

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Análisis tecnoeconómico de sistema de
almacenamiento de energía basado en CO₂

Autor: Guillermo Reyes de la Fuente

Tutores: Ricardo Chacartegui Ramirez y Jose Manuel Guisado Falante

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2025



Trabajo Fin de Grado
en Ingeniería de la Energía

Análisis tecnoeconómico de sistema de almacenamiento de energía basado en CO₂

Autor:

Guillermo Reyes de la Fuente

Tutores:

Ricardo Chacartegui Ramirez

Catedrático universidad

Jose Manuel Guisado Falante

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2025

Trabajo Fin de Grado: Análisis tecnoeconómico de sistema de almacenamiento de energía basado en CO₂

Autor: Guillermo Reyes de la Fuente

Tutores: Ricardo Chacartegui Ramirez y Jose Manuel Guisado
Falante

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2025

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

A mis amigos

A Agustín

Agradecimientos

Quiero agradecer este trabajo a mi familia y amigos, por su apoyo incondicional. A mis profesores, que a lo largo de la carrera me han enseñado tanto y me han hecho amar una profesión tan importante como la de un ingeniero. A mi tutor Ricardo y a Andrés, por su paciencia, tiempo y conocimiento, con el que he podido realizar este trabajo. Y por último a mi pareja, Agustín, por su capacidad de sacar mi mejor versión, por estar a siempre a mi lado y por nunca dejar de creer en mí.

Sin vosotros no hubiera sido posible.

Muchísimas gracias a todos.

Guillermo Reyes de la Fuente

Sevilla, 2025

Resumen

Con el aumento de la demanda energética y la acentuación de la llamada “curva de pato” en la curva de consumo de electricidad la búsqueda de métodos de almacenamiento energético se ha convertido en una prioridad para la sociedad. Además, la creciente necesidad de reducir la concentración de gases de efecto invernadero, en especial el dióxido de carbono (CO₂) plantea un escenario muy favorable para la implantación de sistemas de almacenamiento de energía basados en CO₂.

La integración de sistemas de captura de carbono con producción y almacenamiento de energía nos plantea un nuevo camino hacia la mejora de la eficiencia y sostenibilidad del sistema. El CO₂ es capturado y utilizado para la producción de energía eléctrica y térmica en un sistema de ciclos transcíticos tras el cual se almacena geológicamente (CEEGS). Esto reduce la dependencia de los combustibles fósiles, y ayuda a la gestión del sistema eléctrico aportando una generación continua y controlada de electricidad, a diferencia de las renovables convencionales.

Este estudio abordará un análisis tecno-económico de el sistema de almacenamiento basado en CO₂ (CEEGS) para diferentes situaciones y casuísticas.

Abstract

With the increasing energy demand and the accentuation of the so-called “duck curve” in electricity consumption, the search for energy storage methods has become a priority for society. Additionally, the growing need to reduce the concentration of greenhouse gases, particularly carbon dioxide (CO₂), creates a highly favorable scenario for the implementation of CO₂-based energy storage systems.

The integration of carbon capture systems with energy production and storage presents a new path toward improving the efficiency and sustainability of the system. CO₂ is captured and used to produce electrical and thermal energy in a transcritical cycle system, after which it is geologically stored (CEEGS). This allows for a decrease in the dependence on fossil fuels. Furthermore, it aids in managing the electrical system by providing continuous and controlled electricity generation, unlike conventional renewables.

This study will address a techno-economic analysis of the CO₂-based energy storage system (CEEGS) for different situations and scenarios.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvi
Índice de Figuras	xviii
Notación	Error! Bookmark not defined.
1 Introducción	1
2 Objetivo	7
3 Sistema bajo estudio	9
3.1. Descripción general y esquema del sistema	9
3.2. Principio de funcionamiento	9
3.3. Almacenamiento de energía térmica	10
3.4. Almacenamiento geológico de CO ₂	10
3.5. Ciclos transcíticos de CO ₂ y TES	11
4 Modelos	12
4.1. Casos de estudio	12
4.1.1 Caso 1: Transporte-Carga-Inyección, Transporte-Descarga-Inyección	12
4.1.2 Caso 2: Producción-Carga-Tanque, Tanque-Descarga-Inyección	13
4.1.3 Caso 3: Producción desde A-Carga-Inyección a B, Producción desde B-Descarga-Inyección A	14
4.1.4 Comparación termodinámica de los casos de estudio	15
4.2. Correlaciones económicas	16
4.2.1 Correlaciones para compresores	16
4.2.2 Correlaciones para turbinas	16
4.2.3 Correlaciones para intercambiadores de calor	17
4.2.4 Correlaciones para intercambiadores de calor de aire	17
4.2.5 Correlaciones para bombas	18
4.2.6 Correlaciones para generadores eléctricos	18
4.2.7 Correlaciones para pozos	18
4.2.8 Correlaciones para tanques de agua	18
4.2.9 Correlaciones para tanques de CO ₂	18
4.2.10 Correlaciones para válvulas de CO ₂	18
4.2.11 Correlaciones para costes directos	19
4.2.12 Correlaciones para costes indirectos	19
4.3. Escenarios económicos	20
4.3.1 Escenario 1: Neutral	20
4.3.2 Escenario 2: Favorable	21
4.3.3 Escenario 3: Desfavorable	22
4.4. Variaciones para estudio	23
4.4.1 Variación de potencia	23

4.4.2	Variación de presión de trabajo	23
4.4.3	Variación de porcentaje de generación térmica (Cogeneración)	25
5	Resultados económicos	29
5.1.	<i>Resultados de costes</i>	29
5.1.1	Caso 1	29
5.1.2	Caso 2	31
5.1.3	Caso 3	33
5.2.	<i>Resultados económicos: Variación de potencia para los distintos escenarios económicos</i>	76
5.2.1	Escenario 1	36
5.2.2	Escenario 2	39
5.2.3	Escenario 3	41
5.3.	<i>Resultados económicos: Variación de presión de trabajo para los distintos escenarios económicos</i>	43
5.3.1	Escenario 1	43
5.3.2	Escenario 2	46
5.3.3	Escenario 3	48
5.4.	<i>Resultados económicos: Variación de porcentaje de generación térmica (Cogeneración) para los distintos escenarios económicos</i>	50
5.4.1	Escenario 1	50
5.4.2	Escenario 2	53
5.4.3	Escenario 3	55
5.5.	<i>Discusión de resultados</i>	57
6	Conclusión	59
	Referencias	61

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Trabajos específicos en los procesos del ciclo transcrítico de CO ₂ del caso 1	13
Tabla 2: Trabajos específicos en los procesos del ciclo transcrítico de CO ₂ del caso 2	14
Tabla 3: Trabajos específicos en los procesos del ciclo transcrítico de CO ₂ del caso 3	15
Tabla 4: Resumen de escenario económico 1: Neutral	20
Tabla 5: Resumen de escenario económico 2: Favorable	21
Tabla 6: Resumen de escenario económico 3: Desfavorable	22
Tabla 7: Resumen de Variación de Presión - Caso 1 (5 MW)	23
Tabla 8: Resumen de Variación de Presión - Caso 2 (5 MW)	24
Tabla 9: Resumen de Variación de Presión - Caso 3 (5 MW)	24
Tabla 10: Resumen de Variación de Trabajo Específico con la Presión	25
Tabla 11: Resumen de datos de cogeneración - Caso 1 – 5 MW	26
Tabla 12: Resumen de datos de cogeneración - Caso 2 – 5 MW	26
Tabla 13: Resumen de datos de cogeneración - Caso 3 – 5 MW	27
Tabla 14: Resumen de costes - Caso 1 - 5 MW	29
Tabla 15: Anexo de datos para el modelaje – Caso 1 - 5 MW	30
Tabla 16: Resumen de costes - Caso 2 - 5 MW	31
Tabla 17: Anexo de datos para el modelaje – Caso 2 - 5 MW	32
Tabla 18: Resumen de costes - Caso 3 - 5 MW	33
Tabla 19: Anexo de datos para el modelaje – Caso 3 - 5 MW	34
Tabla 20: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 1 – Caso 1	36
Tabla 21: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 1 – Caso 2	36
Tabla 22: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 1 – Caso 3	36
Tabla 23: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 2 – Caso 1	39
Tabla 24: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 2 – Caso 2	39
Tabla 25: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 2 – Caso 3	39
Tabla 26: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 3 – Caso 1	41
Tabla 27: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 3 – Caso 2	41
Tabla 28: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 3 – Caso 3	41
Tabla 29: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 1- 5 MW – Caso 1	43
Tabla 30: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 1- 5 MW – Caso 2	43
Tabla 31: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 1- 5 MW – Caso 3	43
Tabla 32: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 2- 5 MW – Caso 1	46
Tabla 33: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 2- 5 MW – Caso 2	46
Tabla 34: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 2- 5 MW – Caso 3	46

Tabla 35: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 3- 5 MW – Caso 1	48
Tabla 36: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 3- 5 MW – Caso 2	48
Tabla 37: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 3- 5 MW – Caso 3	48
Tabla 38: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 1- 5 MW – Caso 1	50
Tabla 39: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 1- 5 MW – Caso 2	50
Tabla 40: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 1- 5 MW – Caso 3	50
Tabla 41: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 2- 5 MW – Caso 1	53
Tabla 42: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 2- 5 MW – Caso 2	53
Tabla 43: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 2- 5 MW – Caso 3	53
Tabla 44: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 3- 5 MW – Caso 1	55
Tabla 45: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 3- 5 MW – Caso 2	55
Tabla 46: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 3- 5 MW – Caso 3	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema básico del sistema CEEGS	9
Figura 2: Diagrama T-s del ciclo transcrito para el caso 1	12
Figura 3: Diagrama T-s del ciclo transcrito para el caso 2	13
Figura 4: Diagrama T-s del ciclo transcrito para el caso 3	15
Figura 5: Representación porcentual de coste de cada equipo – Caso 1 – 5 MW	30
Figura 6: Representación porcentual de coste de cada equipo – Caso 2 – 5 MW	32
Figura 7: Representación porcentual de coste de cada equipo – Caso 3 – 5 MW	34
Figura 8: Resultados económicos gráficos para variaciones de potencia en el escenario 1	38
Figura 9: Resultados económicos gráficos para variaciones de potencia en el escenario 2	40
Figura 10: Resultados económicos gráficos para variaciones de potencia en el escenario 3	42
Figura 11: Resultados económicos gráficos para variaciones de presión en el escenario 1 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3	45
Figura 12: Resultados económicos gráficos para variaciones de presión en el escenario 2 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3	47
Figura 13: Resultados económicos gráficos para variaciones de presión en el escenario 3 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3	49
Figura 14: Resultados económicos gráficos para variaciones de cogeneración en el escenario 1 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3	52
Figura 15: Resultados económicos gráficos para variaciones de cogeneración en el escenario 2 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3	54
Figura 16: Resultados económicos gráficos para variaciones de cogeneración en el escenario 3 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3	56

1 INTRODUCCIÓN

La búsqueda de sistemas de producción de energía renovable y la independencia energética representan dos de los mayores desafíos para Europa en el siglo XXI.

La invasión rusa de Ucrania en 2022 desencadenó una crisis energética comparable a la ocurrida en la década de los 70s, poniendo de manifiesto la vulnerabilidad de la dependencia energética europea, especialmente en combustibles fósiles importados. Sin embargo, esta crisis también ha actuado como un impulso para la transición hacia un modelo energético basado en fuentes renovables y en la descarbonización, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y reforzar la seguridad energética del continente.[1]

El dióxido de carbono (CO₂) es el principal responsable del cambio climático y del aumento de la temperatura global. Se estima que anualmente se emiten a la atmósfera aproximadamente 41 mil millones de toneladas de CO₂, lo que podría provocar consecuencias catastróficas para el planeta si no se toman medidas urgentes. En este contexto, la Unión Europea, junto con otros países industrializados, firmó en 2015 el Acuerdo de París, comprometiéndose a limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C respecto a los niveles preindustriales mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, incluido el CO₂ [2], [3]. Entre las estrategias clave promovidas por la Unión Europea se encuentra la captura y almacenamiento de carbono, una tecnología que no solo mitiga las emisiones, sino que también ofrece nuevas oportunidades para la gestión energética.

La independencia energética de Europa se ha abordado principalmente con las energías renovables. En 2024 las fuentes renovables representaron el 47,4 % de la producción eléctrica en la Unión Europea, con una tendencia al alza para los próximos años. La energía solar fotovoltaica destacó como la tecnología de mayor crecimiento, con un incremento del 21,7 % en la generación eléctrica respecto a 2023 [4]. No obstante, el aumento de la participación de fuentes renovables en el mix energético plantea un desafío significativo: la estabilidad de la red eléctrica debido a la intermitencia de estas fuentes.

Para abordar este problema, los sistemas de almacenamiento de energía han cobrado un papel central. El sistema de bombeo hidráulico, líder en almacenamiento a gran escala, presenta limitaciones relacionadas con la disponibilidad de reservas acuíferas y restricciones geográficas. Por su parte, las baterías de iones de litio han emergido como una solución más versátil, con un aumento de la capacidad instalada en Europa hasta los 17,2 GWh en 2023, un 94 % más que el año anterior. Estas baterías, que se benefician de una fuerte sinergia con la energía solar fotovoltaica, permiten almacenar excedentes de energía durante las horas de mayor radiación y suministrar electricidad en momentos de alta demanda o ausencia de generación solar. Sin embargo, las baterías de litio enfrentan desafíos significativos, como su alto coste por kWh, la limitada capacidad de fabricación en Europa (solo el 13 % del total global) y su limitado uso en aplicaciones a gran escala, siendo un 63 % de la capacidad instalada para uso residencial [5].

El sistema CEEGS, conocido como Carbon Dioxide Energy Storage System, se postula como una alternativa innovadora y prometedora. Este sistema utiliza el CO₂ capturado para generar electricidad y calor a gran escala de manera limpia. Su funcionamiento se caracteriza por la producción de calor y electricidad en dos ciclos transcíticos de CO₂ (carga y descarga), almacenamiento energético y secuestro geológico del CO₂. A diferencia

de las baterías de litio, el CEEGS no depende de materiales escasos ni de cadenas de suministro globales, lo que podría reducir la dependencia de importaciones y fomentar la industria local. Además, su capacidad para operar a gran escala, lo hace idóneo para aplicaciones industriales y de red, complementando las fuentes renovables y contribuyendo a la estabilidad del sistema eléctrico. El CEEGS no solo subsana las deficiencias en la continuidad del suministro de las energías renovables, sino que también une los objetivos de descarbonización con la seguridad energética, posicionándose como una solución idónea para la transición energética europea.

Dado el aumento de la penetración de energías renovables y la necesidad de sistemas de almacenamiento a gran escala y sostenibles, el estudio de tecnologías como el CEEGS toma una gran relevancia en el contexto actual. Investigaciones recientes destacan que los sistemas de almacenamiento basados en CO₂ pueden lograr eficiencias de ciclo de ida y vuelta superiores al 70%, superando las limitaciones geográficas y de materiales de alternativas como el bombeo hidráulico o las baterías de litio [6], [7]. Además, la integración de captura y almacenamiento de carbono con generación de energía aborda directamente el problema de la "curva de pato" en la demanda eléctrica, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y contribuyendo a los objetivos del Acuerdo de París [8]. Estudios tecnoeconómicos previos urgen a analizar estas tecnologías en escenarios reales, ya que ofrecen un potencial para reducir costos en un 20-30% en comparación con sistemas convencionales, especialmente en Europa con precios de electricidad tan dispares y susceptibles a cambios bruscos [9]. Por ello, este trabajo aborda una necesidad en la investigación al realizar un análisis, económico y de viabilidad, detallado del CEEGS en diferentes configuraciones, justificando su relevancia para la transición energética sostenible y la dependencia energética.[10]

2 OBJETIVO

Este trabajo tiene como objetivo realizar un estudio tecno-económico del sistema de almacenamiento de energía basado en CO₂ (Carbon Dioxide Energy Storage System, CEEGS).

En este estudio se analizará como varían los principales indicadores económicos en plantas de tecnología CEEGS, funcionando en diferentes modos de operación, escala y diseño. Mostrando así una visión amplificada sobre las ventajas e inconvenientes de la tecnología.

Se tendrán en cuenta diversas situaciones económicas sobre las que realizar los análisis anteriores. Adaptando la tecnología a las fluctuaciones que puedan producirse en la economía mundial en un futuro.

Con este enfoque, no solo se busca determinar la viabilidad económica del sistema CEEGS, sino también contribuir al conocimiento sobre su potencial como una solución inteligente y sostenible para abordar los desafíos que se presentan en el mercado energético europeo y global,

3 SISTEMA BAJO ESTUDIO

A continuación se desarrollarán los principios de funcionamiento del sistema CEEGS.

3.1 Descripción general y esquema del sistema

El sistema CEEGS integra captura de CO₂ de fuentes industriales, ciclos transcíticos para carga y descarga, almacenamiento térmico en tanques de agua caliente (HT-TES) e hielo (LT-TES), y almacenamiento geológico en formaciones subterráneas. En la fase de carga, el CO₂ se comprime y enfría usando electricidad renovable para almacenar energía térmica; en descarga, se expande para generar electricidad y calor, con secuestro permanente de CO₂. Esto combina eficiencia energética con descarbonización, operando como una batería reversible acoplada a secuestro geológico.

