



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Análisis tecno-económico de diferentes rutas de
producción de amoníaco renovable y bajo en carbono
dentro del marco regulatorio de la Unión Europea

Autor: Juan Díaz-Rato Corchado

Director: Eduardo Gómez-Lacazette Orejas

Madrid

Junio de 2026

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Análisis tecno-económico de diferentes rutas de producción de amoníaco
renovable y bajo en carbono dentro del marco regulatorio de la Unión Europea”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2025/26 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

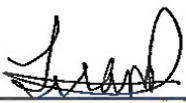
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Juan Díaz-Rato Corchado

Fecha: 13/ 06/ 2026

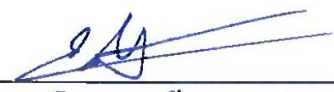
Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

X 

Juan Díaz-Rato

Fdo.: Eduardo Gomez-Lacazette Orejas Fecha: 13/ 06/ 2026



EDUARDO GÓMEZ-LACAZETTE OREJAS



MÁSTER EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Análisis tecno-económico de diferentes rutas de
producción de amoníaco renovable y bajo en carbono
dentro del marco regulatorio de la Unión Europea

Autor: Juan Díaz-Rato Corchado

Director: Eduardo Gómez-Lacazette Orejas

Madrid

Junio de 2026

Agradecimientos

Quiero agradecer, en primer lugar, a mi tutor, por su guía, su confianza y por despertar en mí el interés por seguir aprendiendo e investigando en este apasionante sector.

A mi familia, por su apoyo incondicional y por estar siempre a mi lado en cada paso de este camino.

Y, por último, a mi novia, por su paciencia, su cariño y por animarme a seguir adelante incluso en los momentos más difíciles. Sin vosotros, este trabajo no habría sido posible.

ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DE DIFERENTES RUTAS DE PRODUCCIÓN DE AMONÍACO RENOVABLE Y BAJO EN CARBONO DENTRO DEL MARCO REGULATORIO DE LA UNIÓN EUROPEA

Autor: Díaz-Rato Corchado, Juan.

Director: Gómez-Lacazette Orejas, Eduardo.

Entidad Colaboradora: Técnicas Reunidas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este trabajo se realiza un análisis tecnoeconómico de una planta de producción de amoníaco basada en hidrógeno electrolítico dentro del marco regulatorio europeo aplicable a los combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO) y a los combustibles Low Carbon . El análisis se desarrolla a partir de unas condiciones de contorno específicas, pero representativas de proyectos industriales actualmente en fase de desarrollo, en los que la competitividad económica depende de la integración entre suministro eléctrico, dimensionamiento de equipos, operación horaria y certificación regulatoria. [2]–[6]

Como parte del estudio se dimensiona y optimiza una planta de amoníaco electrolítico con una potencia de electrólisis del orden de 300 MW, una demanda máxima de conexión a red de aproximadamente 350 MW y una producción objetivo situada en el rango de 150–200 kt/año de NH_3 , en función de la configuración y del modo de operación seleccionado. La planta incluye como unidades principales el sistema de electrólisis, la purificación y acondicionamiento de hidrógeno, la unidad de separación de aire (ASU) para suministro de nitrógeno, el lazo de síntesis Haber-Bosch, los sistemas auxiliares o Balance of Plant (BOP) y, en los escenarios correspondientes, almacenamiento intermedio de hidrógeno.

El modelo compara escenarios en los que varían el origen y las características del suministro eléctrico, la existencia o no de almacenamiento de hidrógeno y la estrategia de operación de la planta. Se consideran configuraciones basadas en PPAs (Power Purchase Agreement) renovables, electricidad del mercado diario en un escenario de red de baja huella y esquemas híbridos. El objetivo económico se centra en minimizar el coste nivelado del amoníaco (LCOA) y, especialmente, el LCOA residual del RFNBO, manteniendo el cumplimiento de los criterios regulatorios aplicables a las categorías RFNBO y Low Carbon . [3]–[6]

Palabras clave: amoníaco electrolítico, RFNBO, Low Carbon , LCOA, electrólisis PEM, PPA renovable, red de baja huella, Haber-Bosch, ASU, optimización horaria.

1. Introducción

El amoníaco se perfila como un vector energético y químico de interés estratégico por su elevada densidad de hidrógeno, su infraestructura logística existente y su potencial para contribuir a la descarbonización de sectores industriales intensivos en energía. En este contexto, el amoníaco de baja huella puede desempeñar un papel relevante tanto como materia prima química como posible portador energético, siempre que su producción sea compatible con los requisitos técnicos, económicos y regulatorios exigidos. [1]

La producción convencional de amoníaco depende mayoritariamente del hidrógeno producido a partir del reformado de gas natural, lo que genera una huella de carbono elevada. Frente a ello, la producción mediante hidrógeno electrolítico permite reducir las emisiones asociadas al reactivo principal de la síntesis, siempre que la electricidad empleada cumpla condiciones adecuadas de origen renovable o baja intensidad de emisiones. El marco europeo distingue entre producción RFNBO y LC, dos categorías con requisitos y valores económicos diferenciados. [2]–[6]

Este trabajo se centra en desarrollar un modelo integrado de proceso y costes que represente las principales unidades necesarias para la síntesis de amoníaco electrolítico y que permita evaluar los compromisos entre coste, utilización de activos, eficiencia operativa y cumplimiento regulatorio. Se presta especial atención al efecto de las restricciones de conexión eléctrica, los perfiles horarios de generación renovable, el uso de red de baja huella y la posible incorporación de almacenamiento de hidrógeno. [3]–[6]

2. Definición del proyecto

El objetivo principal del proyecto es diseñar, dimensionar y evaluar una planta capaz de producir amoníaco clasificado como RFNBO y como Low Carbon , minimizando el coste nivelado del amoníaco y analizando el margen económico asociado a cada configuración. Para ello se emplean precios de referencia diferenciados para cada categoría: 1.200 €/t NH_3 para RFNBO y 800 €/t NH_3 para Low Carbon . Estos valores se adoptan como hipótesis económicas del estudio, apoyadas en señales recientes de mercado para amoníaco renovable en Europa y en un anclaje económico del producto Low Carbon frente al amoníaco convencional más el coste asociado al CO_2 . [3]–[7]

El caso de estudio se plantea para una planta con una potencia de electrólisis de aproximadamente 300 MW, una demanda máxima de conexión a red en torno a 350 MW y una producción objetivo de amoníaco entre 150 y 200 kt/año. La vida útil de operación considerada es de 24 años, con entrada en operación comercial prevista en 2028.

El alcance de la planta comprende la producción de hidrógeno mediante electrólisis PEM, la purificación y acondicionamiento de la corriente de H_2 , la producción de nitrógeno mediante ASU, el lazo Haber-Bosch, los sistemas de compresión, refrigeración e integración térmica, los consumos auxiliares de planta y, cuando aplica, el almacenamiento intermedio de hidrógeno. El modelo incorpora perfiles horarios representativos de generación eólica y fotovoltaica, precios horarios de electricidad de red, escenarios de intensidad de emisiones y restricciones técnicas de los equipos principales. [3]–[6]

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El modelo de proceso representa la cadena completa desde el suministro eléctrico hasta la producción de amoníaco a salida de planta. Para la ruta electrolítica se considera un electrolizador de tecnología PEM acoplado a un sistema de purificación y acondicionamiento de hidrógeno, una unidad de separación de aire para la producción de nitrógeno y un lazo Haber-Bosch para la síntesis de NH_3 . La síntesis se representa mediante

un bloque de proceso con compresión, refrigeración, reciclado e integración térmica entre corrientes calientes y frías.

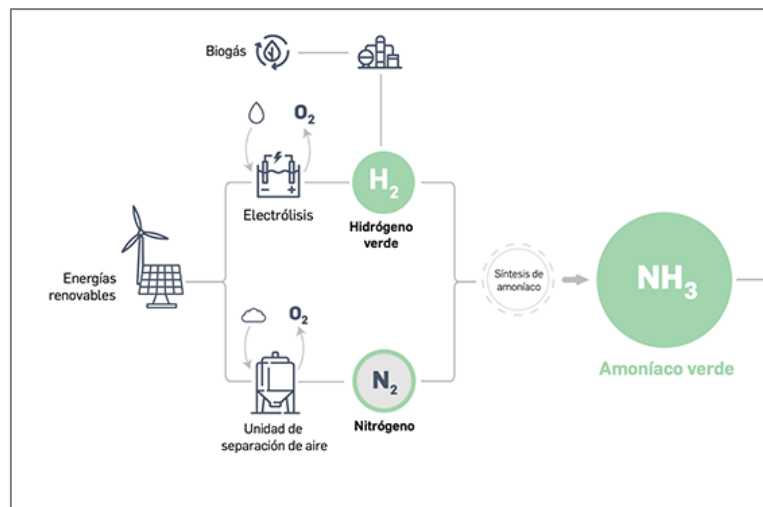


Ilustración 1 - Arquitectura de la planta y rutas de suministro de hidrógeno y nitrógeno [1]

El modelo se implementa en Excel con resolución horaria y se automatiza mediante macros VBA, barridos paramétricos y herramientas de optimización. Para cada escenario se simula la operación anual de la planta a partir de perfiles horarios de generación renovable, precios de red, límites de conexión, restricciones de *turndown*, degradación del electrolizador, consumos auxiliares y criterios de intensidad de emisiones. Los resultados horarios se agregan posteriormente para calcular producción anual, clasificación RFNBO/ Low Carbon, consumo eléctrico, utilización de equipos, LCOA, LCOA residual del RFNBO, VAN y TIR. [3]–[6]

Una aportación metodológica relevante es el uso del LCOA residual del RFNBO. Esta métrica permite analizar escenarios híbridos en los que una parte de la producción se valoriza como Low Carbon y el coste restante se asigna a la fracción RFNBO. De este modo, el análisis refleja mejor la existencia de precios diferenciados por etiqueta regulatoria y permite comparar configuraciones con distinta composición de producto. [3]–[6]

4. Resultados

Los resultados muestran que la configuración más favorable dentro de los escenarios evaluados combina PPAs renovables con electricidad de red de baja huella, sin almacenamiento intermedio de hidrógeno. Esta alternativa permite aumentar el factor de utilización del electrolizador y del lazo Haber-Bosch, reducir el peso del CAPEX por tonelada producida y evitar el coste adicional asociado al tanque de hidrógeno.

Bajo las hipótesis adoptadas, el escenario seleccionado alcanza un LCOA residual del RFNBO de aproximadamente 1.163 €/t sin considerar el efecto de la cuota renovable y de aproximadamente 1.107 €/t cuando esta se incorpora. Frente a un precio de referencia de 1.200 €/t para el amoníaco RFNBO, estos valores implican márgenes de 37 €/t y 93 €/t,

respectivamente. El margen sin cuota equivale aproximadamente al 3,1 % del precio de referencia, mientras que el margen con cuota aumenta hasta aproximadamente el 7,8 %. Por tanto, la aplicación de la cuota renovable mejora de forma clara la holgura económica del escenario, aunque la rentabilidad sigue siendo sensible a variaciones en CAPEX, precios eléctricos, producción anual, tasa de descuento, clasificación regulatoria y precio de venta.

Los escenarios con tanque de hidrógeno aportan mayor independencia frente a la variabilidad renovable, pero no compensan económicamente el aumento de inversión y los consumos asociados bajo las hipótesis del modelo. Por su parte, el escenario basado únicamente en red de baja huella presenta menor complejidad operativa, pero desplaza la mayor parte de la producción hacia la categoría Low Carbon , reduciendo el precio medio esperado de venta.

5. Conclusiones

El trabajo permite identificar las condiciones bajo las cuales una planta de amoníaco electrolítico puede aproximarse a la viabilidad económica dentro del marco regulatorio europeo. La principal conclusión es que la competitividad del sistema no depende únicamente de disponer de electricidad renovable barata, sino de la integración entre dimensionamiento técnico, operación horaria, coste energético, utilización de activos, contabilidad de emisiones y certificación regulatoria. [2]–[6]

Dentro del espacio de escenarios evaluado, la configuración híbrida con PPAs renovables y electricidad de red de baja huella aparece como la alternativa más equilibrada. No maximiza la producción RFNBO pura ni minimiza necesariamente el LCOA total, pero ofrece el mejor compromiso entre coste, utilización, margen económico y clasificación regulatoria. No obstante, el resultado debe interpretarse como una evaluación preliminar de viabilidad y no como una decisión final de inversión, ya que sería necesario validar contratos eléctricos, certificación regulatoria, precios de venta e ingeniería de detalle. [3]–[6]

6. Referencias

[1] Moeve Global, “Amoníaco verde,” Moeve Global, s. f. [En línea]. Disponible en: <https://www.moeveglobal.com/es/negocios/commercial-clean-energies/hidrogeno-verde/amoníaco-verde>.

[2] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, por la que se modifica la Directiva (UE) 2018/2001, el Reglamento (UE) 2018/1999 y la Directiva 98/70/CE en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables,” *Diario Oficial de la Unión Europea*, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32023L2413>.

[3] Comisión Europea, “Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 estableciendo una metodología de la Unión con normas detalladas para la producción de combustibles renovables líquidos y gaseosos de origen no biológico,” *Diario Oficial de la Unión Europea*,

2023. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32023R1184>.

[4] Comisión Europea, “Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 estableciendo un umbral mínimo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de combustibles de carbono reciclado y especificando la metodología para evaluar la reducción de emisiones de combustibles renovables líquidos y gaseosos de origen no biológico y combustibles de carbono reciclado,” *Diario Oficial de la Unión Europea*, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32023R1185>.

[5] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, “Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno,” *Diario Oficial de la Unión Europea*, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32024L1788>.

[6] Comisión Europea, “Reglamento Delegado (UE) 2025/2359 de la Comisión, de 8 de julio de 2025, por el que se completa la Directiva (UE) 2024/1788 especificando una metodología para evaluar el ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles bajos en carbono,” *Diario Oficial de la Unión Europea*, 2025. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32025R2359>.

[7] Fertiglobe, “Fertiglobe chosen as winning bidder in H2Global pilot auction for supply of renewable ammonia at a delivered price of €1,000 per ton into Europe,” Fertiglobe, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://fertiglobe.com/fertiglobe-chosen-as-winning-bidder-in-h2global-pilot-auction-for-supply-of-renewable-ammonia-at-a-delivered-price-of-e1000-per-ton-into-europe/>.

TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF ALTERNATIVE RENEWABLE AND LOW-CARBON AMMONIA PRODUCTION PATHWAYS UNDER THE EUROPEAN UNION REGULATORY FRAMEWORK

Author: Díaz-Rato Corchado, Juan.

Supervisor: Gómez-Lacazette Orejas, Eduardo.

Collaborating Entity: Técnicas Reunidas

ABSTRACT

This work presents a techno-economic analysis of an ammonia production plant based on electrolytic hydrogen within the European regulatory framework applicable to renewable fuels of non-biological origin (RFNBO) and low-carbon fuels. The analysis is developed from specific yet representative boundary conditions of industrial projects currently under development, in which economic competitiveness depends on the integration of electricity supply, equipment sizing, hourly operation and regulatory certification. [2]–[6]

As part of the study, an electrolytic ammonia plant is sized and optimized with an electrolysis capacity of approximately 300 MW, a maximum grid connection demand of around 350 MW and a target ammonia production in the range of 150–200 kt/year of NH_3 , depending on the configuration and operating mode selected. The plant comprises as main units the electrolysis system, hydrogen purification and conditioning, the air separation unit (ASU) for nitrogen supply, the Haber-Bosch synthesis loop, the auxiliary systems or Balance of Plant (BOP) and, in the relevant scenarios, intermediate hydrogen storage.

The model compares scenarios in which the origin and characteristics of the electricity supply, the presence or absence of hydrogen storage and the plant operating strategy are varied. Configurations based on renewable PPAs, low-carbon-footprint grid electricity and hybrid schemes are considered. The economic objective focuses on minimising the levelized cost of ammonia (LCOA) and, in particular, the residual LCOA of RFNBO, while maintaining compliance with the regulatory criteria applicable to the RFNBO and low-carbon categories. [3]–[6]

Keywords: electrolytic ammonia, RFNBO, Low Carbon , LCOA, PEM electrolysis, renewable PPA, low-carbon-footprint grid, Haber-Bosch, ASU, hourly optimization.

1. Introduction

Ammonia is emerging as an energy and chemical vector of strategic interest due to its high hydrogen density, its existing logistics infrastructure and its potential to contribute to the decarbonization of energy-intensive industrial sectors. In this context, low-carbon-footprint ammonia can play a relevant role both as a chemical feedstock and as a potential energy carrier, provided its production is compatible with the applicable technical, economic and regulatory requirements. [1]

Conventional ammonia production relies predominantly on fossil-derived hydrogen, resulting in a high carbon footprint. In contrast, production via electrolytic hydrogen can reduce the emissions associated with the main synthesis reactant, as long as the electricity employed meets adequate conditions regarding renewable origin or low emission intensity. The European framework distinguishes between RFNBO and low-carbon production, two categories with differentiated requirements and economic values. [2]–[6]

This work focuses on developing an integrated process and cost model that represents the main units required for electrolytic ammonia synthesis and enables the evaluation of trade-offs between cost, asset utilization, operational efficiency and regulatory compliance. Particular attention is given to the effect of grid connection constraints, hourly renewable generation profiles, the use of low-carbon-footprint grid electricity and the potential incorporation of hydrogen storage. [3]–[6]

2. Project definition

The main objective of the project is to design, size and evaluate a plant capable of producing ammonia classified as RFNBO and as Low Carbon , minimizing the levelized cost of ammonia and analyzing the economic margin associated with each configuration. To this end, differentiated reference prices are used for each category: 1,200 €/t NH₃ for RFNBO and 800 €/t NH₃ for Low Carbon . These values are adopted as economic assumptions of the study, supported by recent market signals for renewable ammonia in Europe and by an economic anchoring of the low-carbon product against conventional ammonia plus the associated CO₂ cost. [3]–[7]

The case study is set up for a plant with an electrolysis capacity of approximately 300 MW, a maximum grid connection demand of around 350 MW and a target ammonia production between 150 and 200 kt/year. The assumed operating lifetime is 24 years, with commercial operation date envisaged for 2028.

The plant scope comprises hydrogen production via PEM electrolysis, purification and conditioning of the H₂ stream, nitrogen production via ASU, the Haber-Bosch loop, compression, refrigeration and heat integration systems, auxiliary plant consumptions and, where applicable, intermediate hydrogen storage. The model incorporates representative hourly profiles of wind and photovoltaic generation, hourly grid electricity prices, emission intensity scenarios and technical constraints of the main equipment. [3]–[6]

3. Model / system / tools description

The process model represents the complete chain from electricity supply to ammonia production at the plant gate. For the electrolytic route, a PEM electrolyser is considered coupled to a hydrogen purification and conditioning system, an air separation unit for nitrogen production and a Haber-Bosch loop for NH₃ synthesis. The synthesis is represented

by a process block comprising compression, refrigeration, recycle and heat integration between hot and cold streams

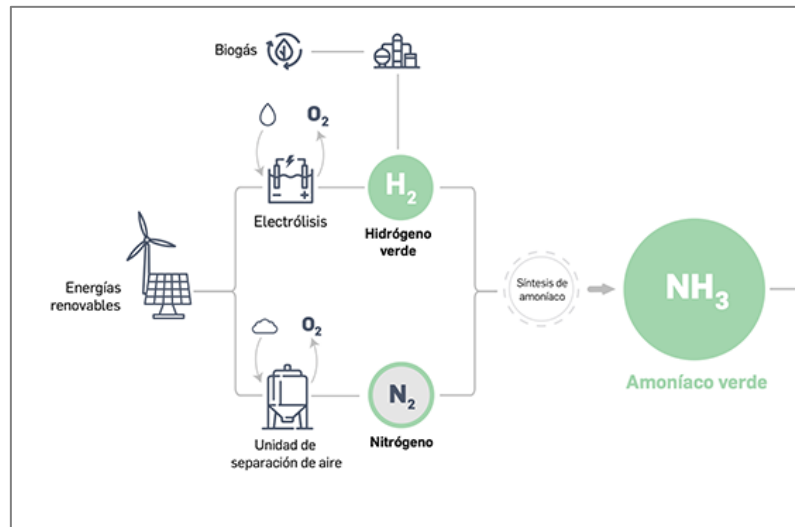


Ilustración 2 - Plant architecture and hydrogen/nitrogen supply routes [1].

The model is implemented in Excel with hourly resolution and automated using VBA macros, parametric sweeps and optimization tools. For each scenario, the annual plant operation is simulated based on hourly profiles of renewable generation, grid prices, connection limits, *turndown* constraints, electrolyser degradation, auxiliary consumptions and emission intensity criteria. The hourly results are subsequently aggregated to calculate annual production, RFNBO/low-carbon classification, electricity consumption, equipment utilisation, LCOA, residual LCOA of RFNBO, NPV and IRR. [3]–[6]

A relevant methodological contribution is the use of the residual LCOA of RFNBO. This metric enables the analysis of hybrid scenarios in which part of the production is valued as Low Carbon and the remaining cost is allocated to the RFNBO fraction. In this way, the analysis better reflects the existence of differentiated prices by regulatory label and enables the comparison of configurations with different product compositions. [3]–[6]

4. Results

The results show that the most favourable configuration among the evaluated scenarios combines renewable PPAs with low-carbon-footprint grid electricity, without intermediate hydrogen storage. This alternative enables an increase in the utilisation factor of the electrolyser and the Haber-Bosch loop, a reduction in the CAPEX weight per tonne produced and the avoidance of the additional cost associated with the hydrogen tank.

Under the adopted assumptions, the selected scenario achieves a residual LCOA of RFNBO of approximately 1,163 €/t without considering the effect of the renewable quota and approximately 1,107 €/t when this is incorporated. Against a reference price of 1,200 €/t for RFNBO ammonia, these values imply margins of 37 €/t and 93 €/t, respectively. The margin without the quota is equivalent to approximately 3.1 % of the reference price, while the margin with the quota increases to approximately 7.8 %. Therefore, the application of the renewable quota clearly improves the economic headroom of the scenario, although profitability remains sensitive to variations in CAPEX, electricity prices, annual production, discount rate, regulatory classification and selling price.

The scenarios with hydrogen storage provide greater independence from renewable variability but do not economically compensate for the increased investment and associated consumptions under the model assumptions. On the other hand, the scenario based solely on low-carbon-footprint grid electricity presents lower operational complexity but shifts the majority of production towards the low-carbon category, reducing the expected average selling price.

5. Conclusions

This work identifies the conditions under which an electrolytic ammonia plant can approach economic viability within the European regulatory framework. The main conclusion is that the competitiveness of the system does not depend solely on access to cheap renewable electricity, but on the integration of technical sizing, hourly operation, energy cost, asset utilization, emissions accounting and regulatory certification. [2]–[6]

Within the space of evaluated scenarios, the hybrid configuration with renewable PPAs and low-carbon-footprint grid electricity emerges as the most balanced alternative. It does not maximize pure RFNBO production nor does it necessarily minimize the total LCOA, but it offers the best compromise between cost, utilization, economic margin and regulatory classification. However, the result should be interpreted as a preliminary feasibility assessment and not as a final investment decision, since it would be necessary to validate electricity contracts, regulatory certification, selling prices and detailed engineering. [3]–[6]

6. References

[1] Moeve Global, “Green ammonia,” Moeve Global, n.d. [Online]. Available: <https://www.moeveglobal.com/es/negocios/commercial-clean-energies/hidrogeno-verde/amoniaco-verde>.

[2] European Parliament and Council of the European Union, “Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources,” Official Journal of the European Union, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32023L2413>.

[3] European Commission, “Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin,” Official Journal of the European Union, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32023R1184>.

[4] European Commission, “Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 by establishing a minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels,” Official Journal of the European Union, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32023R1185>.

[5] European Parliament and Council of the European Union, “Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on common rules for the internal markets for renewable gas, natural gas and hydrogen,” Official Journal of the European Union, 2024. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32024L1788>.

[6] European Commission, “Commission Delegated Regulation (EU) 2025/2359 of 8 July 2025 supplementing Directive (EU) 2024/1788 by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low-carbon fuels,” Official Journal of the European Union, 2025. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32025R2359>.

[7] Fertigllobe, “Fertigllobe chosen as winning bidder in H2Global pilot auction for supply of renewable ammonia at a delivered price of €1,000 per ton into Europe,” Fertigllobe, 2024. [Online]. Available: <https://fertigllobe.com/fertigllobe-chosen-as-winning-bidder-in-h2global-pilot-auction-for-supply-of-renewable-ammonia-at-a-delivered-price-of-e1000-per-ton-into-europe/>.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Motivación y objetivos del trabajo	6
1.2 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)	7
1.3 Contexto energético y necesidad de combustibles alternativos.....	8
1.4 Rol del amoníaco como vector energético y químico	9
1.5 Alcance y limitaciones del estudio	11
Capítulo 2. Fundamentos técnicos y marco regulatorio.....	13
2.1 Producción convencional de amoníaco	13
2.2 Producción de Amoníaco electrolítico	15
2.2.1 Renewable Fuel from a Non Biological Origin (RFNBO)	17
2.2.2 Low Carbon (LC)	20
2.3 Tecnologías de proceso consideradas.....	23
2.3.1 Electrólisis (PEM, alcalina, SOEC).....	24
2.3.2 Unidad de separación de aire (ASU)	25
2.3.3 Lazo Haber-Bosch e integración con H_2/N_2	26
2.3.4 Rutas emergentes.....	27
2.4 Tecnologías de almacenamiento.....	30
2.4.1 Tanque de Hidrogeno	30
2.4.2 Baterías en la planta de energía renovable (rol y límites).....	33
Capítulo 3. Metodología de dimensionamiento.....	34
3.1 Principios generales y límites del sistema	35
3.1.1 Estructura de la planta y fronteras “gate-to-gate”	35
3.1.2 Variables clave y parámetros del modelo	36
3.2 Métodos de optimización aplicados	38
3.3 Flujo metodológico.....	41
Capítulo 4. Implicaciones de diseño y decisiones estratégicas	43
4.1 Acceso a electricidad y trazabilidad	43
4.1.1 Conexión directa a la red.....	44
4.1.2 Uso de PPA renovables	46

4.1.3	Uso de electricidad de red de baja huella.....	48
4.2	Producción de hidrógeno.....	51
	<i>Electrólisis como ruta principal.....</i>	<i>52</i>
4.3	Almacenamiento.....	53
4.3.1	Baterías	54
4.3.2	Tanque de hidrógeno.....	55
4.4	Tabla de toma de decisiones.....	58
4.4.1	Comparación multicriterio (CAPEX, OPEX, flexibilidad, compatibilidad regulatoria, impacto en LCOA).....	58
4.4.2	Escenarios posibles	61
Capítulo 5. Optimización del dimensionamiento.....		66
5.1	Restricciones técnicas.....	67
5.2	Objetivo económico y LCOA residual dependiente del Low Carbon.....	69
5.3	Escenarios simulados	73
5.4	Comparación de escenarios y selección del óptimo	79
5.5	Análisis de sensibilidad del escenario principal.....	92
Capítulo 6. Análisis de Resultados.....		96
6.1	Escenario base y supuestos de partida.....	96
6.2	Resultados técnicos y operativos.....	97
6.3	Resultados económicos	100
6.4	Efecto de la cuota renovable sobre la clasificación del producto.....	101
6.5	Análisis de sensibilidades.....	103
6.5.1	Sensibilidad al umbral de precio de red.....	103
6.5.2	Sensibilidad al dimensionamiento de las PPAs.....	103
6.5.3	Sensibilidad al tamaño del lazo Haber Bosch.....	104
6.5.4	Sensibilidad al CAPEX y al precio de venta	104
6.6	Síntesis y análisis crítico de resultados	105
Capítulo 7. Conclusiones y Trabajos Futuros.....		108
7.1	Conclusiones generales	108
7.2	Aportaciones del trabajo.....	109
7.3	Lectura técnica de los resultados.....	110
7.4	Lectura económica y regulatoria	111

7.5	Limitaciones del estudio.....	112
7.6	Trabajos futuros.....	113
7.7	Cierre final.....	114
Capítulo 8.	<i>Bibliografía</i>	116

Índice de figuras

Ilustración 1 - Arquitectura de la planta y rutas de suministro de hidrógeno y nitrógeno [1]	10
Ilustración 2: Esquema de una planta de Amoniaco tradicional. [45]	14
Ilustración 3: Esquema simplificado del funcionamiento de la planta	16
Ilustración 4: Funcionamiento de electrolizador PEM [20]	24
Ilustración 5: PFD de un Air Separation Unit (ASU). [44]	26
Ilustración 6: Lógica de funcionamiento de tanque tipo A	31
Ilustración 7: Lógica de funcionamiento del tanque tipo B	32
Ilustración 8: Clasificación de producción y precios nivelados.	40
Ilustración 9: Curva típica del LCOA en este trabajo	60
Ilustración 10: Decisión de escenarios a simular. Realizado con ChatGPT	63
Ilustración 11: Esquema de la lógica del almacenamiento	75
Ilustración 12: Gráfica dependiente de la capacidad	80
Ilustración 13: Gráfica de punto óptimo local en cuanto a capacidad de energía renovable	82
Ilustración 14: Comparativa entre los diferentes escenarios.	85
Ilustración 15: Comparativa entre diferentes escenarios con cuota.	86
Ilustración 16: Visualización de la procedencia de la energía empleada.	87
Ilustración 17: Análisis de sensibilidad frente a variación del CAPEX.	89
Ilustración 18: Análisis de sensibilidad frente a variación de precio de energía del mercado.	90
Ilustración 19: Gráfica comparadora de Factor de utilización y LCOA residual.	93
Ilustración 20: LCOA respecto a las diferentes capacidades de las PPAs.	94
Ilustración 21: Gráfica comparadora del punto óptimo de precio frente a la producción.	95

Índice de tablas

Tabla 1:Datos de entrada para el modelo de la planta.....	36
Tabla 2: Ideas asumidas durante el ejercicio.	61
Tabla 2: Ideas asumidas durante el ejercicio.	61
Tabla 5: Diferenciación entre escenarios.....	63
Tabla 6: Comparativa entre escenarios.....	99

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo estudia el diseño, el dimensionamiento y la optimización tecnoeconómica de una planta de amoníaco basado en hidrógeno electrolítico con baja huella de carbono. El objetivo central es analizar, mediante un modelo de proceso y costes, diferentes escenarios para producir amoníaco clasificado como RFNBO y como Low Carbon (LC) minimizando el coste nivelado de amoníaco (LCOA) usando como palanca de *OPTIMIZACIÓN SUS* precios de referencia. El análisis contempla diferentes configuraciones de producción electrolíticas, bajo la flexibilidad de suministro eléctrico proveniente de PPA's renovables y/o de electricidad comprada en el mercado diario cuando su intensidad de emisiones lo permite. Se consideran explícitamente restricciones en la conexión eléctrica, con un caso base de 300 MW, y escenarios de precios y recurso renovable representativos del mercado español donde estaría situado el proyecto en cuestión.

1.1 MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

La motivación de este trabajo se apoya en un hecho contrastado: las rutas de producción de amoníaco de baja huella, como la electrólisis con integración renovable siguen siendo costosas y con rentabilidad incierta. Aun así, resultan esenciales para la descarbonización industrial y por eso se ha establecido un marco normativo que reconoce el valor ambiental del producto mediante categorías como RFNBO y Low Carbon (LC). En este contexto, resulta clave el análisis comparativo de diferentes escenarios en búsqueda de soluciones que minimicen los costes de producción estas categorías de amoníaco.

El objetivo general es demostrar, con un modelo tecnoeconómico de alta resolución, qué combinaciones de tecnologías y estrategias operativas permiten alcanzar un LCOA mínimo para las categorías RFNBO y LC sin comprometer el cumplimiento regulatorio y manteniendo una producción anual significativa. De forma específica, se busca cuantificar el doble resultado de beneficio y sostenibilidad mediante un margen unitario positivo y una

intensidad de emisiones compatible con cada categoría, identificar las principales palancas de mejora continua y estimar su impacto marginal sobre el coste y la elegibilidad, y delimitar las condiciones de viabilidad bajo distintos escenarios de precios de electricidad, huella de la red y límite de conexión, considerando como caso base una potencia disponible de 300 MW (350MW reales pero asumimos 300 por los servicios auxiliares).

1.2 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

El proyecto se alinea de forma directa con los ODS al proponer un modelo de planta que integra electricidad renovable, flexibilidad de operación y criterios de trazabilidad para clasificar el producto como RFNBO o Low Carbon.

