills.

1.2.3. Definition of the case study

According to the analysis carried out, in Uruguay there are few establishments that exceed 0.10 Mta CO₂ per year, the lower limit recommended by IEAGHG to economically make a CO₂ capture project viable for its subsequent combination with H₂ and transformation into synthetic fuel. As a case study, an establishment that emits 0.264 Mta of CO₂ has been considered, coming from the combustion of biomass to generate steam and electrical energy.

1.2.4. CO₂ capture process

Regarding the capture strategy, post-combustion strategies are generally preferred, given that within the framework of this project plants that are already in operation are analyzed (pre- and ox-combustion strategies generally imply changes in the design of the process).

For the sectors identified as most relevant, capture technologies by absorption with amines are suggested. The selection is based on the generally dilute character of the CO₂ in the air flows and the degree of maturity that these technologies present. Although these technologies have not yet been adopted to produce hydrogen derivatives, or their adoption is still incipient, the experience that exists for their operation in other already established sectors can be a very valuable contribution.

1.2.5. Technical-economic analysis

The sizing of the main process equipment involved in the CO₂ capture process was carried out along with the estimation of its costs (equipment plus installation). The most relevant equipments in terms of its impact on the total capture costs are: the heat exchanger, the reboiler (it is the equipment where heat is provided for the regeneration of the amines) and the absorber column. Together they account for 73% of the investments in plant equipment. The costs corresponding to the steam necessary for the regeneration of the amine stream in the reboiler dominate the operating costs (around 60% of the total).

1.2.6. Results

- **Levelized cost of CO₂ capture.** The cost obtained is **73.57 USD/tCO₂**. The cost of liquefaction and transportation (100km) totals **26.72 USD/tCO₂**.
- **Levelized cost of green methanol.** The main variables that influence this cost are:
 - The cost of green hydrogen production explains about **70%** of the total cost of green methanol.
 - The levelized cost of capturing (and transporting if necessary) CO₂, representing approximately **15-20%**.
 - The necessary investments in the equipment for the synthesis of methanol (catalytic CO₂ hydrogenation, a purification process is considered), **5%**
 - Cost of electricity and other OPEX of the synthesis process, **5%**.
- **Influence in the cost of inputs (H₂ and CO₂) in the cost of the final product (methanol).** A 100% increase in the cost of CO₂ capture impacts less than 25% on the cost of methanol. On the other hand, a 100% increase in the production cost of hydrogen represents an increase of more than 65% in the final cost of methanol.
- **The segments of renewable electrical energy generation and the electrolysis process for hydrogen production concentrate the majority of the necessary investment (approximately 90%).** The CO₂ capture process and the methanol synthesis process itself constitute the remaining 10%.
- **Electrical consumption.** The industrial processes associated with the production of green hydrogen and derivatives require an electricity supply. However, it is highlighted that **95%** of the total electrical consumption corresponds to the electrolysis process.

2

INTRODUCCIÓN

En esta sección se establece el alcance de este Informe y las actividades que comprende.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



2. Introducción

2.1. Antecedentes

Los compromisos internacionales de reducción de emisiones de gases efecto invernadero establecidos por las diferentes naciones signatarias del Acuerdo de París para 2050, llevan a la necesidad de impulsar cambios acelerados y significativos, tanto respecto a las fuentes de energía utilizadas como al uso de materias primas sostenibles, consumidas en distintos procesos industriales. En este marco, el hidrógeno verde (H₂V), producido a partir de agua y energías renovables, ofrece la posibilidad de descarbonizar distintos usos y sectores (transporte, energía térmica, energía industrial, materias primas y estabilización de redes eléctricas). De esta manera, se ha posicionado como un vector energético de gran relevancia en la agenda global, en especial para aquellos sectores donde la descarbonización mediante electrificación o uso de renovables de forma directa es más compleja.

Uruguay ha reemplazado el uso de combustibles fósiles en su matriz eléctrica sustancialmente, y se ha posicionado en un lugar destacado a nivel mundial, con un 97% de participación de las energías renovables (promedio periodo 2017-2020). Esta característica, entre otras, es una ventaja competitiva, para la producción del H₂V y sus derivados en Uruguay, con fines de exportación y/o de abastecimiento del mercado interno. Uruguay posee ventajas competitivas significativas como potencial productor y exportador:

1. Matriz energética con una alta participación de fuentes de energía renovable.
2. Potencial de instalar nueva generación con fuentes renovables y complementariedad de recursos eólico y solar.
3. Alta disponibilidad del recurso hídrico.
4. Disponibilidad de CO₂ de origen biogénico.
5. Aspectos logísticos, estabilidad política y otros que facilitan el desarrollo de este tipo de iniciativas.

A partir de esto, Uruguay ha elaborado una Hoja de Ruta para el hidrógeno verde, que establece metas productivas para el corto, mediano y largo plazo, para abastecer de H₂ verde y derivados tanto en el mercado local como en el internacional. La Hoja de Ruta fue puesta en consulta pública, ha sido discutida en talleres con los principales actores del sector y presentada a todos los partidos políticos, así como el Parlamento y Congreso de Intendentes.

En este marco, con el objetivo de contribuir al desarrollo de la industria asociada a la producción de H₂V y sus derivados, se considera relevante el análisis de la disponibilidad de CO₂ que pueda abastecer la producción de metanol y combustibles sintéticos renovables. De esta manera, se espera identificar los sectores con mayor potencial de suministrar este insumo y los requerimientos y barreras que deben superarse para la implementación de proyectos PtX bajo condiciones óptimas.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



2.2. Objetivo general

El objetivo general del estudio es analizar la disponibilidad, respecto a cantidad y calidad, de CO₂ provenientes de fuentes fijas para abastecer la producción de derivados del H₂V en Uruguay. Además, se desarrolla un caso de estudio de captación, procesamiento y uso de CO₂ para la producción de derivados de Hidrógeno verde, incluyendo la evaluación de la viabilidad técnica y económica a nivel de prefactibilidad.

2.3. Objetivos específicos

Los objetivos específicos del estudio son:

- Identificar los sectores con mayor emisión de CO₂ y potencial de ser utilizado en la producción de metanol, combustibles sintéticos, fertilizantes y otros derivados de la producción de hidrógeno verde en Uruguay. Cuantificar la disponibilidad, en cuanto a cantidad y calidad, y caracterizar las fuentes de CO₂ biogénico y no biogénico, discriminando este último entre evitable e inevitable.
- Determinar la productividad del CO₂ neto en la obtención de los distintos derivados del Hidrógeno.
- Analizar las distintas tecnologías para la captura y procesamiento del CO₂ para su uso en la producción de derivados del H₂V, identificando los requerimientos y principales barreras a superar.
- Evaluar la viabilidad técnica y económica, a través del estudio de un caso concreto, de posibles alternativas tecnológicas a ser implementadas.

2.4. Principales actividades

Para el cumplimiento de los objetivos anteriormente mencionados, es necesario realizar las siguientes actividades:

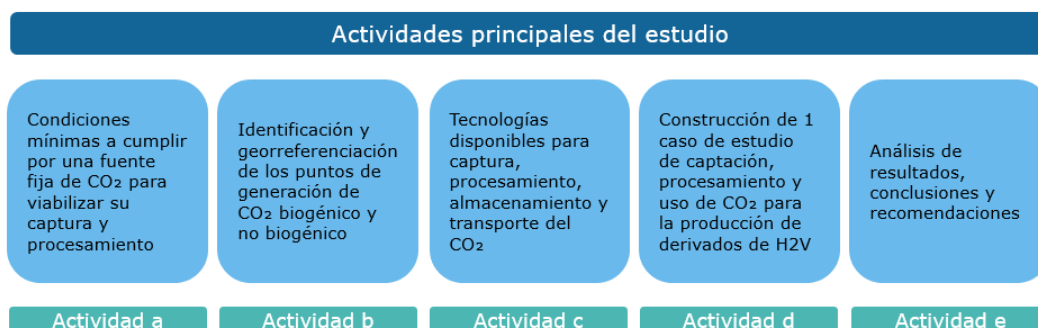


Figura 1: Principales actividades del estudio



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



2.5. Organización del Informe

Este documento se ha organizado de la siguiente manera:

1. Introducción: esta sección.
2. Recopilación bibliográfica y de referencias internacionales: comprende la revisión de la literatura con referencia a tecnologías de captura y almacenamiento / utilización de CO₂, incluyendo alternativas para la logística de transporte. Presenta también la clasificación de las fuentes de CO₂.
3. Identificación y georreferenciación de los puntos de generación de CO₂ biogénico y no biogénico inevitable: metodología seguida para el análisis (información secundaria, análisis sectoriales y entrevistas calificadas), mapa georreferenciado y caracterización de los puntos de emisión de CO₂.
4. Identificación de las tecnologías de captura disponibles y más apropiadas para los sectores y procesos productivos identificados como más relevantes.
5. Selección de caso de estudio.
6. Cadena de valor: describe los principales segmentos de la cadena de valor, y define el foco y frontera de este estudio, que consiste en el análisis detallado del proceso de captura de CO₂.
7. Análisis técnico-económico: comprende el dimensionamiento de las principales plantas y equipamiento utilizado; con distinto nivel de detalle enfocándose principalmente en el proceso de captura de CO₂. A partir de la estimación de los principales costos de inversión y operación se obtiene el costo nivelado de captura de CO₂ y el costo nivelado del producto final (metanol); para distintos costos de producción de H₂. El modelo permite identificar y confirmar las principales variables que influyen sobre los costos nivelados. Se incluye además un análisis de sensibilidad del costo del producto final (metanol) frente a variaciones en el costo de producción de H₂ y de captura de CO₂.
8. Síntesis y consideraciones finales.

3

RECOPILOCIÓN BIBLIOGRÁFICA Y REFERENCIAS INTERNACIONALES

En esta sección, se realiza la recopilación bibliográfica y de referencias internacionales para la determinación de las condiciones generales mínimas que debe cumplir una fuente fija de CO₂ para que sea viable su captura y procesamiento, así como la caracterización de las variables que definen el mercado del CO₂ (tecnologías, transporte, usos finales, etc.).



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán



3. Recopilación bibliográfica y de referencias internacionales

3.1. Captura y almacenamiento/utilización de CO₂

Para lograr una rápida reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), resulta imperioso alcanzar una transformación radical de la matriz energética global que este alineada con el objetivo del Acuerdo de París, el cual busca: *"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 el aumento de la temperatura a 1.5°C con respecto a los niveles preindustriales"*. El Acuerdo de París también pretende lograr un *"equilibrio entre las emisiones antropogénicas por las fuentes y la absorción por los sumideros"* en la segunda mitad de este siglo: en la práctica, esto se traduce en alcanzar la meta de cero emisiones netas. Para alcanzar este objetivo se requiere que todo CO₂ liberado a la atmósfera por la actividad humana se equilibre con una cantidad eliminada equivalente. Esta eliminación podría llevarse a cabo mediante soluciones basadas en la naturaleza (incluidas la forestación, la reforestación y otros cambios en el uso de la tierra) y/o un abanico diverso de soluciones tecnológicas (IEA, 2020).

Un análisis reportado por IRENA (IRENA, Reaching zero with renewables - Capturing carbon, 2021) indica que alrededor del 80% de la reducción en las emisiones de CO₂ podría alcanzarse mediante el uso de energías renovables y el aumento en la eficiencia de los procesos. Sin embargo, el relativamente escaso tiempo disponible, la herencia fuerte en términos de dependencia de los combustibles fósiles y la complejidad propia de algunos procesos industriales conducirían a que ese porcentaje podría no ser cubierto aun considerando una adopción muy agresiva de las energías renovables. Este excedente de emisiones de CO₂ se podría abordar a partir de tecnologías que involucren captura de CO₂ con posterior almacenamiento/uso (*Carbon Capture Utilization and Storage*, CCUS).

CCUS se refiere a un conjunto de tecnologías que implican la captura de CO₂ de grandes fuentes puntuales, incluidas las instalaciones de generación de energía y los procesos industriales que utilizan compuestos de origen fósil o biomasa como combustible o como materia prima. El CO₂ también puede capturarse directamente de la atmósfera. El CO₂ capturado puede luego ser utilizado en diversas aplicaciones *in situ* o en un lugar remoto para lo cual se comprime y transporta por oleoducto, barco, ferrocarril o camión. Estos procesos se denominan CCU (del inglés, *Carbon Capture and Utilization*). Por otro lado, en los procesos denominados CCS (*Carbon Capture and Sequestration*), el CO₂ capturado se inyecta en formaciones geológicas profundas (incluidos yacimientos agotados de petróleo y gas o formaciones salinas) para su almacenamiento permanente. Mientras que la CCS trata el CO₂ como un residuo, la CCU es un enfoque alternativo de valorización del CO₂ capturado. La siguiente figura ejemplifica las vías CCU y CCS.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



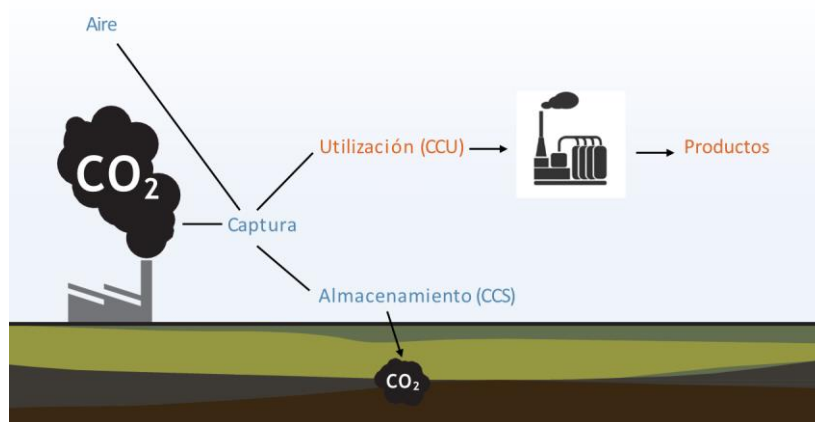


Figura 2: Alternativas de uso (CCU) y almacenamiento de CO₂ (CCS)

Comparada con las tecnologías CCS, las CCU tienen una mayor tasa de aceptación social dado que se reducen críticas en términos de seguridad asociadas al transporte y almacenamiento de CO₂ en tierra firme. Por otro lado, el rol de las CCU se vislumbra más destacado en el corto plazo, ya que podrían desempeñar un rol en la reducción de emisiones de CO₂ al reemplazar productos intensivos en carbón por otras alternativas menos intensivas o al reemplazar directamente un producto con carbón de origen fósil por otro con carbón previamente capturado (en este caso las emisiones se reducirían como máximo solo a la mitad). En el largo plazo, las tecnologías CCU son compatibles con un camino de emisiones netas nulas de CO₂ solo si la fuente de CO₂ es sustentable (CO₂ biogénico o extraído del aire) o si el uso propuesto resulta en un almacenamiento de larga duración del CO₂ (e.g., materia prima para producción de cemento). En el corto plazo, las tecnologías CCU pueden jugar un rol importante al impulsar la adopción de tecnologías sostenibles. Su función principal radica en actuar como un acelerador al generar ingresos mediante la comercialización del CO₂ capturado.

La situación actual revela que, si bien las tecnologías CCUS tienen aplicaciones en distintos sectores industriales, no están extensamente diseminadas. De hecho, hay a nivel mundial 24 plantas de escala comercial en operación para CCS/CCU a partir de combustibles fósiles, las cuales capturan anualmente 40Mt de CO₂. Existen unos 30 proyectos adicionales en desarrollo, lo cual incrementaría la capacidad global de captura a unas 100Mt de CO₂ (IRENA, Reaching zero with renewables - Capturing carbon, 2021). Es interesante mencionar que las tecnologías CCUS pueden proporcionar un medio para eliminar CO₂ de la atmósfera, es decir, producir "emisiones negativas". También pueden emplearse para compensar las emisiones de sectores en los que llegar a cero puede no ser económica o técnicamente viable. Un ejemplo es la combinación de la bioenergía con procesos de captura y almacenamiento de carbono (conocida como *Bioenergy with Carbon Capture and Storage*, BECCS). Consisten en capturar y almacenar permanentemente el CO₂ procedente de procesos de generación de energía en los que se quema biomasa (la cual ha extraído previamente CO₂ de la atmósfera para su crecimiento). La DAC (del inglés, *Direct Air Capture*) consiste en la captura de CO₂ directamente del aire ambiente, a diferencia de hacerlo desde una fuente puntual. El CO₂ puede utilizarse, por ejemplo, como materia prima de combustibles sintéticos, o puede almacenarse permanentemente para conseguir emisiones negativas.

3.2. Cadena de valor del proceso Carbon Capture and Utilization

Como se ha puntualizado en el Capítulo 1, el presente informe está enfocado en el análisis de la disponibilidad de CO₂ para la producción de derivados del H2V en Uruguay, lo cual implica la aplicación de tecnologías CCU.

Las etapas principales de la cadena de valor del CO₂, representadas por la captura, el transporte y la utilización del CO₂ para la elaboración de productos de mayor valor (ej.: metanol, combustibles sintéticos, etc.) se presentan en la Figura 3. El método de captura estará restringido por el tipo de fuente/características de la corriente de CO₂. Respecto a los medios de transporte del CO₂ capturado, las opciones de transporte por cañerías y/o camiones/tren resultan las opciones viables y la selección de uno u otro dependerá de las cantidades a transportar y la distancia a recorrer (Kjärstad J., 2016).

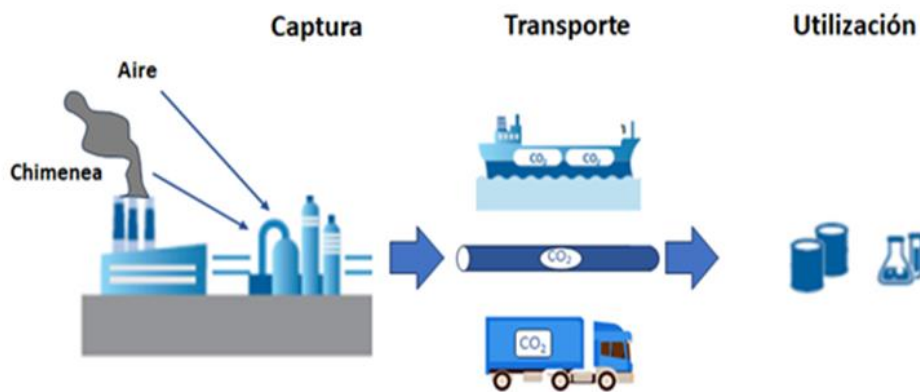


Figura 3: Cadena de valor de CO₂ para el proceso de CCU

En las secciones siguientes, se exponen en detalle las características más destacadas de cada una de las etapas que componen esta cadena de valor.

3.3. Clasificación y caracterización de las fuentes de CO₂

3.3.1. Clasificación de las fuentes

Para definir el mercado de CO₂ en Uruguay, se realiza una clasificación breve de las fuentes según su origen y la factibilidad de ser o no evitada su emisión. El origen de la fuente está relacionado fundamentalmente con la disposición espacial del CO₂, es decir, si las emisiones de dichas fuentes se encuentran dispersas o concentradas, mientras que la factibilidad de ser o no evitada su emisión permite establecer una idea de cuáles de dichas fuentes serán potencialmente útiles en un escenario de descarbonización progresivo.

Una primera clasificación puede distinguir entre fuentes móviles, estacionarias y fugitivas. Las emisiones de fuentes móviles son aquellas vinculadas al sector del transporte. Una fuente estacionaria es cualquier propiedad física, planta, edificio, estructura o instalación que emita o pueda emitir CO₂. Las emisiones fugitivas corresponden a emisiones ocasionales debido a la liberación intencional (venteos, quema en



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



chimenea, etc.) o no intencional (fugas en equipos, sellos o juntas defectuosas, etc.) de gases a la atmósfera, sin ser canalizadas mediante chimeneas o sistemas equivalentes.

Las fuentes estacionarias se dividen de área (múltiples emisiones) y puntuales (emisiones específicas). Las fuentes de área son aquellas que engloban varios puntos de emisión, y están representadas fundamentalmente por establecimientos comerciales o de servicios. Son fuentes en las que debido a su tamaño, dispersión y cantidad se vuelve impráctico capturar sus emisiones de manera individual (SEMARNAT, 2013). Las emisiones puntuales de CO₂ pueden ser biogénicas (provenientes de materiales biológicos) o no biogénicas (de origen fósil). Las emisiones biogénicas resultan de la combustión, cosecha, digestión, fermentación, descomposición o procesamiento de materiales de base biológica. Las materias primas de base biológica son materiales orgánicos no fosilizados y biodegradables procedentes de plantas, animales o microorganismos. Están incluidos aquí los productos, subproductos, residuos y desechos de la agricultura, la silvicultura y las industrias conexas, así como las fracciones orgánicas no fosilizadas y biodegradables de los desechos industriales y municipales.

Las emisiones biogénicas de CO₂ son las que intervienen en el ciclo natural del carbono. Como ejemplo, la combustión de restos de plantas libera CO₂, pero éste había sido absorbido de la atmósfera previamente por la planta durante su ciclo de vida. En contraposición, las emisiones no biogénicas de CO₂ son las ocasionadas a partir de procesos de combustión, procesamiento o transformación de materiales como la turba, el carbón, el petróleo, el gas natural y los productos que se derivan en última instancia de materiales biológicos pero que no son renovables en los plazos relevantes para las políticas (EPA, 2011). Al quemarse los combustibles fósiles, se libera de la reserva geológica una cantidad excesiva de carbono que no ha estado expuesta antes al sistema biosfera-atmósfera. A su vez, dentro de las fuentes no biogénicas pueden distinguirse las evitables y las inevitables. Las fuentes no biogénicas evitables son aquellas en las que el proceso que las origina sería susceptible de ser reemplazado por otro que no emita CO₂. Un ejemplo de una fuente evitable sería un horno/caldera que usa como combustible gas natural, el cual podría ser reemplazado por otro combustible que no genere CO₂ al ser combustionado, por ejemplo, hidrógeno. Otra alternativa para evitar dicha emisión sería reemplazar la generación de calor por combustión de gas natural por la generación de calor mediante un proceso eléctrico, considerando que esta energía provenga a su vez de un recurso renovable tal como la generación eólica. Por otro lado, las fuentes no biogénicas inevitables son aquellas para las que el reemplazo del proceso que emite CO₂ no esté técnicamente disponible. Un ejemplo de una fuente inevitable sería la emisión del CO₂ en la industria de producción de cemento, más precisamente en la etapa de producción del clínker. Este producto es un intermediario en la producción de cemento y se obtiene a partir de la calcinación de la piedra caliza (CaCO₃). Este proceso libera CO₂ producto de la descomposición del carbonato de calcio y no puede ser evitado mientras no se encuentre un reemplazo para la materia prima (i.e., la piedra caliza).

El aire es una fuente de captura de CO₂ adicional que no está incluida en la clasificación arriba descrita. La captura de CO₂ directamente del aire (DAC) tiene implicancias de gran alcance. Pese a que la fuente es prácticamente inagotable, el aire presenta una concentración de CO₂ extremadamente baja (≈ 400 ppm). Esto implica el procesamiento de grandes volúmenes de aire y la operación resulta costosa en términos energéticos y, por ende, económicos (IEA, Direct Air Capture, n.d.). Como una referencia rápida, se estima que el consumo de energía a partir de DAC es tres veces mayor al de captura de CO₂ de gases de combustión por absorción química (Jess A., 2011).



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



De acuerdo con la clasificación general discutida en los párrafos precedentes, los siguientes puntos resumen los aspectos en los que se focalizará el relevamiento de las fuentes factibles de captura de CO₂ en el marco del presente informe:

- A pesar de que las fuentes móviles se caracterizan por representar un porcentaje no despreciable de las emisiones de CO₂ totales debido a la gran cantidad de puntos de emisión individuales existentes, la emisión absoluta de cada uno de ellos es muy baja. La captura de CO₂ desde estas fuentes presenta numerosas cuestiones técnicas y económicas a resolver (IPCC, 2001), por lo que no son consideradas como fuentes factibles de ser aprovechadas.
- Las emisiones fugitivas también son descartadas del análisis dado que representan un mínimo porcentaje respecto del total.
- Dentro de las fuentes estacionarias, la captura de CO₂ de las fuentes de área comparte los mismos problemas de complejidad técnica y viabilidad económica ya mencionados para las fuentes móviles, y por ello no es considerada en el marco del presente informe.
- Respecto a la captura de CO₂ desde fuentes estacionarias puntuales, como ya se ha mencionado, las fuentes de origen biogénico resultan relevantes ya que son las que permitirían operar dentro de un esquema de emisiones netas nulas de CO₂, tal lo planeado para la segunda mitad del siglo XXI. Las fuentes biogénicas son de gran relevancia para Uruguay, ya que representan casi el 80% de las emisiones estacionarias puntuales totales en el país. Estas emisiones están asociadas mayoritariamente a la industria de la pulpa de papel, los establecimientos de generación de energía eléctrica a partir de biomasa, industrias de producción de biocombustibles e industrias madereras.
- Para lograr objetivos más ambiciosos de captura y favorecer la implementación de estas tecnologías, se evalúa adicionalmente el aprovechamiento de fuentes de CO₂ no biogénicas inevitables, como por ejemplo las vinculadas al proceso de producción de cemento.
- Si bien la captura de CO₂ de fuentes estacionarias no biogénicas evitables es un proceso realizado a nivel mundial en diferentes tipos de industrias (e.g., centrales de potencia alimentadas a carbón/gas natural, producción de amoníaco o tratamiento de gas natural), este tipo de fuentes no serán tenidas en cuenta en el contexto de este informe ya que los derivados de H₂ verde utilizando esta fuente de carbono no contribuirían a mantener un esquema de emisiones netas nulas de CO₂.
- Si bien las tecnologías para DAC se están desarrollando con velocidad, aún se encuentran lejos de niveles de aplicación industrial (TRL~4) y los costos de su implementación/operación son excesivos. Por esta razón no se considerará DAC de CO₂ en el contexto de este informe.

3.3.2. Características relevantes de las corrientes que contienen CO₂

El relevamiento de ciertas características de las fuentes de emisión de CO₂ identificadas como aptas para aplicar procesos de captura, resulta de interés al momento de analizar la viabilidad de la captura, la selección de la metodología más adecuada para llevar adelante la misma y la evaluación de los costos asociados. A continuación, se describen dichas características:



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



Contenido de CO₂

El parámetro intensivo que describe el contenido de CO₂ en una dada corriente candidata a la implementación de tecnologías de captura se mide en términos de concentración o de presión parcial de CO₂. La concentración suele referirse como fracción molar, en tanto que la presión parcial es el producto de la fracción molar por la presión total de la corriente. En la Tabla 1 se presentan la concentración promedio (%), la presión total de la corriente y los principales contaminantes, para distintas fuentes estacionarias puntuales. Se segmenta el contenido en tres secciones: no biogénicas (evitables), no biogénicas (inevitables) y biogénicas, resaltándose las fuentes de mayor interés para el presente estudio.

Como regla orientativa, a mayor concentración (o presión parcial) los requerimientos energéticos para la captura de CO₂ son menores, lo que también se traduce en equipos de captura menos voluminosos. Ejemplos de corrientes de este tipo son las obtenidas a partir de procesos de fermentación o digestión anaeróbica (biogás). Por el contrario, las corrientes producto de la combustión presentan bajas concentraciones de CO₂ (disminuyendo con el aumento del exceso de aire utilizado). El número de casos de fuentes con concentraciones altas de CO₂ es muy inferior al número de fuentes con baja concentración y su contribución al total de las emisiones de fuentes estacionarias resulta muy bajo. A pesar de esto, es importante identificar estos puntos ya que pueden resultar casos importantes en tanto actúen como disparador en la adopción de tecnologías de captura.

Tabla 1: Concentraciones de CO₂, presión total y principales contaminantes de la corriente, para distintas fuentes puntuales de emisión. Elaboración propia a partir de los datos de (Hansson J., 2017), (Wang X., 2020), (Voldsund M., 2019), (Onarheim, Santos, Kangas, & Hankalinc, 2017), (Adebayo A. O., 2015), (Vakkilainen E. K., 2017).

Fuente	Concentración de CO ₂ (%)	Presión de la corriente (MPa)	Contaminantes principales
No biogénicas (evitables)			
Refinerías de gas y petróleo	3-13	0.1	
Producción de energía y calor	3-13	0.1	
Procesamiento de GN	Rango amplio	0.1	
Producción de H ₂ (amoníaco/metanol)	15-20	2.2-2.7	
No biogénicas (inevitables)			
Producción de cemento	14-33	0.1	SOx: 230 ppm NOx: 500 ppm PM: 10 ppm
Producción de hierro y acero	20-27	0.1-0.3	
Biogénicas			
Producción de pulpa y papel	10-20	0.1	SOx: 60 ppm NOx: 125 ppm PM: 30 ppm
Biocombustibles a partir de fermentación	100	0.1	---
Upgrading de biogás (separación de CO ₂)	35-50	0.1	H ₂ S: 0-10000 ppm
Producción de energía y calor a partir de biomasa	8-10	0.1	SO ₂ : 250-400 ppm NOx: 100-400 ppm PM: 30 ppm



Caudal de CO₂

De acuerdo con el concepto industrialmente establecido de economía de escala, la Agencia Internacional de Energía (IEA) sugiere un límite mínimo orientativo de emisiones de 0.1 Mt de CO₂/año para considerar la viabilidad económica del proceso de captura (IEAGHG) (considerando un proceso de captura de CO₂ postcombustión). En una primera instancia, se toma este valor de referencia, para el relevamiento de potenciales fuentes de CO₂ en Uruguay. De encontrarse escasas fuentes que cumplan con este requerimiento (además de que sean biogénicas o no biogénicas inevitables), se extenderá el relevamiento a aquellas comprendidas en el rango 0.01-0.1 Mt CO₂/año. Esta ampliación obedece a la necesidad de contar con mayores alternativas a partir de las cuales considerar el potencial suministro de este reactivo para la síntesis de derivados de H₂ verde. Se tiene en cuenta el carácter orientativo del mínimo referido por la IEA.

Presencia de contaminantes

La naturaleza y concentración de otros compuestos presentes en la corriente candidata a aplicar captura de CO₂ resulta asimismo de importancia. Ciertos componentes presentes pueden resultar contaminantes que o bien afecten de algún modo a la tecnología aplicada para la captura, o puedan ser capturados junto con el CO₂ y representar una impureza cuando se destine dicho CO₂ capturado a un uso específico. Un ejemplo típico puede ser el material particulado presente en corrientes de chimenea en la industria del cemento. Si se aplica la tecnología de absorción química por aminas, este material particulado interacciona con las aminas formando sales estables, que disminuyen el rendimiento del sistema y obligan a una reposición de aminas frescas, elevando así los costos. La inclusión de operaciones de proceso para remover estos contaminantes previos a la captura incrementa obviamente los costos de captura de CO₂.

3.4. Revisión bibliográfica de tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de CO₂

3.4.1. Estrategias de captura de CO₂

Debido a las diferencias y particularidades de los diversos procesos industriales y de generación de energía que emiten CO₂ a la atmósfera, existe una variedad de opciones al considerar el punto del proceso donde se plantee la captura/separación de CO₂. Hay **tres estrategias principales de captura de CO₂** (ver Figura 4), las cuales plantean distintos desafíos en términos de su integración en operaciones existentes, ampliación de escala, consumo energético, eficiencia, etc. Las estrategias se describen brevemente a continuación (Khosroabadi, Aslani, Bekhrad, & Zolfaghari, 2021):

- Captura post-combustión
- Captura pre-combustión
- Captura por oxi-combustión

La mayor parte de las fuentes de emisiones estacionarias de CO₂ se localizan en la actualidad en equipos de combustión asociados a centrales térmicas, cementeras, refinerías, plantas



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



siderometalúrgicas, etc. En dichas instalaciones, en general de gran escala, el CO₂ se emite por las chimeneas formando parte de la corriente de gases de combustión, donde se encuentra muy diluido (por N₂, vapor de agua, algo de O₂, etc). A la captura del CO₂ a partir de estas corrientes de gases de chimenea se la denomina **captura post-combustión** (Leung, Caramanna, & Maroto-Valer, 2014)(Madejski, Chmiel, Subramanian, & Kus, 2022). Los principales desafíos que se presentan en esta estrategia son: la posible presencia de contaminantes en la corriente a tratar (NO_x, partículas, compuestos de azufre), la carga térmica asociada a la condensación del vapor de agua presente y, fundamentalmente, las bajas concentraciones de CO₂ (3-20%) y las bajas presiones.

Otra estrategia, referida como **captura pre-combustión**, consiste en procesar el combustible o la materia prima en un paso previo a la combustión, convirtiéndolo en gas de síntesis mediante gasificación, reformado con vapor o autotérmico u oxidación parcial (Leung, Caramanna, & Maroto-Valer, 2014)(Madejski, Chmiel, Subramanian, & Kus, 2022). El gas de síntesis es purificado mediante una etapa de captura de CO₂ y el gas remanente, rico en H₂, es utilizado como combustible o reactivo. En este caso, la composición de CO₂ en la corriente que ingresa a la etapa de separación es relativamente alta (16-60%, en base seca) a presiones en el rango entre 20 y 70 bar, lo cual implica un menor volumen de los equipos de captura de CO₂. En cuanto a las temperaturas de las corrientes, pueden estar en el rango entre 120 y 180 °C.

Si, a diferencia de un proceso de combustión usual, se utiliza oxígeno puro en lugar de aire como comburente, se obtiene un gas de combustión compuesto por un 75-80% v/v de CO₂, siendo el resto vapor de agua (no hay N₂ presente), lo cual facilita en gran medida la separación del dióxido de carbono de la corriente de gases de escape. Esta estrategia se refiere como de **captura por oxi-combustión** (Leung, Caramanna, & Maroto-Valer, 2014)(Madejski, Chmiel, Subramanian, & Kus, 2022). En procesos convencionales, el O₂ puro necesario para la combustión puede obtenerse a partir del aire en una unidad de separación de aire (ASU), lo cual incrementa los costos de esta estrategia de captura. Sin embargo, en procesos relacionados con la producción de H₂ por electrólisis del agua (H₂V), el oxígeno resulta como un subproducto del proceso. En efecto, la electrólisis del agua genera una corriente de O₂ en una relación 8 kg O₂/kg H₂. En este caso, no resultaría necesaria la implementación de una ASU, con la consecuente disminución del costo de captura. Un aspecto a tener en cuenta en el diseño de los procesos de oxi-combustión es la alta temperatura alcanzada al utilizar O₂ puro, lo que implica modificaciones a los diseños convencionales (e.g., implementación de reciclos de flue-gas) y/o la utilización de materiales más resistentes a las altas temperaturas (i.e., mayor costo).

