



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

SOLUCIÓN PARA UN HUB DE CAPTURA DE CARBONO EN ESPAÑA

Autor: Carmen Zulueta Guisasola

Director: Miguel Ángel Hernando García

Madrid

Agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Solución para un Hub de Captura de Carbono en España
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Carmen Zulueta Guisasola

Fecha: 11/ 08/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Miguel Ángel Hernando García

Fecha: ..27./ 08./ 2025



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

SOLUCIÓN PARA UN HUB DE CAPTURA DE CARBONO EN ESPAÑA

Autor: Carmen Zulueta Guisasola

Director: Miguel Ángel Hernando García

Madrid

Agosto de 2025

SOLUCIÓN PARA UN HUB DE CAPTURA DE CARBONO EN ESPAÑA

Autor: Zulueta Guisasola, Carmen

Director: Hernando García, Miguel Ángel.

Entidad Colaboradora: Técnicas Reunidas

RESUMEN DEL PROYECTO

A lo largo de este trabajo, se ha desarrollado el diseño conceptual de un Hub de captura de carbono en el Norte de España, implementando tecnologías de captura post-combustión y asignando las tecnologías de separación más convenientes para cada emisor, explicando este diseño en más detalle para dos de los grandes emisores de la red. Se transporta el CO₂ en estado supercrítico o líquido, dependiendo del modo de transporte (tubo o camión, respectivamente) hasta un nodo portuario en el puerto industrial de Bilbao. Los resultados muestran viabilidad técnica atendiendo a otros modelos en funcionamiento en el norte de Europa, aunque la viabilidad económica depende de factores externos impredecibles cuyo alcance se encuentra fuera de este proyecto.

Palabras clave: descarbonización, captura, emisor, transporte, almacenamiento, Hub, red, absorción, aminas, membranas.

1. Introducción

La regulación europea acerca de las emisiones de dióxido de carbono es cada día más restrictiva y exigente con las entidades emisoras. El costo de la emisión de una tonelada de CO₂ se encuentra a 94€/tonCO₂, a septiembre de 2024, no siendo la cifra más alta en los últimos tiempos, la cual alcanzó los 100€/tonCO₂ en agosto de 2023. Hace seis años, en 2018, emitir una tonelada de CO₂ a la atmósfera costaba entre 15 y 25 euros. El incremento de alrededor del 400% en estos costes en menos de seis años refleja la presión que se ejerce desde los organismos reguladores para cumplir los objetivos medioambientales y encaminar una transición energética hacia la descarbonización.

La actividad empresarial, y sobre todo industrial, lejos de cumplir estos objetivos, debe desarrollar nuevas alternativas y tecnologías para poder coexistir con las regulaciones emergentes. Un concepto en desarrollo es el de los HUBS de captura de carbono, en los que varios emisores almacenan sus emisiones de carbono en infraestructura común, repartiéndose de esta manera los grandes gastos iniciales que estas tecnologías suponen. A lo largo de este proyecto, se estudiará la

viabilidad de un HUB de captura de carbono en España, donde actualmente solo existen proyectos piloto.

2. Definición del proyecto

El Proyecto propone un sistema en el que se han escogido los emisores de carbono que se encuentran dentro de un radio de unos 250km del puerto de Bilbao. Cada planta utiliza la tecnología de captura más adecuada según sus características y actividad de producción: absorción química con aminas para la industria cementera y la metalurgia, y membranas poliméricas para la industria química. El CO₂ capturado se transporta en estado supercrítico o líquido hasta el puerto de Bilbao, compartiendo infraestructura de transporte entre los distintos emisores para reducir los costes logísticos que la captura de carbono supone. El puerto actúa de nodo central: gestiona la compresión, almacenamiento temporal y carga a buques para su inyección en almacenamiento geológico.

3. Descripción del sistema

El esquema conceptual del Hub es el siguiente, con emisores que van teniendo las maneras de transporte más adecuadas a cada caso y que se pueden unir en determinados puntos a las grandes tuberías de los emisores más grandes, denominados tractores.

Todo el carbono se trasladará de manera temporal al nodo portuario de Bilbao, donde se tratará hasta llegar a condiciones óptimas de transporte marítimo y se almacenará temporalmente hasta ser exportados al almacenamiento del Mar del Norte.

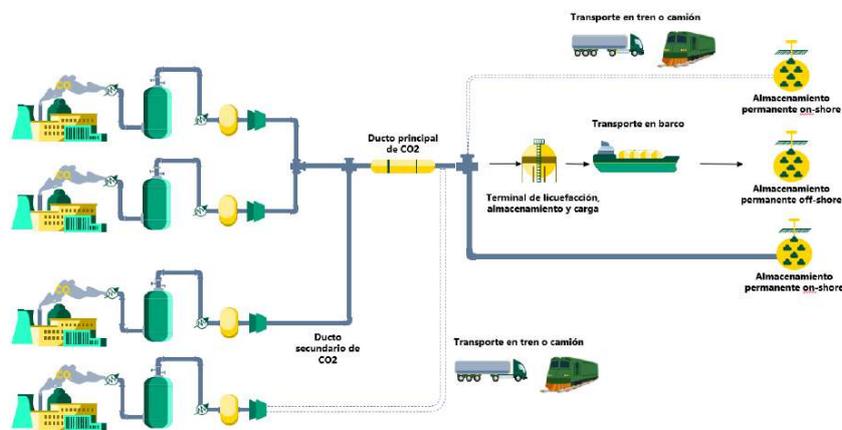


Ilustración 1 - Esquema del Hub de Captura de Carbono.

4. Resultados

Los cálculos de dimensionamiento indican que el sistema puede manejar un total de 5,7 MtCO₂/año. El transporte por tubería permite un flujo continuo hacia el nodo portuario, reduciendo costes logísticos respecto a alternativas terrestres. El almacenamiento intermedio en tanques de gran capacidad garantiza la flexibilidad operativa. Los resultados técnicos validan la factibilidad del proyecto, aunque la viabilidad económica permanece condicionada por la evolución de los precios del CO₂, la disponibilidad de ayudas públicas y el modelo de reparto de costes entre participantes.

5. Conclusiones

El Hub propuesto es técnicamente ambicioso pero viable y se alinea con los objetivos climáticos de la UE. Sin embargo, la viabilidad económica no puede evaluarse con certeza en esta fase debido a la falta de datos consolidados sobre costes reales de operación, incertidumbre sobre la propiedad de la infraestructura y precios futuros del CO₂. Se identifican como futuras líneas de trabajo: definición de un modelo de negocio, acuerdos de reparto de costes y exploración de usos alternativos del CO₂.

La implementación del proyecto requerirá una coordinación estrecha entre administraciones, empresas emisoras y entidades financieras.

SOLUTION FOR A CARBON CAPTURE HUB IN SPAIN

Author: Zulueta Guisasola, Carmen.

Supervisor: Hernando García, Miguel Ángel.

Collaborating Entity: Técnicas Reunidas

ABSTRACT

This work presents the conceptual design of a carbon capture hub in Northern Spain, implementing post-combustion capture technologies and assigning the most suitable separation technologies for each emitter, with a more detailed design for two major emitters in the network. CO₂ is transported in either supercritical or liquid state, depending on the transport mode (pipeline or truck, respectively), to a port node in the industrial port of Bilbao. The results show technical feasibility based on other operational models in Northern Europe, although the economic feasibility depends on unpredictable external factors, the scope of which lies outside this project.

Keywords: decarbonization, capture, emitter, transport, storage, hub, network, absorption, amines, membranes

1. Introduction

European regulations on carbon dioxide emissions are becoming increasingly strict and demanding for emitting entities. As of September 2024, the cost of emitting one tonne of CO₂ is €94/tonCO₂, not the highest value in recent years, which peaked at €100/tonCO₂ in August 2023. Six years earlier, in 2018, emitting one tonne of CO₂ into the atmosphere cost between €15 and €25. The increase of around 400% in less than six years reflects the pressure from regulatory bodies to meet environmental goals and advance the energy transition towards decarbonization.

Business activity, particularly in industry, far from meeting these objectives, must develop new alternatives and technologies to comply with emerging regulations. A developing concept is that of carbon capture hubs, in which several emitters store their carbon emissions in shared infrastructure, thus distributing the significant upfront costs of these technologies. This project studies the feasibility of a carbon capture hub in Spain, where only pilot projects currently exist

2. Project definition

The project proposes a system selecting carbon emitters located within approximately 250 km of the Port of Bilbao. Each plant uses the most suitable capture technology according to its characteristics and production activity: chemical absorption with amines for the cement and metallurgy industries, and polymeric membranes for the chemical industry. The captured CO₂ is transported in supercritical or liquid state to the Port of Bilbao, sharing transport infrastructure among different emitters to reduce the logistical costs associated with carbon capture. The port acts as a central node, managing compression, temporary storage, and ship loading for injection into geological storage.

3. Description of the system

The conceptual scheme of the hub connects emitters via the most suitable transport methods in each case, allowing them to join large pipelines from the main “anchor” emitters. All CO₂ is temporarily transferred to the Bilbao port node, where it is conditioned to optimal maritime transport conditions and stored temporarily before export to storage sites in the North Sea.

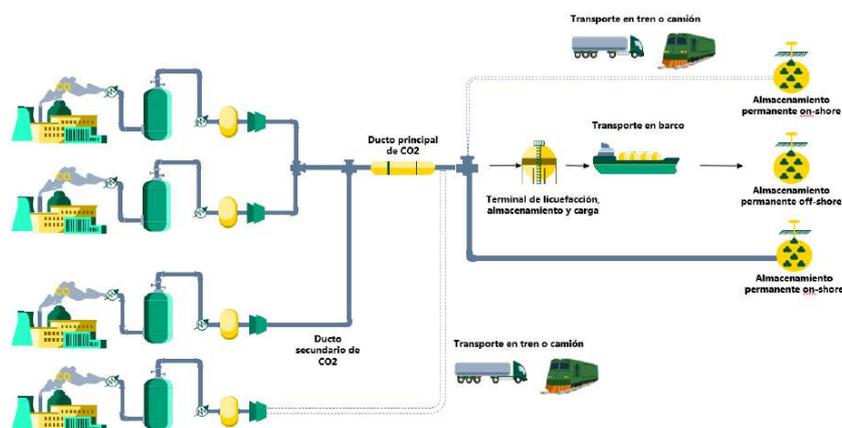


Figure 1 – Carbon Capture Hub Scheme.

4. Results

Sizing calculations indicate that the system can handle a total of 5.7 MtCO₂/year. Pipeline transport allows continuous flow to the port node, reducing logistical costs compared to land-based alternatives. Intermediate storage in large-capacity tanks ensures operational flexibility. The technical results validate the feasibility of the project, although economic viability remains dependent on the evolution of CO₂ prices, the availability of public support, and the cost-sharing model among participants.

5. Conclusions

The proposed hub is technically ambitious but feasible and aligns with EU climate targets. However, its economic feasibility cannot be assessed with certainty at this stage due to the lack of consolidated data on real operating costs, uncertainty regarding infrastructure ownership, and future CO₂ prices. Future lines of work include defining a business model, establishing cost-sharing agreements, and exploring alternative uses for captured CO₂. The implementation of the project will require close coordination between administrations, emitting companies, and financial entities.

Índice

Introducción.....	16
Estado de la cuestión	17
Motivación.....	18
Objetivos del proyecto.....	19
Alineación con los ODS	19
Metodología de trabajo	21
Recursos a emplear.....	22
Capítulo I:.....	23
Investigación y situación actual en España	23
1.1 Industria contaminante en España.	24
1.1.1 Sectores industriales principales en España.	24
1.1.2 Localización de las zonas con más contaminación industrial del País.....	26
1.2 Tecnologías de Captura de Carbono.....	28
1.2.1 Captura de Carbono Postcombustión	28
1.2.2 Captura de Carbono Precombustión.....	29
1.2.3 Captura por Oxidación	29
1.2.4 Tabla comparativa de ventajas y desventajas.....	30
1.3 Tecnologías de Separación del CO ₂	30
1.3.1 Absorción	30
1.3.2 Adsorción	31
1.3.3 Separación mediante membranas	31
1.3.4 Separación criogénica.....	31
1.3.5 Tabla resumen de tecnologías de separación.....	32
1.4 Posibles almacenamientos	32
1.5 Métodos de transporte	33
1.5.1 Transporte por tubería	34
1.5.2 Transporte por tren o camión	35
1.5.3 Transporte por barco.....	35

1.5.4	Tabla resumen de transporte y sus aplicaciones.....	36
1.6	Proyectos de referencia.....	36
1.1.1	Aramis	36
1.1.2	Porthos	37
1.1.3	HyNet North West.....	38
1.7	Marco regulatorio de la Unión Europea	39
Capítulo II:.....		41
Solución para un Hub de Captura de Carbono		41
2.1	Posibles emisores para el Hub	42
2.1.1	Encuesta los posibles interesados.....	44
2.2	Selección de tecnologías para cada emisor.....	47
2.3	Planta de Captura de Carbono Arcelor Mittal España.....	50
2.3.1	Componentes principales de la planta	52
2.4	Planta de Captura de Carbono Solvay Química, SL.....	57
2.4.1	Principales etapas componentes de la planta.....	59
2.5	Volumen de captura del Hub	63
2.6	Red de transporte del Hub	64
2.7	Planta de colecta puerto de Bilbao	72
2.7.1	Componentes principales de la planta en Bilbao.....	74
2.8	Almacenamiento geológico	80
Capítulo III:		82
Viabilidad y conclusiones.....		82
3.1	Viabilidad técnica	83
3.2	Viabilidad económica.....	84
3.3	Próximos pasos	85
3.4	Futuras líneas de trabajo y oportunidades	86
IV. Bibliografía.....		88
V. Anexos		90
Anexo 1: Encuesta a los potenciales participantes		90

Índice de tablas

Tabla 1: Metodología prevista para la realización del trabajo.....	21
Tabla 2: Resumen de ventajas y desventajas de las distintas tecnologías de captura. Fuente: ScienceDirect.....	30
Tabla 3: Tabla resumen de tecnologías de separación.	32
Tabla 4: Modos de transporte del CO2.....	36
Tabla 5: Emisores para el Hub de Captura de Carbono. Fuente: ePRTR 2023.....	44
Tabla 6: Selección de tecnologías de separación postcombustión para los emisores.	49
Tabla 7: Tabla resumen condiciones de funcionamiento ArcelorMittal.	57
Tabla 8: Tabla resumen condiciones de funcionamiento Solvay Química.	62
Tabla 9: Volumen de captura del Hub.....	64
Tabla 10: Transporte provisional de los emisores.....	66
Tabla 11: Características Tubería Cantabria Asturias.	69
Tabla 12: Características tubería secundaria Tudela Veguín.	69
Tabla 13: Características tubería principal País Vasco.	71
Tabla 14: Características tubería secundaria Sidenor Bilbao.	71
Tabla 15: Características tubería secundaria Arcelor Sestao.....	71
Tabla 16: Características tubería secundaria CAF.	71
Tabla 17: Características tubería secundaria SIdenor Industrial.	71
Tabla 18: Tabla resumen procedencia CO2.	72
Tabla 19: Tabla resumen estado CO2 a la llegada al Puerto.	72

Índice de figuras

Figura 1: Mapa de principales cementeras (azul) y metalurgias (rojo) de España. Elaboración propia.	26
Figura 2: Mapa mostrando los principales puertos industriales de España. Elaboración propia. ...	27
Figura 3: Esquema general del Hub de Captura de Carbono.	34
Figura 4: Evolución de ETS y CBAM hasta 2034.	40
Figura 5: Sistema de torres de enfriamiento. Fuente: Terraquer Venture.	52
Figura 6: Columna de absorción con aminas real. Fuente: Universidad de Buenos Aires.	53
Figura 7: Circuito simplificado de columna de absorción. Fuente: PeakD.	53
Figura 8: Columna de desorción. Fuente: DirectIndustry.	54
Figura 9: Intercambiador de calor real. Fuente: HRS Heat Exchangers.	55
Figura 10: Esquema intercambiador de calor. Fuente: SACOME.	55
Figura 11: Bombas industriales para recirculación de fluidos. Fuente: Asimer Group.	55
Figura 12: Unidad purificadora de CO ₂ . Fuente: ROVI Ingeniería.	56
Figura 13: Compresor de CO ₂ . Fuente: DirectIndustry.	56
Figura 14: Imagen y etiquetas de una membrana semipermeable polimérica típica.	61
Figura 15: Mapa con los emisores del Hub localizados.	67
Figura 16: Mapa a gran escala de las dos principales tuberías del Hub.	68
Figura 17: Mapa de la tubería de la zona Cantabria-Asturias.	68
Figura 18: Mapa tubería principal País Vasco.	70
Figura 19: Mapa tubería principal País Vasco, zoom en zona industrial de Bilbao.	70
Figura 20: Camión cisterna de CO ₂ descargando mediante manguera de inoxidable.	75
Figura 21: Brida de conexión uniendo dos tuberías.	75
Figura 22: Esquema del intercambiador de calor de carcasa y tubos. Fuente. ResearchGate.	76
Figura 23: Plano con especificaciones de tanque de 5000m ³ . Fuente: EuroTankWorks.	78
Figura 24: Brazos de carga.	79
Figura 25: Barco con depósitos llenos de CO ₂ dirigiéndose al almacenamiento.	79

Introducción

En el último registro disponible, el del año 2023, en España se emitieron aproximadamente 278 millones de toneladas de CO₂. Es cierto que esta cifra supuso una notable mejoría del 5,4%, respecto de las 294 millones de toneladas del año anterior, gracias al aumento de uso y desarrollo de las energías renovables. Sin embargo, hay ciertas emisiones provenientes de actividad industrial que no pueden ser reemplazadas. Estas emisiones, provenientes de procesos industriales como la producción del cemento, del acero u otros procesos químicos como la síntesis del amoníaco, son inevitables, ya que forman parte de las propias reacciones químicas que tienen lugar.

La UE ha establecido como objetivo en común alcanzar el Net-Zero para el año 2050. Net-Zero significa tener un impacto medioambiental neutro. Es decir, no se pretende dejar de emitir gases de efecto invernadero, esto sería imposible ya que hay ciertas emisiones que no se pueden evitar, sino que se busca entrar en una estrategia circular en la que todo lo que se emite sea capturado o compensado, por ejemplo, con reforestación.

Para lograr este objetivo, la captura de carbono es esencial. La captura directa del aire para causar emisiones negativas de gases residuales provenientes de actividad industrial anterior o de emisores difusos, como vehículos. Para emisores localizados y estáticos, se valora la construcción de plantas de captura concretas para cada uno de ellos.

Una vez entendido que sin captura de carbono los objetivos medioambientales establecidos por la UE son inviables, es importante tener en cuenta que la infraestructura que estos proyectos requieren supone una inversión que muy pocos emisores pueden o desean afrontar, ya que la compensación económica que afectará a las empresas por no tener que pagar tasas de emisión por tonelada de CO₂ está prevista a muy largo plazo, haciendo que la rentabilidad de estos proyectos no se refleje hasta dentro de mucho tiempo, y de esta manera desanimando a las empresas a apostar por ellos.