En primer lugar, contribuye al **ODS 7** al priorizar suministros eléctricos de origen renovable mediante PPA y, cuando sea compatible con la regulación, mediante el uso controlado de la red en periodos de baja intensidad de emisiones. La formulación y el dimensionamiento buscan reducir el consumo específico de energía y mejorar la eficiencia global, de manera que la competitividad económica se apoye en mejoras técnicas reales y no solo en señales de precio.

En segundo lugar, el trabajo impulsa el **ODS 9** al aplicar metodologías de optimización y modelización tecnoeconómica a una cadena industrial existente, incorporando decisiones de tamaño de equipos, integración térmica y estrategias operativas de alto contenido innovador. La comparación entre distintas rutas basadas en electrólisis y configuraciones híbridas permite identificar soluciones tecnológicamente viables que mantengan la elegibilidad regulatoria y favorezcan la implantación industrial en condiciones de seguridad y fiabilidad.

Asimismo, se avanza en el **ODS 12** al orientar la producción hacia un uso más eficiente de recursos y materias primas, con especial atención al agua desmineralizada, al aprovechamiento y a la gestión del carbono en el proceso. La métrica económica adoptada, basada en el coste nivelado del amoníaco, favorece decisiones transparentes y comparables

que integran inversión, operación y energía en el horizonte de vida de los equipos, lo que refuerza la sostenibilidad económica del proyecto.

Finalmente, la reducción de la intensidad de emisiones frente a rutas convencionales contribuye al **ODS 13**. El modelo incorpora factores de emisión y criterios de elegibilidad coherentes con RED III, de modo que el diseño y la operación resultantes no solo minimicen el coste, sino que también respeten umbrales ambientales verificables. En capítulos posteriores se reportarán indicadores cuantitativos de energía, emisiones y cumplimiento que permitan trazar con precisión la aportación del proyecto a estos objetivos.

1.3 CONTEXTO ENERGÉTICO Y NECESIDAD DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS

La transición energética exige descarbonizar usos difíciles de electrificar por requerimientos de continuidad, densidad energética e infraestructuras existentes. En este marco, el hidrógeno y sus derivados ganan relevancia. El amoníaco destaca por su logística madura, su almacenamiento a gran escala y su doble vocación química y energética. Producido por electrólisis con electricidad renovable o mediante rutas biogénicas, permite reducir la huella frente a la síntesis convencional.

El entorno regulatorio europeo, especialmente RED, introduce criterios de intensidad de emisiones y trazabilidad que diferencian categorías comerciales como RFNBO y Low Carbon y que se traducen en señales de precio y requisitos operativos. La descarbonización progresiva de la red y el acceso a PPAs habilitan estrategias de abastecimiento híbridas que, si cumplen los criterios aplicables, pueden reducir costes. No obstante, la viabilidad depende de un dimensionamiento cuidadoso y de una operación flexible. Este trabajo evalúa, con enfoque tecnoeconómico, configuraciones eléctricas e híbridas bajo límites realistas de conexión y escenarios de precios y huella, con el fin de identificar condiciones en las que el LCOA resulte compatible con la señal de precio de las categorías RFNBO y Low Carbon .[2]

Power Purchase Agreement (PPA)

Un Power Purchase Agreement (PPA) es un contrato bilateral de compraventa de electricidad a largo plazo entre un productor y un consumidor, mediante el cual se establecen las condiciones de suministro, incluyendo el precio, el volumen de energía y la duración del acuerdo. En el contexto de la producción de hidrógeno y amoníaco renovables, los PPAs permiten garantizar el origen renovable de la electricidad utilizada, reducir la exposición a la volatilidad del mercado eléctrico y facilitar el cumplimiento de determinados requisitos regulatorios asociados a los combustibles RFNBO, especialmente los relacionados con la adicionalidad, la correlación temporal y la correlación geográfica cuando resultan de aplicación.

En este trabajo se consideran exclusivamente PPAs renovables de tipo *pay-as-produced*, en los que la energía suministrada depende de la producción real de la instalación renovable. Esta modalidad se adopta por ser una de las más representativas en el desarrollo de proyectos de hidrógeno y amoníaco renovables, ya que permite modelizar de forma realista la disponibilidad variable del recurso renovable y evaluar su influencia tanto en la operación de la planta como en su desempeño tecnoeconómico. Además, facilita el análisis del cumplimiento de los requisitos regulatorios aplicables a los combustibles RFNBO. Los conceptos de adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica, fundamentales para la certificación de estos combustibles, se describen y analizan con mayor detalle en el Capítulo 2.

1.4 ROL DEL AMONÍACO COMO VECTOR ENERGÉTICO Y QUÍMICO

El amoníaco ocupa una posición singular al integrar dos funciones complementarias. Como materia prima, sostiene una cadena industrial madura vinculada a la producción de fertilizantes y a múltiples síntesis químicas. Como vector energético, ofrece almacenamiento a gran escala y transporte eficiente de hidrógeno, bien para su uso directo en procesos que admiten combustibles nitrogenados, bien tras su craqueo para recuperar hidrógeno en el punto de consumo. Esta doble condición permite que una misma instalación sirva a mercados

con perfiles de demanda diferentes, mejorando el aprovechamiento de la capacidad instalada y la flexibilidad operativa.

En el ámbito energético, el amoníaco facilita el acoplamiento entre generación renovable variable y consumo industrial estable. Su logística consolidada, el menor rigor de sus condiciones de almacenamiento frente al hidrógeno y la posibilidad de exportación convierten a este compuesto en un candidato práctico para arbitrar energía en el tiempo y en el espacio. Además, el régimen de operación de la síntesis y del almacenamiento se puede adaptar para suavizar las fluctuaciones de la oferta eléctrica, lo que es especialmente relevante cuando se combina con un suministro renovable de producción variable (en el caso del estudio, solar y eólico).

La clasificación del producto como RFNBO o Low Carbon (LC) actúa como nexo entre estas funciones y el diseño de la planta. Más allá de la etiqueta regulatoria o comercial, cada categoría implica requisitos verificables de origen energético y de intensidad de emisiones que condicionan la configuración tecnológica, la estrategia de operación y la trazabilidad. En consecuencia, decisiones como el tamaño del electrolizador y del ASU, el grado de integración térmica en el lazo Haber Bosch, y el reparto horario entre el suministro proveniente de PPAs y del mercado diario no solo determinan el coste nivelado, sino también la elegibilidad del producto en cada mercado objetivo.

En este trabajo, el rol dual del amoníaco se traduce en un planteamiento de diseño orientado a capturar valor en ambos frentes: se buscan configuraciones que mantengan la competitividad como insumo químico y, en paralelo, habiliten su utilización como portador de hidrógeno allí donde resulte técnica y económicamente ventajoso. La comparación entre rutas y modos de operación se realiza con métricas homogéneas, de forma que la decisión final sobre RFNBO o LC responda a una combinación consistente de coste, cumplimiento y oportunidad de mercado.

1.5 ALCANCE Y LIMITACIONES DEL ESTUDIO

El modelo se define en términos de entradas y salidas con frontera gate-to-gate. Las entradas son series horarias de energía: electricidad procedente de PPAs renovables “Pay as Produced” y electricidad comprada en el mercado diario. La salida es amoníaco a la salida de planta en toneladas, clasificado como RFNBO o Low Carbon según los criterios aplicables. La formulación tecnoeconómica emplea el LCOA como métrica central y se complementa con indicadores financieros como VAN y TIR. La operación se representa mediante perfiles horarios de generación renovable y precios horarios del mercado eléctrico proyectados sobre la vida útil del proyecto. En los escenarios con electricidad de red, su uso se evalúa de forma diferenciada desde el punto de vista económico, climático y regulatorio: la compatibilidad Low Carbon se determina mediante la intensidad de emisiones, mientras que la elegibilidad RFNBO exige cumplir los requisitos adicionales de renovabilidad establecidos por la normativa aplicable.

Los resultados económicos se expresan en euros constantes de 2025 y se calculan con una tasa de descuento del 10 por ciento. Se considera un periodo de construcción EPC entre 2025 y 2027 y la entrada en operación comercial en 2028. La vida útil de producción es de 24 años a partir de 2028. El caso base adopta un límite de conexión a red de 350 MW y un régimen de operación continuo con resolución horaria. Las ratios de CAPEX utilizados proceden de referencias internas de Técnicas Reunidas.

El proceso incluido comprende la electrólisis para producción de hidrógeno, la unidad de separación de aire para nitrógeno y los lazos de síntesis Haber Bosch con compresión, refrigeración e integración térmica. No se modela almacenamiento de nitrógeno ni baterías, únicamente se tendrá en cuenta dependiendo del escenario de simulación un tipo de almacenamiento y es de hidrogeno afectando directamente al LCOA pero mejorando su operabilidad. El agua, los servicios auxiliares y otros consumos se incluyen como gastos auxiliares agregados y su método de cálculo se describirá más adelante.

La formulación tecnoeconómica emplea el coste nivelado del amoníaco como métrica central y se resuelve con funciones de optimización en Excel. La dinámica del sistema se representa con las curvas horarias de producción normalizada del recurso renovable típico usado como referencia y con una curva de precios esperados del mercado diario proyectada para toda la vida útil, a partir de las cuales se construyen escenarios y análisis de sensibilidad. Se calcula la huella de carbono del proceso para verificar la elegibilidad del producto en las categorías RFNBO y Low Carbon . La electricidad de red descarbonizada no se considera, por sí sola, un criterio suficiente para la clasificación del producto como RFNBO. En los escenarios en los que se permite el consumo de electricidad de red, esta se incorpora al modelo únicamente a efectos de coste y emisiones, mientras que la elegibilidad se evalúa conforme a los requisitos regulatorios aplicables al suministro renovable mediante PPA.

Quedan fuera del alcance la logística externa, los usos finales, el craqueo, el transporte y la participación en servicios de red o mercados de capacidad. Tampoco se incluyen permisos, ingeniería de detalle ni estimaciones de costes asociados a construcción más allá de su efecto agregado en el marco EPC establecido. La red eléctrica se representa mediante precios y factores de emisión horarios sin modelar congestiones ni restricciones topológicas. La degradación y la reposición del electrolizador se consideran de forma explícita, incluida la pérdida de rendimiento y las sustituciones de pilas en los momentos previstos, mientras que para el resto de los equipos se emplean vidas útiles agregadas y análisis de sensibilidad. Las conclusiones dependen de los datos de entrada y de los escenarios definidos; cambios sustanciales en precios, regulación o rendimientos tecnológicos pueden alterar los resultados.

Capítulo 2. FUNDAMENTOS TÉCNICOS

Y MARCO REGULATORIO

Para analizar con rigor la producción de amoníaco de baja huella es necesario definir desde el inicio qué se entiende por RFNBO y por Low Carbon , cómo se demuestran estas condiciones y qué exigencias establece la normativa europea aplicable. Sobre esta base se describen las tecnologías consideradas en el trabajo: producción de hidrógeno mediante electrólisis, obtención de nitrógeno mediante una unidad de separación de aire, síntesis Haber-Bosch, consumos auxiliares y, cuando procede, almacenamiento de hidrógeno. Asimismo, se establecen las convenciones de contabilidad de emisiones y trazabilidad eléctrica que se aplicarán de forma consistente en el modelo. Antes de ello, se resume la síntesis convencional de amoníaco como referencia técnica y ambiental.

2.1 PRODUCCIÓN CONVENCIONAL DE AMONÍACO

La producción convencional de amoníaco se basa en la síntesis de hidrógeno y nitrógeno mediante el proceso Haber-Bosch, tecnología desarrollada a comienzos del siglo XX y aún hoy responsable de más del 95 % del amoníaco producido a nivel mundial]. Aunque su eficiencia química es elevada y su escala industrial está muy optimizada, el proceso continúa siendo una de las operaciones industriales más intensivas en consumo energético, principalmente por el origen fósil del hidrógeno de partida y el uso de combustibles para generar calor de proceso .

En la mayoría de las plantas actuales, el hidrógeno se obtiene a partir de gas natural mediante reformado con vapor de metano (SMR). Este proceso combina vapor de agua con metano a alta temperatura sobre un catalizador de níquel para producir una corriente rica en hidrógeno y monóxido de carbono; posteriormente, el CO se transforma en CO₂ e hidrógeno adicional

en la etapa de conversión con vapor, y el CO_2 se separa en una unidad de eliminación de CO_2 antes de la purificación final del gas de síntesis [10]. En las plantas convencionales de amoníaco, el nitrógeno necesario para la síntesis se introduce normalmente mediante el aire alimentado al reformador secundario, lo que permite ajustar la relación H_2/N_2 requerida para el lazo Haber-Bosch [9][10].

Una vez disponibles ambas corrientes, la síntesis Haber-Bosch combina hidrógeno y nitrógeno en proporción 3:1 sobre un catalizador de hierro, a presiones del orden de 150 a 250 bar y temperaturas de 400 a 500 °C. La conversión por pasada es reducida, por lo que el circuito se recicla hasta alcanzar una conversión global cercana al 97 % [10][11]. El conjunto requiere un aporte energético significativo en sus etapas de compresión, calentamiento, reacción, enfriamiento y reciclado, cuya cuantificación detallada se tratará en este trabajo dentro de los consumos auxiliares [9][12].

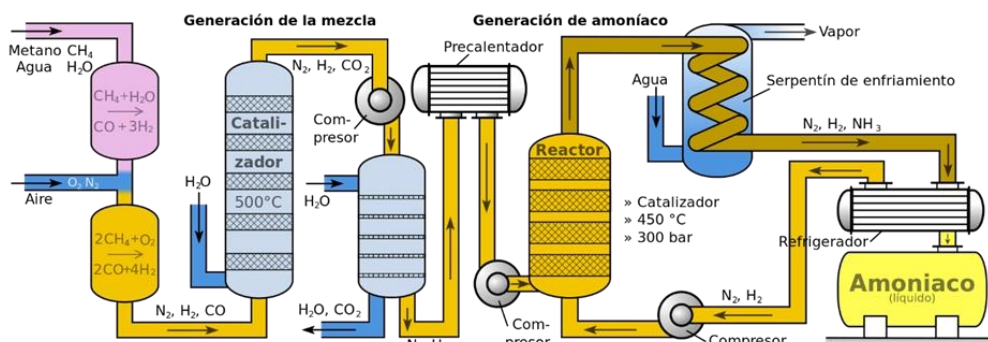


Ilustración 2: Esquema de una planta de Amoníaco tradicional. [45]

La producción convencional sirve como punto de referencia frente a la ruta electrolítica analizada en este trabajo. La sustitución del hidrógeno de origen fósil por hidrógeno producido mediante electrólisis permite reducir la huella asociada al reactivo principal de la síntesis, manteniendo la estructura general del lazo Haber-Bosch. El reto técnico y

económico consiste en alcanzar un coste competitivo sin perder la continuidad operativa propia de las plantas convencionales.

2.2 PRODUCCIÓN DE AMONIACO ELECTROLÍTICO

Este apartado fija el marco conceptual y normativo empleado para clasificar la producción de amoníaco basada en hidrógeno electrolítico. Se denomina amoníaco RFNBO al producido a partir de hidrógeno generado con electricidad que cumple los requisitos de renovabilidad y reducción de emisiones aplicables a los combustibles renovables de origen no biológico. Se emplea la categoría Low Carbon para el amoníaco cuya huella de gases de efecto invernadero, expresada en gCO_{2e}/MJ del producto en base PCI, alcanza el ahorro mínimo exigido frente al comparador fósil. En este trabajo, la categoría Low Carbon se evalúa principalmente a través de la intensidad de emisiones de la electricidad consumida y de los consumos auxiliares incluidos dentro de los límites del sistema.

La evaluación se realiza sobre límites de sistema definidos (insumos energéticos, electrólisis y síntesis, consumos auxiliares y transporte hasta el consumidor). En términos prácticos, la electricidad consumida por el electrolizador y sus auxiliares se convierte a la base energética del amoníaco y se verifica si la energía de red utilizada cumple las condiciones de origen para RFNBO o de huella para Low Carbon .

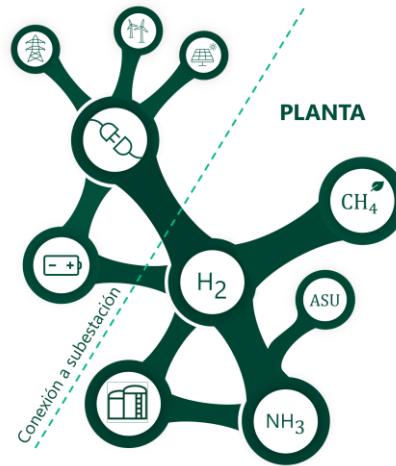


Ilustración 3: Esquema simplificado del funcionamiento de la planta

Esta arquitectura modular permite entender la instalación como una plataforma basada en hidrógeno renovable. Aunque una planta de este tipo podría adaptarse conceptualmente a la producción de otros derivados, como metano sintético, mediante modificaciones en la sección de síntesis y la incorporación de equipos específicos, el presente trabajo se centra exclusivamente en la producción de amoníaco. Por tanto, el análisis técnico, económico y regulatorio se limita a la integración entre electrólisis, almacenamiento de hidrógeno, suministro de nitrógeno y síntesis de NH_3 .

Esta estructura por zonas resulta especialmente relevante porque la variabilidad del suministro eléctrico condiciona la producción horaria de hidrógeno del electrolizador y, por tanto, la alimentación disponible para la síntesis de amoníaco. El lazo Haber-Bosch presenta un *turndown* mínimo, entendido como la carga parcial mínima por debajo de la cual la unidad no puede operar de forma estable y continuada. Si la producción de hidrógeno cae por debajo de la demanda mínima requerida por el lazo y no existe almacenamiento intermedio, la planta se ve obligada a reducir carga de forma severa o incluso a detener la síntesis. Estas paradas implican tiempos de arranque y costes operativos adicionales, cuya magnitud depende de la duración de la interrupción y de las condiciones de operación previas.

Este marco conceptual y regulatorio define las condiciones bajo las cuales las configuraciones consideradas, incluyendo PPAs renovables, electricidad contratada en el mercado diario, almacenamiento de hidrógeno y estrategias híbridas de operación, pueden contribuir a la producción de amoníaco RFNBO o Low Carbon . Por tanto, constituye la base para el modelo tecnoeconómico del capítulo 3 y para las decisiones de diseño evaluadas en el capítulo 4.

2.2.1 RENEWABLE FUEL FROM A NON BIOLOGICAL ORIGIN (RFNBO)

En este subapartado se explica con detalle cómo funciona el marco RFNBO cuando la electricidad procede de la red. Se estructura en tres bloques fundamentales del Acto Delegado (UE) 2023/1184 y en las reglas especiales que permiten tratar la electricidad de red como 100 % renovable en situaciones concretas. La metodología de cálculo de huella a la que remite este acto es la del (UE) 2023/1185 [39][36].

Adicionalidad.

El artículo 5 exige que la electricidad renovable atribuida al RFNBO proceda de capacidad nueva respecto de la puesta en marcha del electrolizador. En términos prácticos, la instalación renovable debe haber entrado en operación en una ventana temporal próxima a la planta RFNBO y no beneficiarse de determinadas ayudas incompatibles. La adicionalidad puede cumplirse con generación propia o mediante PPA por una energía al menos equivalente a la reclamada. El acto prevé disposiciones transitorias que facilitan el arranque de proyectos anteriores a ciertas fechas, pero el principio general es que la demanda del electrolizador no detraiga renovables ya existentes del sistema [39].

Correlación temporal

El artículo 6 establece que la producción renovable asociada y el consumo del electrolizador deben coincidir en el tiempo. La norma fija correlación mensual hasta el 31 de diciembre de 2029 y correlación horaria desde el 1 de enero de 2030, con posibilidad de adelanto por parte de los Estados miembros a partir del 1 de julio de 2027. Esta trazabilidad temporal se aplica tanto a PPAs como a las demás vías en las que la norma exige correlación [39].

Correlación geográfica

El artículo 7 pide que la instalación renovable que respalda la electricidad esté situada en la misma zona de oferta que el electrolizador, o en una zona interconectada que cumpla requisitos definidos, o en una zona offshore interconectada. Para terceros países se admiten equivalencias de zonas de mercado, siempre con interconexión que haga pertinente la atribución física y regulatoria [39].

Además de estas tres condiciones generales, el 2023/1184 contiene reglas para contar electricidad comprada en el mercado diario como plenamente renovable sin aplicar siempre las tres condiciones anteriores. Son las denominadas reglas generales para electricidad tomada de la red.

Cómputo renovable de electricidad de red

Artículo 4.1

Zona de oferta con cuota media anual de renovables igual o superior al 90 %. En este caso, la electricidad de red puede contarse como 100 % renovable hasta un tope anual expresado en horas equivalentes de funcionamiento. Este tope se calcula multiplicando las 8.760 horas del año por la cuota renovable de la zona. El cómputo es por horas, no por MWh; de modo que, si la zona es del 90 %, el máximo certificable como RFNBO son 7.884 horas anuales de operación. Lo producido por encima de ese cupo horario ya no entra por esta vía. Cuando una zona supera el 90 % en un año, se considera que mantiene ese estatus durante los cinco años siguientes. La propia norma detalla cómo calcular la cuota: consumo final bruto renovable de la zona dividido entre producción bruta de todas las fuentes, excluyendo bombeo, más importaciones menos exportaciones [39].

Artículo 4.2

Zona de oferta con intensidad media anual de la electricidad inferior a 18 gCO₂e por MJ. En este supuesto la electricidad de red puede contarse como 100 por cien renovable, pero se exige disponer de uno o varios PPAs renovables por una energía al menos equivalente y

cumplir correlación temporal y geográfica. Aquí la adicionalidad se relaja. La intensidad se calcula con el enfoque metodológico del 2023/1185 y, una vez que una zona acredita menos de 18 gCO_{2e} por MJ en un año, este estatus persiste cinco años a efectos de certificación [39][36].

Artículo 4.3

Ventanas con redispatch renovable a la baja. El redispatch es una orden del operador del sistema de transporte para modificar la generación ya programada y resolver congestiones o mantener la seguridad. Cuando hay redispatch down de renovables, se reduce su producción por límites de red u operativos. La norma permite contar como 100 por cien renovable la electricidad de red consumida durante un período de liquidación de desvíos si el operador del sistema acredita dos aspectos: que hubo redispatch a la baja de renovables conforme al Reglamento (UE) 2019/943 y que el consumo de la planta redujo la necesidad de ese redispatch en la misma cantidad. En la práctica, esto requiere conservar registros de medida de la planta en esa ventana e incorporar una certificación del operador del sistema que identifique la magnitud del redispatch evitado. Solo la energía consumida dentro de dicha ventana y hasta el límite probado es elegible por esta vía [41][40].

Artículo 4.4

Resto de casos. Si no se cumplen las reglas anteriores, la electricidad de red solo puede contarse como 100 por cien renovable cuando se cumplen simultáneamente adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica con arreglo a los artículos 5, 6 y 7. Esta es la vía general basada en PPAs y matching temporal que pasa a ser horario a partir de 2030 [39].

Por qué estas reglas son relevantes y su impacto en la viabilidad.

En sistemas eléctricos descarbonizados, permiten planificar una fracción de la operación anual como RFNBO sin depender siempre de nueva capacidad dedicada, y facilitan esquemas con PPAs donde la red ya presenta intensidades muy bajas. Esto acelera proyectos conectados a red y, para el resto de las horas, orienta la operación hacia la categoría Low

Carbon aplicando el 2023/1185 y su umbral de ahorro mínimo del 70 % frente al comparador fósil, equivalente a no superar 28,2 gCO_{2e} por MJ del combustible final [36][39]. En cuanto al calendario, el PNIEC actualizado fija en 2030 una participación renovable en generación eléctrica de entorno al 81 %. Aunque no ofrece una senda oficial en gCO₂ por MJ, ese nivel y la reducción del uso de ciclos combinados favorecen intensidades medias de la red más cercanas a los umbrales aquí tratados en la segunda mitad de la década. La adicionalidad es alcanzable en ese horizonte porque la normativa la define respecto a nueva capacidad renovable puesta en servicio en ventanas temporales concretas y el pipeline de fotovoltaica y eólica, junto con subastas, repotenciaciones y PPAs corporativos, permite casarla con la demanda prevista de proyectos RFNBO [36][39].

2.2.2 LOW CARBON (LC)

La categoría Low Carbon se define por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a un comparador fósil de referencia. En este caso, el criterio principal no es el origen renovable de la energía utilizada, sino la intensidad total de emisiones del producto final expresada en gCO_{2e}/MJ. Por ello, la clasificación LC permite evaluar rutas de producción que, sin cumplir necesariamente todos los requisitos propios de los RFNBO, alcanzan una reducción suficiente de huella de carbono.

El marco metodológico aplicable queda recogido en el Reglamento Delegado (UE) 2025/2359, que complementa la Directiva (UE) 2024/1788 y especifica la metodología para evaluar el ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles bajos en carbono. Este acto delegado establece un enfoque basado en el ciclo de vida, considerando las emisiones asociadas a los insumos energéticos, el proceso de producción, el transporte y la distribución del combustible. En consecuencia, la evaluación LC no se limita a la electricidad consumida por el electrolizador, sino que requiere contabilizar el conjunto de emisiones relevantes dentro de los límites del sistema definidos.

En este trabajo, el cumplimiento Low Carbon se evalúa a partir de un ahorro mínimo del 70 % respecto al comparador fósil de referencia, fijado en 94 gCO_{2e}/MJ. Por tanto, la huella

máxima admisible del amoníaco bajo en carbono (Low Carbon) corresponde al 30 % de dicho valor:

$$94 \times 0,30 = 28,2 \text{ gCO}_2\text{e/MJ NH}_3$$

Para trasladar este límite al caso de una ruta electrolítica, se calcula la intensidad máxima admisible de la electricidad consumida por el proceso. Esta conversión considera el poder calorífico inferior del amoníaco, la relación estequiométrica entre hidrógeno y amoníaco, el consumo específico del electrolizador, los consumos auxiliares eléctricos y el tramo logístico incluido en el modelo. Con los parámetros de referencia adoptados, el límite de 28,2 gCO₂e/MJ NH₃ equivale a un umbral operativo aproximado de 12,02 gCO₂e/MJ eléctrico. Este valor no constituye un umbral regulatorio universal, sino una traducción específica del límite Low Carbon bajo las hipótesis técnicas y de frontera del presente análisis.

Este umbral permite identificar cuándo el uso de electricidad de red resulta compatible con la categoría LC. Si la intensidad de emisiones de la electricidad considerada se mantiene por debajo de dicho valor, la producción electrolítica de amoníaco puede cumplir el criterio LC, siempre que el resto de las emisiones incluidas en el sistema permanezcan dentro de las hipótesis adoptadas. Este criterio no convierte automáticamente el producto en renovable, sino que permite clasificarlo como bajo en carbono por su huella total. Esta distinción es relevante para el modelo, ya que justifica separar la producción atribuible a RFNBO de la atribuible a LC y asignar a cada fracción precios de referencia diferenciados.

Cómo se evalúa y encaje con red descarbonizada.

La categoría Low Carbon se evalúa a partir de la intensidad de emisiones del combustible expresada en gCO₂e/MJ de NH₃. La metodología regulatoria contempla distintas alternativas para calcular la huella de carbono asociada a la electricidad utilizada. Entre ellas se incluyen enfoques basados en la intensidad media del sistema eléctrico y otros mecanismos de atribución específicos. En este análisis se adopta el enfoque basado en la intensidad media

del sistema, por ser el más adecuado para evaluar escenarios con participación de electricidad de red.

Con los parámetros de referencia considerados, el límite de 28,2 gCO₂e/MJ NH₃ equivale a una intensidad eléctrica máxima aproximada de 12,02 gCO₂e/MJ eléctrico. Este valor se obtiene considerando el consumo específico del proceso, los consumos auxiliares y las hipótesis de transporte incluidas en el modelo. Debe señalarse que se trata de una simplificación, ya que una evaluación completa requeriría incorporar otras contribuciones de ciclo de vida, como las asociadas a materiales, equipos, catalizadores o logística.

El concepto de red descarbonizada empleado posteriormente se basa en este criterio. Cuando la intensidad de emisiones de la electricidad de red se mantiene por debajo del umbral calculado, la producción puede clasificarse como Low Carbon, siempre que el resto de emisiones incluidas dentro de los límites del sistema permanezcan dentro de las hipótesis adoptadas. Este principio se desarrolla con mayor detalle en el apartado 4.1.3..

Diferencia práctica frente a RFNBO y su reflejo en precio.

La diferencia fundamental entre las categorías RFNBO y LC no reside en el producto físico obtenido, sino en el mecanismo de certificación aplicable. La clasificación RFNBO exige el cumplimiento simultáneo de los requisitos establecidos en los Reglamentos Delegados (UE) 2023/1184 y 2023/1185. El primero acredita el carácter renovable de la energía utilizada mediante criterios de adicionalidad y correlación temporal y geográfica, mientras que el segundo establece la metodología para demostrar la reducción mínima de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En consecuencia, ambos marcos regulatorios son necesarios para la certificación como RFNBO.

Por el contrario, la categoría Low Carbon se fundamenta exclusivamente en la intensidad de emisiones de GEI y en el cumplimiento del umbral de reducción de emisiones establecido por la normativa aplicable, con independencia del origen renovable de la

energía empleada. Por ello, un combustible puede clasificarse como Low Carbon sin alcanzar necesariamente la condición de RFNBO.

Desde el punto de vista físico, el amoníaco es indistinguible en ambos casos; la diferencia reside en el atributo documental y en la vía de certificación. No obstante, el encaje regulatorio y de mercado es diferente. Los RFNBO están sujetos a objetivos específicos y subcuotas dentro del marco normativo europeo para fomentar el despliegue de combustibles renovables, mientras que los combustibles LC se emplean actualmente principalmente para acreditar reducciones de emisiones de GEI y, en el estado actual de la regulación europea, no disponen de mecanismos equivalentes de cuotas obligatorias. Como resultado, ambas categorías pueden presentar valores económicos y oportunidades de mercado diferentes aun cuando el producto final sea físicamente idéntico.

2.3 TECNOLOGÍAS DE PROCESO CONSIDERADAS

El presente estudio se centra en la producción de amoníaco a partir de hidrógeno obtenido mediante electrólisis. La configuración analizada integra un electrolizador para la producción de hidrógeno, una unidad de separación de aire para el suministro de nitrógeno, el lazo Haber-Bosch para la síntesis de amoníaco y los sistemas auxiliares necesarios para su operación. La clasificación final del producto como RFNBO o LC depende de las características de la electricidad consumida, de la huella asociada al proceso y del cumplimiento de los criterios regulatorios descritos anteriormente.

Las decisiones clave de diseño se concentran en el tamaño y régimen operativo del electrolizador, la integración de la ASU, el comportamiento del lazo Haber-Bosch frente a la variabilidad del suministro eléctrico y la posible incorporación de almacenamiento de hidrógeno. Las tecnologías emergentes de producción de hidrógeno y síntesis de amoníaco se consideran únicamente como contexto tecnológico, debido a su menor grado de madurez industrial en el horizonte temporal del estudio. Los subapartados siguientes desarrollan estos elementos con foco en coste, operación y cumplimiento RFNBO/Low Carbon.