Por último, es necesario mencionar que el CO₂ se ha capturado de los flujos de algunos procesos industriales desde hace décadas. A excepción del caso de las plantas de amoníaco-urea, donde el CO₂ capturado se usa como reactivo para la producción del fertilizante, en la gran mayoría de estos procesos el CO₂ que se captura se emite a la atmósfera porque no existe ningún incentivo o requisito para almacenarlo. Como ejemplos actuales de captura de CO₂ de procesos pueden mencionarse los complejos de purificación de gas, de producción de gas de síntesis para la producción de amoníaco, alcoholes y combustibles líquidos sintéticos, de producción de cemento y acero y los procesos fermentativos para la producción de alimentos y bebidas. La mayoría de las técnicas empleadas en todos estos casos son similares a las propuestas en la captura pre-combustión.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



Estas diferentes estrategias de captura se presentan esquemáticamente en la siguiente figura:

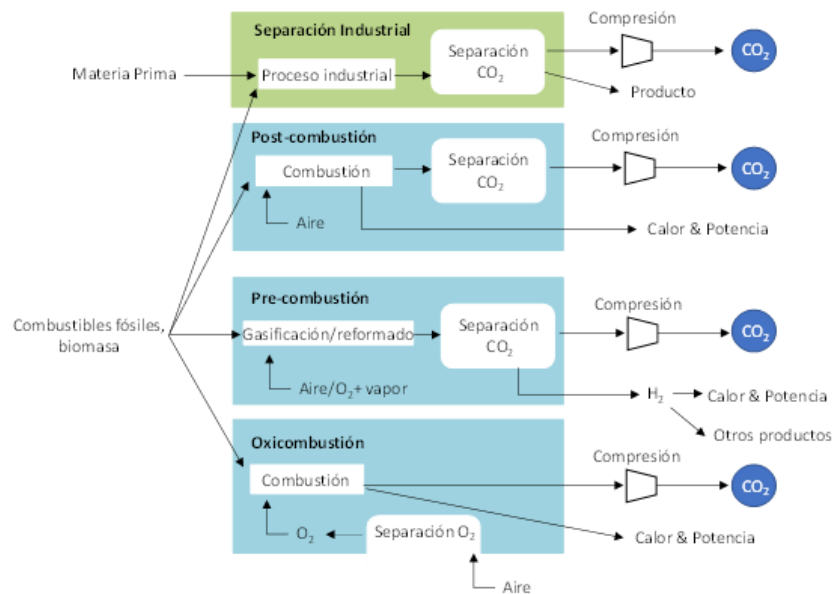


Figura 4: Estrategias de captura de CO₂

3.4.2. Tecnologías de captura de CO₂

Las tecnologías más difundidas a nivel industrial para la captura/separación de CO₂ son la absorción, la adsorción, la separación por membranas, la separación criogénica, y la combustión con bucle químico y bucle de carbonato cálcico. Cada una de estas tecnologías se basa en diferentes principios de separación. Por este motivo, la selección de la tecnología apropiada para las distintas fuentes de emisión industriales depende de diferentes parámetros: condiciones de presión y temperatura de la corriente, composición de la mezcla gaseosa, aspectos económicos y disposición final del CO₂ capturado. A continuación, se discuten brevemente estas tecnologías de captura/separación que pueden ser aplicadas a las distintas estrategias de captura antes mencionadas.

a) Absorción

Entre las opciones de captura de CO₂ disponibles, la tecnología basada en la absorción mediante solventes líquidos es la más madura y la que está actualmente disponible en las industrias petrolera y química (Leung, Caramanna, & Maroto-Valer, 2014). En particular, se utiliza en la etapa de eliminación de CO₂ en plantas de amoníaco o en la etapa de purificación en plantas de gas natural. En esta operación se pone en contacto en la llamada “columna absorbidora” la mezcla de gases con un líquido (solvente o absorbente) que promueve la transferencia selectiva de CO₂ desde la fase gaseosa a la fase líquida. El solvente es recuperado en la “columna regeneradora” mediante un proceso de extracción/regeneración por calentamiento o despresurización, para ser reciclado nuevamente a la columna absorbidora (Dziejarski B., 2023)(Osman, Mahmoud, Abdel, M., & W., 2021) (Figura 5).

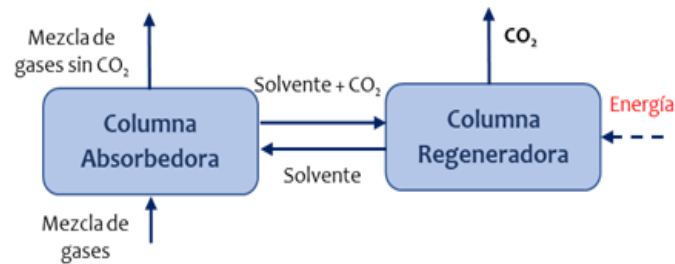


Figura 5: Captura de CO₂ por absorción química/física

Según la naturaleza de la interacción entre el absorbente y el CO₂, la separación se produce por absorción química (aplicada principalmente para la captura de CO₂ post-combustión) o absorción física (utilizada para la captura de CO₂ pre-combustión). Las soluciones acuosas de aminas (monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) y N-metildietanolamina (MDEA)) y el amoníaco líquido son disolventes típicos para la absorción química. Los disolventes químicos basados en aminas primarias como la monoetanolamina (MEA) son los preferidos cuando la presión parcial del CO₂ es inferior a 1 bar, mientras que los disolventes químicos a base de aminas terciarias como la metildietanolamina (MDEA) se seleccionan cuando la presión parcial de CO₂ es ligeramente superior a 1 bar, e inferior a 8 bares (Bhadola, Patel, Potdar, & Mallick, 2020). El tratamiento con aminas es el proceso más maduro para la separación del CO₂ y es aplicado tanto en procesos post como pre-combustión. Una ventaja importante de esta tecnología es que pueden tratarse corrientes con baja concentración de CO₂ (3–20%), como es el caso en las mezclas de los gases de combustión, aunque las bajas presiones parciales de CO₂ podrían conducir a importantes tamaños en los equipos requeridos. Esta tecnología permite alcanzar una absorción y desorción casi completa de CO₂ con elevados niveles de selectividad. Dentro de las desventajas de esta tecnología se pueden mencionar los altos requerimientos energéticos en la etapa de regeneración (aproximadamente 2-6 MJ/kg CO₂) asociados a la baja capacidad de absorción (0.40 kg CO₂/kg MDEA), la necesidad de eliminar impurezas de la corriente de gases de escape (NO_x-SO_x) y la corrosión que las aminas pueden provocar en los equipos. Las concentraciones máximas toleradas de los contaminantes en la mezcla a tratar son de 10-20 ppm para los compuestos de azufre y de 20-40 ppm para el NO_x.

Los procesos de captura basados en absorbentes físicos utilizan disolventes químicamente inertes, como agua o absorbentes orgánicos (metanol, Nmetil-2-pirrolidona, dimetiléter, líquidos iónicos), donde el CO₂ se absorbe físicamente (Madejski, Chmiel, Subramanian, & Kus, 2022). Entre ellos, los más utilizados son el Rectisol (metanol enfriado) y Selexol (éteres de dimetil de polietilenglicol). Estos disolventes poseen alta afinidad para capturar gases ácidos tales como el CO₂ o el H₂S, o ambos de forma selectiva. Este proceso se usa para eliminar el CO₂ en corrientes gaseosas con elevadas presiones parciales de CO₂ y/o elevadas presiones totales y bajas temperaturas. Por este motivo, una de las aplicaciones de este proceso es la captura de CO₂ en procesos de gasificación del carbón. El rendimiento de la absorción física aumenta linealmente con la presión parcial de CO₂ (>8 bar), por lo tanto, el sistema de Ciclo Combinado de Gasificación Integrada (IGCC) sólo puede ser previsto con el método de captura de CO₂ de pre-combustión (Bhadola, Patel, Potdar, & Mallick, 2020).

La absorción es una de las tecnologías más avanzadas, presentando un grado de madurez (TRL) de 9 en las industrias de producción de químicos tales como amoníaco y metanol. Sin embargo, hay otras



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



industrias en las que el nivel de madurez de esta tecnología puede cambiar, en particular en el sector cementero (TRL 7-8) o en la generación de energía a partir de biomasa (TRL 7-8)(Dziejarski B., 2023).

b) Adsorción

En este proceso de captura, un componente de la mezcla gaseosa (e.g., el CO_2) es separado de la corriente mediante la adsorción preferencial sobre la superficie de un material sólido (C. Dhoke, 2020), denominado adsorbente. Dependiendo de la interacción gas-sólido, la adsorción puede ser física (fuerzas de Van der Waals para la adhesión de CO_2 : fisisorción) o química (enlace covalente entre compuestos: quimisorción) (Madejski, Chmiel, Subramanian, & Kus, 2022). El adsorbente, comúnmente poroso, debe satisfacer ciertos requisitos fundamentales: ser económicamente viable, poseer una elevada capacidad de adsorción y selectividad hacia el CO_2 , así como mantener una buena estabilidad térmica y química.

El sólido adsorbente cargado con el CO_2 capturado se recupera luego en una etapa de regeneración, donde libera el CO_2 mediante un cambio de temperatura (*Temperature Swing Adsorption*, TSA), un cambio de presión (*Pressure Swing Adsorption*, PSA), o un cambio en las condiciones de vacío (*Vacuum Swing Adsorption*, VSA). La tecnología más utilizada a nivel industrial es la PSA (Figura 6), en particular para la producción de H_2 de elevada pureza a partir de gas natural. Estos procesos de adsorción funcionan en estado no estacionario, con cambio periódico en la posición de las válvulas para pasar las columnas de modo “adsorción” (alta presión) a modo “regeneración” (desorción, baja presión).

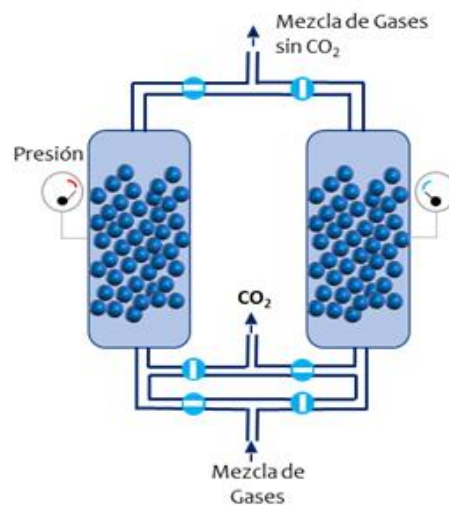


Figura 6: Captura de CO_2 mediante adsorción para un caso de PSA

Los adsorbentes tienen como principal ventaja que los materiales disponibles para esta aplicación pueden ser “ajustados” para capturar CO_2 de corrientes de gases provenientes de etapas de post- o de pre-combustión. Esta tecnología es adecuada para separar CO_2 de corrientes diluida y de bajo caudal. Los procesos de adsorción presentan varias ventajas con respecto a la absorción, como son: mayor área de contacto entre adsorbente y gas, una regeneración más rápida y con menor requerimiento energético y la eliminación de los problemas de corrosión de los equipos. Los sistemas de adsorción ofrecen bajos costos operativos y pueden ser aplicados en diferentes escalas. Sin embargo, para conseguir buenos resultados se requiere también de etapas de pretratamiento para reducir las concentraciones de NO_x , SO_x y el agua en la corriente de gas. Los adsorbentes más

promisorios son las zeolitas, carbón activado, materiales meso-porosos funcionalizados con aminas y materiales orgánicos metálicos (MOF). Esta tecnología posee un nivel de madurez (TRL) de 9 y es aplicada principalmente en procesos de gas natural y etanol. Sin embargo, en otros campos de aplicación se encuentra menos desarrollada.

c) Separación con membranas

La tecnología de separación por membranas promueve la permeación selectiva del CO₂ a través de una membrana, cuya eficacia depende del material utilizado (Figura 7) (R. Ben Mansour, 2016). El flujo de gas permeado se controla mediante la diferencia de presión a través de la membrana, por lo que esta tecnología es más adecuada para el tratamiento de corrientes a alta presión y concentraciones de CO₂ superiores al 10% v/v.

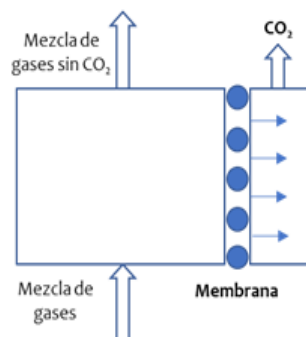


Figura 7: Captura de CO₂ por separación con membranas

Hay diferentes tipos de materiales de membrana (poliméricos, metálicos, cerámicos) que pueden encontrar aplicación en los sistemas de captura de CO₂ (Chen Guining, 2022). Las membranas poliméricas (poliamidas, acetato de etilo, etc.) son muy efectivas en la separación de CO₂ y de costo relativamente bajo, sin embargo, presentan baja estabilidad térmica. Por el contrario, las membranas inorgánicas son estables a altas temperaturas y medios corrosivos, pero son más costosas que las membranas poliméricas. Esta tecnología conduce a diseños compactos sin requerir la incorporación de solventes ni equipos de regeneración, lo que resulta en bajos costos operativos (Zhao, 2017). Sin embargo, las membranas son susceptibles a la obstrucción por impurezas en la corriente de gas. Además, si la corriente contiene humedad se podría afectar significativamente el desempeño de la membrana. En general, para alcanzar un buen rendimiento se requiere áreas elevadas de membrana. La tecnología de separación con membranas es relativamente nueva, con TLR entre 6 y 7.

d) Destilación criogénica

La destilación criogénica se ha utilizado durante años para separar el aire atmosférico en sus componentes primarios, aunque es una tecnología relativamente nueva para la captura de CO₂ de una mezcla de gases. En un sistema de separación criogénica, el CO₂ se separa físicamente de otros componentes de la corriente a baja temperatura y alta presión (R. Ben Mansour, 2016). La principal ventaja de la separación criogénica es que no se necesitan reactivos químicos. Los gases de combustión que contienen CO₂ se enfrían hasta temperaturas de -100 a -135 °C (Figura 8). Como resultado, el CO₂ solidificado es separado de los otros gases livianos. Se recupera así del 90 al 95% del CO₂ del gas de combustión. Esta tecnología es particularmente conveniente cuando el contenido

de CO_2 en la corriente a tratar es elevado (mayor al 70% v/v), presente en procesos de purificación de gas natural y la industria del etanol. Esta tecnología evita el consumo de agua y productos químicos, por lo tanto, no hay problemas de corrosión (Leung, Caramanna, & Maroto-Valer, 2014). Además, permite la recuperación de CO_2 puro y transportable o bombeable al sitio de inyección convenientemente. La principal desventaja de este proceso radica en la gran cantidad de energía requerida para refrigeración y la necesidad de eliminar la humedad en la mezcla de gases alimentados para evitar formación de hielo en las tuberías y problemas de seguridad subsiguientes. Asimismo, el CO_2 solidificado se acumula continuamente en las superficies del intercambiador de calor y necesita ser eliminado. La destilación criogénica aplicada a procesos de separación de aire tiene un TRL elevado, mientras que en procesos de separación de CO_2 el TRL disminuye a valores entre 3 y 4.

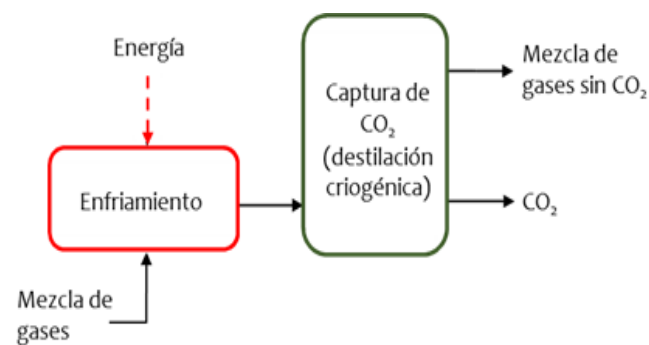


Figura 8: Captura de CO_2 por destilación criogénica

e) Combustión con bucle químico

La tecnología de bucle químico utiliza dos reactores, un reactor de oxidación y un reactor de reducción/combustión (ver Figura 9). Entre ambos reactores se hace circular un transportador sólido de oxígeno, siendo elección habitual a estos efectos partículas metálicas de hierro, manganeso o cobre. Este transportador sólido permite transferir oxígeno desde el aire al combustible sin que estos entren en contacto entre sí. Los productos de reacción del primer reactor son óxidos metálicos, los cuales son transferidos a un segundo reactor donde reaccionan con el combustible. Los óxidos metálicos se reducen durante la combustión, produciendo energía y gases de combustión (CO_2 y H_2O) de los cuales se condensa el agua para separar el CO_2 puro (Romeo, 2007). Desde un punto de vista energético, el proceso de combustión con bucle químico es similar al proceso de oxi-combustión, sin embargo, al no requerir la separación del oxígeno del aire previo a la combustión ni la separación de CO_2 de los gases de escape, el costo energético es menor. Si bien esta tecnología implica una separación simple $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$, se encuentra en una etapa preliminar de desarrollo y tanto el proceso como el equipamiento es complejo (Yu, y otros, 2023).

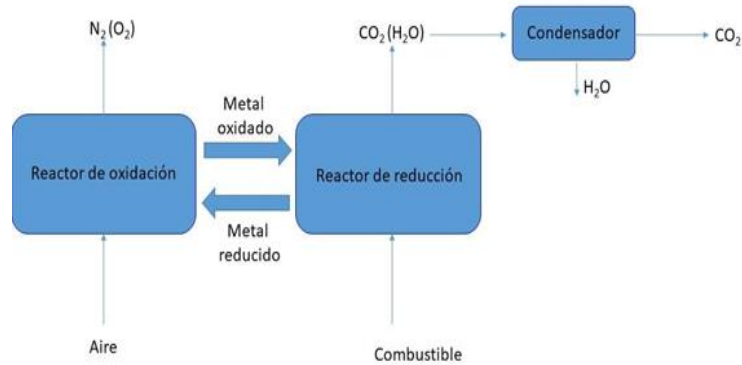


Figura 9: Captura de CO₂ por combustión con bucle químico

f) Bucle de calcio (carbonato cálcico)

El bucle de calcio es un proceso basado en el uso cíclico de carbonato de calcio (CaCO₃) (Figura 10). En este proceso se utilizan reactores de lecho fluidizado (FBR), unidades de uso corriente a nivel industrial. El CaCO₃ es un excelente sorbente del CO₂ y, además, es económico. El bucle de calcio podría aplicarse como captura post-combustión a los gases efluentes de una central eléctrica de carbón, gas o biomasa. Sin embargo, su aplicación en centrales eléctricas de carbón resulta una opción particularmente atractiva ya que el manejo de sólidos de estas plantas permitiría desacoplar ambos reactores, disminuyendo así los costos de capital.

El primer FBR es un carbonatador que captura CO₂ procedente del gas efluente en forma de CaCO₃ y libera calor en el proceso. Los sólidos procedentes del carbonatador se canalizan hacia un calcinador de lecho fluidizado donde la combustión promovida mediante oxidación del carbón provoca un aumento de la temperatura que propicia la calcinación de CaCO₃ de nuevo en forma de óxido de calcio (CaO) y CO₂. Este último está muy concentrado, lo cual posibilita su fácil recuperación. Las altas temperaturas y el calor generados en ambos reactores aumentan de forma significativa la eficiencia del proceso, ya que el calor se puede usar para generar vapor suficiente para impulsar una turbina y generar electricidad. Además, el material de purga con concentraciones elevadas de CaO se puede usar para fabricar cemento u otras aplicaciones (CORDIS-EU).

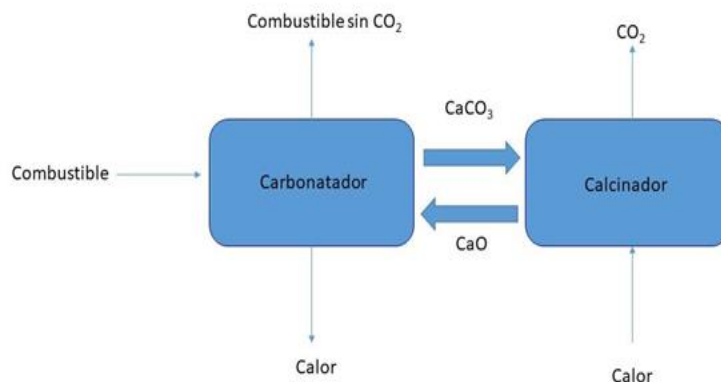


Figura 10: Captura de CO₂ por bucle de calcio

Las tecnologías de combustión con bucle químico y de bucle de calcio, las cuales involucran reacciones químicas, presentan un TRL de entre 4 y 6. Al ser tecnologías relativamente nuevas, es necesario realizar pruebas piloto a gran escala en el caso de la combustión con bucle químico y estudios de viabilidad/costos a escala comercial, en el caso del bucle de calcio.

De todas las tecnologías descritas anteriormente, la tecnología industrial dominante para la captura de CO₂ pre y post-combustión es la absorción.

La Tabla 2 presenta un relevamiento de instalaciones CCS/CCU integradas a gran escala, actualmente en operación. Se incluye información sobre la estrategia y tecnología de captura empleada y la capacidad de los diferentes proyectos. De un análisis de los proyectos de captura de CO₂ implementados, se observa que las tecnologías más comunes se basan tanto en la absorción química con aminas tales como la monoetanolamina (MEA) y la metildietanolamina (MDEA) como en la absorción física con aminas acuosas. Dziejarski et al (Dziejarski B., 2023) reportan que la absorción basada en monometilamina (MEA) es la tecnología más difundida en la actualidad para estrategias post-combustión.

Tabla 2: Plantas CCU/CCU a nivel mundial en operación en la actualidad. Elaboración propia a partir de: (<https://www.geos.ed.ac.uk/sccs/>, s.f.)(Bhadola, Patel, Potdar, & Mallick, 2020)(IRENA, 2021)(Dziejarski B., 2023)(Council, 2021).

Facilidad/ Planta (País)	Tipo de Industria	Estrategia de Captura	Capacidad de captura (Mta)	Tecnología de captura
Weyburn-Midale CO ₂ Project (Canadá)	Gas natural, combustibles líquidos, amoníaco y otros productos químicos	Pre-combustión	3	Absorción física basada en solventes- Rectisol
Great Plains Synfuel Plant (Estados Unidos)	Procesamiento de gas natural	Pre-combustión	3	Absorción física basada en solventes- Rectisol
GreenGen (China)	Electricidad	Pre-combustión	2	IGCC, tecnología de separación basada en aminas
BoundaryDam (Canadá)	Electricidad	Post-combustión	1	Amina (MEA)
SINOPEC Qilu Petrochemical-Shengli Oilfield CCUS Project (China)	Químicos	Post-combustión	1	Absorción física basada en solventes- Rectisol
Riley Ridge Gas Plant (Estados Unidos)	Helio y gas natural	Otra	2	Absorción química basada en solvente, amina.
Shute Creek Gas Processing Facility (Estados Unidos)	Gas natural	Pre-combustión	7	Absorción física basada en solventes- Selexol
Terrell Natural Gas Processing Plant (formerly, Val Verde Natural Gas Plants) (Estados Unidos)	Procesamiento de gas natural	Pre-combustión	1.3	Absorción física basada en solventes- Selexol
Century Gas Processing Plant (Estados Unidos)	Procesamiento de gas natural	Pre-combustión	8.4	Absorción física basada en solventes- Selexol



Facilidad/ Planta (País)	Tipo de Industria	Estrategia de Captura	Capacidad de captura (Mta)	Tecnología de captura
Air Products Port Arthur (Estados Unidos)	Procesamiento de gas natural	Otra	1	Vacuum swing adsorption (VSA)
Lula oilfield (Brasil)	Gas y petróleo	Otra	1	Membranas
Ras Laffan Capture Project (Emiratos Árabes Unidos)	GNL	Desconocida	2	
Gorgon (Australia)	Gas natural	Pre-combustión	3.4-4	Absorción química basada en solventes, MDEA activada
Quest (Canadá)	Refinería (producción de hidrógeno)	Pre-combustión	1.08	Absorción química basada en solventes, MDEA activada

3.4.3. Transporte de CO₂

Una vez capturado, el CO₂ puede ser utilizado en el propio lugar, instalando la planta de conversión en la vecindad del sitio de captura, o bien puede ser transportado a una localización remota donde será convertido. Las tecnologías para transportar el CO₂ son conocidas y probadas, sin embargo, se presenta una gran variabilidad en los costos asociados al transporte y los hace muy dependientes del contexto (IRENA, 2021). Esto se debe a que la escala de desarrollo del transporte de CO₂ es limitada.

En general, existe consenso en que cantidades significativas de CO₂ pueden transportarse como líquido, en estado supercrítico (por encima de la temperatura y presión críticas) o como un fluido en fase densa (por encima de la presión crítica, pero por debajo de la temperatura crítica) (Dziejarski B., 2023). El transporte del CO₂ en fase gas resulta poco eficiente tanto para el uso de tanques (baja densidad) como para el transporte por cañerías (elevadas pérdidas de carga).

En cuanto a los medios de transporte, se pueden emplear camiones, ferrocarriles y gasoductos para el transporte terrestre mientras que para el transporte marítimo se consideran tuberías submarinas y barcos.

En base a la experiencia establecida a nivel global en el transporte de gases más volátiles, no parece que el transporte onshore de CO₂ a gran escala pueda presentar inconvenientes, aunque deben considerarse aspectos relacionados con la aceptación social.

A continuación, se revisan algunos aspectos del transporte de CO₂ de interés en el marco del presente informe:

Cañería

Las tuberías constituyen el método más eficiente y rentable para el transporte de grandes volúmenes de CO₂. Existen más de 6500 km de cañería de CO₂ de larga distancia en el mundo, mayoritariamente concentradas en EE. UU. y destinadas a EOR. El transporte de CO₂ por cañería se realiza en estado supercrítico a una presión superior a 74 bar y una temperatura superior a 31°C. Los gasoductos pueden ser un método eficiente y económico para transportar CO₂. Ofrecen importantes



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



economías de escala, con costos de transporte que disminuyen logarítmicamente con el volumen. Un gasoducto de transporte de CO₂ puede planificarse y construirse, en gran medida, del mismo modo que los gasoductos de transporte de gas natural. Sin embargo, el CO₂ tiene propiedades termodinámicas diferentes a las del gas natural a lo largo de la cadena del proceso. Por lo tanto, las condiciones de presión y temperatura del transporte deben planificarse para garantizar el transporte en una sola fase desde la entrada hasta la salida de la tubería (IRENA, 2021), (Z.E.P.). El diámetro del ducto varía desde 12” para caudales de 2.5 Mta y 10 km de longitud, hasta 32” para caudales de 20 Mta y 1500 km de longitud (Z.E.P.), según se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3: Diámetro del ducto en función del caudal a transportar y la distancia.

Caudal de CO ₂	10 km	180 km	500 km	750 km	1500 km
2.5 Mta	12”	12”	-	-	-
10 Mta	20”	24”	24”	24”	24”
20 Mta	24”	32”	32”	32”	32”

Se estima que el CAPEX de las cañerías de CO₂ representa hasta el 90% de los costos totales de transporte (IRENA, 2021). Los costos de gasoductos terrestres están en el rango de 0.41 a 0.08 €/t CO₂ para distancias de 10 km y capacidades que van de 2.5 a 20 Mta; 1.26-7.95 €/t CO₂ para distancias de entre 180 y 750 km con capacidades que van desde 2.5 Mta de CO₂ a 20 Mta, y 10-15.8 €/t CO₂ para distancias de 1500 km y capacidades de entre 10 y 20 Mta (Z.E.P.).

Ferrocarril/camión

La utilización de camiones y ferrocarriles es viable para el transporte de pequeños volúmenes de CO₂. Los camiones se utilizan actualmente para mover el CO₂ desde el sitio de captura hasta los lugares de almacenamiento temporal cercanos. El transporte por ferrocarril, por otro lado, aparece más adecuado para transporte a escalas algo mayores y a distancias medias. En ambos casos resulta relevante considerar las emisiones de CO₂ generadas en el proceso de transporte. Sería conveniente contar con camiones/locomotoras con propulsión eléctrica (o a H₂ bajo/nulo en carbono). Los motores de combustión interna alimentados a gas natural podrían ser una opción a considerar en la transición hacia esquemas de emisiones netas cero de CO₂. El transporte se realiza como CO₂ licuado almacenado en recipientes criogénicos, normalmente a 17 bares y -30 °C. El transporte de CO₂ mediante camiones tiene un costo aproximado de 14.7 USD/t CO₂ (para distancias de alrededor de 100 km) y capacidades de 2-30ta de CO₂. Los costos de transporte por ferrocarril se estiman en alrededor de 8 USD/t CO₂ (para una distancia media de unos 600km y considerando unas 1.5 Mta) (IRENA, 2021).

Barcaza

Si bien no existen alternativas comerciales establecidas, cabe mencionar que resultaría interesante el desarrollo de barcazas para transporte de CO₂. Estas podrían ser utilizadas en el transporte fluvial con importantes beneficios en términos de costos de transporte y volumen transportado. Un aspecto a observar en el contexto de Uruguay es la presencia de represas en algunos cursos navegables.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



3.4.4. Almacenamiento y licuefacción de CO₂

Tanques de almacenamiento de CO₂ licuado

Para el almacenamiento temporario de CO₂ licuado se utilizan normalmente tanques cilíndricos. El almacenamiento se realiza presurizado para mantener el CO₂ en estado líquido. También pueden utilizarse tanques esféricos, aunque presentan mayores dificultades en su manufactura y presentan una eficiencia de volumen relativamente baja.

El tamaño máximo y el material del recipiente varían con las presiones de licuefacción. Aunque desde una perspectiva económica resulta preferible un tanque grande a uno pequeño, el tamaño máximo del recipiente está limitado por el espesor máximo de diseño. Los materiales utilizados también varían con las presiones de licuefacción. El acero al carbono tiene un comportamiento diferente a bajas temperaturas que, registrando pérdidas de ductilidad. Las temperaturas normales de operación de los tanques de almacenamiento de CO₂ existentes oscilan entre -28.9 °C y -16.1 °C, y para su construcción se usan grados de acero para bajas temperaturas, como A612 y A516. Según Key to Metal AG (Total Materia, s.f.), la temperatura de operación habitual más baja de A516 y A517 es -45 °C y la de A537 es -60 °C. Para transporte por barco, el espesor máximo del recipiente a presión no debería ser superior a 40 mm (IMO, s.f.).

Proceso de licuefacción

Debido a que el CO₂ se puede licuar a varias presiones (o, equivalentemente, temperaturas), se debe determinar la presión de licuefacción óptima (Y. Seo, 2016). El proceso de licuefacción implica una combinación de enfriamiento y compresión de CO₂ (Aliyon K., 2020). El CO₂ se puede licuar a varias presiones entre el punto triple (5.18 bar, -56.6 °C) y el punto crítico (73.8 bar, 31.1 °C). Las condiciones cercanas al punto triple son de presión y temperatura relativamente bajas, mientras que las condiciones cercanas al punto crítico son de presión y temperaturas relativamente altas. Licuar el CO₂ cerca del punto triple requiere un gran sistema de refrigeración debido a que es necesario alcanzar temperaturas más bajas. Por el contrario, cerca del punto crítico es necesario un sistema de compresión masivo. La densidad del CO₂ licuado disminuye a medida que su presión se acerca al punto crítico, implicando desventajas para el transporte/almacenamiento (Y. Seo, 2016). Los sistemas para licuar el CO₂ pueden clasificarse en abiertos o cerrados. En el sistema abierto, el propio CO₂ se comprime y expande como refrigerante, mientras que el sistema cerrado utiliza refrigerantes externos. Los sistemas abiertos son más simples que los cerrados, pero son menos eficientes (Y. Seo, 2016). En el sistema Linde Hampson pre enfriado (un ejemplo de sistema abierto), primero el CO₂ se comprime a una cierta presión (más alta que la presión de licuefacción) y luego el sistema de refrigeración lo preenfriará. El CO₂ preenfriado se expande hasta la presión de licuefacción. Después de la expansión, el CO₂ se licúa. En cambio, en el sistema cerrado, el CO₂ se comprime hasta la presión de licuefacción y luego el sistema de refrigeración lo licua. Según Seo (Y. Seo, 2016), existe una presión óptima de licuefacción del CO₂ de 15 bar a -27.7°C, con un costo aproximado de 24 USD/t CO₂.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



4

IDENTIFICACIÓN Y GEO REFERENCIACIÓN DE FUENTES DE CO₂ BIOGÉNICO Y NO BIOGÉNICO

En esta sección se identifican, caracterizan, cuantifican y se georreferencian las principales fuentes de CO₂ industrial con mayor potencial de abastecer la producción de derivados del H₂V en Uruguay.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán



4. Identificación y georreferenciación de los puntos de generación de CO₂ biogénico y no biogénico

4.1. Metodología

Para identificar y georreferenciar las fuentes de emisión de CO₂ se adoptó la siguiente metodología, organizada en cuatro pasos:

1. Paso 1 - Análisis de la información secundaria

Corresponde, principalmente, al análisis de fuentes oficiales de información (e.g. Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero – INGEI, Balance Energético Nacional – BEN), complementada por informes sectoriales y memorias y balances de principales empresas. Este análisis permitió caracterizar el balance global de emisiones de CO₂ en el país y, principalmente, identificar a las principales actividades / sectores que emiten y absorben (capturan CO₂), los cuales son analizados en el siguiente paso.

2. Paso 2 - Análisis sectorial

Se analizó, con mayor nivel de detalle, los principales sectores económicos con importante potencial en emisiones de CO₂, diferenciándose entre:

- i. Generación eléctrica a partir de biomasa.
- ii. Otros sectores industriales.