Surge de esta manera el concepto HUB de captura de carbono, con el que estas inversiones se reducirían considerablemente, ya que la infraestructura de transporte y almacenamiento, es decir, el ámbito logístico, es compartido por diversos emisores, compartiendo así los gastos que suponen. La idea es capturar dióxido de carbono de varios emisores y establecer una red entre ellos para que

la actividad posterior a la captura sea tratada de manera común: el transporte, el uso o el almacenamiento. Además de abaratar las inversiones iniciales, los HUBs agregan volúmenes de CO₂ muy importantes, lo que hace que la solución logística sea más competitiva para los emisores que yendo de forma individual, lo cual es muy importante teniendo en cuenta los estrictos y ambiciosos objetivos que establece la regulación europea.

Estado de la cuestión

En España, donde se va a enmarcar este proyecto, las tecnologías de captura de carbono no se encuentran muy desarrolladas actualmente. Únicamente han existido proyectos piloto que han sido importantes para la evolución e investigación de la captura y almacenamiento de carbono. Por ejemplo, el Proyecto Elcogas (1992) en Ciudad Real, que se trataba de una planta de gasificación de carbón y producción de energía, era también una de la apuestas más grandes de captura de carbono en España, que tuvo que ser descartada seis años más tarde por inviabilidad económica y problemas comerciales debido al gran gasto de infraestructura y a los precios de la energía. Esto demuestra que a pesar de lo necesaria que es la captura de carbono para cumplir con los objetivos establecidos por la UE, las grandes inversiones y e incertidumbre por no haber proyectos en marcha hacen que la viabilidad de estas plantas supongan un reto muy ambicioso.

Existen diferentes maneras y tecnologías para capturar el CO₂. Se diferencian tres principalmente: precombustión, post-combustión, y captura directa del aire. Las dos primeras, como su propio nombre indica, tienen lugar antes o después de las reacciones químicas de combustión.. Por último, la captura directa del aire, la cual no se tratará en este proyecto, ya que sirve para emisiones residuales ya presentes en la atmósfera.

En este proyecto, se tratará principalmente la captura de carbono post -combustión, la tecnología más habitual. En resumen, la captura de carbono post- combustión, por absorción química, consiste en: en primer lugar, la separación el dióxido de carbono de los gases de escape en un reactor donde un compuesto químico, normalmente una amina en estado líquido absorbe el CO₂ (también existen otras tecnologías de separación como el calcium looping o el hot potassium, pero en este proyecto se hablará principalmente de la separación con aminas). De esta manera se consigue absorber el 90% del CO₂. El gas sin esta cantidad de carbono se expulsa a la atmósfera, mientras que el líquido

que contiene el CO₂ se introduce en una cámara donde un vapor de agua, u otra fuente de energía, a alta temperatura extrae el CO₂, el cual es entonces comprimido o licuado para su transporte.

Motivación

El European Union Emissions Trading System (EU ETS) actualmente ya es un desafío y supone un gran gasto para muchas empresas. Se trata del mercado de emisiones en el que las empresas pueden comprar y vender derechos de emisión, teniendo que pagar altas tasas por cada tonelada de exceso de CO₂ que emitan sin tener derechos suficientes. A cada empresa se le asignan determinados derechos de emisión, dependiendo del tipo de actividad que tengan. Las empresas podrán bien vender si emiten menos que sus derechos o bien comprar si emiten en exceso. Los derechos gratuitos se empezarán a reducir paulatinamente desde 2026, hasta llegar a extinguirse por completo en 2034. Estos estrictos tiempos y exigencias tienen como objetivo animar a las empresas a invertir en tecnologías verdes y transición energética.

Siendo esto solo el principio, y suponiendo a día de hoy un gran gasto para los emisores, esto es solo el principio. En 2026, los derechos de emisiones se van a empezar a reducir de manera exponencial (aumentando así los precios del mercado de derechos), hasta eliminarse por completo en 2034, año en el que las empresas no tendrán ni un derecho de emisión y haya que pagar altas tarifas por cada tonelada de CO₂ que emitan. Se espera que estas estén en torno a los 130€/tonCO₂, lo que supondrá, si no se pone solución, un coste de cientos de millones de euros al año para los grandes emisores.

Es en este problema donde Técnicas Reunidas, empresa en la que se enmarca este proyecto, ha comenzado una nueva línea de negocio para proporcionar soluciones ingenieriles y estratégicas para las empresas que afrontan con dificultad el nuevo escenario y además tienen que ser capaces de adaptarse rápidamente debido a la inminencia de la aplicación de las restricciones.

Técnicas Reunidas, en su nueva línea de transición energética, está innovando y desarrollando proyectos relacionados tanto con combustibles verdes como el hidrógeno y el amoníaco, como con soluciones y colaboraciones para la captura de carbono. Además, también actúan como consultores tecnológicos para empresas que lo necesitan.

La captura de carbono es de vital importancia para hacer frente a las regulaciones de la UE, y este proyecto busca una solución para un grupo de emisores en España que vayan a tener que afrontar este problema en unos años.

Objetivos del proyecto

Este proyecto tiene como objetivo establecer una red de emisores de dióxido de carbono donde pueda haber un interés común para compartir infraestructura de transporte y almacenaje de carbono y, de esta manera, reducir el CAPEX que supone una inversión en una tecnología emergente como la de la captura, almacenaje y uso del carbono.

Se busca identificar un gran emisor que abarque geográficamente, en un radio de 200km aproximadamente, otra serie de emisores más pequeños que puedan constituir esta red de captura. El mayor emisor servirá de punto de encuentro para el carbono capturado en los otros emisores y, de esta manera, se abaratarían los costes de transporte o almacenaje. No obstante, las plantas de captura están localizadas en cada emisor, ya que la composición de los gases de escape de cada actividad industrial no tiene por qué ser la misma y esto podría causar problemas en caso de transporte de todos los gases juntos sin tratar.

Es de alta relevancia que el lugar geográfico donde se encuentre el HUB tenga un puerto marítimo en sus proximidades, para abrir paso al transporte marítimo, buena opción para el transporte de grandes cantidades a largas distancias.

Una vez se establezcan los emisores, este proyecto busca diseñar las instalaciones de captura de carbono, así como la red de transporte que constituya el HUB, eligiendo en cada momento la manera más adecuada de transportar, según cantidad y distancia. Y, por último, la identificación de posibles zonas de almacenaje o usos que se le pueda dar al carbono capturado en el HUB.

Alineación con los ODS

Al tratarse de un proyecto de captura de carbono para cumplir con políticas y regulaciones medioambientales, este se alinea con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible de manera directa, y no solo relacionados con el medioambiente y el cambio climático, sino también con aquellos que tienen que ver con el crecimiento económico y el trabajo digno.

- **ODS 7: Energía asequible y no contaminante.** Este proyecto tiene como objetivo principal la descarbonización de la industria, una reducción de contaminación atmosférica, lo que significa una transición hacia energía y producción más limpia.
- **ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico.** La construcción de toda la infraestructura que requiere este proyecto ha de contar con mucha mano de obra, especialmente en zonas rurales que es donde estas instalaciones se suelen encontrar. Además, supone un crecimiento de la industria verde y de tecnologías innovadoras en proceso de desarrollo.
- **ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles.** La captura del carbono tendrá un impacto considerable en la calidad del aire de las regiones cercanas, haciendo que las ciudades sean más sostenibles.
- **ODS 3: Salud y bienestar.** Debido al aire más limpio mencionado anteriormente, mejorará la salud de las personas y su calidad de vida. Según la OMS, alrededor de un 14% de los casos de cáncer de pulmón son atribuibles a la contaminación atmosférica.
- **ODS 12: Producción y consumo responsables.** Un HUB de captura de carbono va a suponer una producción mucho más responsable y sostenible, no solo para un emisor sino para todos los que formen parte de la red.
- **ODS 13: Acción por el clima.** La descarbonización de industrias persigue la reducción de dióxido de carbono en la atmósfera, gas de efecto invernadero responsable del cambio climático y calentamiento global. Según el Acuerdo de París, uno de los objetivos clave de la descarbonización es el de no superar un incremento en la temperatura terrestre de más de 1,5°C para 2050.
- **ODS 15: Vida de ecosistemas terrestres.** Gracias a la reducción de contaminación, disminuirá el calentamiento global, una de las grandes amenazas para ciertos ecosistemas terrestres como pueden ser los bosques de montaña.
- **ODS 17: Alianzas para lograr los objetivos.** Un HUB es, precisamente, una serie de convenios y de acuerdos, el establecimiento de relaciones o alianzas entre distintos emisores que se unen para el objetivo común de descarbonizar su actividad, persiguiendo todos los objetivos mencionados anteriormente.

Son muchos los ODS que están relacionados con el proyecto, lo esperado al tratarse de un proyecto de descarbonización.

Metodología de trabajo

		2024		2025			
		Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril
Investigación	Industria contaminante en España	■					
	Elección de emplazamiento	■	■				
	Tecnologías de captura		■				
	Métodos de transporte			■			
	Posibles almacenamientos			■			
Solución para Hub de captura de Carbono	Emisores para el Hub			■	■		
	Tecnología aplicada en los principales emisores			■	■		
	Infraestructura común del Hub				■		
	Red de transporte del Hub				■	■	
	Transporte a almacenamiento					■	
Viabilidad y conclusiones	Viabilidad técnica						■
	Viabilidad logística						■
	Viabilidad económica						■
	Conclusiones						■

Tabla 1: Metodología prevista para la realización del trabajo.

Recursos a emplear

El contexto de este proyecto se enmarca en unas prácticas de empresa realizadas en la Unidad de Transición Energética de Técnicas Reunidas. De este modo, se utilizarán recursos como los conocimientos ya adquiridos por las líneas de investigación de Técnicas Reunidas en el campo del tratamiento del carbono, así como la experiencia y relaciones que pueda tener la empresa con los posibles clientes interesados en proyectos de captura con infraestructura en común, es decir, los Hubs de los que se hablarán a lo largo del proyecto.

A su vez, se hará uso de bases de datos e información de internet acerca de emisiones de CO₂ en España, ubicación de las mismas, actividad del emisor etcétera. Se utilizarán también recursos de información técnica para la selección de las tecnologías, transporte o soluciones logísticas. Asimismo, toda fuente de información se plasmará en la bibliografía al final de la memoria.

Capítulo I:

Investigación y situación actual en España

1.1 Industria contaminante en España.

1.1.1 Sectores industriales principales en España.

España es un país con volumen de actividad industrial bastante considerable, suponiendo alrededor de un 20% del PIB español. El resto del PIB lo constituye principalmente el turismo y el sector agrícola.

Las principales actividades industriales intensivas en CO₂ en España se sitúan en los siguientes sectores:

- **Sector de la energía:** España es un gran productor de gas y petróleo y de energía nuclear, a pesar del gran auge que están teniendo actualmente las energías renovables. De todos modos, para la implementación de una planta de Captura de Carbono es importante tener en cuenta que no interesa desarrollar procesos de captura de carbono en España, ya que todo se va a concentrar en las energías renovables, sin emisiones de CO₂ en un futuro.
- **Cementeras:** la industria del cemento es un componente fundamental de la economía nacional, con un papel clave en la construcción e infraestructura del país. Es además uno de los sectores más contaminantes y difíciles de abatir, ya que las emisiones de CO₂ que presentan son del propio proceso químico de descarbonatación de la caliza, necesario para la obtención final de cemento. A la producción de cemento se le pueden ahorrar las emisiones del uso de energía utilizando fuentes renovables, pero el 60% de las emisiones que el cemento causa son inevitables.
- **Metalurgia y siderurgia:** el país es un gran productor de hierro y acero, sobre todo en la zona norte, comprendiendo comunidades como País Vasco, Asturias y Cataluña. Además, es un sector que va a estar fuertemente afectado por la regulación, y por tanto un sector en el que interesa mucho el desarrollo de proyectos de Captura de Carbono de cara al futuro.
- **Industria textil y del cuero:** la producción de calzado, marroquinería y vestimenta de lujo lleva jugando un papel clave en España desde hace muchos años. A pesar de ser un sector contaminante de gran volumen, a priori son procesos que se van a poder solventar con energías renovables y que no van a estar tan sujetos a restricciones regulatorias.

- **Industria química:** España es sede de importantes empresas farmacéuticas. La actividad química es altamente contaminante y difícil de reducir sus emisiones, ya que la mayoría de ellas vienen de procesos químicos inherentes a la fabricación de los productos finales y no sustituibles por fuentes renovables, como puede hacerse en los casos de otros sectores.

A pesar de existir mucha industria contaminante, es importante tener en cuenta que las grandes inversiones de CAPEX que requieren estos proyectos hacen que solo interesen en los casos de las llamadas ‘emisiones difíciles de abatir’, emisiones que no se pueden evitar mediante electrificación u otros modos ya que forman parte del propio proceso de producción. Es decir, la inversión en proyectos de este tipo es atractiva cuando ya no quedan más alternativas de descarbonización. Dicho de otro modo, la Captura de Carbono es la última alternativa que los emisores querrían elegir, sin embargo, necesaria en muchos casos debido a ciertas actividades industriales que no tienen otros modos de producción o utilización de energía.



Figura 2: Mapa mostrando los principales puertos industriales de España. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta que el Mar del Norte es una potencial zona de almacenamiento de CO₂ que ya está siendo estudiada y valorada, se priorizan para el proyecto las zonas del Nore, con mayor facilidad de logística y transporte a la zona mencionada.

Con todo ello, y haciendo un breve estudio, que se ampliará posteriormente, sobre emisores más pequeños y su repartición en la geografía del Norte, se elige el **puerto de Bilbao** para establecer el Hub de Captura de Carbono que aunarà emisores de la cuenca vasco-cantábrica, Asturias y otras zonas cercanas, por ejemplo, Navarra.

1.2 Tecnologías de Captura de Carbono

Las emisiones contaminantes de dióxido de carbono de un emisor industrial provienen de los humos producidos en la planta, que vienen mezclados con otras sustancias y deben ser tratados para capturar de ellos sólo el dióxido de carbono. Para ello, se estudiarán las distintas opciones existentes de tecnologías de Captura de Carbono y así poder aplicar posteriormente la más adecuada para cada emisor.

Las tecnologías de captura no son comunes para los emisores del HUB, ya que los gases de escape de cada emisor tienen composiciones distintas, dependiendo de su actividad, y deben ser tratados individualmente para evitar accidentes o reacciones indeseadas. De este modo, el momento de encuentro de las emisiones se hará con los gases cuya composición ya sea mayoritariamente dióxido de carbono.

Los principales métodos de captura se pueden englobar en precombustión y postcombustión. En este proyecto se hablará principalmente de la segunda, ya que las otras dos necesitan unas determinadas condiciones de temperatura y materiales específicas y por tanto no hay tanta investigación ni desarrollo de las mismas.

En primer lugar, se detallarán los componentes principales con los que cuenta una planta de Captura de Carbono, para así tener una visión general de cómo es el esquema de una planta y la complejidad de un sistema de estas características.

1.2.1 Captura de Carbono Postcombustión

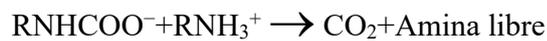
En este proyecto se hablará principalmente de la captura de carbono postcombustión, en la que se captura el dióxido de carbono después de la reacción química de combustión mediante solventes químicos con aminas. A continuación, se listan los equipos principales que intervienen en un posible proceso de captura de este tipo:

- Columna de absorción: torre en la que se introduce el gas de escape, el cual reacciona con solventes químicos, normalmente aminas que absorben el CO₂. Este proceso se debe

realizar a una temperatura de 40°C-60°C. Las reacciones químicas que intervienen son las siguientes:



- Regenerador: la solución cargada de amina debe liberar el CO₂ que contiene. Para ello, se calienta en una torre de desorción en la que el componente más volátil, el CO₂ en este caso, se evaporará, dejando libre la amina para su reutilización. De esta manera, se da por hecho que entre la columna de desorción y la torre de absorción habrá una realimentación en la que la amina liberada volverá a la primera fase para ser reutilizada y volver a capturar CO₂ de los gases de escape. El regenerador funciona mediante la siguiente reacción química:



- Intercambiadores de calor: para aprovechar el calor generado en las reacciones químicas, y, de esta manera reducir el consumo energético, se transfiere el calor entre los gases y los solventes.
- Compresores y bombas: para facilitar la circulación del solvente en la instalación, con los saltos de altura o largas distancias que tenga que recorrer, dependiendo del caso, pueden ser necesarios ciertas turbomáquinas como bombas o algún compresor.

1.2.2 Captura de Carbono Precombustión

Se captura el carbono, como su propio nombre indica, antes de la reacción de combustión. A diferencia de la captura precombustión, en este caso, los equipos a utilizar son los siguientes:

- Reactor de gasificación
- Absorbedor físico de CO₂
- Turbina de gas y caldera de recuperación

1.2.3 Captura por Oxidación

Por último, en este caso se sustituye el aire por oxígeno puro en la quema del combustible.

- ASU – Air Separation Unit

- Cámara de combustión especial
- Condensador de vapor

1.2.4 Tabla comparativa de ventajas y desventajas

Tecnología de captura	Ventajas	Desventajas
Postcombustión	<ul style="list-style-type: none"> - Menos energía regenerativa requerida. - Equipos de captura pequeños. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto coste de inversión. - Operación limitada.
Precombustión	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo coste de inversión. - Tecnologías rápidamente implementables. - Operación flexible. 	<ul style="list-style-type: none"> - Menor presión parcial del CO₂ en el gas de escape, hace que el consumo y el coste de energía sea mayor. - Equipo muy voluminoso requerido.

Tabla 2: Resumen de ventajas y desventajas de las distintas tecnologías de captura. Fuente: ScienceDirect.

1.3 Tecnologías de Separación del CO₂

Además de seleccionar cuándo y dónde se realiza la captura, la elección de tecnologías de separación determinará el cómo. Existen diversas tecnologías de separación de CO₂, cada una con principios de funcionamiento y condiciones operativas específicas que determinan su viabilidad técnica y económica. A grandes rasgos, estas tecnologías pueden clasificarse en: absorción, adsorción, separación mediante membranas y separación criogénica, cada una con sus aplicaciones adecuadas según la etapa de captura elegida (precombustión o postcombustión). A continuación, se detallan muy brevemente los distintos modos de separación:

1.3.1 Absorción

La absorción es el método más utilizado a escala industrial. Se trata de transferir el CO₂ de la corriente gaseosa a un líquido absorbente. Hay dos tipos, la absorción química y la física.

- Absorción química: mediante reactivos que reaccionan químicamente con el CO₂, por ejemplo aminas. Es la tecnología más común en captura de postcombustión por su elevada eficiencia con bajas concentraciones de CO₂.
- Absorción física: en este caso, los disolventes se disuelven sin reacción química. Es eficaz en precombustión, donde los gases se encuentran a presiones elevadas.

Las ventajas de la absorción se encuentran principalmente en la madurez, eficiencia y flexibilidad que presentan estas tecnologías.

Por lo contrario, la regeneración de los solventes requiere gran consumo energético, lo cual incrementa costes.

1.3.2 Adsorción

Mediante adsorción, se utilizan materiales sólidos porosos a los que el CO₂ se adhiere físicamente (carbón activado, por ejemplo). El proceso incluye ciclos de adsorción y desorción. Se emplea, al igual que la absorción, en captura de precombustión y postcombustión, pero a menor escala, o para pulir corrientes.

En este caso, la regeneración es más sencilla que en el caso anterior. Sin embargo, la eficiencia es menor en grandes volúmenes y bajas concentraciones.