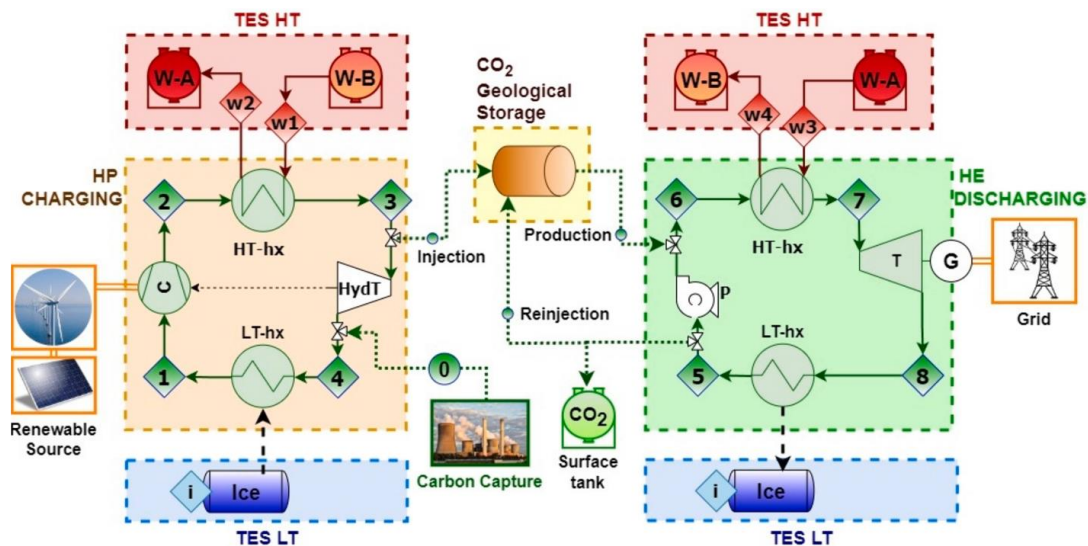


Figura 1: Esquema básico del sistema CEEGS [11]

En la figura se observan las diferentes partes del sistema. En naranja el ciclo transcítico de carga, en rojo el sistema de almacenamiento de agua (HT-TES), en azul el sistema de almacenamiento de hielo (LT-TES), en verde el ciclo transcítico de descarga y por último el almacenamiento geológico de CO₂.

3.2 Principio de funcionamiento

El sistema combina el funcionamiento de una bomba de calor reversible que opera como una batería de Carnot acoplado a un ciclo transcítico de CO₂ para procesos de inyección/producción geológica. La bomba de calor reversible está diseñada para almacenar energía térmica a dos niveles de temperatura: tanques de agua caliente y tanques de hielo. Esto resulta en un sistema con una capacidad significativa de almacenamiento de energía. Los procesos de almacenamiento geológico tienen objetivos adicionales: la totalidad o una fracción del CO₂ será secuestrada permanentemente en la formación geológica. El CO₂ de la planta provendrá de una planta de captura de CO₂. La integración sinérgica es posible gracias al uso del CO₂ como fluido de trabajo en los ciclos transcíticos de la bomba de calor reversible. El rango de alta presión del CO₂ en los ciclos transcíticos permite la inyección/extracción del fluido en formaciones geológicas subterráneas, cerrando el ciclo y proporcionando

una capacidad sustancial de almacenamiento subterráneo.

El funcionamiento del sistema se divide en dos etapas no simultáneas. En la fase de carga, la energía procedente de fuentes renovables se utiliza para operar una bomba de calor de CO₂ transcrítica. La electricidad consumida se almacena en forma de energía térmica de alta temperatura (HT-TES), y almacenamiento de energía térmica de baja temperatura (LT-TES). El sistema puede operar en un ciclo cerrado o en un ciclo abierto, considerando un flujo de CO₂ proveniente de una planta de captura utilizado para gestionar la bomba de calor. En la fase de descarga, la energía térmica almacenada previamente impulsa un motor térmico para generar electricidad a través de un ciclo transcrítico de CO₂. Al igual que en la fase de carga, las características de los parámetros transcríticos del CO₂ permiten la extracción del CO₂ subterráneo y su reinyección en condiciones diferentes tras pasar por el motor térmico. [11]

3.3 Almacenamiento de energía térmica

El enfoque de la batería de Carnot se basa en el almacenamiento térmico a dos niveles de temperatura donde opera la bomba de calor. En el concepto propuesto, la combinación de este almacenamiento térmico con la energía mecánica de un gas presurizado amplía el rango de aplicaciones y proporciona eficiencias eléctricas de ida y vuelta relativamente altas. Estas dependen principalmente de las temperaturas de almacenamiento térmico en los lados de alta y baja temperatura, así como de una buena integración en los perfiles de temperatura de intercambio de calor entre el CO₂ de los ciclos transcríticos y los medios de almacenamiento térmico de baja temperatura.

Considerando el rango de temperatura del ciclo termoeléctrico, con temperaturas calientes moderadas, se utiliza agua líquida caliente como medio de almacenamiento de calor sensible para el HT-TES y el hielo para el almacenamiento de calor latente en el LT-TES. Estos medios se seleccionan debido a sus ideales perfiles de temperatura en los intercambios de calor con el CO₂ para el rango operativo de temperaturas y presiones, así como por sus favorables características físicas, ambientales, económicas y operativas. [11]

3.4 Almacenamiento geológico de CO₂

Las formaciones geológicas utilizadas para el almacenamiento de CO₂ incluyen yacimientos de petróleo y gas agotados y acuíferos salinos profundos. Las rocas máficas y ultramáficas (por ejemplo, basaltos) han ganado interés recientemente debido a la rápida carbonatación mineral. El CO₂ se inyecta en estas formaciones, a presiones elevadas, con un aumento de temperatura.

En la inyección de CO₂ en formaciones geológicas, las condiciones de temperatura y presión pueden impactar significativamente la seguridad y efectividad del almacenamiento a largo plazo. La temperatura en la formación geológica puede afectar la capacidad de almacenamiento de CO₂, la movilidad del gas en medios porosos y la estabilidad de la formación geológica. Temperaturas más altas aumentan la movilidad del CO₂ y otros fluidos subterráneos, incrementando el riesgo de fugas. Estas deben mantenerse en un rango operativo adecuado, asegurando que el CO₂ esté en estado líquido o supercrítico durante la inyección y en el reservorio subterráneo, y dentro de umbrales de presión para evitar riesgos de fugas, fracturación del reservorio o de la roca de cobertura, y la inducción de sismicidad. Las presiones deben monitorearse cuidadosamente durante todo el proceso de inyección de CO₂ para garantizar un funcionamiento correcto dentro de los límites adecuados para una inyección segura y efectiva. [11]

3.5 Ciclo transcrito de CO₂ y TES

El ciclo de carga comenzaría con una expansión desde las condiciones de transporte del CO₂ capturado previamente o del pozo, donde ha sido almacenado previamente, hasta las de evaporación en el lado de baja temperatura. Tras la compresión y el enfriamiento supercrítico, el CO₂ se inyectaría en una formación geológica subterránea o tanque en superficie completando la secuencia 0-4-1-2-3-G. El ciclo de descarga comenzaría con la producción de CO₂ desde la formación geológica subterránea, condiciones de transporte o tanque en superficie. Tras la compresión subcrítica y calentamiento supercrítico, el CO₂ se expande en la turbina y pasa por el condensador, pudiendo ser reinyectado en la formación geológica, completando la secuencia G-6-7-8-5-G. [11]

4 MODELOS

A continuación se desarrollarán los modelos utilizados en los análisis económicos de este trabajo y las hipótesis y suposiciones tomadas para su desarrollo.

4.1 Casos de estudio

Para el estudio se han planteado tres diferentes configuraciones de la planta, llamados casos. Cada una de las configuraciones mantiene el mismo principio de funcionamiento, pero con diferencias y cambios entre ellos.

En todas las configuraciones se han considerado un caudal másico de CO₂ idéntico tanto en la carga como en la descarga, y una profundidad del pozo de inyección de 1 km.

Para todos los diagramas T-s se utiliza la siguiente notación: azul-carga, rojo-descarga, amarillo-común en ambas

4.1.1 Caso 1: Transporte-Carga-Inyección, Transporte-Descarga-Inyección

El periodo de carga empieza con el CO₂ en condiciones de transporte y es expandido por una turbina hasta la presión de carga (31.3 bar) para que al evaporarse enfríe el tanque de baja presión, una vez evaporado se comprime hasta llegar a la presión del ciclo y allí se enfría hasta los 30°C utilizando el agua del tanque de alta presión y se expande hasta la presión de inyección correspondiente a la profundidad del pozo.

El período de descarga comienza de manera idéntica, con el CO₂ en condiciones de transporte. Seguidamente es bombeado hasta la presión del ciclo y calentado utilizando el calor almacenado en el tanque de alta presión en la carga, una vez que alcanza la temperatura máxima se expande mediante una turbina hasta la presión de descarga (38.7 bar). En ese punto se condensa, utilizando el frío almacenado en el tanque de baja presión en la carga. Una vez se ha condensado, se bombea hasta la presión de inyección correspondiente a la profundidad del pozo.

A continuación, se muestran los resultados de su modelaje en el sistema EES:

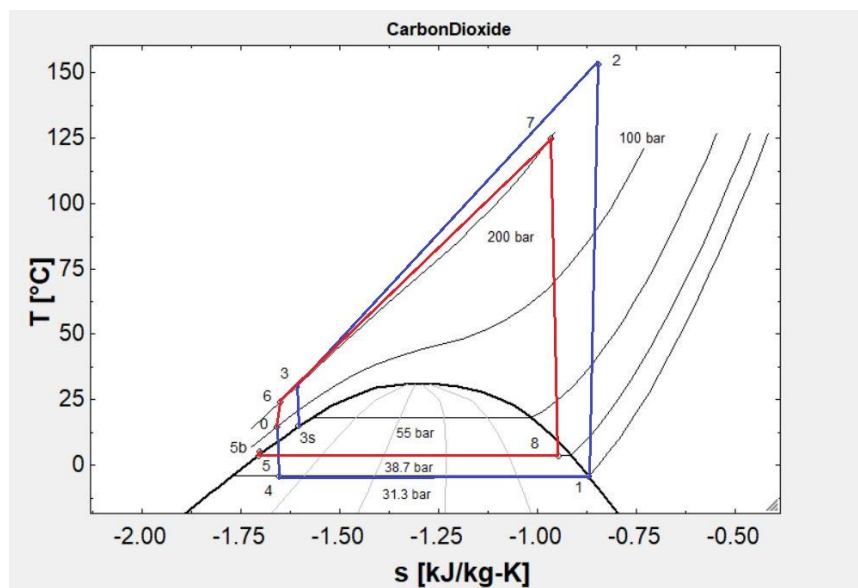


Figura 2: Diagrama T-s del ciclo transcrito para el caso 1

Proceso	Trabajo Específico [kJ/kg]	Paso
Turbina Transporte/Carga	7,52	0-4
Q_{LTC}	210,20	4-1
Compresor Carga	95,49	1-2
Q_{HTC}	273,40	2-3
Turbina Inyección	14,77	3-3s
Bomba Descarga	12,83	0-6
Q_{HTD}	236,20	6-7
Turbina Descarga	58,91	7-8
Q_{LTD}	210,20	8-5
Bomba Inyección Descarga	2,09	5-5b

Tabla 1: Trabajos específicos en los procesos del ciclo transcrito de CO₂ del caso 1

La Tabla 1 detalla los trabajos específicos en cada proceso: la compresión supercrítica en carga consume 95,49 kJ/kg, significativamente mayor que la bomba subcrítica en descarga (12,83 kJ/kg), debido a las propiedades del CO₂ transcrito que requieren más energía para superar el punto crítico.

Se observa una diferencia significativa entre la compresión supercrítica (Compresor) y la subcrítica (Bomba) en la carga y la descarga respectivamente. Además de una diferencia notable entre los Q específicos en HT para la carga y la descarga, no siendo así para los Q específicos en LT, donde se mantiene constante en ambos casos.

4.1.2 Caso 2: Producción-Carga-Tanque, Tanque-Descarga-Inyección

El período de carga empieza con el CO₂ en condiciones de almacenamiento en la formación geológica, una vez se extrae alcanza una presión y una temperatura correspondiente a la profundidad del pozo. Seguidamente es condensado a esa misma presión mediante el aire ambiente y utilizando una válvula se expande hasta alcanzar el punto de inicio del ciclo. Una vez alcanzada la presión de carga (31.3 bar) se evapora completamente enfriando el tanque de baja presión, tras lo que se comprime hasta la presión del ciclo y se enfría utilizando el agua del tanque de alta presión. Al enfriar el CO₂ se almacena en un tanque en la superficie a la presión del ciclo.

El período de descarga comienza con el CO₂ a la presión del ciclo tras salir del tanque en superficie seguidamente, y sin compresión adicional, es calentado utilizando el calor almacenado en el tanque de alta presión en la carga. Una vez que alcanza la temperatura máxima se expande mediante una turbina hasta la presión de descarga (38.7 bar). En ese punto se condensa, utilizando el frío almacenado en el tanque de baja presión en la carga. Una vez se ha condensado, se bombea hasta la presión de inyección correspondiente a la profundidad del pozo.

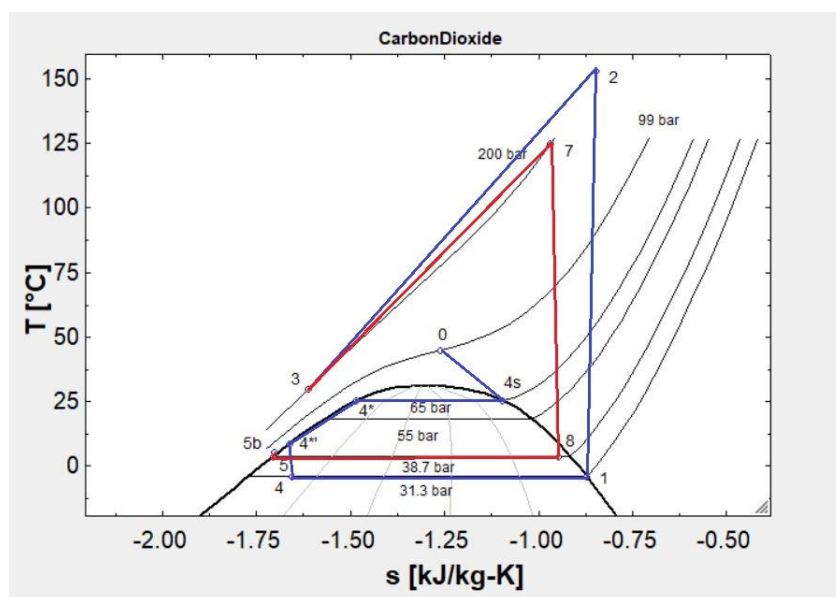


Figura 3: Diagrama T-s del ciclo transcrito para el caso 2

Proceso	Trabajo Específico [kJ/kg]	Paso
Q _{LTC, prod}	170,30	0-4
Q _{LTC}	210,20	4-1
Compresor Carga	95,49	1-2
Q _{HTC}	273,40	2-3
Q _{HTD}	224,10	3-7
Turbina Descarga	58,91	7-8
Q _{LTD}	210,20	8-5
Bomba Inyección Descarga	2,09	5-5b

Tabla 2: Trabajos específicos en los procesos del ciclo transcrito de CO₂ del caso 2

En la Tabla 2, los trabajos específicos son similares al Caso 1, con la compresión en carga dominando (95,49 kJ/kg), pero el Q_{HTD} es menor (224.1 kJ/kg), indicando sobrante térmico para cogeneración.

En este caso se observa la inclusión de un nuevo proceso (Q_{LTC prod}) que se debe al calor que debe ser extraído del CO₂ una vez sale del pozo de producción, en este diseño se conseguirá enfriar mediante un intercambiador de calor con el aire.

Además, se omite el proceso de compresión en la descarga al mantener el tanque exterior la presión del CO₂ durante el almacenamiento.

Para los procesos restantes se observa unos resultados muy parecidos al caso 1

4.1.3 Caso 3: Producción desde A-Carga-Inyección a B, Producción desde B-Descarga-Inyección a A

El período de carga empieza con el CO₂ en condiciones de almacenamiento en la formación geológica A, una vez se extrae alcanza una presión y una temperatura correspondiente a la profundidad del pozo A. Seguidamente es condensado a esa misma presión mediante el aire ambiente y utilizando una válvula se expande hasta alcanzar el punto de inicio del ciclo. Una vez alcanzada la presión de carga (31.3 bar) se evapora completamente enfriando el tanque de baja presión, tras lo que se comprime hasta la presión del ciclo y se enfría utilizando el agua del tanque de alta presión. Al enfriar el CO₂ se expande hasta la presión de inyección correspondiente a la profundidad del pozo B.

El período de descarga comienza con el CO₂ en condiciones de almacenamiento en la formación geológica B, una vez se extrae alcanza una presión y una temperatura correspondiente a la profundidad del pozo B. Seguidamente es condensado a esa misma presión mediante el aire ambiente y se comprime mediante una bomba hasta la presión del ciclo y calentado utilizando el calor almacenado en el tanque de alta presión en la carga. Una vez que alcanza la temperatura máxima se expande mediante una turbina hasta la presión de descarga (38.7 bar). En ese punto se condensa, utilizando el frío almacenado en el tanque de baja presión en la carga. Una vez se ha condensado, se bombea hasta la presión de inyección correspondiente a la profundidad del pozo A.