Se realiza un análisis en detalle para los sectores antes mencionados destacándose, en cada caso:

- **Breve descripción de los procesos productivos relacionados con la emisión de CO₂.** Factores técnicos que pueden afectar los costos de captación de CO₂.
- **Principales actores.** Principales empresas participantes del sector, fundamentos económicos y principales vectores de crecimiento (por ejemplo, exportación/mercado interno, estacionalidad).
- **Consumo energético.** En base al BEN, análisis de consistencia de los consumos de energéticos por fuente.
- **Estimación de emisiones de CO₂.** Se tomaron, una vez analizados críticamente, los factores de emisión presentados en el BNE. En algunos casos se recurrió a factores de emisión de CO₂ por unidad de producto final internacionales.

Como resultado de esta actividad, se establecieron las principales empresas/instituciones a ser entrevistadas.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



3. Paso 3 - Entrevistas calificadas

Entrevistas con las principales empresas del mercado potencial de CO₂. Esta actividad permitió confirmar la caracterización y los valores numéricos obtenidos a partir de la información pública relevada. Por otro lado, el proceso resultó valioso para precisar detalles de los variados procesos productivos involucrados (pasteras, aserraderos, frigoríficos, biocombustibles, cemento, electricidad) útiles para completar la caracterización de las corrientes de emisiones de gases efecto invernadero y, más específicamente, el mercado potencial de generación de CO₂.

4. Paso 4 - Georreferenciación y Cuantificación

Es el resultado final de esta actividad, se presentan las principales empresas generadores de CO₂, caracterizándolas a través de un grupo de atributos que se detallan más adelante.

La siguiente figura ilustra la metodología descrita.



Figura 11: Metodología para la identificación y georreferenciación de puntos de generación de CO₂

Finalmente es importante destacar que, como parte del proceso metodológico, se realizaron Reuniones de Seguimiento quincenales con la Contraparte Técnica del Estudio (MIEM-DNE y GIZ). Estas reuniones han permitido la discusión y toma de decisiones consensuadas con respecto a algunos temas relevantes (e.g. chequeos cruzados de información relevante, cuestionario guía para las entrevistas, asistencia con la identificación de contactos clave, entre otros).

4.2. Análisis de información secundaria

Los principales documentos consultados fueron:

- Serie histórica del INGEI.
- Serie histórica del BEN.
- Balance de Energía Útil (BEU) año 2016 para el sector Industrial.
- Informes sectoriales, memorias y balances de empresas.

4.2.1. Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero

El INGEI estima las emisiones y absorciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para un período de tiempo y país (o territorio) específico. Esta herramienta es utilizada por los países para cumplir con compromisos internacionales relacionados con el cambio climático. El INGEI se utiliza para realizar el seguimiento de las emisiones y absorciones de los GEI en una variedad de sectores económicos /actividades; se prepara siguiendo la metodología del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC¹). Las partidas utilizadas en el INGEI son:

- Energía (E);
- Procesos Industriales y Uso de Productos (IPPU²);
- Agricultura, Silvicultura y otros Usos de la Tierra (AFOLU³)⁴;
- Desechos y
- Partidas Informativas⁵ (PI).

Uruguay cuenta con una larga trayectoria en estimaciones de los GEI. La primera edición del INGEI fue elaborada para el año de referencia 1990 y presentada en la tercera *Conference of the Parties* (COP) en 1997. Desde esa fecha se han realizado varias ediciones, la última edición contiene la evolución histórica para la serie que contiene estimaciones puntuales en 15 años⁶.

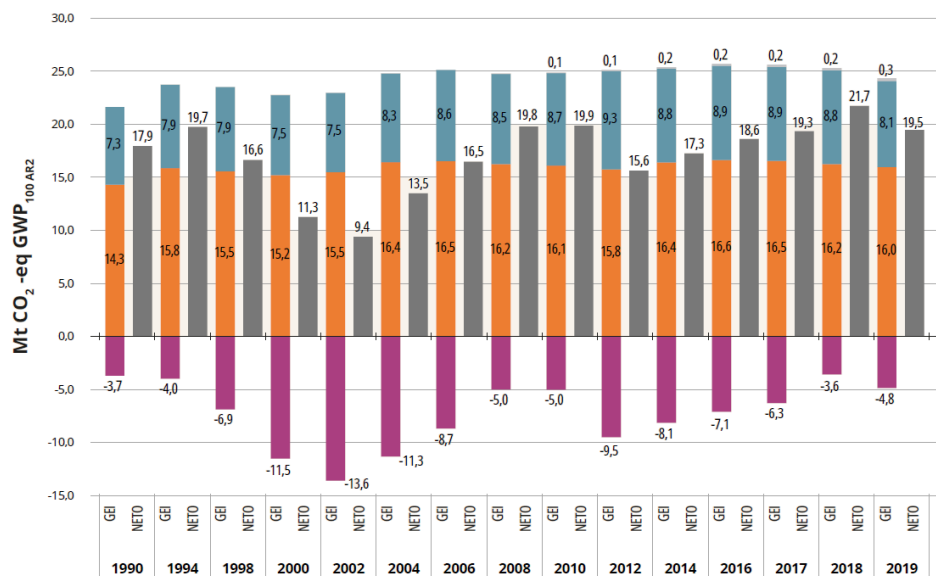


Figura 12: Evolución de las emisiones de GEI 1990-2019 en Mt de CO₂ (INGEI, 2019)

¹ Del inglés, *Intergovernmental Panel on Climate Change*.

² Del inglés, *Industrial Process and Product Uses*.

³ Del inglés, *Agriculture, Forestry and Other Land Uses*.

⁴ Es importante destacar que, en el INGEI, las emisiones de CO₂ procedentes de la quema de biomasa no se contabilizan dentro de los totales del sector Energía, a pesar de estar frente a una clara actividad de quema con fines energéticos. Esto se debe a que la metodología empleada por Uruguay considera que al talar el árbol se emite el 100% del carbono contenido en el mismo, por lo que las emisiones correspondientes a la quema de biomasa quedan incluidas en el sector AFOLU. De cualquier forma, se incluye en el INGEI una partida informativa de emisiones debido a quema de biomasa, la cual no se suma al total de emisiones ni es desagregada por actividad.

⁵ Corresponde a Aviación Internacional y Navegación Internacional.

⁶ Correspondiente a los años: 1990,1994, 1998, 2000, 2002, 2004, 2006, 2008, 2010, 2012, 2014, 2016, 2017, 2018 y 2019.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



En los últimos 30 años (período 1990-2019), el crecimiento de los GEI, medido en Mt de CO₂ equivalente, fue de 8.6% mientras que el crecimiento del Producto Bruto Nacional (PBI), medido en dólares constantes del año 2019, se duplicó casi una vez una media (133%). Este círculo virtuoso entre crecimiento económico con muy poco impacto ambiental se sustenta en la cadena de valor forestal – maderera – celulosa. La principal explicación del modesto crecimiento de los GEI es el efecto absorción neto de CO₂ (ver barra violeta en Figura 12) de las más de un millón de hectáreas de plantaciones forestales cuyo comienzo se ubica a fines de los años 80 a partir de políticas proactivas hacia al sector. El efecto absorción neto es de -4.8 Mt de CO₂ como consecuencia de remociones de CO₂ de la forestación (-14.8 Mt) y emisiones de CO₂ (10.0 Mt). La Tabla 4 muestra la composición del total de emisiones de CO₂ en el país por sector: E, IPPU, AFOLU, Desechos y PI y clasificadas según las características de la fuente en: evitables, inevitables, no estacionarias y atomizadas.

Tabla 4: Uruguay – composición del total de emisiones de CO₂ en Mt (INGEI, 2019).

Sector	Evitables	Inevitables	No Est & Atom	Total
E - Industria de la Energía	0,6			
E - Industria & Construcción	0,9			
E - Transporte			3,7	
E - Otros			1,0	
IPPU - Cemento		0,3		
IPPU - Cal		0,1		
AFOLU - Cultivos			2,6	
Desechos			0,0	
PI - Aviación internacional			0,3	
PI - Navegación internacional			0,5	
Total Emisiones	1,5	0,4	8,0	10,0
AFOLU - Forestación				-14,8
Total Remociones				-14,8
Balance final				-4,8

Retomando los conceptos vertidos en el Punto 2.1. – Clasificación de las fuentes de CO₂, el concepto de inevitabilidad en fuentes industriales de emisión es ambiguo y dinámico. Se consideran inevitables aquellos procesos industriales que no pueden ser reemplazados, en el contexto actual, por una alternativa menos emisora, ya sea que no existen, no están disponibles, o los procesos, productos o recursos alternativos tienen un potencial limitado. Esta clasificación varía en el tiempo, a medida que avances tecnológicos permiten el reemplazo de la fuente. En general todos los procesos productivos que queman combustibles fósiles se consideran evitables.

Por otra parte, las fuentes de emisión pueden ser estacionarias (o fijas) o no estacionarias (móviles). Las fuentes de emisión estacionarias son aquellas situadas en un lugar físico particular, definido e inamovible. A su vez la fuente de emisión puede estar aglomerada (concentrada en el territorio) o atomizada (dispersa en el territorio).

A los efectos del presente análisis no forma parte del mercado relevante de CO₂ las siguientes emisiones:

- **Emisiones móviles (no estacionarias).** Corresponden al Sector Energía – Transporte, PI de Aviación Internacional y Navegación Internacional; totalizando 4.5 Mt de CO₂.
- **Emisiones atomizadas.** Corresponden al Sector Energía (excepto generación a partir de biomasa) - Residencial y AFOLU – Cultivos y Desechos; totalizando 3.5 Mt de CO₂.
- **Emisiones evitables.** En base a la definición antes mencionada, se considera a la Industria de la Energía (Refinería y Electricidad) como generadores de CO₂ evitable. Este sector



generó en el año 2019 0.6 Mt de CO₂. Igual criterio aplica para la utilización de energía en base a quema de combustibles en los procesos industriales (0.9 Mt de CO₂ en 2019).

Estas emisiones totalizan 9.5 Mt de CO₂. El restante 0.4 Mt de CO₂ corresponde a emisiones no biogénicas inevitables concentradas en el de Sector IPPU - Industria de los Minerales, de las cuales 0.3 Mt de CO₂ corresponden a la Industria de Cemento y 0.1 Mt corresponden a la Industria de Cal. En ambos casos se trata de emisiones de CO₂ por la descomposición de la caliza en óxido de calcio y CO₂. Es importante mencionar que, muy probablemente, las regulaciones en los países desarrollados para que un insumo sea certificable como sustentable se irán recrudesciendo, con lo cual un escenario posible es que las emisiones no biogénicas clasificadas como evitables no lo sean en un futuro o que los proyectos asociados a estas emisiones deban adherirse a regulaciones similares al *Emission Trade System* (ETS) de la Unión Europea.

Finalmente, es importante recalcar que el INGEI no presenta estimaciones de emisiones de CO₂ biogénico por sector como consecuencia de la quema de biomasa para la generación de energía, tanto para Servicio Público o como parte de un proceso productivo industrial⁷. Estas estimaciones fueron realizadas por el Consultor en base a la información disponible en los BEN, como se mostrará en el próximo apartado.

4.2.2. Balance Energético Nacional

En Uruguay el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE) está encargado de la elaboración de BEN, donde se presentan los principales resultados del sector energético a nivel nacional. El país cuenta con una larga tradición en la elaboración de estadísticas energéticas en base a una metodología, que, si bien ha verificado algunas modificaciones, ha mantenido una perfecta consistencia, permitiendo comparaciones inter temporales. El primer balance energético fue publicado hace casi 45 años, en el año 1980, abarcando el periodo 1965-1979.

En la actualidad la información es presentada con un elevado grado de desagregación, incluyendo resultados por ramas industriales (frigoríficos, lácteos, molinos, otras alimenticias, etc.). La información respecto a la generación eléctrica se divide en centrales de Servicios Público (SP) y Autoproducción. Además, en el BEN se incluyen las emisiones de CO₂ provenientes de la actividad de quema de combustibles fósiles correspondientes a las industrias de la energía (“Centrales de Servicio Público” y “Consumo Propio”) y los sectores de consumo final. El BEN mantiene el criterio del INGEI de no desagregar las emisiones provenientes de la quema de biomasa por sector, publicando adicionalmente una partida informativa.

⁷ El INGEI, como partida informativa, presenta para el año 2019, el total de las emisiones asociadas a la quema de biomasa estimadas en 9.0 Mt. Las industrias manufactureras fueron la principal categoría de emisión de CO₂ (75 %), debido principalmente a la quema de licor negro, leña y otros residuos de biomasa (cáscara de arroz, bagazo, etc.) en calderas para la generación de calor para procesos productivos y generación de electricidad de autoproducción. El sector residencial fue el segundo contribuyente (15 %) debido principalmente a la quema de leña para calefacción. Por su parte, la categoría industrias de la energía contribuyó con el 5 % de las emisiones de CO₂ generadas por la quema de licor negro y otros residuos de biomasa y el sector transporte aportó el 2 % debido al consumo de biocombustibles en el transporte terrestre. Por último, la categoría Agricultura/ silvicultura/ pesca aportó el 2 % de las emisiones de dicho gas a través del uso de leña en fuentes estacionarias.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



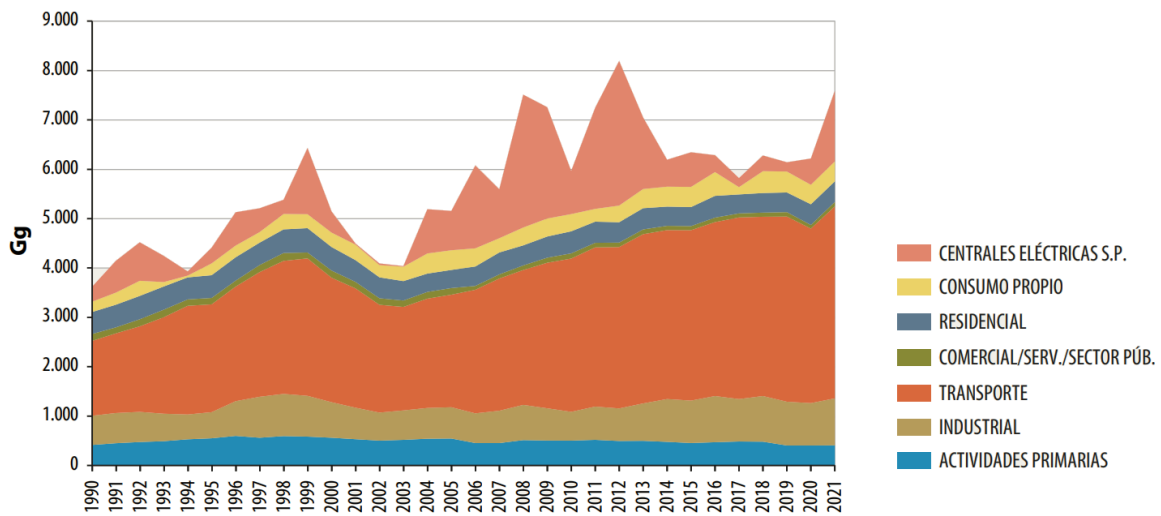


Figura 13: Evolución emisiones CO₂ por quema de combustibles en Mt - periodo 1990-2021 (Balance Energético Nacional 2021).

Las principales características de la evolución de la cantidad de emisiones de CO₂ como consecuencia de la quema de combustibles fósiles para el periodo 1990 – 2021 son:

- **Crecimiento sostenido**, para las emisiones del Sector Transporte.
- **Significativa variabilidad para las emisiones asociadas a las centrales eléctricas SP** (ver forma de serrucho en la parte alta de la Figura 13) debido a que en su gran mayoría corresponden a centrales térmicas convencionales, cuyo despacho y, por consiguiente, consumo de combustible depende significativamente de las condiciones hidrológicas en cada año.
- **Estabilidad**, para la mayoría de los sectores de la economía: Industria, Actividades Primarias, Residencial, Comercial (valores marginales) y Consumo Propio.

Una información muy valiosa, a los efectos del presente estudio, es la estimación que se realiza en el BEN sobre el consumo de leña y residuos de biomasa. La siguiente tabla ilustra el consumo energético para los sectores de interés, en el año 2022.

Tabla 5: Consumo energético de leña y biomasa para principales sectores, año 2022 (Balance Energético Nacional 2022).

Sector	Leña (ktep)	Residuos biomasa (ktep)
Centrales SP	0.6	131.8
Centrales AP	1.0	171.2
Papel y celulosa	13.7	1,016.0
Madera	0.0	152.7
Molinos	10.4	36.6
Frigoríficos	36.1	7.4

El principal sector es el de Papel y Celulosa, con más de 1,000 ktep de consumo (año 2022. Este sector compuesto de dos grandes empresas (UPM1 y Montes del Plata) supera ampliamente (en casi 7 veces al

resto de los sectores que, a su vez, se encuentran más atomizados (madera, aserraderos y molinos). La categoría molinos, además de representar un bajo consumo de biomasa, abarca la actividad de arroz, trigo y cereales, involucrando gran cantidad de establecimientos de bajas emisiones.

4.2.3. Balance de Energía Útil del Sector Industrial

Adicionalmente, y para realizar un análisis de consistencia de los resultados obtenidos a nivel sectorial a partir de los usos de combustibles y su relación con las emisiones de CO₂, se recurrió al Balance de Energía Útil (BEU) del Sector Industrial, elaborado en el 2016 por el MIEM – DNE. En este estudio se presenta la caracterización de los consumos y usos del sector industrial, tanto en energía final como útil. La siguiente figura muestra los principales usos energéticos por sector.

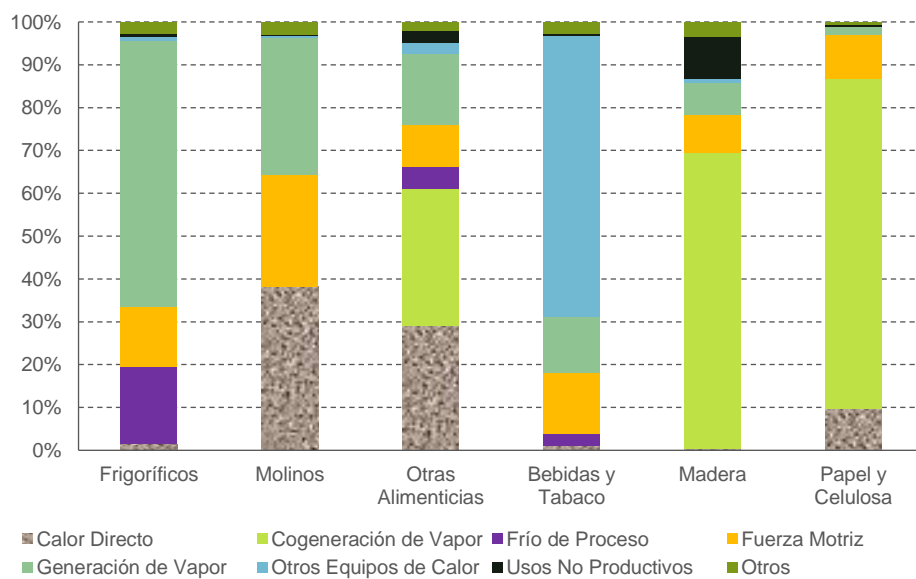


Figura 14: Consumo energético por uso y sector, (Balance de Energía Útil del sector Industrial 2016)

4.2.4. Informes sectoriales, memorias y balances de empresas

Para los sectores cemento, generadores privados a base de biomasa, pulpa, papel y celulosa y frigoríficos fue necesario complementar la información general al nivel de subsectores con información particular de las empresas. Con este fin se ha recurrido páginas web, memorias y balances de acceso público. Excepto por los frigoríficos, aserraderos y molinos, estos sectores presentan baja atomización.

Para georreferenciar, cuantificar y caracterizar a las principales unidades productoras de CO₂ se realizó también un análisis de detalle a nivel sectorial que se describe en el siguiente apartado.

4.3. Análisis sectoriales

En el Anexo 3 se presentan los análisis sectoriales, a partir de los cuales se realizó el análisis de los principales establecimientos emisores en el país, cubriendo los siguientes puntos:

- Breve descripción de los procesos productivos relacionados con la emisión de CO₂.
- Principales actores.
- Consumo energético.

4.4. Entrevistas calificadas

El análisis de la información secundaria, incluidos los análisis sectoriales, fueron enriquecidos con la información obtenida a través de entrevistas a los principales actores del potencial mercado de CO₂ de origen biogénico o no biogénico inevitable. Las entrevistas tuvieron dos objetivos fundamentales:

1. Homologar o corregir las estimaciones preliminares de CO₂ realizadas por el Consultor para cada establecimiento.
2. Contar con mayor cantidad de información para la caracterización del mercado potencial de generación de CO₂. En particular los principales fundamentos técnicos y/o económicos que puede afectar el volumen de emisiones de CO₂ en el mediano y largo plazo.

Las principales conclusiones de las entrevistas son:

1. **Nivel de información e involucramiento en la temática.** La industria papelera maneja muy buen nivel de información y conocimiento sobre la temática del estudio (posición líder), el resto de las industrias tienen muy buena información sobre consumos de combustible y conocimiento general de las posibilidades de la utilización del CO₂ biogénico en otros procesos productivos (posición expectante).
2. **Revisión de estimaciones.** En todos los casos se confirmaron las estimaciones de emisiones tanto presentadas en el INGEI año 2019 como las estimadas por el Consultor (CO₂ biogénico de origen industrial por empresa).
3. **Estados de situación de los procesos productivos asociados a la generación de CO₂.** Se obtuvo información valiosa sobre los procesos de producción de las principales empresas, sus modos de funcionamiento (continuo, estacional) y la caracterización detallada de las emisiones, incluyendo datos como tratamientos previos, la temperatura y los puntos de emisión (ubicación de chimeneas).
4. **Perspectivas.** Ninguna de las empresas entrevistadas anticipa cambios importantes en el nivel de producción, en particular una reducción de este.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



4.5. Georreferenciación, Caracterización & Cuantificación

En esta sección se presenta un resumen de los resultados obtenidos, georreferenciados y caracterizados. De forma natural las pasteras se posicionan como los principales establecimientos a considerar, alcanzando emisiones biogénicas anuales de 9.36 Mta en total. Sin considerar estos establecimientos, aparece un mercado de CO₂ de emisores relativamente pequeños.

En efecto, el nivel de emisiones de las pasteras es más de 10 veces superior a las emisiones de los restantes sectores identificados (aserraderos, biocombustibles, cemento, frigoríficos, electricidad y cal):

Tabla 6: Emisiones CO₂ por sector. Elaboración propia.

Industria	Emisiones (Mta)
Pasteras	9.36
Aserraderos	0.64
Cemento	0.31
Biocombustibles	0.30
Frigoríficos	0.20
Molinos	0.20
Generación	0.14
Cal	0.1
Cerveza	0.01
Total	11.3

La gran mayoría de emisiones biogénicas provienen de la quema de biomasa, salvo en los procesos de fermentación, corrientes de biogás y procesos de descomposición de caliza (industrias de cemento y cal). El CO₂ presente en los humos de combustión suele tener baja concentración, de entre 10% y 12%.

A continuación, se presenta la georreferenciación de los establecimientos emisores, diferenciados por tipo de industria (Se adjunta también la herramienta en Excel: Georreferenciación-stc.xlsx):

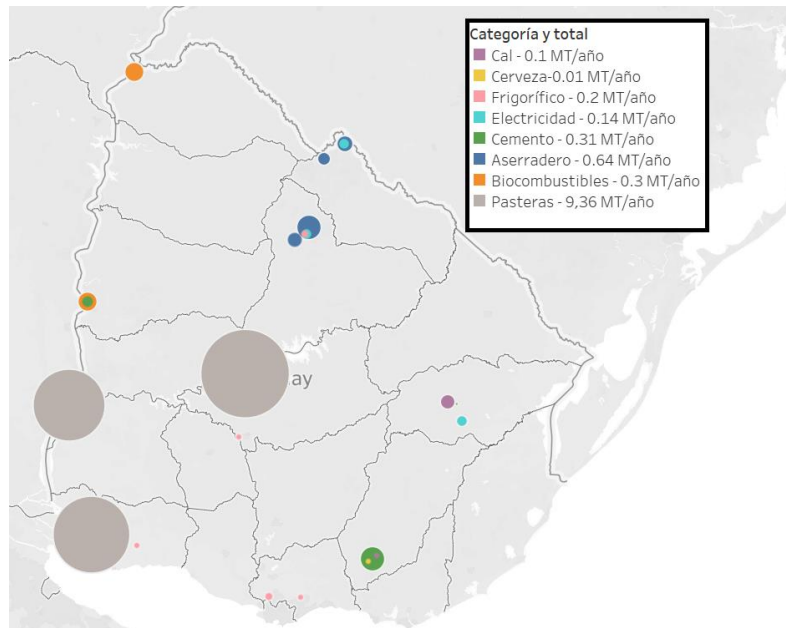


Figura 15: Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas inevitables⁸, elaboración propia en Tableau.

Para una mejor visualización de las fuentes relevantes alternativas a las pasteras, se optó por presentar la georreferenciación sin las mismas.

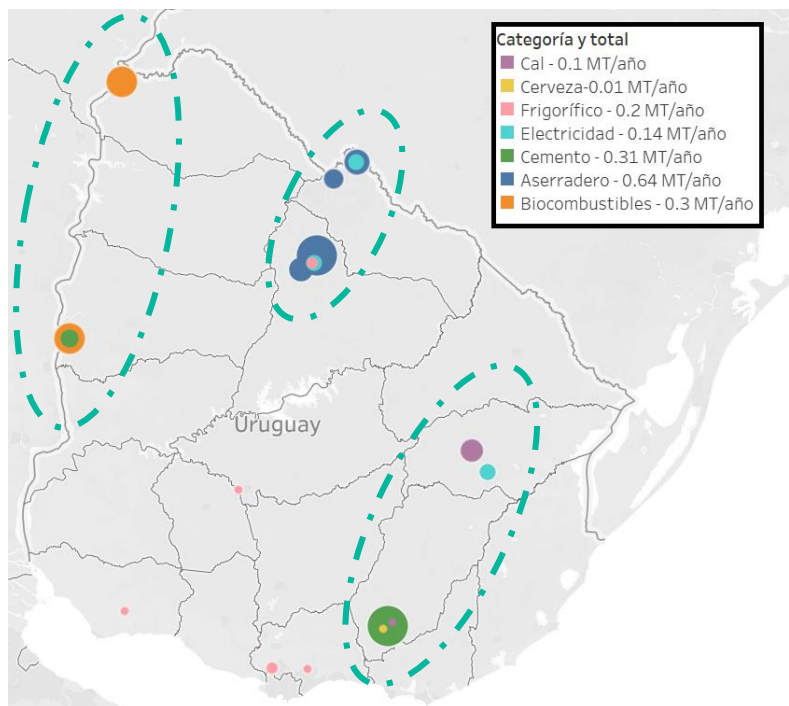


Figura 16: Mapa de emisiones biogénicas o no biogénicas inevitables⁹, sin considerar pasteras, elaboración propia en Tableau.

⁸ Datos a 2022, salvo industria cementera y FNC donde no se cuenta con información posterior a 2021.

⁹ Datos a 2022, salvo industria cementera y FNC donde no se cuenta con información posterior a 2021.



Ministerio de Industria, Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión del Bundestag alemán

Implementado por



Se observan 3 conglomerados de potencial interés:

- **Conglomerado Norte (CN, Tacuarembó y Rivera) – 0.6 Mta**, donde se encuentran varios aserraderos, además de frigoríficos y plantas de generación de energía eléctrica a partir de biomasa. Además, se cuenta con la vía ferroviaria Tacuarembó – Rivera y una conexión férrea desde Tacuarembó a Paysandú.
- **Conglomerado Este (CE, Lavalleja y Treinta y Tres) – 0.4 Mta**, donde se encuentran cementeras, caleras, plantas de generación a partir de biomasa y fuentes por fermentación. Minas y Treinta y Tres están conectadas mediante la ruta 8, a una distancia de 170 km aproximadamente. Minas cuenta con conexión ferroviaria hacia Montevideo.
- **Conglomerado Litoral Norte (CLN, Paysandú y Artigas) 0.4 Mta**, donde se encuentran un polo relacionado a cementeras y biocombustibles, a su vez en una posición privilegiada respecto al puerto de Paysandú y con conexión férrea con Tacuarembó y Rivera.

En Uruguay 8 empresas representan el 91% del total de emisiones de CO₂ biogénicas y no biogénicas inevitables y a su vez superan el límite establecido por el programa de gases de efecto invernadero de IEA (IEAGHG) de 0.1 Mton CO₂ sobre el cuál sería económicamente favorable realizar la captura en términos de costos.

Cabe destacar que las corrientes provenientes de procesos fermentativos presentan concentraciones mucho más elevadas de CO₂, pudiendo alcanzar el 98%. Por otra parte, el sector cemento se encuentra en una etapa de grandes cambios. A fines de 2021 se inauguró la cementera Cielo Azul, con una capacidad instalada de 600,000 toneladas de cemento. En el 2023, cementos Artigas ha realizado importantes inversiones en su planta de Minas y ANCAP ha comenzado un proceso licitatorio en busca de un socio para la producción de cemento. Estos factores agregan incertidumbre en cuánto al posicionamiento de las empresas en el futuro. Para la estimación de las emisiones no biogénicas inevitables, basados en los datos del INGEI se encuentra un índice de 0.46 tCO₂/t Clinker.

De las entrevistas realizadas surge también que la generación de vapor asociada a las industrias frigorífica y de aserraderos presentan mayor variabilidad diaria para satisfacer los requerimientos del proceso productivo. Tanto las pasteras como las centrales de generación eléctrica a biomasa presentan un comportamiento estable.

Por último, las estimaciones demuestran que las corrientes de biogás no resultan fuentes significativas de CO₂, siendo menores o iguales a 0.011 Mta para todos los establecimientos considerando la tecnología de separación de CO₂ por purificación de biogás a biometano, y menores a 0.022 Mta por captura de CO₂ postcombustión (muy por debajo del límite de 0.1 Mta sugerido por IEAGHG).



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



5

IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DISPONIBLES

En esta sección se identifican y describen las tecnologías disponibles con mayor potencial de implementación según el desarrollo tecnológico y las fuentes existentes para captura, procesamiento, almacenamiento y transporte del CO₂ hacia las instalaciones de uso. Adicionalmente se identifican las variables, parámetros operativos, requerimientos y barreras técnicas a superar.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



Ministerio Federal
de Economía
y Protección del Clima

en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

5. Identificación y descripción de las tecnologías disponibles

5.1. Captura de CO₂ de fuentes biogénicas y no-biogénicas inevitables identificadas en Uruguay

De acuerdo con los resultados del relevamiento de emisiones estacionarias puntuales de CO₂ en Uruguay, tanto biogénicas como no biogénicas inevitables presentado en el Capítulo 3, los sectores que presentan mayor potencial para captura de CO₂ son:

- Industria de Celulosa
- Industria de Aserraderos
- Industria del Cemento
- Industria de Biocombustibles (etanol)

En esta sección se realiza una descripción de cada uno de estos sectores industriales en términos de emisiones de CO₂, potenciales estrategias y tecnologías de captura que aparecen más adecuadas para cada caso y estimaciones de costos asociados a los procesos de captura. Se incluye posteriormente una descripción más detallada del proceso de absorción química con aminas, considerando que es el que resulta más apropiado de acuerdo a las características de las corrientes que contienen CO₂ y de su grado de madurez tecnológica. Finalmente, se presentan los aspectos más relevantes a modo de conclusiones para esta sección.

5.1.1. Pulpa y papel

Características de la industria y potencial de captura

El sector de la producción de pulpa y papel es altamente demandante de energía. Como ejemplo, en 2014 fue el cuarto mayor consumidor de energía, representando el 5.6% del uso mundial de energía industrial (Yang, Meerman, & Faaij, Carbon capture an dbiomass in industry: a techno-economic analyses and comparison of negative emissions options, 2021). Aporta cerca de 250 Mta de CO₂ a las emisiones globales, equivalente al 2% de las emisiones totales (Leeson, Dowell, Shaha, Petit, & Fennell, 2017). Las fábricas de pulpa y papel pueden clasificarse en plantas de pulpa, y plantas de pulpa y papel integradas (Yang, Meerman, & Faaij, Carbon capture an dbiomass in industry: a techno-economic analyses and comparison of negative emissions options, 2021) (Leeson, Dowell, Shaha, Petit, & Fennell, 2017). La mayor parte de la pulpa producida mundialmente es pulpa química (kraft) (Kuparinen, Lipiäinen, Vakkilainen, & Laukkanen, 2021) y la materia prima principal del pulpado químico es biomasa leñosa (Kuparinen, Vakkilainen, & Tynjälä, 2019). El consumo total de calor de las fábricas de pulpa es de aproximadamente 10-18 GJ/adt (tonelada de pulpa seca), y un extra de 3-6 GJ es necesaria para la producción de papel. El consumo de electricidad, por su parte, es de 0.6-0.8 MWh/adt para las fábricas de pulpa y de 0.9-2.1 MWh/adt para las fábricas de celulosa y papel integradas (Yang, Meerman, & Faaij, Carbon capture an dbiomass in industry: a techno-economic analyses and comparison of negative emissions options,



presentan los porcentajes de emisión de las diferentes fuentes identificadas junto con las concentraciones de CO₂ en cada caso.

Tabla 7: Características de las fuentes de emisión de CO₂ del proceso de producción de celulosa (Onarheim, Santos, Kangas, & Hankalinc, 2017) (Kuparinen, Vakkilainen, & Tynjälä, 2019)

	<i>Fuente emisora</i>		
	<i>Caldera de recuperación</i>	<i>Caldera de biomasa</i>	<i>Horno de cal</i>
<i>Porcentaje del total de emisiones (%)</i>	80	14	6
<i>Concentración CO₂ (%)</i>	13-21	12-19	20-30

La energía y el vapor generados en las calderas normalmente cubre la demanda de la planta y, en algunos casos, se exporta electricidad a la red (Onarheim, Santos, Kangas, & Hankalinc, 2017).