2.3.1 ELECTRÓLISIS (PEM, ALCALINA, SOEC)

Las tecnologías hoy relevantes son la alcalina (AEL), la PEM y la SOEC. AEL y PEM están comercialmente disponibles y ofrecen eficiencias eléctricas de sistema de la misma magnitud en el estado del arte, mientras que SOEC presenta mayor eficiencia potencial si se dispone de vapor y calor a alta temperatura, aunque con menor madurez y vida útil de pila más limitada. La literatura reciente sitúa, como orden de magnitud, consumos eléctricos de sistema en 50–80 kWh/kg H₂ para AEL y PEM en configuraciones actuales, con objetivos < 45 kWh/kg H₂ a medida que avancen los diseños y la integración; para SOEC se reportan 40–50 kWh/kg H₂ cuando hay integración térmica adecuada. Las vidas de pila típicas se sitúan en torno a 50 000–80 000 h para PEM, ≈ 60 000 h para AEL y < 20 000 h para SOEC en estado actual, con mejoras previstas a futuro. La operación de SOEC se realiza en el entorno de 700–850 °C, lo que explica su sensibilidad a ciclos térmicos. [17]

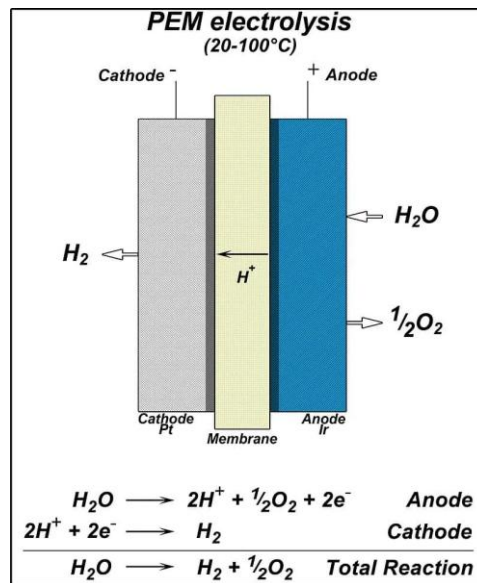


Ilustración 4: Funcionamiento de electrolizador PEM [20]

En términos de operación flexible, PEM está diseñada para seguimiento de carga en escalas de segundos y trabaja a alta densidad de corriente, lo que facilita modularidad y compacidad. La tecnología puede operar en configuraciones atmosféricas o presurizadas; en estas últimas es posible obtener hidrógeno a presiones elevadas en la propia pila, reduciendo parcialmente

la necesidad de compresión posterior hacia el lazo de síntesis. No obstante, la presión de salida depende del diseño específico y no constituye una ventaja intrínseca frente a otras tecnologías, ya que tanto PEM como AEL pueden configurarse en versiones atmosféricas o presurizadas. AEL ha avanzado con arquitecturas de celda cero-gap, pero los diseños convencionales son menos favorables a transitorios rápidos y a operación muy variable; SOEC, por su parte, es atractiva cuando el régimen es estable y existe calor de proceso disponible, pero no es la opción preferente si se prevén arranques y paradas frecuentes. [17][18]

Elección para este proyecto: PEM. El caso de estudio opera con resolución horaria, combina PPA y red y no contempla almacenamiento de H_2 (esto se explicará más adelante). En este contexto, la capacidad de respuesta rápida y el rango operativo amplio de PEM permiten aprovechar ventanas de electricidad competitiva sin penalizar en exceso la durabilidad. La presión de salida del hidrógeno depende del diseño específico del electrolizador, pudiendo ser atmosférico o presurizado; en este último caso, puede reducirse parcialmente la necesidad de compresión aguas abajo hacia el lazo de síntesis, si bien esta no constituye una ventaja intrínseca frente a otras tecnologías. Asimismo, la modularidad facilita crecer dentro del límite de conexión. Como cautelas, la cadena de suministro de iridio y el coste específico de pila exigen una ingeniería de detalle cuidadosa, pero el equilibrio entre flexibilidad, compacidad y madurez hace que PEM sea la opción más coherente con el objetivo del proyecto de minimizar LCOA manteniendo elegibilidad RFNBO/LC. [16][17]

2.3.2 UNIDAD DE SEPARACIÓN DE AIRE (ASU)

La unidad de separación de aire (ASU) permite obtener nitrógeno a partir del aire atmosférico, normalmente mediante separación criogénica en aplicaciones industriales de gran escala. En este proyecto, su función principal es suministrar el N_2 requerido por el lazo Haber-Bosch en la proporción estequiométrica adecuada con el hidrógeno. Aunque una ASU puede producir también oxígeno y argón, estos coproductos no se valorizan económicamente en el modelo, por lo que el análisis se centra en el consumo eléctrico, el coste y la integración operativa de la producción de nitrógeno.

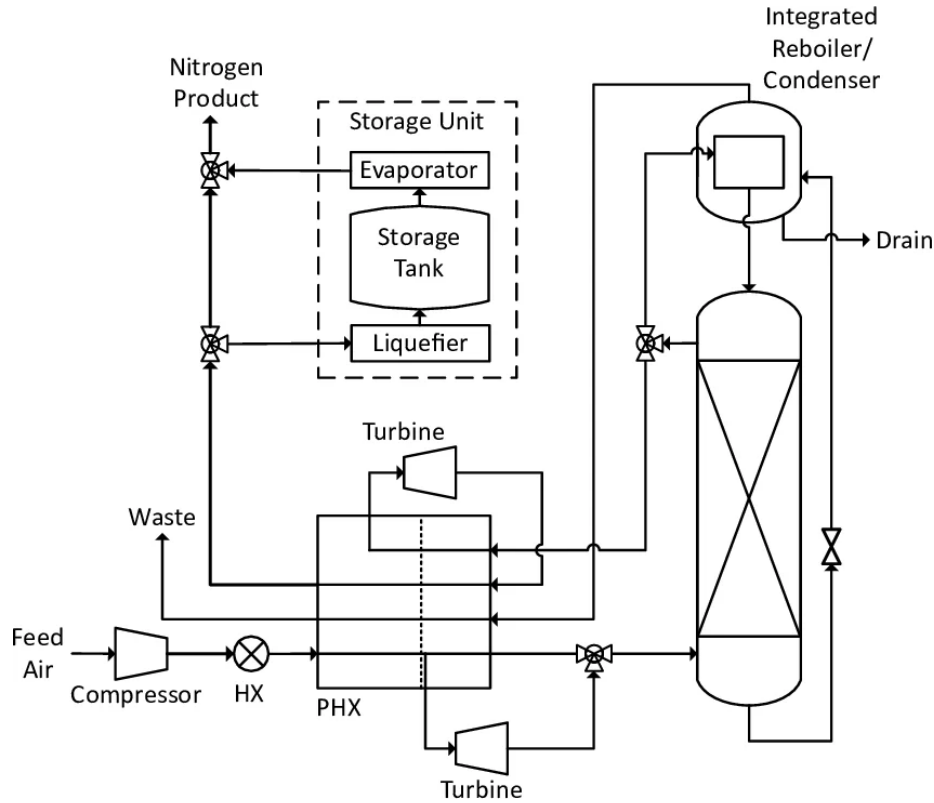


Ilustración 5: PFD de un Air Separation Unit (ASU). [44]

2.3.3 LAZO HABER-BOSCH E INTEGRACIÓN CON H_2/N_2

El lazo Haber-Bosch combina H_2 y N_2 en proporción 3:1, opera típicamente a 150–250 bar y 400–500 °C sobre catalizador de hierro, y recicla corrientes no convertidas hasta alcanzar conversiones globales cercanas al 97 %. Su comportamiento impone tres condicionantes relevantes para este trabajo:

2.3.3.1 Turndown y operación continua.

El lazo de síntesis admite un rango operativo limitado; operar por debajo del *turndown* impide mantener su funcionamiento estable y obliga a detener la planta. Las paradas y posteriores rearranques conllevan pérdidas económicas y de producción, asociadas tanto al tiempo de inactividad como a los costes de puesta en

marcha. Este condicionante justifica la evaluación de un sistema de almacenamiento de hidrógeno que permita desacoplar la variabilidad de la electrólisis de la operación continua del lazo de síntesis.

2.3.3.2 Integración térmica.

El calor generado en la reacción y en las etapas de compresión puede recuperarse, por ejemplo, para el precalentamiento de corrientes. O como en el caso de la planta objeto de este estudio, el vapor producido por este calor se expande en una turbina acoplada a un generador eléctrico, cuya producción contribuye a reducir el consumo neto de electricidad de la instalación, mejorando así el balance energético global.

2.3.3.3 Acoplamiento con ASU

La disponibilidad y pureza de N_2 condicionan caudales y control del lazo, y su consumo eléctrico debe integrarse en el análisis de huella y costes.

El detalle cinético y de diseño del reactor excede el alcance de este capítulo; en el dimensionamiento se modela como un bloque de síntesis con límites de carga, eficiencia y consumos auxiliares coherentes con la literatura y con el caso industrial de referencia. Este enfoque permite centrar el análisis en la interacción electrólisis /ASU $\leftrightarrow$ Haber-Bosch y en sus implicaciones económicas y regulatorias (RFNBO/LC).

2.3.4 RUTAS EMERGENTES

Además de las tecnologías de electrólisis actualmente disponibles a escala comercial o precomercial, la investigación reciente ha impulsado el desarrollo de diversas rutas emergentes para la producción de hidrógeno con potencial para reducir el consumo energético, aprovechar fuentes renovables de calor o simplificar la arquitectura de los sistemas electroquímicos. Entre las alternativas más relevantes destacan la fotocátalisis, la fotoelectroquímica (PEC), la termoquímica solar (STCH), la electrólisis desacoplada tipo E-TAC y los procesos asistidos por plasma. No obstante, estas tecnologías presentan grados de

madurez tecnológica (TRL) muy diferentes y, en la mayoría de los casos, permanecen todavía alejadas de una implantación comercial a gran escala. [22]

- En fotocátalisis, la “roadmap” de 2023 detalla métricas de reporte, trampas comunes y prioridades de material, dejando claro que las eficiencias solares-a-hidrógeno a escala de sistema siguen bajas y la reproducibilidad es crítica. [23]
- En PEC, la evidencia reciente del programa del DOE/NREL muestra progresos en eficiencia superior al 10–15 % STH en laboratorio y confirma que la durabilidad sigue siendo la principal barrera para escalar, con necesidad de mejoras de orden de magnitud en vida útil. [24-25]
- La STCH opera con ciclos redox (p. ej., ceria) a $> 1\,200\text{ °C}$ y ofrece alto techo teórico, pero su TRL permanece bajo por retos de materiales, gestión térmica e integración de reactor. [26-27]
- E-TAC separa en el tiempo la producción de H_2 y O_2 sustituyendo la OER por una etapa química a $\sim 95\text{ °C}$, lo que permite operación sin membrana y voltajes medios bajos demostrados en laboratorio. [28]

Las revisiones más recientes destacan que la electrólisis desacoplada tipo E-TAC presenta ventajas potenciales frente a la electrólisis convencional, entre ellas una mayor seguridad operativa al separar temporalmente la evolución de hidrógeno y oxígeno, menores pérdidas energéticas y un diseño más compacto. No obstante, su aplicación a escala industrial continúa condicionada por la necesidad de optimizar la estabilidad de los electrodos y la gestión de los ciclos térmicos requeridos por el proceso [29].

En cuanto a las tecnologías basadas en plasma, una de las líneas de investigación más activas es la disociación no térmica del agua (non-thermal plasma water splitting), que ha mostrado avances significativos en el desarrollo de nuevos reactores y en la comprensión de los mecanismos de reacción. Sin embargo, esta tecnología sigue presentando una elevada dispersión en los rendimientos obtenidos y, hasta la fecha, no existen demostraciones comerciales que avalen su viabilidad a gran escala [30].

Un mayor grado de madurez presenta la pirólisis electrificada del metano, que puede suministrar hidrógeno de bajas emisiones mediante tecnologías de calentamiento por plasma, microondas o efecto Joule, generando además carbono sólido como coproducto potencialmente valorizable. En este ámbito ya existen proyectos piloto y programas de financiación pública, como el respaldo del Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) a diversas iniciativas de producción de hidrógeno turquesa, así como demostradores industriales y estudios sectoriales en Europa que destacan su potencial siempre que se minimicen las emisiones fugitivas de metano y exista una valorización efectiva del carbono sólido producido [31]–[33]. Asimismo, el Reino Unido ha financiado estudios de viabilidad de tecnologías de pirólisis y plasma térmico (TPE) en colaboración con socios industriales como Jaguar Land Rover (JLR), lo que refleja el creciente interés por acelerar el desarrollo y la futura implantación de esta ruta [34], [35].

En síntesis, a corto y medio plazo, la pirólisis electrificada de metano aparece como la ruta emergente con mayor tracción industrial por su modularidad y la posible valorización del carbono sólido, si bien su desempeño climático depende del control de fugas de metano y de la calidad y mercado del carbono producido. E-TAC destaca como la propuesta más prometedora dentro de la electrólisis desacoplada por su eficiencia potencial y ventajas de seguridad, con pilotos en desarrollo. PEC y, en mayor medida, la fotocátalisis, siguen siendo líneas de alto interés científico, pero requieren avances sustanciales en estabilidad y escalado para aproximarse a la aplicación industrial. La termoquímica solar mantiene un potencial teórico elevado condicionado por retos de materiales y pérdidas térmicas. De cara al análisis tecnoeconómico del proyecto, conviene tratar PEC, fotocátalisis y termoquímica solar como opciones futuras con análisis cualitativo, reservando el análisis cuantitativo a E-TAC y a la pirólisis electrificada allí donde el mix energético, el precio del gas y los mercados de carbono lo respalden. [22-34]

2.4 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

Este apartado introduce las soluciones de almacenamiento consideradas para asegurar la continuidad de suministro de hidrógeno al lazo de síntesis y gestionar la variabilidad de la generación eléctrica. Se evalúan opciones integradas en la planta con resolución horaria y criterios homogéneos de coste, eficiencia, consumos auxiliares, seguridad y elegibilidad regulatoria, comparando escenarios con y sin almacenamiento. A partir del análisis tecnoeconómico y del nivel de madurez actual, se mantiene el almacenamiento de hidrógeno como herramienta principal y se descartan las baterías en el caso base, reservándolas para análisis de sensibilidad futura.

2.4.1 TANQUE DE HIDROGENO

El tanque de hidrógeno permite desacoplar una producción de H_2 variable, asociada a la disponibilidad eléctrica y a la señal de precios, de una demanda de H_2 continua en el lazo Haber Bosch. En este estudio se consideran dos estrategias de almacenamiento que se han identificado como las más adecuadas desde el punto de vista tecnoeconómico, las cuales se desarrollan en los apartados siguientes. En términos físicos, el almacenamiento se plantea como gas comprimido. Incrementar la presión eleva la densidad energética por unidad de volumen, pero exige compresores, mayor robustez mecánica, gestión del calor por compresión y control de las curvas de presión, que condicionan el caudal útil de descarga. A efectos del presente estudio, el almacenamiento se considera en un rango de presión de 80 a 120 bar, que representa un compromiso tecnoeconómico adecuado entre densidad, coste y complejidad operativa. Estos elementos impactan en el balance energético, en la eficiencia neta del sistema y en el dimensionamiento real del tanque. En el estudio se considerarán escenarios con y sin almacenamiento para cuantificar el efecto en continuidad operativa, coste y huella.

Estrategia A. Prioridad para cubrir turndown y llenado simple.

Esta estrategia persigue máxima robustez operativa con una lógica secuencial sencilla a la vez que conservadora. En cada hora se destina la producción de hidrógeno a cubrir, en primer

lugar, el caudal mínimo que requiere el Haber Bosch para operar dentro de su rango. El hidrógeno excedente se envía al tanque hasta alcanzar su capacidad máxima. Una vez el tanque está lleno, todo el hidrógeno disponible se orienta a maximizar la producción de

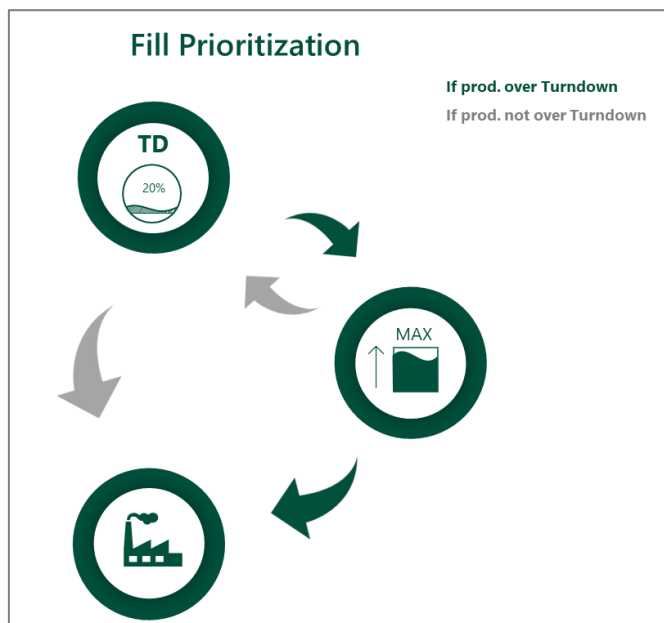


Ilustración 6: Lógica de funcionamiento de tanque tipo A

amoníaco. El dimensionamiento del sistema de almacenamiento se expresa en términos de “horas de *turndown*”, es decir, el número de horas durante las cuales el lazo de síntesis puede mantenerse en su régimen mínimo de operación utilizando exclusivamente el hidrógeno almacenado en el tanque, sin aporte de producción instantánea.

La ventaja es su simplicidad y la minimización del riesgo de déficit imprevisto; la contrapartida es que tiende a requerir tanques de mayor capacidad de la estrictamente necesaria en términos económicos, ya que no discrimina en función de previsiones futuras.

Estrategia B. Reserva anticipada con horizonte de 72 horas.

Esta estrategia reduce el tamaño necesario del tanque utilizando previsiones operativas de corto plazo. Se trabaja con una ventana deslizante de 72 horas y, para cada hora, se estima el déficit de hidrógeno que podría producirse dentro de ese horizonte para mantener el Haber

Bosch dentro de su rango. Si la previsión detecta un déficit futuro, en la hora presente se prioriza el envío al tanque de la cantidad justa para cubrir esa necesidad prevista, siempre que exista capacidad de almacenamiento disponible. Cuando no es posible alcanzar la reserva objetivo en una hora concreta, se acumula el déficit pendiente para las horas siguientes, de modo que la lógica de reserva se mantiene hasta estabilizar el perfil. El criterio

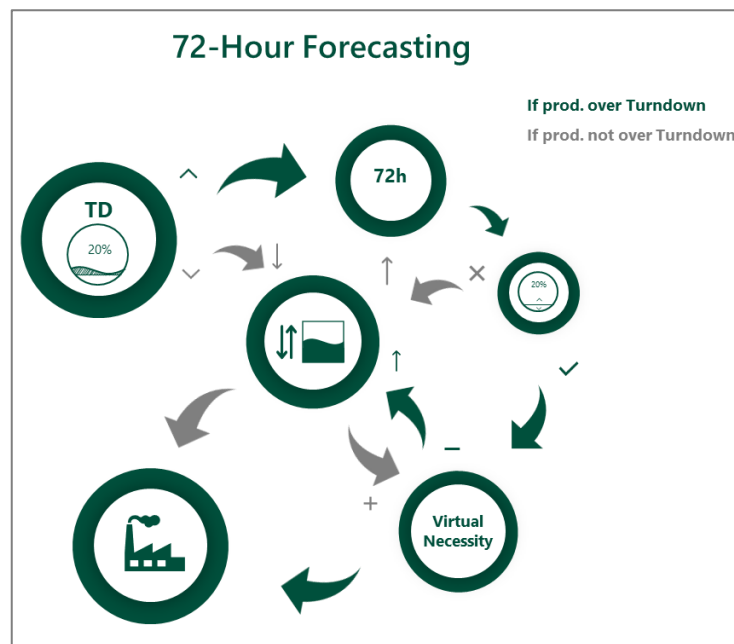


Ilustración 7: Lógica de funcionamiento del tanque tipo B

de dimensionamiento deja de ser “días de *turndown*” y pasa a ser el máximo déficit neto previsto dentro de las 72 horas. El beneficio principal es un CAPEX menor del tanque y una utilización más eficiente del almacenamiento; el coste es una mayor dependencia de la calidad de los pronósticos y una sensibilidad superior a la incertidumbre.

Ambas estrategias se implementarán y compararán con la misma base de datos horarios, límites de conexión y supuestos de operación del electrolizador y del lazo de síntesis. El análisis evaluará su impacto en continuidad de operación, factor de utilización del Haber Bosch, requerimiento de potencia auxiliar de compresión, eficiencia neta, huella y coste nivelado, de modo que la elección final del esquema de almacenamiento responda a criterios técnicos y económicos verificables.

2.4.2 BATERÍAS EN LA PLANTA DE ENERGÍA RENOVABLE (ROL Y LÍMITES)

Las baterías se han considerado como apoyo a las fuentes renovables asociadas al proyecto con dos funciones principales: reducir vertidos por límites de conexión en configuraciones *behind the meter*, donde el almacenamiento se sitúa en el lado de generación, y, en su caso, aportar flexibilidad operativa adicional. En cuanto al suavizado de la variabilidad horaria para sostener la operación del electrolizador, el análisis realizado con los perfiles considerados indica que las fluctuaciones se mantienen, en general, dentro del rango operativo admisible del electrolizador, por lo que esta función no resulta determinante en el caso base. Su integración exige dimensionar potencia y energía, definir la estrategia de carga y descarga y contabilizar pérdidas por eficiencia de ida y vuelta, degradación por ciclos y consumos auxiliares. Además, el valor económico depende del diferencial horario de precios, de la frecuencia con la que se evitan vertidos y de la posible sustitución que ofrecen frente al almacenamiento en hidrógeno.

A la vista de la madurez tecnológica y de los costes específicos actuales, el análisis tecnoeconómico realizado indica que la contribución de las baterías al LCOA no resulta competitiva frente a las alternativas de operación previstas, basadas en la priorización de PPA y red mediante umbrales de precio y el uso del tanque de H₂ para desacoplar electrólisis y síntesis. El ahorro por reducción de vertidos y la mejora operativa no compensan, en el escenario base, la inversión requerida, la degradación y las pérdidas energéticas asociadas. Por este motivo, y tras el estudio comparativo, se decide descartar su instalación en el caso base y limitar su análisis a sensibilidades futuras, en las que una reducción de costes, cambios regulatorios o mayores restricciones de red pudieran modificar su conveniencia.

Capítulo 3. METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO

Este apartado define el enfoque de dimensionamiento que guiará las decisiones de diseño y operación del proyecto. El objetivo es construir un método transparente y reproducible que convierta datos y restricciones reales en conclusiones defendibles sobre coste, desempeño y elegibilidad regulatoria del amoníaco producido. El planteamiento se apoya en balances de masa y energía con límites operativos realistas, en métricas económicas comparables como el LCOA con supuestos financieros explícitos y en la verificación sistemática de cada configuración frente a los criterios RFNBO y Low Carbon . Para tratar la incertidumbre de precios, tecnologías y reglas de cómputo se incorporan sensibilidades estructuradas en las variables con mayor influencia sobre coste y huella, manteniendo la trazabilidad de todas las hipótesis.

La metodología organiza el análisis en escenarios que combinan datos horarios, restricciones técnicas y reglas de operación. Cada escenario representa una política coherente de uso de recursos y equipos y se evalúa con el mismo conjunto de indicadores, lo que permite comparar alternativas de forma justa. Se separan tres capas de trabajo: definición del sistema y sus límites, formulación de las palancas de decisión que cambian entre escenarios y procedimiento de evaluación y selección. Esta estructura evita mezclar supuestos con resultados, facilita la replicación y prepara el terreno para desarrollar a continuación los parámetros, las variables clave y el flujo de optimización que llevan de las hipótesis a la decisión final.

3.1 PRINCIPIOS GENERALES Y LÍMITES DEL SISTEMA

3.1.1 ESTRUCTURA DE LA PLANTA Y FRONTERAS “GATE-TO-GATE”

Dado el elevado número de variables que intervienen en el dimensionamiento y la operación de la planta, en este apartado presento las imprescindibles para entender el funcionamiento básico del sistema y la lógica de decisión entre escenarios. Para ordenar el análisis, se clasifican los inputs del modelo en tres grupos, identificados por colores en la tabla correspondiente:

- **En negro:** variables fijas, que son parámetros estructurales o con variación muy limitada a corto plazo, como las vidas útiles, las relaciones estequiométricas, los límites operativos mínimos o las definiciones de alcance. Se consideran constantes en todos los escenarios salvo indicación expresa.
- **En azul:** variables de libre ajuste o palancas de operación, que se analizarán con detalle en el apartado siguiente por su alta elasticidad dentro de márgenes lógicos. Incluyen elementos como los umbrales de precio de red, el uso o no del almacenamiento de hidrógeno. Estas variables construyen los escenarios y condicionan los resultados económicos, ambientales y de elegibilidad regulatoria.
- **En verde:** variables semivariantes ligadas al mercado y a la tecnología, que pueden variar con la madurez tecnológica, las economías de escala o las condiciones de contratación, como los costes CAPEX y OPEX específicos, los precios de PPA, el precio de electricidad de red, los costes de almacenamiento y los parámetros financieros. No son variables de despacho horario, pero su variación se aborda mediante análisis de sensibilidad.

Categoría	Parámetro	Unidad	Descripción
Generales	Vida útil de la planta	años	Periodo de análisis y amortización del proyecto.
	Vida útil del electrolizador	años	Vida útil estimada del stack antes de sustitución.
	Tasa de descuento (r)	%	Tasa empleada para el cálculo del VAN y LCOA.
	Periodo de emisiones	[Horario/Diario]	Periodicidad de cálculo de la huella de carbono.
Electrolizador	Capacidad del electrolizador	MW	Potencia instalada nominal del sistema de electrólisis.
	Turndown del electrolizador	%	Carga mínima operativa respecto a la nominal.
	Consumo específico (Inicio)	kWh/kg H ₂	Energía eléc. por kg. de H ₂ al principio de la vida útil.
	Consumo específico (Final)	kWh/kg H ₂	Energía eléc. por kg. de H ₂ al final de la vida útil.
	CAPEX electrolizador	M€/MW	Inversión específica por MW instalado.
	OPEX electrolizador	% CAPEX/año	Coste operativo anual de mantenimiento.
Auxiliares	Turndown de Auxiliares	MWh	Mínimo consumo auxiliar de operación.
	Máx. Aux.	MWh	Límite superior del consumo auxiliar eléctrico.
	Aux. ratio	MWh/t NH ₃	Energía auxiliar específica.
Síntesis de amoníaco	Producción nominal de NH ₃	TPD	Capacidad diaria del lazo Haber-Bosch.
	Turndown de NH ₃	%	Carga mínima operativa.
	CAPEX amoníaco	M€/TPD	Inversión específica de la unidad de síntesis.
	OPEX amoníaco	% CAPEX/año	Coste operativo anual.
	Relación NH ₃ /H ₂	kg NH ₃ /kg H ₂	Estequiometría de síntesis.
Suministro energético	Capacidad eólica instalada	MW	Potencia contratada o instalada.
	Capacidad fotovoltaica instalada	MW	Potencia contratada o instalada.
	Precio PPA FV	€/MWh	Precio medio de electricidad solar.
	Precio PPA eólica	€/MWh	Precio medio de electricidad eólica.
	Uso de red (Grid Use to TD)	ON/OFF	Autorización para cubrir con red si es necesario
	Límite de precio red	€/MWh	Umbral máximo de compra de electricidad.
Almacenamiento H ₂	Consumo eléctrico máximo	MW	Potencia total contratada del sitio.
	Capacidad del tanque de H ₂	t	Sin almacenamiento instalado (valor base).
	CAPEX tanque	M€/t	Inversión específica de almacenamiento.
	% inicial del tanque	%	Estado de carga inicial (SOC).
Emisiones	Límite en modo Low Carbon	gCO ₂ /MJ	Objetivo operativo bajo en carbono.
	Emisión combustible de referencia	gCO ₂ /MJ	Intensidad del amoníaco fósil.
	Emisión con captura (CC)	gCO ₂ /MJ	Valor de referencia del caso CC.
Operación	PCI (referencia energética)	MJ/kg	Poder calorífico inferior del NH ₃ .
	Precio límite competitivo (CC)	€/MWh	Límite para ser competitivo con fósil.
	Precio límite Low Carbon (LC)	€/MWh	Umbral operativo bajo en carbono.
	Precio límite renovable (RFNBO)	€/MWh	Umbral de energía renovable certificable.

Tabla 1: Datos de entrada para el modelo de la planta

Esta clasificación permite distinguir entre lo estructural, lo decisional y lo contextual, facilitando una lectura progresiva del modelo: primero se fijan los cimientos y los límites del sistema, después se definen las palancas que generan escenarios comparables y, finalmente, se exploran sensibilidades razonables sobre los parámetros dependientes del mercado o de la evolución tecnológica.

3.1.2 VARIABLES CLAVE Y PARÁMETROS DEL MODELO

En esta sección delimito qué variables del modelo se modificarán con más frecuencia porque son las que realmente mueven el LCOA y la elegibilidad regulatoria. Otras magnitudes, como el precio del PPA por MWh o el coste específico del electrolizador por MW, se usarán

en el cálculo y podrán analizarse en sensibilidad, pero no son el foco principal de optimización.

Las palancas principales que exploraré son las siguientes:

- **Capacidad fotovoltaica y capacidad eólica.** Determinan la energía renovable disponible y el perfil horario de operación del electrolizador, así como el riesgo de vertidos por límite de conexión. En este estudio se asume un perfil de generación representativo fijo y se varía únicamente la capacidad instalada, lo que permite estimar una capacidad teórica óptima pese a no reflejar toda la variabilidad real.
- **Capacidad del lazo Haber-Bosch.** Fija la demanda continua de hidrógeno y condiciona el *turndown* admisible; su dimensionamiento marca el acoplamiento con la electrólisis.
- **Uso de almacenamiento.** Se evaluará el método de uso del tanque de hidrógeno para desacoplar electrólisis y síntesis cuando el Haber-Bosch no puede producir su *turndown*.
- **Límite de precio de la red.** Es un umbral económico horario (€/MWh) que define si la planta puede comprar electricidad de la red para el electrolizador: si el precio horario de red es menor o igual al umbral, se compra; si es mayor, no se compra y la producción se ajusta con PPA y, en su caso, almacenamiento.

Además, se define una regla de integración con electricidad de red de baja huella para los escenarios híbridos. Cuando la producción renovable disponible no permite operar la planta en el nivel deseado, el modelo permite completar la demanda eléctrica con electricidad de red siempre que se cumplan simultáneamente dos condiciones: que el precio horario sea inferior al umbral económico definido y que la intensidad de emisiones de la red sea compatible con el criterio Low Carbon adoptado. La posible atribución de esa electricidad a producción RFNBO se evalúa de forma separada, de acuerdo con los requisitos regulatorios de renovabilidad aplicables.

En síntesis, las variaciones más frecuentes en los escenarios serán las capacidades renovables instaladas, la capacidad del Haber-Bosch, la presencia y tamaño del almacenamiento (hidrógeno y, cuando proceda, baterías) y el límite de precio de red. Los precios de PPA y los costes específicos de equipos se mantendrán como parámetros base y se tratarán, en su caso, mediante análisis de sensibilidad.

3.2 MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN APLICADOS

El proceso de optimización parte de un modelo operativo horario con todas las entradas tratadas inicialmente como variables, y evoluciona desde un caso base con PPA renovables hacia configuraciones crecientemente realistas que integran red y reglas de elegibilidad. Primero se construyó el caso más simple: PPA eólica y fotovoltaica con perfiles normalizados y límites de capacidad de conexión del proyecto. Para evitar soluciones que minimizan el coste a costa de una escasa producción, se introdujo un indicador operativo de utilización, definido como factor de uso o *power factor*, calculado como el cociente entre la producción pronosticada y la producción teórica a plena carga. Este indicador se empleó para dimensionar la capacidad renovable hasta rangos de utilización razonables, típicamente en el entorno del 60 por ciento, y a partir de ahí ajustar la capacidad de la potencia contratada de las PPAs.

En una segunda fase se habilitó la compra de electricidad de red bajo una regla horaria de precio. Se adoptó un umbral operativo de 20 €/MWh que permite, bajo las condiciones de los actos delegados, aproximar esas horas como de mix muy bajo en emisiones y, por tanto, compatibles con la producción de RFNBO cuando las demás condiciones técnicas se mantienen. Esta incorporación mejora el factor de uso del electrolizador y del lazo de síntesis, pero exige un criterio económico explícito para no sobredimensionar capacidades solo por maximizar horas de operación.

El criterio económico se formalizó mediante el coste nivelado de amoníaco. El LCOA se calcula como el cociente entre el valor presente neto de los costes totales y el valor presente

neto de la producción de NH_3 . Es necesario usar el valor presente de la producción en el denominador para que el indicador sea consistente con el descuento aplicado al numerador y refleje correctamente la distribución temporal de la producción, especialmente en configuraciones con rampas, indisponibilidades y cambios de eficiencia. La estructura de costes incluye CAPEX anualizado con vida útil y tasa de descuento, OPEX fijos y variables, compras de electricidad, costes de compresión, ASU, Haber-Bosch, consumos auxiliares, reposición del stack del electrolizador y, cuando aplica, almacenamiento de hidrógeno.