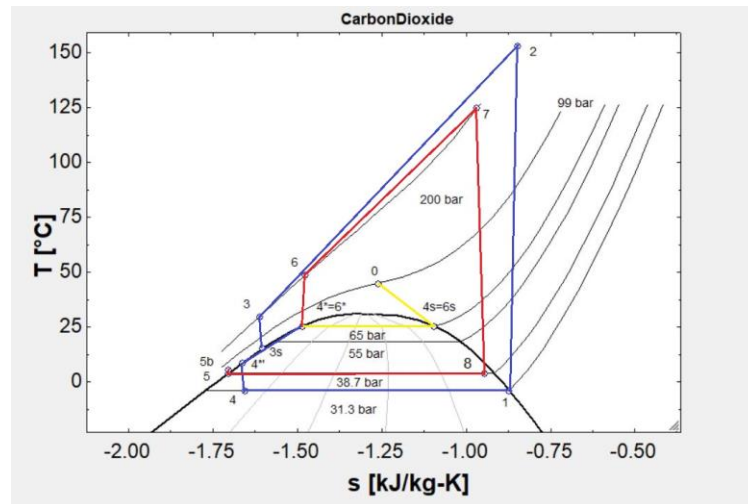


Figura 4: Diagrama T-s del ciclo transcrito para el caso 3

Proceso	Trabajo Específico [kJ/kg]	Paso
$Q_{LTC, prod}$	170,30	0-4*
Q_{LTC}	210,20	4-1
Compresor Carga	95,49	1-2
Q_{HTC}	273,40	2-3
Turbina Inyección Carga	14,77	3-3s
$Q_{LTD, prod}$	116,10	0-6*
Bomba Descarga	20,71	6*-6
Q_{HTD}	181,70	6-7
Turbina Descarga	58,91	7-8
Q_{LTD}	210,20	8-5
Bomba Inyección Descarga	2,09	5-5b

Tabla 3: Trabajos específicos en los procesos del ciclo transcrito de CO₂ del caso 3

La principal diferencia en los resultados del caso 3 está en la división del Q necesario tras la producción desde el pozo, debido a la diferencia de los procesos de carga y descarga, además de la adición de trabajos específicos con bombas adicionales (20.71 kJ/kg en descarga), debido a la alternancia de pozos.

Asimismo, el Q en la descarga para el intercambiador de HT es notablemente inferior que el Q en la carga, dejando una gran cantidad de potencia térmica sobrante.

Para los procesos restantes se observa unos resultados muy parecidos a los anteriores casos.

4.1.4 Comparación termodinámica de los casos de estudio

El caso 1 utiliza CO₂ capturado en condiciones de transporte, con un ciclo transcrito que incluye compresión supercrítica en carga (Tabla 1) y expansión en turbina en descarga (Tabla 1). La Figura 1 muestra una compresión isentrópica pronunciada (1-2) y una eficiencia de ciclo de aproximadamente 60%. Esta configuración es eficiente para sistemas donde el CO₂ ya está disponible en estado líquido, minimizando procesos adicionales, pero requiere alta presión (100 bar), lo que incrementa el consumo energético.

En el segundo caso se incorpora un tanque superficial para almacenamiento intermedio, eliminando la compresión en descarga (Tabla 2). La Figura 2 muestra un ciclo más simple, con un Q_{HTD} reducido, lo que

permite sobrante térmico para cogeneración. La eficiencia es similar al Caso 1 (~60%), pero la ausencia de compresión en descarga reduce el trabajo específico total en un 10% aproximadamente. Sin embargo, el enfriamiento postproducción (QLTC) añade complejidad al ciclo, lo que puede limitar su eficiencia en climas cálidos, además de requerir de un intercambiador fluido-aire que aumenta el coste.

El caso 3 alterna dos pozos para optimizar el almacenamiento geológico. La Figura 3 indica un Q HTD aún más bajo, maximizando el calor para cogeneración, con una eficiencia ligeramente superior (~62%) debido a la optimización de flujos (Tabla 3). Sin embargo, el uso de bombas adicionales en descarga incrementa el trabajo específico. Este diseño es ideal para maximizar el secuestro de CO₂, sin embargo, depende de la disponibilidad de formaciones geológicas para que sea viable.

En resumen, el primer caso se beneficia de la disponibilidad de CO₂ en estado de transporte. El caso 2, permite simplificar el ciclo y abaratar costes incluyendo un tanque de almacenamiento intermedio. Por último, el caso 3, necesita dos formaciones geológicas para su operación, haciendo sin embargo, que el calor de proceso requerido sea mucho menor.

4.2 Correlaciones económicas

Para el estudio económico de la tecnología se han utilizado diferentes correlaciones para los equipos que componen la planta de estudio.

Cada correlación cuenta con unos parámetros de escala y un rango de aplicación, en el cuál la correlación se considera fiable.

La aplicación de correlaciones económicas nos ha permitido escalar las plantas de estudio para diferentes potencias y configuraciones.

4.2.1 Correlaciones para compresores

$$C_c = 134400 \cdot W^{0.8} \cdot f_p \cdot f_t \quad (1)$$

$$f_p = 1 \quad \text{si } p_{max} < 10MPa$$

$$f_p = 0.8 + 0.2 \cdot p_{max} \quad \text{si } p_{max} \geq 10MPa$$

$$f_t = 1 \quad \text{si } T_{max} < 400^\circ C$$

$$f_t = 5.32 - 0.0238 \cdot T_{max} + 0.00003 \cdot T_{max}^2 \quad \text{si } T_{max} \geq 400^\circ C$$

Parámetros de escala: Presión máxima [MPa], temperatura máxima [°C], trabajo [MW]

Rango de aplicación: $W=1.5-200$ MW

Aplicación de la correlación: Sistemas geotérmicos EGS, sistemas de generación eléctrica: centrales térmicas, nucleares, solares [12], [13]

4.2.2 Correlaciones para turbinas

$$C_t = 168840 \cdot W^{0.8} \cdot f_p \cdot f_t \quad (2)$$

$$f_p = 1 \quad \text{si } p_{max} < 10MPa$$

$$f_p = 0.8 + 0.2 \cdot p_{max} \quad \text{si } p_{max} \geq 10MPa$$

$$f_t = 1 \quad \text{si } T_{max} < 400^\circ C$$

$$f_t = 5.32 - 0.0238 \cdot T_{max} + 0.00003 \cdot T_{max}^2 \quad \text{si } T_{max} \geq 400^\circ C$$

Parámetros de escala: Presión máxima [MPa], temperatura máxima [°C], trabajo [MW]

Rango de aplicación: $W=10-750$ MW

Aplicación de la correlación: Sistemas geotérmicos EGS, sistemas de generación eléctrica: centrales térmicas, nucleares, solares [12], [13]

4.2.3 Correlaciones para intercambiadores de calor

$$C_{HX} = 420 \cdot U \cdot A \cdot f_p \cdot f_t \quad (3)$$

$$f_p = 1 \quad \text{si } p_{max} < 10MPa$$

$$f_p = 0.8 + 0.2 \cdot p_{max} \quad \text{si } p_{max} \geq 10MPa$$

$$f_t = 1 \quad \text{si } T_{max} < 400^\circ C$$

$$f_t = 5.32 - 0.0238 \cdot T_{max} + 0.00003 \cdot T_{max}^2 \quad \text{si } T_{max} \geq 400^\circ C$$

Parámetros de escala: Presión máxima [MPa], temperatura máxima [°C], área de transferencia [m^2], coeficiente de transferencia [$\frac{kW}{m^2 \cdot K}$]

Rango de aplicación: $U \cdot A = 160-21500$ [$\frac{kW}{.K}$]

Aplicación de la correlación: Sistemas geotérmicos EGS, sistemas de generación eléctrica: centrales térmicas, nucleares, solares [12], [13]

4.2.4 Correlaciones para intercambiadores de calor de aire

$$C_{HX \text{ air}} = 32.88 \cdot UA^{0.75} \quad (4)$$

Parámetros de escala: Área de transferencia [m^2], coeficiente de transferencia [$\frac{kW}{m^2 \cdot K}$]

Rango de aplicación: $U \cdot A = 860-7500$ [$\frac{kW}{.K}$]

Aplicación de la correlación: Sistemas de generación eléctrica: centrales térmicas, nucleares, solares [12], [13]

4.2.5 Correlaciones para bombas

$$C_p = 1120 \cdot W^{0.8} \quad (5)$$

Parámetros de escala: Trabajo [kW]

Aplicación de la correlación: Sistemas de potencia con sCO₂ [14]

4.2.6 Correlaciones para generadores eléctricos

$$C_{gen} = 84.5 \cdot P_{gen}^{0.95} \quad (6)$$

Parámetros de escala: Potencia eléctrica [MW]

Rango de aplicación: $W=4-750$ MW

Aplicación de la correlación: Sistemas de potencia con sCO₂ con calcium looping [15]

4.2.7 Correlaciones para pozos

$$C_{well} = 5.548 \cdot 10^5 \cdot n \cdot \log(d) + 0.2171 \cdot n \cdot d^2 + 8.135 \cdot 10^5 \quad (7)$$

Parámetros de escala: Profundidad [m], número de pozos

Rango de aplicación: $d=100-9000$ m

Aplicación de la correlación: Pozos geotérmicos [16]

4.2.8 Correlaciones para tanques de agua

$$C_{Water\ tank} = 83 \cdot V_{tank} \quad (8)$$

Parámetros de escala: Volumen [m^3]

Aplicación de la correlación: Sistemas de almacenamiento en plantas termo solares [17]

4.2.9 Correlaciones para tanques de CO₂

$$C_{CO_2\ tank} = 4042 \cdot V_{tank}^{0.506} \quad (9)$$

Parámetros de escala: Volumen [m^3]

Aplicación de la correlación: Almacenamiento de CO₂ [18]

4.2.10 Correlaciones para válvulas de CO₂

$$C_{valve} = 114.5 \cdot m_{CO_2} \quad (10)$$

Parámetros de escala: Caudal de CO₂ [m_{CO_2}]

Aplicación de la correlación: Sistemas de refrigeración con CO₂

4.2.11 Correlaciones para costes directos

$$C_{materiales} = 8\% \sum C_{equipos} \quad (11)$$

$$C_{mano\ de\ obra} = 12\% \sum C_{equipos} \quad (12)$$

$$C_{piping} = 3\% \sum C_{equipos} \quad (13)$$

$$C_{control} = 5\% \sum C_{equipos} \quad (14)$$

$$C_{terreno} = 3\% \sum C_{equipos} \quad (15)$$

$$C_{transporte\ y\ obra\ civil} = 15\% \sum C_{equipos} \quad (16)$$

Aplicación de las correlaciones: Sistemas geotérmicos EGS [12], [13]

4.2.12 Correlaciones para costes indirectos

$$C_{indirectos} = 8\% \sum C_{directos} \quad (17)$$

Aplicación de las correlaciones: Sistemas geotérmicos EGS [12], [13]

4.3 Escenarios económicos

Para un mejor análisis y una mayor visión, se ha optado por la generación de 3 escenarios económicos, denominados neutral, favorable y desfavorable. Cada uno de ellos va a producir resultados diferentes que se discutirán mas adelante.

4.3.1 Escenario económico 1: Neutral

Variable	Valor [EUR/MWh]	Hipótesis
Precio Gas Natural	34,76	Precio mercado libre España Media 2024
Precio Electricidad Compra	28,14	Media precio electricidad 11:00- 18:00 España 2024
Precio Electricidad Venta	87,64	Media precio electricidad 17:00-00:00 España 2024
Precio Venta Calor HT	27,81	Precio 80 % Gas Natural
Precio Venta Calor LT	35,05	Precio electricidad si generado por un ciclo de 2.5 de COP en horas de descarga
Tasa de Descuento [%]	3,24	Valor Julio 2025 en España

Tabla 4: Resumen de escenario económico 1

En este primer escenario se ha planteado unas condiciones económicas parecidas a la realidad de España en 2025. Para calcular el precio medio en las fases de carga y descarga se ha consultado la pagina web del OMIE (Operador Mercado Ibérico de Energía), la cuál nos facilita datos horarios para cada día del año.

El criterio horario para la carga se ha basado en cuando la electricidad alcanzaba un precio mas bajo (durante las horas de sol, gracias a la tecnología fotovoltaica) y cuando alcanzaba valores elevados se ha tomado el periodo de descarga (durante las horas sin sol, cuando hay un pico de consumo en, hogares sobretodo, que coincide con la ausencia de fotovoltaica).

Para el cálculo del precio medio se han tomado 4 días en cada estación del año (invierno, primavera, verano y otoño) anotando el precio para las horas de estudio y realizando una media aritmética para cada fase (una para la carga y otra para la descarga). Las horas de cada fase han variado para cada estación, alineándose con las cantidades de horas solares para cada época del año.

En general los precios mas beneficiosos (carga baratos y descarga caros) de la electricidad se han dado en primavera, esto debido a la abundancia de días soleados y a las suaves temperaturas, que tienen como consecuencia una elevada producción fotovoltaica cuyos equipos electrónicosno se ven afectados por las altas temperaturas que se dan en verano, las cuáles hacen que la producción baje.[19]

El precio del gas natural se ha tomado de la página web de MIBGAS (Mercado Ibérico del Gas), la cuál muestra precios intradiarios del gas natural en el mercado ibérico. Se ha tomado el precio medio en julio de 2025 en España. La hipótesis tomada de cara a la venta de calor mediante cogeneración es que el precio de compra es un 80% del total de gas natural. Se intenta así plantear una oferta competitiva que sea atractiva de cara a cambiar el modo de generar calor, pasando de comprar gas a utilizar calor producido en nuestra planta.

En cuanto a la venta de frío se ha tomado como referencia un ciclo de refrigeración con un COP de 2.5, por tanto, su precio está fijado en cuánto costaría la compra de la electricidad (en la fase de descarga) para la

producción de una cantidad de frío. Siendo esa métrica directamente proporcional al precio establecido de compra de electricidad para la fase de descarga.

Por último, el valor de la tasa de descuento se ha tomado en referencia al ofrecido en España para Julio de 2025 en inversiones de carácter parecido por entidades bancarias.

En conclusión, el escenario 1 pretende mostrar una realidad económica conservadora, sin mostrar un gran cambio en el mercado durante la duración de la inversión. Es por esto por lo que se han propuesto dos escenarios más para el estudio.

4.3.2 Escenario económico 2: Favorable

Variable	Valor [EUR/MWh]	Hipótesis
Precio Gas Natural	99,16	Precio mercado libre España Media 2022
Precio Electricidad Compra	0,00	Bajada del precio en horas de carga debido a la instalación de plantas de energías renovables
Precio Electricidad Venta	87,64	Estabilidad del precio en horas de Descarga
Precio Venta Calor HT	79,33	Precio 80 % Gas Natural
Precio Venta Calor LT	35,05	Precio electricidad si generado por un ciclo de 2.5 de COP en horas de descarga
Tasa de Descuento [%]	2,00	Valor para estabilidad económica

Tabla 5: Resumen de escenario económico 2

Para el escenario 2 las hipótesis se han centrado en un ambiente favorable para nuestro estudio.

Principalmente, la bajada del precio de compra de electricidad en las horas de carga debido a la instalación masiva de plantas de energía renovable que, bajarían el precio de la compra a 0 euros el MWh por exceso de oferta. Además de una estabilidad del precio de venta por la baja integración de sistemas de almacenamiento en el mercado eléctrico.

El precio del gas natural también se ve modificado, mostrando el precio en España para 2022, fecha en la que los precios rompieron récords debido al reciente conflicto entre Ucrania y Rusia, lo cual nos muestra la volatilidad del precio de los combustibles fósiles. Este tipo de conflictos se podrían dar en un futuro, haciendo así la venta de gas cada vez menos rentable en el mercado global y facilitando la entrada de generación de calor por vías alternativas.

La tasa de descuento muestra un valor estándar para un riesgo bajo.

En resumen, el escenario 2 consiste en crear el ambiente económico mas favorable para la planta. El análisis nos mostrará como reaccionaría la inversión a cambios en el mercado.

4.3.3 Escenario económico 3: Desfavorable

Variable	Valor [EUR/MWh]	Hipótesis
Precio Gas Natural	33,58	Precio predicción mercado libre España Media 2026
Precio Electricidad Compra	28,14	Estabilidad del precio en horas de carga
Precio Electricidad Venta	72,52	Bajada de precios en horas de descarga por instalación masiva de sistemas de acumulación
Precio Venta Calor HT	26,86	Precio 80 % Gas Natural
Precio Venta Calor LT	29,01	Precio electricidad si generado por un ciclo de 2.5 de COP en horas de descarga
Tasa de Descuento [%]	6,00	Valor para incertidumbre económica

Tabla 6: Resumen de escenario económico 3

En contraste, para el escenario 3 las hipótesis se han centrado en un ambiente desfavorable para nuestro estudio.

Empezando por el precio de la electricidad, se toman precios estables para las horas de carga, ilustrando un hipotético caso en el que la saturación de la red eléctrica española no permita la instalación masiva de plantas de energía renovable. Para las horas de descarga se daría el caso contrario, donde los sistemas de acumulación instalados harían que aumentase la oferta en ese período, bajando los precios de venta de electricidad con respecto al escenario 1.