Tecnologías de captura

Si bien la captura de dióxido de carbono de las plantas de fabricación de pulpa aún se encuentra en etapa de desarrollo a nivel industrial, diferentes tecnologías basadas en pre-, oxi- y post-combustión podrían ser aplicadas (Kuparinen, Lipiäinen, Vakkilainen, & Laukkanen, 2021) (Kuparinen, Vakkilainen, & Tynjälä, 2019). Debe considerarse la factibilidad de aplicar la captura de CO₂ solo en algunos puntos de emisión del proceso (Kuparinen, Vakkilainen, & Tynjälä, 2019).

b.1. Pre-combustión

La estrategia de pre-combustión ha sido propuesta considerando la gasificación del licor negro con oxígeno a alta presión (Onarheim, Garðarsdóttir, Mathisen, Nord, & Berstad, 2015). El gas de síntesis producido en la unidad de gasificación contiene una cantidad considerable de H₂S procedente de los productos químicos de la cocción de la pulpa que podría ser separado mediante absorción física. Este proceso puede modificarse para capturar CO₂ dejando que el gas de síntesis libre de azufre pase a través de un segundo absorbente donde se retiene el CO₂. El disolvente rico en CO₂ se regenera disminuyendo la presión. El CO₂ separado puede luego comprimirse y transportarse al almacenamiento o punto de uso mientras que el gas de síntesis limpio se quema en una turbina de gas para producir electricidad (Onarheim, Garðarsdóttir, Mathisen, Nord, & Berstad, 2015). Esta tecnología aún no se ha demostrado comercialmente con éxito (Kuparinen, Vakkilainen, & Tynjälä, 2019).



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



b.2. Oxi-combustión

Una opción factible para captura de CO₂ en plantas de celulosa es la implementación de procesos de oxi-combustión en los tres puntos de emisión del proceso: la caldera de recuperación, la caldera de biomasa y/o el horno de cal. Como se ha descrito en secciones anteriores, la oxi-combustión requiere una fuente de oxígeno, la cual podría corresponderse con el O₂ subproducto del proceso de electrólisis, si está disponible en las cercanías. En caso contrario, debería instalarse una planta de separación de aire (ASU), lo cual implicaría costos adicionales. Por otro lado, sería necesario introducir cambios en los equipos relacionados con el cambio de aire a O₂ puro como comburente del proceso (Kuparinen, Vakkilainen, & Tynjälä, 2019).

b.3. Post-combustión

Por último, como tecnologías de captura de CO₂ post-combustión en plantas de celulosa, se han propuesto la absorción con aminas y el Calcium Looping (CaL).

- Lavado con aminas.** La eficiencia de captura de CO₂ con monoetanolamina (MEA) alcanza valores usuales de entre 80 y 90% en procesos de pulpa y papel. (Yang, Meerman, & Faaij, Carbon capture an dbiomass in industry: a techno-economic analyses and comparison of negative emissions options, 2021) (Kuparinen, Lipiäinen, Vakkilainen, & Laukkanen, 2021) (Kuparinen, Vakkilainen, & Tynjälä, 2019). El mayor impacto en la planta de pulpa al implementar captura de carbono proviene de la demanda de vapor para regenerar el solvente de captura. La cantidad de vapor requerida es directamente proporcional al volumen de gases de combustión tratados y a la presión parcial de CO₂ en los gases de combustión (Ornarheim (Onarheim, Santos, Kangas, & Hankalinc, 2017) reporta 0.57 MWh/adt para un estudio de captura de CO₂ de la caldera de recuperación). Para los casos en los que el exceso de vapor generado en la planta no sea suficiente para cubrir la demanda adicional de la planta de captura de CO₂, se podría implementar una caldera auxiliar (Onarheim, Santos, Kangas, & Hankalinc, 2017). Con respecto a la sensibilidad de las aminas a la contaminación, en el caso de las fábricas de pulpa y papel, los gases de combustión de las calderas presentan una concentración más baja de azufre en comparación con los gases de combustión derivados de combustibles fósiles, incluso con valores por debajo de los límites de emisión establecidos por las normativas (Onarheim, Santos, Kangas, & Hankalinc, 2017). Por otro lado, la implementación de una planta de captura de CO₂ generaría demandas adicionales sobre los servicios de la planta de pulpa existente, por ejemplo: agua de refrigeración, tratamiento de aguas residuales, agua de proceso (Onarheim, Santos, Kangas, & Hankalinc, 2017).
- Calcium Looping (CaL).** Las tecnologías de looping de calcio también ofrecen posibilidades interesantes para la captura de CO₂ en plantas de pulpa y papel. En el caso de las fábricas de celulosa kraft, se ha propuesto que el lodo de cal del horno de cal podría usarse como sorbente para la captura de CO₂. Incluso si el lodo de cal como tal no fuera una opción viable para la captura de CO₂, existen otras posibilidades de integración con el proceso CaL y el horno de cal. Sin embargo, esta tecnología aún se encuentra en fase de estudio (Kuparinen, Vakkilainen, & Tynjälä, 2019).



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



Costos

El costo total de implementar procesos de captura de CO₂ en una planta de pulpa existente está afectado por el tamaño de la planta de captura, la capacidad de captura de CO₂ y la tecnología seleccionada. Leeson (Leeson, Dowell, Shaha, Petit, & Fennell, 2017) reporta 59 USD/t CO₂ para la tecnología de captura basada en aminas aplicada en la caldera de recuperación; Kuparinen (Kuparinen, Vakkilainen, & Tynjälä, 2019), reporta entre 40 y 44 USD/t CO₂ y, Parkhi (Parkhi, Cremaschi, & Jiang, 2022), un costo de 76 USD/t CO₂ para la misma tecnología. Las diferencias encontradas pueden deberse a que el proceso de captura de CO₂ basado en MEA aplicado a la industria de pulpa y papel aún no se ha consolidado industrialmente (Parkhi, Cremaschi, & Jiang, 2022).

5.1.1. Aserraderos

Características de la industria y potencial de captura

El aserradero es una industria de procesamiento que convierte la madera (la sección redonda de un árbol, sin ramas ni copas) en madera aserrada (tableros de madera utilizados en las industrias madereras y en la construcción) (S. Mesfun, 2016). En el proceso de tratamiento de la madera, la materia prima se descortezza, luego se aserra, se clasifica, se seca y en algunos casos se tritura (ver un ejemplo en Figura 18). El producto deseado de esta cadena productiva es la madera aserrada, que representa un aproximado del 47% de la madera entrante en peso seco. El resto constituye un residuo que se utiliza como combustible y que puede aproximarse compuesto por astillas (alrededor del 26% de la madera aportada en masa seca), corteza (19%) y aserrín (8%).

La producción de madera requiere más energía térmica que electricidad. Anderson (J. Anderson, 2014) informa consumos de electricidad y calor de aproximadamente 77 kWh/m³ de madera y 339 kWh/m³ de madera, respectivamente. Para cubrir esta demanda térmica y energética de la planta, cerca del 40% de los residuos de biomasa generados en el proceso del aserradero deben ser utilizados como combustible para generar calor y electricidad. El 60% restante se vende al mercado como astillas y pellets de madera. Sin embargo, debe aclararse que estas cifras son altamente dependientes del proceso bajo análisis.

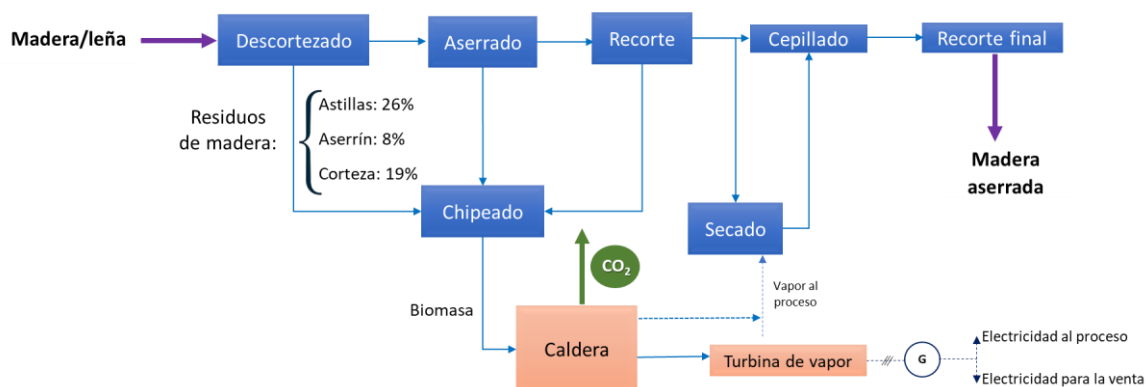


Figura 18: Esquema simplificado del proceso de producción de madera aserrada. Fuente: elaboración propia a partir de (Gopalakrishnan, Mardikar, Gupta, Jalali, & Chaudhari, 2012)

Como se menciona anteriormente, la industria de los aserraderos produce grandes cantidades de residuos de biomasa, lo cual la convierte en una alternativa atractiva para la generación de energía y calor con una baja huella de carbono (A. Martínez Gonzalez, 2019). Además, el mercado en desarrollo de utilización de CO₂ podría fomentar la economía circular del carbono.

La combustión, la gasificación y la pirólisis son los tres métodos termoquímicos más frecuentemente utilizados para la conversión de la biomasa en energía (A. Martínez Gonzalez, 2019). En la combustión, la biomasa reacciona con aire u oxígeno produciendo calor y gases de combustión. La concentración de CO₂ de los gases de chimenea de este proceso ronda el 15% (Vakkilainen E. K., 2017). En la gasificación de biomasa se convierten materiales carbonosos principalmente en CO e H₂ al hacer reaccionar la materia prima con una cantidad controlada de oxígeno, aire y/o vapor, con temperaturas de salida en un rango amplio de 650-1200°C. Se obtienen también residuos en forma de cenizas. La mezcla de gases resultante se denomina gas de síntesis y usualmente se quema en turbinas de gas o motores de combustión interna. Dependiendo de si se usa aire, oxígeno y/o vapor en la gasificación, se obtienen porcentajes de CO del 20-40% y de CO₂ de 10-12% (Dinca, Slavu, Cormos, & Badea, 2018) (Ruiz, Juárez, Morales, Muñoz, & Mendivil, 2013). A los efectos de la posterior captura, debe considerarse que el CO luego se transformará en CO₂ durante la combustión del gas de síntesis, pero su porcentaje final será diferente dependiendo de si se emplea combustión con aire u oxi-combustión. La gasificación es una de las formas más eficientes de convertir la energía química contenida en la biomasa y una de las mejores alternativas para obtener energía a partir de sólidos carbonosos residuales (A. Martínez Gonzalez, 2019) (J. Dai, 2015). Por último, en el proceso de pirólisis se convierte la biomasa en bioaceite, biocarbón y gases no condensables en un proceso a temperaturas entre 350-650 °C en ausencia de oxígeno. Los usos limitados y la dificultad en el procesamiento posterior del bioaceite han limitado la aplicación de la tecnología (J. Dai, 2015).

Estrategias/tecnologías de captura

Oxi-combustión

La oxi-combustión aborda el problema de las bajas concentraciones de CO₂ en los gases de chimenea. Como se menciona en secciones anteriores, a diferencia de las plantas de combustión convencional que utilizan aire como oxidante, una planta de oxi-combustión requiere de una corriente de O₂ puro. Este podría ser suministrado a partir del O₂ subproducto del proceso de electrólisis en procesos de producción de derivados de H₂ verde, si la planta de electrólisis está disponible en las cercanías. En caso contrario si no resultase suficiente, debería instalarse una planta de separación de aire (ASU), lo cual implicaría costos adicionales (S. Pratschner, 2021). Sin embargo, un aspecto a tener en cuenta en el diseño de los procesos de oxi-combustión es la alta temperatura alcanzada al utilizar O₂ puro, lo que implica la implementación de modificaciones a un diseño de proceso existente (e.g. ciclos de flue gas y materiales resistentes a altas temperaturas). Es una estrategia especialmente atractiva para su consideración al momento de diseñar un proceso nuevo.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



Post-combustión: absorción química con aminas

La captura de dióxido de carbono de los gases de combustión de la industria de aserraderos se puede realizar eficazmente mediante procesos de absorción química con soluciones de aminas. Es una opción razonable para captura CO₂ de una corriente como la de quema de biomasa, la cual presenta una presión parcial de CO₂ baja (10-15% v/v y presión atmosférica) y niveles bajos de compuestos de azufre y nitrógeno. La monoetanolamina (MEA) es una opción comúnmente seleccionada ya que es robusta, económica y ampliamente aceptada en el sector industrial. Cuenta con un nivel de desarrollo tecnológico alto (TRL=9)(F. Sher, 2018).

Se trata de una tecnología de fin de proceso, por lo que su instalación no afecta prácticamente al proceso en marcha. Los principales inconvenientes de este sistema son la alta intensidad energética, principalmente en forma de vapor, el requerimiento de espacio para instalar la planta de captura y aspectos relacionados con la corrosión involucrada (A. Almena, 2022).

Costos

Según IRENA (IRENA, IRENA Capturing Carbon, 2021), el costo de la captura de CO₂ en procesos de obtención de energía y calor a partir de biomasa, ronda los 157-188 USD/t CO₂. Por otro lado, un estudio de la ORNL (Oak Ridge National Laboratory) en Estados Unidos, concluye que en un escenario a corto plazo y utilizando hasta 206 Mta de biomasa, se pueden secuestrar hasta 181 Mta de CO₂ a costos promedio que oscilan entre 62 y 137 USD/t CO₂. El mismo estudio arroja que en un escenario a largo plazo que procese hasta 740 Mta de biomasa, se pueden capturar hasta 737 Mta de CO₂ a costos promedio que oscilan entre 42 y 92 USD/t CO₂ (bioenergyinternational.com, 2020). Fuss (Fuss, 2018) estima costos en el rango amplio de 88-288 USD/t CO₂. Donde los costos inferiores corresponden a la implementación de estrategias de oxi-combustión (aunque aclara que algunas aún no han sido probadas). La misma referencia reporta costos de 30-76 USD/t CO₂ para gasificación de biomasa. Se hace referencia incluso a costos extremos para casos donde se necesitan grandes extensiones de terreno para la producción de la biomasa, con valores algo inferiores a 400 USD/t CO₂.

5.1.2. Industria del cemento

Características de la industria y potencial de captura

La industria de producción de cemento presenta un alto consumo de energía y es una gran contribuyente a la emisión de CO₂ antropogénico. Las emisiones de CO₂ de la industria del cemento provienen tanto de la combustión de combustibles fósiles, residuos y/o biomasa como de la calcinación de la piedra caliza. Estas son del orden de 0.9 a 1.0 t CO₂ / t de cemento (combustión y calcinación combinadas) (E. De Lena, 2017)(T. Kuramochi, 2012). Dependiendo de la proporción clinker/cemento, cerca del 60% de las emisiones de CO₂ de una planta de cemento corresponden a la calcinación de la piedra caliza, mientras que el 40% restante provienen de la combustión que provee el calor necesario para el proceso de calcinación de la piedra y producción de escoria(E. De Lena, 2017). La demanda de calor específica para la producción de cemento es de alrededor de 2.9 a 4.6 GJ/t de clinker. La demanda específica de electricidad se sitúa entre 0.32 y 0.54 GJ/t de cemento (T. Kuramochi, 2012).



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



Entre los métodos propuestos para reducir las emisiones de CO₂ en la industria del cemento, se pueden mencionar la utilización de combustibles con bajo contenido de carbono (ej., gas natural), el uso de combustibles neutros en carbono (ej., biomasa), mejoras en la eficiencia térmica, y la reducción de la proporción escoria/cemento utilizando una mayor fracción de aditivos en la terminación del producto. Sin embargo, el potencial de reducción de emisiones a través de estos métodos es limitado debido a que ninguno aborda las emisiones derivadas de la calcinación de la piedra (E. De Lena, 2017). Se han propuesto alternativas de compuestos como reemplazo a la piedra caliza para la producción de cemento, incluso algunas con potencial de emisiones negativas. Sin embargo, un cambio hacia esas alternativas aparece hoy día inverosímil ya que las propiedades y durabilidad de esos compuestos aún no está probada (J. Farfan, 2019). Por lo tanto, para lograr reducciones significativas en las emisiones de CO₂, es necesario implementar técnicas de Captura y Almacenamiento/Utilización de Carbono (CCUS) (E. De Lena, 2017)(J. Farfan, 2019). Las CCU tienen el potencial de compensar los gastos operativos y de capital agregados al adaptar la captura de carbono al proceso de cemento a través de la venta del producto elaborado a partir del CO₂ capturado (J. Farfan, 2019).

Tecnologías/estrategias de captura

Se han estudiado diferentes estrategias/tecnologías de captura de CO₂ para ser integradas a plantas existentes de producción de cemento (E. De Lena, 2017). Las estrategias de pre-combustión son las menos efectivas ya que solo se podrían eliminar en este caso las emisiones correspondientes a la combustión. Por el contrario, las estrategias post-combustión y oxi-combustión aparecerían en principio adecuadas para su implementación en este sector industrial (IRENA, 2021).

Post-combustión

Las estrategias de post-combustión aparecen como las de más sencilla implementación para la captura de CO₂ en las plantas de cemento existentes, ya que no implicarían grandes cambios en el proceso de producción (Yang, Meerman, & Faaij, 2021).

- **Absorción química (aminas).** La captura de CO₂ utilizando tecnologías de absorción química por lavado con aminas (basada en MEA) puede reducir las emisiones de CO₂ de plantas de cemento en un alto porcentaje, pudiéndose recuperar más del 90% del CO₂ presente en la corriente de chimenea (Yang, Meerman, & Faaij, 2021). Esta tecnología puede ser anexada sin mayores inconvenientes a plantas existentes ya que se dispone aguas abajo del proceso, actuando directamente sobre los gases de chimenea y sin afectar en absoluto la calidad del cemento producido en comparación con la propia planta antes de implementar la captura. La experiencia operativa de esta tecnología en el sector del cemento es limitada; sin embargo, existen varios proyectos piloto y de demostración, así como varios anuncios para construir instalaciones comerciales a gran escala (IRENA, 2021). El proyecto europeo CEMCAP16 reunió a importantes productores de cemento y evaluó varias tecnologías de captura para modernizar plantas de cemento existentes desde una perspectiva técnica y económica (Normann, Skagestad, Bierman, Wolf, & Mathisen, 2019). Tras un exitoso proyecto de demostración en Norcem (Noruega, capturando 370 toneladas de CO₂ en 2700 horas de operación con una tasa de captura del 90%), en 2020 el proyecto Longship de Noruega anunció que una instalación comercial de captura a gran escala en Norcem estaría operativa en 2023, con el objetivo de capturar 0.4 Mta de CO₂. Desde 2018, las instalaciones CCU de Anhui Conch en su



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



planta de cemento en China han estado capturando 0.05 Mta de CO₂ y vendiendo el CO₂ capturado a consumidores industriales para cubrir gastos. En 2019, DalmiaCement de India y CarbonCleanSolutions, con sede en el Reino Unido, se comprometieron a construir una planta de CCU a gran escala en una de las plantas de cemento de Dalmia en India. La planta tendrá capacidad para capturar 0.5 Mta de CO₂ y Dalmia pretende vender el CO₂ capturado para la producción química y otros usos no especificados. Esta tecnología tiene un TRL de 7-8 (Dziejarski B., 2023). Se pueden mencionar un par de desafíos importantes. Uno de ellos se deriva de la presencia de impurezas en el gas de chimenea. Los solventes basados en aminas son sensibles a la suciedad y la contaminación con otros gases. Para evitar la degradación del solvente, la corriente de chimenea requeriría pre-tratamiento, lo cual impactaría en el consumo de energía, el CAPEX y el OPEX (IRENA, 2021). Por otro lado, si bien la MEA es ampliamente utilizada en otros procesos, su uso en un proceso de captura industrial a gran escala implicaría un alto requerimiento de energía para la regeneración (hasta 2-6 MJ/kg CO₂). En ese sentido, están surgiendo otros disolventes que presentan mejores performances al reducir las temperaturas necesarias para la regeneración como la piperazina o disolventes patentados por BASF/Linde con requerimientos de regeneración térmica de entre 2.5 a 3 MJ/t CO₂ (IRENA, 2021).

- Calcium Looping.** Dentro de las estrategias post-combustión, una posibilidad aún en desarrollo es la integración de la producción de cemento con sistemas de captura por ciclo de calcio (Calcium Looping) (T. Kuramochi, 2012). En este sistema, el CO₂ contenido en el gas de combustión es absorbido por CaO para formar CaCO₃ en un reactor de carbonatación a alta temperatura. El CaCO₃ generado se envía luego a un reactor de calcinación donde se regenera el CaO para volver al reactor de carbonatación y se produce una corriente de gas rica en CO₂. Si bien la reacción del CO₂ con el óxido de calcio es exotérmica y permite que el calor del carbonatador se utilice en un ciclo de vapor o produzca suficiente electricidad para alimentar otras unidades en las plantas de cemento, el proceso de calcinación es altamente endotérmico y tiene una alta demanda energética. Además, según el diseño seleccionado, podría necesitarse modificar parcialmente la planta de cemento existente sustituyendo el precalcinador por sistemas de lecho fluidizado dual, lo cual además del costo de la inversión puede provocar una parada prolongada de planta. El espacio también puede ser una limitación (IRENA, 2021). Sin embargo, entre otras ventajas, el sorbente empleado en la captura de CO₂, que es CaO, se puede utilizar directamente para la producción de cemento (T. Kuramochi, 2012). De esta forma, existe una sinergia entre la producción de cemento y el proceso de captura ya que este utiliza la principal materia prima del proceso (CaO) como sorbente, el cual está disponible en cantidades industriales y es amigable ambientalmente (IRENA, 2021). El proyecto CEMCAP, financiado con fondos europeos (en la planta de Norcem, Noruega), evaluó el Calcium Looping desde una perspectiva técnica y económica, y el proyecto de seguimiento CLEANKER tiene como objetivo demostrar la tecnología en Italia. Esta tecnología tiene un TRL de 6-7 (IRENA, 2021).
- Oxi-combustión.** Otra alternativa indicada como promisoría en la industria del cemento es el uso de procesos de oxi-combustión. Según se ha señalado, esta estrategia permitiría obtener corrientes de salida más concentradas en CO₂, facilitando en buena medida la captura posterior. Sin embargo, la implementación de oxi-combustión implica la instalación/modificación de equipos adicionales, incluidos nuevos precalentadores y precalcinadores, lo cual supone una extensa parada de planta, con la consiguiente pérdida de producción. El oxígeno necesario puede provenir de una unidad



de electrólisis del agua de una planta de producción de H₂ ubicada en las cercanías de la planta de captura de CO₂. De este modo, se evitaría la instalación de una ASU dedicada. La operación de una ASU implica una importante penalización energética, con una demanda de energía adicional de hasta 120 kWh. La mayoría de los equipos nuevos deben instalarse cerca del horno, lo que crea problemas de espacio. La experiencia operativa se limita al sector eléctrico. Desde 2007, la Academia Europea de Investigación del Cemento (ECRA) ha llevado a cabo investigaciones sobre la oxi-combustión y en 2018 lanzó dos proyectos de demostración a escala industrial en dos plantas de cemento europeas (Heidelberg Cementen Italia y Lafarge Holcim en Austria). Tiene actualmente un TRL de 4 (se busca alcanzar TRL 7-8) (IRENA, 2021).

Selección de estrategias/tecnologías de captura de CO₂ en plantas de cemento

La Tabla 8 condensa performances, costos orientativos y madurez de la tecnología de las alternativas antes descritas para capturar CO₂ a partir de emisiones de la industria del cemento. La absorción química con aminas aparece como la tecnología más adecuada para aplicar a las plantas de cemento. Esta selección está basada en el grado de desarrollo de la tecnología, en que se cuenta con experiencia en operación con la misma en otros sectores industriales y en que la implementación de esta tecnología no afecta la calidad del producto y no implicaría paradas de planta prolongadas. Un desafío es el requerimiento energético de la columna de regeneración de aminas, ya que las plantas de cemento pueden ser incapaces de proveer la energía requerida. La consideración de recuperaciones parciales para no implementar unidades de energía ad-hoc ha sido sugerida por Skagestad (Skagestad, 2017). El costo de captura algo más elevado puede ser efecto del grado de madurez (i.e., los costos de las otras tecnologías podrían estar algo subestimados) (IEAGHG, 2018).

Tabla 8: Comparación de métodos de captura para la industria del cemento (IRENA, 2021), (IEAGHG, 2018)

	POST-COMBUSTIÓN		OXI-COMBUSTIÓN
	Absorción química (aminas)	Calcium Looping	
Rendimiento de captura	>90%	>90%	>90%
Costo captura de CO₂ (USD/t)	36-100	20-67	50-63
Penalización energética	Alta	Alta, pero menor a la del lavado con aminas	Alta
Complejidad de adaptación (bajo/medio/alto)	Baja (cambios mínimos, pero se requiere limpieza exhaustiva de gases de combustión)	Media (reemplazo del precalcinador por lechos fluidizados; la planta de captura puede ser ubicada en cualquier lugar)	Alta (aumenta la complejidad del diseño y el mantenimiento; la operación de la planta cambia con los nuevos precalentadores y precalcinadores)
CAPEX (USD)	Modernización: 24-34/t cemento Nueva planta: 43-51/t cemento	48-52/t clinker	Modernización: 10/t cemento Nueva planta: 28/t cemento
TRL	7-8	6-7	4



5.1.3. Producción de etanol

Características de la industria y potencial de captura

El etanol se produce mediante la fermentación de diversos cereales (maíz, sorgo, cebada y trigo) y cultivos de azúcar (caña de azúcar, remolacha azucarera y sorgo dulce) con CO₂ como subproducto (S. Vaz Jr., 2022). Cada litro de etanol producido genera aproximadamente 0.76 kg de CO₂ de fermentación (S. H. Kheshgi, 2005). En comparación con el volumen de CO₂ producido por las industrias alimentadas con combustibles fósiles, la cantidad de CO₂ emitida por las instalaciones de fermentación de etanol es pequeña (Y. Xu, 2010). La mayor parte del etanol a nivel mundial se produce en Estados Unidos y Brasil. En 2013, Estados Unidos produjo 13,321 millones de galones de etanol a base de maíz, representando el 57% de la producción mundial. Brasil produjo 6,267 millones de galones de etanol a base de caña de azúcar en el mismo año. Más del 30% del mercado comercial de CO₂ de EE. UU. proviene de plantas de etanol debido al flujo casi puro de CO₂ que se libera durante la fermentación. En 2014, se liberaron en EE. UU. alrededor de 40.1 Mt de CO₂ sólo por fermentación, lo que representa el 0.7% de sus emisiones (P. Bainsa, 2017). Como se ha señalado, el CO₂ liberado durante la fermentación es de origen biogénico. El CO₂ producido es un gas saturado, a presión baja o atmosférica. Las pocas impurezas pueden encontrarse en forma de compuestos orgánicos, como etanol y metanol, los cuales pueden ser removidos por lavado con agua.

Por otro lado, las plantas de etanol presentan requerimientos energéticos en forma de calor. Este puede generarse a partir de diversos combustibles, ya sean tanto de origen biogénico como no biogénico (en este caso, evitable). Si se utiliza biomasa para estos efectos, el gas de combustión también poseerá CO₂ atractivo para su captura. Al tratarse aquí de un gas de combustión, las concentraciones de CO₂ son sensiblemente menores, con máximos del 10-12%. Estas emisiones se canalizan en general por una chimenea independiente al punto de salida del CO₂ de fermentación. Aquí los contaminantes típicos que pueden encontrarse son los propios de la quema de biomasa, por ejemplo, material particulado o NO_x.

Captura y costos

En comparación con otras corrientes de CO₂, el proceso de captura de CO₂ de la fermentación de etanol es relativamente simple y rentable. Como se ha mencionado, el CO₂ de fermentación de una planta de etanol es casi puro (~98-99%). Por lo tanto, los únicos procesos de post-procesamiento necesarios serían la deshidratación y la compresión. Durante la deshidratación, se elimina la humedad residual del gas para evitar la corrosión en las tuberías. A esto le sigue la compresión del gas CO₂ a presiones típicas de tubería o a la presión requerida para su uso (Y. Xu, 2010). Por otro lado, La captura del CO₂ originado en la combustión de biomasa puede realizarse típicamente mediante absorción química postcombustión empleando lavado por aminas (MEA). Previamente debe retenerse el material particulado (filtros de manga), reducirse los NO_x (a N₂ por SCR, *SelectiveCatalyticReduction*) y enfriarse la corriente de combustión a temperaturas adecuadas para ingresar a la columna absorbidora del proceso de aminas. Diferentes fuentes proveen estimaciones de costos para la captura de CO₂ de fermentación: (IRENA, 2021), plantea un costo de entre 12 a 22 USD/t CO₂; (P. Bainsa, 2017), un costo aproximado de 14 USD/t CO₂, y (Y. Xu, 2010), costos que oscilan entre 6 y 12 USD/t CO₂. Si se agrega la captura del CO₂ de combustión los precios se incrementan



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



sensiblemente. Tanto Fuss (Fuss, 2018) como Laude (A. Laude, 2011) estiman que los costos de captura como mínimo se cuadruplican.

5.2. Descripción y particularidades de la tecnología de absorción química por aminas

La tecnología de absorción química es la tecnología más probada para la captura de CO₂ a partir de corrientes gaseosas de procesos industriales, especialmente las que presentan bajas presiones parciales de CO₂. La absorción química es comercializada y ampliamente utilizada en la industria del petróleo, gas natural y generación de energía para separar gases ácidos (como CO₂ o H₂S) de corrientes de gas natural. Dependiendo de la composición del gas a tratar, se pueden emplear diferentes aminas. Las más utilizadas son Monoetanolamina (MEA), Dietanolamina (DEA), Trietanolamina (TEA), Diglicolamina (DGA), Diisopropanolamina (DIPA), Metildietalonamina (MDEA) y Metildietanolamina activada (aMDEA). Según se ha indicado, el proceso de lavado por aminas resulta el más apropiado de acuerdo al relevamiento realizado y la discusión presentada en secciones anteriores de este mismo capítulo.

El absorbente más común consiste en una solución acuosa de monoetanolamina (MEA) al 30% w/w. En el proceso de absorción química (ver Figura 19), la corriente gaseosa de salida del proceso industrial conteniendo dióxido de carbono entra en la columna de absorción por el fondo, mientras que por el tope de la columna se introduce la corriente de solvente. Al entrar en contacto ambas corrientes, el solvente captura el CO₂. El contacto entre las dos sustancias se ve favorecido a bajas temperaturas debido a que esta situación mejora la eficacia de las reacciones entre el solvente químico y el CO₂ de la corriente gaseosa. El gas de escape ya tratado sale por la parte superior de la torre de absorción y es venteado a la atmósfera (con un porcentaje de CO₂ residual de 1-1.5%). El solvente concentrado en CO₂ se envía a un proceso de regeneración en una columna de desorción. Esta opera a temperaturas de 100-120°C y allí se separa el CO₂ y se regenera el solvente. El vapor que sale de esta torre de desorción se recupera en el condensador o separador vapor-líquido y se devuelve a la propia torre de desorción, mientras que el CO₂ gaseoso puro sale del sistema. La solución de solvente, ya pobre en CO₂, se transfiere nuevamente a la columna de absorción previo paso por un intercambiador de calor (Rubin, 2002). Este paso resulta importante en términos de integración energética recuperando calor a partir del intercambio de calor entre la solución de amina rica en CO₂ (más fría) y el solvente regenerado (a mayor temperatura). El ciclo de absorción/desorción depende del equilibrio vapor-líquido y de los perfiles de temperatura de las columnas.

Las aminas se degradan gradualmente debido a la presencia de contaminantes en el gas de combustión, reduciendo progresivamente su capacidad de captura. Por este motivo, es necesario realizar tratamientos de acondicionamiento de los gases a tratar. Por un lado, es necesario eliminar trazas de NO_x y SO_x (máximos recomendados de 20-40 ppm y 10-20 ppm, respectivamente) ya que pueden formar sales estables que desactivan las aminas. La presencia de O₂ en los gases de combustión, normalmente entre 4 y 10 % para calderas de biomasa (Pio, Vilas-Boas, V.D., N.F., & Mendes, 2023), también conduce a la degradación de las aminas. Por lo tanto, puede ser necesario



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



emplear un sistema recuperador para la purificación de aminas o bien realizar un *make-up* de aminas. Se estiman valores típicos de *make-up* de MEA entre 1.5-2.5 kg MEA/t CO₂, con un costo aproximado de 1,300 €/t MEA. Por lo tanto, la inclusión de un sistema de recuperación suele ser la opción más rentable. Las aminas también son térmicamente sensibles y comienzan a degradarse a temperaturas superiores a ca. 120°C. Esto refuerza la conveniencia de enfriar los gases de combustión antes de alimentarlos a la columna absorbidora para evitar la degradación de las aminas y conseguir perfiles óptimos de temperatura en la columna (Pio, Vilas-Boas, V.D., N.F., & Mendes, 2023). El requerimiento energético para la etapa de desorción se estima entre 2-6MJ/kg CO₂, y suele ser proporcionado por vapor a baja presión (0.8-1.6 t de vapor/t de CO₂).

Por último, es relevante señalar que el proceso de absorción con aminas presenta importantes problemas de corrosión. En este sentido es necesario mantener baja la carga de concentración de ácido de la corriente de amina rica, en valores inferiores a 0.53 mol de CO₂/mol de MEA. Por este motivo, la selección de materiales de los equipos jugará un papel crítico en la confiabilidad de la planta comercial y en el costo de capital.

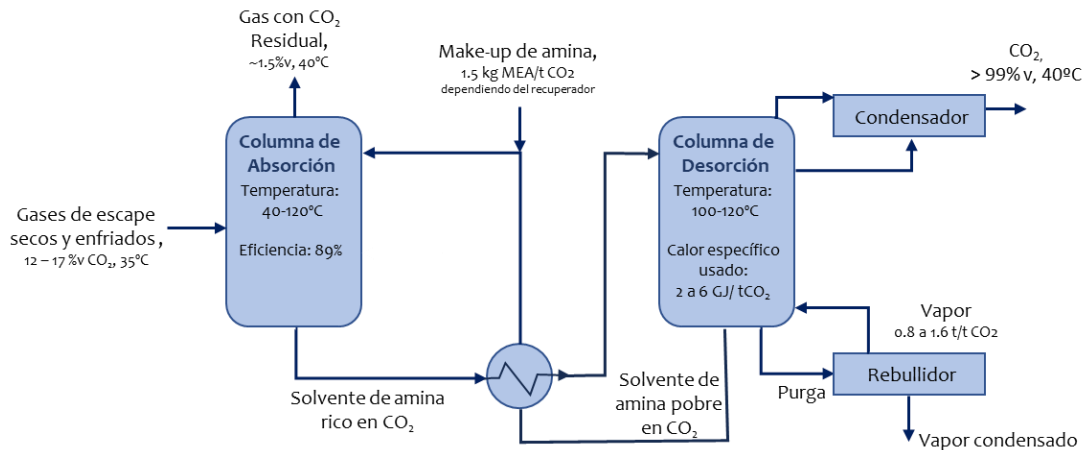


Figura 19: Representación simplificada de un sistema de absorción por aminas adaptada de (Pio, Vilas-Boas, V.D., N.F., & Mendes, 2023)

6

SELECCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

En esta sección se presenta el caso de estudio, incluyendo descripciones generales del establecimiento, así como principales características del proyecto a analizar.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



Ministerio Federal
de Economía
y Protección del Clima

en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

6. Selección del caso de estudio

6.1. Principales características del proyecto

De acuerdo con el relevamiento presentado en el Capítulo 4, en Uruguay existen pocos establecimientos que superan las 0.10 Mta CO₂ anuales, límite inferior recomendado por IEAGHG para viabilizar económicamente un emprendimiento de captura de CO₂. En este sentido, las pasteras se destacan sobre el resto de las industrias relevadas, con emisiones biogénicas totales de 9.36 Mta en el sector anuales, muy superiores a las de otros establecimientos. Tras las pasteras, las industrias de aserraderos, cemento y biocombustibles surgen como las más promisorias.