1.3.3 Separación mediante membranas

Consiste en forzar la circulación del gas a través de una membrana semipermeable que permita el paso selectivo del CO₂ frente a los otros gases de la corriente de escape.

La aplicación de este método está siendo investigada para utilizarse en combinación con otras tecnologías. Lo más positivo es que es un proceso continuo y cuenta con modularidad, lo cual permite la fácil integración o flexibilidad que pueda ser requerida a largo plazo por la planta.

La principal desventaja es que se necesita gran superficie y altas presiones para que el gas circule adecuadamente.

1.3.4 Separación criogénica

Basada en el enfriamiento de la corriente gaseosa por debajo de la temperatura de licuefacción del CO₂, separándolo por diferencias de punto de ebullición.

Este método es frecuente en captura de oxidación y también se utiliza para la última purificación del gas antes de ser transportado o almacenado. El CO₂ capturado es muy puro con esta tecnología.

La principal desventaja reside en el elevado consumo energético necesario para el enfriamiento.

1.3.5 Tabla resumen de tecnologías de separación

Tecnología de separación	Condición de gas preferible	Aplicación
Absorción química	Baja concentración y baja presión	Postcombustión
Absorción física	Alta concentración y alta presión	Precombustión
Adsorción	Diversa presión, caudal moderado	Postcombustión y precombustión
Membranas	Alta concentración y alta presión	Postcombustión, precombustión
Separación criogénica	Alta concentración	Oxicombustión

Tabla 3: Tabla resumen de tecnologías de separación.

Como la tabla indica, cada tipo de captura combinado con la posterior selección de tecnología de separación presenta mayor idoneidad según la presión y concentración que presente el gas capturado, lo que condiciona su integración en proyectos reales, y, por tanto, habrá que seleccionar la tecnología adecuada para cada emisor del Hub según el tipo de emisor y de industria, y por tanto, el tipo de gas de escape producido por su actividad.

1.4 Posibles almacenamientos

El planteamiento de un proyecto de HUB de captura de carbono requiere tener alternativas de emplazamientos para el almacenamiento permanente del carbono, para cumplir con el principal objetivo del proyecto: que el carbono no sea liberado a la atmósfera.

Existen distintas opciones de almacenamiento:

- Almacenamiento geológico: consiste en la inyección del CO₂ en formaciones geológicas subterráneas, ya sean acuíferos salinos o yacimientos agotados de petróleo y gas. Una vez inyectado, el carbono puede disolverse en agua salina, mineralizarse formando rocas o simplemente quedar atrapado por capas impermeables.
- Mineralización del carbono: se trata de la conversión del carbono en minerales sólidos mediante reacciones químicas, formando carbonatos de magnesio o calcio. Se realiza en rocas con abundantes minerales reactivos.

- Almacenamiento en ecosistemas naturales: los bosques y los suelos capturan carbono de manera natural a largo plazo, sin embargo, esta opción no es tan efectiva, ya que el carbono puede ser liberado debido a incendios o degradación.

En el proyecto de este HUB, se considera la opción del almacenamiento geológico, principalmente en dos localizaciones: en el Mar del Norte, donde ya está previsto almacenar carbono capturado en otros HUBs situados en los países nórdicos; o en un yacimiento en el área de La Rioja, el cual está todavía en proceso de estudio y supone, de momento, únicamente una posible opción futura, con un potencial muy atractivo para este HUB, por la considerable disminución de costes de logística y transporte que ello supondría.

1.5 Métodos de transporte

Existen cuatro principales maneras de transportar el carbono capturado: ducto, tren, camión y barco. A su vez, en un HUB, existen diferentes tramos de transporte: del emisor a la red principal, del almacenamiento temporal al permanente...y otros tramos de transporte más específicos para cada emisor según cómo sea diseñada su solución de captura de carbono en concreto.

La elección de los distintos medios de transporte dependerá de varios factores como la distancia del tramo de transporte, la cantidad de toneladas de carbono a transportar, la infraestructura ya disponible (por ejemplo, la existencia de vías de tren cercanas favorecerá la elección del ferrocarril como medio de transporte) o la elección final de almacenamiento permanente.

En la siguiente ilustración se pueden apreciar mejor los distintos tramos de transporte, así como la posibilidad de establecer soluciones distintas para cada emisor según sus características y especificaciones.

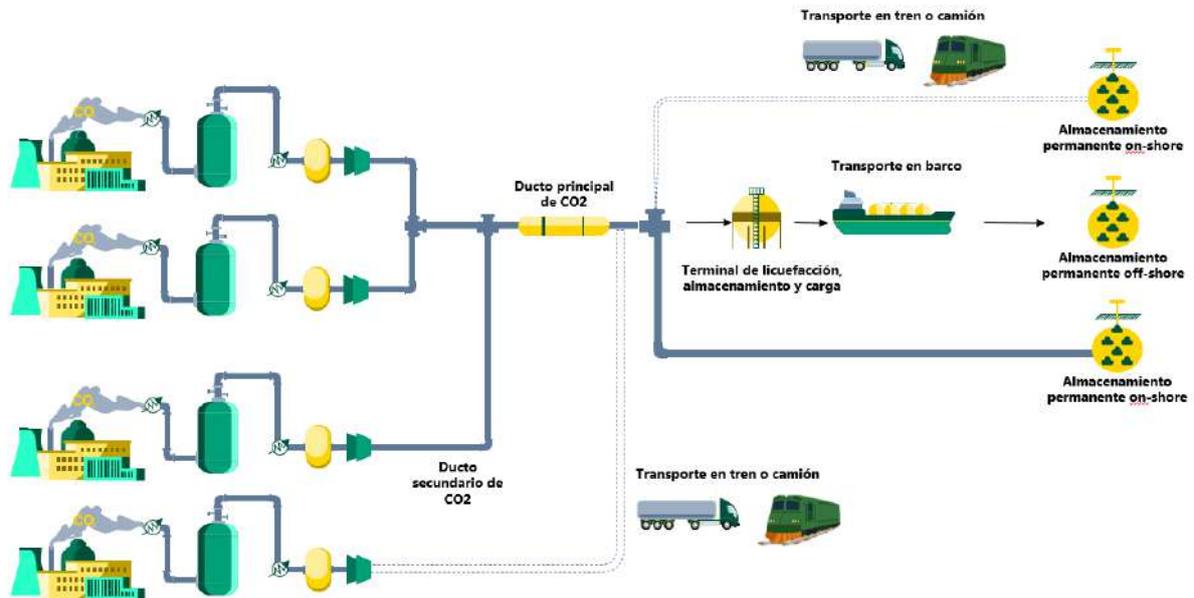


Figura 3: Esquema general del Hub de Captura de Carbono.

Como se puede apreciar en la imagen, hay muchas posibles configuraciones para el transporte de carbono desde que se captura hasta que se almacena.

La estructura cuenta con un ducto principal de CO₂, el cual puede comenzar en un emisor, o en dos o varios emisores, como ocurre en la ilustración con las dos primeras plantas. Posteriormente, un tercer emisor se une al ducto principal en otro punto, para juntar su carbono con el ya circulante de los primeros emisores. Lo habitual es que se haga de esta manera por motivos de eficiencia de distancias o por querer aprovechar infraestructura de ductos ya existente en desuso, para minimizar los costes de CAPEX. Por último, al cuarto emisor, ya sea porque tiene que transportar poca cantidad o porque no quiere asumir los altos costes iniciales de infraestructura, opta por el transporte en camión o en vías de tren, caso en el cual el CO₂ se licua previamente.

1.5.1 Transporte por tubería

El transporte por tubería se realiza en estado supercrítico. El estado supercrítico es un estado de la materia que tiene propiedades tanto de líquido como de gas, una especie de híbrido. Entre sus ventajas está que la densidad es similar a la de un líquido, es decir, se puede transportar más cantidad de CO₂ en menos volumen. Por otro lado, la viscosidad es parecida a la de un gas, con lo que el CO₂ fluye fácilmente por las tuberías. El transporte por tubería es apropiado para distancias

muy variadas, el problema es que hace falta construir infraestructura, lo que puede alargar mucho el plazo de los proyectos. Actualmente, para acelerar el desarrollo de proyectos de captura de carbono, se proponen soluciones que no requieran de nueva infraestructura (o que requieran menos) de transporte, como el tren o camión, como alternativa temporal hasta que se obtengan las licencias de construcción y se pueda desarrollar el transporte por tubería.

Como valor añadido al transporte por tubería, un punto importante es la contaminación nula en CO₂ que supone, clave en este caso de proyecto de captura de carbono, que lo que busca es compensar emisiones, por tanto la eficiencia de compensación por tonelada capturada es muy alta con este método de transporte.

1.5.2 Transporte por tren o camión

El transporte terrestre con infraestructura ya existente se puede realizar mediante tren o camión. En ambos casos el transporte se realizaría en fase líquida a presiones bajas y medias. Los tanques en los que se transportan tanto en tren como en camión son de las mismas características, exceptuando la capacidad, que es mucho más grande, de hasta cuatro veces más, en el transporte por vía que en el de carretera. El transporte por tren o camión necesita terminales de licuefacción y compresión, así como terminales de carga y descarga, y las distancias de transporte no deberían ser muy largas. Estos métodos de transporte son más convenientes en cuanto a que la mayoría de infraestructura, como las carreteras o vías, ya están disponibles. Sin embargo, la eficiencia de compensación de las emisiones es menor que en tubería, ya que estos vehículos sí que emiten CO₂ a la atmósfera y su huella se debe tener en cuenta (menor si los camiones y trenes son eléctricos).

1.5.3 Transporte por barco

Además de por tubería, el transporte off-shore se puede realizar mediante barcos. Actualmente, estos barcos no tienen mucho volumen, pero se está trabajando en desarrollar opciones con mayor capacidad de transporte. El transporte marítimo requiere construcción de almacenamiento temporal y otras instalaciones portuarias todavía en fases de desarrollo. Esta opción también

conlleve emisiones positivas. Se espera que las cantidades que se pueden transportar sean muy grandes cuando el método esté más desarrollado. Es una de nuestras opciones principales para el HUB, que tendrá como almacenamiento el Mar del Norte, ya que sería muy complicado construir ductos submarinos desde el Golfo de Vizcaya hasta los países nórdicos.

1.5.4 Tabla resumen de transporte y sus aplicaciones

Característica	Tubería	Barco	Camión	Tren
Estado CO2	Supercrítico	Líquido	Líquido	Líquido
Presión	120 bar	15 bar	20 bar	20 bar
Temperatura	40°C	-20°C	-20°C	-20°C
Distancia desde la fuente	Larga	Muy larga	Corta	Media
Cantidad de CO2	Muy alta, flujo continuo	Alta, 20- 80k toneladas	Muy baja, 20-40 toneladas	Baja, 80-120 toneladas por vagón
Nivel de desarrollo	Probado	Desarrollado para transporte de pequeñas cantidades a presión media.	Experiencia mínima en CAC, pero sí en otros sectores.	Experiencia mínima en CAC, pero sí en otros sectores.
Aplicabilidad	On-shore y Off-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore
Emisiones	Bajas	Medias	Altas	Medias

Tabla 4: Modos de transporte del CO2.

1.6 Proyectos de referencia

Se tendrán en cuenta ciertos proyectos en fase avanzada de desarrollo para así poder aprovechar su progreso, con sus aciertos y sus fallos para replicar, o no, su metodología o decisiones de diseño y desarrollo. Los proyectos que se tienen en cuenta son : Aramis (Holanda), Porthos (Holanda) y HyNet (Reino Unido).

1.1.1 Aramis

Aramis es una iniciativa de captura de carbono impulsada por varias empresas energéticas (Total Energies, Shell, Energie Beheer Nederland y Gasunie) que tienen como objetivo desarrollar infraestructura para el transporte de carbono y almacenarlo posteriormente en el Mar del Norte. Es un proyecto de gran alcance que abarca industrias en Holanda, Bélgica, Alemania y otros países europeos.

La idea es transportar el CO₂ por tubería y barco hasta un centro de recolecta en Rotterdam. El carbono se almacenará temporalmente y se comprimirá previamente al transporte por tubería al mar del norte.

La principal diferencia entre Aramis y este proyecto, es que el alcance de Aramis no incluye las propias plantas de captura en cada emisor, sino que entra en juego después, en el transporte, colecta y almacenamiento. Es un proyecto de acceso libre en el que futuros participantes podrán unirse gradualmente.

Aramis fue publicado en la Gaceta Oficial en 2022 y se espera su puesta en marcha para finales de 2028 o 2029. Este proyecto se tomará como referente en cuanto a los plazos de avance y la red logística, ya que no se podrá tener como ejemplo de tecnologías (fuera del alcance).

Si Aramis empezó en 2022, lo habitual sería que se pudiese en marcha antes que nuestro proyecto, lo cual es un aspecto muy positivo para el almacenamiento que requerirá, situado también en el Mar del Norte. De esta manera, el almacenamiento estará ya operativo y los trámites de gestión y licencias mucho más sencillos que si el almacenamiento tuviese que activarse por primera vez para nosotros.

A su vez, gracias a Aramis, la infraestructura portuaria necesaria para el almacenamiento o tratamiento temporal del carbono estará ya construida o en fase muy avanzada, por ello, es un gran punto a favor no ser los primeros en explotar esa zona.

1.1.2 Porthos

Porthos es otro proyecto de captura y almacenamiento de carbono que se desarrolla en los Países Bajos, y se encuentra en una fase más avanzada que el proyecto Aramis, descrito en el apartado anterior. Su objetivo está enfocado en una región específica, apuntando a los clústeres industriales cercanos al puerto de Rotterdam. La decisión final de inversión (FID) ya ha sido tomada, lo que significa que el proyecto está en marcha con un plan claro para su ejecución. El cronograma del proyecto muestra que comenzó los estudios de viabilidad en 2018, a lo que siguió la fase de diseño en detalle que abarcaba el desarrollo técnico de la infraestructura de transporte y almacenamiento, con enfoque principal en las empresas industriales cercanas. La fase de construcción comenzó a principios del año 2024, y se prevé que el sistema esté operativo para inicios del 2026.

Porthos ha apostado por el transporte en tubería para algunos tramos de la logística del sistema. Las primeras actividades de construcción se centraron en una tubería en tierra y una estación de compresión, seguidas de la construcción de un edificio de captación de agua para enfriamiento. Para finales de 2025, se completará la red de tuberías con un gasoducto submarino.

Mediante va avanzando el proyecto, se espera que toda la infraestructura esté lista para su puesta en marcha, como el plan inicial indica, a finales del 2026. Otro proyecto que estará en funcionamiento antes que el de este proyecto, lo cual servirá como ejemplo tanto de los aspectos positivos como de los fallos.

1.1.3 HyNet North West

El proyecto HyNet, situado en Reino Unido, es una iniciativa líder en CCS y producción de hidrógeno de bajas emisiones, con el objetivo común de descarbonizar las industrias del noroeste de Inglaterra y Gales. Está liderado principalmente por Eni UK, y plantea capturar al principio de su funcionamiento un total de 4,5 millones de toneladas de CO₂ al año, con una expansión prevista a 30 millones de toneladas si todo funciona como previsto. El transporte escogido es por tubería, combinando infraestructura existente y de nueva construcción, que conducirán el CO₂ capturado hacia yacimientos de gas agotados en Liverpool Bay, propiedad de Eni, con capacidad de almacenamiento permanente estimada en 200 millones de toneladas de CO₂.

Como distintivo de los otros dos proyectos descritos anteriormente, HyNet, a parte de CCS, pretende llevar a cabo la labor de descarbonización también mediante la producción de hidrógeno de bajas o nulas emisiones. Estos dos enfoques buscan transformar una de las regiones industriales más intensivas en energía del Reino Unido en un clúster industrial de bajas emisiones.

1.7 Marco regulatorio de la Unión Europea

La regulación medioambiental impuesta por la Unión Europea para lograr los objetivos de descarbonización de Net-Zero para el año 2050, es cada vez más restrictiva con los emisores industriales, con implicaciones directas para el desarrollo y viabilidad de proyectos de captura y almacenamiento de carbono.

Este marco regulatorio, que corresponde a los objetivos establecidos en el Pacto Verde Europeo y la Ley Europea del clima, busca fomentar tecnologías de mitigación de CO₂, cruciales para los sectores industriales de difícil descarbonización.

Unos de los pilares de este marco, que justificará a largo plazo las grandes inversiones iniciales que se harían con los proyectos, es el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (EU ETS). Este régimen establece un mercado en el que a cada emisor se le asignan una serie de derechos gratuitos que irán disminuyendo a lo largo de los años, hasta llegar a cero en el año 2034, teniéndose que pagar a partir de esta fecha toda emisión de CO₂ que se libere a la atmósfera. Se pueden comprar permisos a otros emisores, como en un mercado bursátil, y toda emisión que no esté cubierta con un permiso, pagará una tasa de emisión. En este contexto, los proyectos de captura de carbono reducen la obligación de adquirir derechos, ya que se reducirían considerablemente las emisiones liberadas a la atmósfera.

Complementariamente, también entra en vigor a partir de este año, 2025, el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM), que busca evitar la fuga de producción a otros países con normativa menos exigente y por tanto con costes de producción menores. Esta medida busca mantener la competitividad internacional de la Unión Europea. En este sentido, la adopción de tecnologías como la Captura de Carbono, puede posicionar a los productores europeos en una situación más ventajosa frente a los competidores globales.

El desafío que el comercio y la industria tendrá que sufrir es la gradual desaparición de los permisos de emisión gratuitos junto con el aumento de las tasas del CBAM, que se prevé que evolucionen de la siguiente manera:

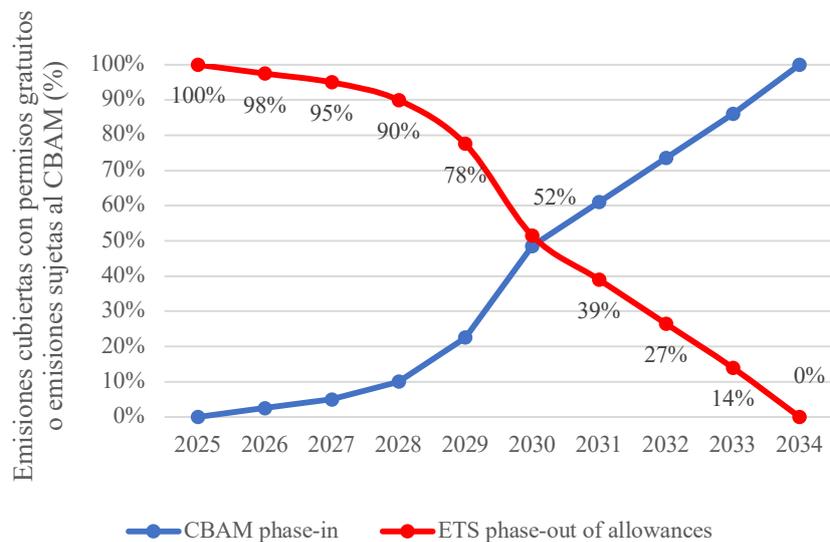


Figura 4: Evolución de ETS y CBAM hasta 2034.

La eliminación progresiva de las asignaciones gratuitas del ETS entre 2026 y 2034 supondrá un aumento significativo de los costes de producción. A su vez, al mismo ritmo, la implantación del CBAM, con el fin de mantener unas condiciones de competencia equitativas respecto a los países terceros, impondrá un precio al carbono en las importaciones.