El gas natural seguiría la previsión de bajada por el MIBGAS para 2026, excluyendo aumentos por conflictos internacionales.

La tasa de descuento muestra un valor estándar para un riesgo alto.

El escenario 3 muestra un ambiente para la inversión muy agresivo, el análisis nos mostrará como se podría comportar la planta frente cambios en el mercado, esta vez desfavorables.

4.4 Variaciones para estudio

4.4.1 Variación de potencia

Se realizará un estudio económico para cada caso variando la potencia entre 5, 50 y 100 MW. Abarcando así una amplia gama de tamaños de planta que pudieran referirse desde a aplicaciones para autoconsumo industrial, hasta venta de electricidad masiva.

Los resultados de trabajo específico para estas variaciones son idénticos a los expuestos en el apartado 4.1, esto debido a que el ciclo termodinámico no sufre ninguna variación, mas que el aumento del gasto másico y el aumento de la potencia y tamaño de los equipos. Esto variará los resultados económicos, pero no los termodinámicos.

4.4.2 Variación de presión de trabajo

En cada uno de los tres casos presentados se realizará un análisis variando la presión máxima alcanzada en el ciclo entre 200, 150, y 100 bar. Mostrando así el cambio en los costes de los equipos, las potencias para cada proceso y el rendimiento para las diferentes presiones.

Métrica	200 bar	150 bar	100 bar
Caudal CO2 [kg s ⁻¹]	113,70	120,00	153,50
Pot. Eléctrica Compra [MW]	8,32	7,13	6,39
Pot. Eléctrica Venta [MW]	5,00	5,00	5,00
Rendimiento Eléctrico [%]	60,07	70,09	78,23

Tabla 7: Resumen de Variación de Presión - Caso 1 (5 MW)

En los resultados para el caso 1 se observa que, para presiones mas bajas, especialmente a 100 bar, hay un aumento del rendimiento eléctrico.

Esto se debe principalmente al prescindimiento de la compresión en la descarga para el análisis con 100 bar de presión de trabajo, debido a que el CO₂ ya se encuentra a esa presión en las condiciones de transporte

Además, con el descenso de la presión se produce un descenso del trabajo específico en la compresión y un descenso, pero mas leve, en la expansión, como se puede observar en la tabla 10.

La diferencia entre el descenso de trabajo específico en la compresión y el de la expansión se debe a la diferencia entre las temperaturas: la temperatura alcanzada tras la compresión es mayor que desde la que se hace la expansión, y debido a la diferencia entre las presiones: la presión desde la que se comprime es menor que hasta la que se expande.

Generando el cómputo una situación en la que para presiones mas bajas la potencia consumida es menor que para presiones mas altas, quedando la potencia vertida constante.

El caudal másico se ve aumentado al descender la presión debido al descenso del trabajo específico.

$$\eta_{eléctrico} = \frac{\text{Pot.Eléctrica Venta}}{\text{Pot.Eléctrica Compra}} \quad (17)$$

Métrica	200 bar	150 bar	100 bar
Caudal CO2 [kg s ⁻¹]	88,00	103,80	153,50
Pot. Eléctrica Compra [MW]	8,40	8,01	8,30
Pot. Eléctrica Venta [MW]	5,00	5,00	5,00
Rendimiento Eléctrico [%]	59,50	62,46	60,23

Tabla 8: Resumen de Variación de Presión - Caso 2 (5 MW)

Para el segundo caso se muestran unos resultados que siguen la tendencia expuesta para el caso 1, sin embargo, no se observa ese repunte en el rendimiento eléctrico para la presión de 100 bar al no necesitar para ninguno de los casos una compresión en la descarga, gracias al tanque de CO₂.

Otra diferencia notable es el drástico aumento del gasto másico, que produce un incremento de la potencia de los equipos. Producido por la necesidad de contrarrestar el descenso del trabajo específico, que se ve especialmente acentuado en este caso al no tener expansiones que generen trabajo, a parte de la final. Haciendo que la potencia del compresor tenga que ser adquirida íntegramente, sin restar potencia generada por expansiones dentro del ciclo, como ocurre en el caso 1 y 3.

Métrica	200 bar	150 bar	100 bar
Caudal CO2 [kg s ⁻¹]	138,50	143,50	185,50
Pot. Eléctrica Compra [MW]	11,18	9,61	9,12
Pot. Eléctrica Venta [MW]	5,00	5,00	5,00
Rendimiento Eléctrico [%]	44,72	52,03	54,84

Tabla 9: Resumen de Variación de Presión – Caso 3 (5 MW)

Por último, el caso 3 muestra unos valores esperados, si tenemos en cuenta lo analizado en los anteriores casos.

El aumento progresivo del rendimiento eléctrico, que sigue una tendencia casi lineal, gracias al descenso de los consumos, es algo esperable para un ciclo que es casi idéntico para la carga que para la descarga.

Destacar el ligero aumento del gasto másico, en comparación con el caso 2.

Trabajo Específico [kJ/kg]	200 bar	150 bar	100 bar
Turbina Transporte/Carga	7,52	7,52	7,52
Compresor Carga	95,49	77,12	54,08
Turbina Inyección	14,77	10,15	4,93
Bomba Descarga Prod (desde 65 bar)	20,71	13,31	5,63
Bomba Descarga (desde 100 bar)	12,83	6,47	0,00
Turbina Descarga	58,91	50,24	34,67
Bomba Inyección	2,09	2,09	2,09

Tabla 10: Resumen de Variación de Trabajo Específico con la Presión

En la anterior tabla podemos observar la variación del trabajo específico para los procesos que se dan en los ciclos 1, 2 y 3.

Destacar el ligero cambio entre el trabajo en la expansión de la turbina de descarga comparado con el del compresor, que es mas acentuado. Esto genera el que el rendimiento eléctrico vaya en aumento para presiones mas bajas.

Se puede observar como determinados equipos sufren nulas o pequeñas variaciones, debido a que sus procesos no dependen de la presión de trabajo. Véase la turbina desde las condiciones de transporte o la bomba previa a la inyección en el pozo.

En general se observa un comportamiento no lineal de las variaciones de los trabajos específicos, que añade un interés al estudio de esta casuística.

4.4.3 Variación de porcentaje de generación térmica (cogeneración)

La cogeneración es el proceso por el cuál se genera energía térmica, aprovechando la energía térmica sobrante en los gases de escape, tras realizarse un ciclo de potencia con la finalidad de producir energía eléctrica.

En nuestro sistema de estudio se plantean la utilización de una parte de la energía térmica del ciclo para su venta directa, en vez de emplear ese calor en el ciclo para la producción de electricidad.

Las consecuencias serían la disminución de la potencia eléctrica del ciclo, con el añadido de la posibilidad de la venta de la potencia térmica.

En este estudio se analizarán 4 casos: sin cogeneración, utilización del 20% de la energía térmica tanto en la carga como en la descarga para venta, e igual para el 40% y 60% de la energía térmica.

Cabe destacar que la energía térmica producida en la carga en el tanque de HT es siempre mayor que la necesaria en la descarga, por tanto, ese calor también se vende en los casos de cogeneración del 20, 40 y 60%. En este caso sin penalizar la potencia eléctrica generada.

Potencia [MW]	Cogen 0	Cogen 20	Cogen 40	Cogen 60
	%	%	%	%
Pot. Eléctrica Compra	8,32	8,32	8,32	8,32
Pot. Eléctrica Venta	5,00	3,71	2,42	1,13
Pot. Térmica Carga HT	31,09	31,09	31,09	31,09
Pot. Térmica Descarga HT Elect	26,86	21,48	16,11	10,74
Pot. Térmica Descarga HT Cogen	0,00	5,37	10,74	16,11
Pot. Térmica Carga LT	23,90	23,90	23,90	23,90
Pot. Térmica Descarga LT Elect	23,90	19,12	14,34	9,56
Pot. Térmica Descarga LT Cogen	0,00	4,78	9,56	14,34
Pot. Térmica Sobrante Carga HT	4,23	4,23	4,23	4,23
Venta Calor HT	0,00	9,60	14,97	20,34
Venta Calor LT	0,00	4,78	9,56	14,34
Rendimiento Eléctrico [%]	60,09	44,57	29,04	13,52

Tabla 11: Resumen de datos de cogeneración - Caso 1 – 5 MW

Los resultados para el primer caso muestran como la potencia eléctrica va disminuyendo con el aumento del porcentaje de cogeneración y por consecuencia la potencia térmica de HT y de LT aumentan.

En el caso de la potencia térmica o calor de HT, se observa un salto drástico cuando pasamos de cogenerar un 0% a un 20%, en comparación con el salto de 20% a 40%. Esta abrupta variación se debe al calor sobrante tras la carga, que no se utiliza en la descarga, en la tabla si indica como potencia térmica sobrante, la cuál es constante para todos los porcentajes de cogeneración.

La potencia térmica es siempre de un orden de magnitud mayor que la potencia eléctrica, ciñéndose al rendimiento global de un ciclo de potencia convencional.

Para la potencia eléctrica, vemos un decrecimiento no lineal, causado por la compresión mediante una bomba en la carga, la cuál se realiza con el 100% del gasto másico y que resta a la potencia eléctrica generada por la turbina.

Potencia [MW]	Cogen 0	Cogen 20	Cogen 40	Cogen 60
	%	%	%	%
Pot. Eléctrica Compra	8,40	8,40	8,40	8,40
Pot. Eléctrica Venta	5,00	4,00	3,00	2,00
Pot. Térmica Carga HT	24,06	24,06	24,06	24,06
Pot. Térmica Descarga HT Elect	19,72	15,78	11,83	7,89
Pot. Térmica Descarga HT Cogen	0,00	3,94	7,89	11,83
Pot. Térmica Carga LT	18,50	18,50	18,50	18,50
Pot. Térmica Descarga LT Elect	18,50	14,80	11,10	7,40
Pot. Térmica Descarga LT Cogen	0,00	3,70	7,40	11,10
Pot. Térmica Sobrante Carga HT	4,34	4,34	4,34	4,34
Venta Calor HT	0,00	8,28	12,23	16,17
Venta Calor LT	0,00	3,70	7,40	11,10
Rendimiento Eléctrico [%]	59,50	47,60	35,70	23,80

Tabla 12: Resumen de datos de cogeneración - Caso 2 – 5 MW

El segundo caso nos muestra unos resultados muy parecidos a los del primero. Diferenciándose de éste al tener una potencia térmica total menor, debido a su menor caudal másico, como se observa en la tabla 8.

La potencia sobrante en la carga muestra un valor casi idéntico, debido a la estructura similar de ambos ciclos en térmicos del proceso de intercambio de calor. A consecuencia de esto, aunque en el segundo caso se intercambie

menos calor, la resta del sobrante entre la carga y descarga es la misma prácticamente.

La potencia eléctrica decrece linealmente debido a la ausencia de procesos ajenos a la compresión en la carga y la expansión en la descarga.

Esto hace que el rendimiento eléctrico obtenido para porcentajes de cogeneración altos se mantenga a unos niveles aceptables.

Potencia [MW]	Cogen 0	Cogen 20	Cogen 40	Cogen 60
	%	%	%	%
Pot. Eléctrica Compra	11,18	11,18	11,18	11,18
Pot. Eléctrica Venta	5,00	3,43	1,85	0,28
Pot. Térmica Carga HT	37,87	37,87	37,87	37,87
Pot. Térmica Descarga HT Elect	25,17	20,13	15,10	10,07
Pot. Térmica Descarga HT Cogen	0,00	5,03	10,07	15,10
Pot. Térmica Carga LT	29,11	29,11	29,11	29,11
Pot. Térmica Descarga LT Elect	29,11	23,29	17,47	11,65
Pot. Térmica Descarga LT Cogen	0,00	5,82	11,65	17,47
Pot. Térmica Sobrante Carga HT	12,70	12,70	12,70	12,70
Venta Calor HT	0,00	17,73	22,77	27,80
Venta Calor LT	0,00	5,82	11,65	17,47
Rendimiento Eléctrico [%]	44,73	30,65	16,58	2,50

Tabla 13: Resumen de datos de cogeneración – Caso 3 – 5 MW

El tercer caso nos arroja unos resultados diferentes, en primer lugar, la potencia eléctrica generada se ve reducida mucho más que en los anteriores casos. Esto debido a los consumos parásitos producidos en la descarga, como la compresión desde los 65 bar, que como se observa en la tabla 10, tiene un consumo mayor que la del caso 1.

Un dato interesante es el elevado calor sobrante tras la carga, vemos como triplica a los resultados en los anteriores ciclos. Esto es producido por el bombeo desde 65 bar tras la producción, el cuál consume mas potencia eléctrica a cambio de consumir menos potencia térmica.

Este último caso nos muestra un ciclo con un rendimiento eléctrico muy mermado por el aumento de la cogeneración, siendo casi nula la producción para un 60%.

5 RESULTADOS ECONÓMICOS

A continuación se van a mostrar tanto los resultados numéricos como gráficos de los análisis de sensibilidad indicados con anterioridad.

Para todos los análisis económicos se ha tomado una duración de la inversión de 25 años, tomando como comparativa la vida útil de un panel fotovoltaico [20] y un almacenamiento de la energía de 5 horas de duración [11]

5.1 Resultados de costes

5.1.1 Caso 1

Equipos	Trabajo específico [kJ/kg]	Potencia [MW]	Coste [EUR]
Turbina Transporte/carga	7.52	0.85	148 940.15
Compresor Carga	95.49	10.86	1 086 813.94
Turbina Expansión Inyección	14.77	1.68	255 616.05
Bomba Descarga	12.83	1.46	380 546.49
Turbina Expansión Descarga	58.91	6.70	927 718.42
Bomba Inyección Descarga	2.09	0.24	89 215.80
Pozo			2 695 000.00
Generador		5.00	262 384.34
Tanque HT 1			85 905.00
Tanque HT 2			93 043.00
Tanques Hielo			214 306.00
Válvulas CO2			13 018.65
HX HT			228 715.20
HX LT			274 458.24
Instalación Costes: Materiales	8	% C Equipos	540 454.50
Instalación Costes: Mano De Obra	12	% C Equipos	810 681.75
Tuberías	3	% C Equipos	202 670.44
Instrumentación Y Control	5	% C Equipos	337 784.06
Terreno	3	% C Equipos	202 670.44
Obras Civiles Y Transporte	15	% C Equipos	1 013 352.19
Total Equipos			6 755 681.28
Total Directos			9 863 294.66
Total Indirectos	8	% C Directos	789 063.57
Inversión Inicial Total			10 652 358.23
EUR/kW			2 129.91

Tabla 14: Resumen de costes - Caso 1 - 5 MW

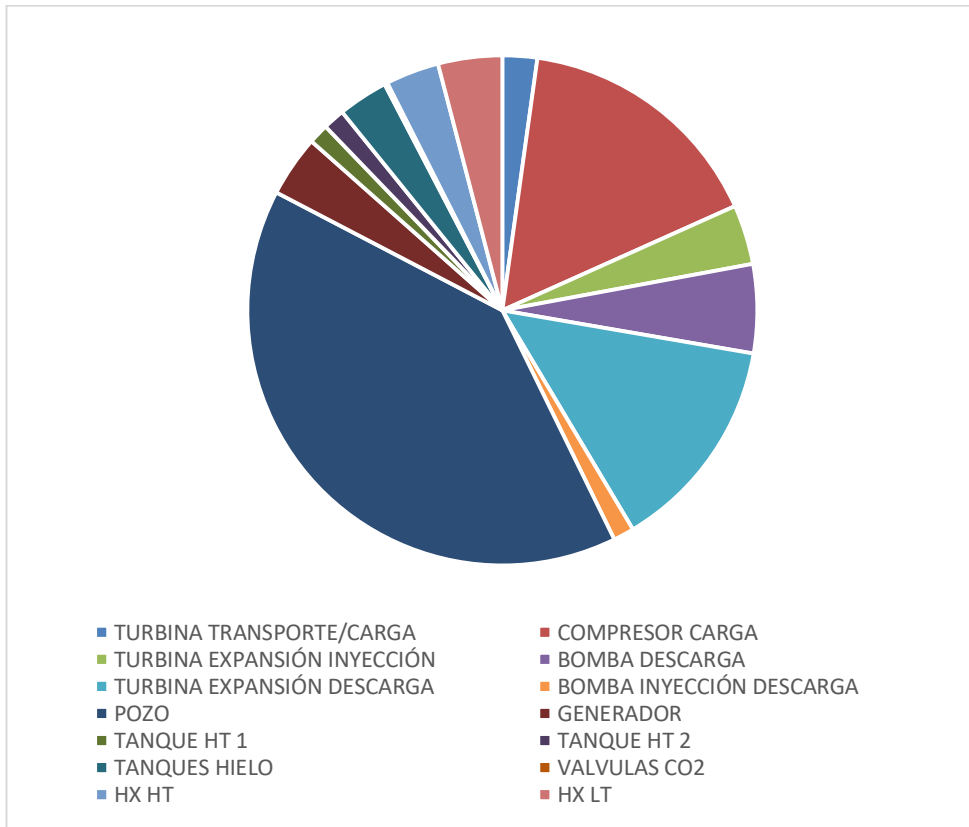


Figura 5: Representación porcentual de coste de cada equipo – Caso 1 – 5 MW

Parámetro	Valor	Unidad
Flujo másico de CO2	113.7	kg s ⁻¹
Profundidad	1000	m
Potencia	5	MW
Presión de almacenamiento	100	bar
Presión de producción	65	bar
Presión alta	200	bar
Presión baja (carga)	31.3	bar
Presión baja (descarga)	38.7	bar
Presión de inyección	55	bar
Horas de almacenamiento	5	h
Volumen tanque HT	1121	m ³
Volumen tanque hielo	1291	m ³
UA HT	453.8	kW/K

Tabla 15: Anexo de datos para el modelaje – Caso 1 - 5 MW

La Tabla 14 resume los costes: los compresores representan el 40% del total (aprox. X €), lo que se identifica como un cuello de botella económico atribuible a la alta presión de operación (hasta 200 bar), incrementando el CAPEX en un 25% comparado con ciclos subcríticos [7], [21]. Esto sugiere que el Caso 1 es viable en escenarios con subsidios para captura de CO₂, pero requiere optimización de componentes para reducir OPEX [22].