El caso de estudio propuesto corresponde a la captura de 0.264 Mta CO₂, a la salida de una caldera de quema de biomasa para generación de vapor y electricidad. Se estima que, para estas condiciones, la concentración de CO₂ en la chimenea será entre 10%-12%. En cuanto al control de material particulado, se asume el mismo se realiza a partir de un precipitador electrostático.

Debido a las características de la corriente de CO₂ (baja concentración 10-12%, presión de 1 bar), el tratamiento con aminas surge como el proceso más maduro para la separación del CO₂, pudiendo ser aplicado tanto en procesos post como pre-combustión. Si bien la tecnología permite una absorción y desorción casi completa de CO₂ con elevados niveles de selectividad, el dimensionamiento de la captura debe responder a un trade-off entre el tamaño del equipamiento utilizado y por ende su costo y la cantidad capturada. El costo marginal de capturar una tonelada de CO₂ crece considerablemente al acercarse al 100% del CO₂ disponible. Para el estudio se consideró un ratio usual de captura para tecnologías post-combustión con aminas del 90% (IRENA, 2021).

El combustible sintético seleccionado para el estudio es el e-metanol, en línea con la hoja de ruta del hidrógeno en Uruguay donde es mencionado como uno de los principales derivados a explorar en Uruguay, debido a su gran potencial para descarbonizar el transporte marítimo, entre otros usos. La relación estequiométrica entre las toneladas de MeOH y toneladas de CO₂ es de 0.727 t MeOH/t CO₂. En este estudio se ha optado por utilizar una tasa levemente inferior, de 0.7 t MeOH/t CO₂ (basado en rendimientos usuales de plantas industriales de metanol) (Pontzen, 2011) (Van-Dal & Bouallou, 2013) (Dieterich, Buttler, Hanel, Spliethoff, & Fendt, 2020), lo que determina una cantidad producida anual de metanol de 0.166 Mta.

La siguiente tabla presenta las principales características consideradas para el estudio desde el punto de vista tecnológico y de dimensionamiento.

Tabla 9: Tabla resumen aspectos relevantes del caso, elaboración propia.

Proceso de captura	
Tecnología de captura	Post-combustión con aminas
Ratio de captura	90%
CO ₂ capturado	0.237 Mta
Hidrógeno	
Cantidad de Hidrógeno	0.031 Mta
Combustible sintético	
Combustible sintético	Metanol
t MeOH /t CO ₂	0.7
t MeOH /t H ₂	5.25
Cantidad de e-metanol producida	0.166 Mta



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



7

LA CADENA DE VALOR

En esta sección se describen los distintos segmentos de la cadena de valor desde la generación de energía eléctrica renovable hasta el proceso de síntesis de metanol, y se definen las fronteras del análisis realizado.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



Ministerio Federal
de Economía
y Protección del Clima

en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

7. La cadena de valor

7.1. Principales segmentos y fronteras del estudio

El proceso de fabricación de derivados de hidrógeno verde involucra varias etapas importantes, las cuales varían según el derivado específico que se esté produciendo. Sin embargo, a grandes rasgos, el proceso de obtención de estos compuestos se puede dividir en 4 etapas (ver Figura 20):

1. Generación de energía eléctrica renovable.
2. Producción de hidrógeno verde (proceso de electrólisis), puede incluir almacenamiento.
3. Captura de CO₂ biogénico (y posiblemente almacenamiento y transporte).
4. Proceso de síntesis de derivado del hidrógeno, en este caso metanol verde.

Este estudio se centra en el proceso de captura de CO₂, el cual es modelado en forma detallada. Se realiza el dimensionamiento de los diferentes equipos, para los cuales se consignan cálculos de CAPEX (incluyendo costos de instalación) y OPEX fijo (definido como un porcentaje del CAPEX). Además, se calcula los OPEX variables (consumo de vapor, electricidad requerida, entre otros).

Para el resto de los procesos involucrados se realizaron estimaciones de costo simplificadas. La producción de hidrógeno verde no se modela en detalle (únicamente se estiman valores referenciales de monto de inversiones para contribuir al análisis). Como se discutirá más adelante, el costo de producción de hidrógeno es uno de los principales componentes del costo del derivado. Por lo tanto, los cálculos realizados incluyen el análisis de sensibilidad de los costos del producto final (metanol) respecto al costo de producción del hidrógeno.

Para calcular el costo nivelado del derivado (en este caso metanol) se realizan estimaciones en forma simplificada de los siguientes parámetros de entrada:

- CAPEX y OPEX (componente fijo)
- Consumo eléctrico y su costo.
- Consumo de hidrógeno y su costo.
- Consumo de CO₂ y su costo (extraído del modelo de captura de CO₂).

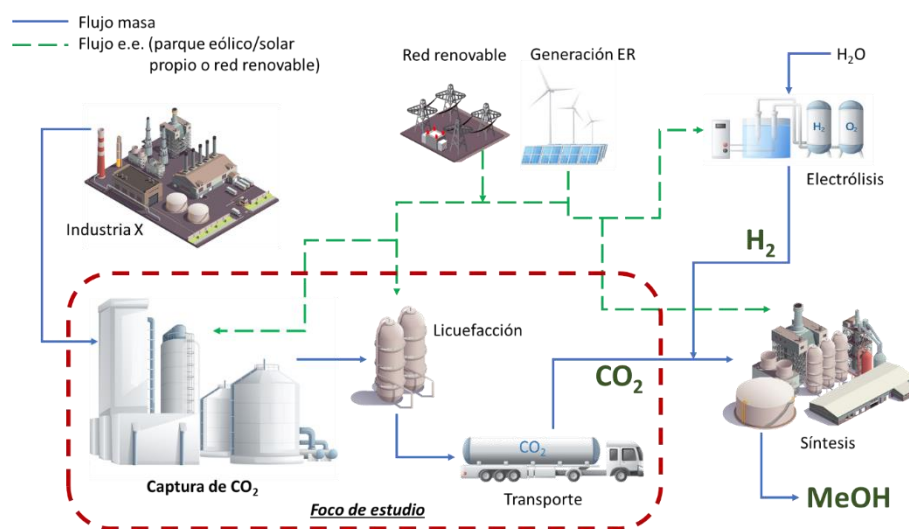


Figura 20: Esquema de los principales procesos y foco de estudio, elaboración propia

7.2. Generación eléctrica y electrólisis

La generación de energía eléctrica juega un papel fundamental en la producción de hidrógeno verde y sus subproductos. Representa la variable que más influye sobre los costos de producción del hidrógeno verde. Por otro lado, poder certificar el origen renovable de dicha electricidad es crucial si se trata de un proyecto orientado a la exportación - principalmente a Europa - para poder cumplir con la actual regulación. Si bien todos los segmentos de la cadena de valor consumen energía eléctrica, el consumo mayoritario corresponde al proceso de electrólisis para la producción de hidrógeno verde.

Aunque no se cuenta actualmente con un esquema global de certificación de hidrógeno, varios países importadores han elaborado o están elaborando esquemas propios o regionales. Su desarrollarse será clave para la creación del mercado global de H₂ e influirá en la competitividad de las zonas con potencial exportador. En 2021, se aprobó en Uruguay el decreto 259/021 donde se encomendó al Ministerio de Industria, Energía y Minería a implementar y administrar un sistema nacional de certificación de la energía eléctrica de fuente primaria renovable (SCER)¹⁰, que acredita al usuario la cantidad de energía eléctrica que ha sido generada con fuentes renovables. Sin embargo no existe aún un esquema de certificación para el hidrógeno y sus derivados.

En cuanto al proceso de electrólisis, el mayor costo de inversión de las plantas de producción de hidrógeno está asociado a los electrolizadores. Junto con el suministro eléctrico de origen renovable (eólico o solar) ambos segmentos son intensivos en capital.

Existe más de una tecnología de electrólisis, con diferentes grados de madurez técnica y comercial. Aun en las alternativas más maduras, como en la electrólisis alcalina, el margen para reducción de costos es todavía significativo. Se ha visto una reducción de costos en los últimos años que se espera que se acentúe conforme se sigan instalando más equipos y se construyan plantas nuevas de producción de electrolizadores.

En general se observa que los módulos de electrolizadores suelen desarrollarse en etapas, y el incremento de escala se propone con módulos que se disponen en paralelo hasta alcanzar la capacidad deseada en el proyecto (numbering-up). Esto tiene como consecuencia que no se verifica una economía de escala importante en la planta de hidrógeno.

En 2021, la electrólisis del agua representó solo alrededor del 0.1% de la producción mundial de hidrógeno. Sin embargo, la capacidad instalada de electrolizadores se está expandiendo rápidamente y alcanzó los 510MW a fines de 2021, un aumento de 210 MW respecto a 2020.

Las tecnologías comerciales a la fecha rondan el 56%-70% de eficiencia (IEA, 2019) respecto al poder calorífico inferior del hidrógeno funcionando a potencia nominal (IEA, 2019) (pudiendo variar cuando se funciona a potencia parcial). La demanda energética se encuentra por lo tanto en el entorno de 47.8 - 59.5 kWh/kg H₂. Considerando que a partir de la captura de 0.237Mta de CO₂, se requiere una cantidad estimada de 0.031Mta H₂ para producir metanol, se estima un consumo

¹⁰ https://medios.presidencia.gub.uy/legal/2021/decretos/08/miem_77.pdf



eléctrico anual del orden 1.5 -2.0TWh para la generación de H₂, muy superior a los demás consumos eléctricos del proceso (planta de captura, planta de síntesis de metanol).

A modo de referencia, el consumo estimado de agua para producir la cantidad de hidrógeno necesaria para alimentar el proceso de síntesis de metanol, estaría en un rango entre 111 y 136 m³/hora¹¹, dependiendo de la eficiencia del electrolizador (variando en el rango 45-55 kWh/kgH₂).

7.3. Captura de CO₂

Según lo puntualizado anteriormente, la tecnología de absorción química es la tecnología más probada para la captura de CO₂ a partir de corrientes gaseosas de procesos industriales que presenten bajas presiones parciales de CO₂. Por otro lado, su implementación en plantas existentes implica la mínima perturbación a la planta en operación. En este contexto, la aplicación de captura de CO₂ por absorción química con aminas a la corriente de gases de chimenea de la caldera de biomasa del caso de estudio resulta pertinente.

En la *Figura 21* se presenta el proceso propuesto para llevar a cabo la captura de CO₂ por absorción química con aminas de los gases de combustión provenientes de la caldera. Como absorbente se ha seleccionado una solución acuosa de monoetanolamina (MEA) al 30% w/w (peso en peso). Esta selección se basa en que las soluciones de MEA presentan una muy aceptable capacidad de remoción de CO₂, rápida cinética de absorción y bajo costo, lo cual explica su amplia aceptación en sistemas industriales.

Inicialmente, los gases de combustión de la chimenea (T=180°C) conteniendo el CO₂ que se busca capturar, pasan por un soplante que impulsa la mezcla a través de un equipo de enfriamiento por contacto directo con agua (DCC). El circuito de agua puede contar con una purga y un punto de reposición de agua fresca para prevenir la acumulación de material particulado (retenido por el agua de enfriamiento). La corriente gaseosa de salida del DCC, a una temperatura de aproximadamente 40°C, se introduce por la parte inferior de la columna absorbidora (C1). En este equipo, el gas asciende a contracorriente con la solución de aminas (pobre en CO₂, AP) que se alimenta por el tope. A medida que el gas va ascendiendo por la columna, va transfiriendo la carga de CO₂ al líquido que desciende. Luego de abandonar la columna absorbidora por el tope, el gas que ya ha perdido la mayor parte del CO₂, se ventea con un contenido residual de aprox. 1% de CO₂.

La solución de aminas que contiene el CO₂ capturado en la absorbidora (i.e., rica en CO₂, AR) sale por el fondo de la columna y se alimenta al stripper o columna desorbedora (C2). Se produce un intercambio térmico entre las corrientes rica y pobre en aminas en el intercambiador de calor HE2. El propósito de la columna desorbedora es liberar el CO₂ capturado en el líquido, regenerando así la solución de aminas. En el condensador del tope de esta columna se obtiene la corriente de CO₂ puro capturado (pureza > 99%). Por el fondo de la desorbedora se recupera la solución de aminas regenerada (AP, pobre en CO₂).

¹¹ Estimación del consultor, incluye el consumo de agua cruda para el proceso de electrólisis (ultrapura) y el consumo para el proceso de enfriamiento.



amoníaco (Deng, 2019). El CO₂ licuado se dispone posteriormente en tanques de almacenamiento para ser despachado en camiones.

Deng (Deng, 2019) reporta un CAPEX de alrededor de 24 millones de euros para una planta de licuefacción de 1 Mta. El OPEX fijo puede estimarse en un 6% del CAPEX. El OPEX variable está altamente influido por el costo de la electricidad, con consumos del orden de 65-85 kWh/tCO₂. Estos valores, sin embargo, presentan rangos de variación de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura de licuefacción seleccionadas.

El transporte de CO₂ licuado por camión es un método establecido y versátil para el transporte a pequeña escala y a distancias cortas (~ <0.5 Mta y <300km). Se utilizan camiones cisterna con recipientes criogénicos con una capacidad de entre 2 y 30 toneladas. Condiciones típicas de transporte podrían ser 1.7 MPa y -30 °C (P. C. Psarras, 2017). Se reportan costos aproximados de transporte por camión de 0.147 USD/tCO₂-km (P. C. Psarras, 2017), (J. K. Stolaroff, 2021).

7.5. Síntesis de metanol

El metanol verde se produce por hidrogenación de CO₂ utilizando H₂ verde en un reactor catalítico bajo condiciones operativas de T~250 °C y P = 50-100 bar, similares a las del proceso convencional (a partir de gas natural). Se usan catalizadores basados en óxido de Cu/Zn.

La mezcla de CO₂ e H₂ (make-up) se alimenta al sector de síntesis en una relación H₂:CO₂ de 3:1. A pesar de su similitud con el proceso convencional, la síntesis de metanol vía hidrogenación de CO₂ presenta particularidades que plantean desafíos aún no completamente resueltos. Estos desafíos están principalmente relacionados con las fuertes restricciones termodinámicas que surgen en las reacciones involucradas en la producción de metanol, especialmente en lo que concierne a la formación de agua. La generación de agua no solo introduce limitaciones termodinámicas en la reacción, lo que se refleja en una menor cantidad de metanol producido en el reactor, sino que también conduce a una disminución en la actividad y la vida útil del catalizador.

Por otro lado, la reacción de hidrogenación de CO₂ (también la de CO) libera calor a medida que se generan los productos y procede además con una disminución en el número de moles. Por lo tanto, termodinámicamente la formación de metanol se favorece por bajas temperaturas y altas presiones. No obstante, bajas temperaturas de operación afectan negativamente la velocidad de reacción, por lo que se necesitan políticas de refrigeración adecuadas para maximizar la producción de metanol. En una de las configuraciones tradicionales, la remoción del calor de la reacción se realiza en reactores de lecho fijo multitubulares con enfriamiento interno mediante la evaporación de un fluido refrigerante. En estos convertidores se logra una transferencia de calor altamente eficiente y una distribución de temperatura uniforme. El diseño de convertidor que utiliza agua que se evapora como medio de extracción de calor, se denomina *steamraisingconverter* (SRC) y es uno de los diseños más ampliamente aceptados (Candelaresi, 2021).

Dadas las limitaciones termodinámicas mencionadas, las conversiones por paso alcanzadas en el reactor son muy bajas (5-15 %). Por lo tanto, para que el proceso sea económicamente viable, se requiere reciclar los reactivos sin convertir (después de la separación del producto) nuevamente a la entrada del reactor, implementando así un lazo de síntesis como se muestra en la *Figura 22*.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



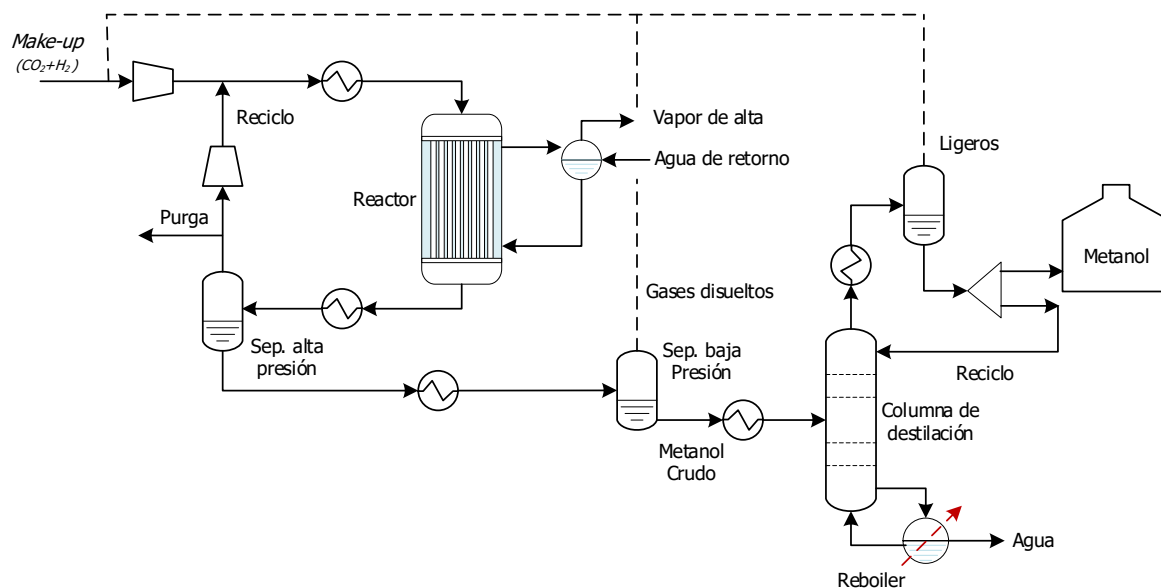


Figura 22: Proceso de síntesis de metanol por hidrogenación de CO₂. Elaboración propia.

La mezcla gaseosa de salida del reactor (H₂, CO₂, CO, CH₃OH y H₂O) se enfría promoviendo la condensación de los productos líquidos los cuales son separados, primero a la presión del proceso (70–80 bar) y en un segundo paso a menores presiones (2–4 bar). La fase gaseosa obtenida en la etapa de separación de alta presión se recicla como alimentación al reactor por medio de un compresor de recirculación, donde se mezcla con el make-up (alimentación fresca). En algunos esquemas de proceso, también se recuperan reactivos no convertidos a partir del separador de baja presión (“Gases disueltos”, ver Figura 22) y del separador del tope de la columna de destilación (“Ligeros”, ver Figura 22). Con esta configuración se maximizan los rendimientos de los reactivos a metanol.

La fase líquida mencionada representa el producto del lazo de síntesis (llamada CH₃OH crudo, compuesto principalmente por CH₃OH y H₂O) y se procesa en el sector de destilación para eliminar impurezas y purificar el metanol. Los subproductos líquidos comunes incluyen alcoholes superiores (principalmente etanol), ésteres, éteres (como dimetil éter) y cetonas (como acetona y metiletilcetona). Sin embargo, la formación de estos subproductos indeseados se ve reducida en los procesos de hidrogenación de CO₂ con respecto a los procesos convencionales a partir de gas natural.

Es importante remarcar que el proceso de síntesis de metanol a partir de CO₂ es una tecnología nueva y, a excepción de la planta industrial de pequeña escala (4000 t_{MeOH}/año) de CRI instalada en 2011 en Islandia, en la última década solo se registraba experiencia en plantas a escala demostración/piloto. Al momento de la escritura de este reporte están iniciando su operación las primeras plantas con una capacidad del orden de 5,000-10,000 ta de metanol (IRENA & Institute, 2021) (Pontzen, 2011) (Nemmour, Inayat, Janajreh, & Ghenai, 2023).

Como se ha mencionado, los rendimientos de los reactivos a metanol son fuertemente dependientes de la configuración de proceso adoptada. Valores de rendimientos de CO₂ y de H₂ a

metanol de $0.70 \text{ kg}_{\text{MeOH}}/\text{kg}_{\text{CO}_2,\text{make-up}}$ y $5.25 \text{ kg}_{\text{MeOH}}/\text{kg}_{\text{H}_2,\text{make-up}}$, respectivamente, parecen una aproximación razonable para plantas optimizadas de escala industrial.

El principal consumo de energía eléctrica de las plantas de síntesis de metanol está relacionado con los compresores de make-up, representando el consumo del compresor de reciclo una porción sensiblemente menor del total.

La integración energética en las plantas de síntesis/purificación de metanol es fuertemente dependiente del esquema de proceso seleccionado, más aún si se admite la integración con unidades vecinas, como por ejemplo la planta de captura de CO_2 , licuefacción y/o electrólisis. Suele asumirse que la carga térmica producto de la refrigeración del reactor (o sea, la generación de vapor por evaporación de agua) aproximadamente se equipara con el calor requerido por el reboiler de la columna de destilación de metanol. En estos términos, no se considerarían requerimientos adicionales de refrigeración/calefacción para estos equipos. Se han reportado cargas térmicas de refrigeración para los intercambiadores de calor encargados de condensar el metanol producido y el condensador de tope de la columna de destilación en el rango $0.12\text{-}0.28 \text{ kW/ta}$ de metanol producido (Van-Dal & Bouallou, 2013)(Meunier, 2020)(Kiss, Pragt, Vos, Bargeman, & Groot, 2016)(Djettene, Dubois, Paepe, Weireld, & Thomas, 2022).

El metanol producido y purificado (líquido) se almacena a presión y temperatura ambiente, en tanques industriales con tecnología totalmente establecida. Se reportan CAPEX de los tanques de $196 \text{ USD}/\text{t}_{\text{MeOH}}$.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



8

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

En esta sección se describe el dimensionamiento de la planta de captura de CO₂ y de los principales componentes del resto de los segmentos, la estimación de costos de inversión de los principales componentes del proceso de captura de CO₂ y el modelo desarrollado para estimar el costo nivelado de captura del CO₂ y el costo nivelado del metanol. También se presenta el análisis de sensibilidad del costo del metanol respecto al costo de sus dos componentes: H₂ y CO₂.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



8. Análisis técnico-económico

8.1. Dimensionamiento de las plantas principales

El dimensionamiento conceptual de las plantas principales del proceso de producción de metanol verde se realizó bajo los siguientes lineamientos:

1. Para el caso de estudio se consideró la emisión de 0.264Mta de CO₂ de origen biogénico, el cual representa el foco del procedimiento de captura. Ese CO₂ se encuentra formando parte de una corriente de gases de combustión (caldera de generación de vapor, ver Capítulo 6), en una concentración de 10-12% molar y a presión atmosférica y temperatura aproximada de 180°C.
2. Se selecciona como método de captura una estrategia postcombustión con tecnología de absorción química por aminas. Se trata de una tecnología establecida comercialmente y apta para las condiciones operativas reseñadas en el inciso superior. Para esta tecnología pueden asumirse eficiencias de captura de CO₂ del 90%, lo cual supone capturar unas 0.237 Mta de CO₂.
3. El dimensionamiento conceptual de la planta de captura de CO₂ por aminas se realizó con un grado mayor de detalle a partir de simulaciones matemáticas propias de la unidad de captura (según el esquema presentado en la *Figura 21*), siguiendo los lineamientos generales reportados por Ali (Ali H., 2019).
4. En el caso de que la planta de síntesis de metanol no se implementara en la vecindad de la de captura de CO₂, se incluyen en el análisis de costos la licuefacción y el transporte de CO₂. Para niveles de captura de CO₂ de 0.237 Mta y dadas distancias representativas a nivel Uruguay, el transporte por camiones aparece como la opción más razonable desde el punto de vista económico y desde la simplicidad en la implementación. La planta de licuefacción necesaria se ubicaría obviamente junto a la planta de captura.
5. De acuerdo a lo señalado en el apartado “Síntesis de metanol” del Capítulo 74, considerando rendimientos globales de CO₂ y de H₂ a metanol de 0.70 kgMeOH/kgCO₂, y 5.25 kgMeOH/kgH₂, respectivamente, se estiman una producción de metanol verde de 0.166 Mta y un requerimiento de hidrógeno de 0.031Mta. Se estima además que la planta tendría un requerimiento energético (eléctrico) de 8.4 MW, vinculado principalmente a potencia de compresión.
6. Para la generación de 0.031 Mta de hidrógeno verde se requiere una cantidad de agua ultrapura unas 10 veces superior (0.31Mta). Para generar estas cantidades de hidrógeno verde se requeriría disponer de una potencia instalada de electrolizadores de unos 230 MW, la cual podría asumirse suministrada por un parque eólico de 545 MW de potencia instalada.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



La Figura 23 representa en un esquema de bloques los incisos arriba presentados.

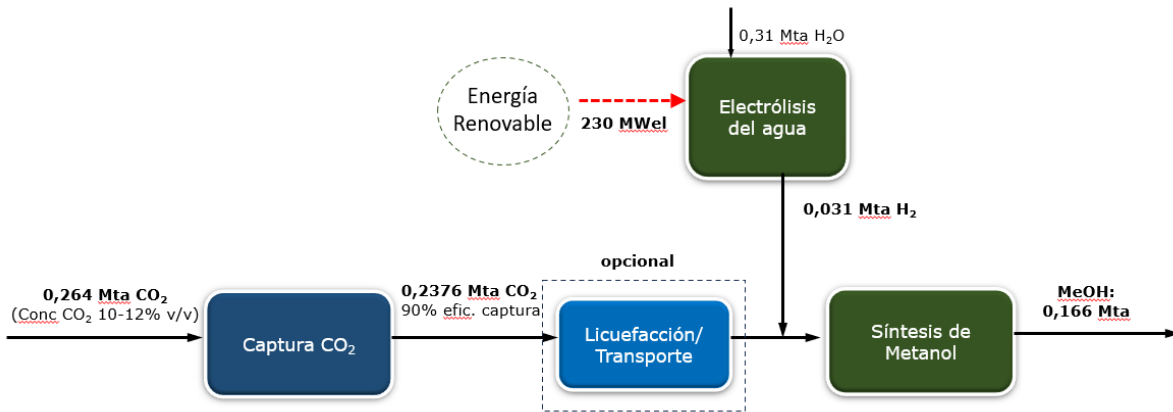


Figura 23: Dimensionamiento conceptual de la planta de producción de metanol a partir de CO₂ capturado en el caso de estudio, elaboración propia.

8.2. Dimensionamiento de la planta de captura de CO₂

A partir de simulaciones matemáticas propias (software estándar de simulación de procesos) de la planta de captura de CO₂ por absorción química con aminas (presentada en la *Figura 21*), se obtuvieron los caudales y algunos parámetros característicos de los equipos, tales como la potencia de las bombas, carga térmica de los intercambiadores, etc. Para el dimensionamiento de las columnas (absorbidora y desorbidora, C1 y C2, respectivamente) se empleó la siguiente ecuación simplificada para el cálculo del diámetro de las mismas:

$$D = \sqrt{\frac{4 * Q_{gas}}{\pi v_{gas}}}$$

Dónde Q_{gas} es el caudal de gas que fluye a través de la columna y v_{gas} es la velocidad superficial. Para el cálculo de la altura de empaque de las columnas se consideró un espaciado de 1 m por etapa, y se adicionó la longitud necesaria para la entrada y salida de gases y distribuidores de líquido, entre otros parámetros.

En la *Tabla 10* se presenta un listado de los equipos involucrados (ver referencias en *Figura 21*), cuyas dimensiones características resultan de las simulaciones de diseño de la planta con el objetivo de capturar el 90% del CO₂ disponible en los gases de chimenea de la caldera del caso de estudio. La *Tabla 11* resume las condiciones operativas de los distintos sectores de la planta de captura junto con parámetros de diseño de las columnas (eficiencia de Murphree y número de etapas)

Tabla 10: Dimensionamiento de los equipos incluidos en la planta de captura de CO₂.
(ver referencia a equipos en Figura 21).

Equipo	Potencia eléctrica (kW)	Superficie de intercambio (m ²)	Dimensiones di am./alto (m)	Observaciones*
Soplante (B)	1568.0			Tipo axial, en acero al carbono
Bomba de recirculación DCC (P1)	220.0			Centrífuga
Enfriador de contacto directo, DCC			2.5/7.5	Columna rellena. Empaque: tipo universal en SS316. Flujo de agua a contracorriente
Enfriador DCC (HE1)		351		Carcasa y tubo
Columna absorbadora (C1)			4.6/40.0	Columna rellena. Empaque: tipo universal en SS316.
Bomba circulación AR (P2)	22.7			Centrífuga
Intercambiador de calor AP/AR (HE2)		8352		Carcasa y tubo
Bomba circulación AP (P3)	17.9			Centrífuga
Enfriador AP (HE3)		998		Carcasa y tubo
Columna desorbedora (stripper, C2)			2.0/22.0	Columna rellena. Empaque: tipo universal en SS316.
Condensador de tope stripper		95		Carcasa y tubo
Rebullidor stripper		5050		Rebullidor tipo kettle

* Salvo indicación aclaratoria, todos los equipos se suponen manufacturados en SS316

Tabla 11: Condiciones operativas de los distintos sectores de la planta de captura de CO₂

Equipo/corriente de proceso	Especificación (Unidades)	Valor
Gases de combustión	Temperatura (°C)	180
	Presión (kPa)	101
	Caudal molar (kmol/h)	5747
	Fracción molar O ₂	0.03
	Fracción molar CO ₂	0.12
	Fracción molar H ₂ O	0.004
	Fracción molar N ₂	0.846
Columna Absorbadora	Temperatura de entrada, corriente AP (°C)	40
	Caudal molar corriente AP (kmol/h)	35000
	Fracción másica MEA, corriente AP	0.289
	Fracción másica CO ₂ , corriente AP	0.07
	Temperatura de entrada gas (°C)	40
	Presión (kPa)	121
	Número de etapas	15

Columna Desorbedora	Eficiencia de Murphree (%)	15
	Temperatura de entrada, corriente AR (°C)	104.6
	Número de etapas	10
	Eficiencia de Murphree etapas 2 a 14 (%)	50
	Eficiencia de Murphree tope y fondo (%)	100
	Presión (kPa)	200
	Relación de reflujo en el rebullidor	0.3
	Temperatura del rebullidor (°C)	120
Make-up/purga aminas	Caudal de vapor al rebullidor (2 bar, 120°C) (t/h)	48.7
	Solvente de reposición / deposición (t/año)	531.4

La simulación de la planta reveló que los parámetros más influyentes sobre la eficiencia de captura de CO₂ son:

- La carga de la corriente de amina pobre (AP, como moles CO₂/moles MEA),
- la carga térmica del rebullidor de la desorbedora y
- la presión operativa de la columna absorbedora (la eficiencia mejora a mayor presión)

Los equipos que requieren refrigeración externa (por ejemplo, enfriamiento con agua de servicio), junto con sus cargas térmicas calculadas a partir de la simulación del proceso, se detallan en la Tabla 12:

Tabla 12: Cargas térmicas calculadas en los equipos con necesidad de refrigeración externa

Equipo	HE1 (Enfriador DCC)	HE3 (Enfriador AP)	Condensador de tope stripper
Carga térmica (kW)	9064	17590	3801

Además, se estima para este tipo de plantas una reposición específica de agua por evaporación de alrededor de 0.139 t_{agua}/t_{CO2}.

8.3. Estimación de costos

8.3.1. Planta de captura de CO₂

Para el cálculo del CAPEX de la planta de captura de CO₂ se siguió el procedimiento presentado por Ali (Ali H., 2019). A partir del dimensionamiento de los equipos involucrados, (descrito en la subsección 7.3) y aplicando un escalado de costos base de los equipos junto con la aplicación de una serie de factores de corrección que contemplan los costos de instalación, se obtiene un costo de equipo instalado (EIC). Estos factores de corrección incluyen, entre otros, tipo de material del equipo, aspectos vinculados a su instalación (cañerías, aislamiento, ingeniería, contingencias, etc.). La suma de todos los EICs de los equipos involucrados determina el costo de capital (CAPEX). La tabla 13 reporta los costos instalados por equipo y el CAPEX total de la planta de captura de CO₂.



Tabla 13: Costo instalado (EIC) de los equipos y CAPEX de la planta de captura de CO₂

Equipo	Costo instalado, EIC (millones de USD, 2022)
Soplante (B)	1.77
Bomba de recirculación DCC (P1)	2.58
Enfriador de contacto directo, DCC	2.90
Enfriador DCC (HE1)	0.85
Columna absorbadora (C1)	8.29
Bomba circulación AR (P2)	0.80
Intercambiador de calor AP/AR (HE2)	18.59
Bomba circulación AP (P3)	0.98
Enfriador AP (HE3)	2.12
Columna desorbadora (stripper, C2)	2.64
Condensador de tope stripper	0.43
Rebullidor stripper	13.72
CAPEX	55.69

Los costos operativos fijos y variables (OPEX) de la planta de captura de CO₂ se presentan en la Tabla 15 teniendo en cuenta las consideraciones presentadas en la Tabla 14.

Tabla 14: Parámetros considerados para el cálculo del OPEX de la planta de captura de CO₂.

Ítem	valor
Costo de mantenimiento	4% del EIC
Costo vapor de baja presión (2 bar) (USD/t)	17.85*
Costo electricidad (USD/MWh)	80
Costo solvente fresco de reposición (USD/m ³)	1600*
Costo deposición solvente usado (USD/m ³)	349.65*

* a partir de Alíet al. (Ali H., 2019)

Tabla 15: Costo de operación (OPEX) de los equipos de la planta de captura de CO₂.