Dado que el modelo genera dos calidades de producto según su trazabilidad y huella, RFNBO y Low Carbon, se opta por una reformulación pragmática del objetivo económico. Para la producción Low Carbon se fija un LCOA objetivo aproximado de 800 €/t de NH_3 . Este valor se calcula en este estudio a partir de una referencia de precio futuro de amoníaco gris, producto que históricamente ha mostrado una elevada variabilidad por su dependencia del precio de los combustibles fósiles, especialmente del gas natural. Se toma como referencia un precio de amoníaco gris de 584 €/t de NH_3 y se añade el coste asociado a sus emisiones de CO_2 bajo un escenario ETS elevado. El cálculo aplicado es:

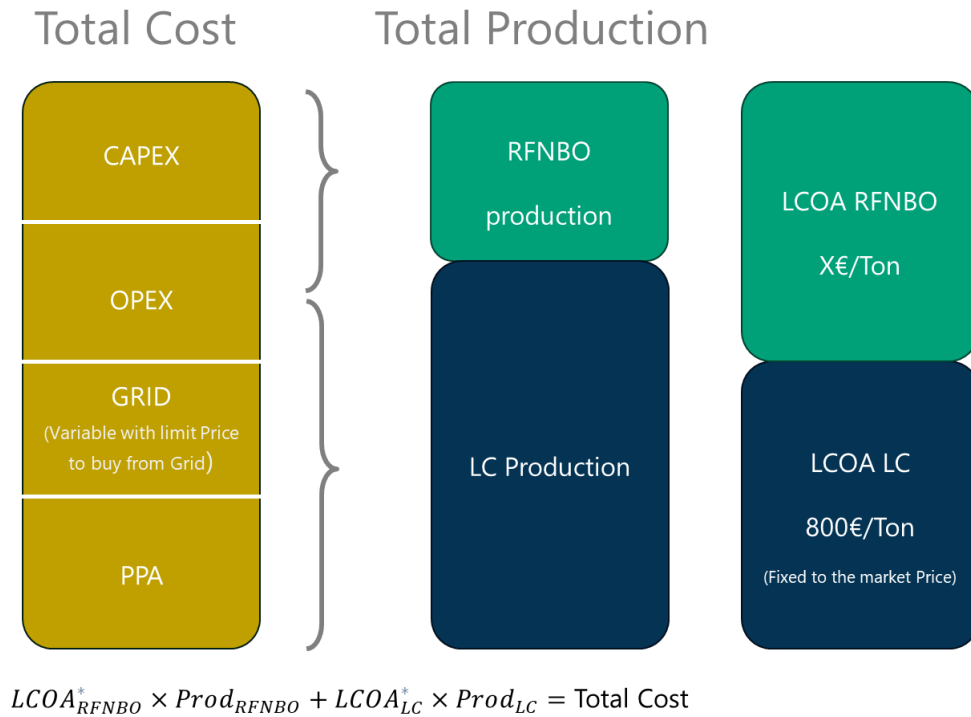
$$P_{\text{NH}_3, \text{gris}} = 584 \text{ €/tNH}_3; I_{\text{CO}_2, \text{gris}} = 1,8 \text{ tCO}_2/\text{tNH}_3; P_{\text{ETS}} = 120 \text{ €/tCO}_2$$

$$\text{LCOA}_{\text{ref}, \text{LC}} = P_{\text{NH}_3 \text{ gris}} + I_{\text{CO}_2 \text{ gris}} \times P_{\text{ETS}}$$

$$\text{LCOA}_{\text{ref}, \text{LC}} = 584 + 1,8 \times 120 = 800 \text{ €/t NH}_3$$

donde 1,8 $\text{tCO}_2/\text{tNH}_3$ representa la intensidad de emisiones considerada para el amoníaco gris y 120 €/t CO_2 corresponde a un escenario de precio ETS elevado respecto a los niveles actuales, pero coherente con posibles escenarios futuros de mayor presión regulatoria. Con este anclaje, el excedente económico disponible se asigna a la producción RFNBO y el problema se reduce a optimizar la configuración para minimizar el LCOA residual del RFNBO, sujeto a las restricciones técnicas, de elegibilidad y de operación. Este enfoque

separa contablemente las dos corrientes sin requerir un precio de venta explícito para cada una y permite comparar escenarios de forma cualitativa y consistente.



*Variables that can change as long as the equation is satisfied

Ilustración 8: Clasificación de producción y precios nivelados.

Con este anclaje, el excedente económico disponible se asigna a la producción RFNBO y el problema se reduce a optimizar la configuración para minimizar el LCOA “residual” del RFNBO sujeto a las restricciones técnicas, de elegibilidad y de operación. Este enfoque separa contablemente las dos corrientes sin requerir un precio de venta explícito por cada una y permite comparar escenarios de forma cualitativa y consistente.

La optimización se ejecuta por escenarios y tablas de valores sobre las palancas con mayor impacto: capacidades eólica y fotovoltaica, tamaño del lazo Haber Bosch, presencia y tamaño del tanque de H₂ y umbral de precio de red. Para cada combinación se evalúan LCOA

global y por calidades, factor de uso, horas elegibles RFNBO, cumplimiento del umbral Low Carbon , compras de red y sensibilidad a precios. La solución seleccionada es la que ofrece el menor LCOA sujeto a cumplir las restricciones de elegibilidad definidas para el caso de uso.

3.3 FLUJO METODOLÓGICO

hipótesis → modelado → optimización → decisión

El flujo metodológico se organiza en cuatro etapas que se suceden con esta lógica. En la fase de hipótesis se define qué entra y qué no en el sistema, cuál es la unidad funcional, cuáles son los límites operativos y qué reglas se usarán para calcular huella y comprobar la elegibilidad. También se fijan los supuestos financieros y las tecnologías de referencia: electrólisis PEM, unidad de separación de aire y lazo Haber Bosch. Se contemplan escenarios con y sin almacenamiento de hidrógeno

En la fase de modelado se construye un simulador con resolución horaria que integra los perfiles renovables, los precios de PPA, la regla de compra de electricidad de red con un umbral de precio, el despacho del electrolizador, la lógica del tanque de hidrógeno en dos modos de operación, el funcionamiento del lazo de síntesis y el balance de hidrógeno a amoníaco. El modelo aplica de forma explícita las restricciones físicas y contractuales: límites de conexión, rampas, *turndown*, consumos auxiliares y compresión.

La fase de optimización combina las variables clave y evalúa cada escenario con las restricciones técnicas y regulatorias. Se calculan los indicadores económicos y ambientales y se aplica un anclaje de coste para la parte Low Carbon , de forma que el coste nivelado del amoníaco RFNBO quede claramente identificado como métrica de comparación. Los escenarios que no cumplen los criterios RFNBO o superan el umbral de huella para Low Carbon se descartan del conjunto de soluciones viables.

Por último, la fase de decisión selecciona la configuración de menor coste que cumple los objetivos del proyecto y deja constancia de los motivos. La elección se acompaña de un

análisis de sensibilidad sobre precio de red, precio de PPA, CAPEX del electrolizador, CAPEX del almacenamiento de hidrógeno, intensidad de emisiones de la red, precio de referencia RFNBO, precio de referencia LC y tasa de descuento. Con ello se mantiene la trazabilidad entre hipótesis iniciales, resultados económicos y recomendación final de configuración.

Capítulo 4. IMPLICACIONES DE DISEÑO

Y DECISIONES ESTRATÉGICAS

El diseño de una planta de amoníaco renovable o bajo en carbono requiere integrar decisiones tecnológicas, operativas y regulatorias que determinan tanto el coste final del producto como su elegibilidad en las categorías RFNBO y Low Carbon. Tras haber presentado en capítulos previos las bases técnicas de cada unidad de proceso y la metodología de dimensionamiento, este capítulo aborda las decisiones estratégicas que condicionan el desempeño real de la planta: la forma de acceso a la electricidad, la trazabilidad asociada a ese suministro, la selección de la ruta de producción de hidrógeno, el uso de almacenamiento y la comparación multicriterio entre configuraciones alternativas.

El objetivo es analizar cómo estos elementos se combinan para alcanzar un coste nivelado competitivo sin comprometer la continuidad operativa del lazo Haber-Bosch ni el cumplimiento normativo definido en la RED. Cada decisión comporta implicaciones directas en eficiencia, CAPEX, OPEX, intensidad de emisiones y flexibilidad. Por tanto, este capítulo proporciona un marco coherente que conecte todas estas dimensiones y permita justificar la configuración final seleccionada en base a criterios técnicos, económicos y regulatorios.

4.1 ACCESO A ELECTRICIDAD Y TRAZABILIDAD

La electricidad es el insumo determinante del rendimiento integral de la planta, ya que condiciona la operación del electrolizador, el factor de utilización del lazo Haber-Bosch en ausencia de almacenamiento, el coste variable principal del proceso y, de forma decisiva, la clasificación del producto como amoníaco renovable (RFNBO) o como amoníaco bajo en carbono (Low Carbon). En consecuencia, el diseño de la planta no puede separarse de la

forma en que se accede a la electricidad ni de cómo se acredita su origen y su intensidad de emisiones.

En este trabajo se consideran tres enfoques principales de suministro eléctrico: la conexión directa a la red, los contratos de compraventa de energía renovable (PPA) y la hipótesis de operación en un contexto de red progresivamente descarbonizada. Este último no constituye un esquema de suministro en sentido estricto, sino una asunción fundamentada en la evolución prevista del sistema eléctrico, en línea con escenarios oficiales como los recogidos en el PNIEC. En ausencia de una senda normativa explícita de intensidad de emisiones, se adopta un enfoque conservador basado en la extrapolación de la huella actual del sistema y en las previsiones de incremento de penetración renovable, lo que permite asumir de forma razonada que la intensidad media de la red se situará por debajo de los umbrales requeridos durante la mayor parte de la vida útil de la planta. Esta hipótesis se emplea exclusivamente como escenario de referencia para evaluar su impacto en coste y elegibilidad, manteniéndose diferenciada de los esquemas basados en PPA, que proporcionan un mayor grado de trazabilidad y certidumbre regulatoria. Cada uno de estos enfoques presenta implicaciones distintas en términos de coste, flexibilidad operativa y cumplimiento normativo.[39]

Los requisitos de adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica que permiten considerar la electricidad como renovable a efectos RFNBO ya se han expuesto en detalle en el apartado 2.2.1. Sobre esa base, los subapartados 4.1.1, 4.1.2 y 4.1.3 analizan por separado la conexión directa a red, el uso de PPA renovables y las condiciones bajo las cuales una red descarbonizada permite obtener amoníaco Low Carbon o, combinada con PPAs, amoníaco RFNBO, evaluando en cada caso sus ventajas, limitaciones y efectos sobre el LCOA.

4.1.1 CONEXIÓN DIRECTA A LA RED

La conexión directa a la red eléctrica constituye la estrategia más inmediata para alimentar un electrolizador a escala industrial. Permite acceder a un suministro prácticamente continuo y evita sobredimensionar la capacidad renovable propia o depender estrictamente de la

variabilidad solar o eólica. Desde el punto de vista operativo, la red facilita mantener al electrolizador dentro de su rango de carga, mejorar su factor de utilización y operar el lazo Haber-Bosch de forma estable.

No obstante, esta opción introduce condicionantes que deben valorarse con rigor en tres planos: operativo, regulatorio y económico.

En términos operativos, la conexión a red presenta varias ventajas claras:

- El suministro eléctrico no está limitado por la producción renovable del emplazamiento, especialmente en configuraciones off-site, que es el caso considerado en este proyecto, lo que permite acceder a grandes capacidades de generación eólica y solar y ubicar la planta en localizaciones óptimas desde el punto de vista logístico. No obstante, la ausencia de conexión directa con la generación implica la necesidad de asumir peajes y cargos del sistema eléctrico.
- La conexión a red permite la participación en el mercado diario de electricidad, posibilitando la compra en función de señales de precio horario. Esto habilita estrategias operativas basadas en umbrales económicos, concentrando el consumo en las horas más competitivas y, en este caso, identificando ventanas de operación compatibles con los criterios de elegibilidad RFNBO.
- El mayor número de horas de funcionamiento tiende a mejorar el factor de utilización del electrolizador y del Haber-Bosch, reduciendo el CAPEX amortizado por tonelada de amoníaco producida.

En el plano regulatorio, la electricidad tomada de la red no se considera automáticamente renovable. Tal y como se detalla en el apartado 2.2.1, para que el amoníaco pueda clasificarse como RFNBO es necesario demostrar adicionalidad de la energía renovable asociada, así como cumplir correlación temporal (mensual hasta 2029 y horaria a partir de 2030) y correlación geográfica dentro de la misma zona de oferta o zonas interconectadas admisibles. Cuando estos requisitos no se satisfacen, la producción no puede acreditarse como renovable

y solo puede aspirar a la categoría Low Carbon si la intensidad de emisiones de la red es suficientemente baja.

En este trabajo se adopta un umbral operativo de 12,02 gCO_{2e} por MJ eléctrico como límite máximo de intensidad de la red para que, una vez consideradas las eficiencias del electrolizador, los consumos auxiliares y la síntesis, la huella del amoníaco se mantenga por debajo de 28,2 gCO_{2e} por MJ PCI. Si la red supera de forma sistemática ese umbral, la conexión directa deja de ser una vía válida para obtener amoníaco Low Carbon sin apoyos adicionales como PPAs.

Desde el punto de vista económico, la energía utilizada del mercado diario ofrece estabilidad física, pero introduce volatilidad de precios. La planta queda expuesta a las fluctuaciones del mercado eléctrico, que pueden incrementar de forma significativa el coste variable del amoníaco en determinados periodos. Para limitar esta exposición, el modelo incorpora un umbral horario de precio de red a partir del cual deja de comprarse electricidad y la operación se restringe a la energía renovable disponible, aun a costa de reducir la producción.

En resumen, la conexión a la red puede ser una solución operativamente atractiva, pero su viabilidad regulatoria depende de la intensidad de emisiones del sistema eléctrico y de la capacidad de la planta para cumplir las condiciones RFNBO o, al menos, el criterio Low Carbon. El apartado 4.1.3 analiza de forma específica bajo qué supuestos la red española podría considerarse lo suficientemente descarbonizada como para habilitar esta vía en el horizonte del PNIEC.[39]

4.1.2 USO DE PPA RENOVABLES

Los contratos de compraventa de energía renovable (Power Purchase Agreements, PPA) constituyen el mecanismo principal para acreditar el origen renovable de la electricidad consumida por la planta cuando se desea producir amoníaco clasificado como RFNBO. Su función es doble: por un lado, garantizan la trazabilidad del suministro eléctrico conforme a los requisitos regulatorios desarrollados en el apartado 2.2.1; por otro, proporcionan

estabilidad de precio a largo plazo, reduciendo la exposición a la volatilidad del mercado eléctrico.

Desde el punto de vista regulatorio, los PPA permiten cumplir las condiciones de adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica exigidas por el Acto Delegado (UE) 2023/1184. Para que la electricidad adquirida sea computable como 100 % renovable, la planta debe demostrar que la instalación asociada constituye nueva capacidad renovable puesta en servicio en la ventana temporal establecida, que la energía contratada coincide temporalmente con el consumo (de forma mensual hasta 2029 y horaria desde 2030) y que ambas instalaciones están situadas en la misma zona de oferta o en una zona interconectada admisible. Además, los PPA respaldan también la electricidad de red utilizada en las condiciones específicas de los artículos 4.2 y 4.4 del Reglamento, siempre que exista matching temporal equivalente. Estas reglas garantizan la trazabilidad regulatoria y evitan la doble contabilización de energía renovable en el sistema.

En términos económicos, los PPA constituyen un instrumento de gestión del riesgo de precio. Al fijar un precio estable de electricidad renovable a largo plazo (habitualmente entre 10 y 20 años), permiten reducir la incertidumbre del coste variable del electrolizador y mejorar la previsibilidad del LCOA. En este estudio se considera un PPA de tipo pay-as-produced, por lo que se imputa el coste de toda la electricidad generada por la instalación renovable asociada, independientemente de que sea consumida o no por la planta de hidrógeno. Este supuesto es deliberadamente conservador, ya que penaliza económicamente los desajustes entre generación y consumo y no considera posibles ingresos adicionales por venta de excedentes ni optimizaciones contractuales más flexibles. En consecuencia, los resultados obtenidos tienden a infraestimar el desempeño económico potencial del sistema bajo configuraciones reales más optimizadas.

No obstante, la firma de un PPA implica compromisos significativos: el comprador asume la obligación contractual de adquirir la energía pactada, incluso en escenarios de vertidos o cuando el precio de mercado sea significativamente inferior al precio del PPA. Además, la indexación del contrato, la curva de precios estimada y los posibles desequilibrios entre

energía contratada y consumida introducen riesgos que deben analizarse en detalle. En proyectos industriales, una sobrecontratación puede generar excedentes difíciles de valorizar, mientras que una infra-contratación obligaría a recurrir a la red en horas en las que no se cumplen los requisitos RFNBO.

Más allá del precio fijo, los PPA condicionan la operación horaria de la planta. Cuando existe correlación temporal obligatoria, el electrolizador debe operar preferentemente en las horas cubiertas por la producción renovable del PPA, ajustando su carga en función del perfil de generación solar o eólica. Esto introduce un grado de variabilidad que debe compensarse con la flexibilidad del electrolizador, el dimensionamiento de renovables y, en su caso, el uso del almacenamiento de hidrógeno.

En resumen, los PPA renovables son el mecanismo más robusto para garantizar elegibilidad RFNBO y reducir la volatilidad del coste eléctrico, pero exigen un dimensionamiento cuidadoso de la energía contratada, una evaluación de riesgos a largo plazo y una integración operativa que respete la correlación horaria y las restricciones del sistema.

4.1.3 USO DE ELECTRICIDAD DE RED DE BAJA HUELLA

Otra vía de acceso a electricidad analizada es el uso exclusivo de la red, sin respaldo de PPAs. El objetivo es determinar si, bajo determinados niveles de descarbonización del sistema eléctrico, la planta podría producir amoníaco con certificación Low Carbon e incluso, en algunos casos, optar a la categoría renovable RFNBO.

Criterio de viabilidad climática

El punto de partida es la metodología oficial del Acto Delegado (UE) 2023/1185, que fija cómo calcular la huella en gCO₂e por MJ del combustible final. Para que el amoníaco pueda considerarse Low Carbon, su huella debe ser $\leq 28,2$ gCO₂e/MJ PCI, lo que equivale a un ahorro del 70 % respecto al comparador fósil (94 gCO₂e/MJ).

El análisis desarrollado en el capítulo 2 demuestra que este límite, aplicado a un tren real de electrólisis y síntesis con sus consumos auxiliares, se transforma en un umbral máximo de

intensidad para la electricidad utilizada por el electrolizador. Este umbral se obtiene convirtiendo la huella límite del amoníaco en su equivalente por MJ eléctrico, acumulando todas las conversiones energéticas y estequiométricas intermedias.

La relación completa es:

$$\text{Intensidad Eléctrica Máxima Admisible} \left(\frac{g CO_2}{MJ_{elec.}} \right) =$$

$$Huella_{Lim} \left(\frac{g CO_2}{MJ_{NH_3}} \right) * PCI \left(\frac{MJ_{NH_3}}{Kg_{NH_3}} \right) * Ratio_{HB} \left(\frac{Kg_{NH_3}}{Kg_{H_2}} \right) * Ef. Ely \left(\frac{MWh_{elec.}}{Ton_{H_2}} \right) * Ratios \left(\frac{MJ_{elec.} * Kg_{H_2}}{KWh_{elec} * Ton_{H_2}} \right)$$

Esta ecuación permite traducir un requisito normativo expresado sobre el combustible final (MJ de NH₃) a la unidad relevante para la operación del electrolizador (MJ eléctricos). De este modo, integra:

- PCI del amoníaco.
- Estequiometría del Haber-Bosch.
- Consumo específico del electrolizador.
- Auxiliares eléctricos.
- Conversiones entre MWh, kWh y MJ.
- Tramo logístico representativo del transporte (3 gCO₂/MJ NH₃).

La aplicación de estos factores operativos conduce al valor utilizado en este trabajo:

$$12,02 \frac{gCO_2e}{MJ_{elec}}$$

Si la red presenta una intensidad igual o inferior a este valor, la planta puede producir amoníaco Low Carbon aun sin PPAs.

Este umbral ya incorpora:

- el consumo del electrolizador (56 MWh/tH_2),
- los auxiliares (3 % adicionales),
- la relación estequiométrica del Haber-Bosch ($5,6 \text{ tNH}_3/\text{tH}_2$),
- la conversión energética $\text{MWh} \leftrightarrow \text{MJ}$,
- un tramo logístico de $3 \text{ gCO}_2\text{e/MJ NH}_3$.

En conjunto, el límite de $12,02 \text{ gCO}_2\text{e/MJ}$ eléctrico encapsula todas las pérdidas y conversiones del proceso.

Por qué esto no convierte automáticamente el amoníaco en RFNBO

Incluso si el mix eléctrico cumple el umbral Low Carbon, no se puede clasificar el producto como renovable salvo que la electricidad utilizada cumpla las reglas RFNBO desarrolladas en el apartado 2.2.1.

Esto exige adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica, salvo en los casos específicos del artículo 4 del Reglamento (UE) 2023/1184. En la práctica, ello implica que para cumplir RFNBO se requiere normalmente un PPA, aunque la red sea muy limpia.

De este modo:

1. $\text{Red} \leq 12,02 \text{ gCO}_2\text{e/MJ eléctrico} \rightarrow \text{amoníaco Low Carbon}$
2. $\text{Red} + \text{PPA (cumpliendo 2023/1184)} \rightarrow \text{amoníaco renovable RFNBO}$

Ambas categorías son válidas, pero responden a mercados y precios distintos.

Perspectiva temporal en España

El PNIEC 2023-2030 proyecta una cuota renovable del 81 % para 2030, con una reducción significativa del uso de ciclos combinados. Aunque el plan no publica oficialmente una serie de intensidades en gCO_2/MJ , la combinación de fotovoltaica, eólica, hidráulica y almacenamiento hace razonable que la intensidad horaria promedio pueda situarse cerca del umbral operativo en la segunda mitad de la década.

El estudio no asume de forma automática una red suficientemente limpia, sino que evalúa cada escenario con el límite operativo derivado en el capítulo 2. El resultado es que la viabilidad Low Carbon sin PPA depende del grado real de descarbonización del mix, y no de una hipótesis estática.

Implicaciones para el diseño del modelo

El análisis de este escenario permite medir el potencial económico de operar únicamente con red en horas limpias, así como cuantificar cuántas horas del año serían aprovechables sin comprometer la elegibilidad Low Carbon. Esta aproximación sirve como referencia comparativa frente a:

- Escenarios con PPA solar o eólico.
- Híbridas (PPA + red).

4.2 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

La producción de hidrógeno constituye el eje central del proyecto, ya que determina la capacidad real de síntesis de amoníaco, la flexibilidad operativa del lazo Haber–Bosch y la clasificación regulatoria del producto final como amoníaco limpio (RFNBO o LC, según corresponda).

En el modelo desarrollado, el hidrógeno se obtiene exclusivamente por electrólisis alimentada con electricidad procedente de PPA renovables y/o de la red bajo criterios de descarbonización. Todo el análisis se formula en un marco horario que integra consumos energéticos del electrolizador, restricciones operativas (rampas, mínimos técnicos y acoplamiento con Haber–Bosch), elegibilidad regulatoria (adicionalidad, correlación temporal y geográfica para RFNBO; umbral de intensidad de emisiones para LC) y efectos económicos sobre el LCOA.

La electrólisis se considera la tecnología principal de referencia por dos motivos:

- Acceso a RFNBO: es la única vía que permite certificar RFNBO cuando la electricidad cumple adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica.
- Compatibilidad LC: habilita la producción LC cuando la electricidad de red utilizada se mantiene por debajo del umbral de intensidad de emisiones considerado en este estudio.

En consecuencia, el dimensionamiento y la operación del electrolizador, junto con el acceso a PPA y a red descarbonizada, son las palancas determinantes del coste y de la fracción de amoníaco "clean" atribuible a cada etiqueta (RFNBO o LC). En los apartados siguientes se detalla la representación del electrolizador en el modelo, los supuestos de rendimiento y degradación, la estrategia de despacho horario frente a precios y perfiles renovables, y el desacoplo operativo con el lazo de síntesis mediante almacenamiento de H_2 cuando procede.[39]

ELECTRÓLISIS COMO RUTA PRINCIPAL

La electrólisis es la tecnología seleccionada como pilar del suministro de hidrógeno en el proyecto. Su funcionamiento convierte electricidad en hidrógeno mediante la división electroquímica del agua, y su rendimiento depende directamente de la calidad y disponibilidad de la electricidad utilizada. Para representar con precisión su comportamiento, el modelo emplea consumos específicos basados en datos operativos realistas: 56 MWh/tH₂ como consumo directo del electrolizador y 60,68 MWh/tH₂ incluyendo consumos auxiliares, lo que permite integrar la eficiencia global en el cálculo de la huella y en los análisis económicos.

La operación se modela con límites de rampa, un rango de carga dinámico y un mínimo técnico que condiciona la capacidad del electrolizador para seguir el precio horario de la electricidad. Estos aspectos influyen directamente en el factor de utilización y, en consecuencia, en el CAPEX amortizado por tonelada de hidrógeno producido. Cuanto mayor sea la capacidad del electrolizador para operar en horas de electricidad económica (PPA o red con precio bajo), mejor será su rendimiento económico.

Desde el punto de vista regulatorio, la electrólisis permite que el hidrógeno producido pueda clasificarse como RFNBO siempre que la electricidad empleada cumpla adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica, tal como se detalla en el apartado 2.2.1. Cuando la electricidad no cumple los requisitos RFNBO, el análisis evalúa si la intensidad de emisiones del sistema permite clasificar el hidrógeno como Low Carbon según el Acto Delegado (UE) 2023/1185, lo que requiere mantenerse por debajo del límite operativo equivalente a 12,02 gCO_{2e}/MJ eléctrico.

La integración con el lazo Haber–Bosch obliga a gestionar el carácter variable de la producción eléctrica. Para evitar operar el Haber–Bosch por debajo de su *turndown*, el estudio incorpora un sistema de almacenamiento de hidrógeno (analizado en el apartado 4.3), que permite desacoplar parcialmente la disponibilidad eléctrica respecto de la síntesis química. En conjunto, la electrólisis define el comportamiento base de los diferentes escenarios y constituye la variable más influyente del coste nivelado del amoníaco en todos los casos evaluados.

4.3 ALMACENAMIENTO

El almacenamiento energético constituye un elemento central en la arquitectura de la planta, porque determina hasta qué punto la producción de hidrógeno puede desacoplarse de la operación continua del lazo Haber-Bosch y, por tanto, condiciona la necesidad de sobredimensionar renovables o recurrir a la red. La función del almacenamiento no es únicamente mitigar variabilidad, sino garantizar que el Haber-Bosch no opere por debajo de su *turndown* y sostener la continuidad del proceso en escenarios donde la producción eléctrica (renovable o de red) sea insuficiente durante determinadas horas.

En este trabajo se analizan dos tecnologías de almacenamiento: baterías en el lado eléctrico y tanques de hidrógeno en el lado molecular. Su evaluación se centra en su aportación operativa, su impacto económico y su compatibilidad con los requisitos regulatorios RFNBO y LC.

Las dos tecnologías cumplen funciones distintas:

- Las baterías gestionan variabilidad eléctrica de muy corto plazo, evitando vertidos por límites de conexión y suavizando rampas para el electrolizador.
- El tanque de hidrógeno brinda almacenamiento energético a escala horaria o plurihoraria directamente utilizable por el Haber-Bosch, algo que las baterías no pueden sustituir sin costes desproporcionados.

A continuación, se detallan las conclusiones del análisis para cada tecnología en el marco de la estrategia global de la planta.

4.3.1 BATERÍAS

El uso de baterías se planteó como apoyo al sistema renovable asociado al electrolizador para absorber excedentes puntuales, reducir vertidos y suavizar transitorios que podrían limitar la operación del electrolizador. Su consideración respondía a escenarios en los que el proyecto dependiera fuertemente de PPA renovables y pudiera verse condicionado por límites de conexión o perfiles renovables muy variables.

Sin embargo, el análisis tecnoeconómico demuestra que, con los costes actuales de las baterías y los perfiles renovables empleados, su contribución al coste nivelado del amoníaco es marginal o incluso negativa. La reducción de vertidos que proporcionan no compensa la inversión necesaria, la degradación por ciclo ni las pérdidas de eficiencia de ida y vuelta. Además, no aportan valor directo al proceso de síntesis, ya que no almacenan hidrógeno, sino únicamente electricidad.

Desde el punto de vista regulatorio, las baterías tampoco generan beneficios adicionales en el cumplimiento RFNBO o Low Carbon, dado que la trazabilidad y la intensidad de emisiones dependen de la compra física de electricidad renovable o de la intensidad de la red, no del almacenamiento intermedio.

Debido al coste, utilidad limitada en el proceso de síntesis y falta de impacto en la elegibilidad regulatoria se decide descartar su instalación en el escenario base. Las baterías se mantienen únicamente como sensibilidad para futuros escenarios donde los costes disminuyan significativamente, se endurezcan los límites de conexión, o se requieran estrategias más estrictas de *matching* temporal renovable.

4.3.2 TANQUE DE HIDRÓGENO

A diferencia de las baterías, el tanque de hidrógeno cumple una función estructural en la planta. Permite desacoplar la producción de H_2 , que depende de perfiles renovables y del precio de red, de la operación prácticamente continua del lazo Haber Bosch, cuyo margen de flexibilidad está limitado por su *turndown*. Esta capacidad de desacoplo condiciona el tamaño óptimo del electrolizador, el dimensionamiento de PPAs, la dependencia de la red y el número de horas en las que sería necesario reducir carga.

El tanque no es imprescindible en todos los escenarios. Con acceso a una red suficientemente descarbonizada y con precios horarios competitivos, es técnicamente posible prescindir del almacenamiento y mantener el Haber Bosch en su rango operativo utilizando la red como respaldo en horas sin recurso renovable. En este caso, la continuidad del proceso queda gobernada por la regla económica de compra a red que se defina en el modelo y no por la capacidad del tanque.

Cuando se pretende limitar el uso de la red por razones económicas o regulatorias, o cuando la planta opera principalmente con electricidad renovable variable, el tanque pasa a ser una pieza clave para respetar el *turndown* del Haber Bosch y evitar paradas, arranques o funcionamiento ineficiente. En este contexto, el almacenamiento de H_2 es la herramienta que permite transformar un suministro eléctrico intermitente en una alimentación química estable. Asimismo, desde el punto de vista de la operación global de la planta, se asume que el almacenamiento de amoníaco se encuentra adecuadamente dimensionado para absorber la variabilidad de la producción y garantizar el cumplimiento de los compromisos de suministro adquiridos con el *off-taker* (cantidades mínimas y máximas de entrega). De este

modo, el modelo centra la optimización en la gestión energética y en el almacenamiento intermedio de hidrógeno, sin que las limitaciones logísticas asociadas al almacenamiento de amoníaco condicionen los resultados obtenidos.

Criterios de dimensionamiento.

El tamaño del tanque se expresa de forma práctica en horas o días de “*turndown* cubierto”, es decir, cuánta operación mínima del Haber Bosch puede sostenerse sin producción instantánea de H_2 . La capacidad útil depende de la presión de operación, de la curva de descarga y del caudal mínimo exigido por el lazo. A mayores presiones se reduce el volumen necesario, aunque aumentan el trabajo de compresión, las pérdidas térmicas asociadas y los requisitos mecánicos. Estas penalizaciones energéticas de compresión deben incluirse en el balance eléctrico y en el cálculo del LCOA.

Efectos operativos y regulatorios.

El tanque mejora el factor de utilización del Haber Bosch y reduce el sobredimensionamiento necesario del electrolizador y de los PPAs. No modifica por sí mismo la elegibilidad regulatoria. La condición RFNBO depende del origen y trazabilidad de la electricidad consumida por el electrolizador en cada hora. El almacenamiento permite, eso sí, producir H_2 en horas que cumplen RFNBO y utilizarlo más tarde sin afectar a la contabilidad de la electricidad ya certificada. Para el producto LC, el tanque ayuda a priorizar producción de H_2 en horas de menor intensidad de emisiones de la red y en horas de menor precio, lo que mejora simultáneamente huella y coste.

Integración con la regla de despacho.