Los costes para el primer caso de estudio reflejan la importancia económica que tiene el almacenamiento geológico, siendo únicamente el costo del pozo un 40% del presupuesto invertido en la compra de maquinarias y equipos.

La ratio EUR/kW no muestra un valor competitivo cuando lo comparamos con tecnologías como la fotovoltaica para la venta masiva de electricidad sin almacenamiento [23]

El siguiente coste con mayor peso en la gráfica sería el del compresor, debido a que se trata del equipo que mas potencia consume. La turbina supone un coste un poco por debajo.

5.1.2 Caso 2

Equipos	Trabajo específico [kJ/kg]	Potencia [MW]	Coste [EUR]
Compresor Carga	95.49	8.40	885 386.65
Turbina Expansión Descarga	58.91	5.18	755 777.48
Bomba Inyección Descarga	2.09	0.18	72 708.55
Pozo			2 695 000.00
Generador		5.00	262 340.95
Tanque HT 1			70 359.10
Tanque HT 2			76 102.70
Tanques Hielo			165 867.20
Tanque CO2			178 313.96
Válvulas CO2			10 076.00
HX HT			177 055.20
HX LT			212 466.24
HT air			15 712.20
Instalación Costes: Materiales	8	% C Equipos	446 173.30
Instalación Costes: Mano De Obra	12	% C Equipos	669 259.95
Tuberías	3	% C Equipos	167 314.99
Instrumentación Y Control	5	% C Equipos	278 858.31
Terreno	3	% C Equipos	167 314.99
Obras Civiles Y Transporte	15	% C Equipos	836 574.93
Total Equipos			5 577 166.22
Total Directos			8 142 662.68
Total Indirectos	8	% C Directos	651 413.01
Inversión Inicial Total			8 794 075.69
EUR/kW			1758.88

Tabla 16: Resumen de costes - Caso 2 - 5 MW

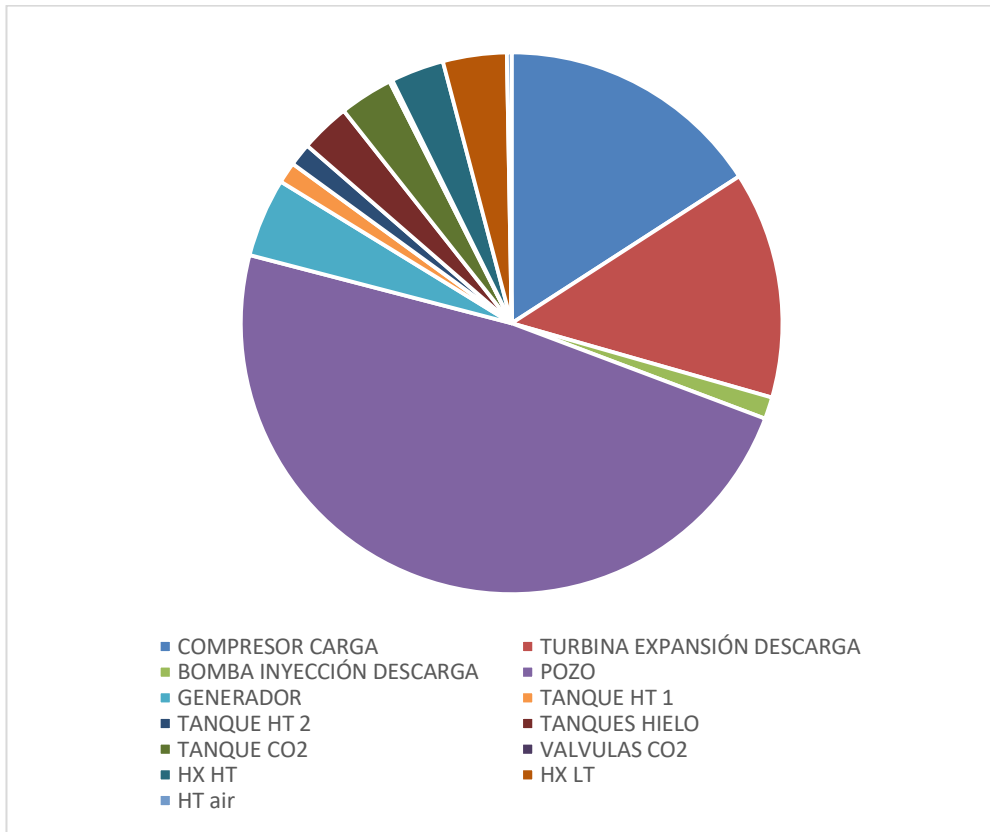


Figura 6: Representación porcentual de coste de cada equipo – Caso 2 – 5 MW

Parámetro	Valor	Unidad
Flujo másico de CO2	88	kg s ⁻¹
Profundidad	1000	m
Potencia	5	MW
Presión de almacenamiento	100	bar
Presión de producción	65	bar
Presión alta	200	bar
Presión baja (carga)	31.3	bar
Presión baja (descarga)	38.7	bar
Presión de inyección	55	bar
Horas de almacenamiento	5	h
Volumen tanque HT	916.9	m ³
Volumen tanque hielo	999.2	m ³
Volumen tanque CO2	1779	m ³
UA HT	453.8	kW/K
UA aire	3736	kW/K

Tabla 17: Anexo de datos para el modelaje – Caso 2 - 5 MW

La Tabla 16 detalla costes: el tanque de CO₂ añade un 15% al total (Y €), justificado por su rol en estabilizar flujos, aunque aumenta la complejidad operativa. Esta configuración mejora la flexibilidad en entornos urbanos, donde el almacenamiento geológico es limitado [24]. Comparado con el Caso 1, reduce pérdidas en descarga en un 10%, haciendo viables potencias medias (5-20 MW).

En el caso 2 observamos como el pozo supone un 48% del presupuesto, debido a que en esta configuración se anulan equipos secundarios como la bomba en la descarga.

Sin embargo, se necesita incluir nuevos equipos como serían el tanque de CO₂ y el intercambiador de aire con el fluido tras la producción desde el pozo.

El cómputo de coste nos resulta en una inversión inicial de casi 2 millones de euros menos que para el primer caso. Esto resulta en una ratio EUR/kW que se acerca mas a los valores competitivos del mercado.

5.1.3 Caso 3

Equipos	Trabajo específico [kJ/kg]	Potencia [MW]	Coste [EUR]
Compresor Carga	95.49	13.23	1 272 643.16
Turbina Expansión Inyección Carga	14.77	2.05	299 322.63
Bomba Descarga	20.71	2.87	653 614.86
Turbina Expansión Descarga	58.91	8.16	905 287.20
Bomba Inyección Descarga	2.09	0.29	104 470.39
Pozo			4 576 500.00
Generador		5.00	262 369.94
Tanque HT 1			104 663.00
Tanque HT 2			113 378.00
Tanques Hielo			260 952.00
Válvulas CO ₂			31 716.50
HX HT			278 611.20
HX LT			334 333.44
HT air			44 145.25
Instalación Costes: Materiales	8	% C Equipos	739 360.61
Instalación Costes: Mano De Obra	12	% C Equipos	1 109 040.91
Tuberías	3	% C Equipos	277 260.23
Instrumentación Y Control	5	% C Equipos	462 100.38
Terreno	3	% C Equipos	277 260.23
Obras Civiles Y Transporte	15	% C Equipos	1 386 301.14
Total Equipos			9 242 007.58
Total Directos			13 493 331.07
Total Indirectos	8	% C Directos	1 079 466.49
Inversión Inicial Total			14 572 797.56
EUR/kW			2914.08

Tabla 18: Resumen de costes - Caso 3 - 5 MW

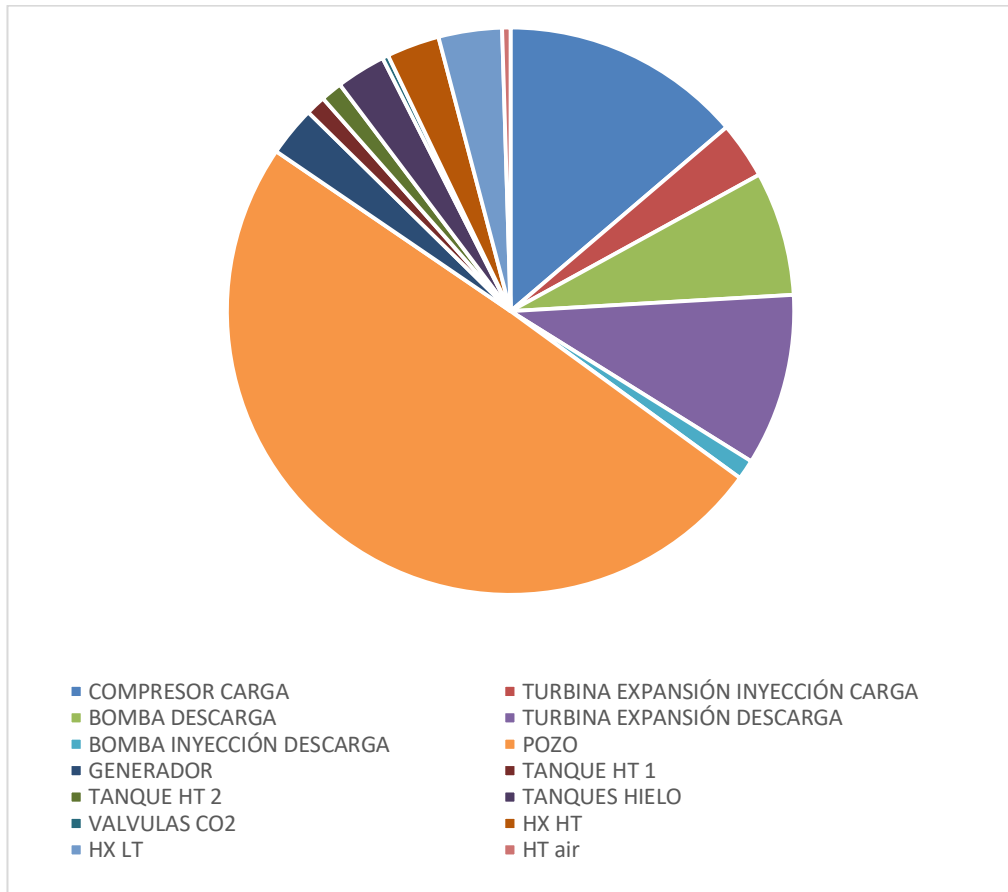


Figura 7: Representación porcentual de coste de cada equipo – Caso 3 – 5 MW

Parámetro	Valor	Unidad
Flujo másico de CO ₂	138.5	kg s ⁻¹
Profundidad	1000	m
Potencia	5	MW
Presión de almacenamiento	100	bar
Presión de producción	65	bar
Presión alta	200	bar
Presión baja (carga)	31.3	bar
Presión baja (descarga)	38.7	bar
Presión de inyección	55	bar
Horas de almacenamiento	5	h
Volumen tanque HT	1366	m ³
Volumen tanque hielo	1572	m ³
UA HT	552.8	kW/K
UA aire	5878	kW/K

Tabla 19: Anexo de datos para el modelaje – Caso 3 - 5 MW

La Tabla 18 indica costes: los pozos duplicados incrementan el CAPEX en 30%, pero esto se compensa con mayor eficiencia en cogeneración (Tablas 11, 12 y 13). Esta configuración es ideal para sitios con múltiples formaciones geológicas, reduciendo tiempos de inyección y mejorando la sostenibilidad ambiental al maximizar secuestro de CO₂ [6], [25]

El caso 3 nos deja unos resultados económicos muy marcados por el elevado costo del pozo, esto deriva de la necesidad de construcción de dos de ellos, al contrario que las anteriores configuraciones que solo necesitaban uno.

El costo de la inversión inicial se dispara a casi el doble que la del segundo caso.

La ratio resultante, por ende, es la mayor de los tres casos.

La producción desde el pozo tanto para la carga como la descarga genera, en conclusión, un modelo económico mucho mas costoso que el ciclo abierto del caso 1 y que el almacenamiento en tanque en superficie del caso 2.

Para el análisis económico de plantas de mayor tamaño se ha escalado cada coste según sus parámetros de escala, obteniéndose un nuevo valor de la inversión inicial.

5.2 Resultados económicos: Variación de potencia para los distintos escenarios económicos

Para las representaciones gráficas en este apartado se debe seguir la siguiente leyenda:



5.2.1 Escenario 1

Métricas	5 MW	50 MW	100 MW
EUR/kW	2129.91	975.46	850.92
Inversión Inicial [M EUR]	10.65	48.79	85.08
Cash Flow Anual [M EUR]	0.37	3.73	7.45
TIR [%]	-1	6	7
VAN [M EUR]	-4.33	14.37	41.19
Payback [Años]	28.60	13.10	11.42

Tabla 20: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 1 – Caso 1

Métricas	5 MW	50 MW	100 MW
EUR/kW	1758.88	697.99	597.84
Inversión Inicial [M EUR]	8.79	34,90	59.78
Cash Flow Anual [M EUR]	0.37	3,68	7.36
TIR [%]	0	9	12
VAN [M EUR]	-2.55	27.52	65.06
Payback [Años]	23.89	9.48	8.12

Tabla 21: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 1 – Caso 2

Métricas	5 MW	50 MW	100 MW
EUR/kW	2914.08	1174.07	1046.19
Inversión Inicial [M EUR]	14.57	58.71	104.60
Cash Flow Anual[M EUR]	0.23	2.26	4.51
TIR [%]	-6	0	1
VAN [M EUR]	-10.74	-20.43	-28.07
Payback [Años]	64.56	26.01	23.18

Tabla 22: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 1 – Caso 3

En los resultados para la variación de potencia en el escenario 1 se puede observar lo siguiente:

Los primeros dos casos siguen una tendencia de incremento del VAN, para aumentos de potencia, esto en consecuencia del elevado aumento de los flujos de cajas en comparación con el aumento mas leve de la inversión

inicial, la cuál como era de esperar, va a ser mayor cuanto mayor sea la planta.

El resultado de esto es que, para incrementos de potencia, la planta genera unos resultados económicos mas beneficiosos.

Sin embargo, para el tercer caso se da una casuística en la que el aumento de los flujos de caja no es lo suficientemente alto como para contrarrestar el incremento de la inversión inicial, se puede observar que la pendiente es menor para este caso en la gráfica que para los otros dos. Haciendo que, para plantas mayores, el resultado de la inversión es peor.

Para potencias grandes se llega a ratios EUR/kW mas competitivos.

En general, todos los casos consiguen unos resultados con tendencia parecida, menos el flujo de caja y el VAN, los cuáles son diferentes para el último diseño.

Para concluir, la tecnología CEEGS se comporta de manera favorable económicamente, en los casos 1 y 2, en la venta de electricidad, generando mayor ganancia en plantas de mayor tamaño.

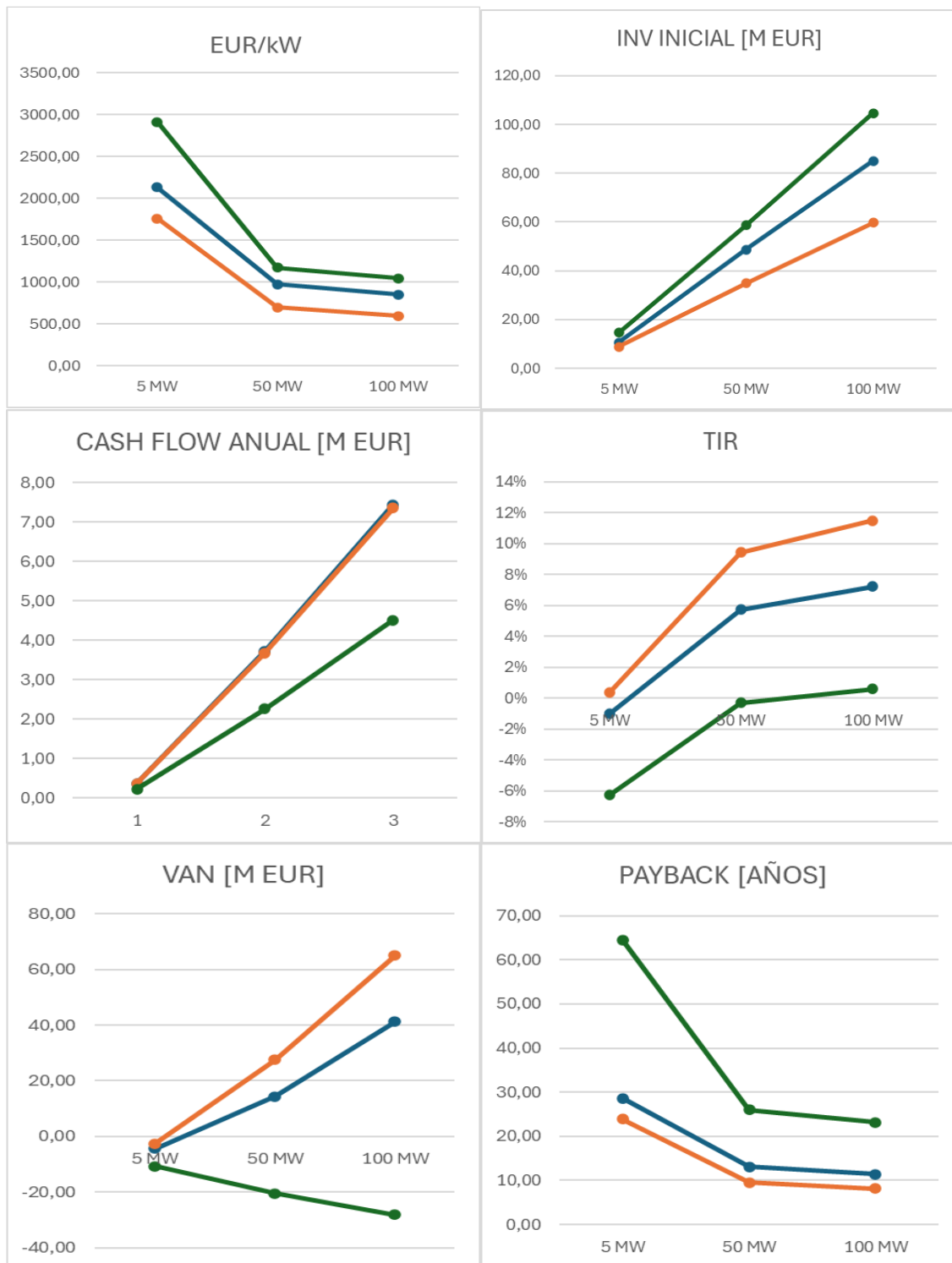


Figura 8: Resultados económicos gráficos para variaciones de potencia en el escenario 1

En la figura 8 se grafican los principales indicadores económicos de cualquier inversión, para los datos del escenario 1. Las tendencias gráficas que se pueden observar son principalmente, la pariedad de los casos 1 y 2 en casi todas las mediciones y por consecuencia los resultados menos favorables que ofrece el caso 3, debido principalmente a su elevado costo inicial y a su bajo incremento de los flujos de caja con el aumento de la potencia.

5.2.2 Escenario 2

Métricas	5 MW	50 MW	100 MW
EUR/kW	2129.91	975.46	850.92
Inversión Inicial [M EUR]	10.65	48.79	85.08
Cash Flow Anual [M EUR]	0.80	8.00	15.99
TIR [%]	6	16	19
VAN [M EUR]	4.96	107.38	227.12
Payback [Años]	13.32	6.10	5.32

Tabla 23: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 2 – Caso 1

Métricas	5 MW	50 MW	100 MW
EUR/kW	1758.88	697.99	597.84
Inversión Inicial [M EUR]	8.79	34.90	59.78
Cash Flow Anual [M EUR]	0.80	8.00	15.99
TIR [%]	8	23	27
VAN [M EUR]	6.82	121.22	252.46
Payback [Años]	11.00	4.36	3.74

Tabla 24: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 2 – Caso 2

Métricas	5 MW	50 MW	100 MW
EUR/kW	2914.08	1174.07	1046.19
Inversión Inicial [M EUR]	14.57	58.71	104.60
Cash Flow Anual [M EUR]	0.80	8.00	15.99
TIR [%]	3	13	15
VAN [M EUR]	1.04	97.44	207.59
Payback [Años]	18.22	7.34	6.54

Tabla 25: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 2 – Caso 3

En la variación de potencia para el escenario 2 podemos resaltar lo siguiente:

El flujo de carga en todos los casos sigue una tendencia casi idéntica, esto debido a que todas las plantas producen la misma potencia y a que el precio de compra de electricidad está fijado en 0. Esto hace que, para un escenario favorable económicamente, todos los casos generan mayores ganancias para aumentos de potencia y ningún caso genera pérdidas.

El segundo caso sigue siendo el que genera unos resultados mas interesantes económicamente hablando, debido a su menor inversión inicial.

En conclusión, para este escenario todos los casos generan ganancias, y un aumento de potencia siempre generaría mayores ingresos.



Figura 9: Resultados económicos gráficos para variaciones de potencia en el escenario 2

En la figura 9 se grafican los principales indicadores económicos de cualquier inversión, para los datos del escenario 2. La principal tendencia gráfica que observamos es la curva idéntica para el flujo de caja, ya que, al ser el precio de compra de la electricidad de 0 euros, este coste (el cuál varía con respecto a cada caso) es idéntico en este escenario. Al aumentar el flujo de caja, todos los casos consiguen resultados favorables.

5.2.3 Escenario 3

Métricas	5 MW	50 MW	100 MW
EUR/kW	2129.91	975.46	850.92
Inversión Inicial [M EUR]	10.65	48.79	85.08
Cash Flow Anual [M EUR]	0.23	2.35	4.69
TIR [%]	-4	1	3
VAN [M EUR]	-7.65	-18.81	-25.14
Payback [Años]	45.42	20.80	18.15

Tabla 26: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 3 – Caso 1

Métricas	5 MW	50 MW	100 MW
EUR/kW	1758.88	697.99	597.84
Inversión Inicial [M EUR]	8.79	34.90	59.78
Cash Flow Anual [M EUR]	0.23	2.30	4.60
TIR [%]	-3	4	6
VAN [M EUR]	-5.85	-5.47	-0.93
Payback [Años]	38.20	15.16	12.98

Tabla 27: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 3 – Caso 2

Métricas	5 MW	50 MW	100 MW
EUR/kW	2914.08	1174.07	1046.19
Inversión Inicial [M EUR]	14.57	58.71	104.60
Cash Flow Anual [M EUR]	0.09	0.88	1.75
TIR [%]	-11	-6	-6
VAN [M EUR]	-13.45	-47.49	-82.17
Payback [Años]	166.05	66.90	59.62

Tabla 28: Resultados económicos para variación de potencia en el escenario 3 – Caso

Para el último escenario posible, los resultados son menos atractivos económicamente.

Tanto el caso 1 como el caso 3 presentan pérdidas en todas sus variantes, esto se debe al descenso de los flujos de caja con respecto al escenario 1. Haciendo que, aunque aumenten con el crecimiento de la planta, no sean suficiente para contrarrestar el aumento de la inversión inicial.

Por el contrario, el caso 2, aunque también presenta pérdidas en todas las potencias analizadas, la métrica del VAN experimenta un aumento, en comparación al descenso en los demás diseños. Pudiendo generar valores positivos para plantas de mayor tamaño.

En resumen, los casos de estudio no serían rentables trabajando como plantas de venta de electricidad pura para el escenario 3.

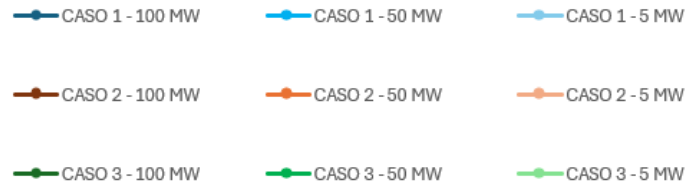


Figura 10: Resultados económicos gráficos para variaciones de potencia en el escenario 3

En la figura 10 se grafican los principales indicadores económicos de cualquier inversión, para los datos del escenario 3. Principalmente se observa, la paridad de los casos 1 y 2 en casi todas las mediciones. Sin embargo, el VAN del caso 1 es muy inferior al del caso 2, esto debido a que, aunque ambos tengan un consumo de electricidad muy parejo, la inversión inicial del segundo caso es inferior a la del primero, haciendo que el VAN de este último se vea penalizado. Para el caso 3 se puede observar unos resultados muy negativos, debido a su alta inversión inicial y alto consumo auxiliar

5.3 Resultados económicos: Variación de presión de trabajo para los distintos escenarios económicos

Para las representaciones gráficas en este apartado se debe seguir la siguiente leyenda:



5.3.1 Escenario 1

Métricas	200 bar	150 bar	100 bar
EUR/kW eléctrico	2129.91	1955.67	1959.58
Inv inicial [M EUR]	10.65	9.78	9.80
Cash flow anual [M EUR]	0.37	0.43	0.47
TIR	-1	1	1
Van [M EUR]	-4.34	-2.43	-1.80
Payback [AÑOS]	28.60	22.56	20.78

Tabla 29: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 1- 5 MW – Caso 1

Métricas	200 bar	150 bar	100 bar
EUR/kW eléctrico	1758.88	1742.36	1942.62
Inv inicial [M EUR]	8.79	8.71	9.71
Cash flow anual [M EUR]	0.37	0.39	0.37
TIR	0	1	0
Van [M EUR]	-2.55	-2.12	-3.38
Payback [AÑOS]	23.89	22.43	26.01

Tabla 30: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 1- 5 MW – Caso 2

Métricas	200 bar	150 bar	100 bar
EUR/kW eléctrico	2914.08	2698.09	2724.99
Inv inicial [M EUR]	14.57	13.49	13.62
Cash flow anual [M EUR]	0.23	0.31	0.33
TIR	-6	-4	-4
Van [M EUR]	-11.00	-8.30	-8.00
Payback [AÑOS]	65.67	44.07	41.12

Tabla 31: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 1- 5 MW – Caso 3

En este primer escenario se puede observar una tendencia clave para todos los casos, el descenso de la presión de trabajo de 200 bar a 150 bar genera unas ganancias mayores. Sin embargo, el descenso hasta los 100 bar sólo genera unas leves ganancias para el caso 1, una leve pérdida para el caso 3 y un descenso de la rentabilidad muy marcado para el caso 2.

Para potencias menores ningún diseño consigue generar un VAN positivo, esto debido a que, aunque la inversión inicial descienda con el descenso de la presión para los casos 1 y 3, el flujo de carga no experimenta una crecida significativa, puesto que la potencia vendida es la misma para todos los casos. En el segundo caso la inversión inicial muestra un repunte para una presión de 100 bar, generando así el descenso tan marcado del VAN que se ha comentado anteriormente.

En potencias superiores los flujos de carga aumentan lo suficiente como para contrarrestar el aumento de la inversión inicial, haciendo que se den inversiones con retorno positivo a partir de los 50 MW, menos en el caso 2 que incluso para plantas de 100 MW los resultados siguen siendo negativos para una presión de 200 bar.



Figura 11: Resultados económicos gráficos para variaciones de presión en el escenario 1 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3

En la figura 11 se grafican los principales indicadores económicos de cualquier inversión, para los datos del escenario 1 y los diferentes casos de estudio. Para este escenario se observa un mejor rendimiento económico para la presión de 150 bar en todos los casos, además de la continuación de la tendencia en la que los casos 1 y 2 obtenían similares resultados y el tercer caso quedaba atrás, debido a su alto coste de inversión inicial.

5.3.2 Escenario 2

Métricas	200 bar	150 bar	100 bar
EUR/kW Eléctrico	2129.91	1955.67	1959.58
Inversión Inicial [M EUR]	10.65	9.78	9.80
Cash Flow Anual [M EUR]	0.80	0.80	0.80
TIR [%]	6	6	6
VAN [M EUR]	4.96	5.84	5.82
Payback [Años]	13.32	12.23	12.25

Tabla 32: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 2- 5 MW – Caso 1

Métricas	200 bar	150 bar	100 bar
EUR/kW Eléctrico	1758.88	1742.36	1942.62
Inversión Inicial [M EUR]	8.79	8.71	9.71
Cash Flow Anual [M EUR]	0.80	0.80	0.80
TIR [%]	8	8	7
VAN [M EUR]	6.82	6.90	5.90
Payback [Años]	11.00	10.89	12.15

Tabla 33: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 2- 5 MW – Caso 2

Métricas	200 bar	150 bar	100 bar
EUR/kW Eléctrico	2914.08	2698.09	2724.99
Inversión Inicial [M EUR]	14.57	13.49	13.62
Cash Flow Anual [M EUR]	0.80	0.80	0.80
TIR [%]	2	3	3
VAN [M EUR]	0.79	2.12	1.99
Payback [Años]	18.53	16.87	17.04

Tabla 34: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 2- 5 MW – Caso 3

El escenario 2 produce unos resultados mucho mas favorables que los discutidos anteriormente, todas las potencias y presiones retornan una inversión positiva.

Sin embargo, se siguen mostrando las tendencias expuestas en el primer escenario, para presiones de trabajo de 150 bar los ciclos generan mayores ganancias y para 100 bar depende del ciclo.

El flujo de caja pasa a depender simplemente de la potencia, debido a que el costo de la electricidad en la carga está fijado en 0 y todos los ciclos generan la misma potencia en la descarga.

En resumen, para el escenario 2 las métricas se muestran mas uniformes según la potencia, en comparación con el primer caso, donde se mostraban diferentes según qué caso se trataba. Y se obtienen resultados favorables para todas las combinaciones presión-potencia



Figura 12: Resultados económicos gráficos para variaciones de presión en el escenario 2 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3

En la figura 12 se grafican los principales indicadores económicos de cualquier inversión, para los datos del escenario 2 y los diferentes casos de estudio. La principal tendencia que se observa, al establecer el coste de la electricidad auxiliar a 0 euros, es una tendencia idéntica para cada caso con la misma potencia de los flujos de caja. Además, el VAN también refleja una clara diferencia entre diferentes potencias, al contrario que para el primer escenario.

5.3.3 Escenario 3

Métricas	200 bar	150 bar	100 bar
EUR/kW Eléctrico	2129.91	1955.67	1959.58
Inversión Inicial [M EUR]	10.65	9.78	9.80
Cash Flow Anual [M EUR]	0.23	0.30	0.33
TIR [%]	-4	-2	-1
VAN [M EUR]	-7.65	-6.00	-5.53
Payback [Años]	45.42	33.09	29.37

Tabla 35: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 3 - 5 MW – Caso 1

Métricas	200 bar	150 bar	100 bar
EUR/kW Eléctrico	1758.88	1742.36	1942.62
Inversión Inicial [M EUR]	8.79	8.71	9.71
Cash Flow Anual [M EUR]	0.23	0.25	0.24
TIR [%]	-3	-2	-4
VAN [M EUR]	-5.85	-5.51	-6.70
Payback [Años]	38.20	34.78	41.24

Tabla 36: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 3 - 5 MW – Caso 2

Métricas	200 bar	150 bar	100 bar
EUR/kW Eléctrico	2914.08	2698.09	2724.99
Inversión Inicial [M EUR]	14.57	13.49	13.62
Cash Flow Anual [M EUR]	0.09	0.17	0.19
TIR [%]	-11	-7	-7
VAN [M EUR]	-13.70	-11.34	-11.15
Payback [Años]	168.91	80.22	70.45

Tabla 37: Resultados económicos para variación de presión en el escenario 3 - 5 MW – Caso 3

El último escenario sigue la misma línea que los anteriores, para presiones de 150 bar hay unos resultados mejores que para 200 bar.

En el escenario planteado solamente el caso 1 para 150 y 100 bar, y el caso 2 para 150 bar genera ingresos positivos tras la inversión inicial, al ser estos las combinaciones mas favorables también en los anteriores escenarios.

En conclusión, la planta que operaría exclusivamente como vendedora de electricidad para este escenario no obtendría valores atractivos para casi ninguna combinación de presión-potencia.

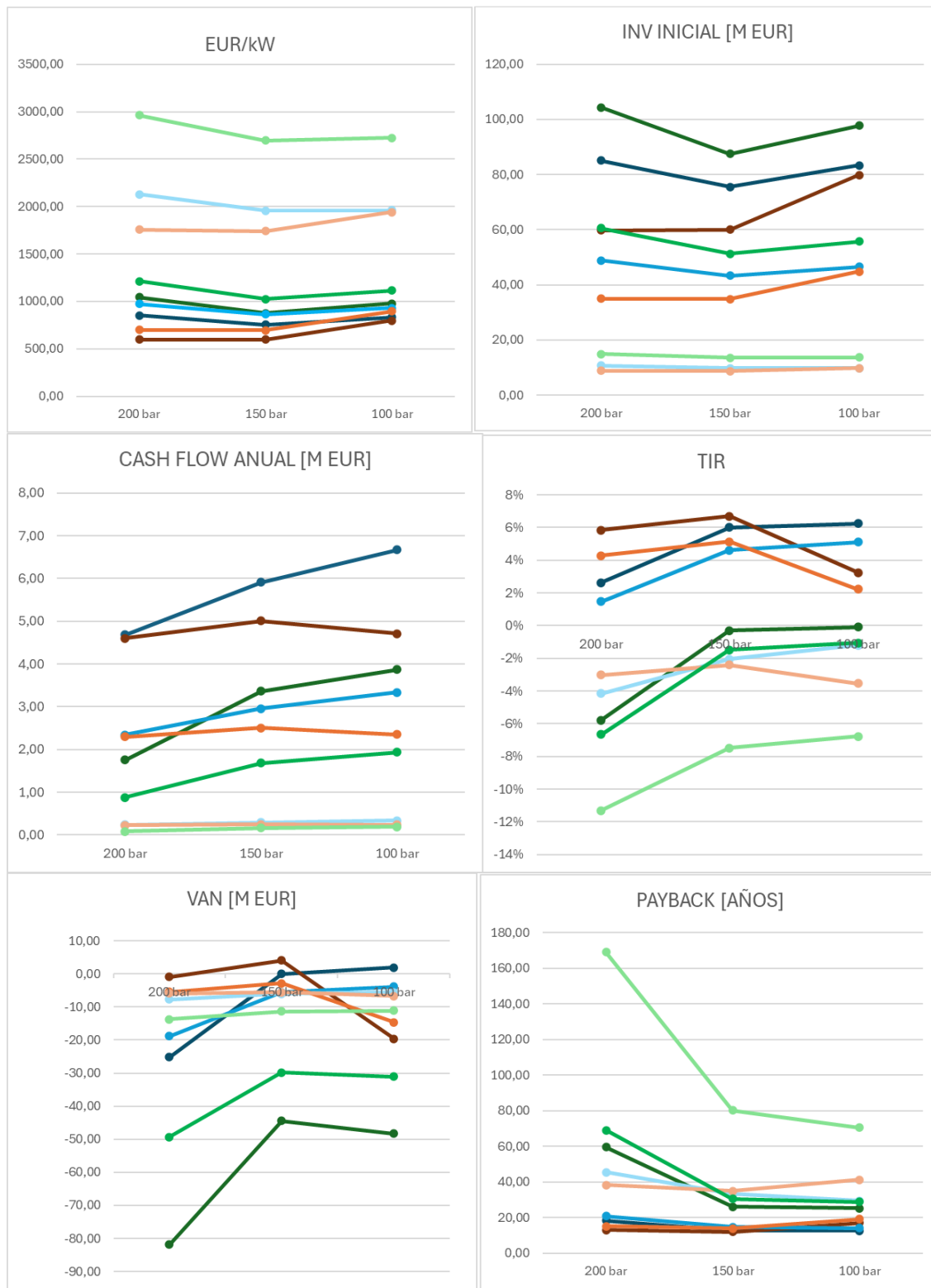
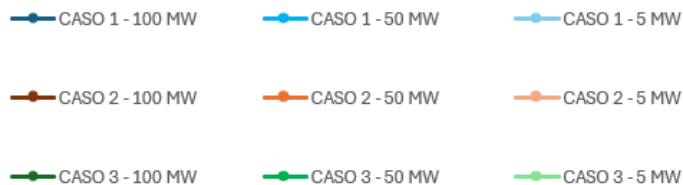


Figura 13: Resultados económicos gráficos para variaciones de presión en el escenario 3 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3

En la figura 13 se grafican los principales indicadores económicos de cualquier inversión, para los datos del escenario 3 y los diferentes casos de estudio. Al contrario que para el escenario anterior, las diferentes líneas de tendencia no siguen una separación por potencia, si no por configuración. Obteniendo de nuevo, el caso 3 los peores resultados, y los casos 1 y 2 mostrándose muy similares.

5.4 Resultados económicos: Variación de porcentaje de generación térmica (Cogeneración) para los distintos escenarios económicos

Para las representaciones gráficas en este apartado se debe seguir la siguiente leyenda:



5.4.1 Escenario 1

Métricas	0%	20%	40%	60%
Inv inicial [M EUR]	10.65	10.32	9.97	9.58
Cash flow anual [M EUR]	0.37	0.96	1.33	1.70
TIR [%]	-1	8	13	17
Van [M EUR]	-4.34	5.94	12.59	19.29
Payback [AÑOS]	28.60	10.77	7.49	5.63

Tabla 38: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 1 - 5 MW – Caso 1

Métricas	0%	20%	40%	60%
Inv inicial [M EUR]	8.79	8.53	8.25	7.94
Cash flow anual [M EUR]	0.37	0.87	1.14	1.42
TIR [%]	0	9	13	18
Van [M EUR]	-2.55	6.14	11.12	16.12
Payback [AÑOS]	23.89	9.86	7.22	5.60

Tabla 39: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 1 - 5 MW – Caso 2

Métricas	0%	20%	40%	60%
Inv inicial [M EUR]	14.57	13.99	13.31	12.88
Cash flow anual [M EUR]	0.23	1.25	1.62	2.00
TIR [%]	-6	7	11	15
Van [M EUR]	-10.75	7.14	14.20	21.02
Payback [AÑOS]	64.56	11.23	8.20	6.44

Tabla 40: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 1 - 5 MW – Caso 3

La adición de la venta de potencia térmica nos genera unos resultados muy interesantes.

En primer lugar, se observa como para el escenario 1, la cogeneración siempre produce retorno positivo en la inversión, cosa que anteriormente no se había dado para este escenario.

Además, el caso 3 que para los estudios anteriores siempre producía los resultados menos atractivos, en cogeneración es el que mejores resultados produce. Esto es en consecuencia de la potencia sobrante de la carga, tal y como se vio en la tabla 13, el caso 3 tenía la ventaja de consumir menos potencia térmica en la descarga que los casos 1 y 2, haciendo que la potencia térmica disponible sea mucho mayor y por tanto el flujo de caja también lo sea. Este suceso se puede observar gráficamente con el salto tan marcado que da el caso para 100 MW de un 0% a un 20% que es mucho mayor al que se da del 20% al 40% o del 40% al 60%.

Para los casos 1 y 2 también se observa el fenómeno de una pendiente mas marcada cuando se comienza a vender calor, sin embargo, no es tan importante como la que se da en el caso 3, ya que como vimos en la tabla 13, el caso 3 tenía disponible el triple de potencia térmica que los demás casos para el mismo porcentaje de cogeneración.

Para concluir, se observa un comportamiento gráfico muy similar en todas las gráficas para la misma potencia. Esto es debido ir incrementando el porcentaje de cogeneración, el flujo de caja por la venta de potencia térmica eclipsa al flujo por la venta de electricidad, la cuál si presentaba patrones diferentes para cada caso, no es así para la cogeneración donde se da un incremento lineal generalizado. Haciendo que una vez que se incorpora la cogeneración, todas las gráficas sigan una pendiente muy similar.

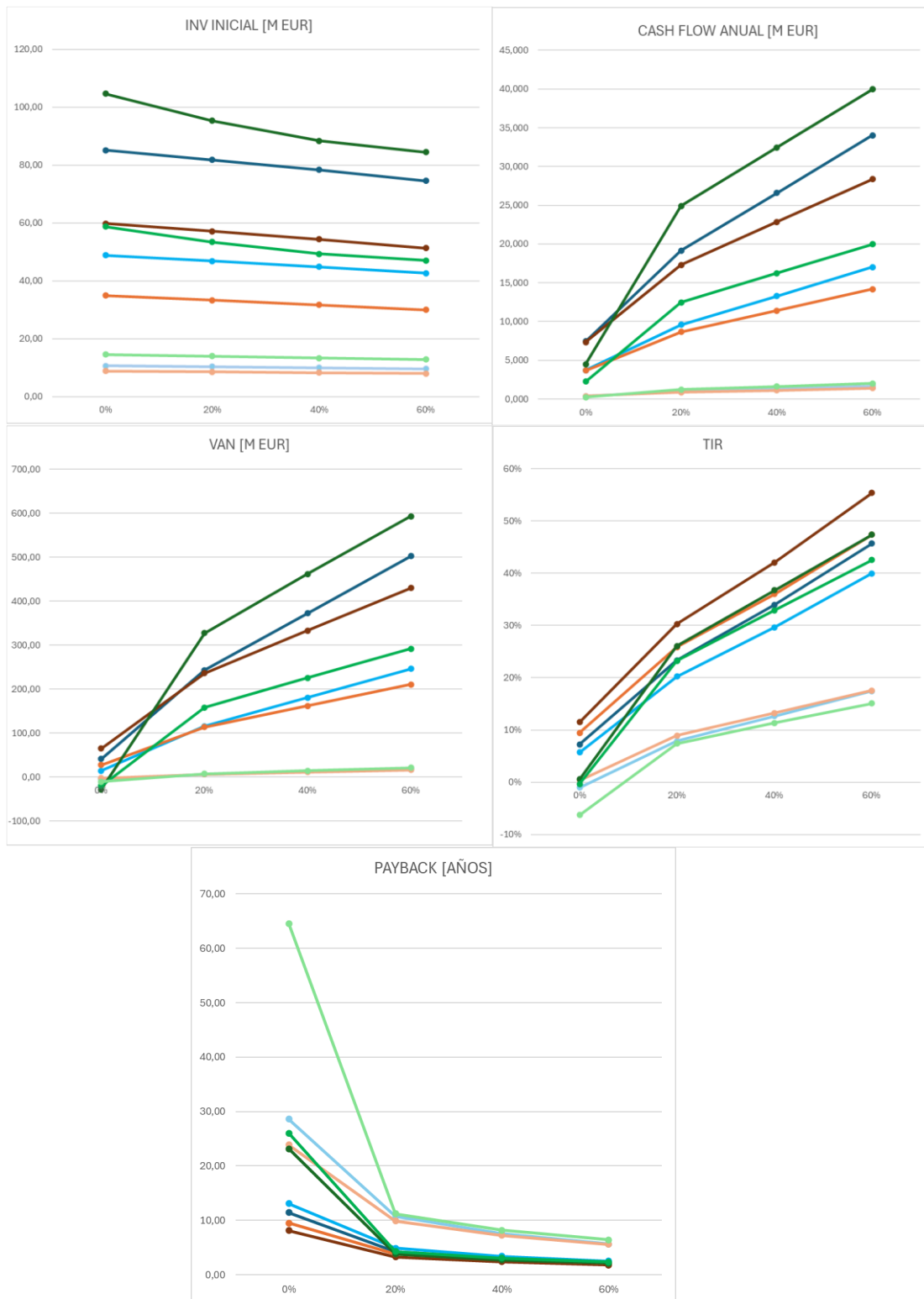


Figura 14: Resultados económicos gráficos para variaciones de cogeneración en el escenario 1 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3

En la figura 14 se grafican los principales indicadores económicos de cualquier inversión, para los datos del escenario 1 y los diferentes casos de estudio. Se observa claramente que, tras la incorporación de la cogeneración, los resultados mejoran económicamente. El salto es más visible para el caso 3, debido a que cuenta con la mayor energía térmica disponible para su venta, por tanto, genera mayores ingresos para la misma potencia.

5.4.2 Escenario 2

Métricas	0%	20%	40%	60%
Inv inicial [M EUR]	10.65	10.32	9.97	9.58
Cash flow anual [M EUR]	0.80	2.29	3.17	4.04
TIR [%]	6	22	32	42
Van [M EUR]	4.96	34.37	51.84	69.35
Payback [AÑOS]	13.32	4.51	3.15	2.37

Tabla 41: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 2 - 5 MW – Caso 1

Métricas	0%	20%	40%	60%
Inv inicial [M EUR]	8.79	8.53	8.25	7.94
Cash flow anual [M EUR]	0.80	2.08	2.72	3.37
TIR [%]	8	24	33	42
Van [M EUR]	6.82	31.99	44.92	57.87
Payback [AÑOS]	11.00	4.11	3.03	2.36

Tabla 42: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 2 - 5 MW – Caso 2

Métricas	0%	20%	40%	60%
Inv inicial [M EUR]	14.57	13.99	13.31	12.88
Cash flow anual [M EUR]	0.80	3.49	4.34	5.19
TIR [%]	3	25	33	40
Van [M EUR]	1.04	54.10	71.37	88.39
Payback [AÑOS]	18.22	4.01	3.07	2.48

Tabla 43: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 2 - 5 MW – Caso 3

Para el caso número 2 los resultados obtenidos reflejan lo anteriormente explicado, pero con mayores ingresos y flujos de caja mas elevados.

El segundo caso sigue produciendo los mejores resultados e incluso para un escenario económico favorable una planta de 50 MW con 20% de cogeneración produce un retorno cercano al que producen una planta de 100 MW para el caso 1 y 2.

Al igual que para el primer escenario, una vez que se incorpora la cogeneración todos los casos para la misma potencia experimentan un crecimiento en el VAN, tasa de retorno y el flujo de caja muy similar.

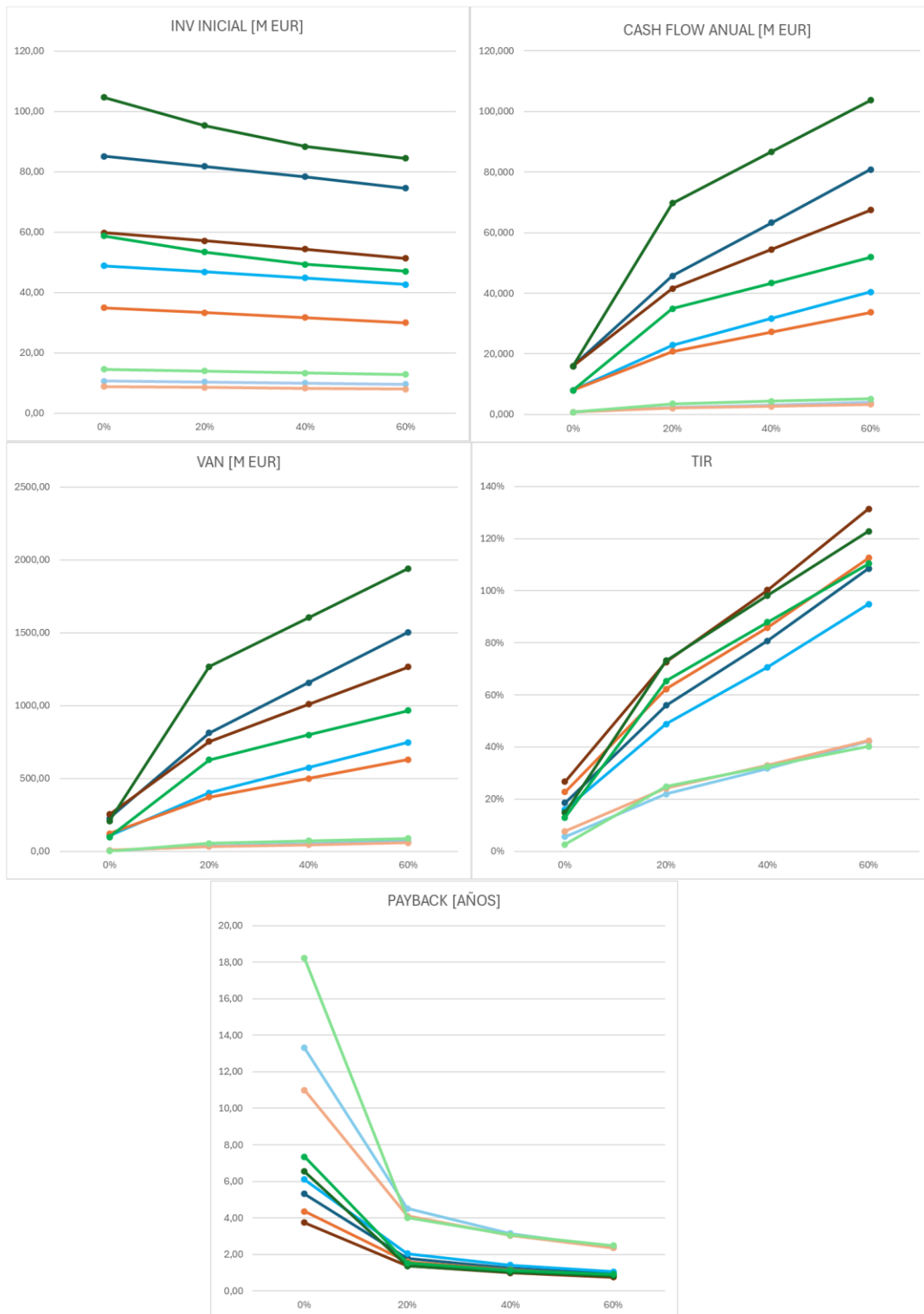


Figura 15: Resultados económicos gráficos para variaciones de cogeneración en el escenario 2 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3

En la figura 15 se grafican los principales indicadores económicos de cualquier inversión, para los datos del escenario 2 y los diferentes casos de estudio. A diferencia de los otros estudios, el escenario 2 no arroja resultados idénticos para todos los casos, esto debido a que el calor a la venta no es el mismo en todas las configuraciones, por tanto, va a variar tanto con la potencia como con el caso.

5.4.3 Escenario 3

Métricas	0%	20%	40%	60%
Inv inicial [M EUR]	10.65	10.32	9.97	9.58
Cash flow anual [M EUR]	0.23	0.79	1.13	1.48
TIR [%]	-4	6	10	15
Van [M EUR]	-7.65	-0.26	4.51	9.32
Payback [AÑOS]	45.42	13.11	8.80	6.48

Tabla 44: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 3 - 5 MW – Caso 1

Métricas	0%	20%	40%	60%
Inv inicial [M EUR]	8.79	8.53	8.25	7.94
Cash flow anual [M EUR]	0.23	0.70	0.96	1.21
TIR [%]	-3	7	11	15
Van [M EUR]	-5.85	0.42	3.98	7.57
Payback [AÑOS]	38.20	12.19	8.62	6.55

Tabla 45: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 3 - 5 MW – Caso 2

Métricas	0%	20%	40%	60%
Inv inicial [M EUR]	14.57	13.99	13.31	12.88
Cash flow anual [M EUR]	0.09	1.06	1.40	1.75
TIR [%]	-11	6	9	13
Van [M EUR]	-13.45	-0.48	4.63	9.50
Payback [AÑOS]	166.05	13.24	9.48	7.36

Tabla 46: Resultados económicos para variación de cogeneración en el escenario 3 - 5 MW – Caso 3

El último escenario, que, hasta ahora presentaba pérdidas en todos los estudios anteriores, resulta producir métricas muy atractivas. Esto se debe principalmente a que el precio de compra del gas natural se estipula que desciende en muy bajo porcentaje. Produciendo que, para este escenario, el flujo de caja por cogeneración sea la mayor parte de los ingresos de la planta.