En definitiva, el estricto marco regulatorio europeo crea un entorno favorable y llamativo para implementar tecnologías de captura, imponiendo límites estrictos y económicamente insostenibles en un futuro. Esto justifica e impulsa la inversión en Hubs de Captura de Carbono, que minimizan los riesgos futuros y pueden aprovecharse ahora de oportunidades atractivas de financiación y ventaja competitiva.

Cabe destacar que el desarrollo de un proyecto de captura de carbono es de muy larga duración, y que para llegar a tiempo a cumplir la normativa, se han de emprender cuanto antes. Por ejemplo, para un proyecto que busca estar operativo en 2030, en un escenario optimista, la decisión tendría que tomarse ya.

Capítulo II:

Solución para un Hub de Captura de Carbono

Habiendo visto no solo el atractivo si no la necesidad de llevar a cabo este tipo de proyectos, este trabajo propone la creación de una red de emisores en el norte de España, que compartan infraestructura logística de transporte y almacenamiento y así reducir los costes iniciales de inversión, y que tengan como punto en común el puerto de Bilbao para posteriormente trasladar este carbono al Mar del Norte (almacenamiento más desarrollado y con proyectos de referencia) o a algún yacimiento geológico en España, todavía por explotar.

2.1 Posibles emisores para el Hub

Se ha llevado a cabo un estudio de la zona para identificar posibles emisores interesados para formar parte de la red. El criterio es: emisores que estén a un radio máximo de 200km del puerto de Bilbao. Se prestará especial atención a los emisores de aquellas industrias intensivas y con emisiones difíciles de abatir.

El estudio se ha realizado combinando tanto las bases de datos del EU ETS como la nacional, el Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes, PRTR. De ahí se localizan unos 200 emisores de dióxido de carbono aproximadamente. Para llevar a cabo el proyecto de manera coherente y no perder el foco en los emisores que realmente podrían formar parte del proyecto, se lleva a cabo un filtrado según:

- GWh de consumo energético anual: solo se tendrán en cuenta los emisores que consuman más de 50 GWh al año, por establecer un tamaño mínimo de industria, y por tanto de actividad.
- Industria: para acotar la búsqueda, se tendrán en cuenta únicamente los emisores cuya actividad se encuentre en las industrias con emisiones de proceso difíciles de abatir, ya que la captura de carbono en España solo se contempla en este tipo de emisiones. De esta manera, los emisores de interés serán aquellos cuya actividad se enmarque en las siguientes categorías: hierro y acero (producción de acero, laminación en caliente, fundición), minerales no metálicos (fabricación de cemento, cal y yeso y cerámicos refractarios) y productos químicos inorgánicos.

Para contabilizar las toneladas de emisiones capturables, hay que descontar las emisiones biogénicas de cada emisor, ya que estas no están sujetas al ETS, y por tanto no interesa económicamente capturarlas, ya que no generan un coste por tonelada emitida, a diferencia de las emisiones de origen fósil. Las emisiones biogénicas son aquellas que provienen de la combustión,

fermentación o degradación de materiales de origen biológico, como biomasa, residuos vegetales o biogás.

Este proyecto está enfocado a sectores regulados por el ETS, ya que son aquellos donde será esencial, desde un punto de vista económico, implementar estas tecnologías. Al igual que no se presenta el proyecto a empresas cuya actividad no está sujeta a regulación, tampoco sería coherente contabilizar las emisiones no reguladas de aquellas empresas que sí que tienen un interés en la captura de carbono.

Con este filtrado, y puliendo la base de datos de empresas ya inactivas o de datos no actualizados, queda un listado resultante de 24 emisores.

EMPRESA	EMISIONES CO2 (t/año)	SECTOR	MUNICIPIO
ARCELORMITTAL ESPAÑA SA	4122000	Hierro y Acero	Avilés
SOLVAY QUIMICA, S.L	856000	Química y Petroquímica	Torrelavega
ARCELORMITTAL OLABERRIA-BERGARA,	99000	Hierro y Acero	Olaberria
CEMENTOS TUDELA VEGUIN SA	497000	Minerales no metálicos	Oviedo
SIDENOR INDUSTRIAL, S.L.	112000	Hierro y Acero	Basauri
GLOBAL STEEL WIRE (CELSA)	83000	Hierro y Acero	Santander
TUBOS REUNIDOS, S.A.	57601	Hierro y Acero	Amurrio
ARCELORMITTAL SESTAO, S.L.U.	65000	Hierro y Acero	Sestao
NERVACERO, S. A.	64648	Hierro y Acero	Trapagaran
ACERALAVA (grupo TUBACEX)	5924	Hierro y Acero	Amurrio
SIDENOR ACEROS ESPECIALES, S.L.U.	22109	Hierro y Acero	Azkoitia
ACEROS INOXIDABLES OLARRA S.A.	20836	Hierro y Acero	Loiu
DOLOMITAS DEL NORTE CALCINOR	175000	Minerales no metálicos	Bueras
PRODUCTOS TUBULARES S.A. - TUBOS	64648	Hierro y Acero	Trapagaran
HC-TUDELA COGENERACION SL	533000	Minerales no metálicos	Carreño
SILICATOS DE MALPICA SL (FMC FORET)	26091	Química y Petroquímica	Zamudio
CONST.Y AUX.FERROCARRILES, S.A.	12194	Hierro y Acero	Beasain
SIDENOR ACEROS ESPECIALES, S.L.U.	14976	Hierro y Acero	Vitoria-Gasteiz

ENERGIA PORTATIL COGENERACION, S.A.	2749	Química y Petroquímica	Oñati
KROSAKI AMR REFRACTARIOS, S.A.U	7763	Minerales no metálicos	Hernani
DERIVADOS DEL FLUOR, S.A.	15800	Química y Petroquímica	Castro-Urdiales

Tabla 5: Emisores para el Hub de Captura de Carbono. Fuente: ePRTR 2023.

Esta recopilación de posibles emisores para el proyecto es un estudio externo a ellos, es decir, es únicamente un estudio de la industria de la zona. Para saber si estos potenciales participantes estarían interesados en formar parte de la red, la primera toma de contacto se realiza lanzando lo que se llama una Expresión de Interés (EOI).

En el contexto de proyectos de infraestructura industriales, en este caso un Hub de Captura de Carbono, una EOI es un documento no vinculante en el cual una parte interesada manifiesta su intención de participar en el desarrollo de un proyecto. En este caso, se distribuye una encuesta a los emisores para que respondan reflejando su interés o falta de este en participar en la red de emisores.

2.1.1 Encuesta los posibles interesados

Como introducción a la encuesta, se expresa la intención del proyecto y en qué consiste con el siguiente. A continuación, se piden algunos datos de información general de la empresa: nombre de la empresa, sector industrial, número de empleados, ingresos anuales, región e información de contacto.

Se muestran las preguntas más relevantes y el porqué de las mismas. En el apartado de anexos se adjunta la encuesta entera con las opciones de respuesta. No es posible mostrar las respuestas obtenidas de los emisores debido a cuestiones de confidencialidad.

1. *¿Cuál es el rango de las emisiones anuales de CO2 de su planta?*

Esta pregunta tiene como objetivo determinar si la empresa tiene un volumen de emisiones suficientemente elevado para justificar la inversión que un proyecto de estas características supone. A su vez, también sirve para verificar cuán al corriente están las empresas de lo que contaminan, en el caso de las empresas de las cuales tenemos los datos oficiales mostrados anteriormente (PRTR).

2. *¿Está usted al corriente de las regulaciones del Sistema de comercio de Emisiones (ETS) que afectan a su empresa? ¿Y a la regulación del Mecanismo de Ajuste en la Frontera por Carbono (CBAM)?*

Esta pregunta evalúa cómo de restringida está la actividad de la empresa mediante los instrumentos regulatorios de la Unión Europea que penalizan las emisiones o imponen ajustes por frontera. Esto permite entender si la empresa tiene motivación regulatoria para descarbonizar.

3. *¿Ha explorado las principales alternativas de descarbonización para su empresa? Seleccione todas las opciones que apliquen*

Debido a las altísimas inversiones que los proyectos de CAC suponen, esta será la última opción para las entidades emisoras. Por ello, es necesario averiguar si las empresas tienen otras vías de descarbonización factibles que sean más económicamente rentables, ya que aquellas cuya respuesta sea positiva, seguramente sean más reticentes a invertir en la implementación de estos proyectos. La lectura de esta pregunta se debe hacer en conjunto con otras respuestas. Si el emisor dice tener necesidad de seguir descarbonizando su actividad y ha marcado que ya ha explorado otras alternativas, entonces CAC sí que es lo último que le queda y, por tanto es un buen candidato para tener en cuenta.

Por otro lado si la compañía dice necesitar descarbonizar pero no ha marcado las casillas de otras opciones, esta empresa tiene todavía mucho recorrido para poder descarbonizar su actividad y seguramente sea más sencillo y rentable por el momento. Por ello, este tipo de encuestado no tendrá como prioridad el proyecto y no será un participante tan seguro, al menos por el momento.

4. *¿Tiene su empresa actualmente un plan de descarbonización?*

Esta cuestión identifica el nivel de madurez en sostenibilidad y planificación climática de la empresa según los objetivos que esta tenga definidos.

6. *¿Cuál es la previsión de emisiones de CO₂ para los siguientes años?*

Esta pregunta mide las expectativas de descarbonización de las empresas, y por tanto la demanda a largo plazo que habrá de proyectos de CAC, así como la tendencia de emisiones en los próximos años.

**7. *¿Cuánto está dispuesto a pagar por tonelada de CO₂ reducida de sus emisiones?
(Considerando la cadena de valor completa: captura, transporte y almacenamiento)***

Saber de las expectativas económicas de los emisores es crucial para establecer unos objetivos de costes en el proyecto según lo que estén dispuestos a pagar. Esto será un asunto muy complicado que muy posiblemente necesitará ayuda económica de los gobiernos, ya que la captura de carbono es un servicio costoso que además está contemplado como un gasto extra, no como un coste de producción, ya que es ajeno a la principal actividad de negocio de las empresas.

La viabilidad económica de estos proyectos será probablemente mucho más difícil de alcanzar que la viabilidad técnica.

8. *¿Cuándo espera tener que empezar a capturar el CO₂ que emite su empresa?*

Aunque el emisor no pueda acelerar el proceso de construcción y puesta en marcha del proyecto, detectar cierta necesidad de urgencia puede ser bueno, ya que denota interés e intención de sumarse a la red lo antes posible. De la misma manera, poner una fecha muy lejana demuestra lo contrario.

9. *¿Consideraría la opción de contratar servicios a un tercero para gestionar el tratamiento de sus emisiones de carbono?*

La captura, transporte y almacenamiento de carbono es una cadena logística de altísima complejidad. Técnicas Reunidas propone ofrecerlo como un servicio en su totalidad, abarcando

toda la cadena de valor y cobrando una tasa por tonelada de carbono gestionada (no solo capturada).

11. ¿Cuáles son los obstáculos que la empresa afronta de cara a la CAC?

Es importante identificar las principales preocupaciones e inconvenientes que tienen las empresas para implementar estos proyectos, para ver cómo se pueden mitigar estos problemas y hacer la idea lo más atractiva y sencilla posible para los participantes.

Se considera que esta encuesta es lo suficientemente completa, ya que abarca elementos estratégicos y técnicos relacionados con sus planes de descarbonización y, de esta manera, su posible interés en la CAC. Además, incluye cuestiones clave sobre la exposición regulatoria (que es la principal y casi única motivación por la que se llevaría a cabo el proyecto), las barreras percibidas y la disposición económica.

Todo ello ofrece una visión del potencial de demanda para el Hub y del grado de compromiso del sector industrial frente al cumplimiento de la normativa y la transición energética.

2.2 Selección de tecnologías para cada emisor

Siendo el objetivo de este Hub el llegar a emisores de dióxido de carbono ya existentes, las plantas de captura se tienen que poder anexas a las plantas industriales sin generar alteraciones en el ya establecido proceso de producción con el que estas cuentan.

La captura de carbono precombustión, a pesar de ser adecuada para industrias como la química por las condiciones que presentan sus gases de escape, no se considera una opción en este proyecto, ya que no es viable sin reconversión profunda, así que no forma parte del plan de captura que se contempla ahora mismo. Estas tecnologías serán consideradas en un futuro en etapas de construcción de nuevas instalaciones de producción o en proyectos de renovación a largo plazo.

La captura por oxidación también no es viable, ya que requiere la modificación completa del sistema de combustión, es decir, la alteración de uno de los principales procesos ya establecido. Además, haría falta nueva infraestructura de suministro de oxígeno o una instalación que lo produzca.

Para las plantas emisoras existentes, la mejor opción realmente factible a corto y medio plazo (en el que se enmarca este proyecto) es la captura de carbono postcombustión, ya que, se instala aguas

abajo en la corriente de gases de combustión, es decir, al final del proceso, sin producir alteraciones en la ya existente infraestructura y sin interferir con la operación principal de la planta. Es como un sistema adicional, como poner un filtro químico grande fuera de la planta, pudiendo parar o realizar actividades de mantenimiento en la planta de captura sin interferir en la actividad principal del emisor.

Por ello, en la selección de tecnologías adecuadas para cada emisor del Hub, solo entrará el debate de qué tecnología de separación de CO₂ utilizar, ya que el momento de captura está ya predeterminado por las limitaciones mencionadas.

- Industria del hierro y acero:

Los gases de combustión provenientes de esta industria contienen CO₂ a baja concentración, junto con partículas y contaminantes como óxidos de azufre, que pueden afectar a la eficiencia de determinados sistemas de separación más sensibles. Por ello, la **absorción química mediante aminas** es una gran opción, debido a su robustez contra impurezas, su amplia trayectoria probada y la capacidad de tratar grandes volúmenes de gas, frecuentes en las grandes acerías, como ArcelorMittal.

- Industria química y petroquímica:

En la industria química, las corrientes de los gases postcombustión suelen tener menos contaminantes sólidos y pueden operar a temperaturas y presiones ligeramente más elevadas, favoreciendo de esta manera el uso de membranas poliméricas para la separación del CO₂, las cuales presentan una solución muy atractiva debido a su modularidad, bajo consumo energético y facilidad de integración en infraestructura de sistemas existentes.

- Cementeras (minerales no metálicos)

La industria del cal y cemento genera volúmenes muy grandes de gases con CO₂ en concentraciones medias y presencia de vapor de agua y otros contaminantes. Por este motivo, al igual que en la industria y el acero, la opción más sólida y segura consistiría en la absorción química con aminas, adecuada para el tratamiento de grandes volúmenes de gas con contaminantes.

De esta manera, la tabla de tecnología seleccionada para cada emisor resulta en la siguiente:

EMPRESA	SECTOR	TECNOLOGÍA
ARCELORMITTAL ESPAÑA SA	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
SOLVAY QUIMICA, S.L	Química y Petroquímica	Membranas poliméricas
ARCELORMITTAL OLABERRIA-BERGARA,	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
CEMENTOS TUDELA VEGUIN SA	Minerales no metálicos	Absorción química con aminas
SIDENOR INDUSTRIAL, S.L.	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
GLOBAL STEEL WIRE (CELSA)	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
TUBOS REUNIDOS, S.A.	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
ARCELORMITTAL SESTAO, S.L.U.	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
NERVACERO, S. A.	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
ACERALAVA (grupo TUBACEX)	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
SIDENOR ACEROS ESPECIALES, S.L.U.	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
ACEROS INOXIDABLES OLARRA S.A.	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
DOLOMITAS DEL NORTE CALCINOR	Minerales no metálicos	Absorción química con aminas
PRODUCTOS TUBULARES S.A. - TUBOS	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
HC-TUDELA COGENERACION SL	Minerales no metálicos	Absorción química con aminas
SILICATOS DE MALPICA SL (FMC FORET)	Química y Petroquímica	Membranas poliméricas
CONST.Y AUX.FERROCARRILES, S.A.	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
SIDENOR ACEROS ESPECIALES, S.L.U.	Hierro y Acero	Absorción química con aminas
ENERGIA PORTATIL COGENERACION, S.A.	Química y Petroquímica	Membranas poliméricas
KROSAKI AMR REFRACTARIOS, S.A.U	Minerales no metálicos	Absorción química con aminas
DERIVADOS DEL FLUOR, S.A.	Química y Petroquímica	Membranas poliméricas

Tabla 6: Selección de tecnologías de separación postcombustión para los emisores.

Cabe destacar que en este estudio no se considera la cantidad de toneladas de gas de escape de cada emisor, ya que esto sería un análisis con un nivel de precisión que este proyecto no tiene como objetivo alcanzar.

Se toman los dos emisores más relevantes de cada tecnología de separación y se realiza a continuación un diseño de las plantas de captura de carbono correspondientes para cada uno. Cabe destacar que hay gran cantidad de tecnologías disponibles y los datos que se tienen sobre estas plantas industriales son muy generalistas. Por tanto, esta selección de tecnologías es muy preliminar y está sujeta a diversos cambios y consideraciones en estudios de ingeniería posteriores y más avanzados.

2.3 Planta de Captura de Carbono Arcelor Mittal España

La tecnología seleccionada de absorción química para captura postcombustión utiliza una solución acuosa de monoetanolamina (MEA) para absorber selectivamente el CO₂ de los gases de combustión.

La eficacia de esta solución MEA se debe a su alta reactividad con el CO₂ y su capacidad para regenerarse mediante calentamiento, lo que permite un ciclo cerrado y continuo de captura. Requiere, sin embargo, un alto consumo energético para su regeneración, lo que impulsa a la búsqueda actual de solventes alternativos más eficientes.

La planta de captura está diseñada como una unidad externa que opera en paralelo a la planta industrial existente, de esta manera no se altera el proceso industrial principal de la acería, ya consolidado.

El objetivo de captura de esta planta se sitúa en capturar el 90% del CO₂ emitido al año. Esto, con un total de toneladas emitidas de 4,1 MtCO₂/año, significaría capturar unas **3,7 MtCO₂/año** aproximadamente. Cabe destacar que esta eficiencia de captura es viable con aminas, como ya se ha demostrado en plantas ya existentes: Dam (Canadá) y Petra Nova (EE. UU). Este ratio es un estándar técnico y económico, ya que, por debajo del 90% no se cumplirá con la regulación de la UE en busca del Net-Zero, y por encima del 90%, el coste marginal de captura de tonelada de CO₂ crece exponencialmente debido al elevado coste energético que ello supone.

Para lograr capturar esa cantidad de CO₂, hay que calcular el caudal de gases de escape que hace falta tratar. En plantas de acero o cal, el valor típico de concentración de CO₂ en los gases de escape es de ~12% (IEAGHG, 2014).