El modelo debe fijar prioridades claras:

1. Cubrir el *turndown* del Haber Bosch.
2. Llenar el tanque según las condiciones con las que fue ideado.
3. Producir NH_3 adicional una vez asegurada la continuidad.

Esta lógica se combina con límites de potencia contratada, curvas de precio horario y disponibilidad renovable.

Estrategias operativas evaluadas.

Llenado simple con prioridad al *turndown*. Primero se asegura el caudal mínimo del Haber Bosch y el excedente de H₂ se envía al tanque hasta su capacidad. Es la estrategia más robusta y fácil de implantar, aunque suele requerir capacidades de almacenamiento mayores.

Reserva anticipada con horizonte de 72 horas. El tanque almacena la cantidad necesaria para cubrir déficits previstos dentro de las próximas 72 horas, según pronóstico renovable y precio de red. Reduce capacidad instalada respecto al esquema simple, a costa de depender de la calidad del pronóstico.

Interacciones clave.

El tanque compete y coopera con tres decisiones de diseño:

- Potencia del electrolizador. Más almacenamiento permite electrolizadores menos sobredimensionados manteniendo continuidad.
- Tamaño de PPAs. El almacenamiento reduce vertidos y suaviza la necesidad de sobrecapacidad renovable.
- Umbral de compra a red. Un umbral más alto disminuye la necesidad de tanque, pero aumenta la exposición al precio y puede afectar a la fracción de producto clasificada como “clean” en cada etiqueta.

El impacto del tanque en el LCOA, en la fracción RFNBO y LC del amoníaco, en la potencia del electrolizador y en el tamaño de PPAs se desarrolla en el capítulo 5, con comparación cuantitativa de ambas estrategias de operación y análisis de sensibilidad de capacidad y presión de almacenamiento.

4.4 TABLA DE TOMA DE DECISIONES

El diseño final de la planta requiere evaluar simultáneamente criterios técnicos, regulatorios y económicos operativos. Como se ha mostrado en los apartados anteriores, la combinación de acceso a la electricidad (PPA, red, red descarbonizada), el dimensionamiento del electrolizador y del lazo Haber Bosch, y la presencia o ausencia de almacenamiento de H₂, genera configuraciones muy distintas en términos de coste, flexibilidad y elegibilidad RFNBO y LC. Por este motivo, el capítulo concluye con una tabla de toma de decisiones que sintetiza los factores clave y permite comparar de forma homogénea las alternativas analizadas. Esta tabla servirá de base para el capítulo 5, donde se simularán cuantitativamente los escenarios y se seleccionará el diseño óptimo de la planta.

4.4.1 COMPARACIÓN MULTICRITERIO (CAPEX, OPEX, FLEXIBILIDAD, COMPATIBILIDAD REGULATORIA, IMPACTO EN LCOA)

Para evaluar cada configuración de planta se utilizan cinco criterios estructurales:

1. CAPEX total requerido

Incluye electrolizador, ASU, Haber-Bosch, compresión, renovables contratadas vía PPA y almacenamiento de hidrógeno.

Las diferencias clave son:

- Los escenarios basados exclusivamente en renovables con tanque requieren mayores inversiones iniciales por la suma electrolizador + renovables + almacenamiento.
- Los escenarios con red descarbonizada reducen o eliminan el CAPEX del tanque y permiten electrolizadores de menor tamaño.

2. OPEX y coste energético variable

El coste operativo depende principalmente de:

- Precio horario de la red (si se utiliza).

- Precio del PPA (constante, pero con riesgo contractual).
- Costes auxiliares eléctricos y térmicos.

Los escenarios con mayor dependencia de la red presentan menor CAPEX, pero mayor volatilidad de OPEX. Los escenarios PPA-dominantes aseguran precios estables, pero pueden requerir sobredimensionamiento y almacenamiento.

3. Flexibilidad operativa

Se evalúa la capacidad de cada configuración para:

- Mantener el Haber-Bosch dentro de su *turndown*.
- Responder a variabilidad renovable.
- Despachar el electrolizador según precio y huella.
- Minimizar horas de parada o pérdida de carga.

La flexibilidad aumenta con:

- Presencia de tanque de H₂.
- Acceso a red descarbonizada.
- Regla de compra a red basada en umbrales de precio e intensidad.

4. Compatibilidad regulatoria (RFNBO y Low Carbon)

Este criterio resume si la configuración puede producir amoníaco:

- RFNBO, cumpliendo adicionalidad, correlación temporal y geográfica, y los criterios del 2023/1184.
- Low Carbon , cumpliendo el límite de 28,2 gCO_{2e} por MJ según el 2023/1185.

Dependencias clave:

- PPA renovable es el camino robusto hacia RFNBO.

- Red descarbonizada permite LC y, combinada con PPA y matching temporal, puede respaldar producción RFNBO.

5. Impacto en LCOA

El LCOA constituye una magnitud agregada que sintetiza el efecto combinado de todas las decisiones de diseño y operación de la planta. Cualquier variación en CAPEX, OPEX, factor de utilización, esquema de suministro eléctrico o compatibilidad regulatoria se refleja, directa o indirectamente, en su valor. Por tanto, el LCOA no debe interpretarse como un parámetro independiente, sino como el resultado final de los compromisos estructurales adoptados en cada configuración.

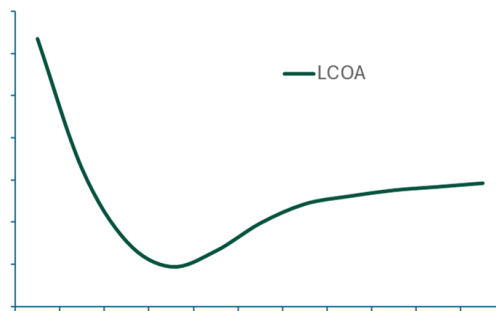


Ilustración 9: Curva típica del LCOA en este trabajo

Desde un punto de vista general, el comportamiento del LCOA frente a cambios en el diseño presenta una relación no lineal. En particular, al aumentar la utilización efectiva del electrolizador y del lazo Haber-Bosch, el coste específico tiende inicialmente a disminuir debido a una mejor amortización del CAPEX. Sin embargo, a partir de cierto punto, la necesidad de sobredimensionar renovables, almacenamiento o de incorporar horas energéticas más caras provoca un repunte del LCOA, generando curvas con un mínimo bien definido, como las observadas en los resultados del modelo.

De forma cualitativa, los principales mecanismos que varían el LCOA son:

Tabla 2: Ideas asumidas durante el ejercicio.

Disminución del LCOA	Aumento del LCOA
Incremento del factor de utilización del Haber-Bosch y del electrolizador sin incurrir en sobredimensionamientos excesivos.	Se requiere un CAPEX elevado asociado a tanques de gran tamaño o a un sobredimensionamiento renovable destinado a cubrir pocas horas críticas.
Acceso a electricidad de bajo coste (PPA competitivos o ventanas de red descarbonizada barata).	El sistema opera con bajo factor de carga, penalizando la amortización de los activos.
Eliminación o reducción del almacenamiento innecesario, cuando la continuidad operativa puede garantizarse por otros medios.	Se incorporan de forma sistemática horas de electricidad caras, ya sea por ausencia de reglas de despacho o por dependencia excesiva de la red sin criterio económico.
Mezclas RFNBO/LC que permiten que parte de la producción se remunere a precios de mercado suficientes para absorber costes fijos.	Las restricciones regulatorias obligan a desplazar producción hacia configuraciones menos eficientes desde el punto de vista energético.

Tabla 3: Ideas asumidas durante el ejercicio.

En consecuencia, el LCOA actúa como un criterio integrador que refleja el equilibrio entre inversión, coste operativo, flexibilidad y elegibilidad regulatoria. El Capítulo 5 se apoya en esta lectura para comparar escenarios de forma consistente y seleccionar la configuración que minimiza el LCOA (o, en el caso del análisis residual, el LCOA del RFNBO) sin comprometer la viabilidad técnica ni el cumplimiento normativo.

El capítulo 5 utilizará estos criterios comparativos para seleccionar la configuración que minimiza el LCOA respetando los requisitos regulatorios.

4.4.2 ESCENARIOS POSIBLES

La combinación de fuentes eléctricas y almacenamiento permite definir múltiples configuraciones teóricas, pero no todas son pertinentes para los objetivos del proyecto. Para estructurar la toma de decisiones se clasifican las combinaciones posibles en cuatro categorías:

-
- Verde: configuración viable y de interés, que se estudiará explícitamente en el modelo.
 - Naranja: configuración teóricamente viable, pero previsiblemente poco rentable o redundante frente a otras alternativas; se menciona solo como referencia.
 - Rojo: configuración teóricamente posible, pero operativamente absurda o muy poco eficiente en el contexto del proyecto; se descarta.
 - Gris: combinación inviable desde el punto de vista técnico o regulatorio en el marco definido en los capítulos 2 y 3.

Esta primera clasificación gráfica sirve como paso intermedio entre el análisis cualitativo del capítulo 4 y la definición formal de los escenarios de cálculo en el capítulo 5, donde únicamente se desarrollan aquellos casos marcados en verde.

A partir de estas premisas, la matriz conceptual de escenarios puede representarse de forma simplificada:

ESCENARIOS VIABLES	PPA	MERCADO ELÉCTRICO	MERCADO ELÉCTRICO DESCARBONIZADO	TANQUE DE AMONÍACO
PPA	—	1.	2.	3.
MERCADO ELÉCTRICO	1.	—		4. + PPA
MERCADO ELÉCTRICO DESCARBONIZADO	2.		5.	
TANQUE DE AMONÍACO	3.	4. + PPA		—

Escenarios viables y considerados en el análisis

No viable por limitaciones logísticas o de almacenamiento

No viable por incompatibilidad de suministro

No aplica (misma opción)

Ilustración 10: Decisión de escenarios a simular. Realizado con ChatGPT

Una vez depuradas las combinaciones inviables o poco competitivas, el conjunto de alternativas se reduce a seis escenarios operativos de interés, que constituyen la base del análisis cuantitativo. Estos escenarios serán desarrollados y optimizados en el capítulo siguiente, donde se evaluarán sus implicaciones en producción, coste, huella y elegibilidad regulatoria bajo las hipótesis del modelo horario.

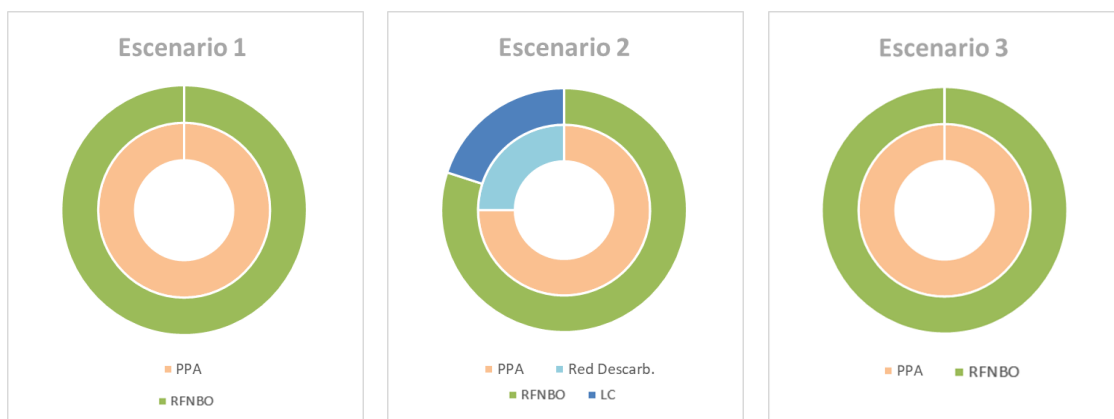
Tabla 4: Diferenciación entre escenarios.

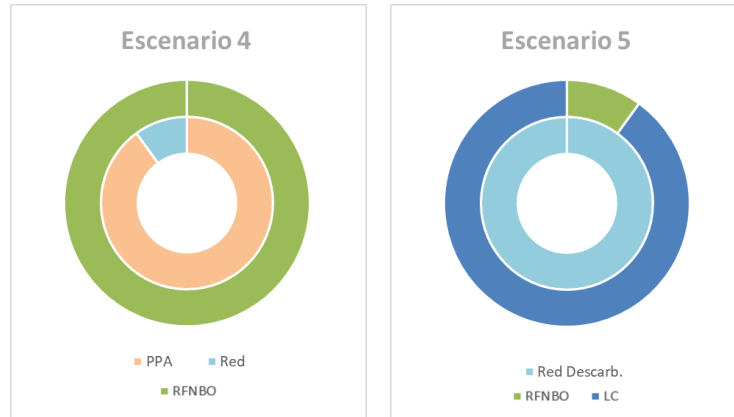
Escenario	PPA	Mercado eléctrico	Red decarbonizada	Almacenamiento de H ₂	Clasificación regulatoria alcanzable
1	Sí	Sí	No	No	RFNBO en horas PPA / LC si red limpia
2	Sí	No	Sí	No	RFNBO + Low Carbon

3	Sí	No	No	Sí	RFNBO
4	Sí	Sí	No	Sí	RFNBO
5	No	No	Sí	No	Low Carbon y RFNBO*

Además de la clasificación estructural de cada escenario, resulta útil visualizar su comportamiento esperado en términos de aportación de hidrógeno y certificación del producto final. Para ello, se incluyen a continuación las gráficas circulares asociadas a cada configuración, donde el anillo interior representa la composición del input de hidrógeno (electrólisis con PPA o con red) y el anillo exterior muestra la proporción de amoníaco certificado como RFNBO o como Low Carbon según las reglas analizadas en el capítulo 2.

Estas gráficas permiten comparar de forma intuitiva cómo varía el origen energético del hidrógeno en cada escenario y cómo esa mezcla condiciona la elegibilidad regulatoria del producto final. Así, mientras los escenarios fuertemente apoyados en PPA tienden a maximizar la fracción RFNBO, aquellos dependientes de una red descarbonizada orientan parte de su producción hacia la categoría Low Carbon. Esta representación complementa la tabla de configuraciones y adelanta las diferencias operativas y regulatorias que se estudiarán cuantitativamente en el capítulo 5.





En conjunto, la clasificación de configuraciones, la matriz de escenarios y las representaciones gráficas permiten obtener una visión clara de las rutas tecnológicas realmente relevantes para el proyecto. Los seis escenarios seleccionados capturan todas las combinaciones operativas que pueden cumplir con los requisitos técnicos, económicos y regulatorios del sistema: desde configuraciones fuertemente renovables con PPA, hasta opciones híbridas con apoyo puntual de la red, así como escenarios basados en una red suficientemente descarbonizada.

Cada uno de estos escenarios implica un balance distinto entre coste, flexibilidad operativa, dependencia de la red, necesidad de almacenamiento y elegibilidad regulatoria. El capítulo 5 desarrollará esta comparación de forma cuantitativa mediante el modelo horario, permitiendo identificar qué combinaciones maximizan el uso eficiente de la electricidad, garantizan la continuidad del Haber-Bosch y minimizan el LCOA bajo los criterios RFNBO y Low Carbon definidos en el marco normativo.

Capítulo 5. OPTIMIZACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO

En este capítulo se describe cómo se ha utilizado el modelo desarrollado para identificar configuraciones de planta que maximicen el margen económico global de la instalación, respetando al mismo tiempo los criterios RFNBO y Low Carbon definidos en el marco regulatorio. Para ello no se utiliza el LCOA medio como único indicador, ya que la planta genera dos productos con precios de referencia distintos (amoníaco RFNBO y amoníaco LC), sino que se trabaja con un tratamiento separado de cada calidad y con un LCOA específico para el RFNBO que refleja el diferencial de coste estimado frente al Low Carbon. A partir de esta estructura se construye la comparación de escenarios y se seleccionan las configuraciones que ofrecen el mejor equilibrio entre rentabilidad, flexibilidad operativa y elegibilidad regulatoria.

Conviene señalar que el análisis económico desarrollado tiene como objetivo principal proporcionar una herramienta de optimización y comparación tecnoeconómica entre diferentes configuraciones de proceso, y no reproducir con exactitud un modelo financiero de inversión. Por este motivo, los indicadores económicos empleados y las hipótesis adoptadas representan una simplificación del comportamiento financiero real de un proyecto industrial, permitiendo centrar el análisis en el impacto de las decisiones de diseño, operación y regulación sobre la competitividad de cada alternativa. No se consideran, por tanto, aspectos como la estructura de financiación mediante deuda y capital, el coste medio ponderado del capital (WACC), la inflación, la fiscalidad, la depreciación, las estrategias de cobertura de precios o las condiciones específicas de financiación de cada proyecto. No obstante, la metodología desarrollada constituye una base suficientemente flexible para incorporar estos elementos en trabajos futuros, permitiendo evolucionar hacia un modelo

financiero completo que reproduzca con mayor fidelidad el comportamiento económico de un proyecto de inversión real.

5.1 RESTRICCIONES TÉCNICAS

Implementación del modelo

El modelo se implementa íntegramente en Excel como un simulador horario de operación de la planta, con estructura modular y versátil. A partir de la tabla de parámetros del apartado 3.1.1, el usuario puede activar o desactivar el uso del tanque de hidrógeno y distintos esquemas de acceso a la electricidad (PPA, red, red descarbonizada), así como modificar capacidades y costes específicos. Esto permite reutilizar el mismo modelo para todos los escenarios definidos en el capítulo 4 sin cambiar la lógica de cálculo.

Resolución temporal y horizonte

El modelo trabaja con resolución horaria y representa un horizonte de 24 años de operación, coherente con la vida útil asumida en el análisis financiero. El perfil horario de la PPA renovable se considera estacionario: se emplea una curva anual representativa de 8.760 horas que se replica a lo largo de toda la vida útil, de modo que los cambios entre años proceden de la evolución de precios, rendimientos e intensidad de emisiones de la red cuando aplique.

Precios de red

La electricidad de red se alimenta con una serie de precios horarios proporcionada por una consultora energética que cubre 2024 a 2052 con variación interanual. En lugar de un precio plano, el simulador actualiza cada año la columna de precio de red con el vector correspondiente a ese año, de forma que la operación horaria refleja la estructura temporal prevista de precios a largo plazo.

Degradación del electrolizador

El electrolizador se modela con degradación de eficiencia y reposición de pilas. Se supone una caída lineal del rendimiento que se corrige cada 8 años mediante sustitución de stack. Dado que la vida de operación es de 24 años, el modelo incluye tres ciclos completos de degradación y reposición. Para cada año, el consumo específico efectivo en MWh por tonelada de H_2 empleado en la simulación horaria se ajusta al nivel de eficiencia que corresponde dentro de ese ciclo.

Ejecución anual y acumulación de resultados

Una macro recorre los años de vida útil. Para cada año actualiza el vector horario de precios de red y el consumo específico del electrolizador, ejecuta la simulación de 8.760 horas y acumula resultados anuales: producción de NH_3 clasificada como RFNBO y como LC, energía consumida por fuente, compras de red, utilización del tanque y factores de uso de electrolizador y Haber Bosch. Una ejecución completa para un conjunto dado de parámetros tarda típicamente entre 10 y 15 segundos, lo que permite explorar escenarios de forma sistemática, aunque no es viable un enfoque clásico con Solver sobre todas las variables horarias.

Módulo financiero y huella

Sobre la base operativa se superpone un módulo financiero simplificado que distribuye el CAPEX a lo largo del periodo de inversión según un perfil uniforme y calcula los flujos de caja anuales de OPEX y energía. Con estos flujos y la producción anual de amoníaco desagregada por etiqueta regulatoria se obtiene el LCOA mediante valor presente neto, tanto para el conjunto de la planta como, cuando procede, diferenciando RFNBO y LC. En paralelo, el modelo calcula la huella asociada a cada flujo energético para evaluar de forma consistente la elegibilidad conforme a los actos delegados.

5.2 OBJETIVO ECONÓMICO Y LCOA RESIDUAL DEPENDIENTE DEL LOW CARBON

Planteamiento

La planta produce amoníaco electrolítico en dos etiquetas con precios esperados diferentes: RFNBO y LC. Minimizar un LCOA promedio no capta cómo la mezcla de producción entre ambas certificaciones afecta al margen económico de la planta, ya que dos configuraciones pueden presentar el mismo LCOA medio, pero generar proporciones distintas de amoníaco RFNBO y Low Carbon. En ese caso, aunque el coste medio de producción sea idéntico, el escenario con una mayor fracción de RFNBO tendrá previsiblemente un mayor valor de mercado y, por tanto, un mayor margen económico. Para resolver esta limitación, se define una métrica residual que descuenta la parte LC al precio de mercado esperado y atribuye al RFNBO el coste restante que la planta debe cubrir.

Referencia de precios de mercado

En coherencia con el resto del trabajo, se adoptan como precios de referencia:

- $p_{LC}^{ref} = 800\text{€/t}$ para el amoníaco Low Carbon
- $p_{RFNBO}^{ref} = 1\,200\text{€/t}$ para el amoníaco RFNBO

Estos valores reflejan la expectativa inicial de que el RFNBO capture una prima significativa frente al producto LC, en el entorno de un 50 % de sobreprecio respecto al comparador Low Carbon.

No obstante, estimaciones, de mercado recientes basadas en resultados de subastas piloto para amoníaco renovable en el noroeste de Europa apuntan a niveles algo más contenidos: contratos adjudicados en torno a 1 000 €/t entregado y del orden de 800 €/t “ex-factory”, con medias de ofertas algo por encima de 1 000 €/t y techos regulados en la banda de 1 250–1 300 €/t. (uno). Estas señales sugieren que, a medida que el mercado madura y

aparecen proyectos más competitivos, el precio observable del RFNBO tenderá a situarse por debajo de los 1 200 €/t que se emplean aquí como referencia conservadora.

Aun así, para mantener la comparabilidad con los cálculos iniciales y explorar un escenario en el que la prima por RFNBO sea suficientemente alta como para justificar inversiones intensivas en CAPEX, el análisis de base mantiene el anclaje en 1 200 €/t para RFNBO y 800 €/t para LC. Las señales de precios más recientes se recogen en el capítulo de sensibilidad como un rango adicional de contraste sobre el LCOA residual.

Definiciones y notación

- C_{tot} : valor presente neto de costes totales de la planta.
- P_{LC}, P_{RFNBO} : precio esperado del mercado de cada tipo de amoniaco respectivamente.
- Q_{RFNBO}, Q_{LC} : producción de NH_3 por etiqueta en valor presente neto.
- $LCOA_{RFNBO}^{res}$: LCOA residual del RFNBO propuesto en este proyecto.
- Todas las cantidades C y Q se calculan en valor presente neto para mantener coherencia temporal.

La identidad contable estándar del LCOA es:

$$C_{tot} = LCOA_{RFNBO}^{res} \times Q_{RFNBO} + LCOA_{LC}^{attr} \times Q_{LC}$$

donde $LCOA^{attr}$ denota costes atribuidos con la regla de reparto elegida.

Definición de la métrica residual

Se fija el LC a su precio esperado de venta, de modo que la parte LC se descuenta como ingreso esperado:

$$C_{res} = C_{tot} - P_{LC} \times Q_{LC}$$

El LCOA residual del RFNBO es el coste por tonelada de RFNBO que debe cubrirse tras “saldar” el LC a su precio de mercado:

$$LCOA_{RFNBO}^{res} = \frac{C_{res}}{Q_{RFNBO}} = \frac{C_{tot} - P_{LC} \times Q_{LC}}{Q_{RFNBO}}$$

Interpretación: $LCOA_{RFNBO}^{res}$ es el precio de equilibrio del RFNBO que igualaría el valor presente de ingresos y costes suponiendo que el LC se vende a P_{LC} .

Conexión con el margen

El margen total descontado puede escribirse como:

$$\begin{aligned} M &= P_{RFNBO} \times Q_{RFNBO} + P_{LC} \times Q_{LC} - C_{tot} \\ M &= P_{RFNBO} \times Q_{RFNBO} + P_{LC} \times Q_{LC} - C_{res} - C_{LC} \\ M &= P_{RFNBO} \times Q_{RFNBO} + P_{LC} \times Q_{LC} - LCOA_{RFNBO}^{res} \times Q_{RFNBO} - LCOA_{LC}^{attr} \times Q_{LC} \end{aligned}$$

Teniendo en cuenta la imposición de:

$$LCOA_{LC}^{attr} = P_{LC}$$

Sustituyendo la definición anterior:

$$M = (P_{RFNBO} - LCOA_{RFNBO}^{res}) \times Q_{RFNBO}$$

Por tanto, minimizar $LCOA_{RFNBO}^{res}$ a parámetros de precios dados es equivalente a maximizar el margen para cualquier P_{RFNBO} razonable. Además, proporciona una regla de decisión inmediata: el RFNBO es rentable si $P_{RFNBO} \geq LCOA_{RFNBO}^{res}$.

Relación con los LCOA atribuidos

Sabiendo que:

$$LCOA_{Total} = \frac{LCOA_{RFNBO}^{res} \times Q_{RFNBO} + LCOA_{LC}^{attr} \times Q_{LC}}{Q_{Total}}$$

Partiendo de la identidad contable:

$$LCOA_{RFNBO}^{res} = \frac{C_{Total} - C_{LC}}{Q_{RFNBO}}$$

$$LCOA_{RFNBO}^{res} = \frac{LCOA_{Total} \times Q_{Total} - LCOA_{LC}^{attr} \times Q_{LC}}{Q_{RFNBO}}$$

Conclusión: si en un mismo escenario disminuye la producción de LC a un mismo C_{Total} , el RFNBO debe subvencionar ese déficit y el $LCOA_{RFNBO}^{res}$ aumenta. Si LC es competitivo frente a la producción total sin aumentar su coste, el residual del RFNBO disminuye. La métrica incentiva mezclas y tamaños que alinean la planta con el mercado real.

Asignación de costes y coherencia

- Los costes variables horarios se asignan a la etiqueta efectivamente producida según la elegibilidad horaria.
- El CAPEX y OPEX fijos se reparten con una clave única y estable entre escenarios, por ejemplo, toneladas de NH_3 por etiqueta o energía de H_2 útil al Haber Bosch por etiqueta.
- Coherencia contable: se verifica siempre

$$LCOA_{RFNBO}^{res} Q_{RFNBO} + P_{LC} Q_{LC} = C_{tot}$$

lo que garantiza que el residual y el precio LC reconstruyen el coste total en valor presente.

Casos borde y uso en la optimización

- Si $Q_{RFNBO} = 0$ el $LCOA_{RFNBO}^{res}$ no está definido. Es un escenario puramente LC que se evalúa con su margen propio y se considera aparte.

- Si $C_{tot} - P_{LC} Q_{LC} < 0$ el residual es negativo. Significa que los ingresos del LC cubren todos los costes y dejan superávit. El modelo lo reflejará y, bajo restricciones regulatorias, tenderá a aumentar LC si es posible.
- En cualquier caso, de producción puramente RFNBO o LC el $LCOA_{Total}$ reflejara la variable a minimizar y su respectiva comparación con el precio de mercado con el tipo de amoníaco producido
- La función objetivo del estudio consiste en minimizar $LCOA_{RFNBO}^{res}$ sujeto a las restricciones técnicas y de elegibilidad RFNBO y LC. Esta elección conduce directamente a la configuración que maximiza el margen, en lugar de perseguir un $LCOA_{Total}$ que puede ser engañoso.

Ejemplo breve

Supongamos: $C_{tot} = 180 \text{ M€}$, $Q_{RFNBO} = 100.000 \text{ t}$, $Q_{LC} = 80.000 \text{ t}$, $P_{LC} = 900 \text{ €/t}$

Entonces $C_{LC} = P_{LC} \times Q_{LC} = 72 \text{ M€}$

$$LCOA_{RFNBO}^{res} = \frac{180 - 72}{100} = 1.080 \text{ €/t}$$

Si $P_{RFNBO} = 1.150 \text{ €/t}$, el margen descontado es $(1.150 - 1.080) \cdot 100 \text{ kt} = 7 \text{ M€}$. Optimizar el diseño para reducir el residual por debajo de 1.080 €/t incrementa el margen de forma directa.

5.3 ESCENARIOS SIMULADOS

El objetivo del bloque es minimizar el LCOA residual del RFNBO manteniendo la elegibilidad RFNBO y LC en todo momento. La regla de decisión operativa es simple: producir RFNBO cuando $LCOA_{RFNBO}^{res} \leq P_{RFNBO}$; en caso contrario, asignar la producción a LC siempre que se cumpla el umbral de intensidad de emisiones. El procedimiento de búsqueda consta de dos etapas: primero un barrido grueso de las palancas principales para

identificar zonas prometedoras y descartar combinaciones dominadas; después un refinamiento local alrededor del mejor candidato. El criterio de parada es una variación mínima del $LCOA_{RFNBO}^{res}$ entre iteraciones y estabilidad del mix RFNBO/LC, de forma que mejoras adicionales no sean materialmente relevantes.

Índice de escenarios

E1. PPA + tanque (sin uso de electricidad del mercado)

E2. PPA + electricidad del mercado + tanque.

- **E2.1.** Tanque: prioridad de llenado.
- **E2.2.** Tanque: reserva a 72 h.

E1. PPA + red descarbonizada.

E4. Únicamente red descarbonizada

Explicación del método de optimización

La lógica horaria de operación sigue una jerarquía común para todos los escenarios. En primer lugar, se utiliza la electricidad renovable disponible en virtud de los PPAs previamente mencionados dentro del límite de conexión eléctrica y de capacidad del electrolizador. En segundo lugar, cuando el escenario lo permite, se compra electricidad de red si el precio horario es inferior al umbral económico definido y si la intensidad de emisiones resulta compatible con la categoría correspondiente. En tercer lugar, en los escenarios con almacenamiento, la lógica de llenado y vaciado sigue uno de los dos escenarios E2.1 o E2.2, respetando la capacidad máxima, el estado de carga y la demanda mínima del lazo Haber-Bosch. Esta estructura permite comparar escenarios con criterios homogéneos de operación.

Se parte de perfiles horarios normalizados de dos PPAs, una eólica y otra fotovoltaica, de un límite de conexión a subestación de 300 MW y de los ratios y conversiones definidos en

apartados previos. Con estos insumos la planta se modela como una cadena de “cajas negras” coherente con el diagrama lógico del modelo.

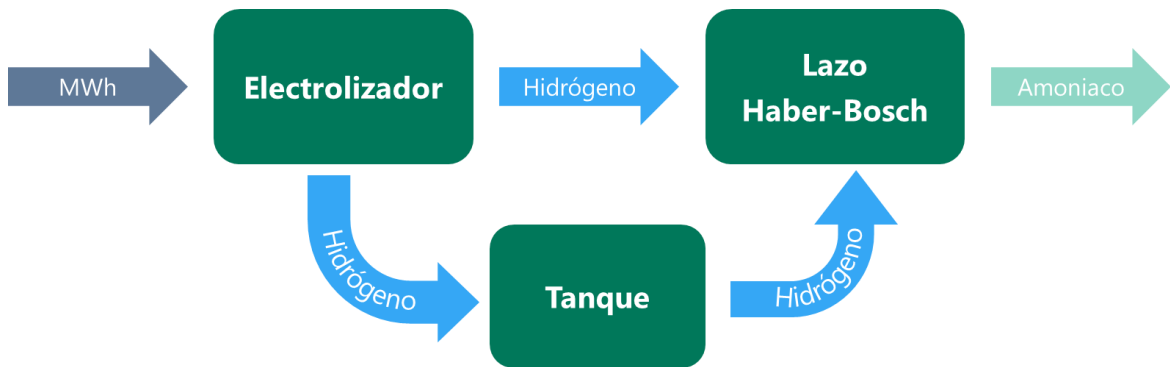


Ilustración 11: Esquema de la lógica del almacenamiento

Dado que las PPAs son *pay as produced*, se paga toda la energía generada por cada tecnología. El problema inicial consiste en determinar la capacidad óptima a contratar de PPA eólica y PPA solar que minimiza el coste energético efectivo sin incurrir en sobredimensionamiento que provoque vertidos por el límite de 300 MW.

Para capturar este efecto se define un precio por MWh útil. A cada PPA se le asigna su precio de referencia en €/MWh y se aplica un recargo en €/MWh útil que penaliza la fracción no aprovechada. Cuando la suma de la generación horaria potencial supera 300 MW, la energía computable se reduce de forma proporcional a la aportación de cada tecnología, de modo que el coste refleje la electricidad realmente disponible para el electrolizador. Bajo este tratamiento, y dado que en este punto solo se produce amoníaco RFNBO, el LCOA resulta proporcional al coste eléctrico, por lo que el objetivo es minimizar el LCOE del suministro. A partir del LCOE se obtiene el coste marginal y se contrasta con el precio esperado de venta, modulando el input de precio en €/MWh.