Equipo	Costo vapor (USD/año)	Costo solvente reposición (USD/año)	Costo deposición de solvente (USD/año)	Costo electricidad (USD/año)	Mantenimiento (4% de Equipo instalado)	OPEX anual (USD/año)
Soplante (B)					70,741	70,741
Bomba de recirculación DCC (P1)					103,349	103,349
Enfriador de contacto directo, DCC					116,153	116,153
Enfriador DCC (HE1)					33,970	33,970
Columna absorbadora (C1)		727,945	159,079		331,775	1,218,798
Bomba circulación AR (P2)					32,082	32,082



Intercambiador de calor AP/AR (HE2)					743,543	743,543
Bomba circulación AP (P3)					39,317	39,317
Enfriador AP (HE3)					84,922	84,922
Columna desorbedora (stripper, C2)					105,475	105,475
Condensador de tope stripper					17,285	17,285
Rebullidor stripper	7,615,024				548,936	8,163,961
Planta combinada (para consumo eléctrico)				1,281,458		1,281,458
Total						12,011,054

8.3.2. Otras plantas del proceso de producción de metanol verde

Los costos de inversión y de operación fijos (CAPEX y OPEX) junto con el consumo eléctrico de las plantas de licuefacción y síntesis de metanol se detallan en la Tabla 16. Se incluye además los costos específicos asociados al transporte del CO₂ líquido en camiones y al almacenamiento de metanol.

Tabla 16: Costos asociados a las demás plantas del proceso de producción de metanol verde.

	CAPEX, MUSD, 2022	OPEX fijo, % de CAPEX/año	Consumo eléctrico, MW
Licuefacción	10	6	1.82
Síntesis metanol	50.7	2	8.4
Transporte (camión)	0.147 USD/tCO ₂ /km		
Almacenamiento MeOH producto*	196 USD/tMeOH		

* el tamaño del tanque de almacenamiento estará condicionado por la capacidad / frecuencia de despacho de metanol. Elaboración propia a partir de (Deng, 2019)(P. C. Psarras, 2017), (J. K. Stolaroff, 2021), (Sollai, 2023), (Pratschner, 2023),(Meunier, 2020), (Schemme, 2020), (Battaglia, 2021), (Nyári, 2020), (Schorn, 2021).

En cuanto a los costos de producción de hidrógeno verde (LCOH) como reactivo para la producción de metanol, su análisis detallado no forma parte del alcance de este estudio. Por lo tanto, el LCOH se parametriza dentro de un rango amplio de valores para mensurar su influencia sobre el costo final del derivado. No obstante, y sólo a modo referencial para complementar el análisis, se estima un costo de producción de hidrógeno verde suponiendo que se produce con el suministro eléctrico de un parque eólico con un factor de capacidad de 35 %.



8.4. Metodología para el cómputo de los costos nivelados de captura de CO₂ y metanol verde

8.4.1. Explicación del modelo

El costo nivelado de captura de CO₂ (LCOCO₂) representa el costo promedio por unidad de CO₂ y se estima a partir de los costos de inversión y operación de la planta de captura, considerando un período de recuperación de costos especificado y una dada tasa de descuento. Para este caso de estudio, los costos de inversión y operación fueron detallados en la sub-sección anterior, en tanto que se asume una tasa de descuento del 8% antes de impuestos y una vida útil de 25 años.

Este costo nivelado se calcula para el CO₂ capturado en planta; en línea con los costos nivelados que suelen presentarse en distintos trabajos. Además, el modelo incorpora de forma desagregada el costo de licuefacción y transporte, lo que permite dimensionar el impacto de incorporar estas etapas en el costo final del CO₂ en el sitio de aprovechamiento de este (coincida o no con el sitio de captura).

Hipótesis generales para el cálculo:

- El LCOCO₂ se calcula a la salida del condensador del tope del stripper.
- Se adiciona de forma desagregada los costos asociados a licuefacción y transporte por camiones.
- La electricidad utilizada se considera proveniente de un contrato de abastecimiento con un generador renovable a 60 USD/MWh más peaje de transmisión y otros cargos del sistema, totalizando 80 USD/MWh.
- Todas las cifras monetarias se expresan en términos reales (2022 USD), es decir, sin indexar por inflación.
- Tasa de descuento de 8%.
- Período de estudio: 25 años.

Si bien el foco del estudio es el proceso de captura de CO₂, también resulta de interés obtener una estimación del costo del producto final, en este caso metanol verde. Para esto se realizó un modelado simplificado del proceso de síntesis de metanol, considerando CAPEX y OPEX globales para el proceso.

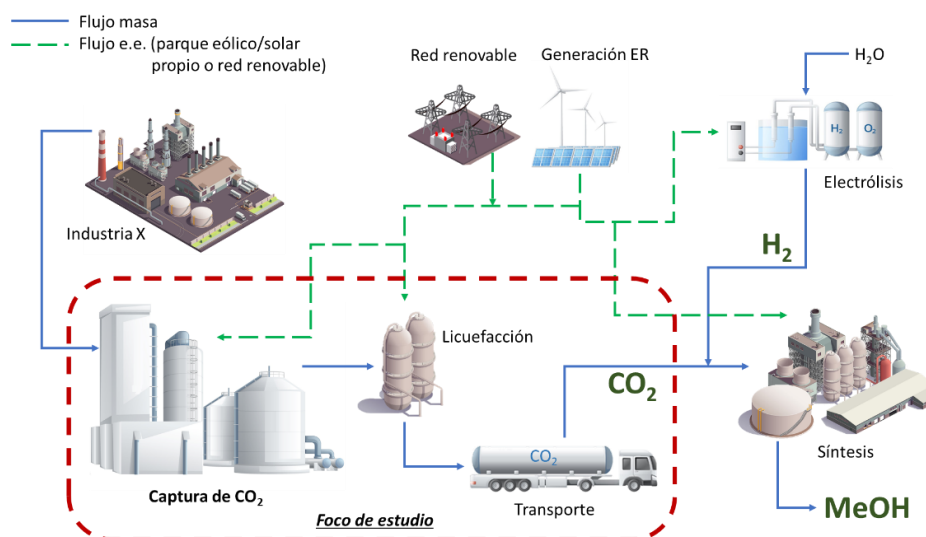


Figura 24: Aspectos considerados para análisis tecno-económico, elaboración propia.

8.5. Resultados

8.5.1. Costo nivelado de captura de CO₂

La Tabla 17 presenta el costo nivelado de CO₂ obtenido para el proceso de captura. En el caso de que la planta de síntesis de derivado de H₂ verde (metanol) no está ubicada en la vecindad de la planta de captura, se deben incorporar estimaciones para el costo de licuefacción y de transporte (este último, considerando un transporte de 100 km en camión). Como se aprecia, el costo de captura se incrementa un 36% cuando la planta de síntesis de metanol no está ubicada en el mismo sitio que la planta de captura de CO₂.

Tabla 17: Costos nivelados de captura, licuefacción y transporte de CO₂, elaboración propia.

Concepto	Costo nivelado (USD/t CO ₂)	Peso relativo
Captura	73.57	73.4%
Licuefacción	12.02	12.0%
Transporte (100 km, en camión)	14.70	14.6%
Total (captura, licuefacción, transporte)	100.29	100%

Las inversiones necesarias en la planta para la captura de CO₂ de la corriente de gases de combustión de la chimenea del aserradero son del orden de los 55 millones de USD. Los equipos con mayor peso relativo en el total de las inversiones son: el intercambiador de calor, el rebullidor (es el equipo donde se aporta el calor para la regeneración de las aminas) y la columna absorbidora. En conjunto suman el 73% de las inversiones en equipamiento de la planta.

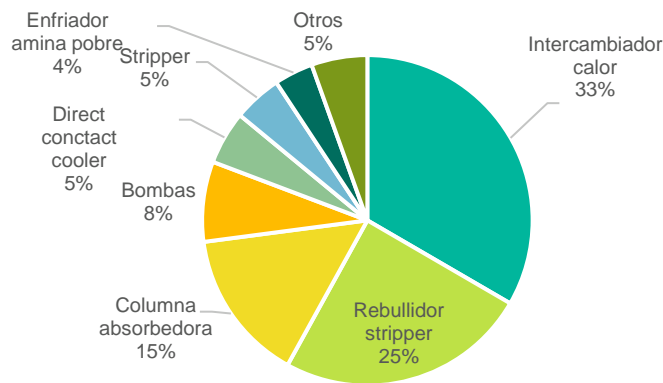


Figura 25: Distribución de CAPEX por equipamiento para planta de captura de CO₂, elaboración propia.

Los resultados obtenidos se encuentran dentro de rangos reportados en diferentes trabajos de la literatura. Para el costo nivelado de captura de CO₂ se han reportado 88-288 USD/t CO₂ (Fuss, 2018), 62-137 USD/t CO₂ -incluido almacenamiento-(Bionenergyinternational.com, s.f.) y 157-188 USD/t CO₂(IRENA, 2021). Para la licuefacción se han reportado 14.85-16.06 USD/t CO₂(Deng, 2019); 24.4 USD/t CO₂(Y. Seo, 2016); 16.94-19.80 USD/t CO₂(Chen & Morosuk, 2021).



Con respecto al OPEX (considerando costos tanto fijos como variables), los costos correspondientes al vapor necesario para la regeneración de la corriente de aminas en el rebullidor son los dominantes, constituyendo alrededor de un 60% del total. En segundo lugar, se ubican los costos asociados al consumo eléctrico (15% del total).

La siguiente figura muestra la desagregación del costo de captura por concepto, se observa que el costo del vapor es el predominante.

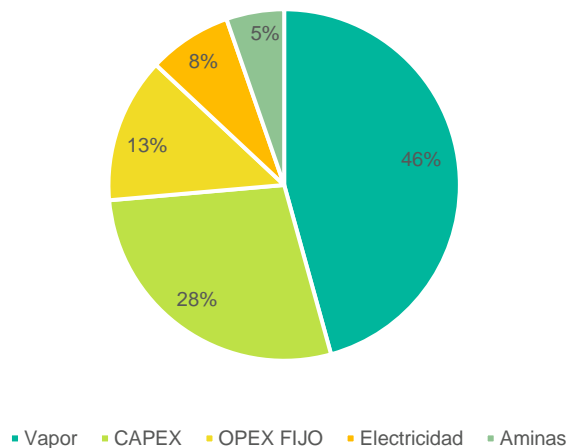


Figura 26: Desagregación del costo de captura de carbono, sin considerar licuefacción ni transporte

8.5.2. Costo nivelado de metanol verde

Las principales variables que influyen sobre el costo nivelado del metanol verde (LCOMeOH) son:

- El costo de producción de hidrógeno verde, el cual explica alrededor del 70% del costo total de metanol verde.
- El costo nivelado de captura licuefacción y transporte (100 km) del CO₂, representa aproximadamente un 15% (para LCOH cercanos a 3 USD/kg).
- Las inversiones necesarias en el equipamiento para la síntesis del metanol (proceso de hidrogenación del CO₂ en un reactor catalítico), 5%.
- Costo de la electricidad y otros OPEX del proceso de síntesis, 5%.

La siguiente figura muestra la composición del costo del metanol verde para distintos valores de costo de producción de hidrógeno (LCOH) en un rango entre 1.5 USD/kg y 4.5 USD/kg. Cuanto mayor es el LCOH mayor es el peso relativo de este componente sobre el total.

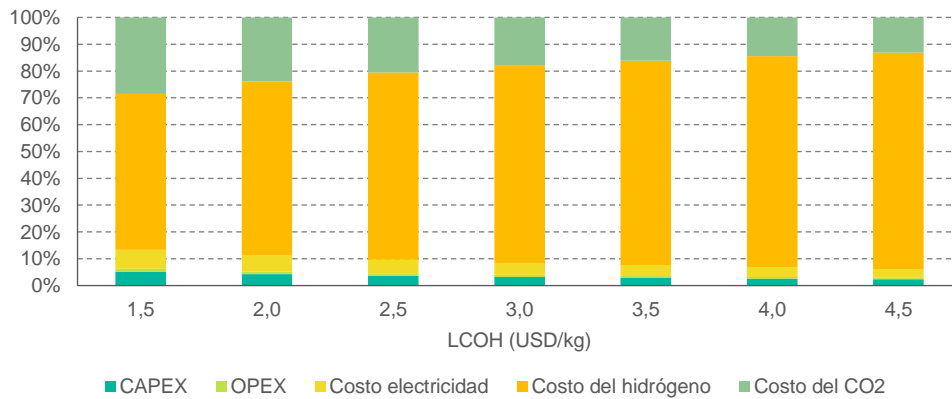


Figura 27: Componentes de costos del proceso de síntesis de metanol, elaboración propia

Para este caso de estudio, las inversiones en equipamiento para la planta de síntesis de metanol se estimaron en 50.7 millones de USD. Se destaca que en todos los procesos involucrados se esperan reducciones de costos a futuro puesto que no son tecnologías completamente maduras.

8.5.3. Inversiones necesarias en los principales segmentos de la cadena de valor

Los procesos industriales asociados a la producción de hidrógeno verde y derivados (incluyendo la componente de generación de energía con recursos renovables) requieren inversiones significativas, es decir un elevado porcentaje de activos fijos en equipos y tierras, entre otros. Para este caso de estudio se estimaron las siguientes inversiones:

Tabla 18: Estimación inversiones para caso de estudio, elaboración propia.

CAPEX		
Captura de CO ₂	MUSD	\$ 55.7
Licuefacción de CO ₂	MUSD	\$ 10
Síntesis de metanol	MUSD	\$ 50.7
Electrólisis ¹²	MUSD	\$ 321
Generación eléctrica (para electrólisis) ¹³	MUSD	\$ 681

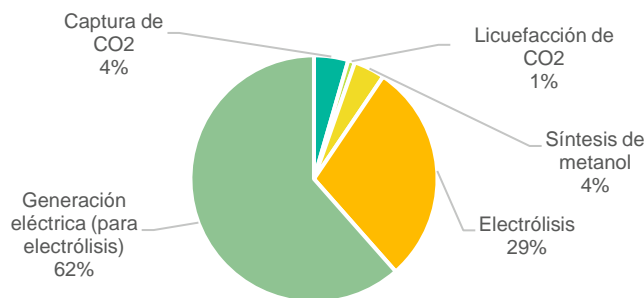


Figura 28: CAPEX por segmento de la cadena de valor, elaboración propia

¹² Supone 230MW de electrolizadores PEM, capex de 1075 USD/kW, 77% de horas de funcionamiento y tasa de descuento del 8%.

¹³ Supone la instalación de 545MW eólicos onshore, capex de 1250 USD/kW, factor de capacidad 35% y tasa de descuento del 8%.

Para el caso de estudio planteado, el costo del hidrógeno representa el 76% del costo final del metanol, siendo el mayor contribuyente. Tras este, el costo del CO₂ es el segundo factor más relevante, con 16%.

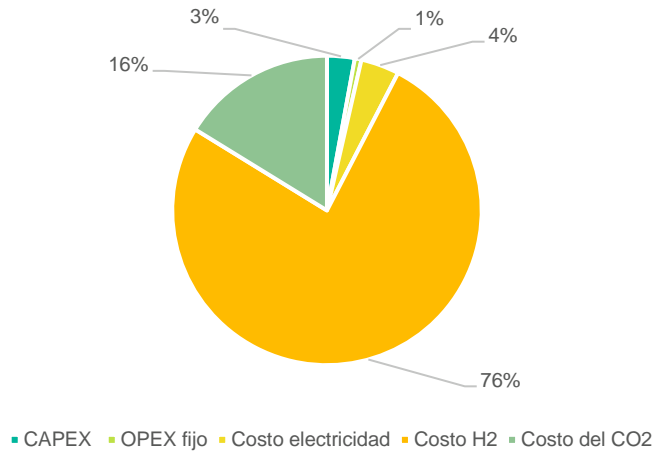


Figura 29: Desagregación del LCOMeOH por concepto

8.5.4. Consumo eléctrico en los distintos segmentos de la cadena de valor

Los procesos industriales asociados a la producción de hidrógeno verde y derivados requieren de suministro eléctrico. Sin embargo, se destaca que el 95% del consumo eléctrico total corresponde al proceso de electrólisis.

8.6. Análisis de sensibilidad

A continuación, se presenta el análisis de sensibilidad para el costo de captura de CO₂(LCOCO₂) respecto a variaciones en CAPEX, OPEX de reposición y deposición de aminas, costo de electricidad y costo de vapor. La elasticidad promedio respecto al costo OPEX de reposición y deposición de aminas es de 5.2%, mientras que para el CAPEX la elasticidad promedio asciende a 41.8%.

		CAPEX (MUSD)								
		35	40	45	50	55	60	65	70	75
OPEX Reposición y deposición aminas (MUSD)	0.5	59.9	62.8	65.7	68.6	71.5	74.4	77.3	80.2	83.1
	0.6	60.4	63.3	66.2	69.1	72.0	74.9	77.8	80.7	83.6
	0.7	60.8	63.7	66.6	69.5	72.4	75.3	78.2	81.1	84.0
	0.8	61.2	64.1	67.0	69.9	72.8	75.7	78.6	81.5	84.4
	0.9	61.6	64.5	67.4	70.3	73.2	76.1	79.0	81.9	84.8
	1	62.1	65.0	67.9	70.8	73.7	76.6	79.5	82.4	85.3
	1.1	62.5	65.4	68.3	71.2	74.1	77.0	79.9	82.8	85.7
	1.2	62.9	65.8	68.7	71.6	74.5	77.4	80.3	83.2	86.1
	1.3	63.3	66.2	69.1	72.0	74.9	77.8	80.7	83.6	86.5
	1.4	63.7	66.6	69.5	72.4	75.3	78.2	81.1	84.0	86.9

Figura 30: Análisis de sensibilidad del LCOCO₂ respecto a CAPEX y OPEX de reposición y deposición de aminas



Ministerio de Industria, Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión del Bundestag alemán

Implementado por



Por otra parte, la elasticidad respecto al costo de vapor es la más alta de las estudiadas, en el rango de 0.4 – 0.5, mientras el costo de electricidad presenta una elasticidad en el rango 0.05 y 0.1.

		Costo del vapor (USD/ton)									
		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Costo electricidad (UDS/MWh)	60	67.1	68.9	70.7	72.5	74.3	76.1	77.9	79.7	81.5	83.3
	65	67.4	69.2	71.0	72.8	74.6	76.4	78.2	80.0	81.8	83.6
	70	67.8	69.6	71.4	73.2	75.0	76.8	78.6	80.4	82.2	84.0
	75	68.1	69.9	71.7	73.5	75.3	77.1	78.9	80.7	82.5	84.3
	80	68.4	70.2	72.0	73.8	75.6	77.4	79.2	81.0	82.8	84.6
	85	68.8	70.6	72.4	74.2	76.0	77.8	79.6	81.4	83.2	85.0
	90	69.1	70.9	72.7	74.5	76.3	78.1	79.9	81.7	83.5	85.3
	95	69.5	71.3	73.1	74.9	76.7	78.5	80.3	82.1	83.9	85.7
	100	69.8	71.6	73.4	75.2	77.0	78.8	80.6	82.4	84.2	86.0
	105	70.1	71.9	73.7	75.5	77.3	79.1	80.9	82.7	84.5	86.3
	110	70.5	72.3	74.1	75.9	77.7	79.5	81.3	83.1	84.9	86.7
	115	70.8	72.6	74.4	76.2	78.0	79.8	81.6	83.4	85.2	87.0

Figura 31: Análisis de sensibilidad del LCOCO₂ respecto al costo de vapor y de electricidad.

Además de los factores mencionados anteriormente, es relevante analizar la incidencia de la tasa de descuento en el costo final. La Figura 32 muestra el impacto de variaciones en este parámetro, como punto importante se observa que en caso de considerar una tasa de descuento del 5% (como se hizo en la hoja de ruta de Hidrógeno verde), el costo decrece hasta 67.8 USD/t CO₂ (un 7.9%).

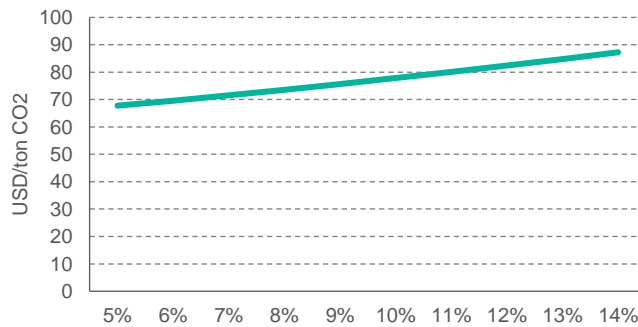


Figura 32: Análisis de impacto de la tasa de descuento

Para analizar la dependencia del costo de metanol con los costos de producción de hidrógeno y los costos de captura de CO₂, se realizó un análisis de sensibilidad variando en un rango amplio de valores tanto los costos nivelados de Hidrógeno (LCOH, entre 1.5 y 6.5 USD/kg) como los costos nivelados de captura de CO₂ (LCOCO₂, entre 30 y 145 USD/t CO₂).

La Figura 33 muestra los costos nivelados de metanol (LCOME_{OH}) para cada combinación de valores de LCOH y LCOCO₂. Tomando como referencia un rango más probable de LCOH entre 3 y 4 USD/kg¹⁴ y el costo estimado de captura de CO₂ (73.57 USD/t CO₂ sin considerar los procesos de licuefacción y transporte y 100.29 USD/t CO₂ considerando estos procesos), se obtiene un rango más probable para el costo nivelado de producción de metanol verde entre 755 y 1000 USD/t MeOH.

¹⁴ Compatible con generación eólica on-shore con factor de capacidad de 35%, CAPEX unitario 1250 USD/kW, tecnología PEM de electrolizadores con CAPEX unitario de 1075 USD/kW, 77% horas de funcionamiento y tasa de descuento del 8%.



Ministerio de Industria, Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión del Bundestag alemán

Implementado por



Como ya se mencionó, el impacto de las variaciones en el costo nivelado de producción de hidrógeno verde sobre el costo nivelado de producción de metanol verde es mucho más significativo que las variaciones en el costo nivelado de captura de CO₂.

En efecto, un incremento del 100% en el costo nivelado de captura de CO₂, impacta en menos de un 25% sobre el costo del metanol. En cambio, un aumento del 100% en el costo de producción del hidrógeno, representa un aumento superior al 65% en el costo final del metanol.

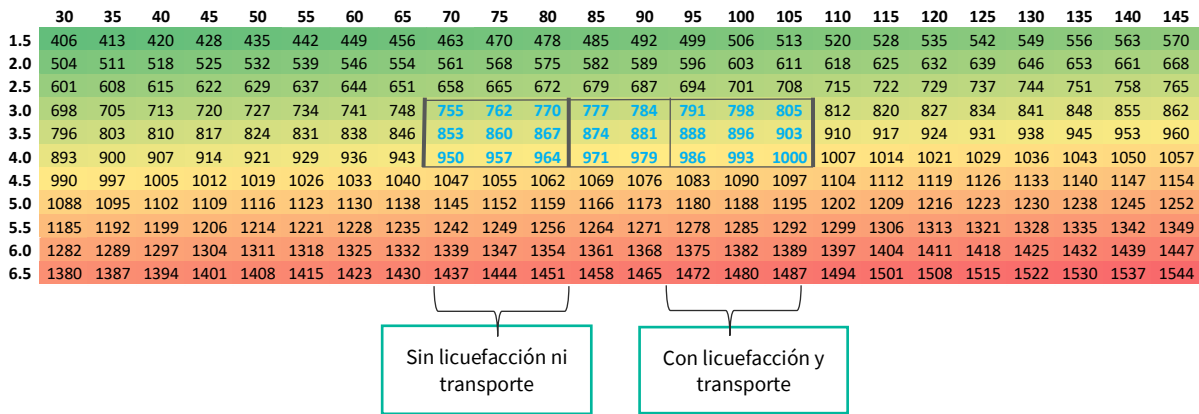


Figura 33: Análisis de sensibilidad del LCOMeOH respecto al LCOH y LCOCO₂, elaboración propia

8.6.1. Costos del metanol verde vs precios en mercados internacionales(metanol gris)

En cuanto al rango más probable de costos de metanol obtenido, el valor mínimo de LCOMeOH de 755 USD/t MeOH se encuentra considerablemente por encima del valor de mercado actual del metanol gris (entre 400 y 600 USD/kgMeOH). Este resultado sugeriría la necesidad de cubrir esta brecha con algún mecanismo de incentivo o bien con el reconocimiento de este mayor costo por parte de potenciales offtakers.

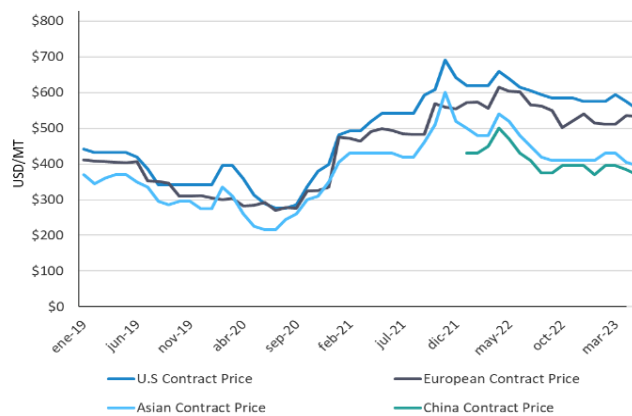


Figura 34: Evolución del precio del metanol gris en mercados internacionales, fuente: Methanex

8.6.2. Hoja de ruta del hidrógeno verde en Uruguay

Finalmente, también es interesante destacar que la hoja de ruta de Hidrógeno Verde de Uruguay¹⁵ estima para 2025 un rango para el e-metanol de entre 520-575 USD/t, compatible con un costo nivelado de

¹⁵ https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/noticias/H2_final_14jul22_digital.pdf

9

SÍNTESIS Y CONSIDERACIONES FINALES

En esta sección se presenta la síntesis del estudio y consideraciones finales.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

implementado por

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

9. Síntesis y consideraciones finales

9.1. Identificación y georreferenciación de los puntos de generación de CO₂ biogénico y no biogénico

- **Círculo virtuoso del CO₂.** Desde que hay estadísticas sobre emisiones de GEI (1990), Uruguay presenta un balance negativo en las emisiones de CO₂ (absorbe más que lo que emite) como consecuencia de la política de expansión forestal que comenzó hace unos 50 años. La producción forestal dio paso a una importante industria de Papel y Celulosa, que comenzó con la entrada en funcionamiento de UPM1 en el año 2007, Montes del Plata en el año 2014 y UPM2 en junio de 2023. La entrada en operaciones de UPM2 llevará el balance neto a valores cercanos a cero.
- **Mercado relevante.** El total de emisiones de CO₂ estimadas para el año 2024 (UPM2 produciendo en régimen normal) es de 21.3 Mta, de las cuales 11.3 Mta corresponden a emisiones de CO₂ biogénico y no biogénico inevitable, mientras que los 10 Mta restantes corresponden a emisiones de CO₂ no biogénico evitable. Para la estimación del mercado relevante, a los efectos del presente estudio, se descartan todas las emisiones no biogénicas, a excepción de las inevitables asociadas al proceso productivo de la piedra caliza (0.5 Mta). Las 10 Mta de CO₂ no consideradas en el análisis corresponden a:
 - Emisiones de fuentes móviles (Sector Transporte).
 - Emisiones de fuentes dispersas en el territorio (Sector Residencial y Agropecuario).
 - Emisiones evitables, asociadas a procesos productivos industriales que queman combustibles fósiles se consideran (e.g. Refinería y Sector Eléctrico).

En consecuencia, el total de mercado relevante es de 11.3 Mta.

- **Concentración del mercado.** Las tres empresas productoras de pasta para papel (UPM1, Montes del Plata, UPM2) emiten 9.36 Mta de CO₂ que representa 82% del total de emisiones del mercado relevante. Cada una de ellas por sí mismas puede constituir un potencial centro (*hub*) de producción de derivados. Estas empresas cuentan además con claras ventajas comparativas al ubicarse cercanas a vías de acceso: ferroviario (UPM2), vías de transporte fluviales (las tres), Montes del Plata tiene además vía de transporte marítimo con puerto de ultramar. El resto de las emisiones, que contabilizan el 18% del total, se encuentran distribuidas en algunos conglomerados industriales, destacándose:
 - **Conglomerado Norte (Tacuarembó y Rivera):** 0.6 Mta (5% del total); Sectores: aserraderos, centrales de generación eléctrica en base a residuos de biomasa y frigoríficos.
 - **Conglomerado Litoral Norte (Paysandú y Artigas):** 0.4 Mta (4% del total); Sectores: biocombustibles y cemento.
 - **Conglomerado Este (Lavalleja y Treinta y Tres):** 0.4 Mta (4% del total); Sectores: cementeras, caleras y producción de cerveza.
 - **Resto (disperso):** 0.6 Mta (5% del total); Sectores: molinos, frigoríficos y aserraderos.



- **Posible desarrollo del mercado.** Si bien es difícil prever como se desarrollaría un posible mercado de CO₂, es muy probable que las ventajas comparativas (y posiblemente competitivas) de los tres *hubs* mencionados favorezcan en desarrollo del negocio en esas localizaciones, puesto que evita la necesidad de transportar el CO₂ una vez capturado.

9.2. Identificación y descripción de las tecnologías disponibles

Se puntualizan a continuación aspectos que surgen del análisis de la revisión bibliográfica en cuanto a tecnologías disponibles y del relevamiento de emisiones de CO₂ biogénicas y no biogénicas inevitables en Uruguay.

- **Estrategias de captura:**
 - En general se prefieren las estrategias post-combustión, dado que en el marco de este proyecto se analizan plantas ya establecidas en funcionamiento (estrategias de pre-combustión en general implican cambios en el diseño del proceso).
 - Si hay plantas de electrólisis cercanas para generar H₂ verde, pueden considerarse estrategias oxi-combustión dado el O₂ subproducto disponible. En este caso se evita la instalación de una planta de separación de aire con una reducción de costo importante. Un desafío en la aplicación de esta estrategia está relacionado con cambios en los equipos necesarios para su implementación.
- **Tecnología de captura:**
 - Para los sectores identificados como más relevantes se sugieren tecnologías de captura por absorción con aminas. La selección está basada en el carácter en general diluido del CO₂ en las corrientes y en el grado de madurez que presentan estas tecnologías. Aunque no se hayan adoptado estas tecnologías aún para un sector en particular, o que su adopción sea aún incipiente, la experiencia que existe para su operación en otros sectores ya establecidos puede resultar un aporte muy valioso.
 - Debe considerarse el requerimiento energético que presenta la etapa de desorción en la captura con aminas. La generación de energía ad-hoc para alimentar la etapa de regeneración de solvente puede encarecer los costos de captura en proporciones no despreciables. Cualquier excedente de generación eléctrica que pueda tener la planta productiva podría constituir una ventaja si no está ya comprometido para otros usos.
 - Cualquier tecnología de captura requiere un acondicionamiento previo de la corriente a tratar. El lavado con aminas no es ajeno a esta problemática y debe considerarse mantener la concentración de ciertos contaminantes por debajo de ciertos niveles.



- **Transporte:**

- El transporte por cañería podría no ser adecuado dados los caudales de CO₂ disponibles según el relevamiento. Una excepción podría ser el sector de la producción de celulosa. De cualquier manera, el CAPEX asociado es elevado y podría impactar en la factibilidad del proyecto.
- El transporte por camión/tren presenta penalización por emisiones de CO₂ fósil en el contexto uruguayo (motores de combustión interna). Adicionalmente, la infraestructura ferroviaria en buenas condiciones es limitada, lo que condiciona en gran medida la localización del punto de captura y el punto de conversión.
- En consecuencia, parece adecuado considerar la instalación de la planta de producción de derivados de H₂ verde en la vecindad de la planta de captura de CO₂.

- **Sectores industriales relevados:**

- El sector de la producción de celulosa parece ser el más interesante dados los grandes caudales de CO₂ emitidos, de más de un orden de magnitud superiores a los otros sectores. Las emisiones de diferentes equipos de la planta se evacúan por diferentes chimeneas. Entre las diferentes corrientes de gases de combustión, los de la caldera recuperadora son los más interesantes a los efectos de captura de CO₂: son biogénicos, presentan un caudal mucho mayor que los otros, tienen un porcentaje de CO₂ superior al de una combustión (13-21%) y presentan muy bajos porcentajes de contaminantes. Estas plantas presentan en general superavit de energía, que podría ser destinado al proceso de captura.

9.3. Definición del caso de estudio

- **Fuentes de CO₂ biogénico.** De acuerdo con el relevamiento presentado en la sección 4, en Uruguay existen pocos establecimientos que superan las 0.10 Mta CO₂ anuales, límite inferior recomendado por IEAGHG para viabilizar económicamente un emprendimiento de captura de CO₂ para su posterior combinación con H₂ y transformación en combustible sintético. En este sentido, las pasteras se destacan sobre el resto de las industrias relevadas, con emisiones biogénicas superiores a las 2.5 Mta anuales, muy superiores a las de otros establecimientos.
- **Selección del caso de estudio.** Como caso de estudio se ha considerado un establecimiento que emite 0.264 Mta de CO₂, las cuales forman parte de los gases de chimenea generados en la combustión de biomasa para generar vapor y energía eléctrica. La concentración de CO₂ en los gases de chimenea es de 10-12% v/v.

9.4. La cadena de valor

- **La cadena de valor.** El proceso de producción del derivado metanol verde se puede dividir en 4 etapas principales:
 - Generación de energía eléctrica renovable.
 - Producción de hidrógeno verde (proceso de electrólisis), puede incluir almacenamiento.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



- Captura de CO₂ biogénico (y posiblemente almacenamiento y transporte).
 - Proceso de síntesis de derivado del hidrógeno, en este caso metanol verde.
- Este caso de estudio se centró en el proceso de captura de CO₂, y se lo modeló en forma detallada, incluyendo dimensionamiento de equipamientos, CAPEX para cada equipo (incluyendo costos de instalación), OPEX fijo de cada equipo (definido como un porcentaje del CAPEX) y OPEX variable (consumos de vapor o electricidad, entre otros).

9.5. La captura de CO₂

- **Tecnología seleccionada.** La tecnología de absorción química es la tecnología más probada para la captura de CO₂ a partir de corrientes gaseosas de procesos industriales que presenten bajas presiones parciales de CO₂. Por otro lado, su implementación en plantas existentes implica la mínima perturbación a la planta en operación. En este contexto, la aplicación de captura de CO₂ por absorción química con aminas a la corriente de gases de chimenea de la caldera de biomasa del caso de estudio resulta pertinente.