El caso número dos sigue en la línea de los anteriores escenarios, en este se puede además observar una pendiente aún mas marcada en el VAN, Tasa de retorno, Cash Flow. Debido a que para un 0% de cogeneración, el segundo caso produce los peores resultados con diferencia y para un 20% los mejores.

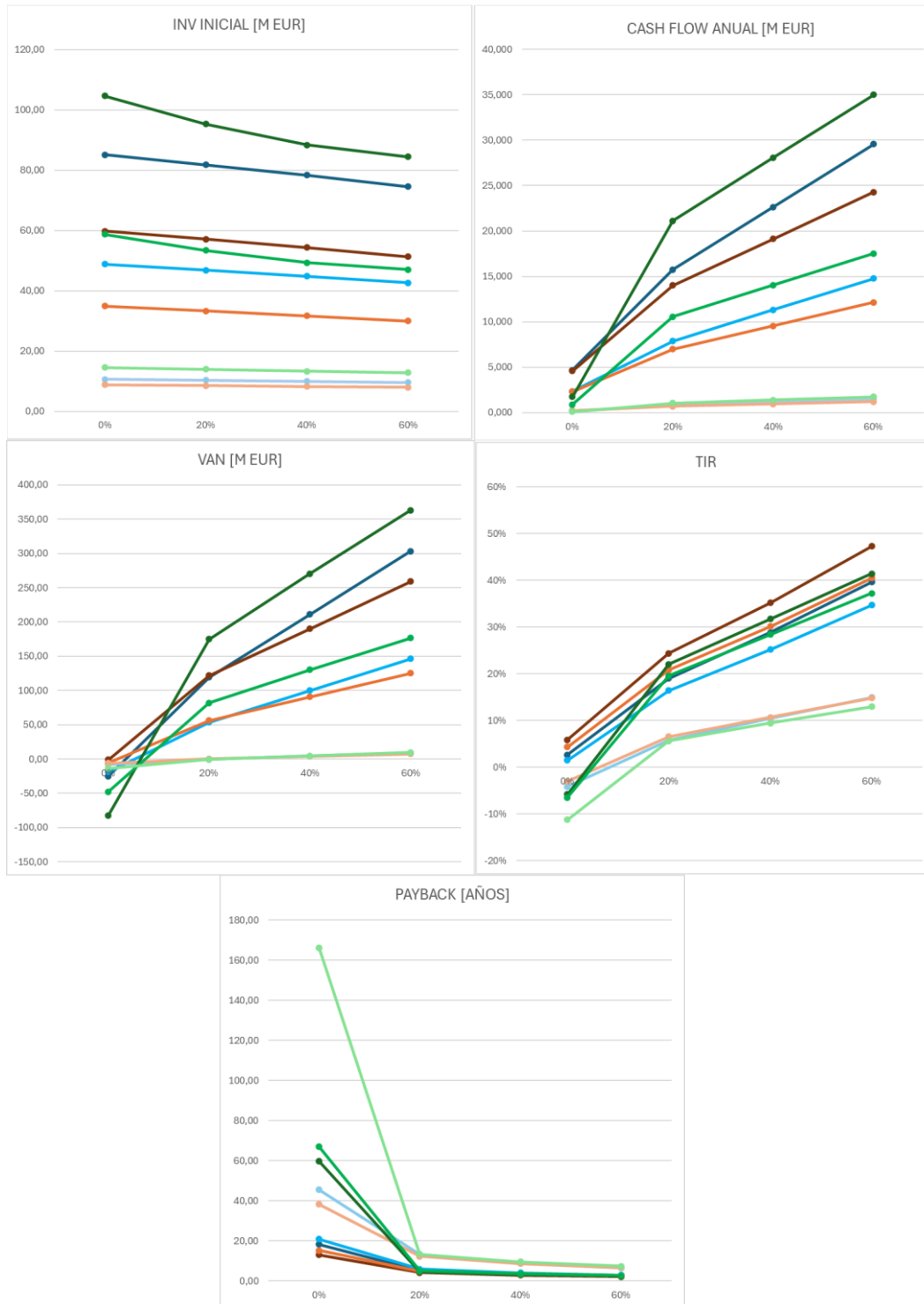


Figura 16: Resultados económicos gráficos para variaciones de cogeneración en el escenario 1 para diferentes potencias – Casos 1, 2 y 3

En la figura 16 se grafican los principales indicadores económicos de cualquier inversión, para los datos del escenario 3 y los diferentes casos de estudio. En este escenario la diferencia entre la inclusión o no de la cogeneración se ve mas marcada. Debido a que la venta simple de electricidad genera unos resultados muy pobres, sin embargo, la venta de calor se mantiene igual al haber tomado un precio estancado del gas natural como referencia

5.5 Discusión de resultados

A continuación, se analizan las características principales de cada caso, con referencia a los resultados económicos presentados:

Económicamente, para el caso 1, los compresores representan el 40% del CAPEX total, debido a la alta presión requerida (200-100 bar) siendo el coste de este y su mantenimiento una gran carga en los resultados. En el caso 2, se observa como el añadir un tanque superficial incrementa el CAPEX un 15% respecto al caso 1, sin embargo, al eliminar la compresión en la descarga, se reducen los costes de operación. Además, el tanque permite operar en entornos más restringidos geológicamente (en zonas urbanas, naves industriales...) haciendo que se pueda justificar el aumento de coste. Por último, el tercer caso requiere de una mayor inversión inicial, siendo esta viable cuando se incorpora la cogeneración, debido a la reducción del calor necesario en la descarga por su funcionamiento con 2 pozos. Esto a su vez, hace que su instalación requiera de espacios cercanos a formaciones geológicas.

Seguidamente se compararán los resultados para los diferentes estudios de variación:

Comenzando con el estudio para varias potencias en cada caso. Todos los escenarios observan un incremento del retorno positivo de la inversión para plantas de mayor tamaño, sobretodo en el caso 1 y 2 que tienen consumos de electricidad en la carga muy bajos. Sin embargo, para casos donde el flujo de caja no aumenta a mayor o igual ritmo que la inversión inicial, como se da en el caso 3 debido a que los consumos auxiliares son muy elevados, el retorno se vuelve cada vez más negativo.

Haciendo que, para configuraciones de plantas con consumos elevado un precio alto en la electricidad penalice mucho más que en plantas donde no se requiera de menos electricidad externa.

Siguiendo con el análisis para diferentes escenarios variando la presión, se observa que para presiones de 150 bar el ciclo obtiene un beneficio mayor en todos los casos, siendo este superior al obtenido para 200 bar y 100 bar, menos para el primer caso.

Igualmente, al caso de estudio primero, para plantas de mayor potencia se observa un mayor retorno de la inversión, siempre que el flujo de caja aumente más que la inversión inicial. Además de que el caso 3 vuelve a ser el menos atractivo económicamente, por el gran costo inicial que tiene.

Por lo tanto, en operaciones de exclusiva venta de electricidad, sería interesante operar en la presión de 150 bar y con plantas de potencia elevada.

Este tipo de plantas de elevada potencia, añadirían seguridad de suministro y continuidad a la red eléctrica, por lo que su instalación sería viable.

En el caso de la adición de cogeneración, debido a que la potencia térmica generada en una planta de CEEGS siempre va a superar la potencia eléctrica, la venta de calor ya sea de HT o de LT produce mejores resultados que la venta simple de electricidad.

Con la incorporación de cogeneración al diseño de la planta se abren nuevas opciones para modelos que a priori estaban dando peores resultados en la venta de electricidad, resaltando así una gran ventaja con respecto a los demás.

La venta de potencia térmica queda como una opción más viable para la tecnología CEEGS.

Sin embargo, la temperatura de trabajo para el ciclo de estudio va a condicionar la posible venta de calor. En el tanque caliente, la temperatura alcanzada por el CO₂ en la descarga rondaría los 120 °C y para el tanque frío se produciría una condensación a 4°C [11]

El consumo de calor para ese rango de temperatura estaría limitado a procesos alimentarios. Según el INE la industria alimentaria consumió un 15.8 % de la energía en la industria en España en 2022.

Sin embargo, en las temperaturas de operación en las que opera una planta de CEEGS no se podría abarcar a la totalidad de los procesos en la industria alimentaria, pudiendo ser utilizado para una parte únicamente. Principalmente pasteurización, esterilización, cocción, vaporización, secado... para alta temperatura y

enfriamiento para baja temperatura. [26]

Además, la localización de la planta no podría ser muy lejana a los consumidores para intentar evitar pérdidas térmicas.

Estas limitaciones hacen que para plantas de potencia eléctrica muy elevada no sea fácil encontrar consumos focalizados de cantidades tan grandes de potencia térmica. Haciendo que para plantas mas pequeñas donde también se han obtenido resultados positivos sea mas realista la localización de consumidores.

6 CONCLUSIÓN

Este estudio técnico-económico analiza la viabilidad de implantación de diferentes modelos de plantas de producción de energía con tecnología CEEGS. El documento aborda, tanto los retos tecnológicos como los económicos de la implantación de este tipo de sistemas, discutiendo y analizando cada resultado.

Para cada variación de la operación de la planta se ha llegado a una conclusión.

En el caso de que la planta se configure para la venta exclusiva de electricidad, el diseño que mejores resultados ha ofrecido es el caso 1 para 200 bar de presión de trabajo y el caso 2 para 150 bar de presión de trabajo. Ambos diseños ofrecen mejores resultados para plantas de gran potencia, debido al aumento del flujo de caja y a la estabilización de los costes para la inversión inicial. Pudiendo competir directamente en coste contra plantas de energía renovable en venta de electricidad, contando además con la continuidad de suministro y almacenamiento. [27]

En el caso de que la planta trabajara como productora de electricidad y cogeneración simultánea, el diseño con resultados mas favorables sería el caso 3, obteniéndose a mayor potencia térmica vendida mejores resultados, con el inconveniente de la necesidad de una localización cercana a los consumidores y la limitación del uso para la temperatura de trabajo del ciclo. Siendo una opción muy competitiva por su precio menor que el gas natural. Pudiendo ser factible su operación a menor escala que las plantas de venta directa de electricidad.

En ambos modos de operación se atajan dos de los retos expuestos en la introducción, la necesidad de asegurar la independencia energética, tanto eléctrica como térmica, y la producción de energía renovable con suministro continuado y capacidad de almacenamiento. Posicionando a la tecnología CEEGS como una vía económica y tecnológicamente viable para el presente y futuro.

REFERENCIAS

- [1] E. Hille, “Europe’s energy crisis: Are geopolitical risks in source countries of fossil fuels accelerating the transition to renewable energy?,” *Energy Econ*, vol. 127, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.eneco.2023.107061.
- [2] Tim. Rayner, Kacper. Szulecki, Andrew. Jordan, and Sebastian. Oberthür, *Handbook on European Union climate change policy and politics*. Edward Elgar Publishing Limited, 2023.
- [3] S. Vaz, A. P. Rodrigues de Souza, and B. E. Lobo Baeta, “Technologies for carbon dioxide capture: A review applied to energy sectors,” Jun. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.clet.2022.100456.
- [4] C. Rosslowe and B. Petrovich, “European Electricity Review 2025.”
- [5] R. Rossi and M. Scmela, “European Market Outlook for Battery Storage”, [Online]. Available: www.solarpowereurope.org
- [6] F. Dewevre, C. Lacroix, K. Loubar, and S. Poncet, “Carbon dioxide energy storage systems: Current researches and perspectives,” vol. 224, p. 120030, 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.120030.
- [7] Henry and Samuel A, “QUALITY GUIDELINES FOR ENERGY SYSTEM STUDIES Performing a Techno-Economic Analysis for Carbon Conversion Technologies,” 2023. [Online]. Available: www.netl.doe.gov/node/7513
- [8] M. Jouny, W. Luc, and F. Jiao, “Title: A General Techno-Economic Analysis of CO2 Electrolysis Systems.”
- [9] S. Trevisan, S. S. M. Shamsi, S. Maccarini, S. Barberis, and R. Guedez, “Techno-Economic Assessment of CO2-Based Power to Heat to Power Systems for Industrial Applications,” *J Eng Gas Turbine Power*, vol. 145, no. 12, Dec. 2023, doi: 10.1115/1.4063418.
- [10] K. Aravossis and E. Strantzali, “Techno-Economic Analysis and Optimization for Energy Systems.”
- [11] A. Carro, J. Carneiro, C. Ortiz, D. Behnous, J. A. Becerra, and R. Chacartegui, “Assessment of carbon dioxide transcritical cycles for electrothermal energy storage with geological storage in salt cavities,” *Appl Therm Eng*, vol. 255, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2024.124028.
- [12] M. Tagliaferri *et al.*, “Techno-Economic Assessment of the Supercritical Carbon Dioxide Enhanced Geothermal Systems,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 14, no. 24, Dec. 2022, doi: 10.3390/su142416580.
- [13] N. T. Weiland and B. W. Lance, “GT2019-90493 SCO2 POWER CYCLE COMPONENT COST CORRELATIONS FROM DOE DATA SPANNING MULTIPLE SCALES AND APPLICATIONS,” 2019.
- [14] H. Li *et al.*, “Preliminary conceptual exploration about performance improvement on supercritical CO2 power system via integrating with different absorption power generation systems,” *Energy Convers Manag*, vol. 173, pp. 219–232, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.07.075.
- [15] S. Michalski, D. P. Hanak, and V. Manovic, “Techno-economic feasibility assessment of calcium looping combustion using commercial technology appraisal tools,” *J Clean Prod*, vol. 219, pp. 540–551, May 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.02.049.
- [16] M. Shamoushaki, D. Fiaschi, G. Manfrida, P. H. Niknam, and L. Talluri, “Feasibility study and economic analysis of geothermal well drilling,” *International Journal of Environmental Studies*, vol. 78, no. 6, pp. 1022–1036, 2021, doi: 10.1080/00207233.2021.1905309.
- [17] A. Bayon *et al.*, “Techno-economic assessment of solid–gas thermochemical energy storage systems for solar thermal power applications,” *Energy*, vol. 149, pp. 473–484, Apr. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.11.084.

- [18] C. Wu, Y. Wan, Y. Liu, X. Xu, and C. Liu, "Thermodynamic simulation and economic analysis of a novel liquid carbon dioxide energy storage system," *J Energy Storage*, vol. 55, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105544.
- [19] Y. Sheikh, M. Jasim, M. Qasim, A. Qaisieh, M. O. Hamdan, and F. Abed, "Enhancing PV solar panel efficiency through integration with a passive Multi-layered PCMs cooling system: A numerical study," *International Journal of Thermofluids*, vol. 23, Aug. 2024, doi: 10.1016/j.ijft.2024.100748.
- [20] D. Mao *et al.*, "Overview of life cycle assessment of recycling end-of-life photovoltaic panels: A case study of crystalline silicon photovoltaic panels," Jan. 01, 2024, *Elsevier Ltd.* doi: 10.1016/j.jclepro.2023.140320.
- [21] J. C. Eslick, B. Ng, Q. Gao, C. H. Tong, N. V. Sahinidis, and D. C. Miller, "A framework for optimization and quantification of uncertainty and sensitivity for developing carbon capture systems," in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2014, pp. 1055–1063. doi: 10.1016/j.egypro.2014.11.113.
- [22] M. D. Wilkes, "Techno-Economic Analysis of CO₂ Capture Technologies for Small-Scale Dispatchable Gas Turbines," 2023.
- [23] M. H. Nabil *et al.*, "Techno-economic analysis of commercial-scale 15 MW on-grid ground solar PV systems in Bakalia: A feasibility study proposed for BPDB," *Energy Nexus*, vol. 14, Jul. 2024, doi: 10.1016/j.nexus.2024.100286.
- [24] A. Al Moinee, A. A. Rownaghi, and F. Rezaei, "Process Development and Techno-Economic Analysis for Combined and Separated CO₂ Capture-Electrochemical Utilization," *Chemical Engineering Journal*, vol. 499, Nov. 2024, doi: 10.1016/j.cej.2024.155909.
- [25] A. Aui, H. M. Goldstein, N. C. Ellebracht, W. Li, and S. H. Pang, "Comparative techno-economic analysis of synthetic renewable natural gas production via reactive CO₂ capture and conversion," *Cell Reports Sustainability*, vol. 2, no. 6, Jun. 2025, doi: 10.1016/j.crsus.2025.100408.
- [26] F. Faraldo and P. Byrne, "A Review of Energy-Efficient Technologies and Decarbonating Solutions for Process Heat in the Food Industry," Jun. 01, 2024, *Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI)*. doi: 10.3390/en17123051.
- [27] D. Boruah and S. S. Chandel, "Techno-economic feasibility analysis of a commercial grid-connected photovoltaic plant with battery energy storage-achieving a net zero energy system," *J Energy Storage*, vol. 77, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.est.2023.109984.