Este planteamiento sin almacenamiento se descarta porque el lazo Haber Bosch no puede operar por debajo de su *turndown* y los perfiles PPA contienen numerosas horas con generación cero. La consecuencia sería parar u operar de forma ineficiente. Para garantizar

continuidad se introduce almacenamiento de hidrógeno entre el electrolizador y el lazo de síntesis. El electrolizador ofrece respuesta rápida y no requiere operación continua, mientras que el Haber Bosch precisa caudal estable. La alternativa de baterías entre planta renovable y electrolizador se descarta por requisitos de colocación y por no resultar rentable con los precios considerados. Se adopta un tanque de hidrógeno y se toma este caso como base para optimizar las capacidades de ambas PPAs y del almacenamiento.

Se analizan dos estrategias de operación del tanque. La primera, de prioridad de llenado, cubre en primer lugar el *turndown* del Haber Bosch y almacena cualquier excedente hasta la capacidad disponible. Esta estrategia tiende a mantener niveles elevados de hidrógeno durante gran parte del tiempo, lo que incrementa costes de compresión y mantenimiento por mayor volumen presurizado, pero aporta alta robustez frente a errores de pronóstico, a costa de un CAPEX óptimo más elevado. La segunda, de reserva a 72 horas, almacena únicamente lo necesario para cubrir el déficit previsto en dicho horizonte. Conduce a una capacidad sensiblemente menor y reduce CAPEX y costes operativos por menores inventarios, aunque aumenta la dependencia de la calidad del pronóstico. En ambos casos, el criterio de optimización consiste en hallar la capacidad mínima que garantice, a lo largo de los 24 años simulados, que nunca se viola el *turndown* con las series horarias y las reglas de operación consideradas.

Sobre esta base se incorpora la posibilidad de compra de electricidad de red cuando el precio horario es inferior a 20 €/MWh y existe déficit para alimentar el Haber Bosch o reponer el tanque, siempre que ni el electrolizador ni el lazo estén limitados por capacidad. Esta lógica reduce el LCOA del conjunto porque los precios de las PPAs consideradas son superiores a 20 €/MWh, por lo que aprovechar esas ventanas abarata el coste energético efectivo y estabiliza la operación. La evaluación regulatoria asociada al uso de red descarbonizada se desarrolla en un apartado posterior; aquí se limita el análisis al beneficio económico de incorporar dicho respaldo por precio.

La introducción del escenario de red descarbonizada (véase 4.1.3) se aborda utilizando la serie de precios horarios de la red. Como punto de partida se evalúa una operación con factor

de carga del 100 % en la síntesis: la producción que no cubren las PPAs en cada hora se completa íntegramente con red. Esta aproximación no mejora el objetivo económico, porque introduce una fracción relevante de producción LC y reduce el peso relativo del RFNBO; además, al comprar sistemáticamente a la red por encima de 20 €/MWh, el coste energético efectivo crece sin control. Este resultado motiva un escrutinio del precio de red y la definición de una regla explícita de despacho.

Se introduce así una variable de límite de precio de red (P_{red}^{max}). La regla es operativa y horaria: en cada hora, una vez contabilizada la energía PPA, si existe déficit para alcanzar el 100 % de carga y el precio de red es inferior o igual a P_{red}^{max} , se compra a red el faltante; en caso contrario no se compra y la producción queda limitada por la disponibilidad renovable. Esta lógica se aplica manteniendo un criterio de continuidad: la cobertura del *turndown* del Haber Bosch se garantiza siempre con red, independientemente del precio, y la regla de P_{red}^{max} solo condiciona la energía adicional por encima del *turndown*. Con ello el modelo elimina la necesidad del tanque en este escenario, ya que la red actúa como respaldo estructural para asegurar el caudal mínimo del lazo.

Bajo esta política se caracteriza el sistema mediante curvas del $LCOA_{RFNBO}^{res}$ y del factor de utilización en función de P_{red}^{max} . Se observa una zona óptima de umbrales en la que el incremento de utilización del electrolizador y del lazo aporta una amortización más eficiente del CAPEX, el $LCOA_{RFNBO}^{res}$ converge hacia el precio esperado del RFNBO e incluso puede situarse por debajo en ciertos rangos, y el mix RFNBO/LC se mantiene compatible con la elegibilidad definida. Fuera de esa zona, umbrales demasiado bajos desaprovechan horas económicamente válidas de red y elevan el coste específico por infrautilización; umbrales demasiado altos arrastran horas caras que degradan el $LCOA_{RFNBO}^{res}$ al desplazar producción hacia LC con peor señal de precio.

Conviene subrayar que la variable de límite de precio de red P_{red}^{max} introducida en este capítulo debe interpretarse como un parámetro metodológico y exploratorio, cuyo objetivo principal es identificar el rango de precios a partir del cual el LCOA residual del RFNBO

deja de disminuir y comienza a deteriorarse. En este sentido, el umbral se emplea como una regla teórica de despacho horario que permite caracterizar de forma clara la relación entre utilización de activos, coste energético efectivo y mezcla RFNBO/Low Carbon.

En una implantación industrial real, sin embargo, resulta poco probable que la decisión de compra de electricidad de red se articule mediante un criterio binario estricto del tipo *comprar / no comprar* en función de un precio horario fijo. Un enfoque de este tipo, aun siendo útil para el análisis, introduce una rigidez operativa que no refleja la flexibilidad real con la que se gestionan carteras energéticas complejas.

Una alternativa más realista consiste en trasladar el concepto de límite de precio desde el dominio horario al dominio agregado, mediante un método de conteo y ponderación de MWh consumidos de red junto con su precio efectivo. Bajo este enfoque, la condición económica no se impone hora a hora, sino sobre el precio medio ponderado de la energía de red utilizada en un determinado periodo (anual o plurianual). De este modo, la planta podría aceptar de forma puntual horas con precios superiores al umbral teórico siempre que dichas compras queden compensadas por un volumen suficiente de energía adquirida a precios inferiores.

A modo ilustrativo, si se fija un precio objetivo de referencia de 80 €/MWh para la electricidad de red, el uso de 50 MWh en una hora con precio de 65 €/MWh genera un “margen económico” que permitiría, en términos agregados, consumir una cantidad limitada de energía adicional en horas con precios superiores a 80 €/MWh sin que el precio medio ponderado de los MWh de red supere dicho valor. Formalmente, el criterio pasaría a expresarse como:

$$\frac{\sum_i E_i \cdot P_i}{\sum_i E_i} \leq P_{\text{red}}^{\text{objetivo}}$$

donde E_i y P_i representan respectivamente la energía comprada y el precio de la red en cada intervalo considerado.

Este planteamiento ofrece varias ventajas relevantes:

- Aumenta la flexibilidad operativa, permitiendo aprovechar horas puntuales de alto precio cuando resultan necesarias para mantener la continuidad del Haber Bosch.
- Refleja mejor la práctica real de gestión energética, basada en medias y carteras, y no en decisiones horarias rígidas.
- Conserva el criterio económico fundamental, ya que el precio medio efectivo de la energía de red sigue estando alineado con el punto a partir del cual el LCOA residual del RFNBO deja de mejorar.

En el marco de este trabajo, el uso de un límite horario $P_{\text{red}}^{\text{max}}$ se justifica por su claridad analítica y por su capacidad para identificar de forma nítida las zonas óptimas de operación. No obstante, los resultados obtenidos deben interpretarse como una aproximación conservadora, siendo razonable esperar que una implementación basada en precios medios ponderados permitiría alcanzar niveles de LCOA residual del RFNBO similares o ligeramente mejores, manteniendo el cumplimiento regulatorio y la estabilidad operativa del sistema.

A efectos comparativos se analiza también el caso puramente red descarbonizada (sin PPAs ni tanque). En este límite teórico la planta produce exclusivamente LC, por lo que, aun con menor complejidad operativa, el ingreso unitario esperado es inferior al del RFNBO. En consecuencia, el óptimo económico no supera al de configuraciones con PPA y regla de precio de red, donde una fracción significativa de RFNBO sostiene mejores márgenes y reduce el $\text{LCOA}_{\text{RFNBO}}^{\text{res}}$ respecto al precio de venta objetivo.

5.4 COMPARACIÓN DE ESCENARIOS Y SELECCIÓN DEL ÓPTIMO

Una vez definido el marco metodológico y la métrica de LCOA residual del RFNBO, el siguiente paso consiste en comparar de forma sistemática los distintos escenarios operativos y seleccionar la configuración que ofrece el mejor compromiso entre coste, flexibilidad y elegibilidad regulatoria. Más que buscar un LCOA medio mínimo, el análisis se orienta a

maximizar el margen económico global, teniendo en cuenta que la planta genera dos calidades de producto con precios de referencia distintos: amoníaco RFNBO y amoníaco Low Carbon (LC).

El proceso de comparación no parte directamente de los escenarios finales, sino de una evolución progresiva del modelo. En primer lugar, se estudió un caso base puramente renovable, alimentado únicamente mediante PPA eólica y fotovoltaica. En este punto se dimensionaron de forma iterativa las capacidades contratadas de cada PPA, combinando barridos de potencia en MW con el cálculo del LCOE efectivo del suministro, hasta identificar un rango en el que el coste energético por MWh útil se situaba en mínimos y el LCOA total de la planta resultaba razonable. En este escenario toda la producción se clasifica como RFNBO, ya que cada MWh consumido procede de PPA renovable que cumple las condiciones de trazabilidad, por lo que el LCOA total coincide con el LCOA del RFNBO.

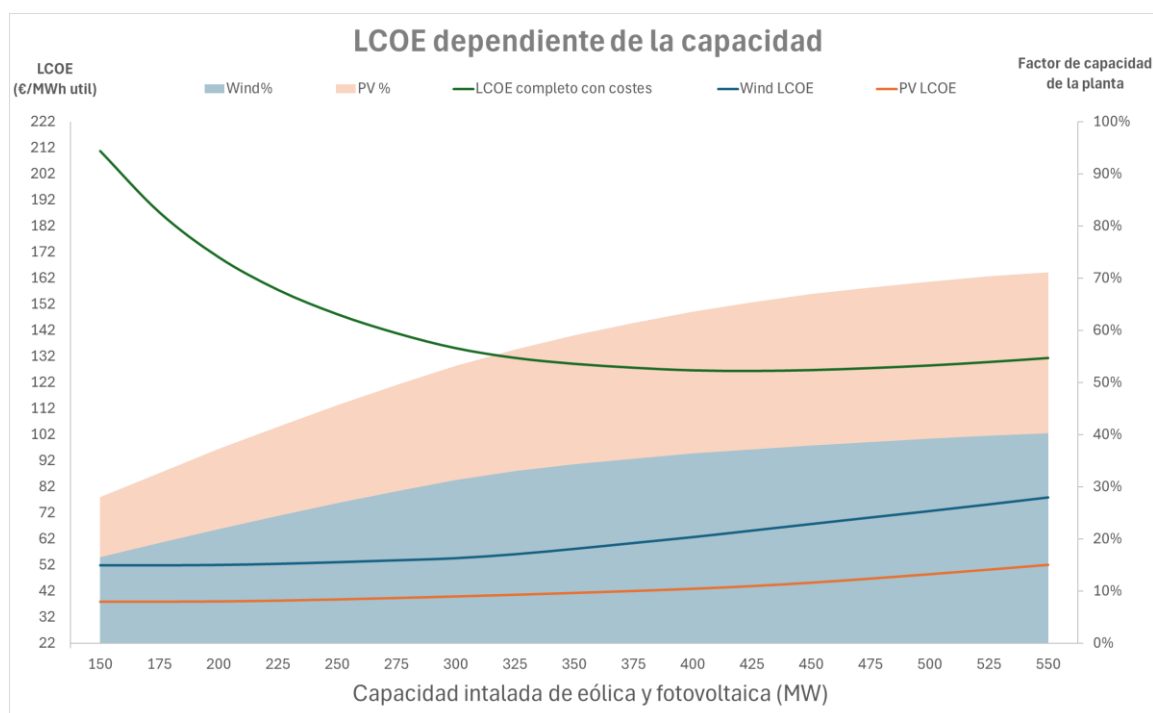


Ilustración 12: Gráfica dependiente de la capacidad

La Figura resume este ejercicio de dimensionamiento para el caso base de planta alimentada exclusivamente por PPAs, sin red y con tanque de hidrógeno. La gráfica presenta en el eje X la capacidad instalada de cada tecnología en MW (eólica y fotovoltaica), mientras que en los ejes Y se muestran, a la izquierda, el LCOE en €/MWh útil y, a la derecha, el factor de capacidad en porcentaje. El área sombreada refleja el factor de capacidad de cada tecnología, de forma que puede verse cómo evoluciona la utilización efectiva de la PPA a medida que aumenta la potencia contratada. Sobre este fondo se representan dos curvas de LCOE parcial, una para la eólica y otra para la solar, calculadas únicamente con el coste asociado al MWh útil entregado a planta. En este cálculo se parte del precio de la PPA, pero se corrige por el efecto del límite de conexión de 300 MW: mientras la suma de la producción instantánea máxima de eólica y solar se mantiene por debajo de ese límite (en el entorno de 150 MW de capacidad instalada por tecnología), no hay vertidos y el coste por MWh útil coincide prácticamente con el precio contractual de la PPA. A partir de ese punto comienzan los recortes de producción por congestión, de modo que una fracción creciente de los MWh generados no puede utilizarse y el coste se reparte sobre un volumen menor de energía útil. En la gráfica se aprecia cómo, a medida que aumenta la potencia instalada por encima de ese umbral, el coste específico por MWh útil crece de forma claramente creciente, reflejando el impacto del curtailment.

Además de estas curvas parciales, la figura incluye una tercera curva en verde oscuro que representa el LCOE global del sistema en €/MWh útil, ya incorporando el CAPEX de la planta. Para obtenerla se ha anualizado la inversión total dividiendo el valor actual neto del CAPEX, traído al año 0, en pagos anuales constantes de manera que el valor actual neto de esa serie de pagos sea idéntico al de la inversión original. Dado que el análisis se realiza sobre una curva de producción anual representativa, este CAPEX anualizado se suma al coste energético y se divide entre la energía útil de salida, lo que genera un LCOE más completo que refleja simultáneamente gasto en energía y amortización de activos. La curva verde muestra que, para que la inversión se amortice de forma razonable en este escenario desfavorable de PPA sin red y con tanque como única herramienta de flexibilidad, es necesario contratar capacidades de PPA significativamente superiores a las mínimas, en el

entorno de 350 a 450 MW por tecnología. Solo a partir de esos niveles de potencia instalada el LCOE total empieza a acercarse a los valores de referencia compatibles con los precios esperados de venta del amoníaco, lo que justifica la exploración posterior de escenarios con apoyo de red y sin tanque.

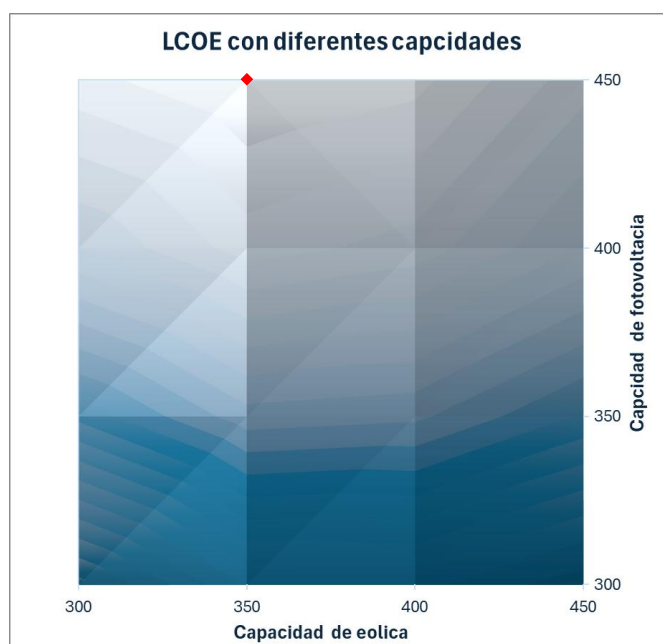


Ilustración 13: Gráfica de punto óptimo local en cuanto a capacidad de energía renovable

De forma complementaria, se incorpora una figura específica que representa el LCOE por MWh útil consumido en función de la potencia instalada de cada tecnología eólica y fotovoltaica. En esta gráfica, cada eje recoge la capacidad contratada de una de las dos tecnologías y se trazan las curvas de coste asociado únicamente a la energía efectivamente utilizada en planta, sin incluir todavía otros términos del LCOA. La diferencia de precio por MWh producido entre ambas PPAs se refleja en que la curva correspondiente a la eólica se sitúa sistemáticamente por encima de la fotovoltaica: a igualdad de potencia instalada, el coste por MWh útil de la eólica es mayor que el de la solar, y esta brecha se mantiene e incluso se amplifica cuando aparecen vertidos por el límite de 300 MW, ya que el curtailment encarece el coste específico de toda la energía que sí llega al electrolizador. Esta figura sirve para fijar una intuición importante antes de introducir elementos de

flexibilidad: incluso en un esquema puramente PPA, el reparto entre eólica y solar condiciona de manera directa el coste energético mínimo alcanzable por la planta.

Sin embargo, el análisis operativo muestra pronto una limitación estructural: los perfiles horarios de generación renovable incluyen numerosas horas con producción nula o muy reducida. Dado que el lazo Haber Bosch no puede operar por debajo de su *turndown* sin penalizar de forma severa la eficiencia y la estabilidad, la opción de trabajar solo con PPA obliga o bien a aceptar paradas frecuentes de la síntesis o bien a introducir un elemento de desacoplo entre electrólisis y Haber Bosch. De este diagnóstico surge el segundo paso: incorporar un tanque de hidrógeno como almacenamiento intermedio.

Con el tanque activo, el electrolizador puede aprovechar al máximo las horas con producción renovable y precio efectivo bajo, llenando el almacenamiento cuando hay excedentes y suministrando al Haber Bosch en las horas de menor generación. Se ensayaron distintas combinaciones de tamaño de tanque y potencia de PPA, primero con una estrategia de prioridad de llenado y después con una estrategia de reserva a 72 horas. En ambos casos se buscó la capacidad mínima que garantizara, a lo largo de los 24 años simulados, no violar el *turndown* del Haber Bosch. El resultado fue técnicamente satisfactorio, pero con un LCOA todavía claramente por encima del precio de referencia esperado para el RFNBO: el CAPEX adicional del almacenamiento y los costes asociados a compresión y mantenimiento penalizan el coste específico por tonelada de amoníaco. Este escenario sirve por tanto de referencia de planta 100 % RFNBO con tanque y señala la necesidad de recurrir a una fuente adicional de flexibilidad si se desea mejorar el LCOA residual.

El siguiente paso lógico consiste en permitir la compra de electricidad de red con un criterio puramente económico. Se introduce así una regla horaria basada en un límite de precio de red: cuando el precio horario es inferior al umbral fijado, la planta puede completar con red la energía necesaria para mantener el Haber Bosch en carga o rellenar el tanque; si el precio supera dicho límite, la producción se restringe a la energía renovable disponible. Inicialmente se adopta un valor indicativo de 20 €/MWh para explorar el efecto de este respaldo. La incorporación de la red mejora de forma notable el factor de utilización del

electrolizador y del lazo de síntesis y permite reducir la dependencia de un tanque de gran tamaño. La comparación de LCOA muestra que, para un conjunto de supuestos de precio de red coherentes con las proyecciones de la consultora, la opción de PPA + red con tanque desplaza claramente al caso PPA + tanque sin red.

A partir de estos resultados se plantea un escenario aún más simplificado: utilizar la red descarbonizada como respaldo estructural del Haber Bosch y prescindir por completo del tanque de hidrógeno. En este caso, el caudal mínimo de síntesis se garantiza siempre con electricidad de red, independientemente del precio horario, mientras que la energía adicional por encima del *turndown* se decide en función de un límite de precio P_{red}^{max} . Esta formulación convierte el problema en la búsqueda de un rango de P_{red}^{max} que permita, al mismo tiempo, mantener una utilización elevada de los equipos, contener el coste energético efectivo y preservar una fracción suficiente de producción RFNBO, asociada a la energía de PPA. El resultado es un escenario híbrido PPA + red descarbonizada sin tanque que, para un intervalo razonable de P_{red}^{max} , ofrece un LCOA residual del RFNBO claramente inferior al de las configuraciones con almacenamiento y, sobre todo, una combinación equilibrada de producción RFNBO y LC, manteniendo la elegibilidad regulatoria en ambos casos.

Finalmente, se evalúa el escenario límite de operación exclusivamente con red descarbonizada, sin PPAs y sin tanque. Desde el punto de vista operativo es el caso más sencillo: la planta se alimenta siempre de red y ajusta su funcionamiento en función de la señal de precio. Sin embargo, toda la producción pasa a clasificarse como Low Carbon y el ingreso unitario esperado es, por construcción, inferior al asociado a la venta de RFNBO. Aunque la ausencia de PPA y almacenamiento reduce el CAPEX, el análisis económico muestra que el LCOA resultante, comparado con los precios de referencia adoptados (800 €/t para LC y 1.200 €/t para RFNBO), no mejora los márgenes globales frente al escenario híbrido PPA + red descarbonizada, donde una fracción significativa de la producción puede capturar la prima RFNBO.

LCOA comparativo entre escenarios

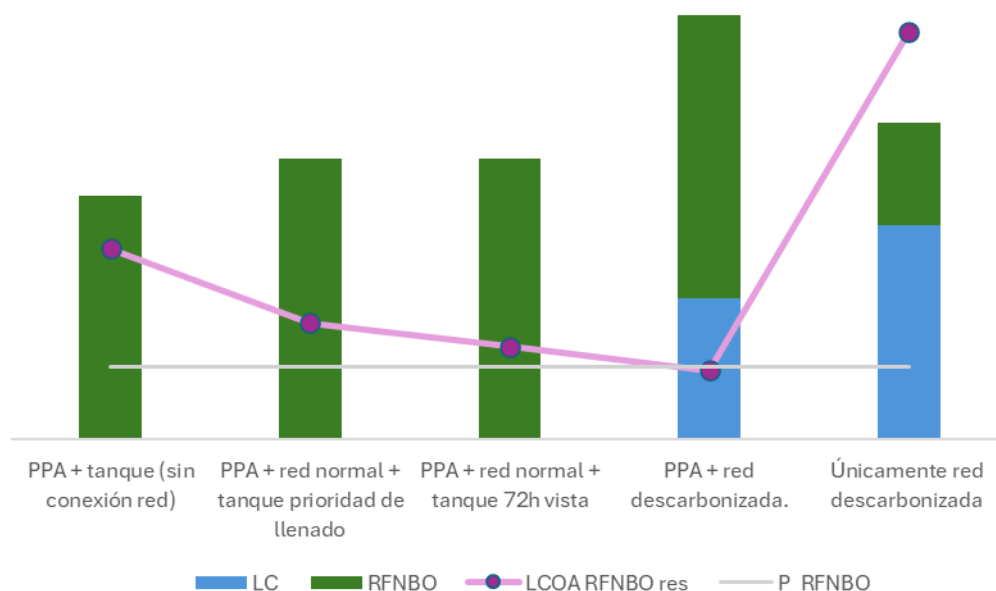


Ilustración 14: Comparativa entre los diferentes escenarios.

Esta lógica comparativa se resume en la primera de las gráficas de resultados, donde se representan conjuntamente los cinco escenarios operativos definidos en el modelo. Para cada uno de ellos se muestra, en un mismo diagrama, el LCOA de referencia y la descomposición de la producción anual en toneladas de RFNBO y LC en forma de barras. La figura permite visualizar de un vistazo la compensación entre tres dimensiones: el coste específico por tonelada, la cantidad total de amoníaco producida y la fracción de esa producción que accede al precio RFNBO frente al precio LC. Se observa cómo los escenarios con almacenamiento presentan un LCOA más elevado a pesar de su mayor fracción RFNBO, mientras que el caso de solo red descarbonizada reduce la complejidad operativa a costa de renunciar completamente a la etiqueta RFNBO. El escenario híbrido PPA + red descarbonizada sin tanque se sitúa en una posición intermedia: mantiene una cuota relevante de RFNBO, incorpora LC en las horas cubiertas por la red y presenta el LCOA residual del RFNBO más bajo del conjunto.

Sobre esta base se introduce un refinamiento regulatorio adicional relacionado con la cuota de renovables del sistema eléctrico. De acuerdo con los actos delegados, una parte de la electricidad de red puede computarse como renovable en función de la participación anual de renovables en el mix de generación de la zona de oferta, calculada con un desfase de dos años respecto al año de consumo. En el modelo, este criterio se traduce en aplicar, para cada año de operación, la cuota renovable media del sistema dos años antes sobre la fracción de producción inicialmente clasificada como Low Carbon en los escenarios que utilizan red. Esa cuota permite computar como RFNBO una parte proporcional del amoníaco LC, siempre que se respeten las demás condiciones de elegibilidad.

LCOA comparativo con la cuota de renovable añadida

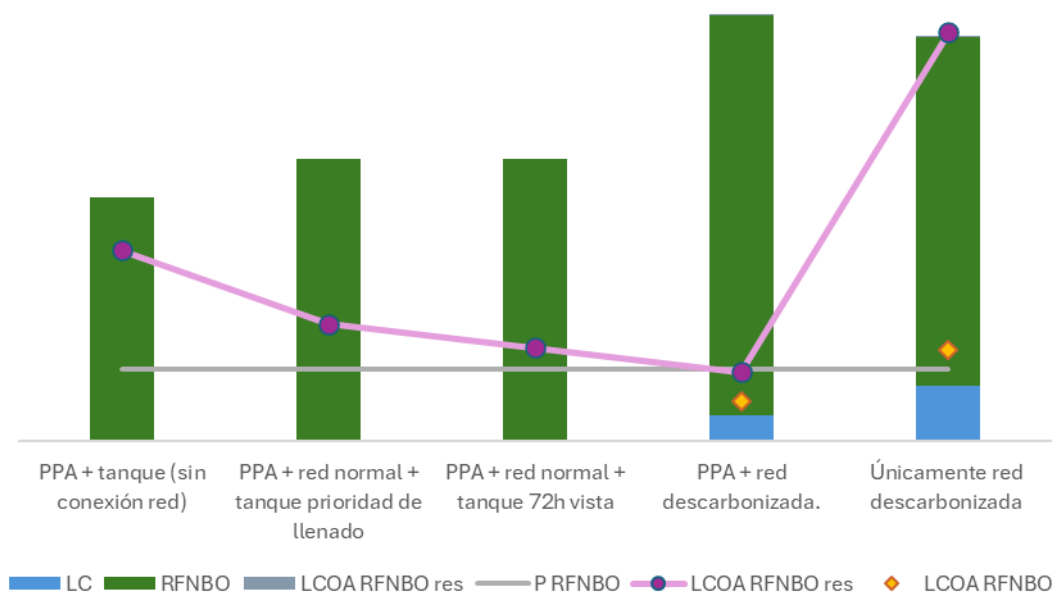


Ilustración 15: Comparativa entre diferentes escenarios con cuota.

La segunda gráfica reproduce exactamente la misma comparación que la primera, con los mismos cinco escenarios y el mismo eje de LCOA de referencia, pero con las barras de RFNBO y LC recalculadas tras aplicar la cuota de renovables dos años antes. Los escenarios puramente PPA no se ven afectados, porque ya partían de una clasificación 100 % RFNBO. En cambio, los escenarios que combinan PPA con red descarbonizada y, sobre todo, el

escenario de solo red, experimentan un cambio notable: una parte de la producción que antes se contabilizaba como LC pasa a computar como RFNBO, de manera que aumenta la producción RFNBO efectiva y disminuye la fracción de LC.

Este reequilibrio no solo altera la mezcla de producto, sino que modifica de forma apreciable el LCOA residual del RFNBO. Al cambiar el reparto de costes entre etiquetas, el numerador y el denominador de la expresión del LCOA residual se ajustan y el resultado es una mejora clara de esta métrica tanto en el escenario híbrido PPA + red descarbonizada como, de manera más acusada, en el escenario de solo red descarbonizada, que partía de una proporción abrumadoramente LC. En términos prácticos, ambos escenarios se desplazan hacia valores de LCOA residual más cercanos al rango de precios de referencia del RFNBO, pero incluso después de aplicar la cuota el caso puramente de red sigue sin alcanzar la competitividad del escenario híbrido, que combina mejor estructura de ingresos y menor LCOA residual. En este contexto, la segunda gráfica sirve para visualizar cómo la regulación puede desplazar parte del producto de LC a RFNBO y, al mismo tiempo, reducir el LCOA residual del RFNBO en aquellos casos donde la red tiene un peso significativo.

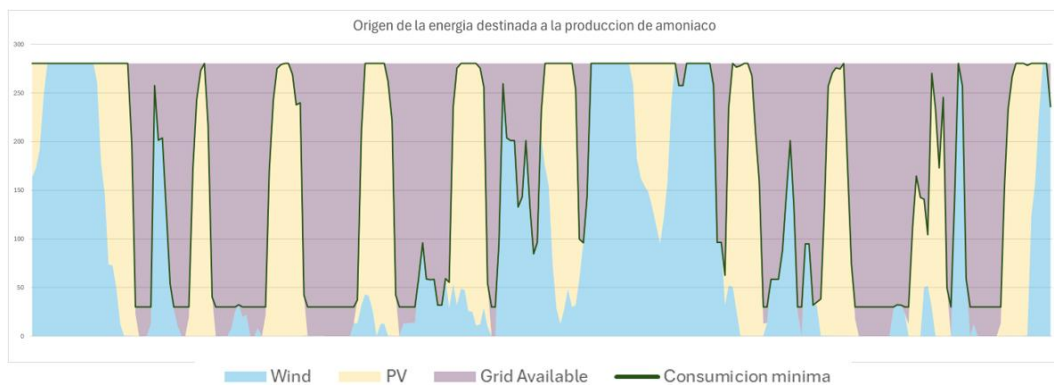


Ilustración 16: Visualización de la procedencia de la energía empleada.

Para interpretar mejor el comportamiento del escenario híbrido, se incluye también una gráfica adicional que representa el origen de la energía consumida por la planta a lo largo de un periodo representativo. En ella se observa, hora a hora, la contribución relativa de la PPA y de la red descarbonizada al suministro eléctrico del electrolizador. Esta figura ayuda a

entender cómo el modelo prioriza la energía renovable contratada siempre que está disponible, cómo la red entra como respaldo en las horas de menor generación y de qué forma esta combinación se traduce en la mezcla final de amoníaco RFNBO y LC mostrada en las gráficas anteriores. Aunque no modifica el resultado cuantitativo de la optimización, aporta una lectura más intuitiva de la lógica de operación implícita en el escenario seleccionado.

Además de la comparación entre escenarios mixtos y puramente de red, se ha analizado de forma específica la sensibilidad del escenario de solo red descarbonizada frente a la reducción progresiva del CAPEX de la planta. Para ello se ha construido una tercera gráfica en la que se representa, en el eje X, el límite de precio de mercado impuesto para la electricidad de red y, en el eje Y, el LCOE efectivo del amoníaco producido en este escenario únicamente con red. Sobre esta base se trazan varias curvas correspondientes a distintos niveles de inversión inicial, 800, 700, 600 y 500 M€ de CAPEX, y se añade una curva de referencia en rojo que sirve como umbral económico. Esa curva roja no es horizontal: en cada valor del límite de precio de la red se calcula el precio medio esperado de venta del amoníaco, a partir del porcentaje de producción LC y RFNBO que resultaría con ese P_{red}^{max} , y se traduce ese precio medio en un LCOE objetivo equivalente. De este modo, la línea roja refleja, punto a punto, el LCOE máximo compatible con el mix de producto y el entorno de precios considerado para cada umbral de red.

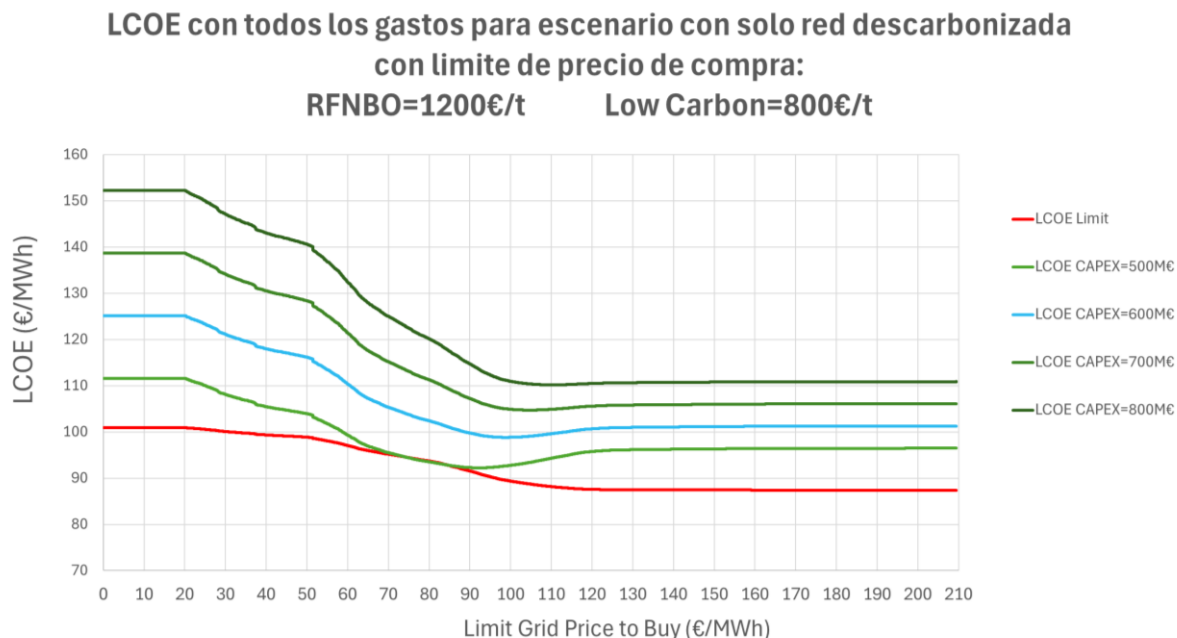


Ilustración 17: Análisis de sensibilidad frente a variación del CAPEX.

La lectura de esta figura es directa: a medida que se abarata la instalación, de 800 a 500 M€, las curvas de LCOE de la planta se desplazan hacia abajo y se aproximan progresivamente a la curva roja de referencia. Para cada nivel de CAPEX se identifica un rango de valores de P_{red}^{max} en el que la curva de LCOE de la planta se sitúa por debajo o en el entorno de la línea roja, lo que indica que el coste nivelado del amoníaco es compatible con el precio medio ponderado que puede capturar la planta con el mix LC/RFNBO asociado a ese límite de precio de red. Cuanto menor es la inversión específica, mayor es el margen para aceptar precios de red más elevados sin que el LCOE supere de forma sostenida la curva roja. Este análisis de sensibilidad confirma que la reducción de CAPEX acerca el escenario de solo red descarbonizada a la viabilidad económica, pero también muestra que, incluso en los casos más optimistas de coste de inversión, la combinación PPA + red descarbonizada sin tanque sigue ofreciendo un LCOA residual del RFNBO más favorable y una estructura de ingresos más equilibrada. Por ello, y a la luz del conjunto de resultados, el escenario híbrido sin tanque se selecciona como configuración óptima de referencia en este trabajo.

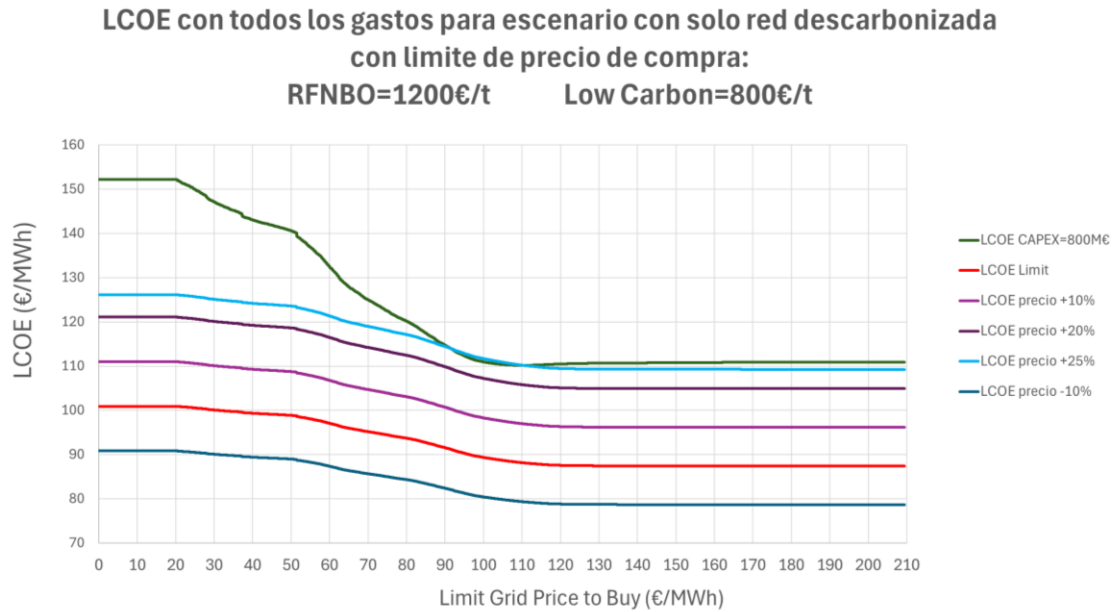


Ilustración 18: Análisis de sensibilidad frente a variación de precio de energía del mercado.

Por último, se ha construido una figura adicional que retoma el escenario de solo red descarbonizada, pero centrándose ahora en la sensibilidad al precio de venta del amoníaco más que en el CAPEX. La gráfica mantiene en el eje X el límite de precio de la red P_{red}^{max} y en el eje Y el LCOE del caso base con una inversión fija de 800 M€. Sobre esa curva de coste se representan varias curvas de referencia que trasladan al nivel energético distintos precios medios de venta del amoníaco, calculados a partir del mix RFNBO/LC resultante para cada P_{red}^{max} . Se parte de los precios actuales de referencia utilizados en el trabajo (1.200 €/t para RFNBO y 800 €/t para LC) y se consideran variaciones en torno a ese nivel, de manera que cada curva marca el LCOE máximo admisible para que el proyecto sea viable bajo una determinada hipótesis de precio de mercado.

La lectura de esta figura permite afinar la conclusión sobre la viabilidad del escenario de solo red descarbonizada. Con los precios actuales de amoníaco empleados en el estudio, ninguna de las curvas de ingreso equivalente llega a situarse por encima de la curva de LCOE de la planta de forma suficientemente holgada como para considerar el escenario rentable con el CAPEX actual de 800 M€. Solo cuando se incrementa el precio medio ponderado del

amoníaco en el entorno de un 25 % respecto al caso base se empieza a observar un solapamiento claro entre la curva de LCOE de la planta y la curva de precio, de manera que el proyecto pasaría a ser económicamente aceptable en este escenario puramente de red, manteniendo el resto de supuestos constantes. En otras palabras, a precios de amoníaco coherentes con los niveles actualmente esperados, el escenario de solo red descarbonizada no resulta competitivo con el diseño considerado; necesitaría o bien una subida relevante de precios de mercado (del orden de ese 25 %) o bien una reducción adicional de CAPEX para acercarse a la zona de viabilidad.

Conviene subrayar que, en este ejercicio, el límite de precio de red P_{red}^{max} se utiliza principalmente como parámetro de exploración, para observar cómo se desplaza el mix RFNBO/LC y el coste específico al modificar la ventana de horas en las que la planta acepta comprar a red. Dentro del rango analizado, el efecto de variar P_{red}^{max} sobre el resultado económico del escenario de solo red es relativamente limitado si se comparan sus impactos con los de las dos palancas principales: el CAPEX específico de la instalación y el precio de venta del amoníaco. La figura muestra que el cambio en P_{red}^{max} desplaza ligeramente el punto óptimo, pero no altera la conclusión de fondo: con los precios actuales, el escenario puramente de red se mantiene fuera de la zona de rentabilidad, y solo bajo hipótesis de precios sensiblemente más altos o de CAPEX significativamente menores se aproximaría a la frontera de viabilidad.

En conjunto, las distintas gráficas de este apartado permiten cerrar el análisis comparativo con un mensaje robusto. El escenario de solo red descarbonizada es muy sensible tanto al coste de inversión como al precio de amoníaco y, en las condiciones actuales, no alcanza márgenes suficientes para considerarse óptimo, a pesar de su simplicidad operativa. El escenario híbrido PPA + red descarbonizada sin tanque, en cambio, ofrece un LCOA residual del RFNBO más favorable, una estructura de ingresos más equilibrada (gracias a una fracción significativa de producto RFNBO que captura la prima de precio) y una menor exposición a la volatilidad de CAPEX y precios de mercado. Por estos motivos, y a la luz

del conjunto de resultados presentados, este escenario híbrido sin tanque se adopta como configuración óptima de referencia para el resto del trabajo.

5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL ESCENARIO PRINCIPAL

El análisis comparativo desarrollado en el apartado anterior permite identificar el escenario híbrido sin tanque, basado en el acoplamiento de PPAs renovables con red descarbonizada, como la configuración que ofrece el mejor compromiso entre LCOA residual del RFNBO, estructura de ingresos y complejidad operativa. Este diseño combina una fracción relevante de producción RFNBO, capaz de captar una prima de precio frente al Low Carbon, con un coste específico moderado gracias al uso de la red como respaldo estructural del lazo Haber Bosch.

Que este escenario resulte preferente frente al resto no implica que su rendimiento sea insensible a cambios en los parámetros de diseño. Por ello, resulta necesario estudiar su robustez mediante un análisis de sensibilidad específico, evaluando cómo se modifica el LCOA residual del RFNBO, el mix RFNBO/LC y el grado de utilización de los equipos cuando se alteran de forma controlada algunas de las palancas clave del modelo.

El objetivo de este apartado no es volver a comparar todos los escenarios entre sí, sino profundizar en el comportamiento del escenario óptimo cuando se modifican los supuestos de dimensionamiento y operación dentro de rangos plausibles de diseño. Sobre esta base se definen a continuación las líneas de análisis de sensibilidad que estructuran la investigación.

Sensibilidad al límite de precio de red P_{red}^{max}

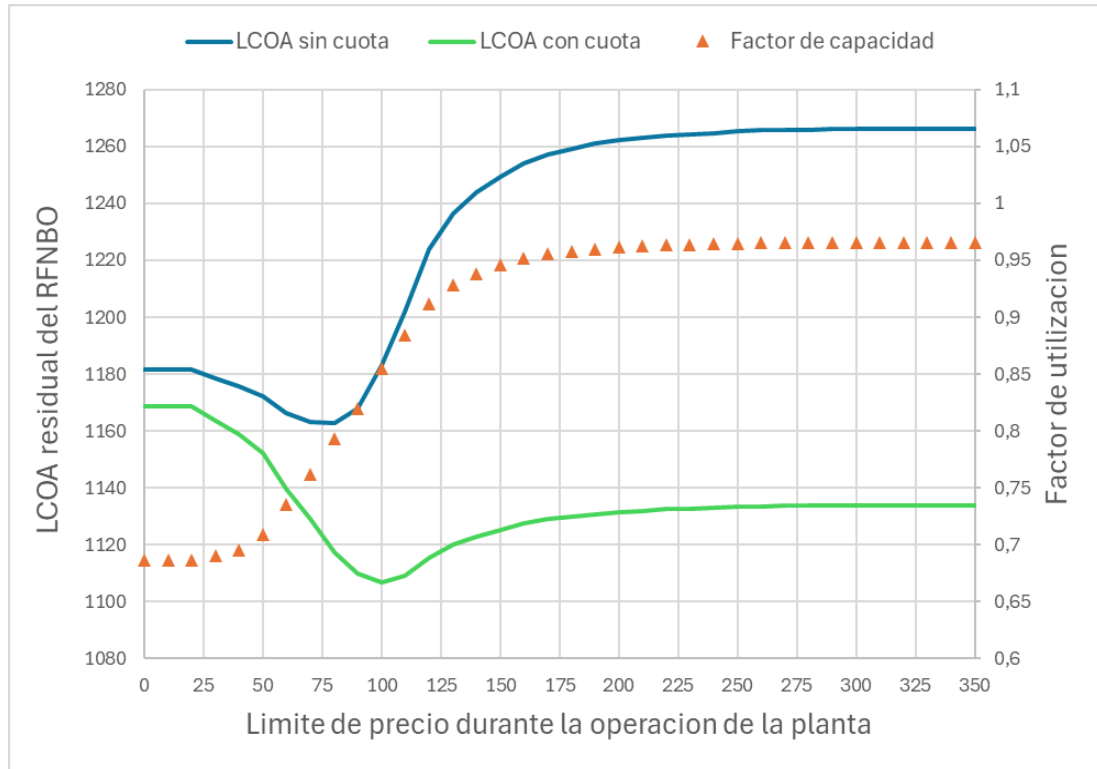


Ilustración 19: Gráfica comparadora de Factor de utilización y LCOA residual.

Esta figura representa la evolución del LCOA residual del RFNBO en función del límite de precio de la electricidad de red $P_{\text{red}}^{\text{max}}$. En el eje horizontal se recoge el valor del umbral de precio considerado, mientras que en el eje vertical se muestra el LCOA residual obtenido para cada caso, acompañado, en un eje secundario, por el factor de utilización del lazo Haber Bosch. Se observa cómo, a partir de cierto valor mínimo de $P_{\text{red}}^{\text{max}}$, la aceptación de más horas de operación con red permite aumentar la utilización de los equipos y reducir el coste específico hasta una zona óptima; por encima de ese rango, la incorporación de horas de red a precios altos desplaza la producción hacia LC y empeora progresivamente el LCOA residual del RFNBO.

2. Mapa de LCOA residual según las capacidades de PPA eólica y solar

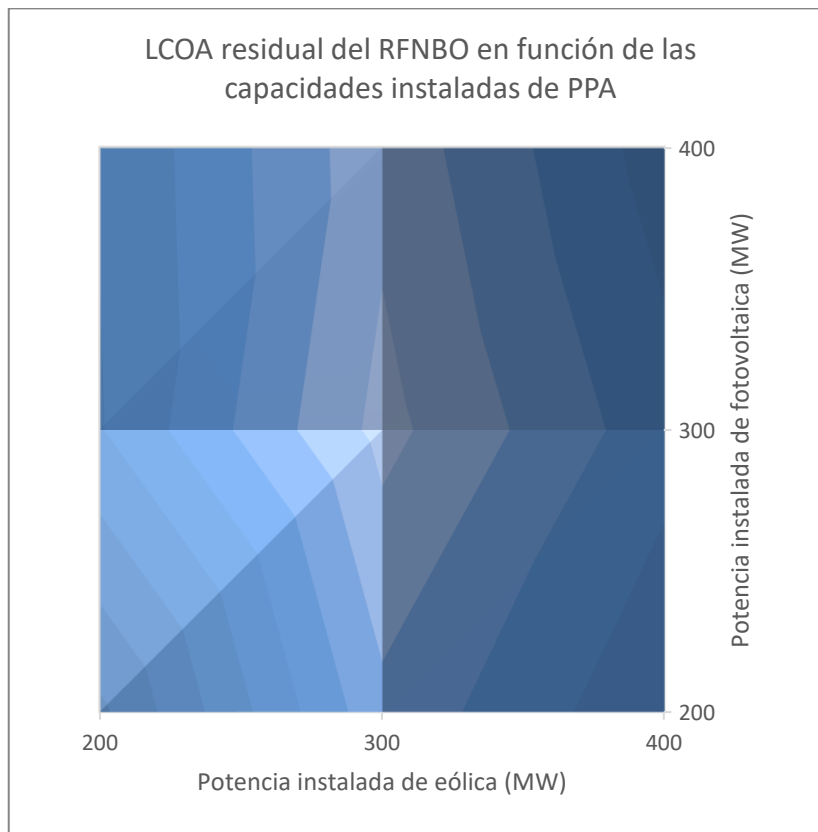


Ilustración 20: LCOA respecto a las diferentes capacidades de las PPAs.

En esta figura se presenta un mapa de calor que relaciona el LCOA residual del RFNBO con las capacidades instaladas de PPA eólica y fotovoltaica. El eje X recoge la potencia contratada de solar fotovoltaica, el eje Y la potencia de eólica, y la escala de colores representa el nivel de LCOA residual asociado a cada combinación. La figura permite identificar una “zona clara” de mínimo en la que el dimensionamiento conjunto de ambas PPAs conduce a los menores costes específicos, así como visualizar cómo configuraciones excesivamente infradimensionadas o sobredimensionadas se traducen en un LCOA residual más elevado, bien por infrautilización de los activos, bien por pérdidas crecientes de energía renovable (*curtailment*).

3. Impacto del tamaño del Haber Bosch

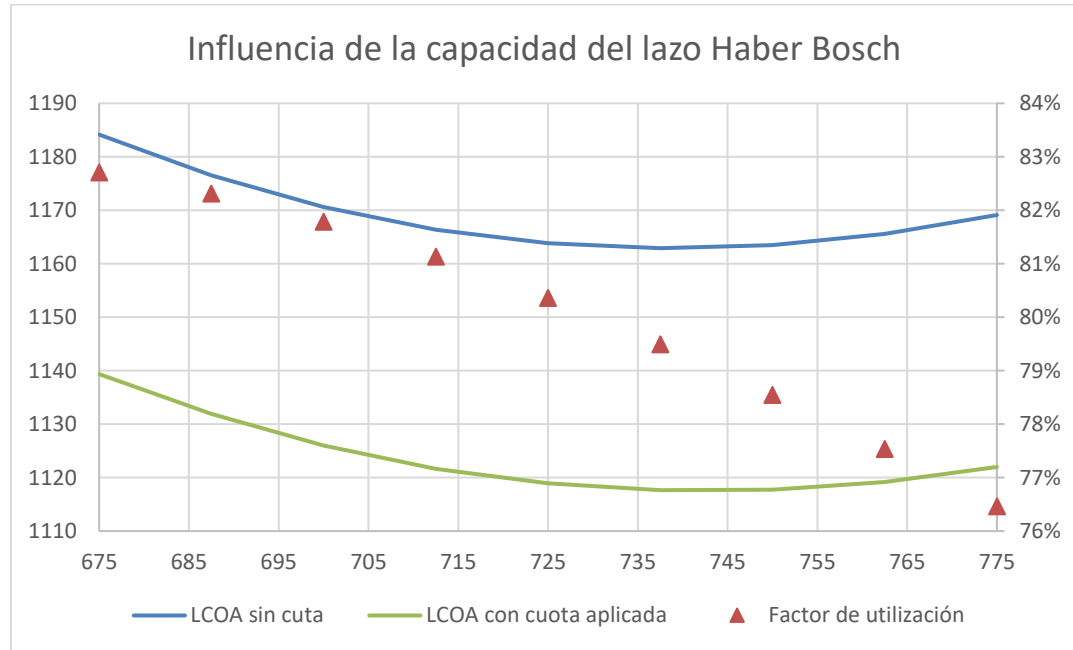


Ilustración 21: Grafica comparadora del punto óptimo de precio frente al de producción.

La figura muestra cómo varía el comportamiento económico del escenario óptimo cuando se modifica la capacidad nominal del lazo Haber Bosch. En el eje horizontal se representa la potencia de diseño del tren de síntesis, mientras que en el eje vertical se recoge el LCOA residual del RFNBO, acompañado por el factor de carga del Haber Bosch en un eje secundario. La gráfica permite identificar un rango de tamaño en el que la utilización del tren es suficientemente alta como para repartir el CAPEX de forma eficiente, sin forzar un consumo de electricidad de red que deteriore el coste específico. Capacidades demasiado pequeñas conducen a infrautilizar el potencial renovable de la planta, mientras que tamaños excesivos requieren apoyo intensivo de red para sostener el caudal, lo que penaliza el LCOA residual.

Capítulo 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El presente capítulo interpreta los resultados obtenidos en el proceso de optimización desarrollado en el capítulo anterior. Una vez definidos los escenarios, calculado el LCOA residual del RFNBO y realizadas las principales sensibilidades, resulta necesario extraer una lectura conjunta que permita valorar la viabilidad técnica, económica y regulatoria de cada configuración. El objetivo no es repetir las gráficas ya presentadas, sino explicar qué muestran y qué implicaciones tienen sobre el diseño final de la planta.

6.1 *ESCENARIO BASE Y SUPUESTOS DE PARTIDA*

El escenario base corresponde a la configuración que presenta el mejor resultado económico dentro de los escenarios evaluados: una planta que combina suministro eléctrico procedente de PPAs renovables con acceso a electricidad de red de baja huella como respaldo operativo. En esta configuración no se emplea almacenamiento intermedio de hidrógeno, por lo que la continuidad mínima del lazo Haber-Bosch se apoya en la disponibilidad de red dentro de las condiciones económicas y de emisiones definidas en el modelo.

El dimensionamiento del escenario seleccionado se sitúa en un entorno de inversión total aproximado de 885 M€. La capacidad del electrolizador se fija en 300 MW, mientras que el lazo Haber-Bosch se dimensiona en el rango de 735 a 750 t/día de NH₃. Las capacidades renovables asociadas se sitúan en el entorno de 250 a 300 MW de PPA eólico y 200 a 300 MW de PPA fotovoltaico, de acuerdo con las zonas de menor LCOA residual identificadas en el análisis de sensibilidad.

La operación del sistema se rige por una regla horaria basada en un umbral de precio de red $P_{red,max}$, que determina en qué condiciones resulta económicamente eficiente completar con electricidad de red la producción no cubierta por las PPAs. Este parámetro actúa como

palanca de control que permite equilibrar la utilización de los activos con el coste energético efectivo y la composición del producto final entre RFNBO y Low Carbon.

Los resultados del escenario base se caracterizan por un LCOA residual del RFNBO del orden de 1.163 €/t en ausencia de aplicación de la cuota de renovables y de aproximadamente 1.107 €/t cuando dicha cuota se incorpora al cálculo. El factor de utilización del sistema se sitúa en un rango elevado, entre el 75 % y el 85 %, y el umbral óptimo de precio de red se encuentra en torno a 77 €/MWh sin aplicación de la cuota y en valores próximos a 110 €/MWh cuando esta se tiene en cuenta.

El margen sin cuota renovable es de 37 €/t respecto a un precio RFNBO de referencia de 1.200 €/t, equivalente aproximadamente al 3,1 % del precio de venta. Por tanto, aunque el margen es positivo, se trata de un resultado estrecho y sensible a desviaciones moderadas en CAPEX, precio de electricidad, producción anual o precio de venta. Con la aplicación de la cuota renovable, el margen aumenta hasta aproximadamente 93 €/t, lo que mejora la holgura económica, pero introduce una mayor dependencia de la interpretación regulatoria adoptada.[43]

6.2 RESULTADOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS

Desde el punto de vista operativo, el comportamiento del sistema viene determinado por la interacción entre la disponibilidad de energía renovable y el uso estratégico de la red descarbonizada como respaldo. La electricidad procedente de las PPAs se utiliza de forma prioritaria siempre que está disponible, mientras que la red permite completar el suministro necesario para mantener el lazo de síntesis en operación continua.

La ausencia de almacenamiento de hidrógeno implica que la producción de amoníaco está directamente acoplada al perfil instantáneo de generación y consumo eléctrico. Sin embargo, a diferencia de configuraciones puramente renovables, la disponibilidad de red elimina la necesidad de sobredimensionar la capacidad renovable o de introducir almacenamiento para

garantizar el *turndown* del Haber Bosch. Como consecuencia, el sistema alcanza niveles de utilización significativamente más elevados que en los escenarios con tanque, situándose en el rango del 75 % al 85 %, lo que permite una amortización más eficiente del CAPEX.

Este aumento de la utilización se consigue a costa de introducir electricidad de red en el mix energético, lo que da lugar a una fracción de producción clasificada como Low Carbon. La regla de $P_{red,max}$, actúa en este contexto como un parámetro de control: valores bajos restringen el uso de red y mantienen alta la proporción de RFNBO pero penalizan la utilización de los activos; valores altos mejoran la continuidad operativa, pero incorporan horas de electricidad más caras y desplazan producción hacia Low Carbon.

La comparación con los escenarios que incluyen tanque de hidrógeno muestra que el almacenamiento aporta flexibilidad operativa, pero no mejora el LCOA residual del RFNBO bajo las hipótesis económicas adoptadas. Los escenarios con tanque presentan costes residuales superiores a los del escenario híbrido sin almacenamiento, tanto con la estrategia de prioridad de llenado como con la estrategia de reserva a 72 horas. Por tanto, el resultado no invalida el valor técnico del almacenamiento, pero indica que, en el caso base, su coste de inversión y operación no queda amortizada por la mejora de continuidad que aporta.

Para cuantificar esta afirmación conviene comparar directamente los escenarios con almacenamiento frente al escenario híbrido sin tanque. El escenario E1 (PPA + tanque) presenta el LCOA residual del RFNBO más elevado de todas las configuraciones analizadas. Al depender exclusivamente de PPAs para alimentar el electrolizador y del tanque para garantizar la continuidad del Haber Bosch, la planta necesita sobredimensionar tanto la capacidad renovable contratada como el almacenamiento de hidrógeno. Ello se traduce en un CAPEX agregado significativamente mayor y en un factor de utilización del lazo de síntesis inferior al del escenario híbrido, pese a que la totalidad de la producción se clasifica como RFNBO. La prima regulatoria no compensa el sobre coste: el LCOA residual se sitúa claramente por encima del precio de referencia de 1.200 €/t, lo que indica que esta

configuración, siendo la más "pura" en términos de origen renovable, es también la menos competitiva en términos económicos bajo las hipótesis del modelo.

Los escenarios E2.1 y E2.2 (PPA + red normal + tanque) mejoran el resultado del E1 al incorporar electricidad de red para complementar el suministro renovable y reducir la exigencia sobre el tanque. La diferencia entre ambos reside en la estrategia de gestión del almacenamiento. La tabla siguiente resume la comparación:

Tabla 5: Comparativa entre escenarios.

Indicador	E2.1	E2.2	E3
Metodología	Prioridad llenado	Reserva 72 h	Híbrido sin tanque
Tanque de H ₂	Sí (mayor capacidad)	Sí (menor capacidad)	No
LCOA residual	Superior al híbrido	Inferior a E2.1, superior al híbrido	~1.163 €/t (sin cuota) / ~1.107 €/t (con cuota)
Factor de utilización HB	Medio	Medio-alto	Alto
Complejidad operativa	Media-Baja	Alta	Media (regla de precio horaria)

La estrategia de reserva a 72 horas reduce la capacidad necesaria del tanque y, con ello, el CAPEX asociado al almacenamiento y parte de los costes de compresión. Sin embargo, introduce una mayor dependencia de la calidad del pronóstico renovable y de precios. Incluso con esta mejora operativa, el LCOA residual del E2.2 sigue siendo superior al del escenario híbrido sin tanque. La conclusión para el caso base es que el almacenamiento de H₂ no resulta económicamente prioritario cuando la red de baja huella puede cubrir la función de respaldo operativo del Haber-Bosch. Esta conclusión queda limitada a las hipótesis de coste, precio eléctrico y disponibilidad de red consideradas.

6.3 RESULTADOS ECONÓMICOS

Desde el punto de vista económico, los resultados muestran que el coste de la electricidad y el factor de utilización de los activos son los dos elementos que más condicionan el LCOA residual del RFNBO. El respaldo de red permite operar durante más horas y repartir el CAPEX entre una mayor producción anual, pero también incrementa el coste variable y desplaza parte de la producción hacia la categoría Low Carbon. Por ello, el resultado económico depende del equilibrio entre mayor utilización, coste horario de la red y valor comercial de cada etiqueta.

El LCOA residual obtenido en el escenario base se sitúa en torno a 1.163 €/t sin aplicación de la cuota de renovables. Comparado con el precio de referencia de 1.200 €/t para el RFNBO, este valor deja un margen unitario positivo pero ajustado, del orden de 37 €/t. Al incorporar la cuota de renovables, el LCOA residual se reduce hasta aproximadamente 1.107 €/t, ampliando el margen hasta unos 93 €/t. Este efecto no implica una reducción del coste total del sistema, sino una redistribución de este entre las distintas etiquetas de producto, aumentando la producción efectiva de RFNBO en el denominador de la métrica.[43]

La comparación con los escenarios extremos refuerza la conclusión del capítulo anterior. El escenario de solo red descarbonizada presenta un LCOA total más bajo que el híbrido, pero desplaza prácticamente toda la producción hacia Low Carbon, lo que reduce el precio medio esperado de venta a 800 €/t. En términos de margen global, este escenario no supera al híbrido salvo que se asuman precios de amoníaco significativamente más altos o reducciones de CAPEX del orden del 25 % al 30 %. Por el contrario, los escenarios con tanque mantienen una fracción elevada de RFNBO pero a costa de un LCOA residual superior, lo que erosiona el margen disponible.

El escenario híbrido PPA + red de baja huella sin tanque se sitúa como la alternativa más favorable dentro del conjunto simulado. Su ventaja procede de combinar una base de producción RFNBO asociada a los PPAs con una mayor continuidad operativa gracias al

respaldo de red, evitando al mismo tiempo el CAPEX adicional del almacenamiento de hidrógeno. Bajo las hipótesis adoptadas, esta combinación genera el menor LCOA residual del RFNBO entre las configuraciones evaluadas.

6.4 EFECTO DE LA CUOTA RENOVABLE SOBRE LA CLASIFICACIÓN DEL PRODUCTO

Uno de los resultados más sensibles del análisis es el efecto del cómputo renovable de parte de la electricidad de red sobre la clasificación del producto. Bajo las hipótesis regulatorias consideradas, una fracción de la electricidad consumida desde la red puede atribuirse a producción renovable cuando se cumplen las condiciones previstas en los actos delegados aplicables. Este mecanismo se ha representado en el modelo mediante una cuota renovable anual del sistema eléctrico aplicada con el desfase temporal correspondiente.

En el modelo, este criterio se traduce en aplicar, para cada año de operación, la cuota renovable media del sistema con el desfase temporal considerado sobre la fracción de producción inicialmente asociada al uso de red. Esta aplicación no modifica físicamente la operación de la planta ni convierte automáticamente el producto Low Carbon en RFNBO, únicamente permite reconocer una fracción adicional como renovable bajo las condiciones regulatorias adoptadas. Por ello, el resultado debe interpretarse como una reasignación contable y regulatoria de la producción, no como una mejora técnica del proceso.

Los escenarios puramente PPA no se ven afectados por este mecanismo, porque ya partían de una clasificación 100 % RFNBO. En cambio, los escenarios que combinan PPA con red descarbonizada y, sobre todo, el escenario de solo red, experimentan una modificación significativa en el reparto entre RFNBO y LC. Como se observa en las figuras del capítulo anterior, parte de la producción que antes se contabilizaba como Low Carbon pasa a computar como RFNBO, aumentando la fracción renovable reconocida y reduciendo la proporción de LC.

Este reequilibrio modifica de forma apreciable el LCOA residual del RFNBO. Al cambiar el reparto de costes entre etiquetas, el numerador y el denominador de la expresión del LCOA residual se ajustan y el resultado es una mejora clara de esta métrica. En el escenario híbrido, el LCOA residual pasa de 1.163 €/t a 1.107 €/t; en el escenario de solo red, la mejora es más acusada en términos relativos, aunque este sigue sin alcanzar la competitividad del híbrido.

El efecto más relevante desde el punto de vista económico es el desplazamiento del umbral óptimo de precio de red. Sin cuota, el valor óptimo de $P_{red,max}$ se sitúa en torno a 77 €/MWh. Con la cuota aplicada, este umbral se desplaza hacia valores próximos a 110 €/MWh. La razón es que una mayor fracción de la producción asociada al uso de red puede computarse como RFNBO bajo las hipótesis regulatorias consideradas, reduciendo el coste residual asignado a cada tonelada RFNBO reconocida. Esto permite aceptar horas de red con precios superiores antes de que el LCOA residual comience a deteriorarse.

Este resultado pone de manifiesto que el marco regulatorio no solo condiciona la elegibilidad del producto, sino que influye directamente en la estrategia óptima de operación. Un operador que incorpore el efecto de la cuota en su planificación podrá aceptar un rango más amplio de horas de red, mejorando la utilización de los activos y el margen esperado del proyecto.

El efecto de la cuota renovable es especialmente visible en el escenario E4, basado únicamente en red de baja huella. Al partir de una producción inicialmente clasificada casi en su totalidad como Low Carbon, la aplicación del cómputo renovable incrementa de forma apreciable la fracción reconocida como RFNBO y reduce el LCOA residual asociado a dicha categoría. Sin embargo, incluso tras aplicar este mecanismo, el escenario E4 no alcanza la competitividad del escenario híbrido. La razón es estructural: el híbrido combina una base de producción renovable respaldada por PPAs con el uso de red como apoyo operativo, mientras que el escenario solo red depende en mayor medida del criterio regulatorio de cómputo renovable. Por ello, queda más expuesto a cambios normativos, a variaciones

anuales del mix eléctrico y a la disponibilidad real de horas compatibles con la huella considerada.

6.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

El análisis de sensibilidad desarrollado en el capítulo anterior permite evaluar la robustez del escenario óptimo frente a variaciones en las principales variables de diseño y operación. Los resultados se sintetizan a continuación.

6.5.1 SENSIBILIDAD AL UMBRAL DE PRECIO DE RED

El umbral $P_{red,max}$, constituye la palanca operativa más influyente sobre el LCOA residual del RFNBO. Para valores bajos, la planta compra pocas horas de electricidad de red, lo que mantiene controlado el coste variable pero limita la utilización de los equipos. En esta zona, el factor de utilización se mantiene relativamente bajo y el LCOA residual no alcanza su mínimo, porque el CAPEX se reparte entre una producción inferior.

Al aumentar el umbral, la planta acepta más horas de red y mejora la utilización del sistema. El LCOA residual desciende hasta una zona óptima, situada en el entorno de 77 €/MWh sin cuota y de 110 €/MWh con cuota, donde se alcanza el mínimo de la curva. A partir de ese punto, seguir aumentando el umbral deja de aportar mejora significativa en utilización y, en cambio, incorpora electricidad a precios más elevados, lo que deteriora progresivamente el LCOA residual.

6.5.2 SENSIBILIDAD AL DIMENSIONAMIENTO DE LAS PPAS

El mapa de calor de LCOA residual en función de las capacidades de PPA eólica y fotovoltaica muestra una zona óptima de combinaciones intermedias, aproximadamente en el entorno de 250 a 300 MW de eólica y 200 a 300 MW de fotovoltaica. Configuraciones con poca capacidad renovable presentan un LCOA residual elevado porque generan una cantidad insuficiente de producción RFNBO y dependen más de la red. Configuraciones

excesivamente sobredimensionadas tampoco son óptimas: a partir de cierta potencia instalada, el sistema no puede aprovechar toda la energía renovable disponible, aparecen pérdidas por curtailment y aumenta el coste efectivo de la energía útil.

La complementariedad entre eólica y fotovoltaica tiene valor en sí misma: no se trata únicamente de elegir la tecnología con menor coste unitario, sino de combinar perfiles horarios distintos para cubrir mejor la demanda eléctrica del proceso y reducir los huecos de suministro.

6.5.3 SENSIBILIDAD AL TAMAÑO DEL LAZO HABER BOSCH

La variación de la capacidad nominal del lazo Haber Bosch muestra un comportamiento no lineal. Para capacidades bajas, el lazo presenta un factor de utilización alto, pero limita la producción total de amoníaco, actuando como cuello de botella que impide aprovechar completamente el recurso renovable y el respaldo de red disponibles. Al aumentar la capacidad, el LCOA residual disminuye inicialmente porque la planta puede convertir más hidrógeno en amoníaco y reparte mejor sus costes fijos.

Sin embargo, a partir de un tamaño intermedio, en el rango de 735 a 750 unidades de capacidad nominal, la mejora se agota. El factor de utilización cae progresivamente desde valores superiores al 82 % hacia niveles próximos al 76 % en los tamaños más altos, reflejando que un tren de síntesis demasiado grande exige más hidrógeno del que el sistema puede suministrar de forma eficiente durante suficientes horas. La zona óptima aparece cuando el tamaño del Haber Bosch permite convertir la mayor cantidad posible de energía útil en amoníaco sin penalizar excesivamente la operación.

6.5.4 SENSIBILIDAD AL CAPEX Y AL PRECIO DE VENTA

El análisis del escenario de solo red descarbonizada frente a distintos niveles de CAPEX muestra que este escenario es muy sensible a la inversión inicial. Con el CAPEX base de 885 M€, el escenario de solo red se mantiene por encima del umbral de viabilidad en la

mayor parte del rango analizado. Solo cuando el CAPEX baja hacia 600 o 500 M€ aparecen zonas en las que el coste se aproxima al umbral de viabilidad.

De forma análoga, el análisis de sensibilidad al precio de venta del amoníaco muestra que, con los precios de referencia considerados (1.200 €/t para RFNBO y 800 €/t para LC), el escenario de solo red no alcanza una zona de rentabilidad suficientemente clara. Solo cuando el precio medio del amoníaco aumenta de forma relevante, en torno a un 25 % respecto al caso base, aparece un solapamiento claro entre la curva de coste y la curva de precio.

Estas sensibilidades refuerzan la selección del escenario híbrido: este mantiene una posición más robusta frente a variaciones de CAPEX y precios, y no depende de hipótesis excesivamente optimistas para resultar viable.

6.6 SÍNTESIS Y ANÁLISIS CRÍTICO DE RESULTADOS

El análisis realizado permite extraer una serie de conclusiones coherentes con el marco metodológico desarrollado en el capítulo anterior.

La conclusión principal es que la viabilidad del proyecto no depende únicamente de acceder a electricidad renovable o de bajo coste. Depende también de la capacidad de transformar esa electricidad en hidrógeno útil, mantener una operación suficientemente estable del lazo Haber Bosch y conseguir que una parte relevante del amoníaco producido pueda clasificarse como RFNBO o LC según las reglas regulatorias aplicables.

Los resultados muestran que el escenario más equilibrado es el formado por PPAs renovables y apoyo de red descarbonizada, sin tanque de hidrógeno. Esta configuración no maximiza la pureza RFNBO de toda la producción, pero consigue un mejor compromiso entre coste, utilización de activos, estructura de ingresos y complejidad operativa. Frente a los escenarios con tanque, reduce inversión y evita sobredimensionar la flexibilidad interna de la planta. Frente al escenario de solo red descarbonizada, mantiene una fracción significativa de

producción RFNBO y, por tanto, una mayor capacidad de capturar una prima de precio frente al producto Low Carbon.

El papel de la regulación resulta determinante en la interpretación de los resultados. Bajo las hipótesis adoptadas, el cómputo renovable de parte de la electricidad de red modifica la distribución reconocida entre RFNBO y LC sin alterar la operación física de la planta. Este efecto reduce el LCOA residual del RFNBO y acerca el resultado al rango de precios de referencia considerado. No obstante, también introduce una dependencia relevante de la interpretación normativa, de la evolución del mix eléctrico y de la trazabilidad documental exigible para certificar el producto.

La optimización económica no puede basarse únicamente en la minimización del LCOA total, ya que este indicador no refleja adecuadamente la existencia de precios diferenciados por etiqueta. En este trabajo se emplea el LCOA residual del RFNBO como métrica complementaria para analizar configuraciones híbridas, separando el valor atribuido a la fracción Low Carbon y asignando al RFNBO el coste restante. Esta métrica no sustituye a un análisis financiero completo, pero permite comparar de forma más coherente escenarios con distinta composición RFNBO/LC.

La comparación entre configuraciones muestra que las soluciones extremas presentan limitaciones claras dentro del marco analizado. La configuración puramente renovable con tanque maximiza la fracción RFNBO, pero requiere mayor inversión y almacenamiento, lo que eleva el LCOA residual. La configuración basada únicamente en red reduce la complejidad operativa, pero desplaza inicialmente la producción hacia Low Carbon y depende en mayor medida del mecanismo regulatorio de cómputo renovable para acceder a la etiqueta RFNBO. La configuración híbrida PPA + red de baja huella sin almacenamiento se sitúa entre ambas alternativas, combinando una fracción relevante de producción RFNBO con mayor utilización de activos y menor necesidad de flexibilidad interna.

Este resultado refuerza la idea de que la viabilidad del sistema depende de la interacción entre dimensionamiento de activos, estrategia de operación y marco regulatorio. Bajo las

hipótesis de precio consideradas, esta coherencia permite situar el LCOA residual del RFNBO por debajo del precio de referencia y obtener un margen positivo. Sin embargo, dicho margen es estrecho en el caso sin cuota renovable, por lo que no debe interpretarse como una garantía de inversión, sino como una señal de viabilidad preliminar que requiere validación financiera y contractual posterior.

En definitiva, el enfoque adoptado en este trabajo, basado en modelización horaria, análisis económico y clasificación regulatoria de la producción, permite identificar las condiciones bajo las cuales el escenario híbrido resulta preferente frente a las alternativas evaluadas. El resultado principal no es una demostración universal de rentabilidad, sino la identificación de una configuración que, bajo las hipótesis adoptadas, combina utilización elevada de activos, LCOA residual competitivo y una distribución de producto con mayor valor regulatorio. El capítulo siguiente recoge las conclusiones principales del estudio, sus limitaciones y las líneas de trabajo futuro necesarias para avanzar hacia una evaluación de inversión más completa.

Capítulo 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

El presente trabajo ha evaluado la viabilidad técnica, económica y regulatoria de una planta de amoníaco basada en hidrógeno electrolítico dentro del marco europeo aplicable a RFNBO y Low Carbon. El análisis no se limita a comprobar la posibilidad técnica de producir amoníaco de baja huella, sino que estudia bajo qué condiciones de suministro eléctrico, dimensionamiento, coste y certificación dicha producción puede aproximarse a la competitividad económica.

7.1 CONCLUSIONES GENERALES

La principal conclusión del análisis es que la viabilidad de este tipo de proyectos no depende de una única variable. No basta con disponer de electricidad renovable, ni con minimizar el coste eléctrico medio, ni con maximizar la producción anual. El resultado final aparece de la combinación entre el dimensionamiento de los equipos, el perfil horario de operación, la intensidad de emisiones de la electricidad utilizada, la clasificación regulatoria del producto y los precios de referencia asociados a cada categoría.

Dentro de los escenarios evaluados, la configuración con mejor resultado bajo las hipótesis base es la formada por PPAs renovables complementados con electricidad de red de baja huella, sin almacenamiento intermedio de hidrógeno. Esta alternativa mejora la utilización del electrolizador y del lazo Haber-Bosch, evita el CAPEX asociado al tanque de H₂ y mantiene una fracción relevante de producción con valor RFNBO. Su ventaja no procede de maximizar una única variable, sino de combinar continuidad operativa, coste unitario y clasificación regulatoria de forma más equilibrada que las alternativas extremas analizadas.

Los resultados económicos muestran que el escenario seleccionado alcanza un LCOA residual del RFNBO de aproximadamente 1.163 €/t sin considerar el efecto de la cuota renovable y de 1.107 €/t cuando esta se incorpora. Frente a un precio de referencia de 1.200 €/t, estos valores implican márgenes de 37 €/t y 93 €/t, respectivamente. El margen sin cuota equivale aproximadamente al 3,2 % del precio de referencia, por lo que la rentabilidad debe considerarse sensible a desviaciones en CAPEX, precio eléctrico, producción anual, tasa de descuento, clasificación regulatoria o precio de venta.

Por tanto, el trabajo no demuestra una viabilidad universal del amoníaco electrolítico, sino algo más útil: identifica las condiciones bajo las cuales una planta de estas características puede aproximarse a la rentabilidad y qué decisiones de diseño tienen mayor impacto sobre ella.

7.2 APORTACIONES DEL TRABAJO

Una aportación central del trabajo es el desarrollo de un modelo horario capaz de proyectar la operación de la planta durante su vida útil. El modelo incorpora perfiles horarios de generación eólica y solar, precios horarios del mercado eléctrico, restricciones de conexión, límites operativos de los equipos principales y clasificación regulatoria de la producción. Esta estructura permite representar producciones e ingresos no homogéneos en el tiempo, en lugar de reducir el análisis a un escenario anual medio.

Otra aportación relevante es la formulación del LCOA residual del RFNBO como métrica de análisis para configuraciones híbridas. Esta métrica permite separar el valor económico atribuido a la fracción Low Carbon y estimar qué coste queda asignado a la producción RFNBO. Su utilidad principal aparece cuando una misma planta produce amoníaco físicamente idéntico, pero con distinto valor comercial según su certificación.

Finalmente, el trabajo aporta una metodología de decisión aplicable a fases tempranas de desarrollo de proyectos. La comparación entre escenarios integra dimensionamiento técnico, operación horaria, coste, utilización de activos, criterios regulatorios y simplicidad

operativa. Por tanto, el modelo puede servir como herramienta preliminar para orientar decisiones de contratación eléctrica, tamaño de equipos y estrategia de certificación, sin sustituir una ingeniería de detalle ni una decisión final de inversión.

7.3 LECTURA TÉCNICA DE LOS RESULTADOS

Desde el punto de vista técnico, el análisis confirma que la electrólisis puede integrarse con una planta de síntesis de amoníaco, pero que la variabilidad del suministro eléctrico obliga a prestar especial atención al acoplamiento entre producción de hidrógeno y operación del lazo Haber-Bosch. El electrolizador puede adaptar su carga con mayor flexibilidad, mientras que el lazo de síntesis requiere una operación más estable y presenta límites de carga mínima que condicionan la producción.

Por esta razón se estudió el almacenamiento de hidrógeno como herramienta de desacoplamiento entre electrólisis variable y síntesis de amoníaco. Bajo las hipótesis económicas consideradas, el tanque no mejora el LCOA residual frente al escenario híbrido sin almacenamiento. Aunque aporta flexibilidad operativa y puede tener valor en términos de resiliencia o reducción de dependencia de la red, estos beneficios no se monetizan de forma específica en el caso base. Por ello, su descarte debe interpretarse como una conclusión económica del modelo, no como una invalidación técnica del almacenamiento de H₂.

En el escenario seleccionado, la electricidad de red de baja huella actúa como mecanismo de respaldo operativo. Permite cubrir déficits de generación renovable, mejorar el factor de utilización de los equipos y reducir la necesidad de almacenamiento intermedio. No obstante, esta conclusión depende de que la electricidad de red mantenga una intensidad compatible con la categoría Low Carbon, de que su precio horario no deteriore el LCOA residual y de que la atribución regulatoria de la producción se mantenga dentro de los criterios aplicables.

Las baterías, por su parte, quedan descartadas como solución principal en el caso base. Su utilidad potencial para reducir vertidos o suavizar la operación no compensa, en las

condiciones analizadas, el coste de inversión, la degradación y las pérdidas de eficiencia asociadas.

7.4 LECTURA ECONÓMICA Y REGULATORIA

La regulación no aparece en este trabajo como un elemento externo al modelo, sino como una parte central de la decisión económica. La diferencia entre RFNBO y Low Carbon afecta directamente a los ingresos esperados, a la forma de valorar cada tonelada producida y a la configuración óptima de la planta.

El análisis muestra que operar con electricidad renovable no tiene el mismo valor que operar con electricidad de baja huella si ambas producciones se clasifican de forma distinta. Por ello, el reparto entre producción RFNBO y producción Low Carbon se convierte en una variable económica relevante. En escenarios híbridos, donde parte de la producción puede tener una clasificación y parte otra, el precio medio efectivo de venta depende tanto del volumen producido como del reconocimiento regulatorio de cada fracción.

En este sentido, el uso de red descarbonizada mejora el resultado económico porque permite aumentar la producción y aprovechar mejor los activos instalados. Sin embargo, también introduce una mayor dependencia de la evolución normativa, de la metodología de cálculo de emisiones y de la disponibilidad real de horas de red compatibles con los umbrales LC o RFNBO. La configuración seleccionada es, por tanto, atractiva, pero no exenta de riesgo regulatorio.

La conclusión económica principal es que el proyecto se sitúa en una zona de viabilidad preliminar, pero con margen limitado. El resultado positivo obtenido no debe interpretarse como una garantía de inversión, ya que depende de hipótesis de precio RFNBO, precio Low Carbon, CAPEX, coste eléctrico, tasa de descuento y clasificación regulatoria. Para una decisión real serían necesarios contratos de suministro eléctrico, acuerdos de venta, validación de la certificación, ingeniería de mayor detalle y un análisis financiero con riesgos combinados.

7.5 *LIMITACIONES DEL ESTUDIO*

Las conclusiones anteriores deben leerse dentro de los límites del modelo desarrollado. En primer lugar, aunque el modelo opera con resolución horaria y proyecta la vida útil de la planta, algunas unidades se representan de forma agregada. El electrolizador, la ASU y el Haber-Bosch se modelan mediante consumos, costes, capacidades y límites operativos, pero no mediante una simulación dinámica detallada de todos sus transitorios.

En segundo lugar, la red eléctrica se representa mediante precios horarios e intensidades de emisiones, sin incorporar congestiones, restricciones topológicas, peajes, servicios de ajuste o limitaciones contractuales específicas. Estos elementos podrían alterar el coste real de la electricidad y la disponibilidad efectiva de horas compatibles con los criterios regulatorios.

También existen limitaciones económicas. Los resultados dependen de hipótesis de CAPEX, OPEX, tasa de descuento, precios de venta, vida útil y perfiles de producción. Aunque el modelo incorpora indicadores financieros ampliamente utilizados para la evaluación de inversiones, como el VAN, la TIR y el periodo de retorno, el tratamiento económico se ha planteado con un enfoque homogéneo para facilitar la comparación entre escenarios de diseño. En consecuencia, no se han incorporado elementos propios de un modelo financiero de inversión como la optimización de la estructura de capital, el cálculo específico del coste medio ponderado del capital (WACC), calendarios de amortización de deuda, impuestos, inflación, refinanciaciones o estrategias de cobertura frente a la volatilidad de los mercados energéticos. Estas simplificaciones no afectan a la validez de las comparaciones realizadas entre alternativas, aunque sí limitan la capacidad del modelo para reproducir con precisión la rentabilidad financiera de un proyecto industrial real.

El modelo tampoco debe interpretarse como una certificación completa de huella de carbono. La evaluación de emisiones se realiza con los límites y factores definidos en el trabajo, pero no incorpora de forma exhaustiva todas las contribuciones de ciclo de vida que podrían exigirse en una verificación formal, como fabricación de equipos, catalizadores, reposiciones no eléctricas, obras auxiliares o logística detallada. Por tanto, los resultados de elegibilidad

deben entenderse como una aproximación metodológica coherente con el alcance del trabajo.

7.6 TRABAJOS FUTUROS

La primera línea de trabajo futuro sería ampliar el modelo hacia una optimización multiobjetivo. En lugar de seleccionar escenarios principalmente por coste o margen, se podrían optimizar simultáneamente el LCOA, el VAN, la TIR, la producción anual, la proporción RFNBO, las emisiones y el riesgo regulatorio. Esto permitiría identificar configuraciones no solo más baratas, sino más robustas.

También sería conveniente profundizar en la dinámica del lazo Haber-Bosch. Incluir rampas, tiempos mínimos de operación, penalizaciones por arranque y parada, degradación catalítica o restricciones térmicas permitiría evaluar con mayor precisión el valor real del almacenamiento de hidrógeno y de la operación flexible.

Otra línea relevante sería desarrollar con más detalle la estrategia de contratación eléctrica. El modelo distingue entre PPAs renovables y electricidad de red, pero una planta real podría combinar PPAs pay-as-produced, contratos baseload, coberturas financieras, mercado diario, garantías de origen y mecanismos de flexibilidad. Incorporar estas alternativas acercaría el análisis a una estructura comercial real.

Asimismo, sería útil realizar escenarios de riesgo combinados. En la práctica, las variables no se mueven de forma aislada: un aumento del CAPEX puede coincidir con menores precios de venta, mayor coste de financiación o cambios regulatorios. Analizar estos casos permitiría medir mejor la resistencia económica del proyecto.

Finalmente, el modelo desarrollado podría evolucionar hacia una herramienta integral de apoyo a la decisión para proyectos industriales reales. Además de ampliar el alcance más allá de la frontera de planta, incorporando el almacenamiento de amoníaco, el transporte, la logística portuaria, el craqueo o el uso final, sería posible aumentar el nivel de detalle del

análisis económico mediante la implementación de un modelo financiero más representativo. Sobre la metodología desarrollada en este trabajo podrían integrarse aspectos como una estructura de financiación mediante deuda y capital (*debt/equity*), el cálculo específico del coste medio ponderado del capital (WACC), calendarios de amortización, inflación, fiscalidad, depreciaciones, costes financieros, mecanismos de cobertura frente a la volatilidad de los mercados energéticos y análisis probabilísticos de riesgo y sensibilidad. De este modo, el modelo podría evolucionar desde una herramienta de optimización tecnoeconómica entre alternativas de diseño hacia una plataforma de evaluación tecnoeconómica y financiera con capacidad para apoyar decisiones reales de inversión durante las fases de ingeniería y desarrollo de proyectos de producción de amoníaco renovable y bajo en carbono.

7.7 CIERRE FINAL

El análisis realizado muestra que la competitividad del amoníaco electrolítico no depende únicamente del coste de la electricidad renovable, sino de la integración entre diseño de proceso, operación horaria, contratación eléctrica, contabilidad de emisiones y certificación regulatoria. Dentro del espacio de escenarios evaluado, la configuración híbrida con PPAs renovables y electricidad de red de baja huella aparece como la alternativa más consistente, al combinar una utilización elevada de activos, un LCOA residual competitivo y una fracción de producción con valor RFNBO.

La aportación principal del trabajo es haber construido un marco de análisis capaz de conectar decisiones técnicas concretas con resultados económicos y regulatorios a lo largo de la vida útil de la planta. Esta visión integrada permite entender que el diseño más adecuado no es necesariamente el que maximiza la producción renovable ni el que minimiza el LCOA total, sino aquel que equilibra coste, utilización, trazabilidad, margen y simplicidad operativa.

En definitiva, el proyecto no demuestra una rentabilidad universal del amoníaco electrolítico, pero sí identifica una configuración y unas condiciones bajo las cuales este puede aproximarse a la viabilidad económica. Sobre esta base, futuras etapas deberían centrarse en validar los resultados mediante ingeniería de detalle, contratos eléctricos reales, certificación regulatoria y análisis financiero de inversión.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- 1] European Parliament and Council of the European Union, “Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652,” Official Journal of the European Union, 31 oct. 2023. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>. [Consultado: 30 nov. 2025].
- [2] European Commission, “Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin,” Official Journal of the European Union, 20 jun. 2023. [En línea]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj. [Consultado: 30 nov. 2025].
- [3] European Commission, “Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 by establishing the minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and specifying the methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin and from recycled carbon fuels,” Official Journal of the European Union, 20 jun. 2023. [En línea]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj. [Consultado: 30 nov. 2025].
- [4] European Commission, “Questions and Answers on the EU Delegated Acts on Renewable Hydrogen,” 13 feb. 2023. [En línea]. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_594. [Consultado: 30 nov. 2025].

[5] European Parliament and Council of the European Union, “Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on common rules for the internal markets for renewable gas, natural gas and hydrogen, amending Directive (EU) 2023/1791 and repealing Directive 2009/73/EC,” Official Journal of the European Union, 15 jul. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj>. [Consultado: 30 nov. 2025].

[6] European Commission, “Commission Delegated Regulation supplementing Directive (EU) 2024/1788 by specifying the methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low-carbon fuels,” C(2025) 4674 final, Jul. 8, 2025. [En línea]. Disponible en: <https://energy.ec.europa.eu/>. [Consultado: 30 nov. 2025].

[7] European Commission, “Commission Delegated Regulation (EU) 2021/2139 of 4 June 2021 supplementing Regulation (EU) 2020/852 by establishing the technical screening criteria for determining the conditions under which an economic activity qualifies as contributing substantially to climate change mitigation or climate change adaptation,” Official Journal of the European Union, 9 dic. 2021. [En línea]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2021/2139/oj. [Consultado: 30 nov. 2025].

[8] European Commission, “EU Taxonomy – Frequently Asked Questions (FAQ).” [En línea]. Disponible en: https://finance.ec.europa.eu/sustainable-finance/tools-and-standards/eu-taxonomy-sustainable-activities_en. [Consultado: 30 nov. 2025].

[9] International Energy Agency (IEA), *Ammonia Technology Roadmap: Towards More Sustainable Nitrogen Fertiliser Production*. Paris, France: IEA, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>. [Consultado: 30 nov. 2025].

[10] European Fertilizer Manufacturers Association (EFMA), *Best Available Techniques for Pollution Prevention and Control in the European Fertilizer Industry: Production of Ammonia*. Brussels, Belgium: EFMA, 2000. [En línea]. Disponible en: <https://www.efma.org/>. [Consultado: 30 nov. 2025].

-
- [11] The Royal Society, *Ammonia: Zero-Carbon Fertiliser, Fuel and Energy Store*. London, U.K.: The Royal Society, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://royalsociety.org/topics-policy/projects/low-carbon-energy-programme/green-ammonia/>. [Consultado: 30 nov. 2025].
- [12] International Fertilizer Association (IFA), *Energy Efficiency and CO₂ Emissions in Ammonia Production*. Paris, France: IFA, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.fertilizer.org/>. [Consultado: 30 nov. 2025].
- [13] International Energy Agency (IEA), *Tracking Clean Energy Progress 2023: Ammonia*. Paris, France: IEA, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/ammonia>. [Consultado: 30 nov. 2025].
- [14] International Energy Agency (IEA), *Global Hydrogen Review 2024*. Paris, France: IEA, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>. [Consultado: 30 nov. 2025].
- [15] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Innovation Outlook: Renewable Ammonia*. Abu Dhabi, United Arab Emirates: IRENA, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/May/Innovation-Outlook-Renewable-Ammonia>. [Consultado: 30 nov. 2025].
- [16] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal*. Abu Dhabi, United Arab Emirates: IRENA, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>. [Consultado: 12 dic. 2025].
- [17] M. E. Şahin, “An Overview of Different Water Electrolyzer Types for Hydrogen Production,” *Energies*, vol. 17, no. 19, Art. no. 4944, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/19/4944>. [Consultado: 12 dic. 2025].
-

- [18] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *Study on Flexibility from Power-to-Hydrogen (P2H2)*. Brussels, Belgium: ENTSO-E, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu>. [Consultado: 12 dic. 2025].
- [19] C. R. Wang *et al*., “Proton Exchange Membrane (PEM) Water Electrolysis: Cell-Level Development and Roadmap for Gigawatt-Scale Deployment,” *Chemical Reviews*. Washington, DC, USA: American Chemical Society, 2025. [En línea]. Disponible en: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.chemrev.3c00904>. [Consultado: 12 dic. 2025].
- [20] “Schematic Illustration of PEM Water Electrolysis,” ResearchGate, 2021. Adaptado en la presente memoria. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/figure/Schematic-illustration-of-PEM-water-electrolysis_fig4_354158680. [Consultado: 12 dic. 2025].
- [21] Cryospain, “Air Separation Unit (ASU): Working Principle and Applications,” 2024. [En línea]. Disponible en: <https://cryospain.com/air-separation-unit>. [Consultado: 12 dic. 2025].
- [22] International Energy Agency (IEA), *Global Hydrogen Review 2024*. Paris, France: IEA, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>. [Consultado: 12 dic. 2025].
- [23] D. Bahnemann *et al*., “2023 Roadmap on Photocatalytic Water Splitting,” *Journal of Physics: Energy*, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://pure.qub.ac.uk/en/publications/2023-roadmap-on-photocatalytic-water-splitting>. [Consultado: 12 dic. 2025].
- [24] H. N. Dinh *et al*., *Advancements in Renewable Hydrogen Production*, NREL/TP-5900-91596. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2024. [En

línea]. Disponible en: <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/91596.pdf>. [Consultado: 12 dic. 2025].

[25] S. Vanka *et al*., *Long-Term Stability Metrics of Photoelectrochemical Water Splitting*, NREL/TP-5900-82319. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2022. [En línea]. Disponible en: <https://docs.nrel.gov/docs/fy22osti/82319.pdf>. [Consultado: 12 dic. 2025].

[26] R. J. Morelock, J. T. Tran, J. A. Trindell, Z. J. L. Bare, A. H. McDaniel, A. W. Weimer y C. B. Musgrave, “Technology Readiness Level of Solar Thermochemical Splitting Cycles,” *ACS Energy Letters*, vol. 6, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1021/acsenerylett.1c00181>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[27] S. Abanades y G. Flamant, “Redox Cycles, Active Materials, and Reactors Applied to Solar Thermochemical Fuel Production,” *Energies*, vol. 15, no. 19, Art. no. 7061, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/19/7061>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[28] H. Dotan et al., “Decoupled Hydrogen and Oxygen Evolution by a Two-Step Electrochemical–Chemical Cycle for Efficient Overall Water Splitting,” *Nature Energy*, vol. 4, pp. 786–795, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.nature.com/articles/s41560-019-0462-y>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[29] A. Rothschild, H. Dotan y G. Grader, “Decoupled Water Splitting for Green Hydrogen Production: Reshaping Water Electrolysis,” *Annales des Mines – Réalités Industrielles*, nov. 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.annales.org/ri/2022/ri-novembre-2022/>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[30] N. Wang et al., “Plasma Catalysis for Hydrogen Production: A Bright Future for Decarbonization,” *ACS Catalysis*, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC11075043/>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[31] Monolith, “Monolith Receives Conditional Approval for a \$1.04 Billion U.S. Department of Energy Loan,” 23 dic. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://monolith-corp.com/news/monolith-receives-conditional-approval-for-a-one-billion-dollar-us-department-of-energy-loan>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[32] U.S. Department of Energy, Loan Programs Office, “Pathways to Commercial Liftoff: Clean Hydrogen,” ene. 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/lpo/articles/us-department-energy-releases-updated-report-pathways-commercial-liftoff-clean>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[33] Hydrogen Europe, *Clean Hydrogen Production Pathways Report*. Brussels, Belgium: Hydrogen Europe, 2024. [En línea]. Disponible en: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/06/2024_H2E_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf.

[Consultado: 9 ene. 2026].

[34] UK Government, “Industrial Hydrogen Accelerator Programme: Stream 2A Successful Projects,” 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.gov.uk/government/publications/industrial-hydrogen-accelerator-programme-successful-projects/industrial-hydrogen-accelerator-programme-stream-2a-successful-projects--2>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[35] UK Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ), *Industrial Hydrogen Accelerator – HiiROC TPE Summary Report*. London, U.K., 2023. [En línea]. Disponible en: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/648088335f7bb700127fa64b/iha-2a-hii-hiiloc-summary-report.pdf>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[36] European Commission, “Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing the minimum threshold for greenhouse gas emissions savings of recycled carbon fuels and specifying the methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin

and from recycled carbon fuels,” *Official Journal of the European Union*, 20 jun. 2023. [En línea]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj. [Consultado: 9 ene. 2026].

[37] European Parliament Research Service (EPRS), *Delegated Act on Low-Carbon Hydrogen*. Brussels, Belgium: European Parliament, 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/777921/EPRS_BRI%282025%29777921_EN.pdf. [Consultado: 9 ene. 2026].

[38] European Commission, “Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin,” *Official Journal of the European Union*, 20 jun. 2023. [En línea]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj. [Consultado: 9 ene. 2026].

[39] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023–2030*. Madrid, España, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[40] España, Ministerio de la Presidencia, Justicia y Relaciones con las Cortes, “Real Decreto 986/2024, de 24 de septiembre, por el que se aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023–2030,” *Boletín Oficial del Estado*, no. 232, 25 sep. 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-19278. [Consultado: 9 ene. 2026].

[41] European Parliament and Council of the European Union, “Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast),” *Official Journal of the European Union*, L 158, pp. 54–124, 14 jun.

2019. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[42] H2Global Foundation, “H2Global Mechanism.” [En línea]. Disponible en: <https://www.h2-global.org/>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[43] Veyt, “Pilot H2Global Auction Awards Winning Bid at EUR 1,000/Tonne,” 11 jul. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://veyt.com/pilot-h2global-auction-awards-winning-bid-at-eur-1-000-tonne/>. [Consultado: 9 ene. 2026].

[44] C. Tsay and M. Baldea, “Learning Latent Variable Dynamic Models for Integrated Production Scheduling and Control,” preprint, Apr. 2019. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/332316784_Learning_latent_variable_dynamic_models_for_integrated_production_scheduling_and_control. [Consultado: 9 ene. 2026].

[45] Wikimedia Commons, “Haber-Bosch-Nummern.svg,” Mar. 2021. [En línea]. Disponible en: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Haber-Bosch-Nummern.svg>. [Consultado: 9 ene. 2026].