9.6. Análisis técnico-económico

- **Dimensionamiento de la planta de captura de CO₂.** Se realizó el dimensionamiento de los equipos principales del proceso y se estimaron sus costos (equipos más instalación). Los equipos más relevantes en cuanto a su incidencia en los costos totales de captura son: el intercambiador de calor, el rebullidor de la desorbedora y la columna absorbadora. En conjunto suman el 73% de las inversiones en equipamiento de la planta. Los costos correspondientes al vapor necesario para la regeneración de la corriente de aminas en el rebullidor dominan los costos operativos (alrededor del 60% del total).
- **Eficiencia de captura de CO₂.** Los parámetros más influyentes son: la carga de la corriente de amina pobre, la carga térmica del rebullidor del stripper y la presión operativa de la columna absorbadora.
- **Dimensionamiento de las otras plantas involucradas en los segmentos de la cadena de valor.** Se incluyeron en el análisis valores referenciales para la licuefacción y transporte de CO₂ y para el proceso de síntesis de metanol.

9.7. Resultados

- **Costo nivelado de captura de CO₂.** El costo obtenido es de **73.57 USD/ t CO₂**. EL costo de licuefacción y transporte (100km por camión) suman **26.72 USD/t CO₂**.
- **Costo nivelado de metanol verde.** Las principales variables que influyen sobre este costo son:
 - El costo de producción de hidrógeno verde explica cerca del **70%** del costo total de metanol verde.
 - El costo nivelado de captura (y transporte de ser necesario) del CO₂, representa en promedio un **15-20%**.
 - Las inversiones necesarias en el equipamiento para la síntesis del metanol (proceso de hidrogenación del CO₂ en un reactor catalítico), **5%**.
 - Costo de la electricidad y otros OPEX del proceso de síntesis, **5%**.



- **Variaciones del costo de los insumos (H₂ y CO₂) en el costo del producto final (metanol).** Un incremento del 100% en el costo de captura de CO₂, impacta en menos de un 25% sobre el costo del metanol. En cambio, un aumento del 100% en el costo de producción del hidrógeno, representa un aumento superior al 65% en el costo final del metanol.
- **Inversiones necesarias.** Los procesos industriales asociados a la producción de hidrógeno verde y derivados (incluyendo la componente de generación de energía con recursos renovables) requieren inversiones significativas, es decir un elevado porcentaje de activos fijos en equipos y tierras, entre otros.
- Los segmentos de generación de energía eléctrica renovable y el proceso de electrólisis para la producción de hidrógeno concentran la mayor parte de la inversión necesaria (aproximadamente el 90%). El proceso de captura de CO₂ y el propio proceso de síntesis de metanol constituyen comparativamente inversiones de menor magnitud (**10% del total**).
- **Consumo eléctrico.** Los procesos industriales asociados a la producción de hidrógeno verde y derivados requieren de suministro eléctrico. Sin embargo, se destaca que el **95%** del consumo eléctrico total corresponde al proceso de electrólisis.

9.8. Recomendaciones para futuros análisis

- **Ubicación de los segmentos de la cadena de valor:** en caso de avanzar con el desarrollo de un proyecto como el planteado, el siguiente paso natural sería la optimización de la localización de los distintos componentes de la cadena de valor para minimizar el costo de producción del metanol. En particular, y teniendo en cuenta que la principal componente es el costo de producción del insumo hidrógeno verde, los esfuerzos deberían concentrarse en minimizar dicho costo. Para ello, se recomienda estudiar distintas estrategias de suministro eléctrico balanceando los atributos de sustentabilidad (recurso renovable), estabilidad del suministro (mitigación de intermitencia), mínima potencia firme garantizada, costos de transmisión y cumplimiento de los requisitos establecidos en la regulación de los países importadores (principalmente Europa) en cuanto a huella de carbono de producto.
- **Potencial desarrollo de clusters regionales / infraestructuras comunes:** se recomienda explorar si existen ventajas comparativas en desarrollar infraestructuras compartidas (vinculadas al suministro eléctrico, uso y tratamiento de agua, logística de transporte de insumos y/o producto final) en determinados clusters, que faciliten sinergias con otras compañías cercanas.

A

Anexo entrevistas

Anexo 1 – Análisis sectoriales.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



Ministerio Federal
de Economía
y Protección del Clima

en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

10. ANEXO 1 – Análisis sectoriales

En este apartado se presentan los análisis sectoriales específicos, cubriendo los siguientes puntos:

- Breve descripción de los procesos productivos relacionados con la emisión de CO₂.
- Principales actores.
- Consumo energético.

10.1. Sector Papel & Celulosa

a) Breve descripción de los procesos productivos relacionados con la emisión de CO₂

La principal fuente de dióxido de carbono en las pasteras proviene de la quema de licor negro. Este combustible surge como subproducto en el proceso de cocción, donde chips de madera se mezclan con licor blanco, dando como resultado celulosa y licor negro. El licor negro alimenta la caldera de recuperación, donde es utilizado como combustible para generar vapor. El vapor es expandido en turbinas, generando energía eléctrica que es utilizada tanto para autoconsumo como para venta de electricidad a la red de UTE. Parte del vapor expandido en las turbinas es extraído para su utilización en procesos.

Además, se opera un sistema casi cerrado para la producción de cal, con una reposición mínima de caliza. Esta se procesa en un horno de cal, emitiendo una cantidad mucho menor de dióxido de carbono en comparación con la caldera de recuperación. Este CO₂ se mezcla con los gases de combustión del horno de cal, que utiliza combustibles fósiles. Por último, hay calderas auxiliares a Fuel Oil que se utilizan durante la puesta en marcha, de caudal mucho menor que la caldera de recuperación. La caldera de recuperación, las calderas auxiliares y los hornos cuentan con chimeneas independientes entre sí.

b) Principales actores

En la actualidad en Uruguay se encuentran en funcionamiento 3 pasteras:

- Montes del Plata – ubicada en Colonia e inaugurada en 2014, cuenta con 170MW instalados, de los cuales en promedio 80MW se vuelcan a la red, los restante 90MW se utilizan para autoconsumo, produce 1.4 millones de toneladas de celulosa.¹⁷
- UPM1 - ubicada en Fray Bentos e inaugurada en 2007, cuenta con 160 MW instalados, de los cuáles únicamente 40MW están autorizados a verter a red, por lo que cuentan con 120MW para autoconsumo¹⁸, produce 1.3 millones de toneladas de celulosa.
- UPM 2 – ubicada en durazno e inaugurada en junio 2023, 310 MW instalados y habilitados para volcar a la red, se prevé que aproximadamente la mitad sean empleados para autoconsumo¹⁹²⁰, se estima producirá 2.1 millones de toneladas de celulosa.

¹⁷ <https://www.montesdelplata.com.uy/espanol/celulosa-y-energia-4>

¹⁸ https://adme.com.uy/mme_admin/participantes/generadores.php

¹⁹ https://adme.com.uy/mme_admin/participantes/generadores.php

²⁰ <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/noticias/uruguay-inauguro-upm-paso-toros-planta-industrial-impactara-34-pbi-nacional>



Las papeleras suelen contar con una caldera de recuperación, un horno de cal y calderas auxiliares. La caldera de recuperación, de dónde proviene la gran mayoría del caudal emitido a la atmósfera, utiliza normalmente combustibles biogénicos provenientes del proceso productivo. Las plantas suelen funcionar de forma continua, sin estacionalidad de ningún tipo (diaria, mensual, etc), y paran aproximadamente una vez entre 10 y 15 días cada año y medio. La concentración de CO₂ en los humos de salida de la caldera de recuperación suele ubicarse en el entorno 12%-20%.

c) Consumo energético

Previo a 2007 el consumo de biomasa en el país resultaba constante, en un valor aproximado de 470ktep, lo que cambió rotundamente en 2007 con la entrada en funcionamiento de UPM1 (Ex - Botnia) (ver siguiente figura).

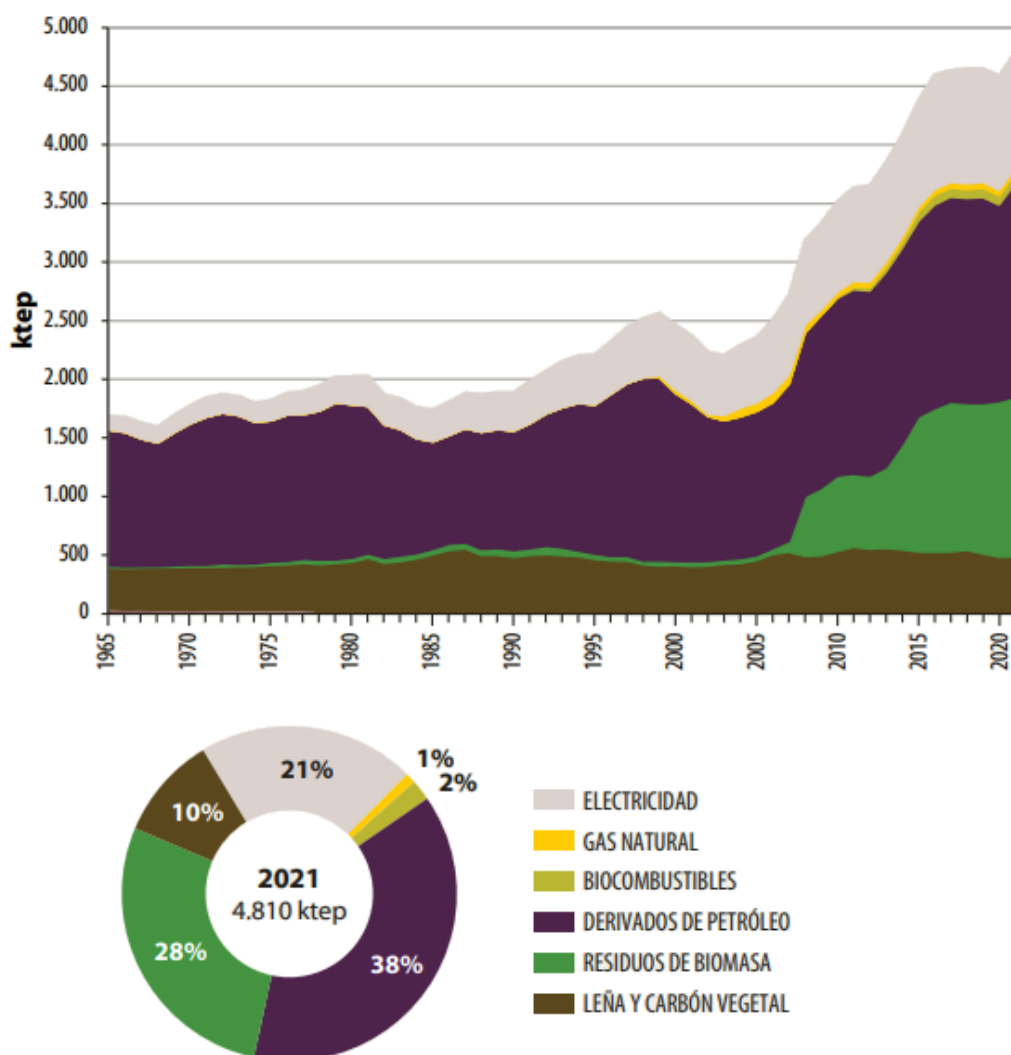


Figura 37: Evolución del consumo final por energético Extraído de (Ministerio de Industria, Energía y Minería).

Desde la inauguración de la primera planta a la fecha, el sector ha crecido significativamente, demandando 1234.1 ktep en 2022, de los cuales el 1,029.7 ktep (83.4%) provinieron de la quema de residuos de biomasa, convirtiéndolo así en una gran fuente de emisiones de origen biogénico.

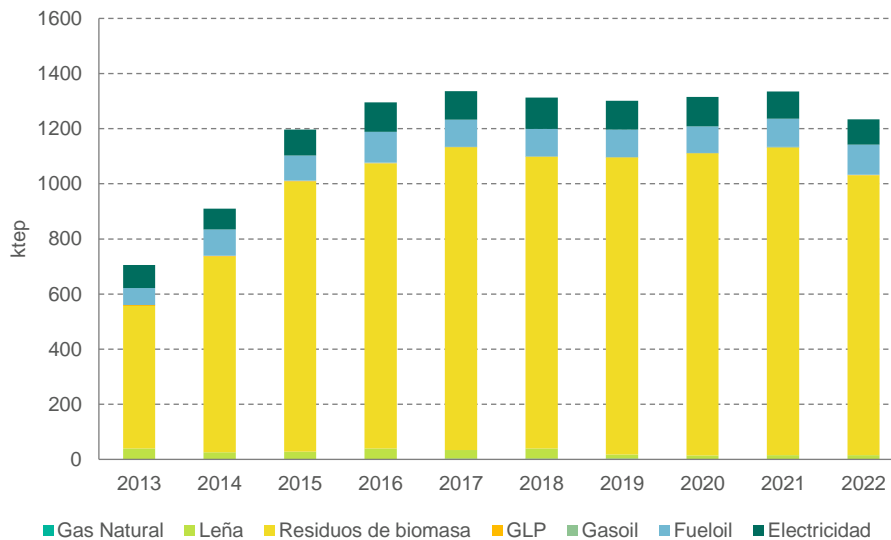


Figura 38: Evolución consumo combustible papel y celulosa, elaboración propia en base a información del MIEM.

En la actualidad es por gran diferencia el sector industrial más relevante del país, tendencia que se incrementará con la puesta en marcha de UPM2.

10.2. Sector eléctrico (centrales que generan a partir de biomasa)

a) Breve descripción de los procesos productivos relacionados con la emisión de CO₂

Las emisiones de CO₂ asociadas al sector eléctrico son consecuencia de la quema de combustibles (tanto de origen fósil o biomasa) utilizando diferentes tecnologías:

- Motores de combustión.
- Turbinas de gas.
- Turbinas de vapor.
- Ciclos combinados.

Todas las tecnologías mencionadas de producción de electricidad aprovechan diferentes procesos de conversión de energía, ya sea a través de la combustión de combustibles fósiles o el uso de vapor de agua, para generar energía mecánica que se transforma en electricidad a través de generadores eléctricos.

La generación de electricidad a partir de biomasa es la considerado dentro del análisis por tratarse de una fuente de CO₂ de origen biogénico. Las emisiones correspondientes a la generación de



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



electricidad con combustibles fósiles no forman parte de este análisis puesto que se trata de una fuente de CO₂ no biogénica evitable.

El listado de empresas / centrales de generación que emplean biomasa para la producción de energía eléctrica tanto para consumo en el propio proceso productivo como para servicio público, se listan a continuación²¹:

1. Montes del Plata
2. UPM 2 (a partir de 2023)
3. UPM 1
4. Galofer
5. Bioener
6. Fenirol
7. ALUR
8. LUMIN
9. DANK
10. Arboreto
11. Las Rosas
12. Liderat
13. Estancias del Lago (utilizan biogás)

Salvo ALUR, todas estas empresas son de propiedad privada.

Las emisiones correspondientes a las centrales a biomasa resultan interesantes como fuente de CO₂, no solo por su origen biogénico y sustentable, sino también por tratarse de un sector que ha mostrado un crecimiento sostenido en los últimos años. A continuación, se presenta la energía generada vertida a la red por cada central para los últimos 10 años.

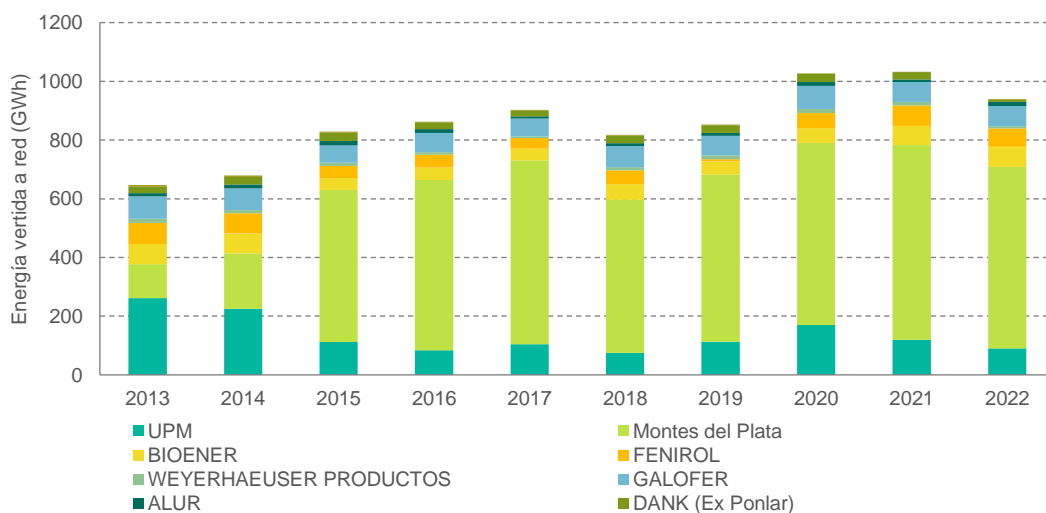


Figura 39: Energía vertida a red, centrales de biomasa. Elaboración propia en base a información de UTE

²¹ Fuente: <https://portal.ute.com.uy/institucional/ute/utei/composicion-energetica>

Montes del Plata es el actor más relevante en este ámbito, seguido por UPM1. Luego de las pasteras, Bioener, Fenirol y Galofer tienen participaciones similares, de alrededor de 60-70 GWh al año en 2022. En los meses de junio y Julio de 2023, UPM2 ha inyectado a red 33 GWh/mes, posicionándose como un nuevo actor relevante en el sector.

En el año 2022 se consumieron 0.6 ktep de leña y 131.8 ktep de residuos de biomasa, para generación SP. Considerando factores de emisión de 112,000 kgCO₂/TJ para Leña, 95,300 kgCO₂/TJ para licor negro y 100,000 kgCO₂/TJ para otros residuos de biomasa (Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 1990-2019), se estiman las emisiones globales.

De forma similar, se tiene que el consumo para autoproducción en el año 2022 fue de 1ktep de leña y 171.2 ktep de residuos de biomasa. La Figura 40 muestra la evolución del consumo para este sector, observándose que a partir de 2015 el consumo se ha mantenido en el rango 180-200 ktep. Es de esperarse que la entrada en funcionamiento de UPM2 genere un incremento significativo.

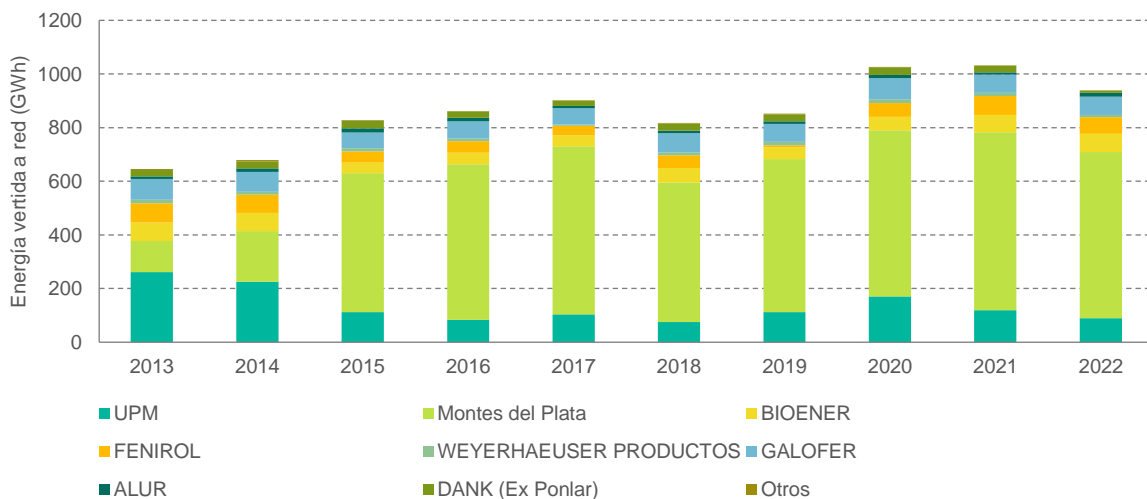


Figura 40: Evolución consumo combustible autoproducción, Elaboración propia en base a información del MIEM.

10.3. Sector Cemento

a) Breve descripción de los procesos productivos relacionados con la emisión de CO₂

A continuación, se listan las distintas etapas del proceso de producción de cemento:

1. Extracción de materias primas.
2. Trituración y mezcla.
3. Almacenamiento.
4. Molienda.
5. Precalentamiento.
6. Clinkerización.
7. Enfriado.
8. Molienda de Clinker.
9. Almacenado y envasado.

Se identifican dos fuentes de CO₂ en el proceso, la quema de combustible en el horno y el CO₂ que surge de la descomposición de la caliza durante el precalentamiento. Las últimas son consideradas no biogénicas inevitables, y corresponden a alrededor de la mitad de las emisiones totales. La categorización de las emisiones provenientes de la quema de combustibles dependerá del origen del mismo, siendo en la actualidad mayoritariamente de origen fósil.

b) Principales actores

Para el año 2019 (último año donde se publicó el INGEI), solo dos empresas eran productoras de cemento, ANCAP y Cementos Artigas. A fines de 2021 se inauguró una nueva planta productora de cemento “Cielo Azul”, ubicada en Treinta y Tres.

La división Pórtland de ANCAP cuenta con dos plantas productoras de cementos ubicadas en Paysandú y Minas que en 2019 produjeron 276,323 toneladas de Clinker, de los cuales 165,145 correspondieron a la planta de Minas y 111,178 toneladas a la planta de Paysandú²².

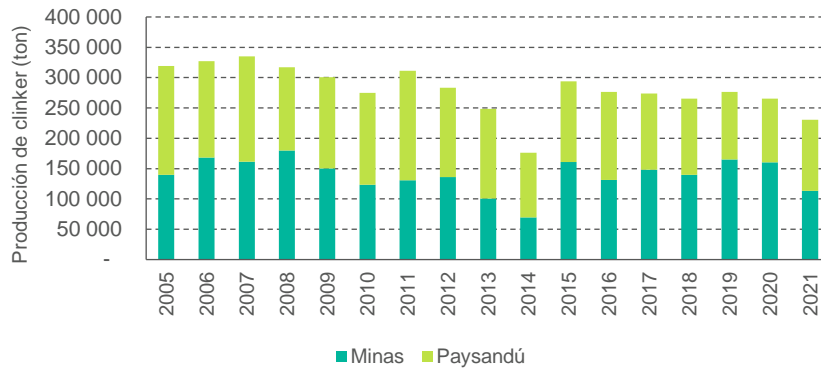


Figura 41: Producción de Clinker por planta ANCAP. Elaboración propia en base a memorias de ANCAP.

La siguiente figura muestra las ventas al mercado interno y exportaciones. Se observa que hace varios años ANCAP vuelca su producción casi exclusivamente al mercado interno.

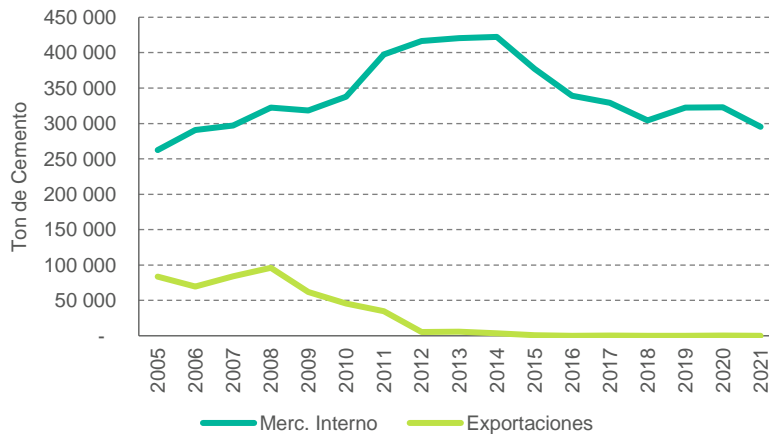


Figura 42: Destino de cemento producido por ANCAP. Elaboración propia en base a memorias de ANCAP

²² https://www.ancap.com.uy/innovaportal/file/14842/1/anexo_memoria_ancap_2021.pdf



Ministerio de Industria, Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión del Bundestag alemán

Implementado por



En la actualidad ANCAP se encuentra en la búsqueda de uno o más socios para la producción, comercialización y distribución de cemento portland y productos afines, así como de cal, en las Plantas de Portland de ANCAP y Cementos del Plata²³.

Cementos Artigas cuenta con una planta de producción ubicada en Minas donde se realiza la extracción de caliza y producción de Clinker alcanzando con capacidad máxima de 500,000 ta, incorporando en 2023 una nueva planta de molienda un nuevo silo y un despacho a granel de última generación. De acuerdo con la “Memoria de Sostenibilidad 2018-2019”²⁴, en el periodo 2018 – 2019 Cementos Artigas produjo 789,900 toneladas de Clinker. Suponiendo una producción similar para ambos años, se tiene un aproximado de 394,950 ta de clinker.

A fines de 2021 se inauguró la planta de producción de cemento “Cielo Azul”, en Treinta y Tres. Con una capacidad estimada de producción de 600,000 ta, constituye un actor de extrema importancia en el sector cementero de Uruguay.²⁵

c) Consumo energético

En 2022 la industria del cemento consumió en Uruguay 110 ktep, siendo el tercer rubro en importancia por detrás de la industria de papel y celulosa y la industria de la madera. Al analizar la evolución del consumo de energía del sector, se observa una leve tendencia alcista. En cuanto a los combustibles utilizados, el coque de petróleo es el más relevante (76%), seguido por electricidad y residuos industriales con 9% y 56% respectivamente. La Figura 43 presenta la evolución del consumo de energético por combustible.

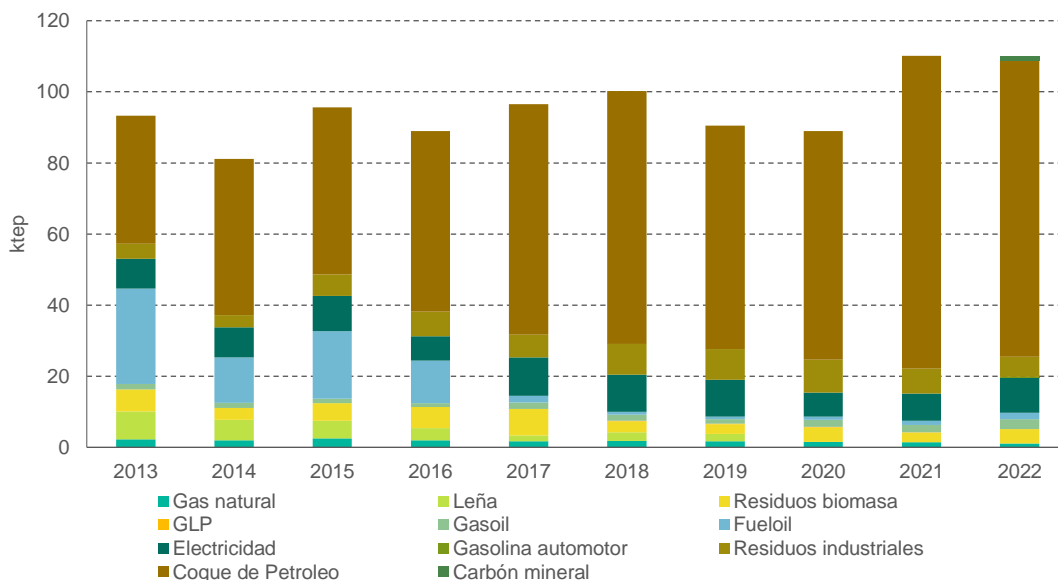


Figura 43: Combustible utilizado en la industria de cemento. Elaboración propia en base a información del MIEM.

²³ <https://www.comprasestatales.gub.uy/consultas/detalle/mostrar-llamado/1/id/i393780>

²⁴ https://www.cementosartigas.com.uy/pdf_sostenibilidad/Cementos-Artigas-Memoria-Actividad-Sostenible-2018-2019.pdf

²⁵ <https://www.elobservador.com.uy/nota/cielo-azul-el-nuevo-jugador-del-portland-que-incomoda-a-ancap-202073120200>



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



Aún con la entrada de Cielo Azul a fines de 2021, el consumo energético total en 2022 fue similar al año anterior.

10.4. Sector de Piedra Caliza

a) Breve descripción de los procesos productivos relacionados con la emisión de CO₂

El proceso de producción de cal viva es muy similar al de producción de Clinker, diferenciándose en la temperatura máxima alcanzada. Nuevamente los procesos que emiten CO₂ resultan la quema de combustible en el horno y el CO₂ que surge de la descomposición de la caliza durante el precalentamiento.

b) Principales actores

Cementos del Plata S.A.

Cementos del Plata S.A. es una empresa subsidiaria de ANCAP, que cuenta con su planta de producción de cal en Treinta y Tres y se caracteriza por exportar gran parte de su producción a Brasil. Su principal cliente es la Compañía de Generación Térmica de Energía Eléctrica (CGT Eletrosul), con quien ha cerrado un contrato hasta 2024 pudiendo renovarse por un año más. En su memoria financiera estiman que para la próxima década venderán 122,600 ta de cal, decreciendo desde el número estimado en 2020 de 156,000 ta²⁶.

CYCUSA

Caleras CYCUSA es una empresa familiar fundada en 1936. En la actualidad cuentan con 2 plantas industriales en la ciudad de Minas y una planta en Montevideo. De acuerdo a la información relevada, en 2010 producía entre 6 a 7 toneladas al día por horno, y contaba con 8 hornos dos de los cuáles de encontraban inactivos²⁷. Considerando estos factores se estima una producción anual en el rango 10,000 – 20,000 ta, siendo menor en comparación con Cementos del Plata.

10.5. Sector Frigorífico

a) Breve descripción de los procesos productivos relacionados con la emisión de CO₂

El proceso productivo demanda mucha energía térmica por la gran cantidad de agua utilizada, tanto fría, tibia como caliente. En general, se considera agua tibia hasta 45 grados y agua caliente en el orden de 90 grados (la principal demanda energética).

²⁶ <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/9398/1/cdp---estados-financieros-al-31.12.2020.pdf>

²⁷ https://www.fhce.edu.uy/images/biblioteca/avances_investigacion/2010/estudiantes_egresados/iroidi%20soledad_%20malvar%20ana_gonzalez%20valentina_collazo%20camila.%20proceso%20de%20produccion%20de%20cal.pdf



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



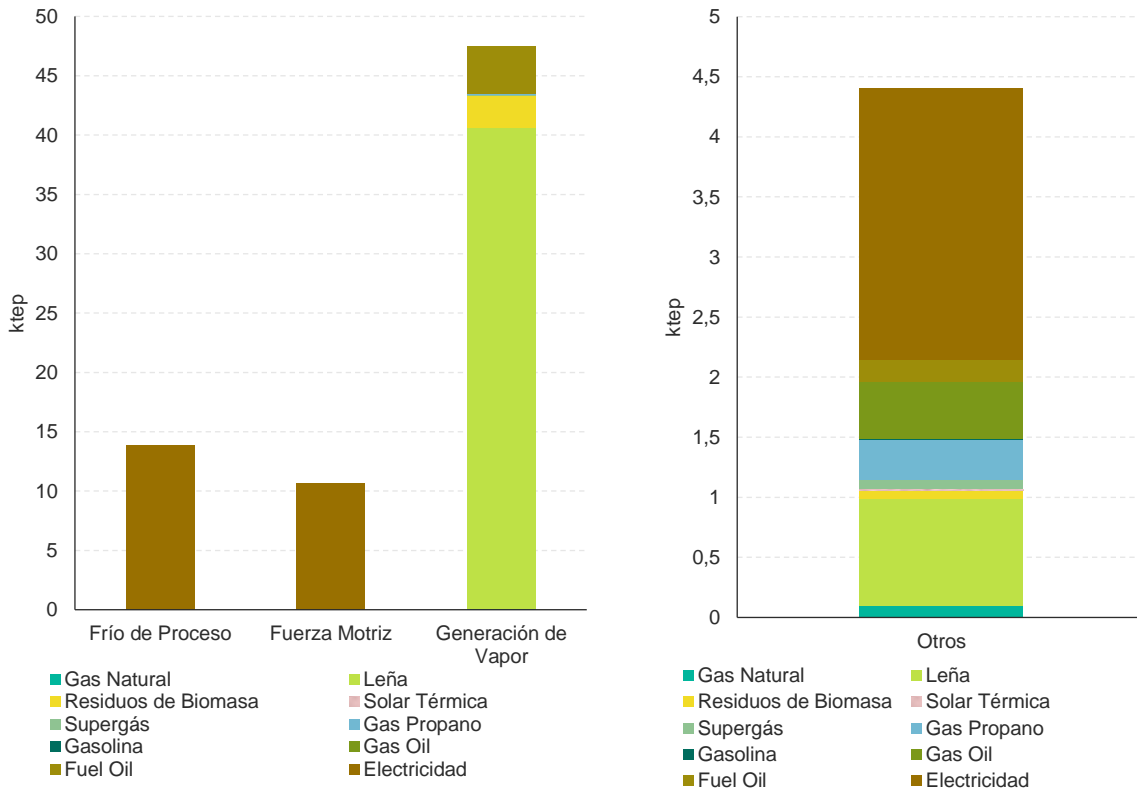


Figura 44: Usos y combustibles industria frigorífica, Elaborado en base a (Balance de Energía Útil del sector Industrial 2016).

El uso energético mayoritario en la industria frigorífica es la generación de vapor, seguido por el uso frío de procesos, fuerza motriz y otros (Balance de Energía Útil del sector Industrial 2016). La demanda de vapor suele concentrarse entre las 06 a 18 horas, dependiendo del establecimiento. Si bien hay establecimientos que tienen procesos que demandan vapor las 24 horas, esta demanda no es uniforme siendo mayor en el horario mencionado.

b) Principales actores

Los grandes actores del sector frigorífico en Uruguay se dedican principalmente a la exportación de sus productos. En este sentido, la entrada de China como país importador de nuestros productos, sumados a los destinos de Europa y Estados Unidos hacen que la industria tenga una perspectiva de crecimiento a futuro.