Se realizan a continuación unos cálculos para aproximar el caudal de escape necesario al 12% de concentración en CO₂:

$$\frac{4.120.000 \text{ tCO}_2}{0,12} \approx 34.000.000 \text{ t de gas de escape/año}$$

La densidad típica de un gas de escape de combustión (con combustibles fósiles) a condiciones normales es de:

$$\text{Densidad gas} = 1,35 \left(\frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \right)$$

$$V_{\text{gas}}(\text{Nm}^3/\text{año}) = \frac{3,4 \times 10^{10} \text{ kg/año}}{1,35 \text{ kg/Nm}^3} = 2,52 \times 10^{10} \text{ Nm}^3/\text{año}$$

$$Q_{\text{gas}}(\text{Nm}^3/\text{h}) = \frac{2,52 \times 10^{10} \text{ Nm}^3/\text{año}}{8760 \text{ h/año}} = 2.878.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Para tener el volumen real a la salida del horno de combustión, hay que corregir el volumen con la ecuación de los gases. (se puede utilizar la ecuación ya que el gas de escape a presión atmosférica y temperatura elevada tiene un comportamiento casi ideal). Con una temperatura de escape del horno de ~160°C:

$$V_T = V_{\text{Nm}^3} \cdot \frac{T}{T_N}$$

$$T_N = 0^\circ\text{C} = 273,15\text{K}$$

$$T = 160^\circ\text{C} = 160 + 273,15 = 433,15\text{K}$$

$$V_T = \frac{2.878.000 \text{ Nm}^3}{\text{h}} \times \frac{433,15}{273,15} = 4.600.000 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \text{ a } 160^\circ\text{C}$$

2.3.1 Componentes principales de la planta

1. Conducto de derivación de gases de escape:

Una vez que los gases de combustión salen del horno, con una concentración baja de CO₂ (12% aproximadamente), temperatura alta de 140-180°C y presión atmosférica; deben ser redirigidos hacia un sistema de enfriamiento para alcanzar la temperatura óptima de trabajo de las aminas (40-60°C).

2. Sistema de enfriamiento del gas

El sistema de enfriamiento típicamente se compone de torres húmedas de enfriamiento o de intercambiadores de calor gas-líquido. En este caso, de ArcelorMittal, en Asturias, se considera que la opción más adecuada es la de la torre húmeda de enfriamiento, ya que es una solución muy eficiente para grandes caudales de escape y es más tolerante a los gases con contaminantes que el intercambiador de calor convencional. Además, la ubicación de la acería en zona portuaria hace que el suministro de agua para alimentar la torre húmeda sea más accesible. A la salida de la torre de enfriamiento, el gas se encontrará a una temperatura que ronda los 50°C.



Figura 5: Sistema de torres de enfriamiento. Fuente: Terraquer Venture.

3. Columna de absorción

Esta torre es el núcleo del sistema, la encargada en separar el CO₂ de los gases de escape, y, por tanto, dándole sentido a la planta de captura. El gas caliente (40-60°C) entra a la torre por la base y va ascendiendo hacia lo alto de la columna, mientras que la solución de aminas va descendiendo

de lo alto a la base. La torre tiene típicamente una altura que ronda los 40 metros y su diámetro puede alcanzar hasta 5 metros. Durante este proceso a contracorriente, el CO₂ se transfiere de la corriente gaseosa de escape a la líquida de aminas, logrando eficiencias de captura del 90% aproximadamente. El gas libre de CO₂ es emitido a la atmósfera por la parte superior de la torre.

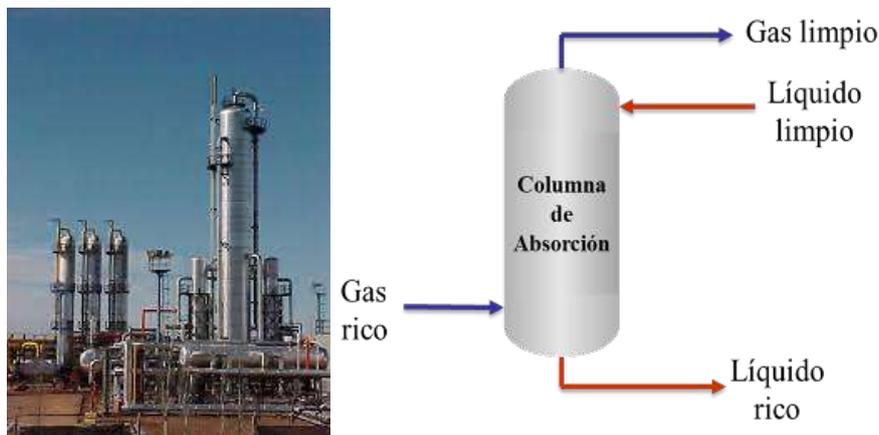


Figura 6: Columna de absorción con aminas real. Fuente: Universidad de Buenos Aires.

Figura 7: Circuito simplificado de columna de absorción. Fuente: PeakD.

4. Almacenamiento intermedio de solución rica en CO₂

El tanque intermedio de almacenamiento de CO₂ no tiene como única función almacenar, sirve también como buffer hidráulico para desacoplar la torre de absorción del regenerador en caso de haber fluctuaciones de caudal o presión en cualquiera de los dos componentes. El tanque actúa como pulmón, haciendo que el sistema de absorción y regeneración sean independientes.

Además, la temperatura del gas rico en CO₂ a la salida de la torre de absorción no será homogénea, se puede encontrar en un intervalo de 40-60°C, mientras que el regenerador no puede tolerar semejantes fluctuaciones en la temperatura del gas que lo alimenta, de este modo, en el tanque se homogeneizan las temperaturas, siendo una medida de seguridad para la operación del regenerador.

Por último, si por motivos de seguridad se deben realizar actividades de mantenimiento del regenerador, no haría falta parar el sistema de captura o de absorción, la que el gas se podrá seguir almacenando en este tanque intermedio.

5. Columna de regeneración

En esta torre, se aplica calor a la solución de aminas rica en CO_2 para liberar el CO_2 absorbido. Se hace mediante la inyección de vapor, que eleva la temperatura de la solución hasta alcanzar los 120°C , provocando la descomposición de los elementos. El CO_2 cuenta con una temperatura de ebullición más baja que las aminas y por tanto se evaporará antes en forma gaseosa. La temperatura de ebullición de las aminas es de 170°C , por tanto, a esta temperatura de 120°C de la corriente de vapor inyectada, no llegará a evaporar. La amina es recirculada al sistema mediante conductos y bombas.



Figura 8: Columna de desorción. Fuente: DirectIndustry.

6. Intercambiador de calor entre corriente de gas rica y pobre en CO_2

Antes de volver a recircular el solvente de aminas a la torre de absorción, cabe destacar que para separar el CO_2 , este solvente ha sido calentado hasta una temperatura más alta que la óptima para funcionar adecuadamente en la torre de absorción. Por ello, para aumentar la eficiencia energética del sistema, la recirculación del solvente pasará por un paso intermedio de intercambiador de calor en el que el solvente caliente libre de CO_2 ceda calor a la solución aminas+ CO_2 que va a tener que ser calentada para la separación de los componentes. Esto reduce el gasto energético de la torre de desorción o regeneración y enfría el solvente MEA para su adecuada recirculación a la torre de absorción.

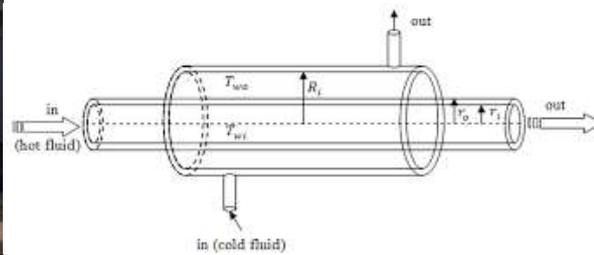


Figura 9: Intercambiador de calor real. Fuente: HRS Heat Exchangers.

Figura 10: Esquema intercambiador de calor. Fuente: SACOME.

7. Bombas para la recirculación del solvente

Para que el solvente pueda volver a introducirse por lo alto de la columna de absorción, es necesario un sistema que lo bombee. Se requieren bombas de alto caudal con control de presión y temperatura. Estas bombas dotan a las aminas de una presión de unos 2-4 bar.



Figura 11: Bombas industriales para recirculación de fluidos. Fuente: Asimer Group.

8. Unidad de purificación de CO₂

La unidad de purificación no es un elemento imprescindible en muchas plantas de captura de carbono. Sin embargo, en el caso de ArcelorMittal, en el que los gases provenientes de actividades de acería están muy contaminados, lo adecuado es contar con una unidad de purificación. De este modo, se previene la corrosión de los ductos de transporte, garantizando así su durabilidad (y en el caso del Hub, con la red compartida, evitando problemas legales y denuncias por parte de otros

participantes), aumentando la seguridad del almacenamiento geológico y asegurando los estándares de calidad del CO₂ por si se busca su comercialización en un futuro.

La unidad de purificación cuenta con separadores de gotas, filtros, sistemas de secado y analizadores de pureza.



Figura 12: Unidad purificadora de CO₂. Fuente: ROVI Ingeniería.

9. Compresor de CO₂

Como ha sido detallado anteriormente, la manera más eficiente de transporte del CO₂ dependerá del método de transporte utilizado. En este caso, el transporte más eficiente será el transporte por tuberías. Esta decisión será descrita en más detalle en apartados posteriores, pero en resumen, se debe a los volúmenes muy grandes de CO₂ a transportar y de la larga distancia a la que se encuentra la planta del puerto de Bilbao. El transporte del fluido se realiza en estado supercrítico. Es el punto más exigente en términos de presión en el sistema, y se necesita un compresor para obtener altas presiones de 100-150 bar. El gas comprimido puede ser almacenado temporalmente o inyectado a la red del HUB directamente.



Figura 13: Compresor de CO₂. Fuente: DirectIndustry.

10. Sistema de control

La planta estará dotada en los puntos en los que se considere necesario de sensores de temperatura presión, caudal y composición química para asegurar el correcto funcionamiento y prevenir que los equipos se estropeen por unas condiciones inadecuadas del fluido. Se controlará mediante sensores digitales, válvulas automáticas, alarmas y redundancias de seguridad.

Etapa	T (°C)	P (bar) a la salida
Captación de gases	140-160	1- 1.1
Enfriamiento de gases	40-60	1-1.1
Columna de absorción	40-60	1
Tanque intermedio (MEA rica en CO ₂)	50-60	1
Intercambiador (MEA rica- MEA pobre)	60/100	1.2-1.5
Columna de desorción	110-120	1.5-2
Compresor de CO ₂	40-80	20/ 100-150
Recirculación de MEA pobre (post intercambiador de calor)	40-50	2-4 (bombas de recirculación)

Tabla 7: Tabla resumen condiciones de funcionamiento ArcelorMittal.

2.4 Planta de Captura de Carbono Solvay Química, SL

En el caso de Solvay Química, la tecnología seleccionada como la más adecuada es la separación de CO₂ mediante membranas poliméricas, aplicada en configuración postcombustión, por los motivos ya mencionados. Este sistema se basa en la utilización de módulos de membranas semipermeables que permiten el paso selectivo del CO₂ frente a otros componentes gaseosos, como el N₂ o el O₂. El principio de funcionamiento está basado en un gradiente de presión: el gas de combustión es comprimido para forzar al CO₂ a que atraviese la membrana, donde se recoge ya separado del resto de gases.

Con respecto al caso de ArcelorMittal, lo más atractivo de esta tecnología de separación es que no requiere regeneración térmica, por tanto el consumo y gasto energético será mucho menor. Además, es eficiente en procesos industriales con menos caudal de escape, como el caso de Solvay. La parte menos positiva es que opera a presiones más altas, entre 4 y 8 bar.

Al igual que en el caso anterior, la planta de captura funciona en régimen paralelo a la planta de producción química ya existente, sin afectar ni modificar este proceso. Su objetivo de captura, al igual que anteriormente es del 90%. En membranas poliméricas solo se puede llegar a este ratio mediante un proceso de membranas multietapa, en dos o más. Si solo se usara una etapa, lo más probable es que solo se alcance un rendimiento del 75%, lo que no cumpliría con los estándares establecidos por la UE. En este caso, con un total de emisiones de CO₂ registradas de 860 ktCO₂/año, se pretende capturar alrededor de 770 ktCO₂/año.

Para calcular el caudal de gas de escape que será necesario tratar, se utiliza la misma lógica que en el caso de la acería. En ausencia de datos específicos sobre la concentración de CO₂ en el gas de escape de Solvay ni su composición química, se utiliza el mismo valor que anteriormente: 12% de CO₂ en volumen (IEAGHG,2014) , coherente con valores habituales en procesos industriales basados en combustión.

$$\frac{856.000 \text{ tCO}_2}{0,12} \approx 7.133.000 \text{ t de gas de escape/año}$$

Aunque el gas de escape no sea el mismo que en ArcelorMittal, la densidad aproximada es la misma, ya que es una media genérica para gases de combustión con contenido similar de CO₂ (12%) , en ausencia de información más precisa sobre los gases de escape de cada proceso industrial.

$$\text{Densidad gas} = 1,35 \left(\frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \right)$$

$$V_{\text{gas}}(\text{Nm}^3/\text{año}) = \frac{7,14 \times 10^9 \text{ kg/año}}{1,35 \text{ kg/Nm}^3} = 5,28 \times 10^9 \text{ Nm}^3/\text{año}$$

$$Q_{\text{gas}}(\text{Nm}^3/\text{h}) = \frac{5,28 \times 10^9 \text{ Nm}^3/\text{año}}{8760 \text{ h/año}} = 603.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Para la planta de Solvay Química, se asume que los gases de escape se encuentran a 160°C a la salida de las calderas y procesos térmicos, en coherencia con las temperaturas típicas de operación de la industria química con combustión. Además, este valor permite trabajar homogéneamente con la mayoría de emisores del Hub (acerías y cementeras) cuya temperatura de gases de escape es similar, lo cual simplifica y unifica el análisis volumétrico.

$$V_T = V_{Nm^3} \cdot \frac{T}{T_N}$$

$$T_N = 0^\circ C = 273,15K$$

$$T = 160^\circ C = 160 + 273,15 = 433,15K$$

$$V_T = \frac{603.000Nm^3}{h} \times \frac{433,15}{273,15} = 956.000 \frac{m^3}{h} a 160^\circ C$$

2.4.1 Principales etapas componentes de la planta

1. Captura del gas de combustión

El gas se deriva desde el conducto de salida principal, a 160°C y presión atmosférica de la fábrica hacia el sistema de captura, únicamente con aislamiento térmico, no hay tratamiento ni regulación de temperatura o presión en este momento, solo se dirige el gas mediante **conductos**.

2. Pretratamiento del gas

Antes de que el gas sea comprimido para pasar a la zona de membranas, debe pasar por un pretratamiento para evitar la degradación química o térmica de las membranas, buscando enfriar, eliminar humedad y partículas corrosivas que pudieran dañar los equipos del proceso de separación. El pretratamiento cuenta con una **torre de enfriamiento y filtros de partículas**. Las condiciones del gas a la salida de esta etapa son de 50-60°C y presión casi atmosférica (ligeramente por encima: 1,1bar).

3. Compresión previa a membrana

Como se ha mencionado anteriormente, las membranas funcionan con un principio de gradiente de presión que fuerza al CO₂ a través de la membrana. Para ello, se debe comprimir el gas hasta

alcanzar una presión que ronde los 5 bar (4-6 bar). La temperatura de verá ligeramente aumentada por la compresión , pudiendo alcanzar los 80°C. El equipo utilizado será un compresor centrífugo.

4. Módulos de membranas en serie

Se trata de la etapa análoga a la torre de aminas en la captura por absorción, es decir, el protagonista de la separación, el núcleo del proceso. Las membranas captarán las partículas de CO₂ mediante el permiso selectivo de paso a través de la membrana, rechazando otros gases no deseados como el O₂ o el N₂.

Como se ha mencionado anteriormente, no es viable alcanzar una captura del 90% del CO₂ con una sola etapa de membranas. Por lo tanto, se instalarán dos módulos de membranas en serie. En la primera membrana se logrará una eficiencia del 75% aproximadamente. Gracias al segundo módulo colocado en serie, la corriente ya tratada se refinará y se aumentará la pureza de CO₂.

La presión del gas de alimentación a las membranas es de unos 4-6 bar, mientras que la presión del lado permeado es de 1,5 bar. Por lo tanto, será necesaria también la instalación de otro compresor centrífugo entre membrana y membrana para lograr que la segunda etapa de separación cumpla su función basada en gradiente de presiones.

Para capturar 1MtCO₂/año hacen falta aproximadamente 100.000m² de membrana polimérica. En aplicaciones industriales la membrana no va desplegada, ya que no se dispone de tanto espacio. La membrana se coloca en módulos compactos en espiral (spiral-wound). Estos módulos se agrupan en carcasas a presión. Para el volumen de captura de la planta de Solvay habrá que tener unos 80.000 m² de membrana. Cada módulo típico viene en dimensiones de 1m de largo y 0,2m de diámetro, resultando un área activa de 40m². Se necesitarán entonces 2000 módulos funcionando en paralelo. La distribución típica de los módulos se suele hacer de la siguiente manera: 70% en la primera etapa y 30% en la segunda etapa, debido a las distintas funciones de cada etapa, filtrar la mayor cantidad de volumen en la primera y realizar la actividad de refino en la segunda. Por lo tanto, se tendrán unos 1300 módulos en la primera etapa y se concluirá la separación con 700 módulos en la segunda fase.

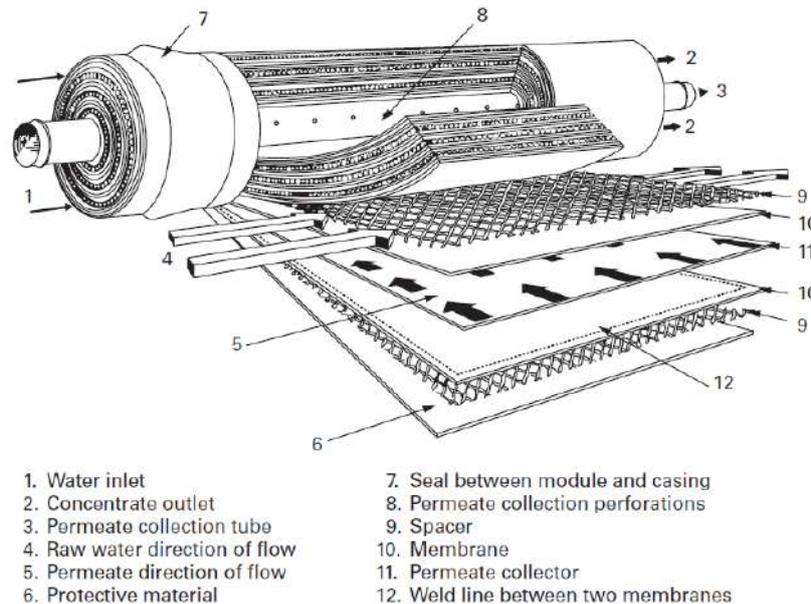


Figura 14: Imagen y etiquetas de una membrana semipermeable polimérica típica.

5. Compresión y enfriamiento del CO₂ capturado

A continuación, después de la separación mediante membranas, se debe preparar el gas para condiciones óptimas de transporte (~150bar). Tras la compresión, se instalará un aftercooler para eliminar el calor generado y bajar la temperatura a valores seguros antes del transporte o almacenamiento temporal, alcanzando los 40°C.

6. Gestión del gas de rechazo

Una vez descrito cómo se trata la corriente rica en CO₂, habrá que gestionar la corriente con los gases residuales no deseados. En este caso, lo único que se hace es liberar el gas residual, cuya composición es mayoritariamente N₂, a 60°C y 1 bar, ya que pasa por una expansión o despresurización controlada antes de ser evacuado, para cumplir con la seguridad de los sistemas de chimenea y la normativa ambiental.

Etapa	T (°C)	P (bar)
Captación de gases	150-160	1-1.1
Pretratamiento	50-60	1.1
Compresión a membranas	60-80	4-6
Membrana 1	50-60	De 4-6 a 1-1.5
Compresor	50-60	De 1-1.5 a 4-6
Membrana 2	50-60	De 4-6 a 1-1.5
Compresor y aftercooler	40	De 1-1.5 a 100-150
Gestión gas residual	60	De 4-6 a 1

Tabla 8: Tabla resumen condiciones de funcionamiento Solvay Química.

2.5 Volumen de captura del Hub

Con lo calculado específicamente para ArcelorMittal y Solvay Química S.L, se hace una aproximación con todos los emisores contemplados para el Hub para obtener un volumen aproximado de captura de CO₂ que se espera con el Hub completo y así poder determinar también cuál es el mejor método de transporte para cada emisor teniendo en cuenta las distancias y cantidades a trasladar hasta el puerto de Bilbao. Se establece para todos los emisores un rendimiento común de captura del 90% de sus emisiones, ya que como se ha demostrado anteriormente, tanto para las membranas poliméricas como para la separación por absorción con aminas, este nivel de rendimiento es un punto coherente de equilibrio entre viabilidad técnica y económica, así como de cumplimiento con la normativa de la UE.

EMPRESA	EMISIONES CO₂ (t/año)	V_{captura} (t/año)	Q_{captura} (Nm³/h)
ARCELORMITTAL ESPAÑA SA	4122000	3709800	2878000
SOLVAY QUIMICA, S.L	856000	770400	603000
ARCELORMITTAL OLABERRIA-BERGARA,	99000	89100	69609
CEMENTOS TUDELA VEGUIN SA	497000	447300	349453
SIDENOR INDUSTRIAL, S.L.	112000	100800	78750
GLOBAL STEEL WIRE (CELSA)	83000	74700	58359
TUBOS REUNIDOS, S.A.	57601	51840	40501
ARCELORMITTAL SESTAO, S.L.U.	65000	58500	45703
NERVACERO, S. A.	64648	58183	45456
ACERALAVA (grupo TUBACEX)	5924	5331	4165
SIDENOR ACEROS ESPECIALES, S.L.U.	22109	19898	15545
ACEROS INOXIDABLES OLARRA S.A.	20836	18752	14650
DOLOMITAS DEL NORTE CALCINOR	175000	157500	123047
PRODUCTOS TUBULARES S.A. - TUBOS	64648	58183	45456
SILICATOS DE MALPICA SL (FMC FORET)	26091	23481	18345
CONST.Y AUX.FERROCARRILES, S.A.	12194	10974	8574
SIDENOR ACEROS ESPECIALES, S.L.U.	14976	13478	10530

ENERGIA PORTATIL COGENERACION, S.A.	2749	2474	1933
KROSAKI AMR REFRACTARIOS, S.A.U	7763	6986	5458
DERIVADOS DEL FLUOR, S.A.	15800	14220	11109
TOTAL ton/año	5.700.000 toneladas de CO2 al año		

Tabla 9: Volumen de captura del Hub.

Con estos valores, se concluye que el volumen que se capturará dentro del Hub será de 5.7 toneladas de CO2 anuales contando con estos emisores, lo que equivale a casi 16.000 toneladas al día. Esto ya nos da una primera impresión de que hará falta infraestructura de tubería segura, ya que es una suma que no se puede alcanzar mediante camión, harían falta cerca de 750 camiones al día. Se pueden valorar el resto de opciones de transporte (camión y tren) en función de los volúmenes de cada emisor.

Cabe destacar que por este motivo, hasta que la infraestructura entre en plena operación, es posible que el volumen de captura de carbono de años iniciales de operación del Hub sea menor debido a las limitaciones de transporte.

A su vez, este volumen podrá ser aumentado en años posteriores al funcionamiento ya que este proyecto es escalable y podrán sumarse a él nuevos emisores a medio y largo plazo.

2.6 Red de transporte del Hub

Para seleccionar qué transporte es el más adecuado, se tendrán en cuenta los volúmenes de captura, en magnitud de toneladas por día, ya que es una magnitud visual en términos de camiones o trenes que son viables rellenar al día. Cabe destacar que la infraestructura para tubería es a largo plazo. Los emisores cuyo transporte seleccionado sea este, seguramente tengan que contar con otros métodos de transporte, ya sea por vía o por carretera hasta que la infraestructura de ductos sea viable, con todas las licencias y permisos que esto conlleva, así como con su construcción.

El alcance de este trabajo se limita en decidir si el CO2 será transportado por tubería o por camión, ya que el tema de la infraestructura ferroviaria requiere de un estudio muy especializado y complejo.

Para seleccionar a partir de qué cantidades el transporte será más viable en tubería que por carretera, se utilizará el siguiente criterio:

La carga aproximada de un camión dura alrededor de 1h30-2h, al igual que su descarga, por tanto, se estiman un total de 3h30 en operaciones de carga y descarga. En las plantas de carga ubicadas en el emisor, se contemplan en este momento una estación de carga, es decir, se podrán cargar 30 toneladas de CO₂ cada 2h. Asumiendo que se operan las 24h del día, y estableciendo un factor de seguridad debido al tráfico o a las condiciones meteorológicas, se establece un número máximo de 10 camiones cisterna por día y por emisor. Esto es, la cantidad máxima de toneladas de CO₂ capturadas para que el camión sea viable es de 300 toneladas. Este número puede variar en las condiciones descritas anteriormente de emisores cuyo transporte más eficiente sea la tubería pero este no sea viable de momento. Es decir, si ArcelorMittal quiere transportar más toneladas que 300 al día, puede decidir aumentar el número de estaciones de carga de su planta para poder cargar en paralelo más camiones y así aumentar su capacidad de transporte hasta que la infraestructura de ductos esté construida.

A su vez, se establece una distancia máxima de trayecto de 150km, es decir, de 2h máximo de conducción, debido a cuestiones de uso de combustible, ya que las emisiones de carbono debidas al combustible del camión deberán ser descontadas de la captura realizada. Esto es un estudio que debe realizar cada emisor y valorar si le compensa más invertir en la construcción de infraestructura. Además, se establece también la distancia máxima por motivos de seguridad en carretera y eficiencia del transporte.

Se hace un primer filtrado con estas condiciones, y posteriormente, se evaluará, para los emisores con más de 80km por carretera, si compensa la unión a las tuberías de emisores que vengan de larga distancia. Es decir, si alguna tubería de un emisor pasa por las inmediaciones de otro, y en cuestiones de volumen compensa construir, este podrá unirse a su red, con determinadas condiciones, y así ensalzar el valor diferencial del Hub, con inversiones de transporte compartidas y beneficiando a varios participantes.

EMPRESA	Km a puerto de Bilbao	V_{captura} (t/día)	Transporte seleccionado
ARCELORMITTAL ESPAÑA SA	278	10164	Tubería
SOLVAY QUIMICA, S.L	108	2111	Tubería
ARCELORMITTAL OLABERRIA-BERGARA,	102	244	Camión x9
CEMENTOS TUDELA VEGUIN SA	277	1225	Tubería
SIDENOR INDUSTRIAL, S.L.	82	276	Camión x10
GLOBAL STEEL WIRE (CELSA)	88	205	Camión x9
TUBOS REUNIDOS, S.A.	45	142	Camión x5
ARCELORMITTAL SESTAO, S.L.U.	13	160	Camión x6
NERVACERO, S. A.	9	159	Camión x6
ACERALAVA (grupo TUBACEX)	37	15	Camión x1
ACEROS INOXIDABLES OLARRA S.A.	22	51	Camión x2
DOLOMITAS DEL NORTE CALCINOR	120	432	Tubería
PRODUCTOS TUBULARES S.A. - TUBOS	10	159	Camión x6
SILICATOS DE MALPICA SL (FMC FORET)	25	64	Camión x3
CONST.Y AUX.FERROCARRILES, S.A.	104	30	Camión x1
SIDENOR ACEROS ESPECIALES, S.L.U.	25	92	Camión x4
ENERGIA PORTATIL COGENERACION, S.A.	74	7	Camión x1
KROSAKI AMR REFRACTARIOS, S.A.U	119	19	Camión x1
DERIVADOS DEL FLUOR, S.A.	16	39	Camión x2

Tabla 10: Transporte provisional de los emisores.

A continuación se construye un mapa con la ubicación de los emisores y las tuberías de la red troncal y emisiones correspondientes para ver si merece la pena añadir ductos secundarios a unirse con los que van a ser construidos seguro.

Con la realización del mapa, se observan dos principales conclusiones. La primera, que la tubería de ArcelorMittal pasa por algunos emisores de la zona de Asturias y Cantabria y compensa crear una red común por esa zona. La segunda, que tiene sentido la construcción de una tubería espina dorsal en la zona del puerto de Bilbao a la que se vayan uniendo los emisores, ya que a largo plazo, al ser compartida por muchos, se cubrirá la inversión y no hará falta personal de carga y descarga

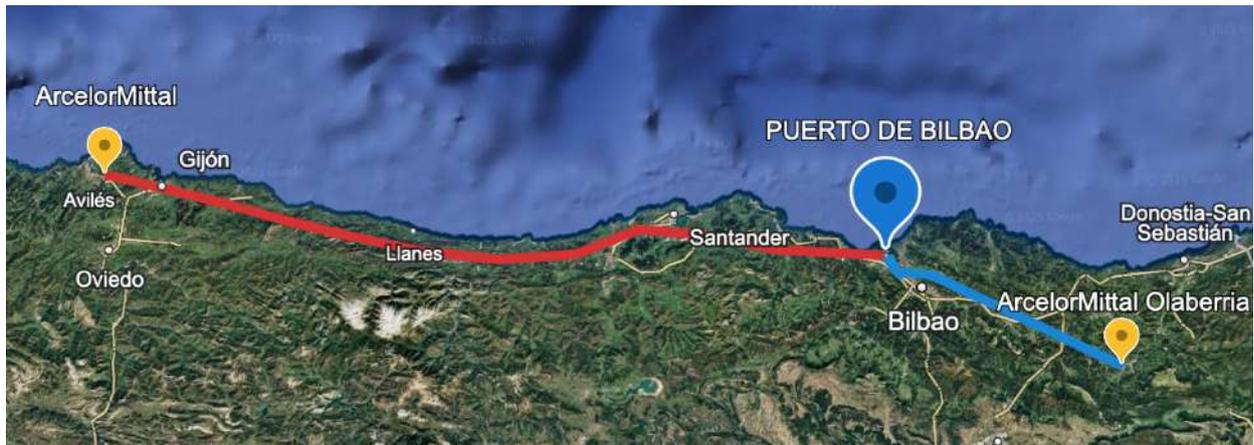
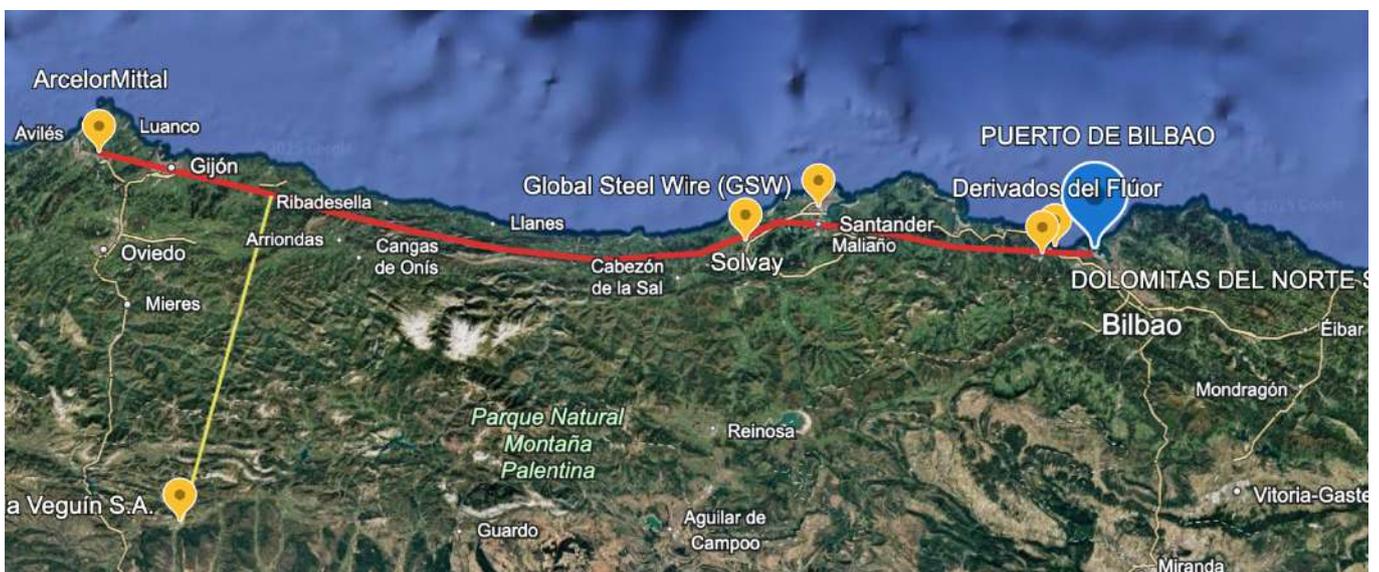


Figura 16: Mapa a gran escala de las dos principales tuberías del Hub.

Este mapa muestra las dos tuberías principales troncales con las que contará el Hub. Estas tuberías, o bien pasan por algunos emisores, o bien tendrán puntos de conexión a tuberías secundarias.

A continuación se muestra el mapa de la tubería principal de la zona Cántabro-asturiana



17: Figura Mapa de la tubería de la zona Cantabria-Asturias.

La tubería marcada en rojo, cuyo emisor tractor es ArcelorMittal España, pasará por otros cuatro grandes emisores y tendrá un punto de conexión con un ducto secundario procedente de Tudela Veguín.

TUBERÍA ARCELOR MITTAL AVILÉS	
Longitud aproximada	230 km
Arcelor Mittal	10200 t/día
Tudela Veguín	1200 t/día
Solvay	2100 t/día
Global Steel Wire	200 t/día
Dolomitas del Norte Calcinor	432 t/día
Derivados del Flúor	39 t/día
Volumen total CO2	14172 t/día

Tabla 11: Características Tubería Cantabria Asturias.

TUBERÍA SECUNDARIA TUDELA VEGUÍN	
Longitud aproximada	80km
Volumen de CO2	1200 t/día

Tabla 12: Características tubería secundaria Tudela Veguín.

A continuación, se muestra la segunda tubería principal (en azul) , que, con ArcelorMittal Olaberria Bergara como emisor tractor, busca, optimizando distancias, pasar por la mayor cantidad de emisores posibles, para que la infraestructura común sea la máxima y beneficiarse del concepto Hub:

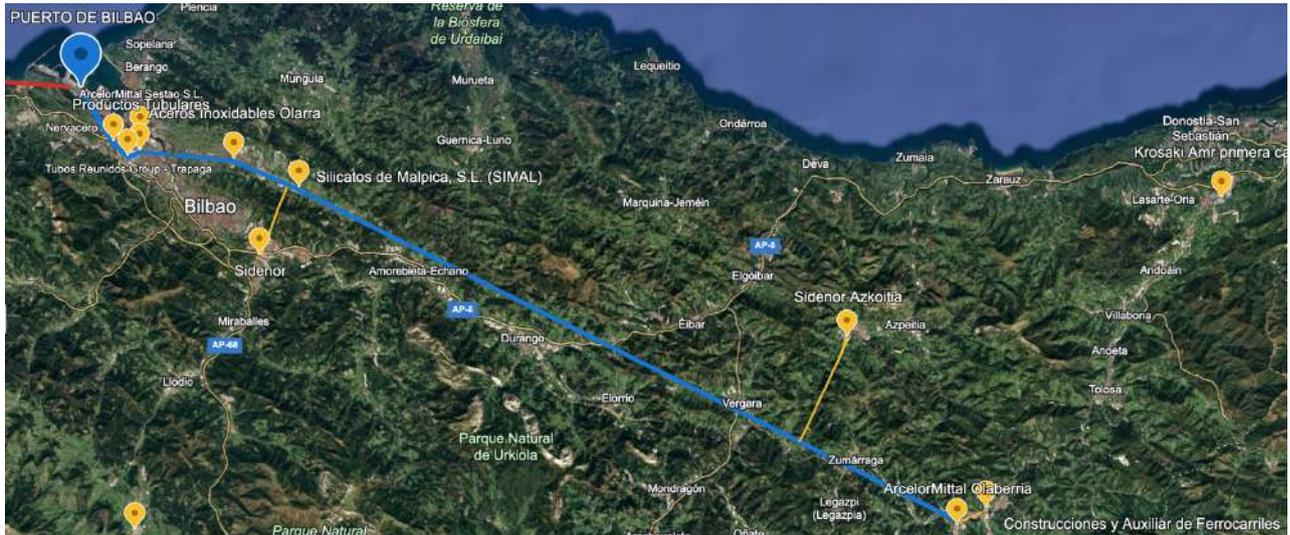


Figura 18: Mapa tubería principal País Vasco.

Se une a este nervio CAF Beasain, Sideror Industrial y todos los emisores ubicados en el núcleo industrial de Bilbao, aprovechando al máximo la infraestructura de ductos y pudiendo repartir entre muchos emisores la inversión.

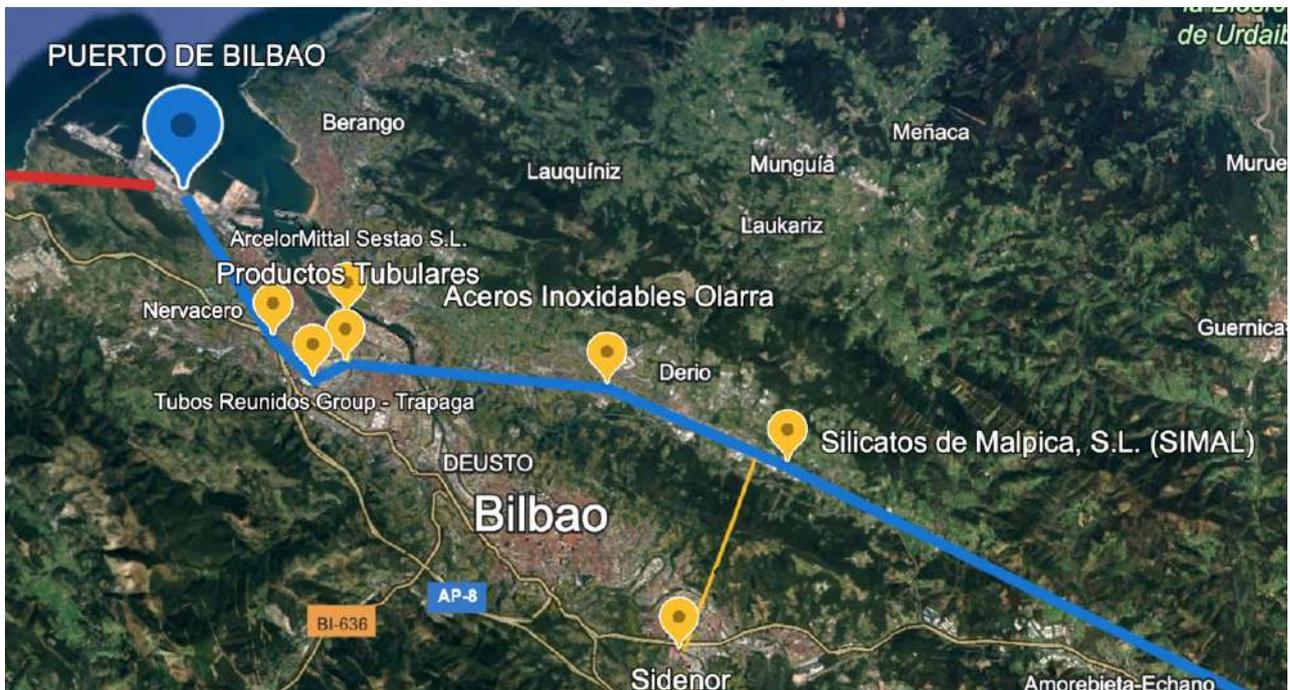


Figura 19: Mapa tubería principal País Vasco, zoom en zona industrial de Bilbao.

TUBERÍA ARCELOR OLABERRIA BERGARA	
Longitud aproximada	88 km
CAF	30 t/día
Arcelor Mittal Olaberria Bergara	244 t/día
Sidenor Industrial	276 t/día
Silicatos de Malpica	64 t/día
Sidenor	92 t/día
Aceros Inoxidables Olarra	50 t/día
ArcelorMittal Sestao	160 t/día
Productos Tubulares	160 t/día
Nervacero	160 t /día
Tubos Reunidos	140 t /día
TOTAL CO2	1380 t/día

Tabla 13: Características tubería principal País Vasco.

TUBERÍA SECUNDARIA SIDENOR BILBAO	
Longitud aproximada	6km
Caudal CO2	92 t/día

Tabla 14: Características tubería secundaria Sidenor Bilbao.

TUBERÍA SECUNDARIA ARCELOR MITTAL SESTAO	
Longitud aproximada	0,5 km
Caudal CO2	160 t/día

Tabla 15: Características tubería secundaria Arcelor Sestao.

TUBERÍA SECUNDARIA CAF BEASAIN	
Longitud aproximada	2,3 km
Caudal CO2	30 t/día

Tabla 16: Características tubería secundaria CAF.

TUBERÍA SECUNDARIA SIDENOR AZKOITIA (SIDENOR INDUSTRIAL)	
Longitud aproximada	9km
Caudal CO2	276 t/día

Tabla 17: Características tubería secundaria Sidenor Industrial.

Con esto, se ha reducido considerablemente el número de camiones necesarios para transportar el CO₂. La tabla siguiente recoge los volúmenes que el puerto de Bilbao recibe en cada una de las formas: tubería Arcelor Avilés, tubería Arcelor Olaberría y camión.

Procedencia		Volumen CO ₂
Tubería Arcelor Avilés		14172 t/día
Tubería Arcelor Olaberría		1380 t/día
Camión	Aceralava	15 t/día
	Krosaki AMR	19 t/día
TOTAL CARBONO SUPERCRÍTICO TUBERÍA		15552 t/día
TOTAL CARBONO LÍQUIDO CAMIÓN		34 t/día

Tabla 18: Tabla resumen procedencia CO₂.

2.7 Planta de recepción de CO₂ puerto de Bilbao

Una vez tenemos el valor aproximado de volumen de CO₂ recibido por día, se procede al diseño del nodo final del Hub previo a la exportación marítima del dióxido de carbono, en el puerto industrial de Bilbao. Se pueden clasificar las acciones necesarias a realizar en el puerto en cuatro: recepción del CO₂ desde las diferentes fuentes, licuefacción del CO₂ (en caso de la llegada por tubería), almacenamiento temporal del carbono licuado en tanques criogénicos y, por último, cargar barcos para el transporte del carbono al almacenamiento geológico en le Mar del Norte.

En primer lugar, se resumen los modos de llegada y volúmenes de llegada en cada estado, para valorar cantidades de Co₂ que tendrán que pasar por cada tratamiento (no todas las toneladas deberán ser licuadas):

Medio de transporte	Estado del Co ₂	Volumen (t/día)	Acción necesaria
Tubería	Supercrítico (100-150 bar, 40°C)	15552	Recepción, almacenamiento, licuefacción y carga al barco
Camión	Líquido (20 bar, 20°C)	34	Recepción, almacenamiento y carga al barco

Tabla 19: Tabla resumen estado CO₂ a la llegada al Puerto.

Con esta tabla, se observa que la capacidad de licuefacción de la planta receptora en Bilbao deberá de ser de 15552 toneladas al día de CO₂, o lo que es lo mismo, 650 toneladas/h, teniendo en cuenta que la planta opera las 24h del día. Cabe destacar que este flujo se puede tratar en toneladas/h ya que el flujo que debe licuarse es el único llega de manera continua por tubería. Si llegara en modo de camión o tren cisterna, sería más complicado el cálculo ya que debería ser calculado por lotes, no en forma de caudal.

Para pasar de estado supercrítico, en el que llega de la tubería, a estado líquido, 20 bar y -20°C, el CO₂ debe ser expandido para reducir su presión, y refrigerado con intercambiadores de calor para alcanzar la temperatura de licuefacción. Se debe hacer este proceso de manera muy controlada ya que para evitar la formación de sólidos es necesario que el fluido no pase por el punto de -56,6°C y 5,1 bar.

Para ver si es viable procesar ese caudal de CO₂ al día, calculemos el caudal en kg/s, de la siguiente manera:

$$\frac{1552 \text{ t/día}}{24\text{h}} = 648 \text{ t/h}$$
$$\frac{648.000 \text{ kg/h}}{3600 \text{ s/h}} = 180 \text{ kg/s}$$

El proceso de licuefacción consume menos energía desde estado supercrítico que desde estado gaseoso común. Según la literatura IEAGHG,2021, la energía que se consume en un proceso de licuado desde supercrítico a líquido ronda los 40kWh/tCO₂. Por tanto, para 15552 t/día, el consumo será de:

$$15552 \times 40 = 622 \text{ MWh/día}$$
$$\frac{622}{24} = 26 \text{ MW eléctricos continuos}$$

Un consumo de 26 MW eléctricos es bastante razonable para el contexto de un Hub industrial, por lo tanto se concluye que licuar esta cantidad de CO₂ es ambicioso pero viable para este proyecto, siempre y cuando la planta opere 24h al día y con trenes paralelos de licuefacción. Un referente que confirma la viabilidad es Northern Lights en Noruega, licuando y almacenando ya 14.000 t/día de CO₂.

Cabe destacar que estas cantidades son las teóricas en pleno funcionamiento de la planta. Es muy probable que se vayan marcando fases de desarrollo con escalones de volúmenes de CO₂, considerando unos primeros años de puesta en marcha aumentándose progresivamente las cantidades hasta llegar a los valores definidos..

2.7.1 Componentes principales de la planta en Bilbao

- Unidad de recepción:

Su función es la de canalizar el CO₂ que recibe la planta por distintas vías hasta sus respectivos circuitos. Esta sección incluirá tanto bridas de conexión al gasoducto de entrada, para aquel CO₂ que venga por tubería, como estaciones de descarga para camiones y trenes cisterna. Es una etapa en la que la presión y temperatura del fluido debe ser monitorizada, para ello habrá sensores de caudal, presión y temperatura.

Para garantizar la seguridad de operación de los equipos y evitar sobrepresiones peligrosas o excesos de caudal, la unidad de recepción también contará con elementos de seguridad como bypasses de emergencia y válvulas de alivio, que garantizan la operación segura del circuito. Concretamente, el bypass de emergencia permite desviar el flujo en caso de parada de algún equipo, ya sea de licuefacción o de saturación del almacenamiento criogénico. La válvula de alivio liberará el flujo cuando se detecte alguna sobrepresión, para evitar también posibles daños.

La descarga se hace por bridas de conexión en el caso del fluido proveniente por tuberías, y bridas criogénicas de conexión rápida para el carbono proveniente de cisternas, permitiendo conexiones frecuentes y seguras de manera rápida y eficaz hacia una manguera flexible de acero inoxidable.

Las bridas convencionales en cambio, utilizadas para la llegada por tubería fija, ofrecen una conexión más estática y el mantenimiento planificado no se realiza de manera tan frecuente, es de instalación más permanente.

Desde tubería, el flujo es simplemente acoplado mediante la brida de conexión hacia el circuito de la planta de descarga, para ser conducido mediante más tuberías sólidas a las unidades de licuefacción.

Por otro lado, para realizar la descarga desde camiones o trenes, el método más común para proceder a la descarga del CO₂ se trata de la descarga por presión diferencial, en el que se establece

en el tanque de almacenamiento una presión menor que en la cisterna y por tanto el CO₂ fluye por sí solo. En caso de no haber suficiente diferencial de presión, se podrá realizar descarga asistida por bomba criogénica, ya sea integrada en la cisterna o en la estación de descarga.



Figura 20: Camión cisterna de CO₂ descargando mediante manguera de inoxidable.

Figura 21: Brida de conexión uniendo dos tuberías.

- **Sistema de licuefacción (para CO₂ supercrítico):**

El CO₂ que viene de tubería se someterá a la licuefacción que dejará el carbono en las condiciones en las que llegaba el CO₂ de camiones o trenes. Se enfría el fluido de 40°C a -20°C aproximadamente. Mediante se va enfriando, el CO₂ cambia de fase a estado líquido, y la presión se reduce de manera controlada hasta alcanzar los 20 bar, mediante válvulas de expansión.

Serán necesarios intercambiadores de calor criogénicos, diseñados para operaciones a muy bajas temperaturas, su función es extraer calor del CO₂ supercrítico hasta que este alcance el punto de licuefacción. Se pueden utilizar intercambiadores de carcasa y tubos:

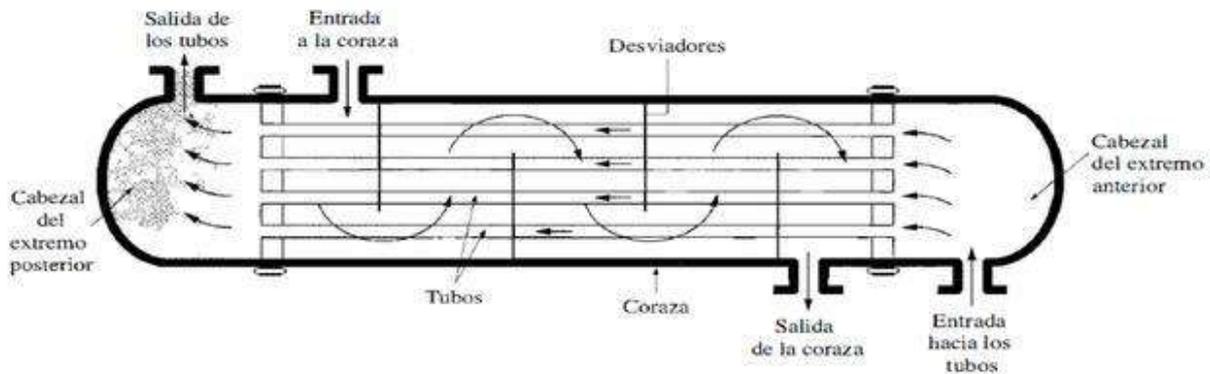


Figura 22: Esquema del intercambiador de calor de carcasa y tubos. Fuente. ResearchGate.

El CO₂ circularía por los tubos, ya que se permite de esta manera un mayor control del flujo y de la caída de presión. Además, resisten mejor los cambios de fase por los que pasará el CO₂. Por otro lado, el refrigerante, más voluminoso, irá por la carcasa, distribuyéndose de forma uniforme y cubriendo toda la superficie de los tubos.

- Sistema de almacenamiento criogénico:

En esta fase ya se unifican los volúmenes de CO₂ sin tener en cuenta ya de dónde provienen. Se almacenará en tanques criogénicos verticales, a 20-25 bar de presión y -20°C de temperatura, condiciones post-licuefacción o de descarga de camiones y trenes cisterna. El material de estos tanques es de acero inoxidable con aislamiento térmico e instrumentados con sensores de nivel, presión y temperatura.

Para saber el número de tanques que se necesitarán, es importante definir la frecuencia de salida de barcos cargados. Para la cantidad de CO₂ que esta planta absorbe, y teniendo en cuenta la capacidad de los barcos que se encuentran actualmente en fases de desarrollo, lo más lógico es que salga un barco al día, ya que si no se acumularía demasiada cantidad de CO₂ y no hay barcos con tanta capacidad de transporte. Para realizar los cálculos, se tomarán como referencia los buques de Northern Lights Fase 2, con 15000 tCO₂ de capacidad, que tienen previsto empezar a operar en 2026.

$$\frac{15.600 \text{ tCO}_2/\text{día}}{15.000 \text{ tCO}_2/\text{barco}} = 1,04$$

Por lo tanto, necesitaremos tanques buffer para ese 0,4 que equivale a 600 t/día de carbono, que estarán almacenados por más de un día, esperando al siguiente buque. Este 'contratiempo' logístico

podrá ser más adelante contemplado como una oportunidad para convertir este proyecto de CAC a CAUC, es decir, para hacer uso de ese dióxido de carbono, ya que además es una cantidad muy razonable para ello.

Por motivos de seguridad y para tener un plan de contingencia ante riesgos inesperados ya sea logísticos o meteorológicos, es preciso contar con un volumen de almacenamiento que permita mantener autonomía de dos días sin tener que parar la planta de captura, en caso de que el buque se retrase o haya otros problemas. Este factor de seguridad, altamente holgado, será capaz de servir también como buffer para las toneladas que no puedan ser acogidas por el barco.

Los tanques tienen una capacidad de 5000m^3 , con una densidad del CO_2 (a 20 bar y -20°C) de $1,1\text{ t/m}^3$:

$$5.000\text{m}^3 \times 1,1 \frac{\text{t}}{\text{m}^3} = 5.500 \text{ t CO}_2/\text{tanque}$$

$$\frac{15.600 \frac{\text{tCO}_2}{\text{día}} \times 2 \text{ días}}{5.500 \text{ tCO}_2/\text{tanque}} = 5,67 \text{ tanques} \approx \mathbf{6 \text{ tanques}}$$

Harán falta 6 tanques criogénicos para almacenar el CO_2 en caso de que el factor de seguridad que se quiera establecer sea de del doble, es decir, de dos días de captura de CO_2 . En caso de que se quisiera asumir un riesgo mayor el número de tanques necesarios podría verse reducido.

Instalar este número de tanques es completamente viable atendiendo al espacio que ocupan:

Los tanques serán dispuestos verticalmente, así que la altura no concierne en la ocupación del espacio, aunque suelen medir unos 20m, como indica el plano.

En cuanto al diámetro, oscila alrededor de los 23m. Con ello, tenemos una superficie total ocupada por los seis tanques de:

$$A = 6\pi r^2 = 6\pi 11,5^2 \approx 2490\text{m}^2$$

Ese sería el mínimo absoluto, sin separación entre tanques ni otros componentes que ocupen espacio. En instalaciones reales se suelen dejar alrededor de 5-8m de separación entre tanques para

asegurar espacio suficiente para mantenimiento, seguridad y espacio para otra instrumentación de bombeo o válvulas. Supongamos que se disponen los tanques en dos hileras de tres tanques, calculemos el área rectangular que ocupan:

$$Largo = 3 \times 23 + 2 \times 6.5 = 82m$$

$$Ancho = 2 \times 23 + 1 \times 6.5 = 52,5m$$

$$A = Largo \times Ancho = 82 \times 52,5 \approx 4305m^2$$

Este tamaño es perfectamente viable en el puerto industrial de Bilbao, donde ya se cuentan con parcelas para instalaciones energéticas disponibles de 10.000-30.000 m².

Además, en caso de no querer ocupar tanto espacio, siempre se pueden rediseñar los tanques con más altura, permitiendo así reducir su diámetro para mantener la misma capacidad.

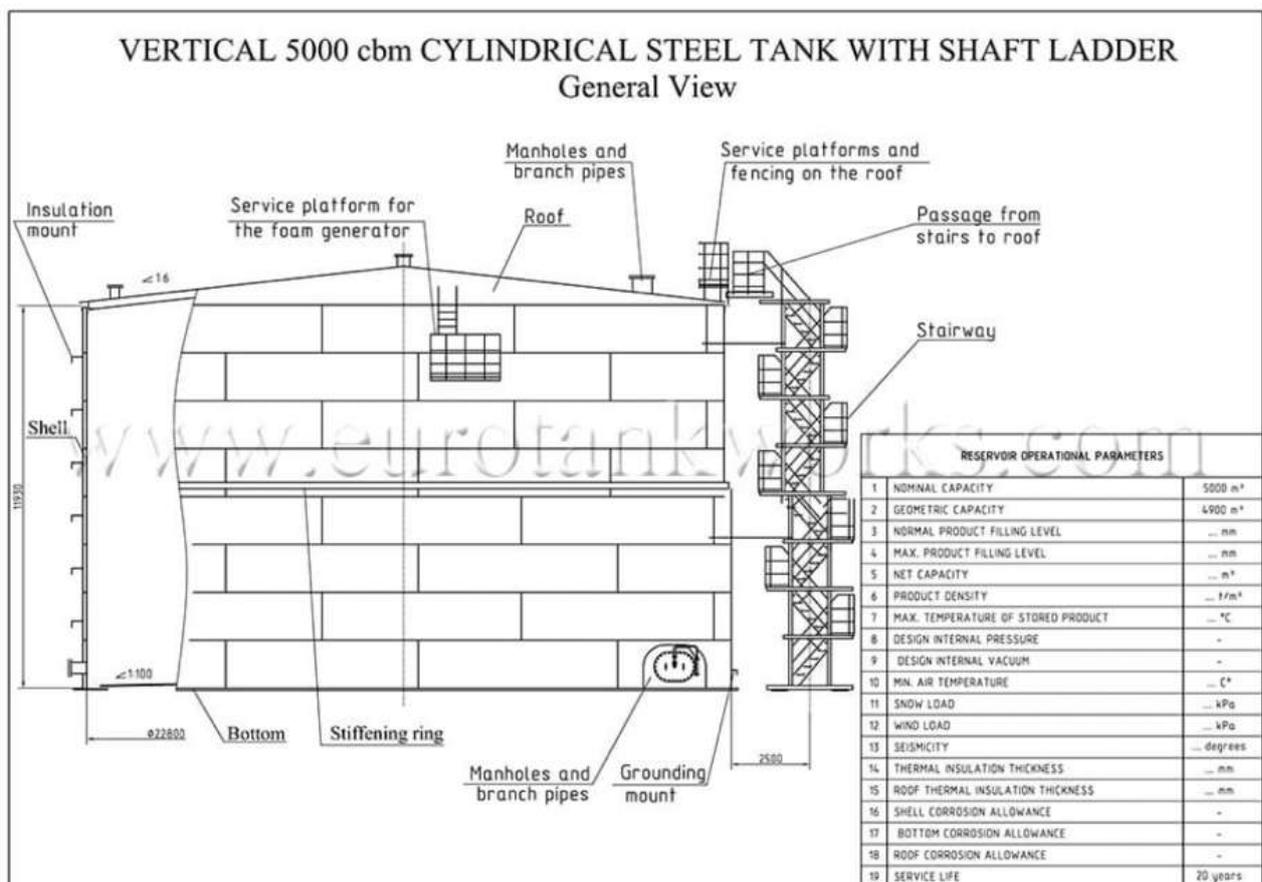


Figura 23: Plano con especificaciones de tanque de 5000m³. Fuente: EuroTankWorks.

- Unidad de carga a barco

La función de esta etapa es transferir el líquido almacenado durante 24h al barco que lo trasladará al almacenamiento permanente. El caudal típico de las bombas criogénicas en instalaciones industriales de estas características es de 1.000 t/h. Con la cantidad de 15.000 toneladas que se cargarán en el barco, esto supondría unas 15h de carga de barco. En la práctica, los diseños suelen contemplar un tiempo de carga de 8-10h, por tanto lo ideal sería instalar dos líneas de carga paralela, reduciendo el tiempo de carga a la mitad: 7,5h.

La carga se realiza mediante brazos articulados que van del puerto a los tanques del buque. Estos brazos permiten el movimiento en varias articulaciones y se equilibran mediante contrapesos. Tienen un sistema de monitorización para mantener la presión y temperatura adecuada.



Figura 24: Brazos de carga.



Figura 25: Barco con depósitos llenos de CO₂ dirigiéndose al almacenamiento.

2.8 Almacenamiento geológico

Una vez el barco está cargado, el almacenamiento geológico permanente escogido en este proyecto es en el Mar del Norte, el cual se detallará a continuación. Antes de ello, una pequeña introducción a la situación actual de los almacenamientos geológicos y su potencial.

Como se ha descrito anteriormente, hay tres tipos de almacenamientos geológicos permanentes contemplables para CO₂: yacimientos de gas y petróleo agotados, acuíferos salinos profundos, y, por último, menos utilizados y desarrollados, carbones no explotables mediante adsorción del CO₂.

Actualmente, en España, hay varios emplazamientos con potencial futuro para almacenamiento: Cuenca del Ebro, Golfo de Valencia, Golfo de Cádiz y la zona costera del País Vasco, especialmente atractiva para la visión de este proyecto a largo plazo.

En España, actualmente hay un proyecto en fase de permisos que se puede destacar: TarraCO₂. Se trata del primer proyecto CCUS marino a gran escala en el país. Está liderado por Repsol y se encuentra en fase de permiso de exploración. El emplazamiento está ubicado a 40km de la costa de Tarragona y cuenta con una profundidad de casi 2km bajo el nivel del mar.

La iniciativa ha recibido financiación de los Innovation Funds de la UE de 205 millones de euros. Tiene una capacidad total de 54 MtCO₂ y está diseñado para empezar a operar en 2030 almacenando 2MtCO₂/año e ir aumentando hasta 5MtCO₂/año a partir de 2035 y hasta llegar a su máximo.

Se trata de un proyecto con alta relevancia tanto en España como en Europa, ya que es un hito tecnológico al ser el primer proyecto de almacenamiento de CO₂ en España y en el sur de Europa y por contribuir a los objetivos Net-Zero Industry Act (NZIA).

Existe otro proyecto en fases de exploración cerca de Logroño, el yacimiento de Viura. Tiene bastante potencial para considerarlo una opción para este Hub, por cercanía a la zona y a los emisores con los que se cuenta. Sin embargo, cabe destacar que si los grandes emisores ya han construido la infraestructura dirigida al puerto de Bilbao, tras esa gran inversión es poco posible que interese redirigir el flujo. No obstante, es una opción muy atractiva a largo plazo para aquellos emisores que trasladen su carbono por camión.

Además, el emplazamiento de Moratalla en la región de Murcia tiene actualmente permisos de investigación, con lo que se añade a las futuras opciones potenciales de almacenamiento para el Hub.

Dicho esto ¿por qué es el Mar del Norte la primera opción de almacenamiento para este proyecto?

Porque el Mar del Norte es actualmente la región líder a escala mundial de almacenamiento de CO₂, y en cuanto a logística es 100% viable acceder a este lugar desde el puerto de Bilbao. El Mar del Norte cuenta con numerosos acuíferos salinos, tiene alta capacidad de sellado y sobre todo, tiene infraestructura ya existente, es decir, su puesta en marcha sería inminente y no requiere construir más instalaciones en el lugar. Aun teniendo un coste mayor en transporte marítimo a tan larga distancia, es la única opción viable a corto o medio plazo, ya que el desarrollo de un emplazamiento de almacenamiento requiere un periodo hasta operación de entre 7 y 10 años.

Hay dos proyectos referencia de momento: Northern Lights y Sleipner. Northern Lights tiene una capacidad total proyectada de unas 100MtCO₂, mientras que la capacidad de Sleipner es bastante más alta. Lo más atractivo es que son proyectos ya operativos y por tanto es una fase de la CAC que se simplifica por esas razones.

Capítulo III: Viabilidad y conclusiones

3.1 Viabilidad técnica

Hablando desde un punto de vista técnico, se ha visto a lo largo del desarrollo que, teóricamente, el proyecto, aún siendo muy ambicioso, se podría llevar a cabo con esos volúmenes de captura y distancias de los emisores con las tecnologías que existen actualmente, las cuales pueden estar más avanzadas y maduras cuando el proyecto llegue a materializarse.

Un hecho importante es que los volúmenes de captura resultan bastante elevados, lo cual hace necesario el uso de barcos diarios, complicándose así la logística y aumentando considerablemente el almacenamiento temporal de CO₂ en la planta portuaria. De esta manera, para asegurar la viabilidad técnica al inicio del proyecto y no correr tanto riesgo al principio, se pueden reducir los volúmenes de captura objetivo. Esto serviría para probar el correcto funcionamiento de las tecnologías elegidas y la infraestructura común, sin suponer un desafío logístico tan grande, el cual se puede implementar más adelante cuando la planta ya haya demostrado que funciona. Si se va a reducir la cantidad capturada, es importante establecer la cantidad óptima a capturar mediante una relación coherente entre coste de captura y coste de ETS estimado en el tiempo, aunque sea basado en especulaciones, ya que no se puede saber con certeza, otro factor que dificulta la valoración de la viabilidad del proyecto.

Cabe destacar que si esta opción de reducir los volúmenes de captura se implementa, siempre será construyendo plantas de captura y almacenamiento, así con la instalación en puerto, escalables para la fácil incrementación de capacidad posterior.

Otro factor limitante de la viabilidad técnica son los tiempos de construcción de la infraestructura, especialmente de los ductos de transporte. Estos requieren muchos permisos, ya que ocupan espacios públicos y el transporte de gases a alta presión siempre supone un riesgo que debe ser estudiado, más si no cambia la normativa actual en la que el CO₂ no es considerado de interés público y las expropiaciones deben ser propietario a propietario, lo que complica enormemente el proceso y alarga de esta manera los tiempos de construcción y retrasando la puesta en marcha de la planta. Como las propias plantas de captura tardan menos en ser construidas, es posible que durante los primeros meses o años de operación el transporte deba ser realizado por carretera/tren, de esta manera también se tendría que adaptar la cantidad de CO₂ capturado a la disponibilidad de transporte terrestre y la viabilidad del número de camiones/trenes en circulación.

A parte de estas consideraciones, el proyecto puede considerarse técnicamente viable con la elección de tecnologías de captura diferenciadas y adaptadas a cada emisor y las condiciones ya descritas de presión y temperatura para cada fase, que ya han dado resultados en los proyectos de referencia en el norte de Europa.

3.2 Viabilidad económica

La viabilidad económica de un proyecto de estas características depende de varios factores inciertos y difícilmente predecibles que exceden el alcance del presente trabajo. La regulación europea está en constante cambio y no se sabe cómo de alto será el precio del ETS a muy largo plazo, no se sabe hasta que punto se podrán financiar con dinero público estos proyectos, si ocurrirá algún suceso de mayor importancia política que deje estos asuntos en un segundo plano y por tanto no merezca tanto la pena invertir en esto etc. Por muy improbable que esto último parezca, nunca se puede predecir. Por ejemplo, en épocas de COVID en 2020, el tema del precio por tonelada de carbono emitida no era prioritario en la Unión Europea.

Otro factor que dificulta el cálculo de la viabilidad económica es el de a quién pertenece la infraestructura común y cómo se va a gestionar su operación a nivel contractual. Por ejemplo, el ducto de ArcelorMittal: ¿a quién pertenece?, ¿a Arcelor y los que se van uniendo que paguen una tasa de utilización?, ¿a todos los usuarios ponderando longitudes de uso?, en caso de adoptar la opción de la tasa, ¿cuál es el valor de esa tasa?, ¿quién decide todo esto?, ¿cuál sería el precio a pagar si un emisor quiere unirse en años posteriores? . En caso de fuga o de complicaciones técnicas o logísticas, ¿cómo se gestionan los costes en el tramo común de la tubería?, ¿de quién es la responsabilidad?. ¿Cuál es el coste del almacenamiento permanente?, ¿quién lo regula?, ¿se paga de una vez o se trata de un pago recurrente?

Todas estas preguntas tienen numerosas respuestas aceptables y coherentes, por lo tanto, el modelo financiero que justificaría la viabilidad económica del proyecto tiene que considerar gran cantidad de posibles variantes y casuísticas y combinarlas entre ellas, resultando en un estudio financiero y contractual muy profundo y en detalle que se escapa del alcance de este proyecto.

Además de lo descrito anteriormente, los factores que son a priori más predecibles y objetivos, tampoco son tan fáciles de valorar en este caso, ya que se desconocen datos fiables sobre los costes reales de operación de las plantas de captura.

La viabilidad económica, además, depende del punto de vista del cual se esté considerando. El proyecto tendrá distintos niveles de viabilidad económica para cada emisor que participe en él, para el nodo portuario etc. Si el Hub tiene un operador o desarrollador también se podría considerar la viabilidad económica desde ese punto de vista.

3.3 Próximos pasos

Habiendo mostrado la intención de desarrollar este proyecto, los próximos pasos de cara a su implementación serían los siguientes:

1. Estudios de ingeniería: con los emisores que hayan mostrado interés en la encuesta, empezar a mantener relación y conversaciones y, eventualmente, realizar estudios de ingeniería conceptuales en mayor o menor grado de detalle (pre FEED y FEED), incluyendo planos, especificaciones técnicas de equipos, simulaciones de procesos, implantaciones y análisis de integridad de materiales.
2. Tramitación de permisos: obtención de permisos de construcción, operación y transporte del CO₂ a alta presión, incluyendo normativa marítima para la exportación al almacenamiento permanente en el Mar del Norte.
3. Definición del modelo de negocio: como ya se ha explicado en el apartado de viabilidad económica, el modelo de negocio de este proyecto es muy complicado de definir. Cada emisor puede estar interesado en un modelo de negocio distinto, pueden querer buscar financiación externa, o incluso dejar que la planta sea propiedad de un externo. Hay muchas posibilidades y combinaciones distintas de modelo de negocio en este proyecto.
Se tendrán que establecer contratos entre los emisores tractores, operadores del Hub y potenciales emisores futuros y diseñar un esquema de reparto de costes e ingresos, así como tarifas de acceso para nuevos participantes que no hayan contribuido a las inversiones iniciales de construcción. Establecer cuál será la estructura de contratos entre los diferentes actores del Hub, ya sea entre emisores o entre emisor y desarrollador u operador del Hub. De esta manera, definir responsabilidades y garantías de cada actor.
4. Búsqueda de apoyo institucional: al tratarse de un proyecto de interés público, se podrán negociar subvenciones a nivel estatal y europeo en el marco de programas europeos como

Innovation Fund, PCI o Horizon Europe. así como financiaciones en condiciones especiales.

5. Desarrollo de infraestructura: construcción de las plantas de captura en los emisores industriales, instalación de la red de transporte y construcción del nodo en el puerto de Bilbao, con sistemas de almacenamiento temporal, licuefacción y carga a buques.
6. Conexión con el almacenamiento final: acuerdos logísticos y contractuales con el almacenamiento en el Mar del Norte u otros, contemplando plan de contingencia y responsabilidades en caso de no disponibilidad de almacenamiento.
7. Puesta en marcha y fase de pruebas: una vez realizado todo lo anterior, comenzaría una fase piloto de la red, posiblemente con los mencionados volúmenes más bajos de captura y seguramente con alternativa de transporte por carretera, ya que es posible que las plantas de captura puedan ser construidas antes que toda la infraestructura de ductos de transporte.
8. Operación, monitorización y mejora continua: una vez la planta esté en marcha, se debe hacer un seguimiento continuo del correcto funcionamiento de la misma, sobretodo al principio. Se tendrá que valorar también si este seguimiento será realizado por un externo o por trabajadores internos en cada emisor. Además, lo más importante y la finalidad de este proyecto: garantías de certificación del CO₂ almacenado para contabilizar en el mercado de ETS.

3.4 Futuras líneas de trabajo y oportunidades

A lo largo del proyecto han quedado numerosos interrogantes abiertos. A continuación se describen algunos que se pueden considerar interesantes para futuras líneas de investigación:

- Gestión del almacenamiento

En este proyecto, se ha valorado únicamente la opción del almacenamiento en el Mar del Norte por ser el que está ya habilitado en estos momentos. Sin embargo, si estos proyectos perduran en el tiempo, llegará el momento en el que gracias al desarrollo e investigación de más emplazamientos de almacenamiento, se pueda considerar el almacenar en España para abaratar los costes de transporte y así favorecer la viabilidad económica.

España tiene gran potencial de almacenamiento, sobretodo en acuíferos salinos, sin embargo están todavía sin explorar ni investigar. Un proyecto interesante sería estudiar la capacidad de

almacenamiento con la que cuenta el país y ver cómo se podría integrar la logística en este proyecto, eliminando la necesidad y el coste que supone el transporte marítimo de tan larga distancia hasta el Mar del Norte.

- Integración de usos del CO₂

En este proyecto se habla principalmente de CAC, Captura y Almacenamiento del Carbono. Sin embargo, el término más amplio es CAUC, Captura, Almacenamiento y Utilización del Carbono. Un proyecto contemplando los posibles usos y venta del carbono capturado sería muy relevante para futuras aplicaciones de la captura de carbono cuando los proyectos de este tipo estén más desarrollados y se quiera profundizar en ellos.

- Modelo financiero, contractual y de negocio

Como se ha explicado en el apartado anterior, definir el modelo financiero de este proyecto depende de incontables factores impredecibles que hacen que esto sea una labor con márgenes de error muy altos.

Sería interesante realizar un proyecto no tan centrado en cuestiones técnicas sino con enfoque en la parte financiera del asunto, que es al final del día lo que de verdad importa a las empresas que valoran invertir en estos proyectos, contemplando cuestiones como cuál es la manera óptima de dividir los costes e ingresos, plazos de rentabilidad, convenios con entidades financieras etc.

IV. Bibliografía

1. Matt. (2023, 6 de noviembre). CCUS Basics. *CCUS Hub - Carbon Capture, Use and Storage*.
<https://ccushub.ogci.com/ccus-basics/>
2. Rochelle, G. T. (2009). Amine scrubbing for CO₂ capture. *Science*, 325(5948), 1652–1654.
<https://doi.org/10.1126/science.1176731>
3. International Energy Agency (IEA). (2020). *Carbon capture, utilisation and storage: Tracking clean energy progress*. <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage>
4. Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., ... Fennell, P. S. (2018). Carbon capture and storage (CCS): The way forward. *Energy & Environmental Science*, 11(5), 1062–1176. <https://doi.org/10.1039/C7EE02342A>
5. Gazzani, M., & Mazzotti, M. (2018). Techno-economic assessment of CO₂ capture technologies. *Energy Procedia*, 114, 6527–6536.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1734>
6. IEAGHG. (2014). *Evaluation and analysis of post-combustion capture technology* (IEAGHG Report 2014/06). IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
7. [Autor desconocido]. (s.f.). *Incluye diagramas de flujo con intercambiadores y unidades de enfriamiento para gases*. [Nota técnica sin publicación formal].
8. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2005). *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage* (Capítulo 3). Cambridge University Press.
9. [Cita textual sin referencia bibliográfica completa]. (s.f.). “Cooling of the flue gas is necessary to ensure optimal absorption efficiency and avoid amine degradation.”

10. Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., ... Fennell, P. S. (2018). *Energy & Environmental Science*, tabla comparativa de configuraciones reales de plantas piloto.
11. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory (NETL). (2020). *Petra Nova post-combustion carbon capture project*. U.S. DOE.
12. U.S. Department of Energy. (2020). “Designed to capture ~90% of the CO₂ in the flue gas... has successfully captured over 1 million tons per year.” [Informe técnico DOE].
13. SaskPower. (2015). *CCS summary report*. SaskPower.
14. DNV. (s.f.). *Transport of CO₂ by trucks and ships – Technical aspects and requirements*.
<https://www.dnv.com>
15. IEAGHG. (2018). *CO₂ transportation and storage* (IEAGHG Report 2018-02). IEA Greenhouse Gas R&D Programme.

V. Anexos

Anexo 1: Encuesta a los potenciales participantes

1- ¿Cuál es el rango de las emisiones anuales de CO₂ de su planta?

- Menos de 100,000 toneladas
- 100,000 - 500,000 toneladas
- 500,000 - 1,000,000 toneladas
- Más de 1,000,000 toneladas

2- ¿Está usted al corriente de las regulaciones del Sistema de comercio de Emisiones (ETS) que afectan a su empresa? ¿Y a la regulación del Mecanismo de Ajuste en la Frontera por Carbono (CBAM)?

- Afectado por ETS: Sí No
- Afectado por CBAM: Sí No

3- ¿Ha explorado las principales alternativas de descarbonización para su empresa? Seleccione todas las opciones que apliquen

- Eficiencia energética:** renovación de equipos, optimización de procesos, utilización de nuevas tecnologías, mantenimiento frecuente, formación de empleados y otros.
- Electrificación:** Sustituir combustibles fósiles por electricidad, especialmente de fuentes renovables.
- Combustibles alternativos:** Reemplazar los combustibles fósiles con alternativas de bajo carbono como el hidrógeno o la biomasa puede reducir la huella de carbono de las operaciones industriales.
- Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono:** Capturar las emisiones de CO₂ de los procesos industriales y almacenarlas bajo tierra o aprovecharlas en otros procesos.
- Otros (indicar cuál)**
- No he explorado alternativas de descarbonización**

4- ¿Tiene su empresa actualmente un plan de descarbonización?

Sí. Net Zero en _____ (año)

No

5- ¿Contempla su empresa la CAC como una opción para descarbonizar su actividad?

Sí

No

6- ¿Cuál es la previsión de emisiones de CO₂ para los siguientes años?

2030: ____ kt/año

2040: ____ kt/año

2050: ____ kt/año

**7- ¿Cuánto está dispuesto a pagar por tonelada de CO₂ reducida de sus emisiones?
(Considerando la cadena de valor completa: captura, transporte y almacenamiento)**

Menos de 100 €/tCO₂

100 € – 150 €/tCO₂

150 €- 200 €/tCO₂

Más de 200 €/tCO₂

Todavía no lo sé

8- ¿Cuándo espera tener que empezar a capturar el CO₂ que emite su empresa?

Antes de 2030. Año _____

Antes de 2035. Año _____

Después de 2035. Año _____

9- ¿Consideraría la opción de contratar servicios a un tercero para gestionar el tratamiento de sus emisiones de carbono?

Sí

No

10- ¿Consideraría la opción de participar en un Hub de captura de carbono para compartir costes de transporte y almacenamiento con otros emisores?

Sí

No

11- ¿Cuáles son los obstáculos que la empresa afronta de cara a la CAC?

Altos costes

Falta de tecnología

Regulación

Falta de infraestructura

12- ¿Estaría interesado en recibir más información acerca de la CAC o invitaciones a participar en talleres para tratar este tema?

Sí

No