Para identificar a los principales actores del sector, se consideraron las cabezas faenadas por establecimiento, tanto de bovinos como ovinos. Como el interés es identificar la energía consumida por establecimiento, se optó por asignar un ponderador de 0.1 para las cabezas faenadas de ovinos, ya que su peso suele rondar los 30-40 kg al momento de la faena, mientras que los bovinos suelen superar los 400 kg.

7 establecimientos explican el 51.4% de las cabezas faenadas de la industria (FRIGORIFICO LAS PIEDRAS S A, FRIGORIFICO TACUAREMBO S A, ONTICOLO S.A., FRIGORIFICO CANELONES S A, PULSA SA, Establecimientos colonia y BPU SA).



Ministerio de Industria, Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión del Bundestag alemán

Implementado por



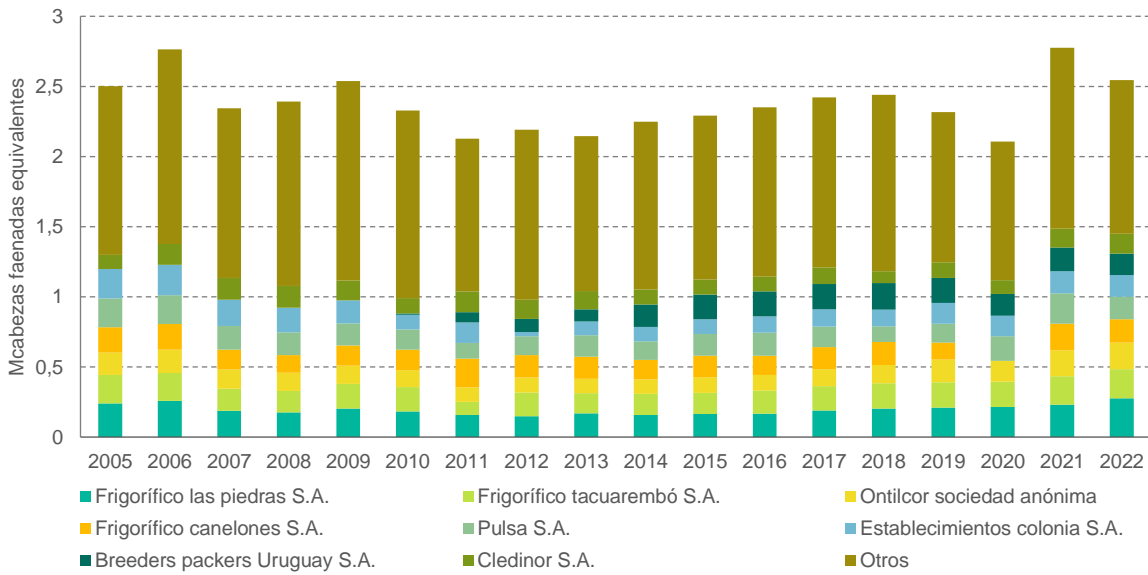


Figura 45: Cabezas faenadas principales frigoríficos Uruguay, Elaboración propia en base a datos de INAC

En 2022, el Frigorífico las piedras y Frigorífico Tacuarembó presentaron mayor cantidad de cabezas faenadas, con 10.9% y 8.2% del total, respectivamente. Se observa que el total de cabezas faenadas se ha mantenido constante desde 2005, mostrando una gran madurez del mercado.

c) Consumo energético

El sector frigorífico es la tercera rama industrial con más utilización de biomasa, muy por debajo de la industria de papel y celulosa y por debajo de la industria de la madera.

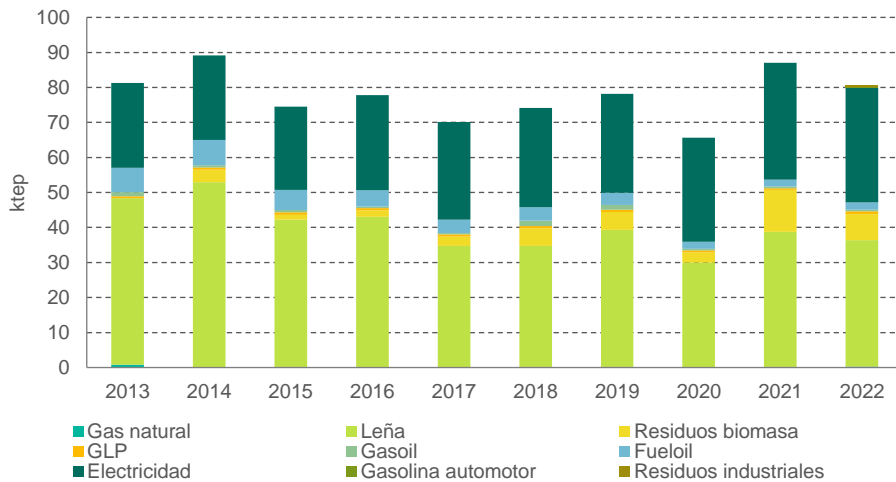


Figura 46: Evolución consumo energético por combustible en la industria frigorífica, Elaborado en base a información del MIEM.

El consumo energético en este sector se ha mantenido relativamente constante en los últimos años. El uso de gas natural, GLP y Gas Oil es muy bajo frente a biomasa (tanto leña como residuos de biomasa) y electricidad.



Ministerio de Industria, Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión del Bundestag alemán

Implementado por



10.6. Procesos fermentativos

a) Breve descripción de los procesos productivos relacionados con la emisión de CO₂

Para Uruguay, los procesos fermentativos surgen como una interesante alternativa para la captura de dióxido de carbono de origen biogénico. Los procesos fermentativos consisten en procesos químicos donde microorganismos como levaduras o bacterias convierten azúcares en otros compuestos como alcohol o dióxido de carbono de forma anaeróbica.

Es considerada como una fuente de origen biogénico y presenta la gran ventaja que el dióxido de carbono está presente en gran concentración (muy superior al 10% usual en humos de combustión). Estos procesos están presentes tanto en la fabricación de biocombustibles como de cerveza.

b) Principales actores

Alcoholes Uruguay S.A.

Alcoholes Uruguay S.A. (ALUR) es el único productor de biocombustibles en Uruguay. La empresa se dedica a la producción de biodiesel, bioetanol, químicos, alimento animal, energía y azúcar. Es una empresa integrante del grupo ANCAP, que inició su operación en 2006 y pertenece a este en 90.79 %, mientras que el 9.21 % restante responde a Petróleos de Venezuela (PDVSA)²⁸.

El mercado de ALUR de bioetanol es prácticamente 100% doméstico. Las perspectivas a mediano y largo plazo son favorables, observando como mayor limitante para aumentar los niveles actuales de producción la regulatoria (porcentaje máximo de biocombustible admitido para la mezcla). En la actualidad el corte de bioetanol es de 9.8%, ubicándose en el rango permitido de entre 8.5% y 10%. ALUR cuenta con capacidad suficiente para, con la demanda actual 2023, alcanzar un corte de 11.5.

ALUR cuenta con dos plantas de producción de bioetanol, ubicadas en Paysandú y Artigas. La planta de Paysandú comenzó a operar en abril de 2015, trabaja alrededor de 300 días al año y produce 60,000 m³ de bioetanol, teniendo la capacidad de producir hasta 70,000 m³.

La planta cuenta con 4 fermentadores en batch, que generan CO₂ con una concentración de 98% de forma continua. Los fermentadores desembocan en un colector por lo que las emisiones salen en un solo punto (previo a su salida a la atmosfera los gases son lavados para remover VOC's).

Además, cuentan con dos calderas que generan vapor a baja presión, que utilizan pino y eucalipto como combustible. Los gases de combustión son colectados en una única chimenea. La chimenea presenta monitoreo continuo de material particulado en los gases de combustión (se disponen filtros de mangas antes de ser emitidos).

La planta de Bella Unión inició sus actividades de producción de bioetanol en el año 2009 y produce etanol a base de caña de azúcar (zafral, desde mayo a noviembre). Produce 30,000 m³ de etanol por

²⁸ <https://www.alur.com.uy/empresa/que-es-ALUR.php>



año, encontrándose al límite de su capacidad. Dentro de la zafra, contingencias climáticas pueden dificultar la operación. Para la caldera se utiliza bagazo de caña de azúcar, que puede ser complementado con chips de madera; no usa combustible fósil. Las emisiones provenientes de la fermentación son aproximadamente la mitad que en la Planta de Paysandú. Sin embargo, la suma de emisiones de la fermentación y la cogeneración es similar en ambas plantas.

FNC

Fabricas Nacionales de Cervezas es una de las empresas referentes en el rubro de la bebida en Uruguay. Se dedica a la elaboración, distribución y comercialización de cervezas, refrescos y aguas saborizadas. En la actualidad emplean más de 700 personas, cuentan más de 1,000 proveedores, y más de 27,000 puntos de venta.

En los últimos 10 años, la proporción de cerveza ha aumentado de 5.3% a 34.6%.²⁹ En 2021 la producción de cerveza fue de aproximadamente 1,006,000 Hectolitros (hl) (Reporte Ambiental, Social y de Gobernanza 2021).

10.7. Aserraderos

a) Breve descripción de los procesos productivos relacionados con la emisión de CO₂

Los procesos que consumen energía en la industria de aserraderos son:

- Macerado de trozas.
- Secado
- Ensamblados

La energía necesaria se genera en generadores de vapor. Algunas plantas cuentan además con sistemas de cogeneración, expandiendo parte del vapor en una turbina previo a su uso en el proceso productivo. En estos casos se distinguen dos modelos de negocios:

- El aserradero y el generador eléctrico tienen distinta razón social, interactuando mediante la red de UTE. Los residuos del aserradero son utilizados para generar vapor que alimenta tanto el proceso productivo como la red de UTE. El aserradero toma la energía eléctrica necesaria directo de la red.
- El aserrado y generador coinciden, teniendo un único intercambio con la red que se utiliza para tomar energía de esta cuando la energía generada por la turbina no es suficiente, o verter energía de la planta hacia la red.

²⁹ <https://www.elobservador.com.uy/nota/los-motivos-que-llevaron-a-fnc-a-importar-nortena-y-pilsen-en-latas-desde-argentina-2022102418280>



b) Principales actores

De acuerdo con la última encuesta de aserraderos 2020 (Encuesta aserraderos), en Uruguay existen alrededor de 77 aserraderos ubicados principalmente en el norte del país (Rivera, Paysandú y Tacuarembó cuentan con 27, 12 y 7 establecimientos, respectivamente).

Lumin, Urufor, Arboreal/frutifor y Fymnsa son los principales aserraderos del país. Lumin es el aserradero más grande del país, pudiendo procesar 600,000 m³ de madera al año y abasteciéndose de plantaciones propias. La planta produce tableros contrachapados, principalmente para el mercado de exportación (95%). La planta cuenta con un sistema de cogeneración utilizando una caldera de 80 bar³⁰.

Segundo en tamaño se encuentra Urufor, con capacidad de procesar 325,000 m³/año. Se especializa en tablas aserradas secas en horno, y productos de madera laminada, ambos utilizados en la industria del mueble y la construcción. Aproximadamente el 90% de su producción es para exportación. Parte de los subproductos de Urufor abastecen la planta de cogeneración de Bioener, mientras que esta última le entrega vapor al aserradero para el proceso de secado. Utiliza también subproductos de aserraderos de la zona como suministro adicional.

De acuerdo con (Uruguay XXI, 2021) Arboreal/Frutifor cuenta con capacidad de procesar 300,000m³/año, siendo la totalidad de la producción para exportación, principalmente a China, y consiste en tablas secas de diferentes categorías. Por otra parte, Fynsa cuenta con una capacidad de 200,000 m³/año. En su página web Fymnsa (o DANK) establece:

*“Nuestra planta se autoabastece de energía eléctrica generada por una planta de cogeneración a partir de biomasa forestal asociada al aserradero. Los residuos (aserrín, chips y corteza) que genera el aserradero constituyen un problema para este. Surge así la necesidad de crear una empresa que utilice los mismos como materia prima. La energía eléctrica es vendida a la red pública mejorando la sustentabilidad de la matriz energética nacional. La energía térmica es utilizada en el secado de la madera. La planta cuenta con una capacidad instalada de 8 MVAe”.*³¹

c) Consumo energético

A partir de 2013, la información especificada dentro del sector industrial BEN incluye información específica del sector madera, correspondiente a la división 16 según se define en la Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas (CIIU), Revisión 4 (Naciones Unidas, 2009).

De acuerdo con dicha clasificación, quedan incluido tanto aserrado y acepilladura de madera como fabricación de productos de madera, corcho, paja y materiales trenzables. La Figura 47 muestra la evolución de 2013 a la fecha de la energía consumida en dicho sector, discriminada por combustible.

³⁰ <https://www.youtube.com/watch?v=OhVPFokunUU>

³¹ <https://dank.uy/sustentabilidad/#bioenergia>



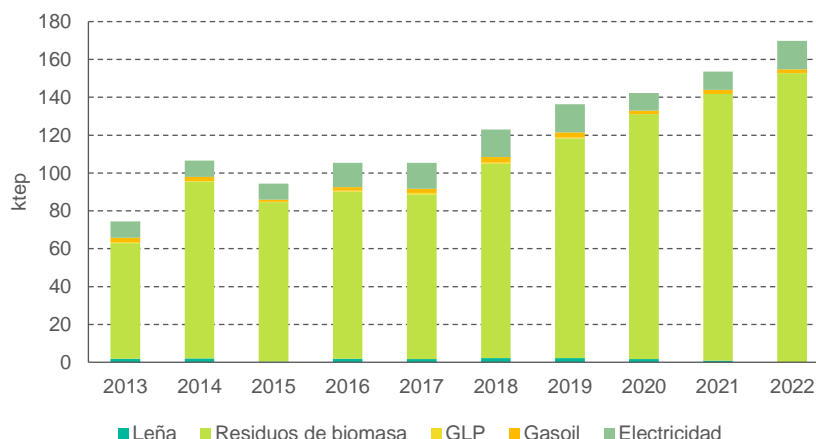


Figura 47: Evolución consumo energético por combustible en la industria de la madera. Elaborado en base a información del MIEM.

El sector madera se encuentra en crecimiento, duplicando la energía consumida en los últimos 10 años.

10.8. Otros procesos emisores de CO₂ de interés para el estudio: los casos de estudios asociados a las corrientes de biogás

Más allá de las fuentes ya relevadas, surge como área de interés el estudio de las corrientes de biogás, vinculadas a la actividad agroindustrial (debido a la importancia del sector y futuro prometedor) y los rellenos sanitarios (puede contribuir a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a mejorar la gestión de residuos).

a) Breve descripción de los procesos productivos relacionados con la emisión de CO₂

El biogás se produce a partir de la descomposición de materia orgánica en ausencia de oxígeno, y su composición principal es metano (CH₄), con contenido de CO₂ que varía en función de la fuente de materia orgánica, pero suele ser de alrededor del 40%.

Según (Hailong Li, 2017), pueden establecerse dos metodologías para capturar CO₂ a partir de una corriente de biogás:

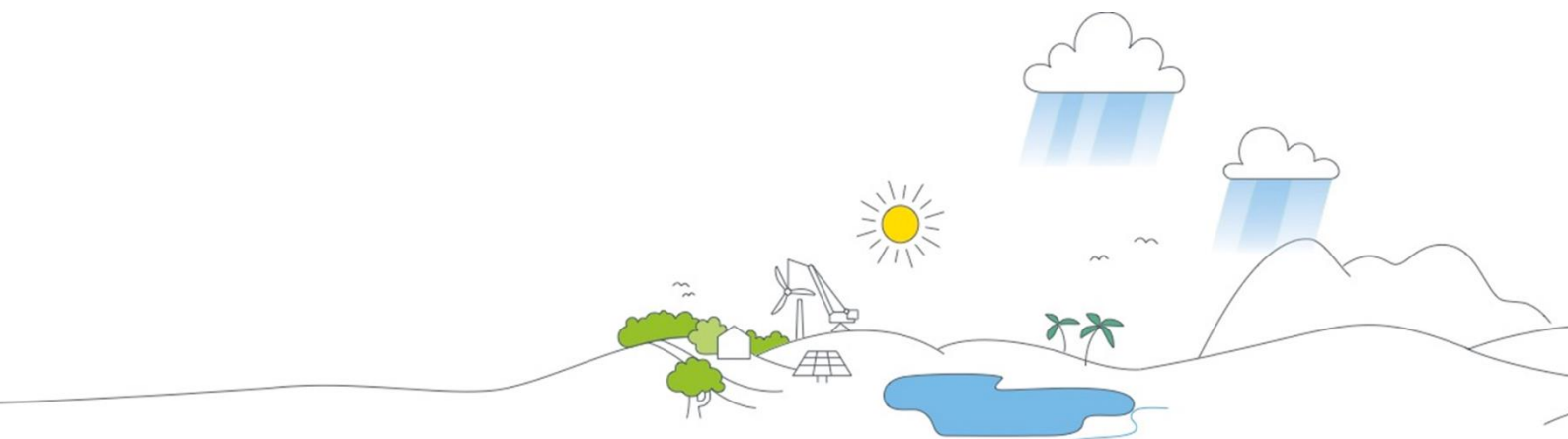
- Por separación de CO₂ por purificación de biogás a biometano. En este caso el CO₂ se obtiene como un subproducto del proceso de purificación. Dada la concentración de ~40% de CO₂ en el biogás se logran precios de captura más bajos.
- Por captura de CO₂ postcombustión. Se alimenta biogás a una cámara de combustión donde se quema el metano. Luego, a partir de la emisión por chimenea se captura el CO₂ del gas de escape. Este CO₂ es la suma del que constituía originalmente el biogás y el generado por la

combustión del metano. Si bien se logran volúmenes mayores de CO₂, el proceso de captura resulta más costoso (el CO₂ está más diluido).

b) Principales actores

En Uruguay se identifican cuatro grandes fuentes de biogás:

1. Relleno sanitario Felipe Cardoso: Captura de biogás en relleno y quema en antorcha sin aprovechamiento, 700 m³/h, 50% CH₄³².
2. Relleno sanitario Maldonado: Generación eléctrica con dos moto-generadores de 0.5 MW c/u, caudal máximo de biogás de 500 Nm³/h, 40% CH₄.
3. Estancias del Lago: Generación de energía térmica y eléctrica, líneas separadas, 30,000 m³/día, 50 %CH₄³³.
4. Lanás Trinidad: Generación de energía eléctrica la cual es utilizada para consumo interno de la planta y el sobrante es volcado a la red eléctrica nacional (correspondiente a ARBORETO en sección generación eléctrica).



³² Consultas técnicos de la Intendencia de Montevideo

³³ <https://biovalor.gub.uy/descarga/proyecto-completo-espanol/>



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



International
PtX Hub

Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

11. Bibliografía

- A. Almena, P. T. (2022). Carbon dioxide removal potential from decentralised bioenergy with carbon capture and storage (BECCS) and the relevance of operational choices. *Biomass and Bioenergy*.
- A. Laude, O. R.-A. (2011). CO2 capture and storage from a bioethanol plant: Carbon and energy footprint. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1220-1231.
- A. Martínez Gonzalez, R. L. (2019). Thermodynamic assessment of the integrated gasification-power plant operating in the sawmill industry: An energy and exergy analysis. *Renewable Energy*.
- Adebayo A. O., J. S. (2015). Effects of Organic Loading Rate on Biogas Yield in a Continuously Stirred Tank Reactor Experiment at Mesophilic Temperature. *British Journal of Applied Science & Technology*, 1-9.
- Ali H., E. N. (2019). *Cost Estimation of CO2 Absorption Plants for CO2 Mitigation – Method and Assumptions*. International Journal of Greenhouse Gas Control.
- Aliyon K., M. M. (2020). Comparison of different CO2 liquefaction processes and exergoeconomic evaluation of integrated CO2 liquefaction and absorption refrigeration system. *Energy Conversion and Management*.
- Battaglia, P. B. (2021). *Methanol synthesis through CO2 capture and hydrogenation: Thermal integration, energy performance and techno-economic assessment*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jcou.2020.101407>
- Bhadola, A., Patel, V., Potdar, S., & Mallick, S. (2020). *Technology Scouting - Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies (Concawe Report 18/20) - Concawe*. Concawe- Environmental Science for European Refining. bioenergyinternational.com. (octubre de 2020). bioenergyinternational.com. Obtenido de <https://bioenergyinternational.com/beccs-could-cost-effectively-mitigate-co2-ornl-study/>
- Bionenergyinternational.com. (s.f.). <https://bioenergyinternational.com/beccs-could-cost-effectively-mitigate-co2-ornl-study/>.
- C. Dhoke, S. C.-c. (2020). CO2 capture via combined temperature and pressure swing adsorption. *Chemical Engineering Journal*, 1-12.
- Candelaresi, D. &. (2021). *Power to methanol*. Power to Fuel: How to Speed Up a Hydrogen Economy. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822813-5.00002-3>
- Chen Guining, W. T. (2022). Membrane materials targeting carbon capture and utilization. *Advanced Membranes Journal*, 100025.
- Chen, F., & Morosuk, T. (2021). Exergetic and Economic Evaluation of CO2 Liquefaction Processes. *CORDIS-EU*. (s.f.). <https://cordis.europa.eu/article/id/90235-capturing-carbon-dioxide-in-flue-gases/es>.
- Council, R. o. (2021). *Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE APPENDIX C – CCUS PROJECT SUMMARIES*.
- Deng, H. (2019). *Techno-economic analyses of CO2 liquefaction: Impact of product pressure and impurities*. International Journal of Refrigeration.
- Dieterich, Buttler, Hanel, Spliethoff, & Fendt. (2020). Dieterich, V., Buttler, A., Hanel, Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review. *Energy and Environmental Science*.
- Dinca, C., Slavu, N., Cormos, C. C., & Badea, A. (2018). CO2 capture from syngas generated by a biomass gasification power plant with chemical absorption process. *Energy*.
- Djettene, R., Dubois, L., Paepe, W. D., Weireld, G. D., & Thomas, D. (2022). Study of the CO2 Conversion into Methanol: Catalytic Process and Heat Integration Optimizations with a CO2 Capture Unit., (págs. GHGT-16).
- Dziejarski B., K. R. (2023). Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment. *Fuel*, 127776.
- E. De Lena, M. S. (2017). Process integration study of tail-end Ca-Looping process for CO2 capture in cement plants. *International Journal of Greenhouse Gas Control*.
- EPA. (2011). *Accounting framework for biogenic CO2 emissions from stationary sources*.
- F. Sher, M. A. (2018). Oxy-fuel combustion study of biomass fuels in a 20 kWth fluidized bed combustor. *Fuel*, 778-786.
- Fabricas Nacionales de Cerveza. (s.f.). *Reporte Ambiental, Social y de Gobernanza 2021*.
- Fuss, S. (2018). Negative emissions—Part 2: Costs, potentials and side. *Environ. Res. Lett.*, 063002.
- Gopalakrishnan, B., Mardikar, Y., Gupta, D., Jalali, S., & Chaudhari, S. (2012). Establishing Baseline Electrical Energy Consumption in wood processing sawmills for lean energy initiatives: a model based on energy analysis and diagnostics. *Energy Engineering*.
- H. Deng, S. R. (2019). Techno-economic analyses of CO2 liquefaction: Impact of product pressure and impurities. *International Journal of Refrigeration*.
- Hailong Li, Y. T. (2017). *Capturing CO2 from Biogas Plants*.
- Hansson J., H. R. (2017). The Potential for Electrofuels Production in Sweden Utilizing Fossil and Biogenic CO2 Point Sources. *Frontiers in Energy Research*.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



- <https://cordis.europa.eu/article/id/90235-capturing-carbon-dioxide-in-flue-gases/es>. (s.f.).
- <https://www.geos.ed.ac.uk/scs/>,. (s.f.).
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*. Obtenido de https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- IEA. (2020). *Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage - CCUS in clean energy transitions*. IEA.
- IEA. (s.f.). *Direct Air Capture*. Obtenido de <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture>
- IEAGHG. (2018). *Cost of CO2 capture in the industrial sector: cement and iron steel industries*.
- IEAGHG. (s.f.). *IEAGHG funds research into the development and deployment of carbon capture and storage (CCS) technologies*. Obtenido de <https://ieaghg.org/2-uncategorised/128-improvements-to-the-co2-emissions-database>
- IMO. (s.f.). *IGC Code*. Obtenido de <https://www.imo.org/en/ourwork/safety/pages/igc-code.aspx>
- IPCC. (2001). *Climate Change 2001: Mitigation, Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- IPCC. (2006). *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero*.
- IRENA. (2021). *IRENA Capturing Carbon*. IRENA.
- IRENA. (2021). *Reaching zero with renewables - Capturing carbon*.
- IRENA. (2021). *Reaching zero with renewables - Capturing Carbon*.
- IRENA. (2021). *REACHING ZERO WITH RENEWABLES CAPTURING CARBON*.
- IRENA, & Institute, M. (2021). *Innovation Outlook: Renewable methanol*.
- J. Anderson, L. W. (2014). Improved energy efficiency in sawmill drying system. *Applied Energy*, 891-901.
- J. Dai, J. S. (2015). *Gasification of Woody Biomass*. Vancouver, Canadá: Department of Chemical and Biological Engineering, University of British Columbia.
- J. Farfan, M. F. (2019). Trends in the global cement industry and opportunities for long-term sustainable CCU potencial for Powr-to-X. *Journal of Cleaner Production*.
- J. K. Stolaroff, S. H. (2021). Transport Cost for Carbon Removal Projects with Biomass and CO2 Storage. *Frontiers in Energy Research*.
- Jess A., K. P. (2011). Considerations concerning the Energy Demand and Energy Mix for Global Welfare and Stable Ecosystems. *Chemie Ingenieur Technik*.
- K. Onarheim, S. S. (2017). Performance and costs of CCS in the pulp and paper industry part 2. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 60-75.
- Khosroabadi, F., Aslani, A., Bekhrad, K., & Zolfaghari, Z. (2021). Analysis of Carbon Dioxide Capturing Technologies and their technology developments. *Cleaner Engineering and Technology*, 5, 100279. doi:10.1016/j.clet.2021.100279
- Kiss, A. A., Pragt, J. J., Vos, H. J., Bargeman, G., & Groot, M. T. (2016). Novel efficient process for methanol synthesis by CO2 hydrogenation. *Chemical Engineering Journal*.
- Kjärstad J., S. R. (2016). Ship transport - A low cost and low risk CO2 transport option in the Nordic countries. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 54.
- Kuparinen, K., Lipiäinen, S., Vakkilainen, E., & Laukkanen, T. (2021). Effect of biomass-based carbon capture on the sustainability. *Environment, Development and Sustainability*, 25, 648-668.
- Kuparinen, K., Vakkilainen, E., & Tynjälä, T. (2019). *Biomass-based carbon capture and utilization in kraft pulp mills*. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change.
- Leeson, D., Dowell, N. M., Shaha, N., Petit, C., & Fennell, P. (2017). 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*, 61, 71-87.
- Leung, D. Y., Caramanna, G., & Maroto-Valer, M. M. (2014). An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 426-443. doi:10.1016/j.rser.2014.07.093
- Madejski, P., Chmiel, K., Subramanian, N., & Kus, T. (2022). Methods and Techniques for CO 2 Capture : Review of Potential. *Energies*, 15, 887.
- Meunier, N. C. (2020). *Alternative production of methanol from industrial CO2*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.010>
- Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca. (2020). *Encuesta aserraderos*.
- Ministerio de Industria Energía y Minería, Ministerio de Ambiente. (2021). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 1990-2019*.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería. (s.f.). *Balance de Energía Útil del sector Industrial 2016*.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería. (s.f.). *Balance Energético Nacional 2019*.
- Ministerio de Industria, Energía y Minería. (s.f.). *Balance Energético Nacional 2021*.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por



- Ministerio de Industria, Energía y Minería. (s.f.). *Balance Energético Nacional 2022*.
- Möllersten, K., Gao, L., Yan, J., & Obersteiner, M. (2004). *Efficient energy systems with CO₂ capture and storage from renewable biomass in pulp and paper mills*. ELSEVIER.
- Naciones Unidas. (2009). *Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades*.
- Nemmour, A., Inayat, A., Janajreh, I., & Ghenai, C. (2023). Nemmour, A., IGreen hydrogen-based E-fuels (E-methane, E-methanol, E-ammonia) to support clean energy transition: A literature review. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Normann, F., Skagestad, R., Bierman, M., Wolf, J., & Mathisen, A. (2019). *Reducing the cost of carbon capture in process industry*.
- Nyári, J. M.-A. (2020). *Techno-economic barriers of an industrial-scale methanol CCU-plant*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jcou.2020.101166>
- Onarheim, K., Garðarsdóttir, S., Mathisen, A., Nord, L., & Berstad, D. (2015). *Industrial implementation of carbon capture in nordic industry sectors*. NORDICCS Technical Report.
- Onarheim, K., Santos, S., Kangas, P., & Hankalinc, V. (2017). Performance and costs of CCS in the pulp and paper industry part 1: Performance of amine-based post-combustion CO₂ capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 59, 58-73.
- Osman, A., Mahmoud, H., Abdel, . M., M., . E., & W., . R. (2021). Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review. *Environmental Chemistry Letters*, 797-849.
- P. Bainsa, P. P. (2017). CO₂ capture from the industry sector. *Progress in Energy and Combustion Science*, 146-172.
- P. C. Psarras, S. C. (2017). Carbon Capture and Utilization in the Industrial Sector. *Environmental Science and Technology*.
- Parkhi, A., Cremaschi, S., & Jiang, Z. (2022). Techno-Economic Analysis of CO₂ Capture from Pulp and Paper Mill. *IFAC*, 284-291. Obtenido de IFAC.
- Pio, D., Vilas-Boas, A., V.D., A., N.F., R., & Mendes, A. (2023). Decarbonizing the aviation sector with Electro Sustainable Aviation Fuel (eSAF) from biogenic CO₂ captured at pulp mills. *Chemical Engineering Journal* , 142317.
- Pontzen, F. L. (2011). *CO₂-based methanol and DME - Efficient technologies for industrial scale production*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.cattod.2011.04.049>
- Pratschner, S. R. (2023). *Techno-economic assessment of a power-to-green methanol plant*. Journal of CO₂ Utilization. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jcou.2023.102563>
- R. Ben Mansour, M. H. (2016). Carbon capture by physical adsorption: Materials, experimental investigations and numerical modeling and simulations - A review., *Appl. Energy*.
- Romeo, J. C. (2007). *Combustión de lecho fluidizado con separación inherente de CO₂ por medio de transportadores sólidos de oxígeno en base de cobre*.
- Rubin, A. R. (2002). A Technical, Economic, and Environmental Assessment of amine based CO₂-capture Technology for power plant greenhouse gas control. *Environ. Sci. Technol.*
- Ruiz, J. A., Juárez, M. C., Morales, M. P., Muñoz, P., & Mendivil, M. A. (2013). Biomass gasification for electricity generation: Review of current technology barriers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- S. H. Khesghi, R. C. (2005). *Sequestration of fermentation CO₂ from ethanol production*. Elsevier.
- S. Mesfun, J. A. (2016). Integrated SNG Production in a Typical Nordic Sawmill. *Energies*.
- S. Pratschner, P. S. (2021). Power-to-Green Methanol via CO₂ Hydrogenation - A Concept Study including Oxyfuel Fluidized Bed Combustion of Biomass. *Energies*.
- S. Vaz Jr., A. P. (2022). Technologies for carbon dioxide capture: A review applied to energy sectors. *Cleaner Engineering and Technology*, 8.
- Schemme, S. B. (2020). *H₂-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.028>
- Schorn, F. B. (2021). *Methanol as a renewable energy carrier: An assessment of production and transportation costs for selected global locations*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100050>
- SEMARNAT. (2013). *Guía metodológica para la estimación de emisiones de fuentes fijas*. Mexico.
- Skagestad, R. (2017). CO₂stCap - Cutting Cost of CO₂ Capture in Process Industry. *Energy Procedia* , 6303 – 6315.
- Sollai, S. P. (2023). *Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO₂: A techno-economic assessment*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102345>
- T. Kuramochi, A. R. (2012). Comparative assessment of CO₂ capture technologies for carbon-intensive industrial processes. *Progress in Energy and Combustion Science*, 38, 87-112.
- Total Materia*. (s.f.). Obtenido de <https://www.totalmateria.com/page.aspx?ID=Company&LN=EN>
- Uruguay XXI. (2021). *Sector Forestal en Uruguay*.
- Vakkilainen, E. K. (2017). *STEAM GENERATION FROM BIOMASS*. Lappeeranta: Lappeenranta University of Technology.
- Vakkilainen, E. K. (2017). *Steam Generation From Biomass - Construction and Design of Large Boilers*. Elsevier.



- Van-Dal, & Bouallou. (2013). Design and simulation of a methanol production plant from CO₂ hydrogenation. *Journal of Cleaner Production*.
- Voldsund M., G. S.-C.-F. (2019). Comparison of Technologies for CO₂ Capture form Cement Production-Part 1: Technical Evaluation. *Energies*.
- Wang X., S. C. (2020). Carbon Capture from Flue Gas and The Atmosphere: A Perspective. *Frontiers in Energy Research*.
- Y. Seo, C. H. (2016). Comparison of CO₂ liquefaction pressures for ship-based carbon capture and storage chain. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1-12.
- Y. Xu, L. I. (2010). Adding value to carbon dioxide from ethanol fermentations. *Bioresource Technology*, 101, 3311-3319.
- Yang, F., Meerman, J. C., & Faaij, A. P. (2021). Carbon capture and biomass in industry: A techno-economic analysis and comparison of negative emission options. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Yang, F., Meerman, J., & Faaij, A. (2021). Carbon capture an dbiomass in industry: a techno-economic analyses and comparison of negative emissions options. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144.
- Yu, X., Catanescu, C., Bird, R., Satagopan, S., Baum, Z., Lotti Diaz, L., & Zhou, A. (2023). Trends in reasearch and development for CO₂ capture and sequestration. *ACS Omega*.
- Z.E.P. (s.f.). *The Cost of CO₂ Transport - Post-demonstration CCS in the EU*. Obtenido de Zero Emission Platform: <https://zeroemissionsplatform.eu/document/the-costs-of-co2-transport/>
- Zhao, G. J. (2017). Membrane Separation Technology in Carbon Capture. En Y. Yun, *Recent Advances in Carbon Capture and Storage*. Intechopen.



Ministerio
de Industria,
Energía y Minería



Fomentado por:



Ministerio Federal
de Economía
y Protección del Clima

en virtud de una decisión
del Bundestag alemán

Implementado por

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH