



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL (MII)

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Internacionalización de una empresa española de desarrollo de proyectos de gases renovables en Marruecos

Autor: Ramón Paramio Valdés

Director: Ángel Samuel Pérez Ramírez

Codirector: Tomás Arrieta

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
*Internacionalización de una empresa española de desarrollo de proyectos de gases
renovables en Marruecos*

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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



Fdo.: Ramón Paramio Valdés

Fecha: 18/06/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Ángel Samuel Pérez Ramírez

Fecha: 19./junio/2025

Agradecimientos

Me gustaría dar gracias a Samuel y Tomás por el tiempo y esfuerzo que me han dedicado y por todo el consejo recibido para realizar este trabajo. Es realmente gratificante trabajar con personas tan interesadas en esta materia, y considero un privilegio haber tenido profesionales de su nivel como directores.

Por último, quisiera dar gracias también a Isa por apoyarme, ayudarme y, sobre todo, por soportarme durante la recta final del trabajo en Manila.

INTERNACIONALIZACIÓN DE UNA EMPRESA ESPAÑOLA DE DESARROLLO DE PROYECTOS DE GASES RENOVABLES EN MARRUECOS

Autor: Paramio Valdés, Ramón.

Director: Pérez Ramírez, Ángel Samuel. Codirector: Arrieta, Tomás

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Amoniacos verde, Hidrógeno verde, Internacionalización, Marruecos.

1. Introducción

La transición hacia un modelo energético sostenible ha impulsado el desarrollo de gases renovables como el hidrógeno y el amoníaco verde, claves para descarbonizar sectores difíciles de electrificar. Marruecos se posiciona como un país estratégico para su producción, gracias a su abundancia de recursos renovables y su cercanía a Europa, así como por sus políticas favorables a la inversión extranjera en materia de energías y gases renovables. En este contexto, el presente trabajo analiza la viabilidad de la internacionalización de una empresa española para desarrollar un proyecto de gases renovables en Marruecos, evaluando aspectos técnicos, económicos y estratégicos.

2. Definición del proyecto

Debido a la inmadurez tecnológica y del mercado, la viabilidad económica de los proyectos de gases renovables no está garantizada, por lo que es muy importante definir un modelo de negocio adaptado a las condiciones del proyecto. Por ello, este trabajo analiza los principales factores para desarrollar un proyecto en Marruecos, con el objetivo de **determinar el modelo de negocio óptimo** que garantice su rentabilidad.

En el trabajo se realiza un **estudio de internacionalización**, evaluando los aspectos económicos, políticos y técnicos de Marruecos que justifican el desarrollo de proyectos de gases renovables en el país. Además, se lleva a cabo un **análisis de mercado** para entender la demanda local e internacional, los posibles canales de comercialización, la competencia, y los costes de producción de ésta. Con todo ello, se determina el modelo de negocio que muestra **mayor potencial de viabilidad económica**. Una vez establecido el modelo de negocio, se realiza el **diseño y dimensionamiento de la instalación** para detallar los costes en los que se incurriría en el proyecto para llevar a cabo un **análisis financiero** con el que se determina la viabilidad (o no) económica del proyecto planteado.

3. Análisis y diseño del proyecto

En la sección de internacionalización se estudia el contexto económico-industrial, político, energético y de desarrollo de energía en Marruecos, llegando a las siguientes conclusiones principales:

1. El amoníaco verde es el gas renovable más adecuado para desarrollar en Marruecos.
2. Marruecos dispone de infraestructuras clave para la producción y exportación de amoníaco verde.

3. La ubicación geográfica de Marruecos le otorga una ventaja estratégica para exportar amoníaco verde al mercado europeo.
4. El gobierno marroquí respalda el desarrollo de gases renovables, aunque la falta de transparencia representa un riesgo significativo para el desarrollo en el país.
5. El Sáhara Occidental es la zona más atractiva para el desarrollo de amoníaco verde.
6. La instalación deberá contar con generación renovable propia (o con un PPA), debido al alto componente fósil del *mix* de la red marroquí.

Por otro lado, en el análisis de mercado estudia los siguientes factores:

- **Demanda.** La demanda marroquí de amoníaco está compuesta únicamente por OCP, empresa de fertilizantes estatal, la cual planea expandir su capacidad de producción con consumo de amoníaco verde durante los próximos años con una futura planta en Laayoune, entre otras. La demanda europea de amoníaco está principalmente compuesta por productores de fertilizantes, y está concentrada en Bélgica, Países Bajos y Alemania. Se espera un crecimiento considerable en el consumo de amoníaco verde en Europa a partir de 2030-2040, aunque hay aún mucha incertidumbre con respecto a la escala de esta demanda.
- **Canales de comercialización.** El transporte marítimo es la opción más económica para transportar grandes cantidades de amoníaco a través de largas distancias, comparado con el transporte terrestre (trenes o camiones cisterna) o por conducto de amoníaco.
- **Competencia.** Se han identificado el amoníaco gris (producido con gas natural), azul (amoníaco gris con CCS) producido en EE. UU., y amoníaco verde de otros proyectos como los principales competidores, y se han categorizado también por origen del producto (producción local o importados) tanto para la competencia dentro de Marruecos como para la competencia en Europa.
- **Costes de producción.** El coste del amoníaco gris depende en gran medida del gas, el cual ha mostrado ser muy volátil en los últimos años. Se ha considerado un rango de 450-900€/t (gas entre 20 y 80€/MWh). El amoníaco azul americano está consiguiendo producir con costes bajos, de 540-610€/t. El amoníaco verde de Australia y Chile se producirá a 607-1240 y 521-990 €/t, respectivamente, mientras que el de proyectos de Marruecos ofrecen costes de 688-729€/t.

Con todo ello, se determina que el modelo de negocio más adecuado según estas condiciones es una instalación de producción de amoníaco verde en Laayoune, junto a la futura planta de producción de fertilizantes de OCP, en la costa del norte del Sáhara Occidental. El proyecto se implementaría en tres fases:

- **Fase I: Abastecer a la planta de OCP (2030-2032).** La instalación de amoníaco verde producirá 150.000 tNH₃/año para OCP, y se abastecerá con un parque solar y eólico propio y con agua desalinizada. Con esta fase se busca establecerse en el país sin someterse a grandes inversiones con demasiado riesgo, dada a la incertidumbre de la demanda de amoníaco verde en Europa a corto-medio plazo.
- **Fase II: Exportar a Europa (2034-2036).** Tras desarrollar la Fase I, se duplicará o triplicará la capacidad de producción de amoníaco verde y de producción renovable, según cómo evolucione la demanda de amoníaco verde en Europa y los CAPEX de elementos clave como el electrolizador. Se empleará la terminal de amoníaco ya existente de OCP junto a su planta de fertilizantes para exportar el amoníaco producido.

- **Fase III: Incrementar la capacidad de exportación (2038-2040).** Incrementar aún más la capacidad de producción para exportar a Europa y otros mercados en caso de que la demanda de amoníaco verde crezca según lo esperado.

Cabe destacar que para este modelo de negocio se consideran una serie de hipótesis como que se podrá llegar a un acuerdo de *off-take* con OCP, que el proyecto será beneficiario de la iniciativa estatal “Oferta de Marruecos” o que se podrán usar las infraestructuras existentes de OCP de desalinización y de exportación de amoníaco, entre otras.

Tras un estudio exhaustivo del recurso solar y eólico del emplazamiento elegido, se dimensionó la instalación completa para la Fase I para asegurar una producción de 150.000tNH₃/año mientras que se minimiza el CAPEX de la instalación, obteniendo la siguiente instalación:

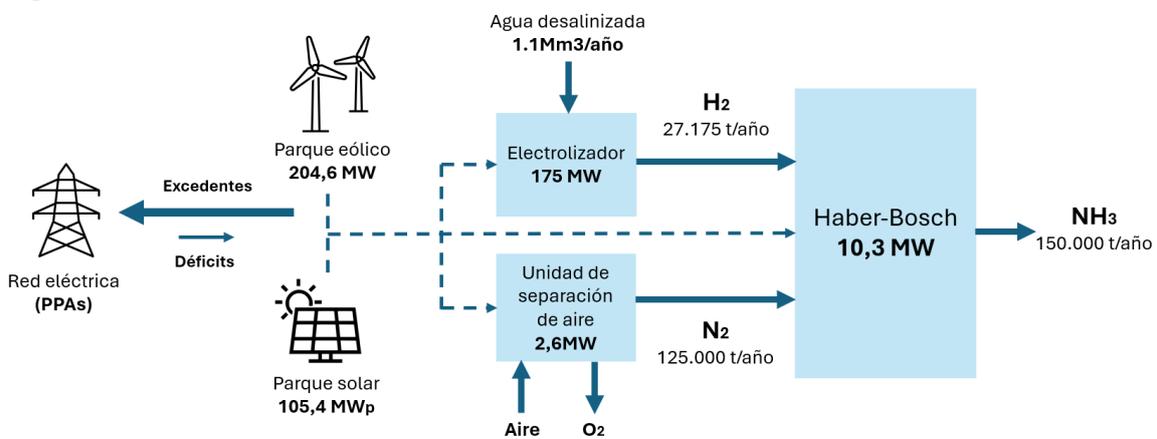


Figura 1. Esquema de la instalación completa de producción de amoníaco verde.

4. Resultados

Tras dimensionar la instalación, se creó un modelo detallado de producción de energía, hidrógeno y amoníaco verdes de la instalación y se realizó el cálculo de los costes de inversión y operación del proyecto, calculando finalmente un LCOA (coste normalizado del amoníaco) de **593,77€/tNH₃**.

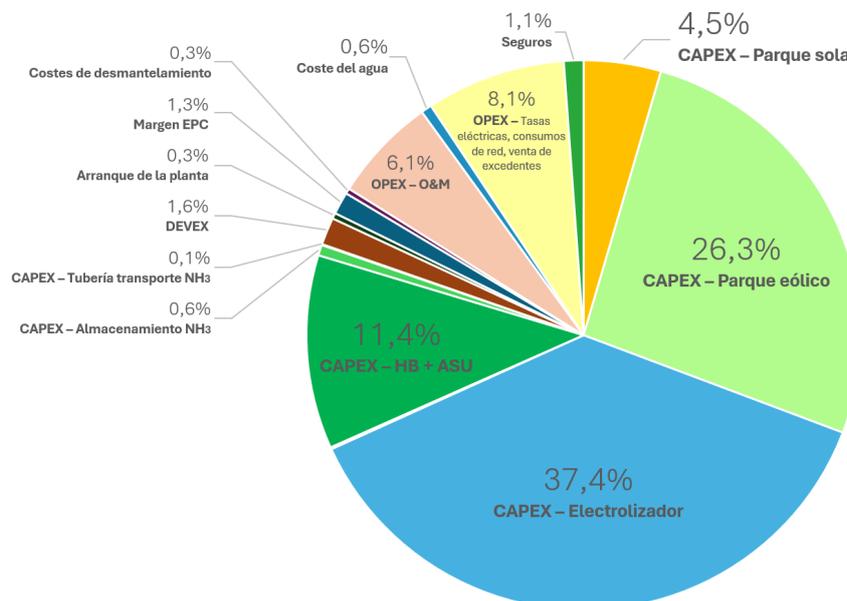


Figura 2. Desglose del LCOA.

El LCOA obtenido para la Fase I supone un coste de producción competitivo comparado con el de otros proyectos de amoniaco verde de Marruecos. Sin embargo, el amoniaco azul importado desde EE. UU. presenta costes de producción muy similares al LCOA obtenido.

En la Figura 2 se puede observar cómo el LCOA depende en gran medida del CAPEX del electrolizador. El coste de estos equipos ha aumentado considerablemente en los últimos dos años por falta de oferta, pero se espera que disminuya próximamente. Tras realizar un análisis de sensibilidad del LCOA frente a variaciones del CAPEX del electrolizador, manteniendo el resto de las condiciones constantes, el LCOA podría verse reducido hasta los 460€/tNH₃ si el CAPEX disminuye desde 2.000€/kW hasta los 800€/kW.

El LCOE obtenido para la Fase I es de 21,44€/MWh. Este bajo coste de la energía se debe al gran recurso renovable del emplazamiento, que permite obtener unas horas equivalentes de generación muy sobresalientes. Esto genera un LCOH de 2,69€/kgH₂, el cual es muy competitivo si se compara con proyectos de hidrógeno verde en Europa, por ejemplo.

5. Conclusiones

Tras haber obtenido un LCOA de 593,77 €/tNH₃ para la Fase I del proyecto (enfocada a suministrar amoniaco verde a una demanda local en Marruecos), y comparándolo con su potencial competencia, **el proyecto muestra ser económicamente viable**, especialmente teniendo en cuenta que OCP considera un precio estable menor o igual a 700€/tNH₃ suficiente para protegerse frente a las fluctuaciones del precio del amoniaco gris importado. Además, debe considerarse también el enfoque de OCP de impulsar proyectos de amoniaco verde en Marruecos, favoreciendo la viabilidad de un posible acuerdo de *off-take* entre el grupo marroquí y el proyecto planteado en este trabajo.

Cabe destacar que, añadiendo el coste de transporte desde Laayoune a Róterdam al LCOA obtenido, se obtiene un DLCOA de 628 – 644 €/tNH₃ para una potencial Fase II. Si se considera que para el momento de desarrollo de esta fase el CAPEX de los electrolizadores habrá probablemente disminuido, el DLCOA sería aún más bajo, haciéndolo muy competitivo comparado con el resto de posibles alternativas de amoniaco verde disponibles para Europa, lo que hace muy viable la Fase II si la Fase I se ha podido llevar cabo. A pesar de ello, hay que considerar que el amoniaco azul importado desde Estados Unidos muestra un DLCOA más bajo, y será probablemente el principal competidor a corto y medio plazo para el suministro de amoniaco bajo en emisiones a Europa.

Con todo ello, se debe tener en cuenta que el modelo de negocio planteado se basa en una serie de hipótesis concretas que tendrían que cumplirse para asegurar el precio competitivo de amoniaco verde obtenido. Se puede concluir que, si en el momento de tomar la decisión final de inversión (FID) se cumplen todas las condiciones planteadas para el proyecto, se debería decidir desarrollar el proyecto ya que, bajo dichas condiciones, se ha demostrado que es una instalación de producción de amoniaco técnica y económicamente viable. Si en cambio no se cumplen, se debería replantear el estudio con las nuevas condiciones y evaluar su viabilidad, o esperar a que las condiciones planteadas inicialmente se cumplan para tomar la FID en el momento oportuno.

INTERNATIONALIZATION OF A SPANISH RENEWABLE GAS DEVELOPMENT COMPANY IN MOROCCO

Author: Paramio Valdés, Ramón.

Supervisor: Pérez Ramírez, Ángel Samuel. Co-Supervisor: Arrieta, Tomás

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Keywords: Green ammonia, Green hydrogen, Internationalization, Morocco.

1. Introduction

The transition toward a sustainable energy model has driven the development of renewable gases such as hydrogen and green ammonia, which are key to decarbonizing sectors that are difficult to electrify. Morocco is positioning itself as a strategic country for their production, thanks to the abundance of renewable resources in the country and its proximity to Europe, as well as its favorable policies for foreign investment in renewable gases. In this context, the present study analyzes the feasibility of the internationalization of a Spanish company to develop a renewable gas project in Morocco, evaluating technical, economic, and strategic aspects.

2. Project definition

Due to the technological and market immaturity, the economic viability of renewable gas projects is not guaranteed, making it essential to define a business model adapted to the specific conditions of the project. For this reason, this study analyzes the key factors for developing a project in Morocco, with the objective of **developing the optimal business model** to ensure its profitability.

An **internationalization study** has been conducted, evaluating the economic, political, and technical aspects of Morocco that support the development of renewable gas projects in the country. Additionally, a **market analysis** was carried out to understand local and international demand, potential commercialization channels, competition, and production costs. Based on this, the business model with the **highest potential for economic viability** was identified. Once the business model was established, the **design and sizing of the facility** were developed to detail the project's expected costs. These were then used to perform a **financial analysis** to determine the economic feasibility of the proposed project.

3. Analysis and Project design

In the internationalization section, the economic-industrial, political, energy, and energy development context of Morocco was studied, leading to the following main conclusions:

1. Green ammonia is the most suitable renewable gas to develop in Morocco.
2. Morocco has key infrastructure for the production and export of green ammonia.
3. Morocco's geographic location gives it a strategic advantage for exporting green ammonia to the European market.
4. The Moroccan government supports the development of renewable gases, although the lack of transparency represents a significant risk for development in the country.

5. Western Sahara is the most attractive area for green ammonia development.
6. The facility will need to have its own renewable generation (or a PPA), due to the high fossil fuel component in Morocco's energy mix.

On the other hand, the market analysis studied the following factors:

- **Demand.** Moroccan ammonia demand is solely composed of OCP, the state fertilizer company, which plans to expand its production capacity using green ammonia over the coming years, including a future plant in Laayoune, among others. European ammonia demand mainly comes from fertilizer producers and is concentrated in Belgium, the Netherlands, and Germany. Significant growth in green ammonia consumption in Europe is expected from 2030-2040, although there remains considerable uncertainty regarding the scale of this demand.
- **Commercialization channels.** Maritime transport is the most viable option economically for transporting large volumes of ammonia over long distances compared to land transport (trains or tanker trucks) or ammonia pipelines.
- **Competition.** Identified competitors include grey ammonia (produced with natural gas), blue ammonia (grey ammonia with CCS) produced in the US, and green ammonia from other projects. These competitors are also categorized by product origin (local production or imports) for both the Moroccan and European markets.
- **Production costs.** The cost of grey ammonia largely depends on gas prices, which have been very volatile in recent years. A range of €450-900/ton was considered (gas between €20 and €80/MWh). American blue ammonia is achieving low production costs of €540-610/ton. Green ammonia from Australia and Chile is expected to cost €607-1240 and €521-990/ton, respectively, while Moroccan projects offer costs of €688-729/ton.

Based on these findings, the most suitable business model under these conditions is a green ammonia production facility in Laayoune, adjacent to OCP's future fertilizer plant, on the northern coast of Western Sahara. The project will be implemented in three phases:

- **Phase I: Supply OCP's plant (2030-2032).** The green ammonia facility will produce 150,000 tNH₃/year for OCP and will be powered by its own solar and wind farms. This phase aims to establish a presence in the country without undertaking large investments with excessive risk, given the uncertainty of short to medium-term green ammonia demand in Europe.
- **Phase II: Export to Europe (2034-2036).** The production capacity of green ammonia and renewable generation from Phase I will be doubled or tripled, depending on how European green ammonia demand and CAPEX for key elements like the electrolyzer evolve. OCP's existing ammonia terminal next to its fertilizer plant will be used to export the produced ammonia.
- **Phase III: Increase export capacity (2038-2040).** Further increase production capacity to export to Europe and other markets if green ammonia demand grows as expected.

It is worth noting that this business model considers several assumptions, such as reaching an off-take agreement with OCP, the project benefiting from the state initiative "The

Morocco Offer,” and the possibility of using OCP’s existing desalination and ammonia export infrastructure, among others.

After an exhaustive study of the solar and wind resources at the chosen site, the complete facility was sized for Phase I to ensure production of 150,000 tNH₃/year while minimizing CAPEX, resulting in the following installation:

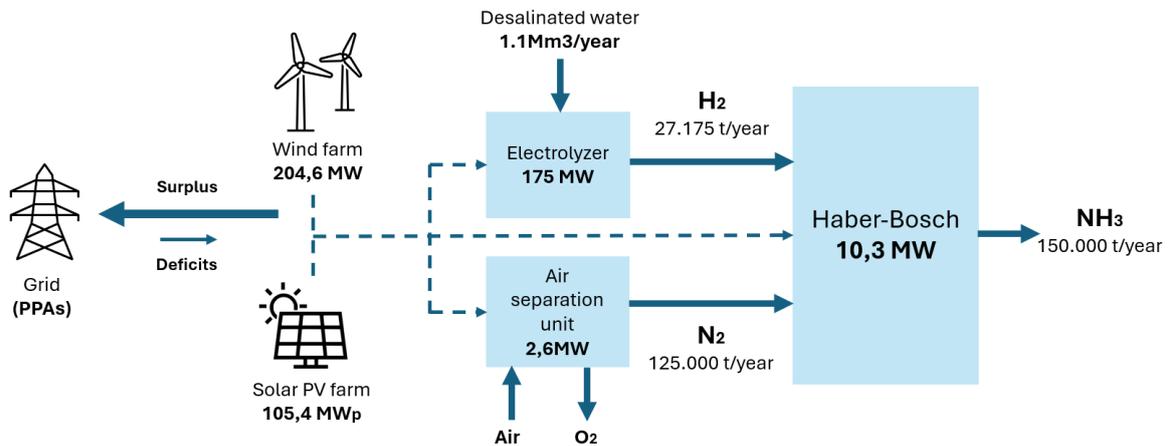


Figure 1. Diagram of the complete green ammonia production facility.

7. Results

After sizing the facility, a detailed model of green energy, hydrogen, and ammonia production was created, and the project's investment and operating costs were calculated, resulting in a final LCOA (levelized cost of ammonia) of **€593.77 per ton of NH₃**.

The LCOA obtained for Phase I represents a competitive production cost compared to other green ammonia projects in Morocco. However, imported blue ammonia from the U.S. shows production costs very similar to the obtained LCOA.

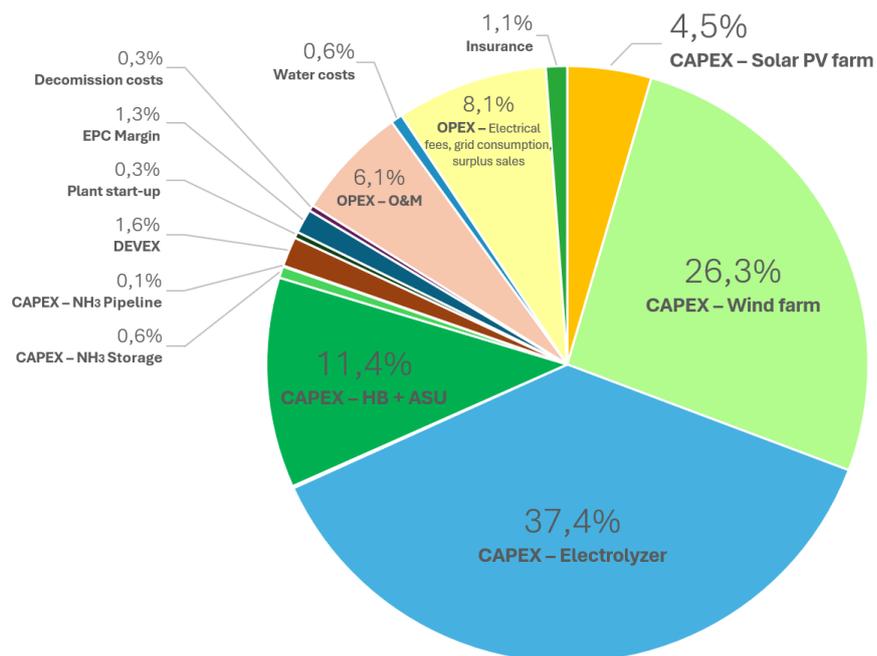


Figure 2. LCOA Breakdown.

Figure 2 illustrates how the LCOA largely depends on the electrolyzer CAPEX. The cost of these units has increased significantly over the past two years due to supply shortages but is expected to decrease soon. After performing a sensitivity analysis of the LCOA against variations in the electrolyzer CAPEX, while keeping all other conditions constant, the LCOA could be reduced to as low as €460/tNH₃ if the CAPEX decreases from €2,000/kW to €800/kW.

8. Conclusions

After obtaining an LCOA of €593.77/tNH₃ for Phase I of the project (focused on supplying green ammonia to local demand in Morocco) and comparing it with its potential competitors, **the project proves to be economically viable**. This is especially true considering that OCP regards a stable price of €700/tNH₃ or less as sufficient to hedge against fluctuations in the price of imported grey ammonia. Additionally, OCP's strategy to promote green ammonia projects in Morocco further supports the feasibility of a possible off-take agreement between the Moroccan group and the project proposed.

Adding transportation costs from Laayoune to Rotterdam to the obtained LCOA results in a Delivered LCOA (DLCOA) of €628–644/tNH₃ for a potential Phase II. Given that by the time this phase is developed electrolyzer CAPEX will likely have decreased, the DLCOA would be even lower, making it very competitive compared to other green ammonia alternatives available to Europe. This makes Phase II highly viable if Phase I is successfully executed. However, it should be considered that imported blue ammonia from the United States has a lower DLCOA and will likely be the main competitor in the short to medium term for supplying low-emission ammonia to Europe.

Overall, it must be noted that the proposed business model is based on a set of specific assumptions that must be met to ensure the competitive price of green ammonia achieved. It can be concluded that if, at the time of the Final Investment Decision (FID), all the conditions outlined for the project are met, the project should proceed, as under these conditions, it has been demonstrated to be a technically and economically viable ammonia production facility. However, if these conditions are not met, the study should be reconsidered with the new circumstances to evaluate its viability or postponed until the initially set conditions are fulfilled to make the FID at the appropriate time.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
Capítulo 2. Definición del proyecto	12
2.1 Motivación	12
2.2 Objetivos del proyecto.....	12
2.3 Alineación con los ODS	13
2.4 Metodología de trabajo.....	13
2.5 Alcance del trabajo.....	15
Capítulo 3. Estado de la cuestión.....	16
3.1 El hidrógeno como vector energético.....	16
3.2 Producción de hidrógeno verde.....	19
3.2.1 Funcionamiento de una planta de hidrógeno verde.....	20
3.2.2 Tecnologías de electrolización	22
3.3 Amoníaco verde	23
3.4 Producción del amoníaco verde.....	25
3.5 Transporte del amoníaco verde	26
3.6 Proceso de desarrollo de un proyecto de gases renovables	29
Capítulo 4. Internacionalización	31
4.1 Contexto económico e industrial de Marruecos	31
4.1.1 Estado actual de la economía de Marruecos	31
4.1.2 Geografía de Marruecos	32
4.1.3 Actividades industriales principales.....	34
4.1.4 Infraestructura y capacidades relevantes para la producción y comercialización de gases renovables.....	37
4.2 Contexto político de Marruecos	42
4.2.1 Estructura del gobierno actual y las instituciones relevantes en Marruecos.....	42
4.2.2 Políticas recientes, legislación e iniciativas para impulsar el hidrógeno verde y las energías renovables en Marruecos.....	45
4.2.3 Estado actual de las relaciones políticas y comerciales con España.....	49
4.3 Contexto energético de Marruecos.....	50
4.3.1 Recursos energéticos de Marruecos.....	51

4.3.2 Perfil energético de Marruecos.....	54
4.3.3 Sistema eléctrico de marruecos: funcionamiento y principales características	57
4.3.4 Estado de la red de transporte y distribución de energía en toda la geografía de Marruecos	60
4.4 Contexto del desarrollo de negocio de energía en Marruecos.....	62
4.4.1 Proceso de desarrollo de proyectos de gases renovables en Marruecos.....	62
4.4.2 Empresas de desarrollo de gases renovables en Marruecos.....	63
4.5 Conclusiones principales de Marruecos como destino para desarrollar proyectos de gases renovables	66
Capítulo 5. Análisis de mercado.....	68
5.1 Análisis de la demanda.....	68
5.1.1 Demanda interior	68
5.1.2 Demanda exterior.....	73
5.2 Análisis de posibles canales de comercialización de gases renovables.....	83
5.2.1 Conexión directa	84
5.2.2 Transporte terrestre.....	85
5.2.3 Transporte marítimo.....	87
5.2.4 Gasoducto (pipeline)	88
5.3 Análisis de la competencia	91
5.3.1 Competencia local.....	92
5.3.2 Competencia internacional.....	92
5.4 Análisis de pricing.....	94
5.4.1 Precios de la competencia local.....	94
5.4.2 Precios de la competencia internacional	99
5.5 Análisis cualitativo	107
5.5.1 PESTEL	107
5.5.2 Diamante de Porter	107
5.5.3 Las 5 Fuerzas de Porter	110
Capítulo 6. Modelo de negocio.....	112
6.1 Modelo de negocio propuesto	112
6.1.1 Estructura empresarial.....	112
6.1.2 Especificaciones del proyecto	114
6.1.3 Plan de implementación	116

6.2 Hipótesis realizadas	117
6.3 Análisis de riesgos asociados al modelo de negocio	118
6.3.1 Identificación de riesgos.....	118
6.3.2 Análisis cualitativo de riesgos.....	121
6.3.3 Planificación de medidas de respuesta a los riesgos	122
Capítulo 7. Diseño de la instalación	125
7.1 Selección del emplazamiento	125
7.2 Dimensionamiento de la instalación.....	130
7.2.1 Unidad de síntesis de amoníaco Haber-Bosch (HB).....	132
7.2.2 Unidad de separación de aire (ASU)	133
7.2.3 Equipos auxiliares.....	134
7.2.4 Unidad de producción de hidrógeno verde y parque de generación renovable.....	134
7.2.5 Unidad de almacenamiento del amoníaco	139
7.2.6 Unidad de desalinización de agua.....	140
7.2.7 Tubería de conexión con la fábrica de OCP.....	141
7.2.8 Resumen.....	141
Capítulo 8. Análisis financiero del proyecto.....	143
8.1 Desglose de costes asociados al proyecto	143
8.1.1 DEVEX.....	143
8.1.2 CAPEX.....	144
8.1.3 OPEX.....	146
8.1.4 Costes de financiación.....	147
8.1.5 Otros costes	149
8.2 Coste normalizado del amoníaco (LCOA).....	150
8.2.1 Cálculo LCOA.....	150
8.2.2 Análisis de sensibilidad	156
Capítulo 9. Conclusiones y trabajos futuros.....	158
Capítulo 10. Bibliografía.....	160
Anexo I.....	173
Anexo II.....	174

<i>Anexo III</i>	<i>177</i>
<i>Anexo IV</i>	<i>179</i>
<i>Anexo V</i>	<i>183</i>
<i>Anexo VI</i>	<i>185</i>

Índice de figuras

Figura 1. Usos del hidrógeno como vector energético en una economía de emisiones reducidas.....	17
Figura 2. Métodos de producción de hidrógeno.....	19
Figura 3. Capacidad de producción de hidrógeno por método en Europa (2022).....	19
Figura 4. Proceso de producción de hidrógeno verde.....	21
Figura 5. Tecnologías de electrólisis del agua para l producción de hidrógeno verde.....	22
Figura 6. Cadena de valor del amoniaco verde como vector de hidrógeno.....	24
Figura 7. Esquema general del proceso de producción de amoniaco verde.....	25
Figura 8. Diagrama de funcionamiento de un reactor Haber-Bosch.....	25
Figura 9. Diferencia entre unidades de síntesis de amoniaco gris y amoniaco verde.....	26
Figura 10. Esquema de funcionamiento de una terminal tipo SMR.....	27
Figura 11. Fases del desarrollo de un proyecto de hidrógeno verde.....	29
Figura 12. Mapa de Marruecos, incluyendo los puertos comerciales más importantes.....	32
Figura 13. Descripción del conflicto del Sáhara Occidental.....	33
Figura 14. Evolución anual del valor de amoniaco anhidro importado por Marruecos.....	36
Figura 15. Resumen de los puertos marroquíes con capacidades de comercio marítimo con amoniaco.....	39
Figura 16. Plantas desalinizadoras existentes y en desarrollo en Marruecos.....	40
Figura 17. Balance de importaciones/exportaciones de energía de Marruecos.....	51
Figura 18. Valor de las importaciones de Marruecos de combustibles fósiles.....	51
Figura 19. Distribución del potencial solar de Marruecos.....	52
Figura 20. Distribución del potencial eólico en Marruecos.....	53
Figura 21. Mapa de velocidades de viento (izq.) y densidad de potencia (dcha.) en Marruecos y el territorio del Sáhara Occidental.....	54
Figura 22. Consumo de energía primaria de Marruecos por fuente.....	55
Figura 23. Evolución del mix de generación de electricidad de Marruecos.....	55
Figura 24. Estructura del mercado eléctrico de Marruecos.....	58
Figura 25. Evolución de la producción eólica inyectada a la red.....	58

Figura 26. Evolución de los precios de la electricidad en Marruecos según el tipo de consumidor.	59
Figura 27. Evolución de la tasa de electrificación rural de Marruecos.	60
Figura 28. Longitud de la red de transporte de Marruecos.....	61
Figura 29. Estado actual de la red eléctrica de transporte en Marruecos (izq.).....	61
Figura 30. Resumen del proceso de desarrollo de un proyecto de amoniaco verde en Marruecos.	63
Figura 31. Histórico de la demanda de amoniaco y ventas de fertilizantes del grupo OCP	69
Figura 32. Plan de expansión de capacidades de producción de Phosboucraa.....	71
Figura 33. Importaciones y exportaciones de gases renovables por región basadas en proyectos anunciados a 2030-2040.....	73
Figura 34. Pronóstico de la demanda de hidrógeno en Europa por sector.	74
Figura 35. Pronóstico de la demanda de hidrógeno verde según el método de producción	75
Figura 36. Comercio de hidrógeno de bajas emisiones según su estado de desarrollo y portador.....	75
Figura 37. Importaciones de amoniaco anhidro por país de Europa en 2024.	76
Figura 38. Predicción de la capacidad de producción y demanda de amoniaco en Europa	77
Figura 39. Predicción de la demanda global de amoniaco por método de producción, escenario según políticas anunciadas.	78
Figura 40. Predicción de la demanda global de amoniaco por método de producción, escenario 1,5°C.	78
Figura 41. Estimación de la demanda total de amoniaco verde en Europa hacia 2050.....	79
Figura 42. Suministro anual de hidrógeno bajo en carbono en negociaciones de off-take con compradores europeos, por uso final y método de producción.	81
Figura 43. Ubicación de las terminales de amoniaco existentes y en desarrollo.....	82
Figura 44. Esquema del proceso de producción y comercialización.....	83
Figura 45. Coste de transporte de amoniaco según el medio de transporte terrestre.	86
Figura 46. Costes de transporte marítimo de amoniaco e hidrógeno.	87
Figura 47. Hidroducto en desarrollo entre España y Marruecos.	89
Figura 48. Costes normalizados de transporte de hidrógeno según el tipo de hidroducto. .	90

Figura 49. Correlación del precio del amoniaco importado (commodity) con los índices de precios de gas natural en Europa (TTF) y EE. UU. (Henry Hub).	94
Figura 50. LCOA según la ubicación en el Sáhara Occidental.	95
Figura 51. Distribución geográfica por capacidad de los proyectos existentes y en desarrollo de amoniaco azul.	97
Figura 52. Rango de precios de la competencia local entre 2030 y 2050.	98
Figura 53. Costes de producción de amoniaco gris en Europa dependiendo del coste del gas natural.	99
Figura 54. Correlación entre el precio del gas natural europeo (TTF) y el amoniaco gris importado por la UE	100
Figura 55. LCOA en función del LCOH en Europa.	101
Figura 56. Costes de producción de hidrógeno declarados en los países seleccionados para la 1ª subasta del Banco Europea del Hidrogeno.	102
Figura 57. Vías de importación de amoniaco verde y sus costes en 2030.	103
Figura 58. Costes normalizados de producción de hidrógeno con solar y eólica en 2030	103
Figura 59. DLCOA de proyectos del Sáhara Occidental en Europa.	106
Figura 60. Esquema del Diamante de Porter.	108
Figura 61. Esquema de las 5 Fuerzas de Porter.	110
Figura 62. Matriz de Probabilidad-Impacto de los riesgos identificados.	122
Figura 63. Imágenes satelitales de Laayoune.	125
Figura 64. Vista satelital de las plantas de fosfatos y fertilizantes de Phosboucraa, OCP	126
Figura 65. Distribución de los componentes de la futura planta de producción de fertilizantes de OCP.	126
Figura 66. Áreas disponibles para el emplazamiento del proyecto.	127
Figura 67. Superficies disponibles para el desarrollo de energía renovable cerca del emplazamiento.	128
Figura 68. Superficie disponible para desarrollo de energías renovables.	129
Figura 69. Producción renovable para el mes de octubre.	137
Figura 70. Esquema de la instalación completa de producción de amoniaco verde.	142
Figura 71. Desglose del LCOA.	153

Índice de tablas

Tabla 1. Propiedades de vectores energéticos.	16
Tabla 2. Categorías de hidrógeno por color y su tecnología, coste y emisiones de CO ₂	20
Tabla 3. Propiedades del amoníaco y del hidrógeno.	23
Tabla 4. Ventas de OCP Group por tipo de producto en 2023.	35
Tabla 5. Ventas de OCP Group por área geográfica.	37
Tabla 6. Capacidades actuales de importación/exportación de amoníaco de los puertos marroquíes.	38
Tabla 7. Principales proveedores comerciales de Marruecos en 2023.	49
Tabla 8. Principales clientes comerciales de Marruecos en 2023.	50
Tabla 9. Comparación del recurso solar entre Marruecos y el Sáhara Occidental.	53
Tabla 10. Potencia instalada, generación y horas equivalentes de producción por tecnología en 2023.	56
Tabla 11. Resumen del pipeline actual de proyectos de gases renovables en desarrollo en Marruecos.	65
Tabla 12. Pipeline sintetizado de proyectos de amoníaco verde en Marruecos.	70
Tabla 13. Sectores de los off-takers actuales de gases renovables en 2024.	80
Tabla 14. Desglose de costes aproximados para una conexión directa con la demanda.	85
Tabla 15. Resumen de DLCOAs de las distintas ubicaciones del Sáhara Occidental.	96
Tabla 16. Costes normalizados de producción en Chile y Australia hacia 2030-2050.	104
Tabla 17. Costes normalizados de amoníaco verde entregado por Chile y Australia.	104
Tabla 18. Costes normalizados de amoníaco verde entregados por Chile y Australia en 2030, según la IEA.	105
Tabla 19. Rangos consolidados de DLCOA para Chile y Australia.	105
Tabla 20. Criterio de asignación de probabilidad al riesgo.	121
Tabla 21. Criterio de asignación de impacto del riesgo en el proyecto.	121
Tabla 22. Resumen de producción eléctrica y de hidrógeno en octubre.	135
Tabla 23. Déficits netos diarios de producción de hidrógeno mes a mes.	138
Tabla 24. Resumen del dimensionamiento de las unidades principales del proyecto.	141

Tabla 25. OPEX de las unidades principales.....	146
Tabla 26. Modelo de Excel para el cálculo del LCOA.....	151
Tabla 27. Matriz de sensibilidad del LCOA.....	156

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, la sostenibilidad energética se ha convertido en un desafío a nivel mundial. Sectores críticos como el transporte o la generación de energía, entre otros, generan un porcentaje significativo de las emisiones globales de gases de efecto invernadero, contribuyendo al cambio climático y al agotamiento de los recursos naturales. Esto ha impulsado el establecimiento de metas climáticas ambiciosas, como el compromiso de la Unión Europea de reducir las emisiones en un 55 % para 2030 y alcanzar la neutralidad de carbono en 2050 [1]. Para lograr estos objetivos, se ha identificado la necesidad de integrar tecnologías y energías limpias, destacando los gases renovables como el hidrógeno verde o sus derivados como el amoníaco verde como soluciones clave en la transición hacia un modelo energético sostenible.

Estos gases renovables, obtenidos mediante el uso de energía renovable, principalmente solar y eólica, permiten descarbonizar sectores industriales y actuar como vectores energéticos para su aplicación en usos lejanos al lugar de producción de éstos. En particular, el hidrógeno verde destaca por su versatilidad como materia prima y posible combustible. De manera similar, el amoníaco verde, derivado del hidrógeno verde, se posiciona como una solución de descarbonización tanto para la producción de fertilizantes como para su empleo como vector energético y combustible en el sector marítimo, donde las alternativas de electrificación no son viables a corto plazo.

En este contexto, Marruecos se perfila como un país con gran potencial para el desarrollo de gases renovables, ya que combina condiciones de recursos renovables solar y eólico en áreas costeras con proximidad a mercados europeos, lo que facilita la exportación de gases renovables. Además, su cercanía a la Ruta de Suez y la Ruta del Cabo, dos de las principales rutas marítimas del mundo [2], le otorga una gran ventaja logística frente a otros potenciales *hubs* de producción de gases renovables como Tierra del Fuego, en el sur de Chile.

Desde una perspectiva económica y social, Marruecos ha experimentado en las últimas décadas un desarrollo continuo, impulsado por actividades económicas como el turismo, la agricultura y la minería, siendo el segundo mayor productor de fosfatos mundialmente y contando con más del 70% de las reservas globales [3]. Este último sector podría beneficiarse directamente del uso de amoníaco verde para la fabricación de fertilizantes sostenibles, contribuyendo tanto al aumento de capacidad de producción de fertilizantes del país como a la reducción de emisiones en la agricultura. Además, Marruecos está impulsando políticas enfocadas en diversificar su matriz energética y promover inversiones extranjeras [4], consolidándolo como un destino atractivo para proyectos de gases renovables.

Para las empresas españolas desarrolladoras de proyectos de gases renovables, Marruecos representa una gran oportunidad estratégica. España y Marruecos tienen muchas interdependencias comerciales y económicas, siendo España el principal socio comercial de Marruecos [5], lo cual puede facilitar el proceso de entrada al país. Además, en un escenario en el que la demanda de estos combustibles renovables se proyecta al alza en Europa y otras regiones cercanas, Marruecos tiene el potencial de consolidarse como un *hub* de producción de gases sostenibles del cual empresas españolas se pueden beneficiar, contribuyendo tanto a la transición energética global como al desarrollo económico de España y Marruecos.

En este trabajo se abordará la viabilidad de internacionalización de una empresa española para el desarrollo de un proyecto de gases renovables en Marruecos. En él, se analizarán los factores técnicos, económicos y estratégicos que respaldan la propuesta, evaluando en última instancia la viabilidad económica y estratégica de dicho proceso de internacionalización.

Capítulo 2. DEFINICIÓN DEL PROYECTO

2.1 MOTIVACIÓN

Este proyecto se realiza con el objetivo de evaluar el potencial de Marruecos como una plataforma estratégica para la producción y exportación de gases renovables como el amoníaco verde. Se analizará la ubicación geográfica, los recursos renovables y la proximidad a mercados clave, identificando oportunidades para empresas españolas en un sector con alto crecimiento y relevancia en la transición energética.

La motivación principal de este trabajo es ahondar en un modelo de negocio de la producción de gases renovables en Marruecos que permita a las empresas españolas expandir su presencia internacional y aprovechar las sinergias entre ambos países. Esto incluye analizar la viabilidad técnica y económica de desarrollar un proyecto en Marruecos que combine competitividad económica y contribución a los objetivos climáticos globales.

Finalmente, este proyecto aspira a contribuir tanto al desarrollo industrial de Marruecos como al liderazgo de España en tecnologías renovables, sentando las bases para una cooperación mutua que impulse soluciones innovadoras y sostenibles en el mercado global de gases renovables.

2.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1. Establecer la viabilidad de negocio y el potencial de Marruecos como opción de internacionalización para empresas españolas de desarrollo de gases renovables.
2. Evaluar la viabilidad y rentabilidad económica de un complejo industrial de producción de amoníaco verde como materia prima, vector energético (de hidrógeno) o como combustible final.

3. Contribuir al uso de tecnologías y materias primas renovables por parte de la industria para fomentar procesos de producción más sostenibles y respetuosos con el medioambiente y con el uso de recursos naturales.

2.3 ALINEACIÓN CON LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas son un conjunto de 17 metas globales adoptadas en 2015 que tienen como objetivos principales la erradicación de la pobreza, la lucha contra el cambio climático, la promoción de la igualdad de género, el acceso a educación y salud de calidad, la protección del medio ambiente y el impulso a la paz y la justicia. Los ODS buscan crear un futuro más sostenible e inclusivo para 2030, promoviendo un desarrollo que beneficie a todas las personas manteniendo un firme compromiso con el medioambiente y, a la par, asegurando la prosperidad económica global.

A través de este trabajo se pretende contribuir al cumplimiento directo del **objetivo 9** (Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación), **objetivo 12** (Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles) y **objetivo 13** (Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos); así como cumplir de manera más indirecta al **objetivo 7** (Garantizar el acceso a energía asequible, segura, sostenible y moderna), **objetivo 8** (Promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo y el trabajo decente para todos) y el **objetivo 10** (Reducir la desigualdad en y entre los países).

2.4 METODOLOGÍA DE TRABAJO

La realización de este trabajo se llevará a cabo a través de tres fases principales, las cuales se desarrollarán siguiendo un orden lógico según la dependencia que tengan unas fases de otras.

La primera fase se centrará en analizar el proceso necesario de **internacionalización**, para lo cual se hará una investigación de la situación actual de Marruecos, analizando concretamente:

1. El contexto económico-social de Marruecos para comprender el estado de la economía actual, las actividades industriales principales del país, las infraestructuras y capacidades relevantes para el desarrollo de proyectos de gases renovables y la geografía de Marruecos para comprender las posibles ventajas de comercialización del gas renovable.
2. El ambiente político y legal para entender la viabilidad y la forma de establecer una empresa en el país, analizando la estructura de gobierno y de las instituciones relevantes para el establecimiento de una empresa extranjera, las políticas y legislación recientes para impulsar los gases renovables en el país y el estado actual de las relaciones políticas y comerciales con España.
3. El potencial técnico de un proyecto de amoníaco verde en Marruecos, estudiando el recurso renovable, estado de su red eléctrica, potencial de exportación, tejido industrial relevante, personal local cualificado, etc.
4. El contexto del desarrollo de negocios de energía en Marruecos, analizando qué empresas de energía, locales y extranjeras, están establecidas en el país, y cuál es el proceso para desarrollar un negocio de energía en Marruecos.

La segunda fase consistirá en evaluar los posibles **modelos de negocio** para asegurar la viabilidad económica del proyecto, de tal forma que se escoja la más atractiva. Para ello se hará un análisis de mercado para conocer los posibles canales de comercialización de gases renovables, la demanda existente y futura, y el precio de venta adecuado, escogiendo finalmente el modelo de negocio más económicamente viable.

Una vez establecido el modelo de negocio, en la tercera fase se hará el **diseño técnico de la instalación**, donde se desarrollará la ingeniería básica del proyecto con las siguientes fases:

1. Dimensionamiento de la instalación. Se establecerá la cantidad objetivo de producción de gas renovable para conocer las dimensiones necesarias del complejo industrial.

2. Suministro eléctrico renovable. Se desarrollarán los detalles técnicos sobre el tipo de suministro (en caso de ser autoconsumo, diseño de la planta de energía renovable. En caso de ser PPA, detalles técnicos sobre el acuerdo de suministro).
3. Diseño de la instalación de producción de gas renovable. Electrolizador, complejo Haber-Bosch si hubiera, almacenamiento del amoniaco producido, infraestructura asociada al transporte del amoniaco, etc.

Finalmente, una vez diseñada la instalación y determinado el modelo de negocio con el canal y precio de venta establecidos, se elaborará un estudio financiero final para evaluar la viabilidad del proyecto.

2.5 ALCANCE DEL TRABAJO

En este trabajo se busca analizar la viabilidad de Marruecos como destino de internacionalización para empresas de desarrollo de gases renovables españolas. El alcance del trabajo es realizar un estudio inicial de viabilidad, así como parte de las labores pre-FEED (véase el proceso de desarrollo de un proyecto de gases renovables en la sección 3.6), ya que se estudiará y justificará la tecnología a utilizar, la ubicación del proyecto, el mercado objetivo, se analizarán los recursos disponibles como energía renovable y agua y se estudiará la demanda del hidrógeno verde y sus derivados en los mercados objetivo. Además, como parte de las labores pre-FEED, se definirá el modelo de negocio y se identificarán socios potenciales. El objetivo final del trabajo es obtener un coste normalizado del gas renovable para el proyecto planteado para determinar si tiene sentido desarrollarlo o no, según si el proyecto es capaz de producir dicho gas a un coste competitivo.

Finalmente, si bien este trabajo se ha realizado como un estudio para una empresa genérica de desarrollo de gases renovables española, en la sección 6.1.1 se ha definido una empresa española concreta para detallar las capacidades tanto técnicas como financieras con el objetivo de hacer un modelo de negocio y un análisis financiero más detallado y realista.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

3.1 EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

El hidrógeno destaca como un vector energético dada su versatilidad y capacidad de conversión a otros materiales u otras formas de energía. Su densidad energética y propiedades varían considerablemente en función de la presión a la que se almacena, lo que permite adaptar su uso según las necesidades de cada aplicación, desde movilidad hasta almacenamiento estacional de energía renovable.

Vector energético	Densidad [kg/m ³]	Energía almacenada		
		Volumen [kWh/m ³]	Volumen [kWh/Nm ³]	Masa [kWh/kg]
H ₂ Líquido (1 bar; -252,8°C)	70,71	2375		
H ₂ Gas (300 bar; 25°C)	20,55	690	3	33,59
H ₂ Gas (700 bar; 25°C)	47,96	1611		
Gas natural (1 bar; 25°C)	0,65	9,1	10	13,93
Butano Líquido (25°C)	550	7000	33	12,73
Gasolina	750	9270	-	12,36

Tabla 1. Propiedades de vectores energéticos.

La densidad energética del hidrógeno por kg es más alta que la de los otros vectores energéticos comparados en la tabla. A pesar de ello, al ser un gas tan poco denso en condiciones ambientales, se debe comprimir a altas presiones para asegurar una densidad energética por unidad de volumen aceptable para su transporte. Esta propiedad del hidrógeno genera muchos retos para el transporte del hidrógeno en su estado puro.

Existe un gran abanico de posibilidades tanto para usos finales del hidrógeno como fuente secundaria de energía como de usos del hidrogeno como vector energético de energías renovables para ser convertido a otros combustibles o sustancias. Este segundo uso del hidrógeno se lo conoce como *Power-to-X*, permitiendo emplear el hidrógeno como vector

energético para su uso como combustible o sustancia para una gran variedad de usos: *Power-to-Industry*, *Power-to-Fuels*, *Power-to-Mobility*, *Power-to-Gas*, etc.

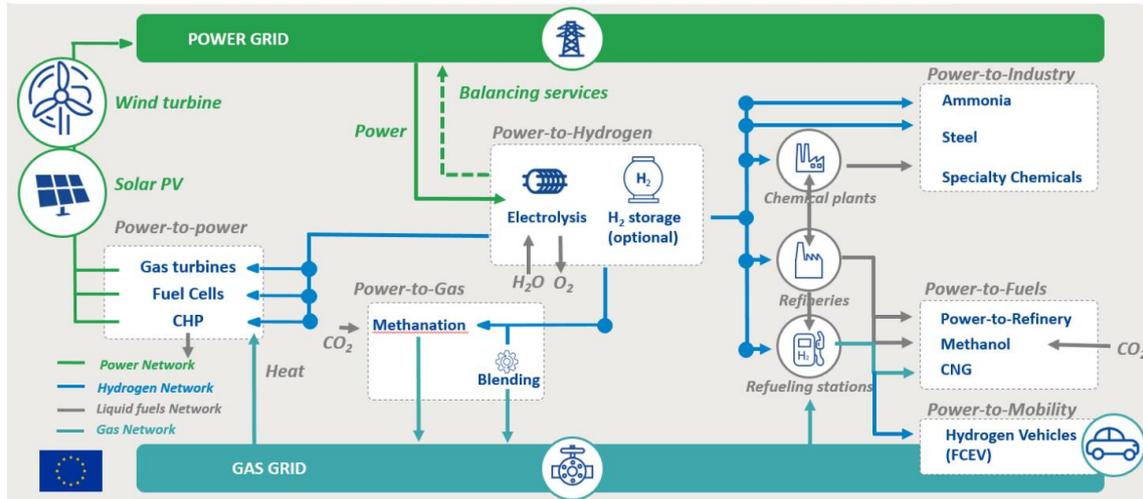


Figura 1. Usos del hidrógeno como vector energético en una economía de emisiones reducidas. [6]

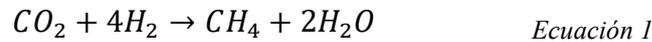
A continuación, se detallan los distintos posibles usos del hidrógeno como vector energético descritos en la figura anterior:

Hidrógeno como combustible final

- **Hidrógeno gas.** El propio hidrógeno en estado gaseoso se puede emplear como combustible. En concreto, se puede llevar a cabo un proceso de *blending*, o mezcla, con el gas natural (hasta un 30% de H_2 sin necesidad de modificación de infraestructura [7]) para reducir las emisiones de CO_2 de la red de gas natural. Además, se puede emplear para procesos de hidrotreamiento en refinerías de petróleo para reducir las emisiones de éstas.
- **Hidrógeno líquido.** El sector del transporte podría usar el H_2 líquido para abastecer vehículos equipados con pilas de hidrógeno, generando agua como único deshecho, proponiendo una alternativa sin emisiones a la movilidad. Esta opción, sin embargo, no parece viable en el corto plazo.

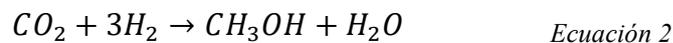
Hidrógeno en otros usos (vectores de hidrógeno)

- **Metano sintético.** A través de un proceso de metanación, se consigue generar metano sintético empleando hidrógeno y dióxido de carbono como reactivos:



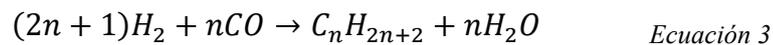
Este proceso permite sustituir el gas natural por metano sintético con emisiones netas nulas.

- **Metanol.** Con una reacción similar a la metanación, se puede generar metanol a partir de H_2 y CO_2 :



El metanol puede ser empleado como combustible o como materia prima para procesos químicos industriales.

- **Proceso Fischer-Tropsch.** Este proceso emplea CO y H_2 para generar cadenas de hidrocarburo similares al crudo de petróleo:



Con este proceso es posible convertir hidrógeno en combustibles molecularmente idénticos a la gasolina, queroseno, diésel, etc., llamados también combustibles sintéticos, si se somete el hidrocarburo generado en la Ecuación 3 a un proceso de refinado en presencia de componentes adicionales como el benceno.

- **Amoniaco verde.** A través de la reacción Haber-Bosch se puede producir amoniaco verde a partir de hidrógeno verde:



El amoniaco verde tiene una gran variedad de usos: como materia prima, vector de hidrógeno, combustible final, etc. Se profundizará más en los usos del amoniaco verde en la sección 3.3.

3.2 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

Tradicionalmente el hidrógeno se ha empleado como materia prima en dos contextos industriales principales: el refinado de petróleo y la industria química, especialmente para la producción de amoniaco, suponiendo estos dos usos en torno al 80% de la demanda final de hidrógeno en Europa en 2022 [8]. Existe una gran variedad de métodos de producción de hidrógeno tal como muestra la siguiente figura:

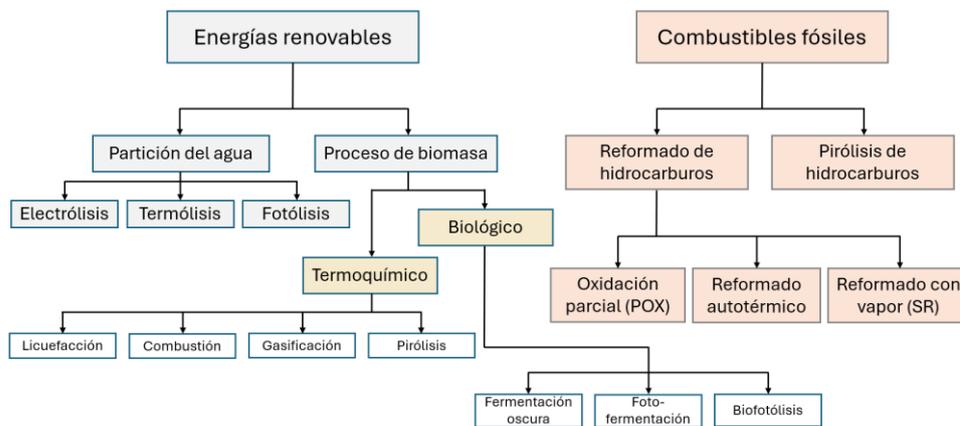


Figura 2. Métodos de producción de hidrógeno. [9]

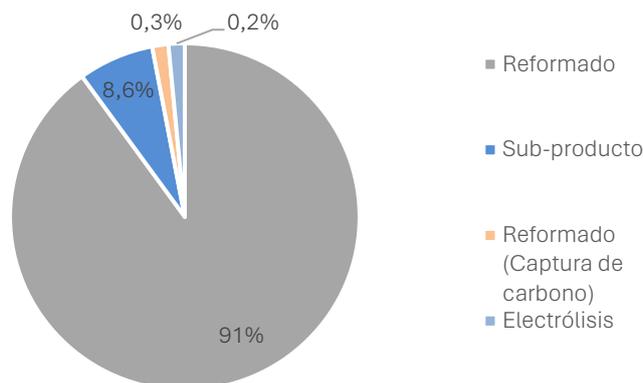


Figura 3. Capacidad de producción de hidrógeno por método en Europa (2022). [8]

Los cuatro métodos mostrados en la Figura 3 son los más comunes para la producción de hidrógeno actualmente en Europa. Como puede observarse, el método de reformado es el más ampliamente utilizado. Este método, siendo su nombre completo reformado de metano con vapor (o SMR por sus siglas en inglés), consiste en extraer hidrógeno de una fuente de

metano, como puede ser el gas natural. Este proceso es muy intensivo en dióxido de carbono, convirtiéndolo en un método altamente contaminante y dependiente de combustibles fósiles.

Existen también otros métodos de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles menos extendidos que el SMR, dando lugar a distintas alternativas de categorización del hidrógeno según la siguiente tabla:

Hydrogen Color	Technology	Source	Products	Cost (\$ kg/H ₂)	CO ₂ emissions
Brown Hydrogen	Gasification	Brown coal (Lignite)	H ₂ + CO ₂	1.2–2.1	High
Black Hydrogen	Gasification	Black coal (Bituminous)	H ₂ + CO ₂	1.2–2.1	High
Grey Hydrogen	Reforming	Natural gas	H ₂ + CO ₂ (Released)	1–2.1	Medium
Blue Hydrogen	Reforming + carbon capture	Natural gas	H ₂ + CO ₂ (Captured 85-95%)	1.5–2.9	Low
Green Hydrogen	Electrolysis	Water	H ₂ + O ₂	3.6–5.8	Minimal

Tabla 2 Categorías de hidrógeno por color y su tecnología, coste y emisiones de CO₂. [10]

La tecnología más contaminante, aunque más barata, es la gasificación del carbón. El reformado de gas natural supone menores emisiones, y añadiéndole una fase de captura de carbono reduce aún más las emisiones, produciendo hidrógeno azul. Esta tecnología supone la principal competencia del hidrógeno verde, dado que es capaz de producir hidrógeno con emisiones reducidas en caso de almacenar correctamente el CO₂ capturado.

Gracias al avance en las tecnologías de producción de energía renovable y de electrólisis, el método de producción de hidrógeno por electrólisis se ha convertido en la alternativa renovable al reformado y gasificación para la producción de H₂. El hidrógeno generado a través de este método se conoce como hidrógeno verde, siempre y cuando se emplee energía renovable para alimentar el proceso de electrólisis.

3.2.1 FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE

Una planta de hidrógeno verde emplea energía renovable para separar el hidrógeno del oxígeno en el agua a través de un proceso de electrólisis:

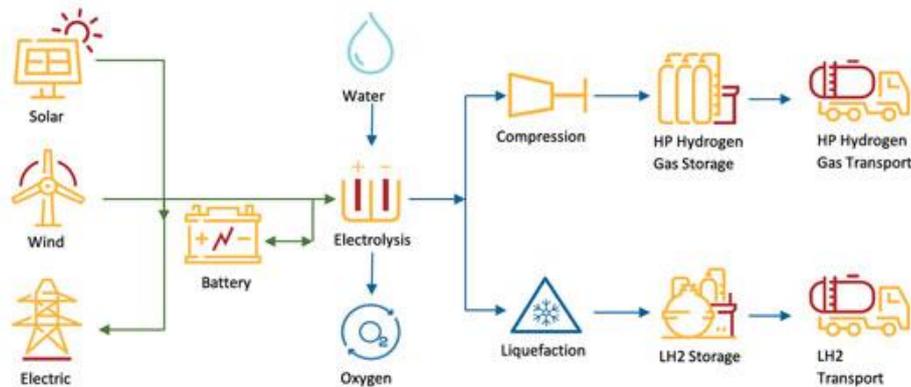


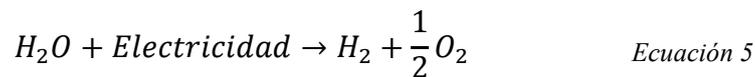
Figura 4. Proceso de producción de hidrógeno verde. [11]

Los componentes principales del proceso son los siguientes:

- **Electrolizador.** Cuenta con dos *inputs*: agua tratada para ser electrolizada y energía, específicamente corriente continua ya rectificada.
- **Fuente de energía.** Se trata de una fuente de corriente alterna (la red eléctrica, fuentes de energía renovable, etc). Esta corriente AC es transformada y rectificada para alcanzar los niveles de tensión y corriente requeridos por el electrolizador en un momento dado.
- **Agua.** El agua es la materia prima esencial para la producción de hidrógeno verde. Como se mencionará más adelante, los electrolizadores alcalinos son muy sensibles a impurezas, por lo que el agua debe pasar por una etapa de tratamiento, o incluso desalación si la fuente de agua es el mar.
- **Equipos auxiliares.** Se requieren equipos de separación de gases, intercambiadores de calor, bombas, tanques *buffer*, etc, para conseguir una fuente pura y seca (sin contenido de agua) de hidrógeno.
- **Compresión y almacenamiento.** Una vez se consigue el hidrógeno puro es necesario almacenarlo. Para ello, dadas las propiedades del hidrógeno (gas muy ligero con baja densidad energética por unidad de volumen), se debe someter a este gas a un proceso de compresión para su almacenamiento.

3.2.2 TECNOLOGÍAS DE ELECTROLIZACIÓN

A pesar de que existen tres tecnologías principales de producción de hidrógeno con electrólisis del agua, el principio de funcionamiento es el mismo: se hace pasar electricidad a través del agua para separar el hidrógeno del oxígeno la molécula del agua y obtener hidrógeno en estado gaseoso:



La tecnología más madura y extendida comercialmente para la producción de hidrógeno con electrólisis es la electrólisis alcalina [12]. Existen también los electrolizadores de membrana polimérica protónica (PEM), que destaca por su alta eficiencia (parecida a la del alcalino), pero supone una tecnología más cara y algo menos desarrollada que los electrolizadores alcalinos. Por último, también se pueden emplear electrolizadores de óxido sólido (SOEC), los cuales tienen una gran eficiencia y tolerancia a impurezas, aunque son más complejos y caros, y suponen la tecnología menos desarrollada de las tres [13].

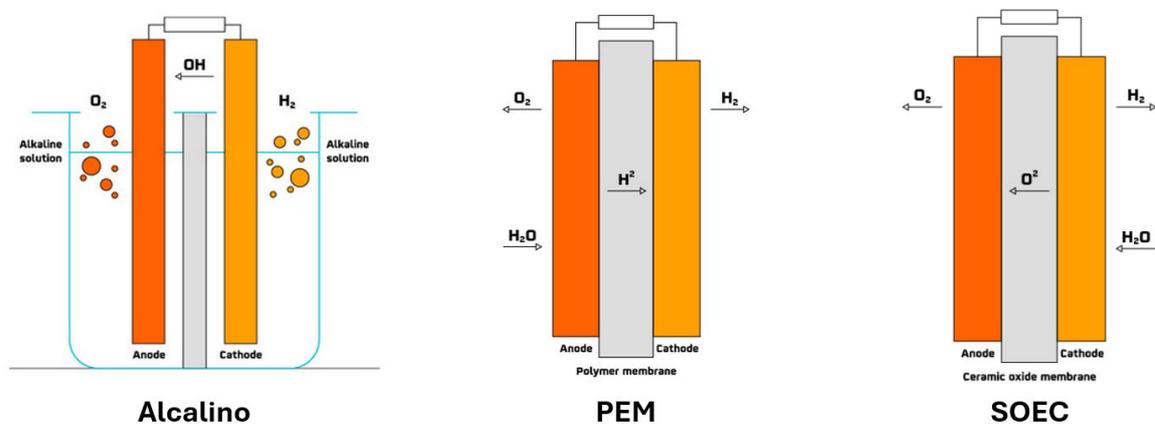


Figura 5. Tecnologías de electrólisis del agua para la producción de hidrógeno verde. [13]

Como se ha mencionado previamente, el electrolizador alcalino es la tecnología más utilizada comercialmente hoy. A pesar de ello, estos electrolizadores requieren unas condiciones de operación muy concretas debido a su sensibilidad a impurezas, cambios de temperatura y a corrientes y tensiones de entrada. Además, estos electrolizadores cuentan con tiempos de “arranque” (*start-up time*) muy prolongados, por lo que requieren una fuente de energía constante o poco fluctuante [14]. Este factor supone un reto operativo para

alimentar una instalación de producción de hidrógeno verde con energías renovables, dada la intermitencia intrínseca de estas fuentes de energía.

3.3 AMONIACO VERDE

El amoniaco es un compuesto químico con una gran variedad de aplicaciones en sectores industriales y agrícolas. Se puede emplear en los sectores de la producción de fertilizantes sintéticos, refrigeración, minería, producción de farmacéuticos, tratamiento de aguas, etc.

El amoniaco verde se produce con hidrógeno verde a través de la reacción Haber-Bosch (Ecuación 4). Además de las aplicaciones como materia prima, **el amoniaco verde se puede emplear como vector energético**, concretamente como vector de hidrógeno al contener un 17,7% de hidrógeno en términos de masa, o incluso como **combustible** en turbinas de generación eléctrica, motores de combustión interna o pilas de combustible [15].

De hecho, según la IEA el amoniaco verde es el vector de hidrógeno más utilizado para los proyectos de comercio internacional gases renovables, suponiendo el **85% de los proyectos anunciados** de este tipo. Esto se debe a que ya existe un mercado de comercio internacional de este producto, así como la infraestructura necesaria para su transporte marítimo. [16]

Sustancia	Temperatura de ebullición a 1 bar	Presión de almacenamiento a temperatura ambiente	Densidad energética (vol., 1 bar)
Amoniaco	-33,3°C	8-10 bar	12.679 MJ/m ³
Hidrógeno	-252,9°C	350-700 bar	8.502 MJ/m ³

Tabla 3. Propiedades del amoniaco y del hidrógeno.

Debido a las propiedades del amoniaco, éste supone una alternativa mucho más viable económicamente como vector energético que el hidrógeno. Como muestra la tabla, el amoniaco tiene una temperatura de ebullición mucho mayor que el hidrógeno, por lo que requiere temperaturas de mucho menos extremas en caso de querer almacenarse a presión

ambiente (1 bar). Por otro lado, en caso de querer almacenarlo a temperatura ambiente, el amoniaco tiene una presión de almacenamiento a temperatura ambiente mucho menor que el hidrógeno, requiriendo únicamente 8-10 bar de presión. Además, la densidad energética por unidad de volumen es considerablemente mayor en el caso del amoniaco.

Añadiendo el hecho de que el amoniaco es una sustancia comerciada como *commodity* a nivel mundial, que **cuenta con una infraestructura establecida y madura para su producción, almacenamiento y transporte**, el amoniaco se posiciona como un vector energético con **menores costes de almacenamiento y transporte**, que no requiere una gran inversión en infraestructura para su comercio internacional, haciéndolo el **vector idóneo para el transporte de hidrógeno verde**.

Una vez el amoniaco llega a su destino, dado que la reacción de Haber-Bosch es reversible, éste se puede convertir de vuelta a hidrógeno a través de un proceso llamado *cracking* de amoniaco [17]. Sin embargo, este proceso aún no está probado a escala industrial.

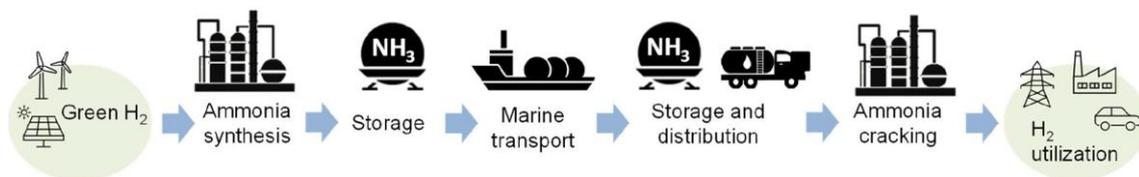


Figura 6. Cadena de valor del amoniaco verde como vector de hidrógeno. [17]

Una cadena de valor que emplee el amoniaco verde como vector de hidrógeno reduce la necesidad de ubicar las plantas de generación de hidrógeno verde cerca de la demanda para reducir los costes de transporte, lo que facilita la producción de hidrógeno en entornos muy favorables en energías renovables que no estén cerca de la demanda, como es el caso de Marruecos con la demanda europea.

3.4 PRODUCCIÓN DEL AMONIACO VERDE

Como se ha adelantado en la sección 3.1, el proceso de producción de amoniaco se lleva a cabo a través de la reacción de Haber-Bosch, donde se hace reaccionar nitrógeno con hidrógeno a altas temperaturas y presiones para producir amoniaco.

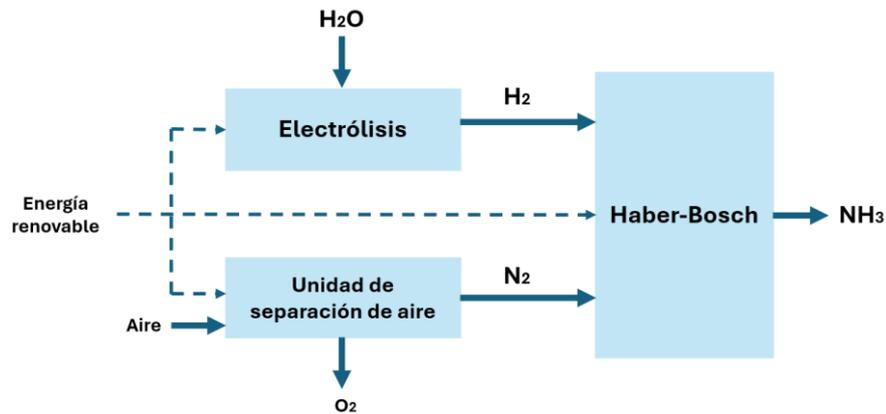


Figura 7. Esquema general del proceso de producción de amoniaco verde.

Las materias primas principales del proceso son el hidrógeno y el nitrógeno. Para el caso del amoniaco verde, el origen del hidrógeno debe ser renovable. Por otro lado, el nitrógeno se obtiene separándolo del oxígeno del aire con una unidad de separación de aire (ASU, por sus siglas en inglés). Una vez se tienen estas dos sustancias, se introducen en un reactor de Haber-Bosch a altas temperaturas y presiones, 450-500°C y 150-300 bar, en presencia de un catalizador, para hacerlas reaccionar y obtener finalmente amoniaco:

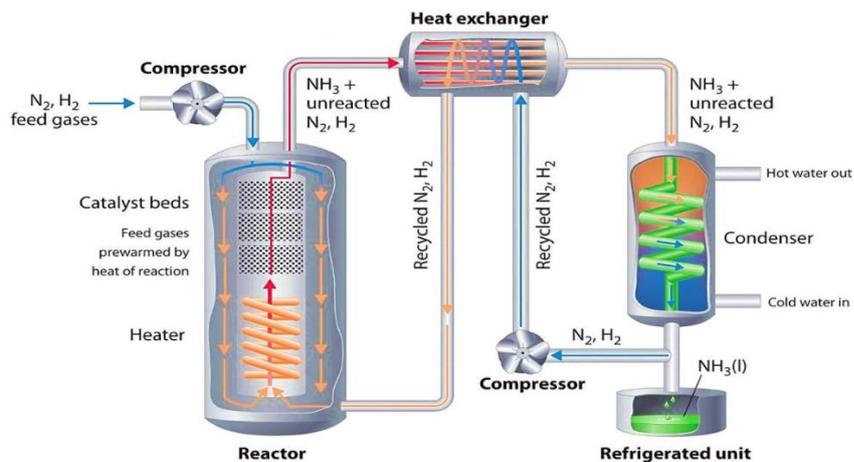


Figura 8. Diagrama de funcionamiento de un reactor Haber-Bosch. [18]

Nótese que el rendimiento de la reacción es relativamente bajo, por lo que es necesario reciclar las corrientes de hidrógeno y nitrógeno sin reaccionar. Este reciclaje consigue unos rendimientos totales de la reacción del 98%.

El proceso de producción de amoníaco gris se alimenta de gas natural para producir hidrógeno gris, del cual también se aprovecha el calor para alimentar un circuito de vapor que mueve las turbobombas y turbocompresores necesarios para alcanzar las presiones requeridas por el reactor HB. Sin embargo, dado que para producir amoníaco verde no se dispone de gas en ningún momento, se sustituye el circuito de vapor, las turbobombas y los turbocompresores por motobombas y compresores con motores eléctricos alimentados con energía renovable:

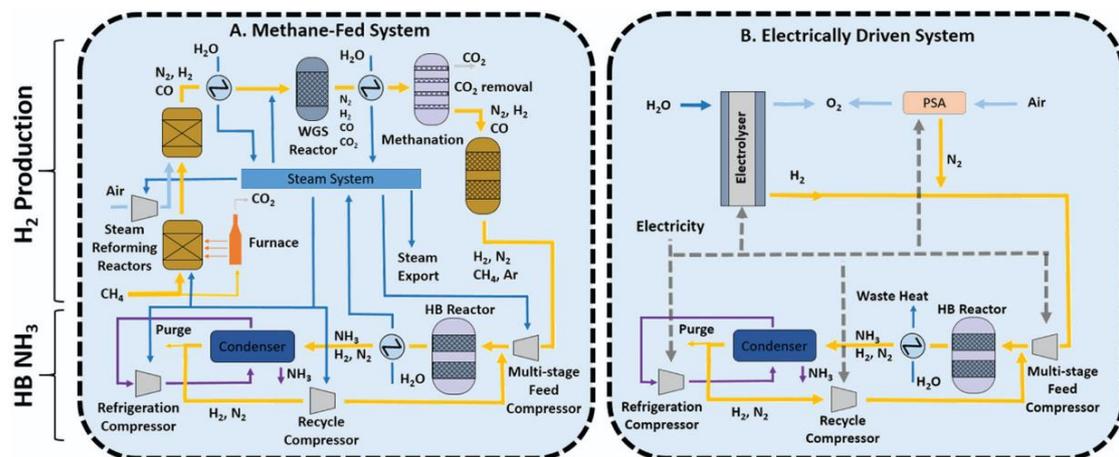


Figura 9. Diferencia entre unidades de síntesis de amoníaco gris y amoníaco verde. [19]

3.5 TRANSPORTE DEL AMONIACO VERDE

El transporte de amoníaco se puede llevar a cabo a través de tres medios distintos: transporte marítimo, transporte por tubería o transporte terrestre a través de tren o camión cisterna. Aunque las tuberías y el transporte terrestre son útiles para distancias cortas o distribución local, el transporte marítimo es una opción más eficiente para el comercio internacional, especialmente en proyectos de amoníaco verde de gran escala [16].

El transporte marítimo de amoniaco requiere dos infraestructuras principales: terminal de exportación/importación y un buque de transporte de amoniaco.

Terminal de importación/exportación

Una terminal de amoniaco es una infraestructura destinada a almacenar, manejar y transferir amoniaco líquido de forma segura entre buques y sistemas terrestres. Los elementos principales que tiene son los tanques de almacenamiento, las bombas y sistemas de refrigeración para transportar el amoniaco líquido desde los tanques de almacenamiento hasta los buques, y los brazos de carga, los cuales permiten la conexión física entre la terminal del puerto y el propio buque.

Existen también las terminales conocidas como *Single Mooring Point* (SMR, o punto único de amarre). Este tipo de terminal consiste en una boya alejada de la costa conectada con una instalación de producción de amoniaco en tierra a través de conductos de amoniaco submarinos. El buque es capaz de amarrarse a la boya en un único punto, permitiéndole rotar libremente alrededor de la boya, mientras carga el amoniaco.

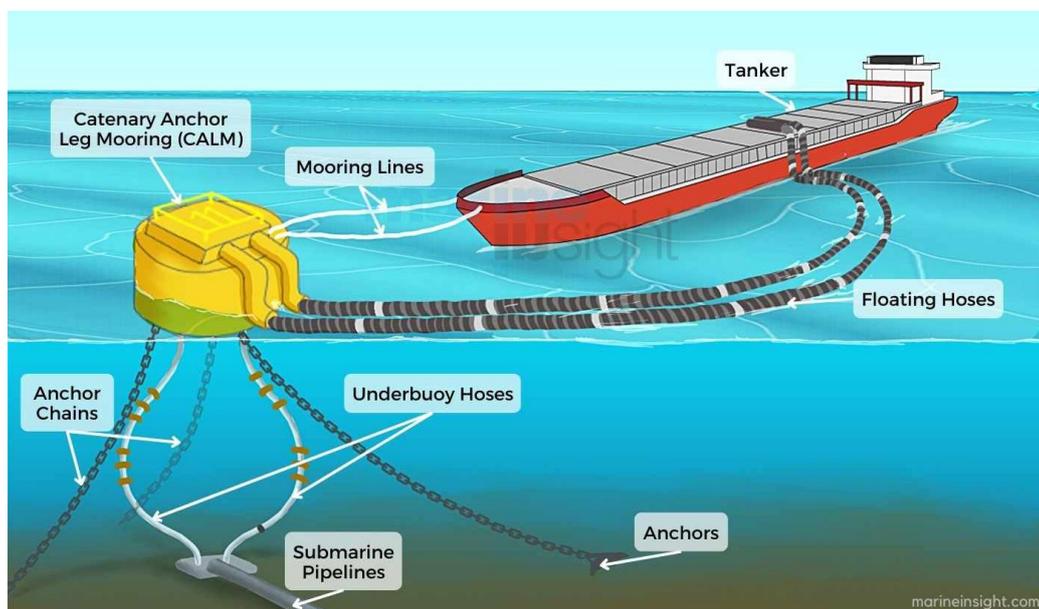


Figura 10. Esquema de funcionamiento de una terminal tipo SMR.

Este tipo de terminales requieren menor inversión y tienen menor tiempo de construcción que un puerto con terminal de amoniaco. Además, al estar más alejadas de la costa reducen

el riesgo en tierra frente a posibles derramamientos. Sin embargo, como inconvenientes tienen que solo pueden dar servicio a un buque a la vez y requieren de mantenimiento submarino especializado.

Buque de transporte de amoniaco

Los buques de transporte de amoniaco son un tipo de buque gasero adaptado para el manejo del amoniaco. Los buques de mayor capacidad transportan el amoniaco en estado líquido, a unos -33°C y 1 bar de presión, pudiendo cargar hasta 85.000 m^3 , unas 60.000 toneladas. Estos buques requieren terminales de carga/descarga criogénicos o presurizados. Existen también buques semi-refrigerados, que transportan el amoniaco ligeramente presurizado a una mayor temperatura, los cuales tienen menor capacidad de carga (entre 2.000 y 20.000 toneladas). Finalmente, existen buques que transportan el amoniaco a temperatura ambiente y altas presiones, pero su capacidad es limitada (menor a 7.000 toneladas) y se emplean para rutas relativamente cortas.

El transporte marítimo de amoniaco en estado líquido, empleado para travesías largas y/o para grandes capacidades, implica pérdidas de amoniaco por evaporación. Como es lógico, cuanto más larga sea la ruta, mayores serán las pérdidas, aumentando el coste de transporte por tonelada de amoniaco entregada. Esto puede suponer una ventaja para *hubs* de producción de amoniaco verde situados cerca de su demanda frente a otros *hubs*, como el caso de Marruecos con el mercado europeo comparado con *hubs* como Chile o Australia.

3.6 PROCESO DE DESARROLLO DE UN PROYECTO DE GASES

RENOVABLES

El proceso de desarrollo de un proyecto como el de una instalación de producción de hidrógeno o amoniaco verde consiste en cuatro partes principales hasta que se termina la construcción de la instalación y por tanto comienza la operación de ésta.



Figura 11. Fases del desarrollo de un proyecto de hidrógeno verde. [20]

En la primera fase se busca hacer una evaluación preliminar de la viabilidad del proyecto, analizando la disponibilidad de los recursos necesarios y de la demanda para comprobar si un proyecto de hidrógeno/amoniaco verde es viable en los emplazamientos considerados.

La fase Pre-FEED busca obtener un diseño más concreto de la instalación para comenzar a tener mayor precisión en el presupuesto requerido para realizar el proyecto. Además, en esta fase se comienza el proceso de *permitting*, ya que se comienzan los procesos de obtención de permisos para la construcción del proyecto. Según un informe de Equans, esta fase puede aportar una precisión del presupuesto final de en torno al +/- 30% [20].

En la fase de FEED se realiza un estudio de ingeniería más detallado, obteniendo una precisión en la estimación del presupuesto del +/- 10%. En esta fase se obtienen todos los permisos necesarios, acuerdos de suministro, etc.

Finalmente, la FID marca el final del proceso de desarrollo del proyecto, dando pie a la fase de EPC, es decir, a la construcción de la instalación y a su posterior operación una vez terminada la fase de EPC. Todos los costes en los que ha incurrido la empresa desarrolladora hasta este punto se conocen como DEVEX (*Development Expenditures*, en inglés), los cuales deberán considerarse en el análisis de viabilidad económica. A partir de este punto, la empresa incurrirá en gastos de CAPEX (*Capital Expenditures*), es decir, una inversión inicial para la construcción del proyecto.

Cabe destacar que las primeras fases tienen una gran importancia, ya que cuanto más avanza el desarrollo del proyecto, menor influencia se tiene en el diseño de éste (y por tanto en los costes totales del proyecto), por lo que un buen diseño preliminar es clave para evitar sobrecostes futuros en fases avanzadas del proceso de desarrollo o en la construcción.

En este proyecto se abordarán las pautas contenidas en las fases de estudio inicial de viabilidad y parte de Pre-FEED, dado que no se llevará a cabo un diseño de ingeniería detallado de la planta de producción de hidrógeno y/o amoniaco verde (FEED).

Capítulo 4. INTERNACIONALIZACIÓN

4.1 CONTEXTO ECONÓMICO E INDUSTRIAL DE MARRUECOS

En esta sección se hará una contextualización del entorno económico-industrial marroquí. Se partirá de un análisis de alto nivel para entender en términos generales la **industria y economía del país**, y más tarde se analizará la capacidad de Marruecos, especialmente en términos de **infraestructura, industria y geografía**, para el desarrollo y comercialización de gases renovables.

4.1.1 ESTADO ACTUAL DE LA ECONOMÍA DE MARRUECOS

La economía de Marruecos es relativamente pequeña, con un PIB de 133.544 M€ en 2023 (diez veces menor que la economía española). En el sector primario, la agricultura es la **actividad económica más importante**, suponiendo un 14% del PIB y empleando a un 40% de la población activa. El sector secundario supone alrededor del 29% del PIB, formado principalmente por los sectores de minería, industria de transformación, agua y energía y construcción. Finalmente, el sector terciario supone un 57% del PIB.

Aparte del importante rol que tiene la agricultura, caben destacar otros dos aspectos que definen a la economía marroquí. Por un lado, el país está viendo una progresiva industrialización debida al *nearshoring* (deslocalización de la producción a países cercanos con manos de obra más barata) de empresas europeas de los sectores automotriz y textil. Por otro lado, cabe destacar su falta de independencia energética, forzando al país a tener que importar en torno al 90% de la energía consumida [5].

En cuanto al comercio exterior del país, España es el principal proveedor de importaciones marroquíes y el principal cliente de sus exportaciones. A pesar de ello, en lo que respecta a inversión extranjera, Francia fue el país que más invirtió en el año 2022 (36% del total), siendo España la segunda, con una inversión considerablemente menor (9% del total).

Considerando la situación del comercio exterior del país en el contexto de este trabajo, cabe destacar que Marruecos se encuentra en un déficit comercial (importa más de lo que exporta) en bienes de consumo, de equipamiento, y energéticos, justificando la motivación del país a reducir su dependencia de otros países para su desarrollo industrial [21] [22]. **Proyectos de gases renovables podrían contribuir a reducir la dependencia energética** y de algunos bienes de consumo como materias primas necesarias para la industria química como el amoníaco, por ejemplo.

Finalmente, analizando el país desde el punto de vista de riesgo de inversión extranjera en función del número de incidentes de pago y efectividad del sistema legal para amparar a empresas en estos casos, según el grupo Coface, Marruecos tiene un riesgo “B”, comparable con el riesgo que tienen países como China, Brasil o Panamá [23]. Además, tras el COVID, la valoración de la deuda marroquí ha caído a grado especulativo según Standard & Poor’s, Moody’s y Fitch Ratings, las principales agencias de *ratings* [24].

4.1.2 GEOGRAFÍA DE MARRUECOS

Marruecos cuenta con una geografía privilegiada en lo que se refiere al potencial de comercio exterior. Cuenta con unos 3.500km de costa, siendo en su gran mayoría costa Atlántica.

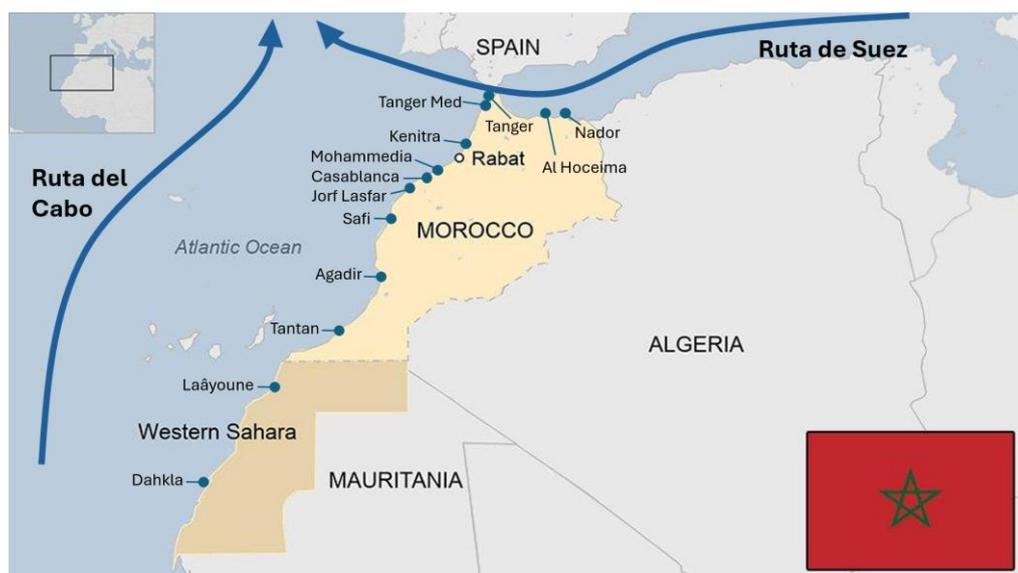


Figura 12. Mapa de Marruecos, incluyendo los puertos comerciales más importantes. [25] [26]

Además, tiene 13 puertos abiertos al comercio exterior [26], todos ellos próximos a dos de las rutas marítimas más importantes del mundo: la Ruta de Suez, que comunica Shanghái – Singapur – Rotterdam a través del canal de Suez, pasando por el estrecho de Gibraltar, y la Ruta del Cabo, que comunica estas tres ciudades, pero evita el canal de Suez, bordeando África por el sur.

Además, Marruecos se encuentra a tan sólo 13km de España, separados por el Estrecho de Gibraltar, y se encuentra relativamente cerca del resto de Europa, en concreto Rotterdam, el cual es el principal puerto de comercio de Europa. Este puerto contará con una terminal de importación de amoniaco verde a partir del 2026 a través de la ACE Terminal [27], lo cual podría facilitar la posible exportación de amoniaco verde desde Marruecos hacia Europa a través de las rutas marítimas a las que tiene acceso el país.

En resumen, geográficamente hablando, Marruecos cuenta con gran facilidad para acceder a mercados internacionales de exportación, en concreto Europa, gracias su costa Mediterránea y Atlántica y cercanía a las rutas de comercio marítimo más importantes del mundo, lo que le confiere un **gran potencial para la exportación y comercialización internacional de gases renovables**, especialmente hidrógeno y amoniaco verdes.



Figura 13. Descripción del conflicto del Sáhara Occidental. [28]

Como aclaración, nótese que, aunque el territorio del Sahara Occidental sigue aún en disputa, la zona costera y gran parte del interior está controlado *de facto* por Marruecos, por lo que a lo largo de este trabajo se asumirá que dicho país tiene la autoridad administrativa y legal en dichos territorios.

4.1.3 ACTIVIDADES INDUSTRIALES PRINCIPALES

Como se ha mencionado en el apartado 4.1.1, el sector secundario supone un 29% del PIB marroquí. Los sectores industriales más importantes del país son el automovilístico, que ha crecido en la última década debido al *nearshoring* de empresas como Citroën o Renault, el sector aeronáutico, con mucha presencia de compañías especializadas en la fabricación de componentes para aviones, el sector textil, que al igual que el automovilístico ha visto un crecimiento notable por prácticas de *nearshoring*, y finalmente el sector minero y químico [5], el cual supone el de mayor relevancia para este trabajo.

Marruecos cuenta con aproximadamente el **75% de las reservas mundiales de fosfato** [29] [30]. El sector minero y químico, el cual está dedicado al 90% a la explotación de los yacimientos de fosfatos del país y a la transformación de dicha materia prima en fertilizantes, supone un **10% del PIB nacional** aproximadamente. Además, según Lloyds Bank este sector es responsable de casi un **30% de las exportaciones del país** [29].

El fosfato es una materia prima necesaria para la producción de fertilizantes. Como tal, Marruecos ha conseguido desarrollar una enorme capacidad de producción y exportación del material, así como de fabricación de fertilizantes, consolidándose como un actor clave en la cadena de suministro alimentario mundial [30]. De hecho, según el Middle East Institute (MEI), la industria del fosfato y producción de fertilizantes consume en torno al 7% de la energía total consumida en el país, y un 1% del agua.

La producción de fosfatos y fabricación de fertilizantes está controlada por el gobierno a través de la compañía OCP Group (*Office Chérifien des Phosphates*), la cual es la **mayor compañía del país** en términos de ventas anuales [31].

millones de dirhams - 1 dirham = 10,4€ (02/2025)

Producto	Ventas (FY23)	Proporción de las ventas
Fertilizantes	60.441	66%
Ácido fosfórico	7.312	8%
Roca de fosfato	15.241	17%
Otros productos	8.284	9%

Tabla 4. Ventas de OCP Group por tipo de producto en 2023. [32]

Como puede observarse en la Tabla 4, el negocio de OCP se centra la producción de fertilizantes, conformando **dos tercios de las ventas** de la empresa. La línea de fertilizantes de OCP consiste en [33]:

- Fertilizantes estándar: MAP (Fosfato monoamónico, *Mono-Ammonium Phosphate* en inglés), DAP (Fosfato diamónico, *Di-Ammonium Phosphate* en inglés), y TSP (Superfosfato triple, *Triple Super Phosphate* en inglés).
- Fertilizantes fortificados. Ofrecen una amplia gama de fertilizantes basados en nitrógeno y fósforo combinados con otros componentes (y en distintas proporciones dependiendo de las necesidades del cliente) como potasio, azufre o zinc, entre otros.
- Fertilizante MAP soluble en agua.

Gran parte de estos fertilizantes mencionados requieren amoníaco para su producción. Según el informe de resultados financieros de la empresa, en 2023 OCP gastó 10.144 millones de dirhams, unos **1.000 millones de euros**, en la compra de amoníaco como materia prima para la producción de fertilizantes, conformando **un tercio de los costes de abastecimiento y operación** de la empresa (que incluyen materias primas, gasto en energía, etc., para la fabricación de todos sus productos). En 2022 el gasto en amoníaco fue aún mayor, de aproximadamente **2.000 millones de euros** [32].

Actualmente **OCP importa todo el amoníaco que consume** (entre 1.5 y 2 millones de toneladas [30]) dado que Marruecos no cuenta con los recursos naturales actuales para producir amoníaco gris, el cual requiere gas natural para ello a través del reformado de metano con vapor. En 2022 Marruecos fue el **tercer mayor importador de amoníaco** del mundo, solamente detrás de Estados Unidos e India. Los principales proveedores de

amoniaco de Marruecos son, Trinidad y Tobago, con una cuota del 43%, Arabia Saudí con un 28% y Estados Unidos con un 11%, según cifras del 2023 [34].

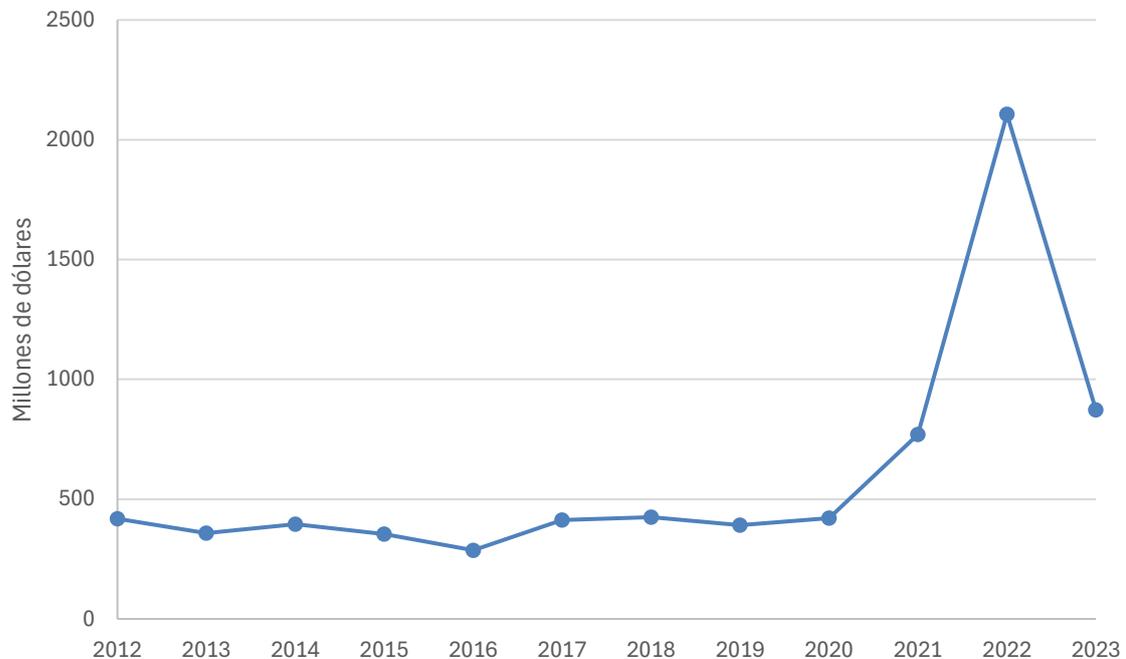


Figura 14. Evolución anual del valor de amoniaco anhidro importado por Marruecos. [35]

La Figura 14 muestra la evolución histórica del valor importado de amoniaco por Marruecos en los últimos años. Nótese que en 2022 hubo un incremento muy notorio en los costes del amoniaco debido al aumento de los precios del gas causado por el conflicto en Ucrania. Este gas se usa para producir amoniaco gris. Del gráfico se puede concluir que el gasto en amoniaco por parte de Marruecos ha ido aumentando en los últimos años, lo que justifica un **interés creciente por parte del país**, y en concreto por parte de OCP, para **invertir en proyectos de producción de amoniaco verde para reducir su dependencia del entorno geopolítico internacional** para el suministro de una materia prima tan importante para la industria de los fertilizantes.

De hecho, OCP Group lanzó un plan en 2023 llamado *Green Investment Plan 2023-2027*, que tiene como objetivos consumir energía 100% renovable en 2027, lograr neutralidad de carbono en 2040, producir **1Mt de amoniaco verde en 2027 y 3Mt en 2032**, y alcanzar una capacidad de desalinización de agua de 560 Mm³ [21]. La empresa destinará **12mil M€** a

este plan, invirtiéndolo directamente en infraestructura que soporte estos objetivos o apoyando *joint-ventures* con otras empresas externas.

millones de dirhams - 1 dirham = 10,4€ (02/2025)

Mercados Principales	Ventas (FY23)	Proporción de las ventas
Marruecos	8.463	10%
Sudamérica	22.555	27%
Europa	14.699	18%
África	11.977	14%
Norteamérica	3.945	5%
India	10.481	13%
Asia	7.990	10%
Oceanía	2.766	3%

Tabla 5. Ventas de OCP Group por área geográfica [32].

Finalizando con la contextualización de la industria minera/química marroquí, como se ha mencionado anteriormente, este sector constituye el grueso de las exportaciones del país. En la Tabla 5 se puede observar que la gran mayoría de las ventas de OCP provienen de mercados internacionales, suponiendo Marruecos el origen de solamente un 10% de las ventas de la empresa. Para lograr este volumen de ventas en los mercados internacionales, el país cuenta con una gran infraestructura portuaria de interés para posibles proyectos de gases renovables. Este aspecto se evaluará en mayor detalle en el próximo apartado.

4.1.4 INFRAESTRUCTURA Y CAPACIDADES RELEVANTES PARA LA PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GASES RENOVABLES

En esta sección se evaluarán la infraestructura y capacidad en general de Marruecos para albergar proyectos de gases renovables. Se analizarán las infraestructuras auxiliares más relevantes para la operación y comercialización de proyectos de gases renovables, centrándose el análisis en **infraestructuras portuarias**, para evaluar la capacidad de exportación de gases renovables, especialmente amoniaco verde, **capacidades de desalinización de agua** para abastecer instalaciones de producción de hidrógeno verde, y **capacidad humana** para gestionar el desarrollo y la posterior operación de instalaciones de producción de gases renovables. Se analizará toda la infraestructura relacionada con el abastecimiento eléctrico renovable en la sección 4.3.

Infraestructura portuaria

Como se ha mencionado en las secciones 4.1.2 y 4.1.3, en Marruecos hay 13 puertos abiertos al comercio exterior. Entre ellos, los puertos de **Jorf Lasfar y Safi** cuentan con terminales de **importación de amoníaco** dado que en dichas ciudades la empresa OCP tiene sus principales instalaciones de producción de fertilizantes actualmente (la planta de fertilizantes de Jorf Lasfar es la mayor del mundo en capacidad de producción [36]).

Puerto	Capacidad de importación/ exportación de amoníaco?	Eslora máxima admisible para importación/ exportación de amoníaco (m)	Máximo calado admisible (m)
Nador	No	-	13
Al Hoceima	No	-	7
Kenitra	No	-	8
Mohammedia	No	-	18
Casablanca	No	-	12
Jorf Lasfar	Importación y exportación	165	11,5
Safi	Importación	165	12
Agadir	No	-	15
Tan-Tan	No	-	8
Laayoune	No	-	6,5
Dakhla	No	-	6

Tabla 6. Capacidades actuales de importación/exportación de amoníaco de los puertos marroquíes. [37]
[38]

Además, en la Tabla 6 se puede observar que el puerto de **Jorf Lasfar** es el único del país que cuenta con la **capacidad de exportar amoníaco**. Este hecho muestra que, en caso de desarrollar proyectos de gases renovables, en concreto de amoníaco verde, con el objetivo de exportar a mercados internacionales, será necesario construir un puerto equipado para la exportación de amoníaco o invertir en la transformación de puertos existentes para ello. En la tabla se muestra que muchos de los puertos de comercio de Marruecos cuentan con el calado suficiente (mayor a 11,5m, el calado del puerto de Jorf Lasfar) para admitir buques de transporte de amoníaco.

Además de estos puertos existentes, existe un *pipeline* de **puertos de exportación de amoníaco actualmente en desarrollo**, que tienen como objetivo habilitar la capacidad de

exportación a proyectos de amoniaco verde ya planificados y en proceso de desarrollo. Los puertos en desarrollo de los que actualmente existe constancia son principalmente dos:

- Muelle de exportación al sur de Tarfaya para el programa “Amoniaco verde eje Tarfaya – Boucraa – Laâyoune Horizonte 2027”. Se desconocen las especificaciones técnicas del puerto. [39]
- Puerto de exportación de amoniaco en la región de Guelmim-Oued Noun para el proyecto de amoniaco verde conjunto entre TotalEnergies, EREN Group, Copenhagen Infrastructure Partners y A.P. Moller Capital. Se desconocen las especificaciones técnicas del puerto. [40]
- Puerto de importación de amoniaco en Laayoune para Phosboucraa, la subsidiaria de OCP que opera la mina de Boucraa al sur del país. El puerto estará destinado para la importación de materias primas para la fabricación de fertilizantes, amoniaco entre ellas. El puerto tendrá tres muelles. [41]

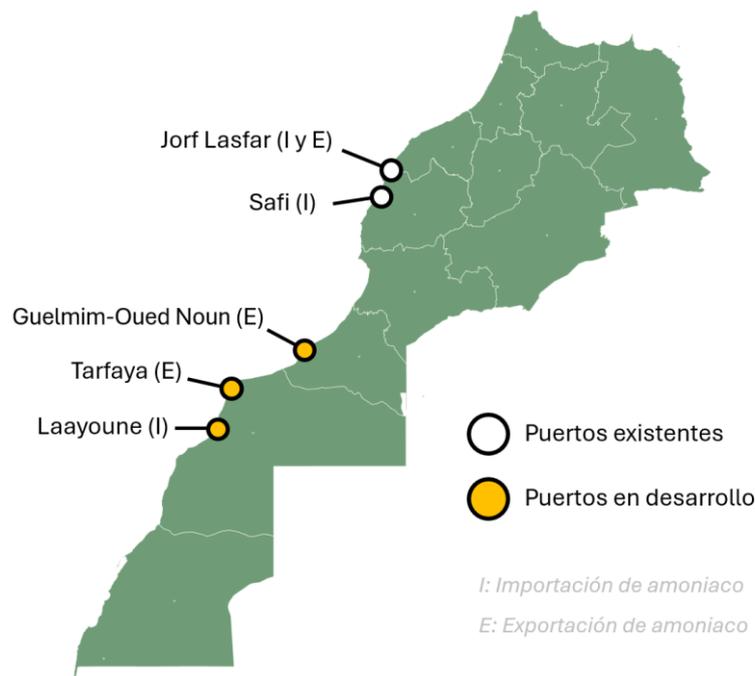


Figura 15. Resumen de los puertos marroquíes con capacidades de comercio marítimo con amoniaco.
Elaboración propia.

Infraestructura de desalinización

El agua es una materia prima esencial para la producción de hidrógeno verde, el cual es la base de la gran mayoría de gases renovables. Además, aparte de la necesidad de consumo de agua de la población, la industria de producción de fertilizantes del país requiere también grandes cantidades de agua. **El recurso hídrico del país es bastante limitado**, contando con un *ratio* entre extracciones de agua y suministro de agua superior al 80%, considerado extremadamente alto [42]. Al tener un acceso tan reducido a agua dulce a través de sus cuencas, Marruecos cuenta con una **red amplia de plantas desalinizadoras** para abastecer gran parte de sus necesidades de agua:

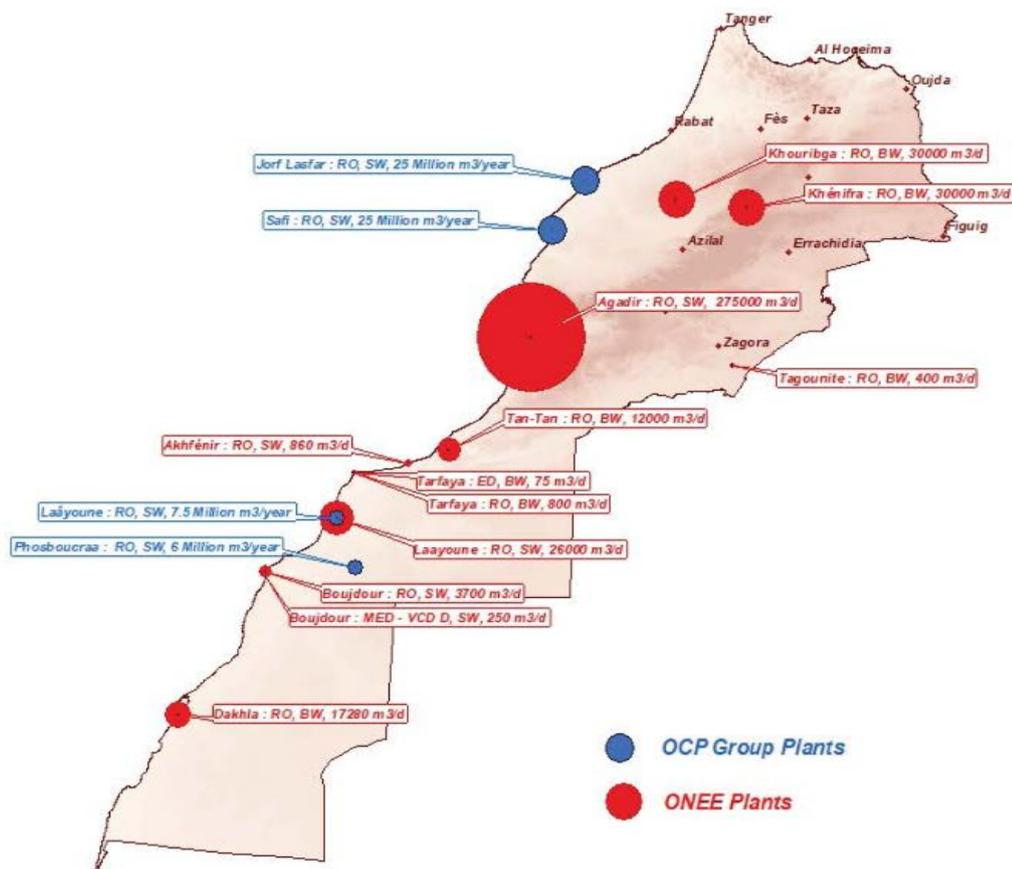


Figura 16. Plantas desalinizadoras existentes y en desarrollo en Marruecos. [42]

Como muestra la Figura 16, el país contará en los próximos años con una capacidad desaladora de aproximadamente **145Mm³/año** para el consumo y la agricultura, gestionados por ONEE (Oficina Nacional para la Electricidad y el Agua, por sus siglas en francés), y dispondrá de **63,5Mm³/año**, y con perspectivas de aumentar a **78,5Mm³/año**, para la

producción de fertilizantes y procesamiento de roca fosfática por parte de la empresa OCP Group.

Según OCP Group, la capacidad de desalinización que planean tener supera sus necesidades industriales, y que la capacidad sobrante se podrá destinar a otros usos, como consumo humano u otros fines [32] [41]. **Esta capacidad sobrante puede ser una gran oportunidad para abastecer electrolizadores para la producción de hidrógeno verde.**

En caso de no poder acceder a dicha capacidad sobrante para el desarrollo de un proyecto de gases renovables, lo cual se tendría que determinar tras un proceso de negociación con el gobierno y/o OCP Group, se podría considerar la ampliación de capacidad de una planta desaladora ya existente, suponiendo un menor coste de inversión que el desarrollo y construcción de una planta desaladora completa. Teniendo esto en cuenta, además, cabe destacar que la distribución de estas instalaciones por toda la costa marroquí ofrece **gran libertad para la elección del emplazamiento los proyectos de gases renovables.**

Capacidad humana

Además de la infraestructura portuaria y de desalación de agua, se ha considerado la capacidad humana como un aspecto determinante a analizar para evaluar la viabilidad del desarrollo, construcción y operación de un proyecto de gases renovables en el país.

El gobierno, a través de IRESEN (Instituto de Investigación en Energía Solar y Nuevas Energías, por sus siglas en francés) y de la Universidad Politécnica Mohammed VI, está impulsando junto con OCP Group una **plataforma de innovación tecnológica** en la universidad marroquí llamada *Green H2A Platform*, que se dedicará al **I+D y la innovación en el sector del hidrógeno verde** y sus aplicaciones *P2X* [43]. En concreto, esta plataforma tiene los siguientes objetivos:

- Exploración del potencial del sector P2X y oportunidades industriales en Marruecos mediante proyectos piloto y demostrativos.
- Apoyo a políticas públicas e industrias nacionales e internacionales en tecnología y certificación.

- Transferencia de tecnología y propiedad intelectual para fortalecer el conocimiento en el sector público y privado.
- Formación avanzada para desarrollar capital humano en universidades, centros de investigación e industria.
- Posicionamiento de Marruecos como socio clave para proveedores tecnológicos, industriales e inversionistas.

Iniciativas como ésta favorecen la formación técnica de las personas a nivel local y potencian el conocimiento de la tecnología del hidrógeno verde en el país, lo que podría llegar a facilitar el desarrollo y operación de proyectos de gases renovables por parte de empresas extranjeras al tener acceso a talento y conocimiento técnico local, permitiendo es estas empresas **adaptarse mejor a las posibles singularidades** tanto administrativas como técnicas del país.

4.2 CONTEXTO POLÍTICO DE MARRUECOS

En esta sección se hará una contextualización del entorno político de Marruecos, donde se detallarán cuáles son los **organismos políticos y administrativos relevantes** para el desarrollo de gases renovables, cuáles son las **políticas recientes** relacionadas con las energías y gases renovables, y cuál el estado de las **relaciones entre España y Marruecos**.

4.2.1 ESTRUCTURA DEL GOBIERNO ACTUAL Y LAS INSTITUCIONES RELEVANTES EN MARRUECOS

En cuanto a la estructura política, Marruecos es una monarquía constitucional donde **el rey tiene un papel central en la política**, ejerciendo amplios poderes ejecutivos y legislativos. Es el jefe de Estado, líder religioso y comandante supremo de las Fuerzas Armadas. Aunque el país tiene un parlamento con dos cámaras y un primer ministro que encabeza el gobierno, el rey nombra al primer ministro y puede disolver el parlamento, aprobar leyes y dirigir la política exterior y de seguridad.

En relación con el desarrollo de proyectos de gases renovables, el Rey, a través de **la Casa Real, ha impulsado la estrategia de energía nacional**, dando directrices concretas para integrar el hidrógeno verde y sus derivados que se detallarán en la próxima sección.

Además de la Casa Real de Marruecos, el Estado cuenta con una serie de instituciones a considerar para el desarrollo de gases renovables en el país:

Regulación y gobierno a nivel estatal:

- **Ministerio de Transición Energética y Desarrollo Sostenible (MTEDD).** Diseña, supervisa y regula la política energética, incluyendo el hidrógeno y amoníaco verdes.
- **Ministerio de Inversión, Convergencia y Evaluación de Políticas Públicas (MICEPP).** Atrae inversión y ofrece incentivos clave para proyectos de hidrógeno verde.
- **Ministerio de Economía y Finanzas.** Gestiona la financiación y políticas fiscales relacionadas con energías renovables.

Autoridades locales:

- **Wilayas y gobernaciones.** Supervisan la aplicación de regulaciones nacionales a nivel regional y facilitan la coordinación entre inversores y administraciones locales.
- **Consejos regionales.** Deciden sobre el uso del suelo, incentivos fiscales y políticas de desarrollo económico en sus territorios.
- **Municipios y comunas.** Otorgan permisos de construcción, uso del suelo y licencias ambientales.
- **Agencias de Desarrollo Regional.** Promueven inversiones en energías renovables y ayudan a integrar proyectos en el tejido económico local.
- **Delegaciones del MTEDD.** Evalúan el impacto ambiental y garantizan el cumplimiento de normativas en cada región.

Desarrollo de proyectos e innovación:

- **MASEN (Agencia Marroquí para la Energía Sostenible).** Interviene en negociaciones internacionales y gestiona licitaciones para proyectos renovables. A pesar de no tener autoridad legal, opera bajo mandato estatal con respaldo del Rey y

del gobierno para cumplir objetivos de transición energética. Esencialmente opera de intermediario entre potenciales inversores y el Estado marroquí, por lo que este organismo es clave para el desarrollo de proyectos como el que se evalúa en este trabajo.

- **ONEE (Oficina Nacional de Electricidad y Agua Potable).** Opera la red eléctrica nacional y toda la infraestructura relevante para el suministro de agua.
- **IRESN (Instituto de Investigación en Energía Solar y Nuevas Energías).** Fomenta la investigación y el I+D en tecnologías renovables, incluyendo el hidrógeno verde y amoníaco, para potenciar la innovación en el sector.

Se profundizará en el rol de estas instituciones para el desarrollo de proyectos de gases renovables en la sección 4.4.1, donde se detallará el proceso de desarrollo de dichos proyectos en el país.

Realidad del proceso de gobierno en materia energética de Marruecos

A pesar de haber una estructura de gobierno relativamente clara con unos roles definidos en cuanto al diseño y gobernanza de la estrategia energética, las decisiones estratégicas más importantes relacionadas con la energía renovable se toman a través de la MASEN, la cual tiene toda autoridad con respecto al sector. Esta agencia se creó en 2010 y ha sido dirigida desde 2015 hasta 2021 por Mustapha Bakkoury, expresidente del partido político PAM, fundado por Fouad Ali el Himma, asesor y amigo del Rey. En 2021 se prohibió a Bakkoury salir del país al abrirse una investigación sobre la **mala gestión y malversación** de dirigentes de MASEN, dado que muchos proyectos de energía solar tenían un **mucho retraso** y los ya existentes (como el proyecto de concentración solar en Ouarzazate, uno de los más grandes del mundo) **mostraban grandes pérdidas**.

Un especialista de la industria anónimo declaraba en un artículo de *Le Monde* que “Desde que las energías renovables se han vuelto un sector estratégico, la agencia [Masen] ha acaparado todas las prerrogativas de desarrollo sostenible. Se ha vuelto todopoderosa. Al igual que con cualquier gran proyecto de la monarquía, prevaleció el silencio: todos sabían

que los proyectos estaban retrasados y que el costo era demasiado elevado, pero nadie se atrevió a pedir que se rindieran cuentas” [44].

La monarquía tiene una gran implicación en el sector de la energía renovable. Nareva, una empresa del grupo Al Mada (**holding de la familia real marroquí**), es una de las empresas con mayor presencia en el sector de la energía eólica en el país, contando con más de 500MW de potencia instalada actualmente y otros proyectos en desarrollo.

Según el Departamento de Comercio de los Estados Unidos, muchos de los **procesos administrativos** relacionados con el gobierno marroquí **son opacos y carecen transparencia**, con tomas de decisiones y procedimientos lentos y burocráticos, suponiendo una de las **mayores barreras de entrada** para hacer negocio en el país. [45]

Además, debe considerarse que, según *Transparency International*, Marruecos se encuentra en el **puesto 99/180 en el ranking de corrupción** (siendo 1/180 el país menos corrupto), medido según el Índice de Corrupción Percibida (CPI), el cual mide la corrupción percibida por ciudadanos y empresas del país [46]. Cuenta con un nivel de corrupción percibida comparable con el de países como Colombia, Indonesia o Etiopía.

4.2.2 POLÍTICAS RECIENTES, LEGISLACIÓN E INICIATIVAS PARA IMPULSAR EL HIDRÓGENO VERDE Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN MARRUECOS

En los últimos años, Marruecos ha implementado un marco normativo y estratégico para acelerar el desarrollo del hidrógeno verde y las energías renovables. A través de diversas políticas, leyes e iniciativas, el país busca atraer inversiones y establecer infraestructuras adecuadas para el desarrollo de proyectos de gran escala. A continuación, se presentarán las principales medidas adoptadas por el Estado en dicha materia.

Carta de Inversiones

En 1996, Marruecos estableció un **régimen liberalizado para inversiones extranjeras**, siendo especialmente favorable para **sectores exportadores e inversiones mayores a 20M€**. Esta medida puede favorecer a proyectos de gases renovables desarrollados por empresas extranjeras, que muy probablemente superarán los 20M€ en cualquier caso, y

especialmente si están dedicados a producir gases renovables con el objetivo de exportarlos a mercados internacionales. [5]

Oferta de Marruecos (*Morocco Offer*)

Esta oferta quiere impulsar la inversión en proyectos de hidrógeno verde en el país. Para ello, a través de esta Oferta, el Estado ofrecerá terrenos públicos a inversores para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, con una primera fase de 300,000 hectáreas divididas en parcelas de entre 10,000 y 30,000 hectáreas. El proceso sigue un enfoque gradual para adaptarse a avances tecnológicos y regulatorios. La agencia MASEN juega un papel clave en la implementación, actuando como intermediario entre el Estado y los desarrolladores, asegurando el cumplimiento de los criterios técnicos y facilitando la asignación de terrenos. [47]

Aunque esta oferta tiene como objetivo final la asignación de terrenos públicos, ofrece también una guía para todas las autoridades locales para el apoyo al desarrollo de proyectos de hidrógeno verde. Dicha oferta cuenta con las siguientes partes:

1. **El alcance de aplicación** de la Oferta de Marruecos. Se detalla que está destinada a todo inversor buscando producir hidrógeno verde o derivados, a escala industrial, y que lo comercialice en mercados nacionales y/o internacionales.
2. El **terreno destinado** a la implementación de la Oferta de Marruecos. Se describe la cantidad de terreno total ofrecida y el tamaño de las parcelas a repartir.
3. La **infraestructura necesaria** para el desarrollo del sector del hidrógeno verde. En esta parte se ordena a distintos organismos del Estado a realizar estudios técnicos y de viabilidad económica para fomentar el desarrollo de infraestructura auxiliar al sector del hidrógeno verde (puertos, plantas desalinizadoras, gasoductos, etc).
4. Las **medidas de incentivo** de la Oferta de Marruecos. Se explica que los proyectos acogidos por la Oferta cualifican también para el resto de ayudas a la inversión ofrecidas actualmente por el Estado marroquí. Además, se comentan las ventajas fiscales asociadas a la oferta.

5. El **proceso de selección de los inversores** y contratación con el Estado. En esta sección se detalla cómo funciona el proceso para recibir los terrenos, explicando cada una de las partes y las fases asociadas.
6. La **estructura de gobierno** del sector del hidrógeno verde. En esta última sección se explica el rol clave que tendrá el MASEN como intermediario entre inversores y las instituciones gubernamentales pertinentes para el proceso de adjudicación de los terrenos ofrecidos en la Oferta.

Estrategia Nacional del Hidrógeno

Esta estrategia establece la visión de Marruecos en lo que respecta al hidrógeno verde y sus derivados para 2050 con un enfoque en tres fases [48]:

En el **corto plazo (2020-2030)**, se busca emplear el hidrógeno como materia prima para abastecer las necesidades locales de **amoniaco**, así como **exportar hidrógeno verde** o derivados a países con objetivos de descarbonización ambiciosos como la UE.

En el **medio plazo (2030-2040)**, considerando una reducción en los costes de producción de hidrógeno verde y derivados, y unas regulaciones medioambientales más estrictas, Marruecos planea producir y exportar hidrógeno y amoniaco verdes junto con combustibles sintéticos, empleando el hidrógeno también como vector de almacenamiento energético y como combustible para transporte.

En el **largo plazo (2040-2050)**, esta estrategia se centrará en expandir el comercio del hidrógeno a nivel global, estableciendo también su uso en la industria, sector residencial y transporte de Marruecos.

Para su desarrollo, la estrategia se basa en tres ejes:

- **Tecnología:** Reducción de costes mediante I+D y asegurar la integración del hidrógeno y derivados con la industria local.
- **Inversión:** Apoyo a la creación de clústeres industriales para fomentar sinergias para asegurar el uso de la infraestructura relacionada con el hidrógeno verde. Asegurar también una financiación adecuada.

- **Mercado y demanda:** Crear unas condiciones favorables para la exportación del hidrógeno verde y sus derivados a través de infraestructura portuaria y ayudas fiscales. Desarrollar también un mercado interno en el país.

Programa de Inversión Verde de OCP Group (*OCP Group Green Investment Program*)

A pesar de que este programa no es una iniciativa política directa, OCP Group está participada en un 95% por el Estado marroquí. Además, como ahora se detallará, este programa de inversión es muy relevante para potenciales desarrolladores de proyectos de gases renovables en Marruecos.

A través de este programa, OCP Group busca incrementar su capacidad minera y de producción de fertilizantes en el horizonte 2023-2027, asegurando mientras que el 100% de su consumo energético provenga de fuentes de energía renovable. Concretamente, este programa destinará 12mil millones de dólares a las siguientes iniciativas:

- Producción de **1Mt de amoníaco verde en 2027**, llegando 3Mt en 2032.
- Instalación de **5GW de energía renovable en 2027**, aumentando a 13GW en 2032.
- Aumentar la **capacidad de desalación a 560Mm³ en 2027**.

Esta inversión se destinará al desarrollo por parte del grupo, pero también para soportar posibles *Joint Ventures* con otros inversores buscando desarrollar proyectos en Marruecos que soporten y ayuden a lograr los objetivos de este programa. [49]

Acuerdo para el desarrollo de hidrógeno verde entre Marruecos y Portugal

En 2021 los dos países firmaron una declaración de cooperación en materia de hidrógeno verde, con el objetivo de desarrollar alianzas estratégicas entre los actores más importantes del sector de ambos países. Aunque no tenga implicaciones legales, este tipo de acuerdos políticos pueden suponer una oportunidad para el desarrollo de proyectos de gases renovables en Marruecos por parte de empresas españolas de desarrollo energético que cuenten con filiales portuguesas.

4.2.3 ESTADO ACTUAL DE LAS RELACIONES POLÍTICAS Y COMERCIALES CON ESPAÑA

Relaciones políticas

Aun con la gran dependencia comercial que existe entre España y Marruecos, la cual se comentará más tarde, las relaciones políticas entre los países se han visto deterioradas en los últimos años, siendo la inmigración, el conflicto del Sáhara Occidental, y el interés territorial de Ceuta y Melilla por parte de Marruecos las causas detrás de las disputas entre los dos países [50].

Aunque ha habido acercamientos para restaurar las relaciones políticas a través de la firma de acuerdos en distintos ámbitos, según el Ministerio de Asuntos Exteriores de España “el gran objetivo de la diplomacia marroquí es la aceptación internacional de sus puntos de vista sobre el Sáhara Occidental” [5], lo que parece que supondrá una razón de conflicto entre los dos países a corto y medio plazo.

A pesar de ello, según Fundación Alternativas, un *think tank* de relaciones internacionales, que España apueste por las energías verdes en Marruecos puede llegar a establecer un nuevo tipo de relación entre los países [50].

Relaciones comerciales

Como se ha comentado en la sección 4.1.1, España es el principal socio comercial de Marruecos, siendo el principal destino de las exportaciones marroquíes y el país del que más importa.

Principales proveedores 2023	% Sobre total de importaciones marroquíes
España	14,1%
Francia	10,6%
China	10,0%
Estados Unidos	7,4%
Arabia Saudí	6,5%
Italia	4,5%

Tabla 7. Principales proveedores comerciales de Marruecos en 2023. [5]

Principales clientes 2023	% Sobre total exportado
España	19,6%
Francia	18,8%
India	6,4%
Italia	4,5%
Brasil	4,0%

Tabla 8. Principales clientes comerciales de Marruecos en 2023. [5]

Por ello, a pesar de que las relaciones políticas entre los países sean relativamente malas, la interdependencia comercial que tienen es innegable, lo que puede llegar a favorecer a empresas españolas de desarrollo de gases renovables, especialmente si los gobiernos de ambos países se involucran en las potenciales negociaciones para el desarrollo de energías limpias, incluyendo gases renovables.

En términos de inversión, como se mencionó brevemente también en la sección 4.1.1, España es el segundo país que más invirtió en Marruecos (un 9% sobre un total de 1.830 millones de euros) en 2021 [5]. Aunque la inversión de Marruecos en el extranjero solo fue de 140M€, y destinada principalmente a EAU y países de África subsahariana, cabe destacar que OCP Group, a través de *Joint Ventures*, se ha aliado con una empresa española de Fertilizantes llamada Fertinagro Biotech para la producción de fertilizantes especializados en la planta de Jorf Lasfar de OCP Group. [32] [51]

Esta alianza podría ser de utilidad para empresas españolas de desarrollo de gases renovables para comenzar un acercamiento con OCP Group a través de las relaciones existentes con Fertinagro Biotech, en caso de querer desarrollar un proyecto de amoniaco verde con OCP como cliente principal.

4.3 CONTEXTO ENERGÉTICO DE MARRUECOS

En esta sección se hará una analizará la situación energética de Marruecos. En ella se comentarán los **recursos energéticos** del país, su **perfil energético** (mix energético, sectores principales de consumo, etc.), y el **estado de la red eléctrica** para comprender la capacidad que tiene el país para albergar proyectos de gases renovables.

4.3.1 RECURSOS ENERGÉTICOS DE MARRUECOS

Recursos fósiles

Marruecos es un país que no cuenta con reservas propias de recursos fósiles suficientes para abastecer su demanda local, por lo que el país **importa en torno a un 94% de sus necesidades energéticas** en forma de productos refinados derivados del petróleo, gas natural y carbón en su gran mayoría, aunque también se incluyen importaciones de energía eléctrica a través de interconexiones con países vecinos como España [45] [52].

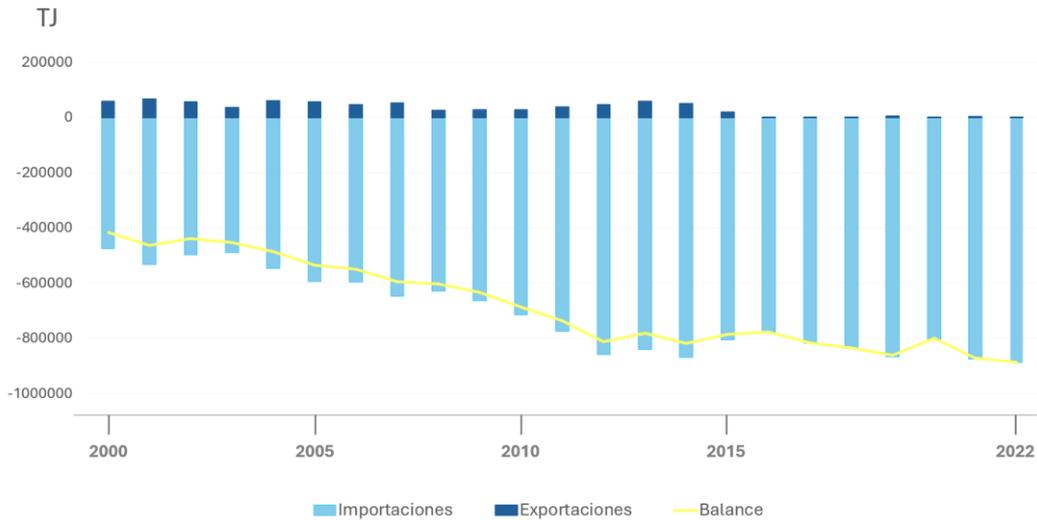


Figura 17. Balance de importaciones/exportaciones de energía de Marruecos. [52]

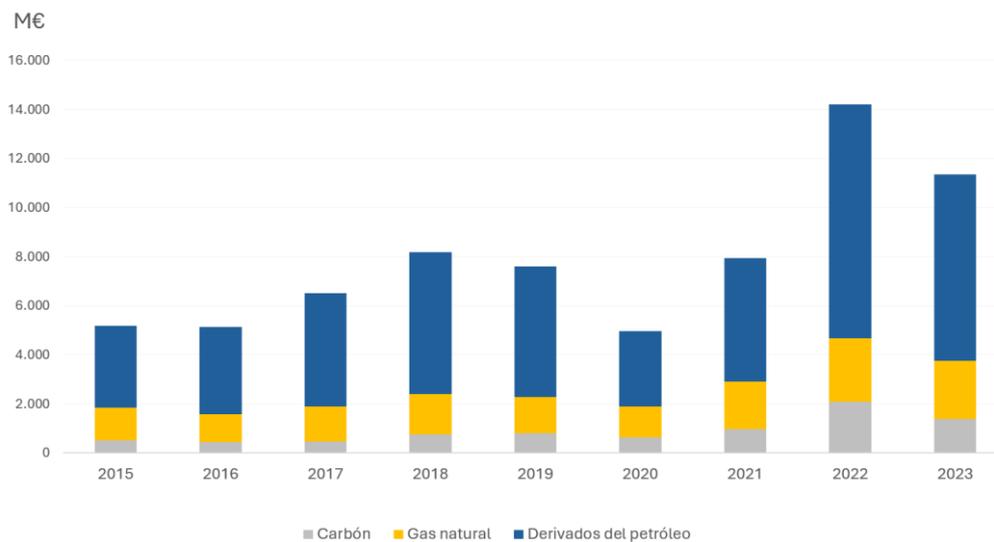


Figura 18. Valor de las importaciones de Marruecos de combustibles fósiles. [53]

Como muestran la Figura 17 y la Figura 18, Marruecos ha ido aumentando su dependencia de otros países en materia energética, suponiendo un gasto en importaciones cada vez mayor para el país justificando la motivación del gobierno marroquí de incrementar la capacidad de energía renovable para cubrir parte de su demanda energética de manera local.

Recursos renovables

Al contrario que con los recursos energéticos fósiles, Marruecos cuenta con un gran recurso renovable. En cuanto al recurso solar, Marruecos cuenta con un recurso muy superior a la media mundial:

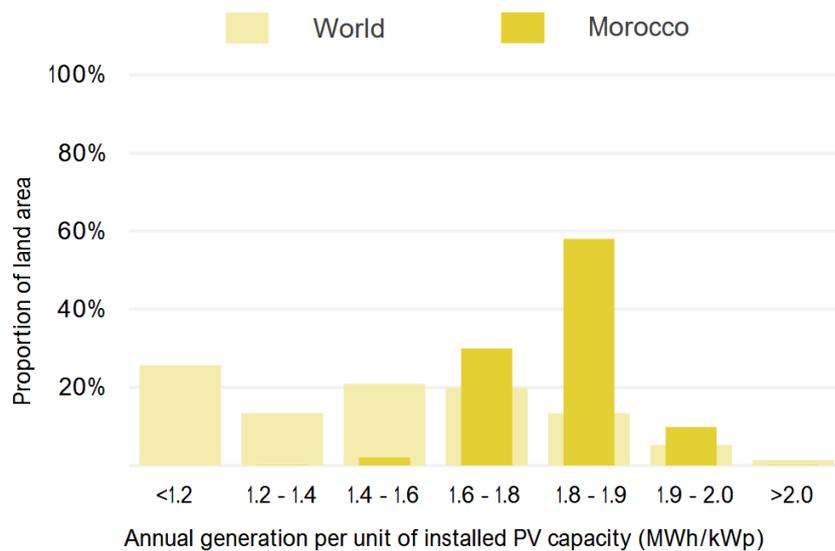


Figura 19. Distribución del potencial solar de Marruecos. [4]

Como se puede observar en la figura, en casi el 60% del territorio marroquí se puede obtener una generación de entre 1,8 y 1,9 MWh/kWp. En España, por ejemplo, no existen emplazamientos con potencial solar mayor a 1,6 MWh/kWp [54].

por día

Métrica	Marruecos	Sáhara Occidental
Potencia fotovoltaica específica (kWh/kWp)	4,33 - 5,54	4,99 - 5,34
Radiación normal directa (KWh/m ²)	4,52 - 7,20	5,31 - 6,58
Radiación horizontal global (KWh/m ²)	4,76 - 6,13	5,69 - 6,20
Ángulo de inclinación óptimo para módulos FV	28° - 35°	24° - 30°
Temperatura del aire	6,5 - 25,9 °C	19,4 - 27,5 °C

Tabla 9. Comparación del recurso solar entre Marruecos y el Sáhara Occidental. [55]

Analizando el territorio marroquí haciendo una distinción entre Marruecos y el Sáhara Occidental, se puede observar que este último territorio es algo más favorable para la instalación de fotovoltaica, dado que la potencia FV específica media es algo superior y el ángulo de inclinación óptimo medio es menor, lo que permite reducir las distancias entre filas (ya que se reduce el sombreamiento entre módulos) y aumentar, por tanto, la potencia instalada por m² del emplazamiento.

En cuanto al recurso eólico, Marruecos cuenta también con un recurso superior a la media mundial:

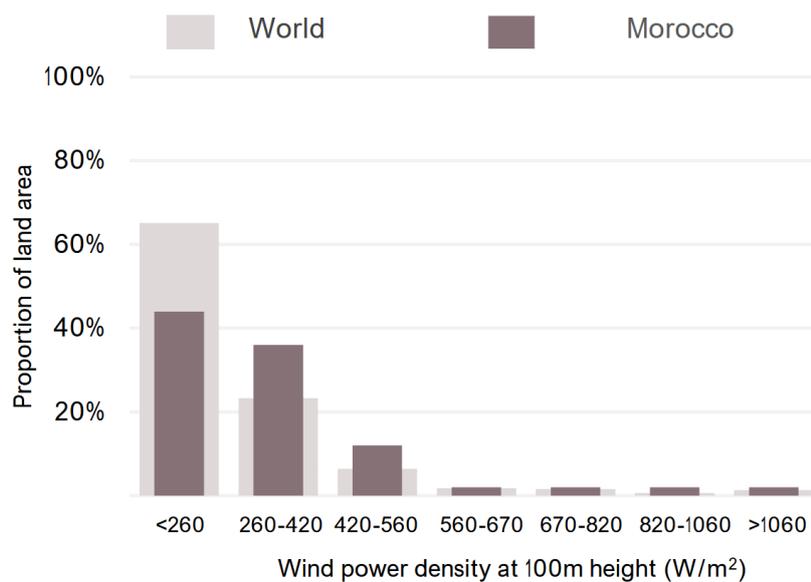


Figura 20. Distribución del potencial eólico en Marruecos. [4]

La Figura 20 muestra que en torno al 45% del territorio cuenta con un potencial eólico mayor a 260 W/m², comparado con en torno al 28% medio mundial.

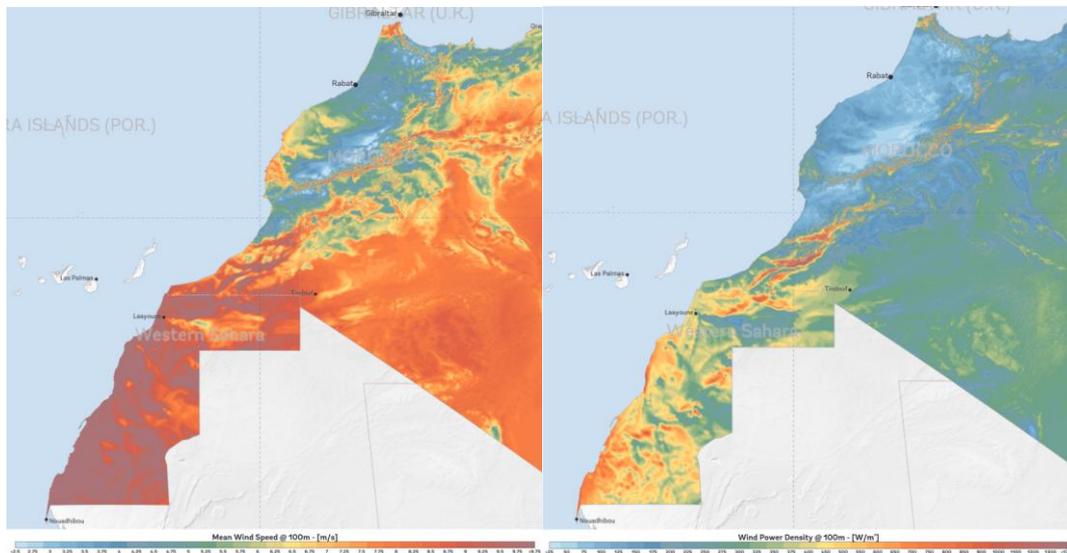


Figura 21. Mapa de velocidades de viento (izq.) y densidad de potencia (dcha.) en Marruecos y el territorio del Sáhara Occidental. [56]

Además, si se hace la comparación entre el recurso eólico de Marruecos y el territorio del Sáhara Occidental, se puede observar que este último muestra una mayor velocidad de viento a 100m del suelo (altura de buje media de una turbina eólica) y una mayor densidad de potencia a 100m del suelo, estableciéndose como un territorio más atractivo técnicamente para el desarrollo de parques eólicos.

Finalmente, en cuanto al potencial de desarrollo de energía renovable hidráulica, a pesar de que Marruecos no destaque por su recurso hídrico, como se ha comentado en la sección 4.1.4, el país cuenta con un potencial técnicamente viable de generación hidráulica de 5.203GWh anuales [57]. A pesar de ello, el país tiene instalados 1.306MW, con 170MW adicionales en desarrollo, generando únicamente 400GWh anuales.

4.3.2 PERFIL ENERGÉTICO DE MARRUECOS

Como se ha introducido en la sección anterior, Marruecos depende en gran medida de los combustibles fósiles para abastecer sus sectores de transporte, consumos residenciales e industriales y de generación de energía eléctrica.

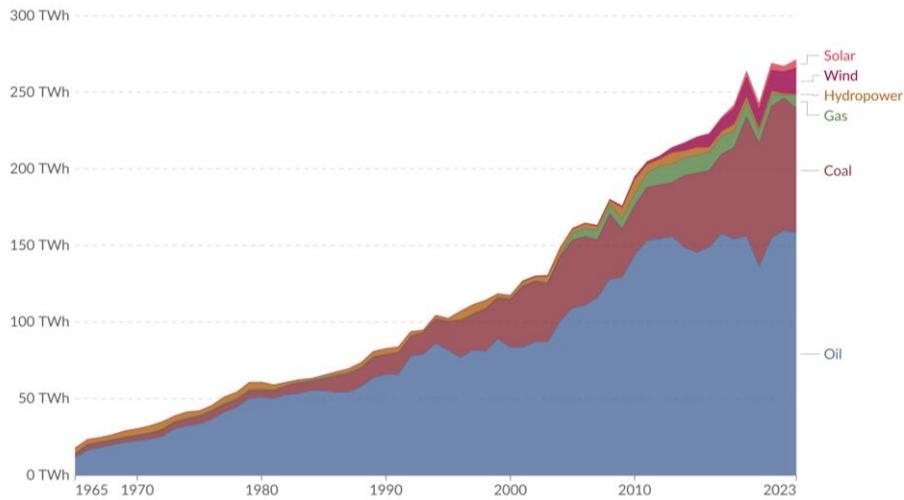


Figura 22. Consumo de energía primaria de Marruecos por fuente. [58]

En cuanto a su *mix* energético, analizando el consumo de energía primaria de país, en la Figura 22 puede observarse que, a pesar de que desde el 2010 el país ha comenzado a consumir energía renovable, la mayoría del incremento en el consumo energético del país se ha visto soportado por un mayor consumo de carbón y especialmente petróleo.

Similarmente, observando el *mix* energético del sistema de generación eléctrica, el país depende en gran medida de combustibles fósiles, especialmente de carbón:

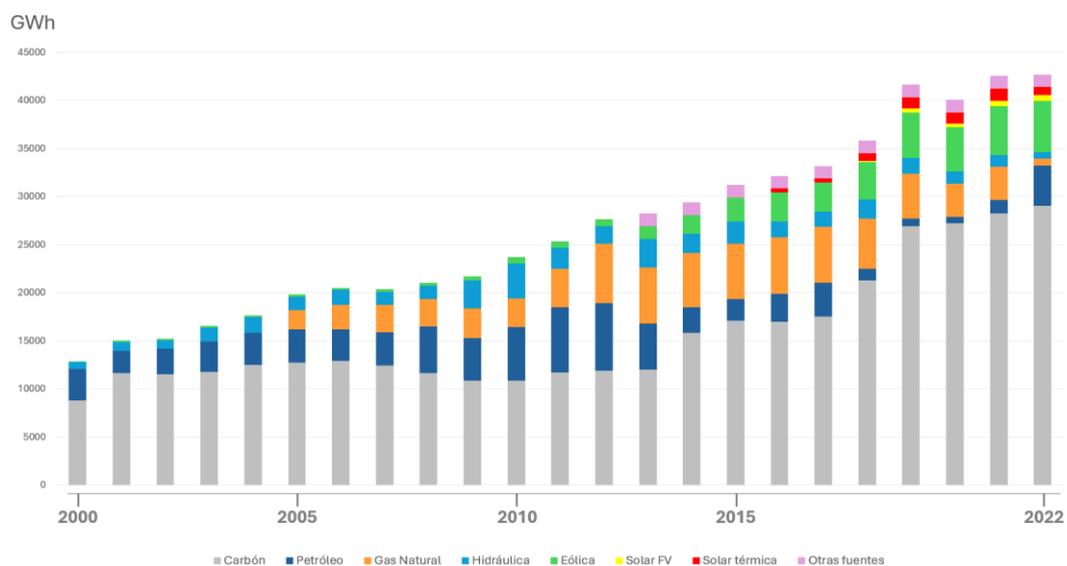


Figura 23. Evolución del mix de generación de electricidad de Marruecos. [52]

La conclusión principal que se puede extraer de la Figura 23 es que, a pesar de que Marruecos ha aumentado su generación renovable, la gran mayoría del incremento en demanda eléctrica ha sido soportado por una mayor generación con carbón, una materia prima que el país debe importar como se ha explicado en la sección anterior. Nótese también que la producción de energía eléctrica con gas natural disminuyó significativamente en 2022 debido a la no renovación del contrato de suministro de gas argelino tras su expiración en octubre de 2021 [24].

Debido al **gran componente fósil de la red, un proyecto de gases renovables no puede considerar emplear energía de la red** directamente para alimentar su proceso si no es a través de un *PPA* renovable.

Desde el 2018 la proporción de electricidad producida con combustibles fósiles ha estado estancada en el 75-80% [58] a pesar de haber aumentado la generación renovable, indicando que Marruecos no está instalando energía renovable a un mayor ritmo que el incremento de su demanda eléctrica.

Tecnología	Capacidad instalada (MW)	% Sobre el total instalado	Generación (GWh)	Horas equivalentes de producción
Carbón	4.116	34,3%	30.137	7.322
Eólica Onshore	2.048	17,1%	6.695	3.269
Gas natural	1.845	15,4%	4.163	2.256
Hidráulica (gran escala)	1.306	10,9%	1.474	1.129
Petróleo y diésel	841	7,0%	440	523
Solar FV	831	6,9%	1.338	1.610
Solar térmica	534	4,5%	1.718	3.217
Hidráulica (pequeña escala)	464	3,9%	556	1.198

Tabla 10. Potencia instalada, generación y horas equivalentes de producción por tecnología en 2023. [59]

Como muestra la Tabla 10, la tecnología renovable con mayor potencia instalada en 2023 fue la eólica. Considerando todas las fuentes de generación renovable (eólica, solar FV, solar térmica e hidráulica), Marruecos cuenta con un **46,2% de potencia renovable instalada respecto al total**. A pesar de ello, como se ha mencionado previamente las **tecnologías no renovables supusieron un 75% de la generación en 2023**.

Si se analizan las horas equivalentes de producción anuales por tecnología, la tecnología que más tiempo operó en 2023 fue el **carbón, operando 7.322 horas de las 8760 del año**. Por otro lado, debido a la intermitencia del recurso renovable, las tecnologías renovables instaladas no operan tantas horas como el carbón, a pesar de contar con unas horas equivalentes de producción muy superiores a la media que se podría ver en un país como España. Esto indica que Marruecos tiene una falta de instalación de potencia renovable, pero que **el recurso solar y eólico que tiene es muy atractivo y tiene gran potencial**.

4.3.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE MARRUECOS: FUNCIONAMIENTO Y PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

Según la Oficina Económica y Comercial de España en Rabat, “**el sistema eléctrico tiene una estructura muy confusa y poco estable**, ya que se encuentra en permanente revisión” [24]. El sistema no cuenta con un regulador oficial debido a la debilidad de la autoridad de la ANRE (Autoridad Nacional de Regulación del Mercado Eléctrico), aunque esencialmente funciona como un sistema parcialmente liberalizado, donde **la ONEE (Oficina Nacional de Electricidad y Agua) opera como un agente estatal verticalmente integrado**, controlando parte de la generación, el sistema de transmisión al completo, y parte de la distribución.

El sistema permite a productores privados producir electricidad e inyectarla a la red a través de un acuerdo público-privado (PPP, *Public-Private Partnership*), a través del cual se acuerda un precio fijo de venta de la electricidad con ONEE mediante un acuerdo de pagos basados en disponibilidad, obligando a ONEE a comprar dicha energía en cualquier momento en el que el operador produzca energía al precio acordado en el PPP [60]. Estos operadores se les conoce como productores de energía independientes (IPPs, *Independent Power Producers*). Actualmente existen únicamente 7 centrales de generación eléctrica en el país que cuentan con estos contratos: dos centrales de carbón, una de gas, 3 parques eólicos y un parque solar.

Además de estos IPPs, la Ley 13/09 autoriza a productores privados a inyectar energía renovable al sistema, favoreciendo la liberalización del mercado y la entrada de productores privados también en el sector renovable. A pesar de ello, estos productores privados

solamente pueden vender su energía a clientes industriales privados a través de contratos bilaterales de compra de energía (PPAs, *Power Purchase Agreements*). Pueden emplear la red eléctrica de transporte y distribución para ello, pero deberán pagar tarifas de acceso a la red y los costes de transporte asociados a ONEE. Cabe destacar que la Ley 13-09 requiere que todos los proyectos renovables deben estar conectados a la red eléctrica nacional (de baja, media alta o muy alta tensión, dentro de los límites de capacidad que tenga cada una), **no permitiendo parques de generación renovable con conexión directa al consumidor.** [61]

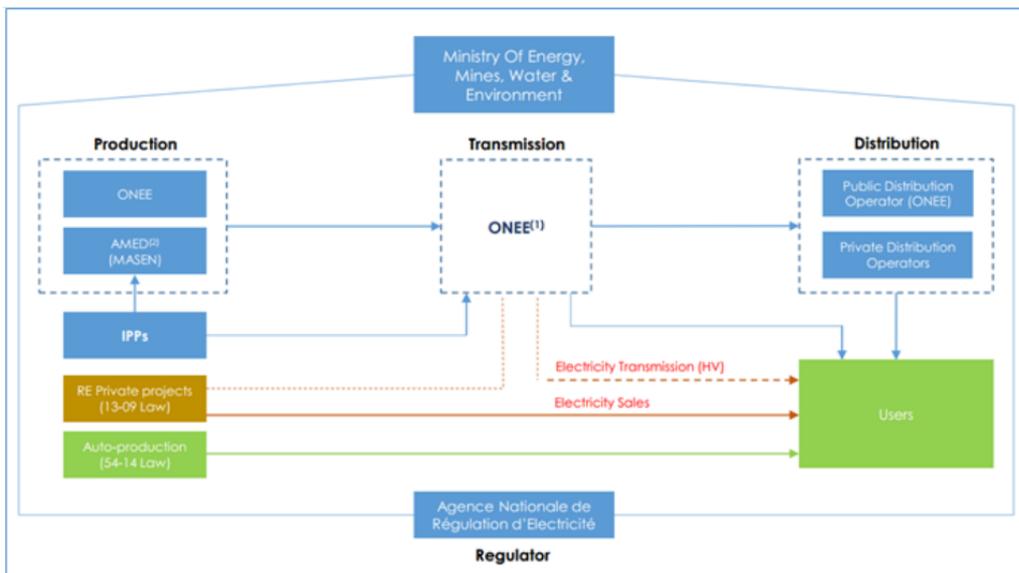


Figura 24. Estructura del mercado eléctrico de Marruecos. [62]



Figura 25. Evolución de la producción eólica inyectada a la red. [63]

Como muestra la Figura 25, la generación eólica por parte de los productores bajo la Ley 13-09 han aumentado considerablemente en los últimos años, **indicando que puede existir un mercado de PPAs de tamaño razonable en Marruecos**. Este hecho puede favorecer el desarrollo de proyectos de gases renovables sin necesidad de desarrollar un parque eólico/solar al poder acceder a energía renovable a través de la red mediante un PPA con un generador acogido a la Ley 13-09. Esto podría permitir reducir la inversión a cambio de mayores costes operativos relacionados al suministro eléctrico.

Por otro lado, la generación eólica de *IPPs* no parece haber crecido tanto, pudiendo indicar dos posibilidades: que es más rentable producir con *PPAs* a través de la Ley 13-09, o que es más complicado conseguir un *PPP* para operar como un *IPP* comparado con producir mediante la Ley 13-09.

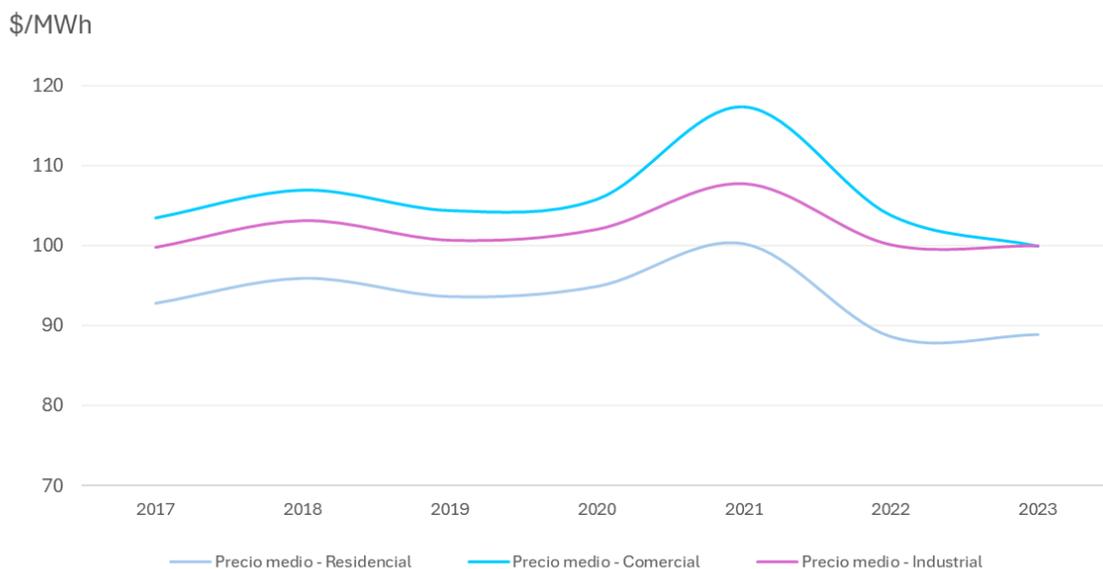


Figura 26. Evolución de los precios de la electricidad en Marruecos según el tipo de consumidor. [59]

Analizando el precio de la energía en el país, se puede observar en la Figura 26 que a pesar de haberse mantenido relativamente estable desde 2017, **el precio de la energía es considerablemente alto para clientes industriales y comerciales, especialmente si se compara con el posible coste que podría suponer un *PPA* renovable**. Según un informe de RES4Africa, en 2016 hubo una subasta para un parque eólico de 850MW que anunció

unos precios de 25-30\$/MWh [64], considerablemente menores que los 100\$/MWh que ofrecía la red eléctrica marroquí en 2023 a los consumidores industriales.

Además, se debe considerar que, como muestra la Figura 25, la mayoría de los nuevos desarrollos de energía renovable se están acogiendo a la Ley 13-09 vendiendo energía solamente a clientes industriales, lo que puede llevar a asumir **que al aumentar la oferta de PPAs en el país los precios podrían disminuir en el medio y largo plazo**. Adicionalmente, se podría asumir que esta nueva generación renovable más barata probablemente no reducirá los costes de la electricidad de la red a corto plazo al no poder vender su energía a ONEE, no permitiendo reducir el precio medio de la generación de la red.

4.3.4 ESTADO DE LA RED DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA EN TODA LA GEOGRAFÍA DE MARRUECOS

La red eléctrica de Marruecos tuvo un gran desarrollo en la década de 1990 con el objetivo de aumentar el acceso a la red eléctrica para todo el país, aumentando la tasa de electrificación rural desde un 18% en 1995 hasta un 99,7% en 2019.

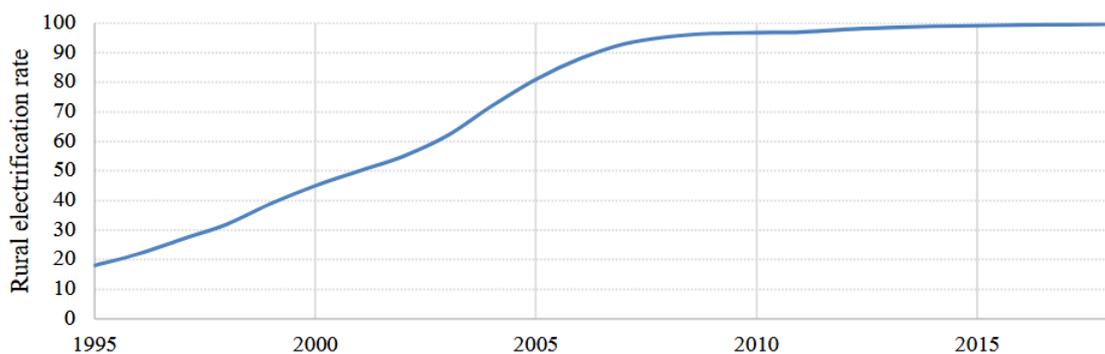


Figura 27. Evolución de la tasa de electrificación rural de Marruecos. [65]

Sin embargo, **la red está deteriorada y desactualizada**, causando que muchos proyectos renovables no puedan recibir la autorización de acceso a red, necesaria en el proceso de *permitting* al desarrollar un parque renovable. Además, en muchos casos ONEE debe recurrir a reducciones de demanda industrial en momentos de alta demanda para evitar saturar la red [64]. Este factor puede afectar enormemente al suministro de clientes

industriales a través de *PPAs* renovables acogidos a la Ley 13-09, ya que **la red puede no tener la capacidad suficiente** para suministrar la potencia necesaria entre el parque renovable y el consumidor industrial final.

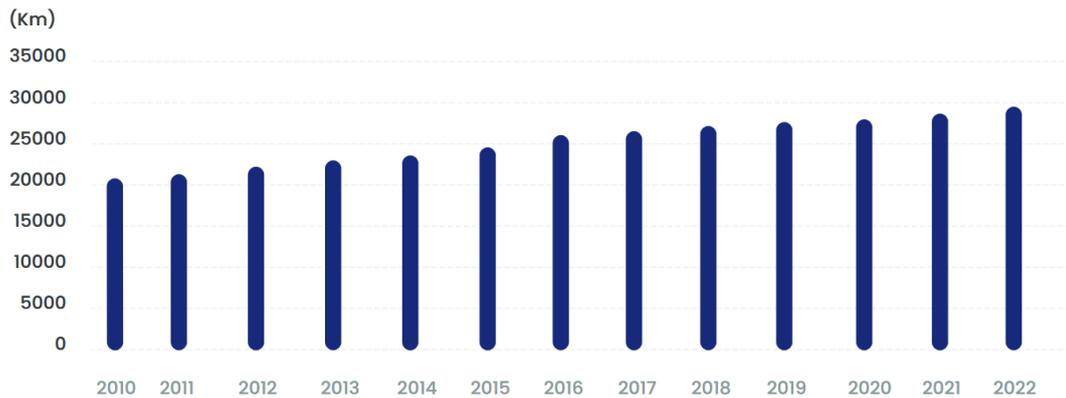


Figura 28. Longitud de la red de transporte de Marruecos. [63]

Adicionalmente, se puede observar en la figura que la longitud de la red de transporte no ha aumentado significativamente en los últimos años, mostrando que el desarrollo de la red puede no estar acompañando al crecimiento del sector renovable en el país, pudiendo afectar al desarrollo de estos parques a medio plazo debido a un posible congestionamiento de la red por falta de capacidad.

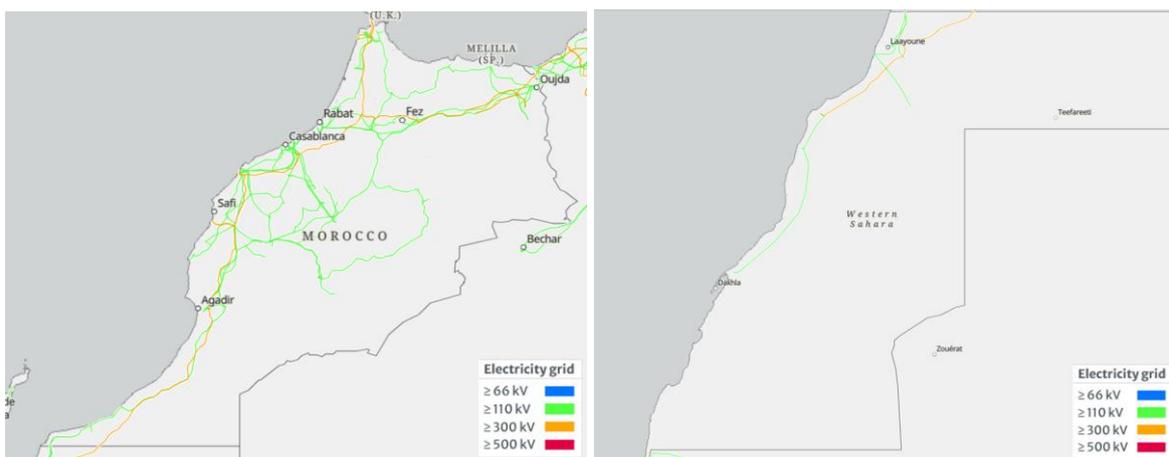


Figura 29. Estado actual de la red eléctrica de transporte en Marruecos (izq.) y en el Sáhara Occidental (dcha.). [56]

Se puede observar también que existe gran diferencia entre el desarrollo de la red eléctrica de transporte de Marruecos y del Sáhara Occidental. A pesar de ello, como muestra la Figura

29, la costa del Sáhara Occidental cuenta con red de transporte de alta tensión. Esto supone un factor favorable al desarrollo de un proyecto de gases renovables en el Sáhara Occidental que se alimente de energía eléctrica a través de un PPA renovable, ya que el emplazamiento probablemente estaría cerca de la costa al necesitar tener acceso a agua para la planta desalinizadora. Sin embargo, cabe destacar que, debido al reducido desarrollo de la red eléctrica en el Sáhara Occidental, los desarrolladores de parques de energía renovable en dicho territorio deberán pagar una tasa de refuerzo de la red [64].

4.4 CONTEXTO DEL DESARROLLO DE NEGOCIO DE ENERGÍA EN MARRUECOS

En esta sección se profundizará en el desarrollo de proyectos de gases renovables en Marruecos, centrándose en el funcionamiento del proceso de desarrollo y en el *pipeline* actual de proyectos en desarrollo en el país.

4.4.1 PROCESO DE DESARROLLO DE PROYECTOS DE GASES RENOVABLES EN MARRUECOS

Siguiendo la Oferta de Marruecos, detallada en la sección 4.2.2, todo inversor extranjero deberá llevar a cabo un proceso específico supervisado por la agencia MASEN para poder desarrollar proyectos de hidrógeno verde en Marruecos. En dicho proceso la agencia evaluará la propuesta de la empresa desarrolladora, entablando negociaciones entre ésta y el Estado marroquí para llegar a un acuerdo. El proceso es el siguiente:

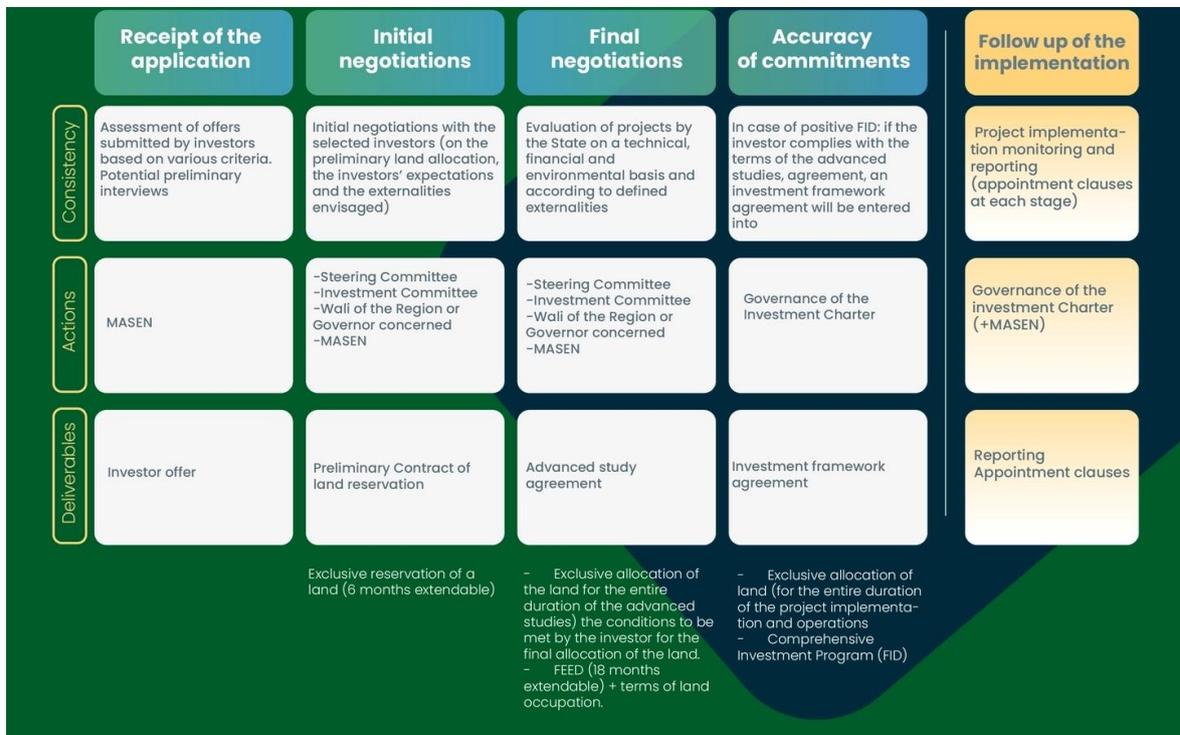


Figura 30. Resumen del proceso de desarrollo de un proyecto de amoniac verde en Marruecos. [66]

En caso de éxito, es decir, en caso de ser seleccionado como inversor por la MASEN, el desarrollador podrá disponer de parcelas de hasta 30.000 ha proporcionadas por el estado y a una serie de incentivos fiscales para favorecer la rentabilidad del proyecto.

Como puede observarse en la figura, el proceso de desarrollo establecido por la Oferta de Marruecos está muy alineado con las fases del proceso de desarrollo de un proyecto descritas en la sección 3.6, Viabilidad inicial, Pre-FEED, FEED y FID).

4.4.2 EMPRESAS DE DESARROLLO DE GASES RENOVABLES EN MARRUECOS

Como se ha detallado en secciones anteriores, Marruecos ha impulsado mucho la inversión extranjera para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y sus derivados, lo que ha dado lugar en los últimos dos años a un *pipeline* importante de proyectos actualmente en desarrollo.

En esta sección se detallarán los proyectos de los que actualmente se conoce que están en desarrollo con la información disponible sobre sus respectivas estructuras accionariales/tipo

de entidad jurídica. Esta información será de gran utilidad para entender qué tipo de estructura empresarial tienen los proyectos con inversión extranjera. Además, se empleará para el análisis de competencia en la sección 5.3.1.

Resumen del *pipeline* actual de proyectos de gases renovables en desarrollo en Marruecos:

Proyecto	Empresas involucradas	Producto	Capacidad de producción
Consortio ORNX	Ortus (EEUU), Acciona (España), Nordex (Alemania)	Amoniaco verde	N/A
Consortio Taqa y Moeve	Taqa (EAU), Moeve (España)	Amoniaco verde y combustibles sintéticos	N/A
Nareva	Nareva (Marruecos)	Amoniaco verde y combustibles sintéticos	N/A
ACWA	ACWA (Arabia Saudí)	Acero verde	N/A
UEG y China Three Gorges	UEG (China), China Three Gorges (China)	Amoniaco verde	N/A
AMUN	CWP Global (Australia)	Amoniaco verde	Fase 1: 2- 2,5 Mt/año, Fase 2: 2-2,5 Mt/año, Fase 3: 0,75-4 Mt/año
Chbika	TE H2 (JV entre TotalEnergies (Francia) y EREN (Francia)), Copenhagen Infrastructure Partners (Dinamarca), A.P. Moller Capital (Dinamarca)	Amoniaco verde	200.000 t/año
HEVO Ammonia Morocco	Fusion Fuel Green (Irlanda), Consolidates Contractors Company (EEUU)	Amoniaco verde	183.000 t/año
Programme Ammoniaque Vert Axe Tarfaya - Boucraa - Laayoune	JESA (JV entre OCP Group (Marruecos), Worley (Australia))	Amoniaco verde	Inicialmente: 1 Mt/año para 2027, llegar a 3 Mt/año para 2032

HydroJeel	OCP Group (Marruecos), INNOVX (Marruecos)	Amoniaco verde	100.000 t/año
Dahamco	Taqqa (EAU), AP Moller Capital (Dinamarca), Ornx Boujdour, OCP (Marruecos)	Amoniaco verde	1 Mt/año para 2031
Green Hydrogen Morocco	Energy China International Construction Group (China), Ajlan Bros (Arabia Saudí), Gaia Energy (Marruecos)	Amoniaco verde	1,4 Mt/año
Masen Green Hydrogen	MASEN (Marruecos)	Hidrógeno verde	10.000 t/año

Tabla 11. Resumen del pipeline actual de proyectos de gases renovables en desarrollo en Marruecos. [67] [68] [69] [70] [40] [71] [72] [73] [74]

Observando el *pipeline* actual de proyectos de gases renovables en Marruecos cabe destacar dos factores importantes. El primero es que la estructura de las empresas desarrolladoras es muy variada, habiendo consorcios entre empresas internacionales (como Taqa con Moeve), empresas locales como Nareva, *Joint Ventures* entre fondos de inversión y otras empresas de energía, etc. Esto indica que Marruecos ofrece **libertad a los inversores extranjeros** para la inversión en el país sin necesidad de tener que entrar en el país obligatoriamente de la mano de un socio local, **facilitando el proceso de internacionalización y haciendo la inversión más atractiva para empresas extranjeras.**

El segundo factor es que la gran mayoría de los proyectos de gases renovables actualmente en desarrollo son de **amoniaco verde**, indicando que se espera que exista una demanda real a medio y largo plazo tanto a nivel local como a nivel internacional. Muchos de estos proyectos están ideados para la exportación al mercado europeo.

Dado que actualmente no hay ningún proyecto de amoniaco verde operativo, aún no se puede determinar qué estructura empresarial es la óptima (consorcio, JV con socio extranjero o local, etc). A pesar de ello, observando el perfil y especialmente el tamaño de las empresas desarrollando los proyectos, se puede observar que la mayoría de las empresas desarrollando en solitario o en un consorcio con otra empresa son de gran tamaño y, por tanto, con gran

capacidad de inversión. En cambio, empresas de desarrollo de energía más pequeñas desarrollan de la mano de fondos de inversión y/o otras empresas más grandes.

En el Anexo II se encuentra una tabla completa con información adicional para cada proyecto en desarrollo actualmente en Marruecos.

4.5 CONCLUSIONES PRINCIPALES DE MARRUECOS COMO DESTINO PARA DESARROLLAR PROYECTOS DE GASES RENOVABLES

En esta sección se resumirán las conclusiones principales extraídas del análisis de Marruecos como país destino de internacionalización de una empresa española de desarrollo de gases renovables:

1. **El amoniaco verde indica ser el gas renovable idóneo para desarrollar en Marruecos.** El gran recurso solar y eólico para la generación de hidrógeno verde a gran escala, junto con la considerable demanda interna de amoniaco por parte de la industria de fertilizantes que busca dejar de depender de proveedores extranjeros, constituyen una gran oportunidad de producir amoniaco verde y abastecer esta demanda local a corto-medio plazo.
2. **El país cuenta con infraestructuras auxiliares que facilitan la producción y exportación de gases renovables.** Marruecos cuenta con una gran capacidad de desalinización que planea expandir en los próximos años, facilitando el acceso a recurso hídrico para la producción de hidrógeno verde. Además, se están desarrollando puertos de exportación de amoniaco verde para poder acceder a mercados internacionales en el medio plazo.
3. **La geografía de Marruecos le ofrece una posición privilegiada para exportar amoniaco verde a mercados exteriores.** La cercanía a Europa y a rutas marítimas principales da la capacidad a Marruecos de exportar amoniaco verde a mercados exteriores, especialmente el europeo, con mayor facilidad que otros *hubs* de gases renovables como Chile o Australia.

4. **El desarrollo de gases renovables cuenta con el apoyo administrativo del gobierno marroquí.** A través de iniciativas como la “Oferta de Marruecos”, el gobierno busca facilitar el desarrollo de proyectos a través de concesión de terrenos públicos, incentivos fiscales, etc, ofreciendo, en definitiva, apoyo administrativo a los proyectos de gases renovables en país, lo que puede aumentar el apetito inversor. A pesar de ello, la falta de transparencia en los procesos administrativos supone uno de los mayores riesgos para desarrollar un proyecto en el país.
5. **La región del Sáhara Occidental se posiciona como una zona atractiva para el desarrollo de amoniaco verde** debido a su recurso solar y eólico sobresaliente, a la gran disponibilidad de terreno para desarrollar energías renovables, y a los puertos de exportación de amoniaco verde actualmente en desarrollo en la región. Cabe destacar que la red eléctrica está menos desarrollada en la zona, lo que puede llegar a limitar la escala de los proyectos de gases renovables.
6. **La instalación no podrá abastecerse de la energía de la red sin un PPA.** Debido al *mix* energético muy poco renovable de la red marroquí, el proyecto no podrá alimentar su proceso industrial con energía de la red. Deberá abastecerse con su propio parque de generación renovable o a través de la red, pero mediante un *PPA* renovable. Sin embargo, debido a la congestión actual de la red, esta segunda opción puede llegar a no ser viable ya que puede haber limitantes de capacidad, fiabilidad de suministro, etc.

Capítulo 5. ANÁLISIS DE MERCADO

En este capítulo se realizará un estudio de mercado de los aspectos más relevantes del mercado de hidrógeno y amoníaco verde en Marruecos, analizando la demanda de gases renovables, sus posibles canales de comercialización, la competencia y los precios de venta.

Como se concluyó al final del capítulo 4, se evaluarán solamente el hidrógeno y el amoníaco verde debido a las sinergias que tienen los procesos de producción de estos gases renovables con las características de Marruecos.

5.1 ANÁLISIS DE LA DEMANDA

En esta sección se busca entender cuáles serían los posibles *off-takers* de un proyecto de producción de hidrógeno y/o amoníaco verde tanto a corto como a medio y largo plazo, de tal forma que en las siguientes secciones se puedan evaluar los distintos canales comercialización y precios de venta para llegar a esa demanda y determinar finalmente el modelo de negocio más viable.

Se distinguirá la demanda de hidrógeno y amoníaco verde según dos categorías principales: demanda interior y demanda exterior.

5.1.1 DEMANDA INTERIOR

El gran potencial de Marruecos relacionado con los gases renovables está siempre ligado con la exportación de estos productos a mercados exteriores como el europeo, pero como se ha visto en la sección 4.1.3, el país tiene una demanda interna considerable de productos como amoníaco, la cual puede llegar a ser cubierta con gases renovables. **Esta demanda interna puede favorecer la viabilidad económica de proyectos de gases renovables a corto plazo**, sin tener que esperar a que el mercado internacional de gases renovables madure y aumente la demanda. A continuación, se expondrán las distintas posibles demandas de

gases renovables a nivel local distinguiendo entre industria, transporte y generación eléctrica:

Industria

La industria de fertilizantes, formada esencialmente por el grupo OCP, cuenta con una demanda considerable de amoníaco. Analizando los resultados financieros del grupo de los últimos cuatro años, los cuales proporcionan el gasto en amoníaco y el precio medio de compra para cada año, así como las ventas de fertilizantes y su precio medio de venta, se obtiene lo siguiente:

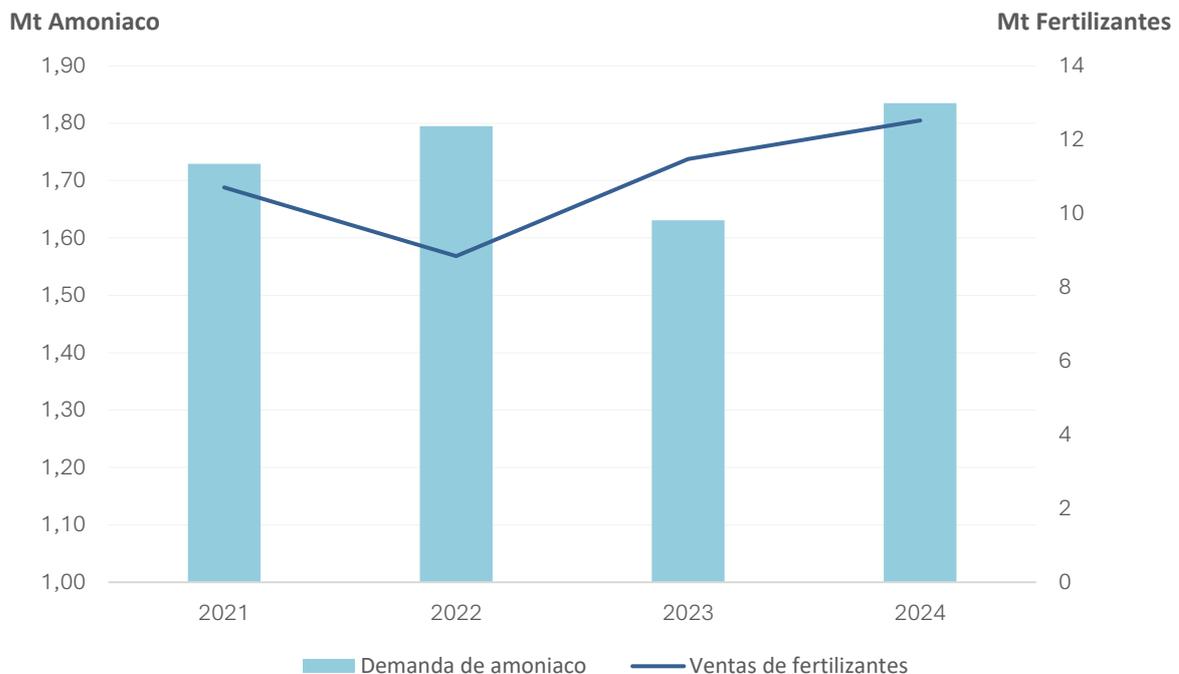


Figura 31. Histórico de la demanda de amoníaco y ventas de fertilizantes del grupo OCP. [75] [76] [32]

Como puede observarse en la Figura 31, la demanda de amoníaco de OCP se ha mantenido relativamente constante en torno a 1,7 millones de toneladas los últimos 4 años. Se puede comprobar también que las compras de amoníaco no son “perfectamente” proporcionales a la producción de fertilizantes. Esto se puede atribuir a un almacenamiento de parte del amoníaco comprado en 2022 para su posterior uso en 2023. Para el resto del análisis se asumirá un **factor medio de 6,2 toneladas de fertilizante (MAP/DAP) por cada tonelada de amoníaco.**

A pesar de que el grupo ha tenido un aumento en las ventas de fertilizantes relativamente constante, **OCP planea aumentar considerablemente la producción de fertilizantes a 20Mt en 2027 y a 28Mt en 2030** [75]. Asumiendo la proporción constante de 6,2 toneladas de fertilizante por cada tonelada de amoníaco, esto supondría **consumo esperado de amoníaco de 4,5 Mt en 2030**, aproximadamente, es decir, un aumento de casi un 250% con respecto al 2024. Asimismo, el grupo busca tener un **consumo de amoníaco verde de 3,1 Mt en 2032**. [75]

Empleando el estudio del *pipeline* de proyectos de amoníaco verde realizado en la sección 4.4.2, se procederá a hacer una estimación de la capacidad esperada en 2032 según el estado del desarrollo de los proyectos actualmente, de tal manera que **se pueda estimar la posible demanda de sin cubrir de amoníaco verde de OCP** en dicha fecha.

Dado que el hecho de que un proyecto esté en desarrollo no garantiza su construcción, se desestimarán los proyectos del *pipeline* que:

- Lleven 3 o más años en la fase de planificación inicial y en estudios de viabilidad (lo cual indica que el desarrollo del proyecto se encuentra estancado por distintas razones, significando que probablemente el proyecto no vaya a cumplir sus objetivos de fecha de inicio de operaciones).
- No ofrezcan una fecha concreta de puesta en marcha, indicando una falta de certidumbre del proyecto (al menos a corto plazo).

Con estos requisitos, se reduce el *pipeline* de proyectos a los siguientes:

Proyecto	Capacidad	Ubicación	Año previsto de puesta en marcha
HEVO Ammonia Morocco	183.000 t/año	Rabat	2026
Programme Ammoniaque Vert Axe Tarfaya - Boucraa - Laayoune	1 Mt/año	Tarfaya	2027
HydroJeel	100.000 t/año	Jorf Lasfar	2026
Dahamco	1 Mt/año	Dakhla	2031

Tabla 12. Pipeline sintetizado de proyectos de amoníaco verde en Marruecos.

En total, se puede estimar que se espera una capacidad de producción de unas 2,3 Mt de amoniaco verde para 2032. A pesar de ello, debe considerarse que la MASEN ha anunciado 5 proyectos recientemente, de los cuales se desconoce la fecha de puesta en marcha, la capacidad esperada y la ubicación, por lo que esta cifra se asumirá como un mínimo de capacidad esperada de producción de amoniaco verde para el 2032.

En resumen, la demanda de OCP para 2032 esperada de amoniaco verde es de unos 3,1 Mt, por lo que, considerando la capacidad de amoniaco verde esperada de 2,3 Mt, **existe aún una demanda sin cubrir de unas 800.000 t/año**. De nuevo, este valor puede cambiar en un futuro en cuanto se conozcan las capacidades de los proyectos anunciados este año (2025).

Cabe destacar que **el grupo OCP planea invertir en una nueva planta de producción de fertilizantes a través de Phosboucraa**, filial encargada de la explotación de la mina de fosfatos en Boucraa, a 100km de Laayoune. Esta nueva planta será parte de una expansión de capacidades de Phosboucraa a través de un programa de inversión entre 2021 y 2026. Dicha planta de producción se ubicará en la ciudad costera de Laayoune, al norte de la región del Sáhara Occidental, y planea tener una **capacidad de producción de fertilizantes MAP (fosfato mono-amónico) y DAP (fosfato di-amónico) de 1Mt/año**.

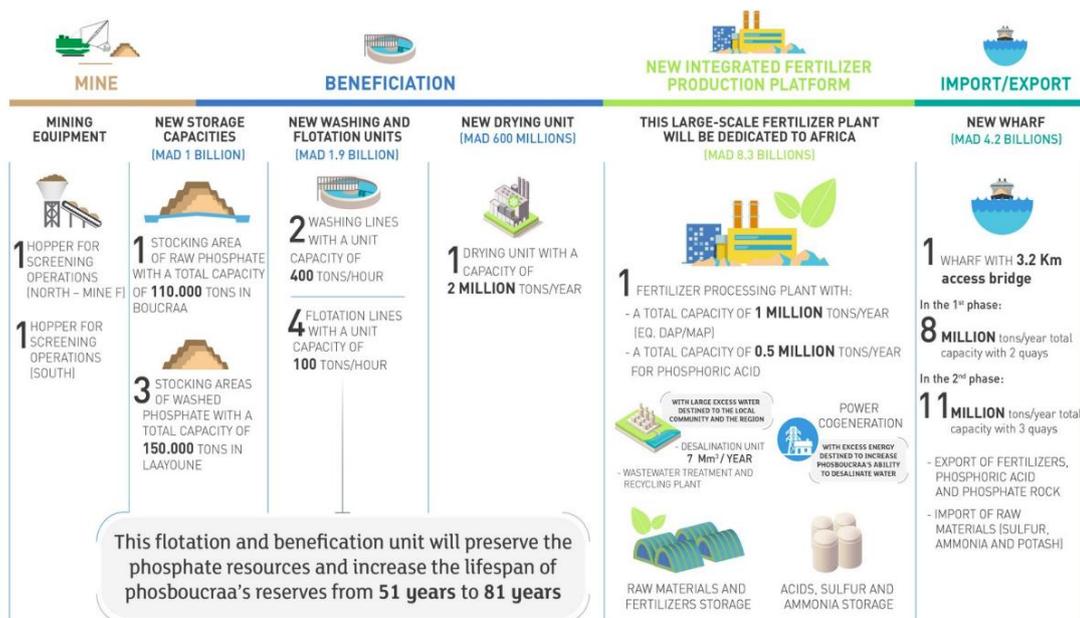


Figura 32. Plan de expansión de capacidades de producción de Phosboucraa. [41]

Esta capacidad de 1Mt/año de fertilizantes supondría aproximadamente una **demanda de amoniaco de 161.000 toneladas/año**. Nótese, además, que ni en el *pipeline* sintetizado de la Tabla 12 ni en el *pipeline* completo (Anexo II) se conocen proyectos actualmente en desarrollo para la región de Laayoune. Esta ubicación, junto con esta demanda local y la posibilidad de exportación de amoniaco a través del puerto que se planea instalar, **puede suponer un lugar idóneo para la evaluación de un proyecto de amoniaco verde en Marruecos**. Se evaluará esta posibilidad en la sección 6.1.

A largo plazo (2040-2050), según la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde del Reino de Marruecos, se estima una demanda local de amoniaco verde de entre 2,5 y 3,8 Mt [48], indicando un crecimiento reducido en la demanda de Marruecos de amoniaco verde aparte de la demanda ya esperada por parte de la industria de fertilizantes.

La otra industria a nivel local que podría suponer una demanda considerable de gases renovables, en concreto de hidrógeno verde, es el refino de crudo. Marruecos contaba con una refinería en Mohammedia con una capacidad de refino de unos 200.000 barriles/día. Dicha refinería empleaba procesos de hidrot ratamiento que requerían hidrógeno, lo cual se podría haber considerado como una posible demanda de hidrógeno verde. A pesar de ello, la refinería cerró en 2022. Aunque haya fuentes gubernamentales que valoran la reapertura de la refinería, **no se analizará ni se considerará esta demanda debido a la reducida probabilidad de puesta en marcha**.

Transporte y generación eléctrica

Siguiendo la ya mencionada Hoja de Ruta del Hidrógeno, a corto plazo (2030) se espera una demanda de hidrógeno verde para el transporte de entre 15.000 y 42.000 toneladas/año. En 2040 se espera una demanda de entre 60.000 y 130.000 toneladas/año, y en 2050 entre 75.000 y 270.000 toneladas/año. Como puede observarse, **esta demanda interna es considerablemente menor que la de amoniaco verde tanto a corto como a largo plazo, por lo que también se desestimará**.

En cuanto a la generación eléctrica, según la misma Hoja de Ruta se espera que el hidrógeno verde se emplee como medio de almacenamiento de energía para amortiguar la variabilidad

de las energías renovables. Esta demanda se considerará casi despreciable, ya que a corto plazo 2030 se espera una demanda de 6.000 toneladas y a largo plazo (2050) entre 18.000 y 30.000 toneladas, de nuevo **un valor muy reducido comparado con la demanda de amoníaco verde a nivel interno.**

5.1.2 DEMANDA EXTERIOR

Aunque puede que a largo plazo (de 2050 en adelante) exista una demanda establecida de hidrógeno y amoníaco verdes repartida por todo el mundo, **este análisis se centrará en la demanda en Europa**, un mercado que cuenta con objetivos de descarbonización más claros y serios que otros posibles mercados internacionales, y por tanto con una demanda de estos gases renovables algo más predecible a corto y medio plazo. Además, como muestra la siguiente figura, Europa apunta a ser la región que más gases renovables importará a nivel mundial, convirtiéndole en el mercado más interesante para proyectos de exportación de gases renovables:

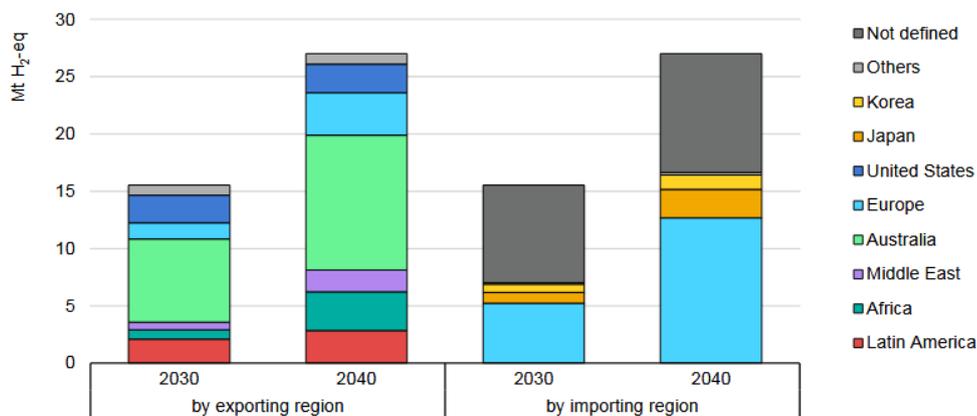


Figura 33. Importaciones y exportaciones de gases renovables por región basadas en proyectos anunciados a 2030-2040. [77]

Finalmente, cabe destacar que la cercanía a Marruecos convierte a Europa en el mercado de exportación más atractivo, aportando una posible ventaja competitiva a los proyectos exportadores de gases renovables al poder ofrecer menores tiempos de entrega y menores costes de transporte.

A continuación, se analizará la demanda esperada en Europa en el horizonte 2030-2050 de hidrógeno y amoniaco verdes.

Demanda europea de hidrógeno verde

Europa consumió en torno a 7,9Mt de hidrógeno en 2023 (hidrógeno gris la gran mayoría), siendo despreciable la cantidad importada, es decir, que Europa actualmente produce en esencia todo el hidrógeno que consume. El 57% se destina al refino de petróleo, el 25% a la producción de amoniaco y el resto a otros usos de la industria química.

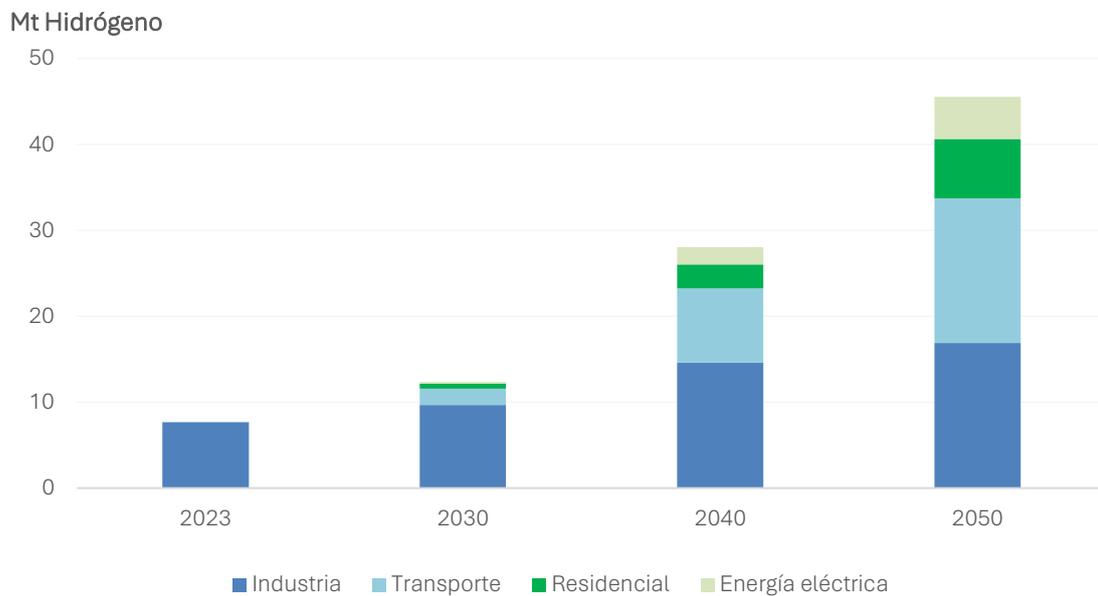


Figura 34. Pronóstico de la demanda de hidrógeno en Europa por sector. [78]

Como se puede observar en la figura, la demanda de hidrógeno a futuro aumentará considerablemente en Europa en el horizonte 2030-2050, manteniéndose **el sector industrial como el principal consumidor, y siendo el sector de transporte el de mayor crecimiento** hasta alcanzar una demanda similar a la de la industria en 2050.

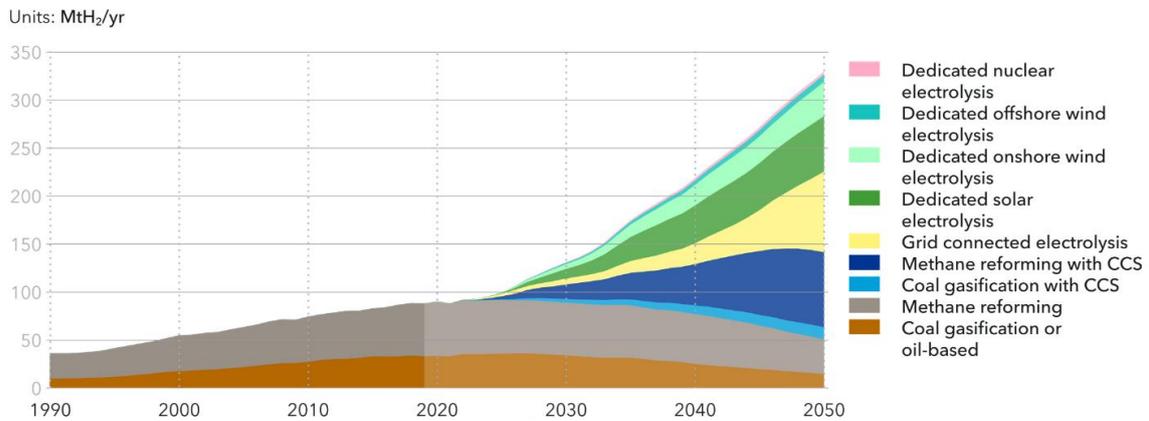


Figura 35. Pronóstico de la demanda de hidrógeno verde según el método de producción. [79]

Además, como muestra la Figura 35, según DNV la demanda de hidrógeno verde supondrá entre un 32% y un 57% del total a nivel mundial, dependiendo del *mix* renovable de la red. Asumiendo que Europa contará con esta misma proporción de hidrógeno verde en su demanda de hidrógeno total (aunque probablemente tenga una mayor proporción de hidrógeno verde que la media mundial), **la demanda europea de hidrógeno verde estará entre 8,6Mt y 11,4Mt en 2040, y 14,6Mt 26Mt en 2050.**

Dado que el objetivo de este análisis es entender la demanda de importación de hidrógeno y amoniaco verdes en Europa, mirando los métodos de transporte de hidrógeno, o, dicho de otra manera, sus vectores, se puede ver cómo **el amoniaco es el vector preferido por los desarrolladores para comerciar con hidrógeno verde y sus derivados:**

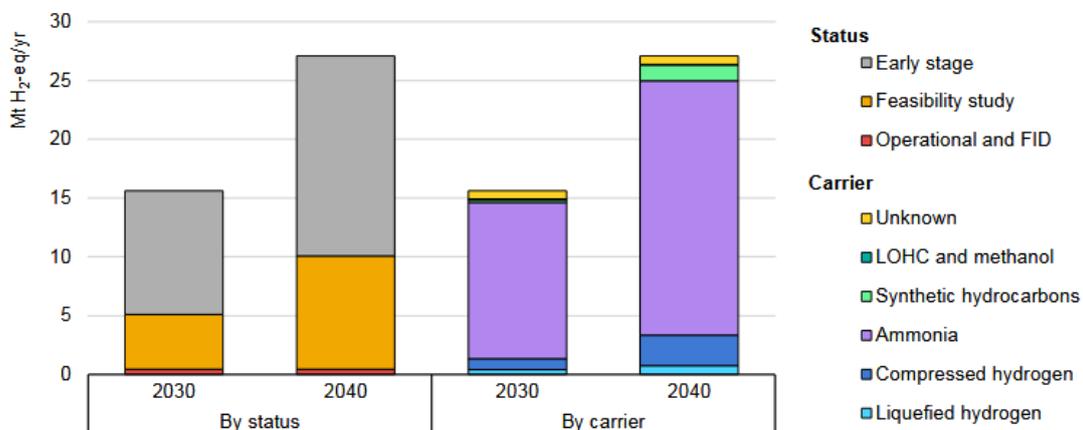


Figura 36. Comercio de hidrógeno de bajas emisiones según su estado de desarrollo y portador. [77]

Es decir, aunque exista una gran demanda final de hidrógeno verde en Europa especialmente a partir de 2040, **el producto con el que se comercializará en los mercados internacionales será en su mayoría amoniaco verde**. Se procederá, por tanto, a comprender la demanda europea de este derivado del hidrógeno verde.

Demanda europea de amoniaco verde

Europa, incluyendo países no miembros de la UE, importó alrededor de 3,8 Mt de amoniaco anhidro en 2024, siendo Bélgica, Noruega y Francia los principales importadores:

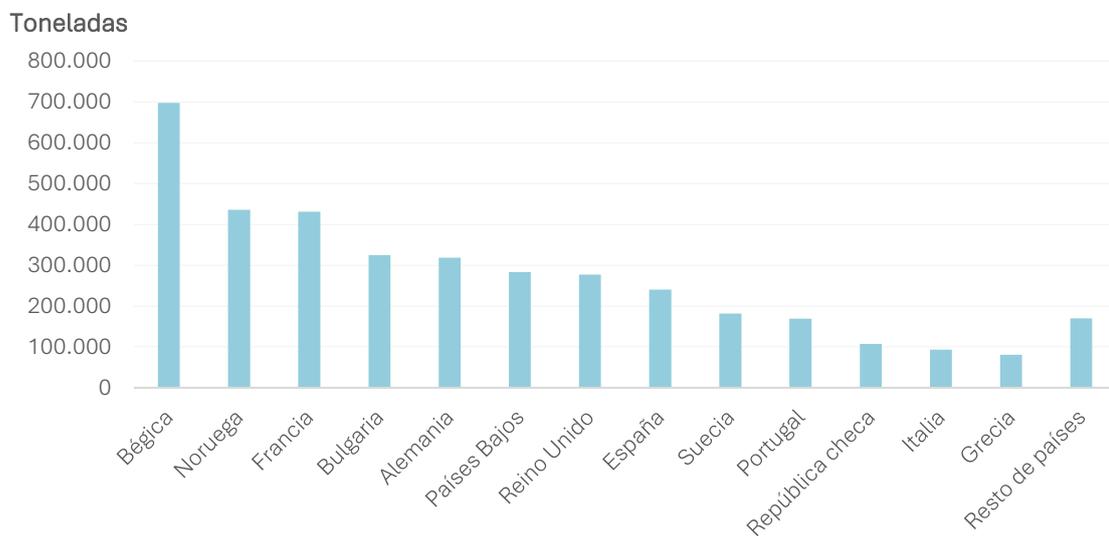


Figura 37. Importaciones de amoniaco anhidro por país de Europa en 2024. [80]

El uso principal de este amoniaco es la producción de fertilizantes, abarcando en torno al 70% del consumo [81]. El resto se emplea en diversos usos de la industria química como la producción de químicos basados en nitrógeno, como refrigerante en sistemas de aire acondicionado y refrigeración o como neutralizador de ácidos en el refinado de petróleo, por ejemplo.

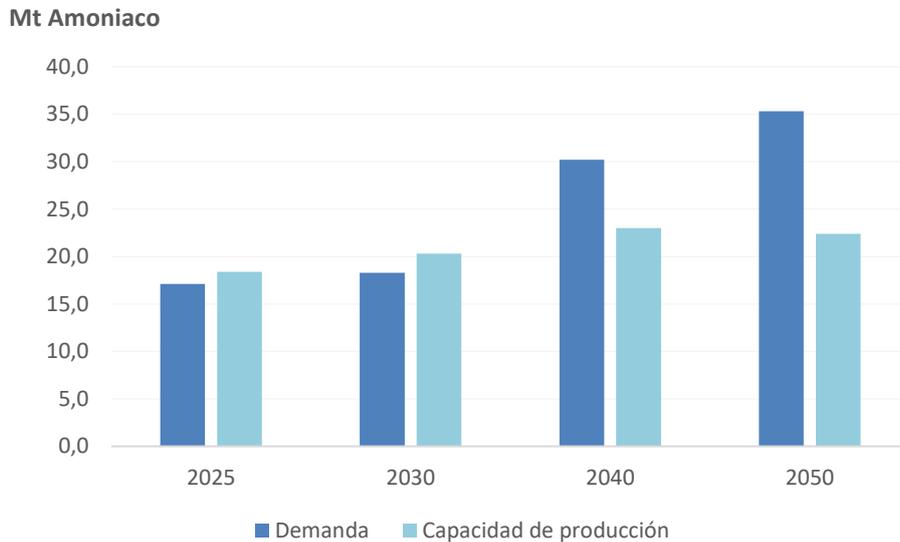


Figura 38. Predicción de la capacidad de producción y demanda de amoniaco en Europa. [82]

Como muestra la figura, la demanda de amoniaco en Europa crecerá notablemente hacia 2050, mientras que las capacidades de producción se estancarán en unas 22 Mt, indicando que **el continente dependerá de importaciones para abastecer su demanda a partir de 2040**. Concretamente, **en 2040 las importaciones supondrán un 24% de la demanda y un 36,5% en 2050**.

Evaluando la proporción de amoniaco verde en esa previsión de la demanda a futuro, existe una gran diferencia entre fuentes. IRENA presenta dos posibles escenarios: escenario según políticas anunciadas y escenario 1.5°C, el cual asume un crecimiento gradual en la demanda global de amoniaco hasta las 688 Mt en 2050 y una adopción del amoniaco verde como vector de hidrógeno y combustible marítimo:

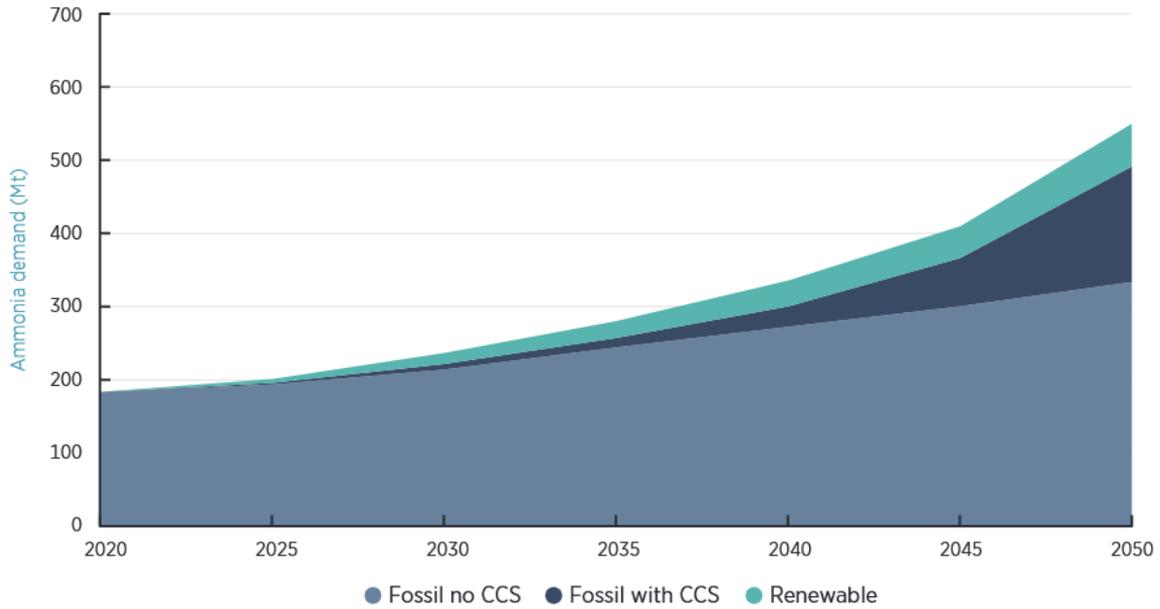


Figura 39. Predicción de la demanda global de amoniaco por método de producción, escenario según políticas anunciadas. [83]

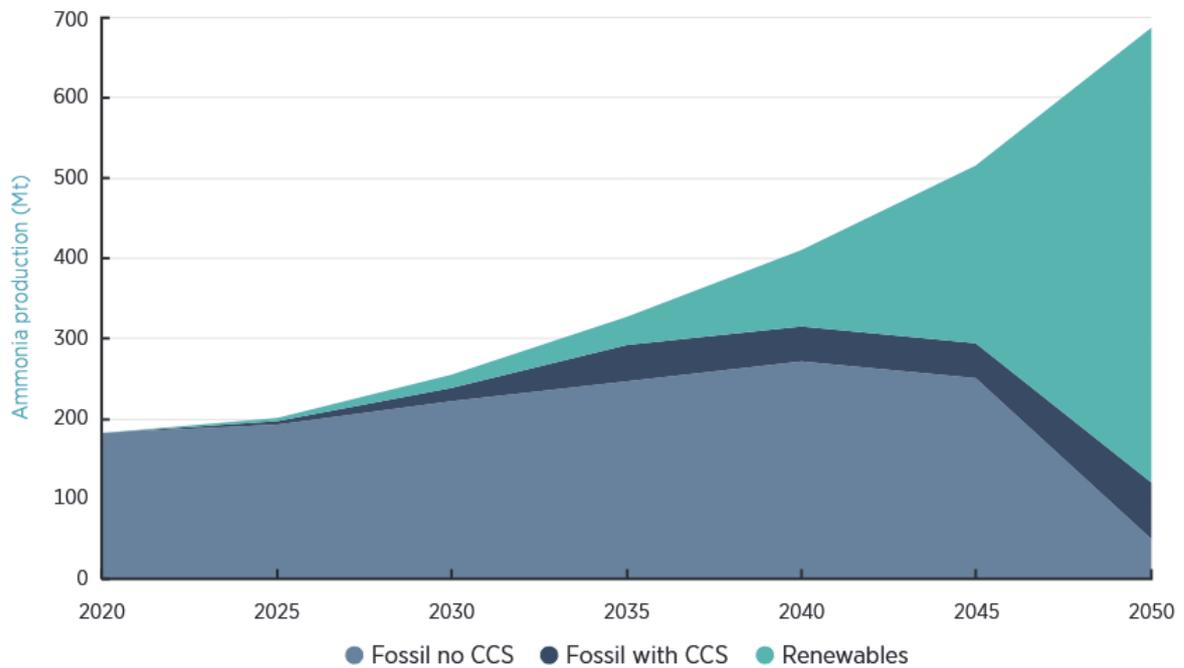


Figura 40. Predicción de la demanda global de amoniaco por método de producción, escenario 1,5°C. [83]

Nótese que la categoría *Fossil no CCS* se refiere a amoniaco gris, *Fossil with CCS* se refiere a amoniaco azul y *Renewables* hace referencia a amoniaco verde.

Según S&P Global, se estima que Europa importará 24Mt de amoniaco verde en 2040 y 31Mt en 2050 [84]. Dado que este valor es considerablemente mayor a la cantidad esperada que importará Europa mostrada en la Figura 38 (unas 7Mt en 2040 y 13Mt en 2050), se procederá a hacer una estimación de la demanda de amoniaco verde en Europa con las dos fuentes presentadas anteriormente ([82], [83]) para obtener un valor intermedio de demanda europea de amoniaco.

Se extrapolará la proporción según el método de producción de amoniaco por escenario ([83]) de acuerdo con la demanda esperada de amoniaco en Europa ([82]). Se asumirá, por tanto, que Europa contará con la misma proporción de consumo de amoniaco verde que el resto del mundo, a pesar de que probablemente Europa demande amoniaco verde en mayor proporción que la media mundial. Los valores calculados aportarán por tanto un punto de partida de la demanda de amoniaco verde en Europa.

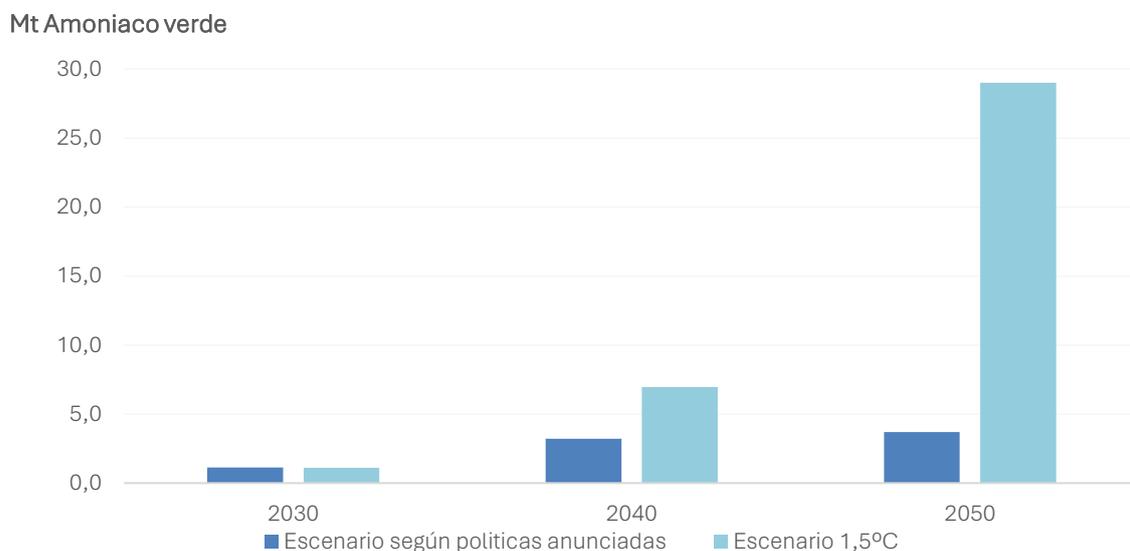


Figura 41. Estimación de la demanda total de amoniaco verde en Europa hacia 2050. Elaboración propia.

Como se puede observar en la figura, la demanda de amoniaco verde varía mucho entre escenarios, especialmente hacia 2050 (3,7 vs. 29 Mt). Dado que lo que se está analizando en esta sección es la demanda de importación de amoniaco verde en Europa, aplicando las proporciones de importaciones con respecto a la demanda calculadas previamente para los años 2040 y 2050, se puede estimar que en términos netos Europa importará entre 770kt y

1,68Mt en 2040, y entre 1,35Mt y 10,59 Mt en 2050, según los dos escenarios considerados. Considerando este resultado y los valores de importación de amoníaco verde ofrecidos por S&P Global, se puede decir que **Europa importará entre 1,2 y 24 Mt de amoníaco verde en 2040 y entre 6 y 31 Mt en 2050.**

Habiendo analizado a alto nivel las demandas de hidrógeno y amoníaco verde hacia 2030-2050, se procederá a comprender el perfil de las empresas en concreto que demandan estos gases renovables, conocidos también como los *off-takers* de los proyectos. A pesar de que actualmente existe una demanda reducida de gases renovables, ya existen empresas que han mostrado interés de compra de gases renovables.

En el Anexo III se muestra una lista del registro de las compraventas de amoníaco e hidrógeno renovables elaborado por la IEA en su informe global de hidrógeno del 2024. Las empresas compradoras se distribuyen por sector de la siguiente manera:

Sector de la empresa importadora	Proporción sobre el total	Gas renovable importado
Commodity trading	17%	Amoníaco verde
Transporte	6%	Gasolina sintética
Industria química	11%	Amoníaco verde
Generación eléctrica	22%	Amoníaco e hidrógeno verde
Fertilizantes	39%	Amoníaco verde
Fabricación de metacrilatos	6%	Amoníaco verde

Tabla 13. Sectores de los *off-takers* actuales de gases renovables en 2024. [77]

Como muestra la tabla, **casi el 40% de las empresas que han firmado un acuerdo de off-take de gases renovables pertenecen al sector de producción de fertilizantes.** Por otro lado, los sectores de *commodity trading* y generación eléctrica suponen los siguientes dos sectores más interesados en la compra de este producto. Cabe destacar que los *off-takers* del sector de generación eléctrica son en su mayoría japoneses y ninguno europeo, por lo que se desestimará este sector para la demanda europea.

Aparte del perfil de empresas que actualmente han firmado un acuerdo de *off-take*, existen también otras posibles demandas a futuro que podrían demandar hidrógeno/amoniaco verde. Por ejemplo, existen compañías petroleras como BP o Aramco que están desarrollando proyectos de cracking de amoniaco en Europa para importar hidrógeno verde, empleando amoniaco como vector, para descarbonizar sus procesos de hidrotreatmento en las refinerías. En el Anexo IV se muestra una lista de todos los proyectos de *cracking* de amoniaco actualmente en desarrollo en Europa según la IEA.

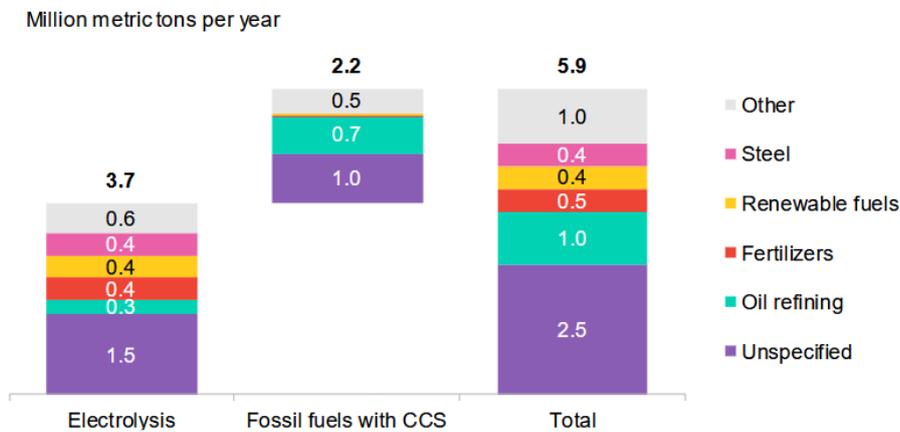


Figura 42. Suministro anual de hidrógeno bajo en carbono en negociaciones de *off-take* con compradores europeos, por uso final y método de producción. [85]

Como muestra la figura, los sectores que más hidrógeno verde demandan en Europa son principalmente el refino de petróleo y la producción de fertilizantes.

En conclusión, se considerarán los sectores de **producción de fertilizantes y de commodity trading** como los dos *off-takers* europeos potenciales con mayor posible demanda a futuro, aunque se tendrán en cuenta también otros sectores industriales como el refino de petróleo que demandarán a futuro hidrógeno a través del amoniaco como vector de comercio.

Ubicación de la demanda

Para poder evaluar la demanda europea, también es importante conocer **qué parte de esta demanda es accesible para un proyecto de exportación desde Marruecos**, es decir, qué parte de la demanda tiene terminales portuarias de importación de amoniaco.

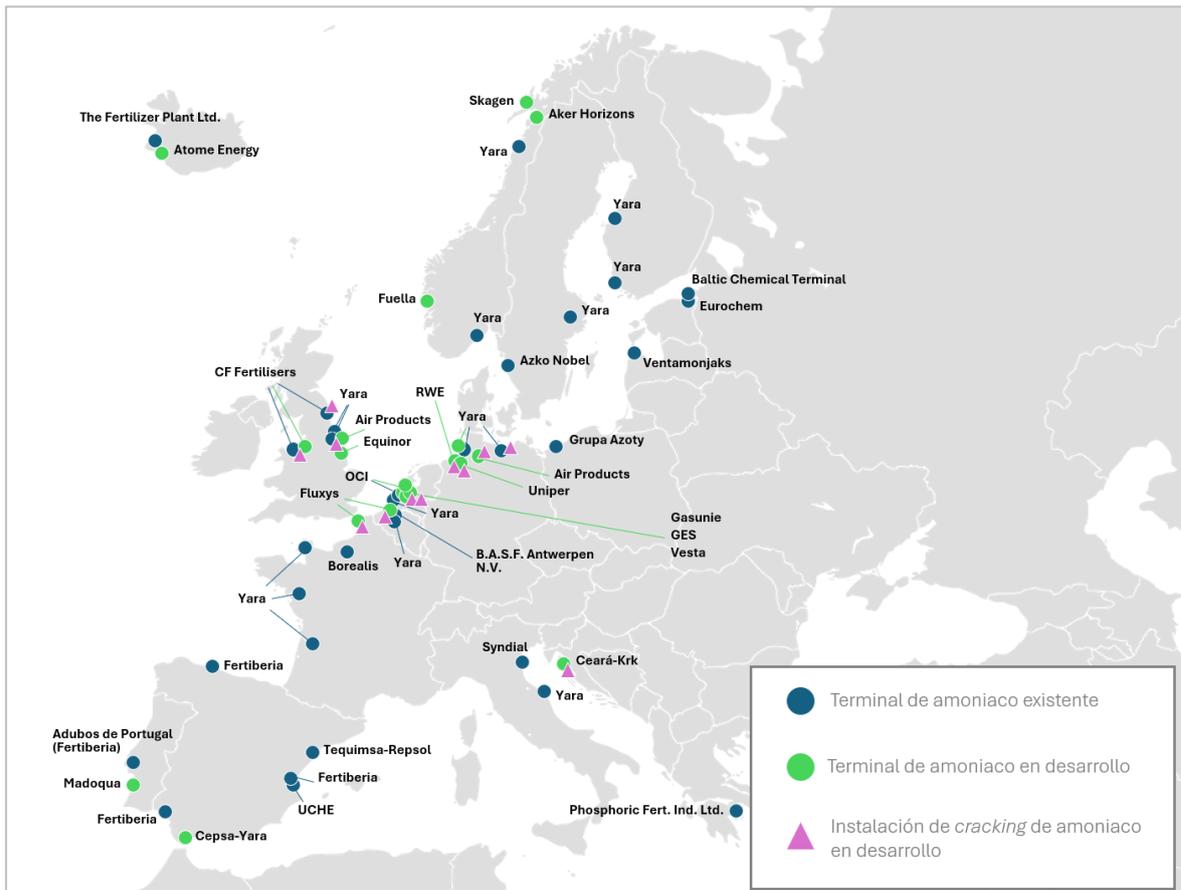


Figura 43. Ubicación de las terminales de amoniaco existentes y en desarrollo. Elaboración propia, [86]
[87]

Como muestra la figura, el grueso de la capacidad portuaria de comercio con amoniaco se encuentra en la región del noroeste de Europa, destacando Bélgica, Países Bajos, Alemania y Reino Unido como los países con mayor capacidad. Además, se puede apreciar también cómo la mayoría de las terminales pertenecen a compañías de fertilizantes, destacando Yara como el actor principal en Europa. En el Anexo IV se muestra una lista de todas las terminales de amoniaco en desarrollo en Europa con sus respectivas capacidades.

Aparte de las terminales existentes, existe también un *pipeline* importante de proyectos portuarios de importación de amoniaco con perspectivas de puesta en operación antes de 2030, destacando una **importante concentración de dichas futuras terminales en Bélgica, Países Bajos y Alemania**. Además, en esas mismas regiones, especialmente en Amberes, Hamburgo y Róterdam, se encuentra la mayoría de los proyectos de *cracking* de amoniaco

actualmente en desarrollo en Europa, concentrando aún más la demanda de importación de gases renovables en Europa.

Se puede concluir, por tanto, que especialmente a partir de 2030 la demanda de importación de amoníaco verde se concentrará en esos tres países. Con ello, se asumirá que las empresas de **producción de fertilizantes y de trading y distribución de amoníaco** con presencia en esos países serán los **off-takers que más interés pueden mostrar** en un proyecto de **exportación de amoníaco verde desde Marruecos**, siendo **Yara el principal productor de fertilizantes** en la región con fábricas en los tres países y **Trammo como el trader y distribuidor más importante**. [88]

5.2 ANÁLISIS DE POSIBLES CANALES DE COMERCIALIZACIÓN DE GASES RENOVABLES

En esta sección se analizarán los medios a través de los cuales un proyecto de producción de hidrógeno y amoníaco verde pueden llegar a su demanda final, ya sea dentro de Marruecos o en Europa, evaluando las implicaciones técnicas y de costes que cada una podría suponer.

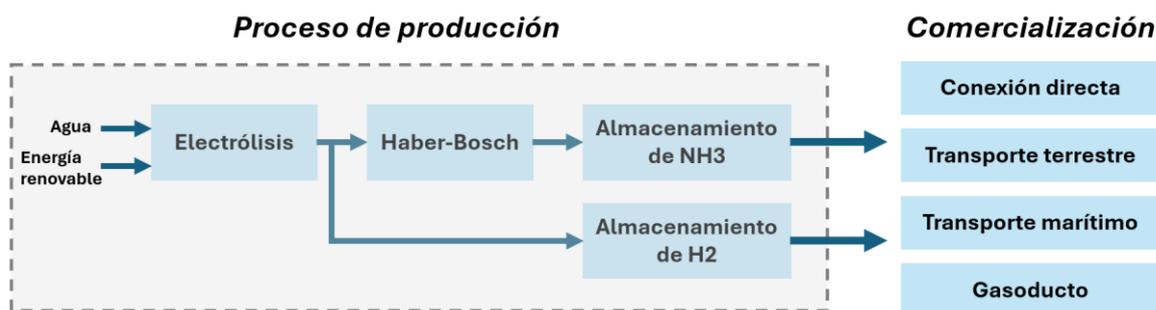


Figura 44. Esquema del proceso de producción y comercialización. Elaboración propia.

Se partirá de la base de que el proceso de producción será el mismo (desde la electrólisis hasta el almacenamiento del gas renovable), independientemente del canal de comercialización final.

5.2.1 CONEXIÓN DIRECTA

Este medio aplicaría únicamente en el caso en el que la instalación de producción de amoníaco/hidrógeno verde se encuentre en el mismo emplazamiento que la demanda, por lo que se considerará únicamente para la demanda interna marroquí. Por ello, dado que únicamente se ha identificado una demanda interna de amoníaco y no hidrógeno, se considerará únicamente una conexión directa a una demanda de amoníaco, en concreto una planta de producción de fertilizantes.

Para hacer una estimación del coste de dicha conexión, se partirá de los siguientes supuestos:

- El tanque de almacenamiento de la instalación de producción de amoníaco verde se encuentra a menos de 500m de la demanda, en concreto el tanque de almacenamiento de amoníaco de la planta de fertilizantes.
- Se tiene control sobre el terreno, por lo que éste no se considerará como un coste relevante.
- La conexión será mediante tubería aérea (no enterrada).
- Se considerarán condiciones de temperatura extremas, estando la tubería sometida a exposición solar constante, por lo que se considerará un aumento del 5-10% en el coste debido a necesidad de juntas de expansión, soportes móviles, etc.

Para calcular el diámetro de la tubería se asumirá una demanda de unas 150.000 toneladas/año de amoníaco anhidro con un caudal constante y una densidad del amoníaco de unos 682kg/m³ (temperatura ambiente a 5-10 bar de presión). El caudal anual será, por tanto:

$$Q = \frac{150.000.000 \text{ kg/año}}{682 \text{ kg/m}^3} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días} \cdot 24 \text{ h} \cdot 3600 \text{ s}} \approx 7 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s} \quad \text{Ecuación 6}$$

Asumiendo un flujo continuo a una velocidad típica para amoníaco líquido en tuberías industriales (entre 0,5 y 2 m/s, se asumirá 1m/s), se puede obtener el diámetro de la tubería:

$$Q = A \cdot v \Rightarrow A = \frac{Q}{v} = \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2 \Rightarrow D = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v}} = 0,0944m \approx 100mm \quad \text{Ecuación 7}$$

Con esta información, se puede estimar un coste para la conexión directa con una tubería de unos 300m:

Concepto	Coste aproximado (€/m)	Coste total aproximado (€)
Tubería DN150 SCH 40 (154.1 mm de diámetro interior)	650-900	200.000 - 270.000
Soportes metálicos y cimentación	90-140	27.000 - 42.000
Válvulas y accesorios	100-180	30.000 - 54.000
Aislamiento térmico, instrumentación, juntas de expansión, etc	50-150	15.000-45.000
Estación de bombeo	-	20.000 - 45.000
Sistemas de seguridad (detección de fugas, señalización, protecciones exteriores, etc)	-	8.000-20.000
Mano de obra	-	30.000 - 50.000
TOTAL		330.000-526.000

Tabla 14. Desglose de costes aproximados para una conexión directa con la demanda.

Como muestra la tabla, el coste total de una conexión directa a través de una **tubería de 300m costaría alrededor de 400.000€**, suponiendo esencialmente un **coste fijo** con un coste de operación despreciable por tonelada de amoniaco transportada.

5.2.2 TRANSPORTE TERRESTRE

El transporte terrestre es una opción de comercialización de amoniaco y/o hidrógeno verde para demanda interna que no se encuentre en el mismo emplazamiento que la instalación de

producción, o lo suficientemente lejos como para que no compense transportar los gases renovables por tubería.

Existen esencialmente dos opciones para transportar amoníaco y/o hidrógeno por tierra: camión cisterna o tren de transporte de mercancías. Dado que Marruecos no cuenta con una red de ferrocarril en los territorios al sur de Marrakech, incluyendo el Sáhara Occidental, se analizará únicamente el transporte por camión cisterna. Además, como ya se ha mencionado, dado que Marruecos no cuenta actualmente con una demanda relevante de hidrógeno, sólo se considerará el transporte de amoníaco por camión cisterna.

Para transportar amoníaco anhidro es necesario un camión cisterna de carga de gas comprimido del tipo MC-331, capaz de soportar presiones de entre 7 y 35 bar, con una capacidad de hasta 75.000 litros, o alrededor de 50 toneladas de amoníaco [89].

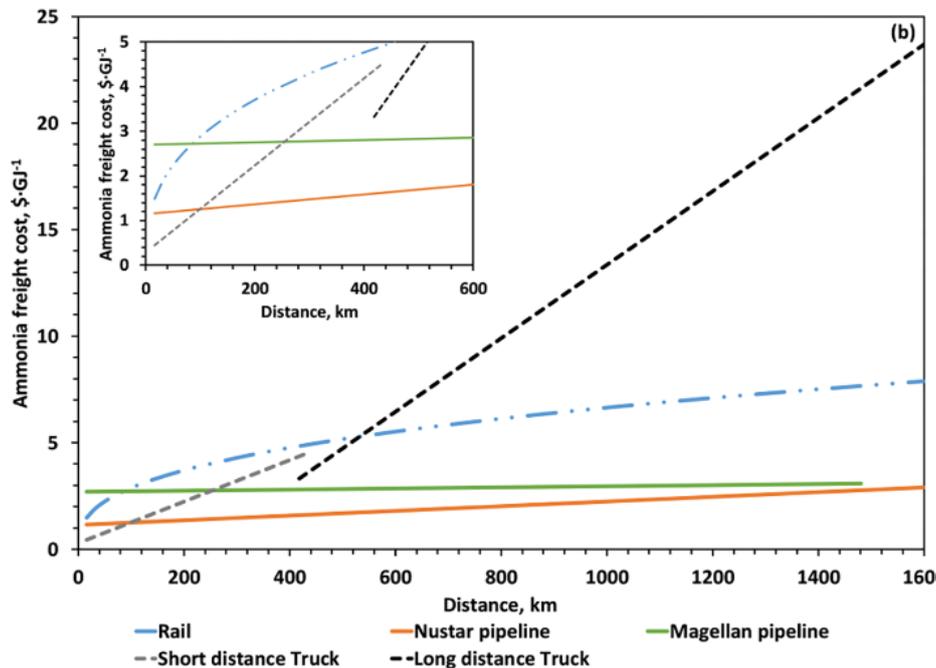


Figura 45. Coste de transporte de amoníaco según el medio de transporte terrestre. [90]

Como muestra la figura, para largas distancias el por camión supone el medio de transporte de amoníaco más caro. Analizando el caso de Marruecos, asumiendo que la instalación de producción de amoníaco verde se encuentra en la ciudad de Laayoune, al norte del Sáhara

Occidental, y la demanda está en Safi o Jorf Lasfar, a 900 y 1000km por carretera, respectivamente, el coste asociado al transporte del amoniaco estaría en torno a 13\$/GJ, o unos 260 €/tNH₃.

5.2.3 TRANSPORTE MARÍTIMO

El transporte marítimo es una de las dos posibles opciones para exportar gases renovables a demandas que se encuentren lejos del emplazamiento de producción de éstos. Aunque este método de transporte se centrará especialmente en el mercado europeo, se considerará también la posibilidad de transportar amoniaco verde por vía marítima hasta una de las dos concentraciones de demanda en Marruecos, Safi y Jorf Lasfar, donde OCP cuenta con sus dos mayores plantas de producción de fertilizantes. Se comparará el coste de esta vía con el transporte terrestre con camión.

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, el amoniaco cuenta con una mayor densidad volumétrica que el hidrógeno y un punto de ebullición mucho más elevado, siendo más sencillo de mantener en estado líquido. Por ello, los costes de transporte marítimo son mucho menores para el amoniaco:

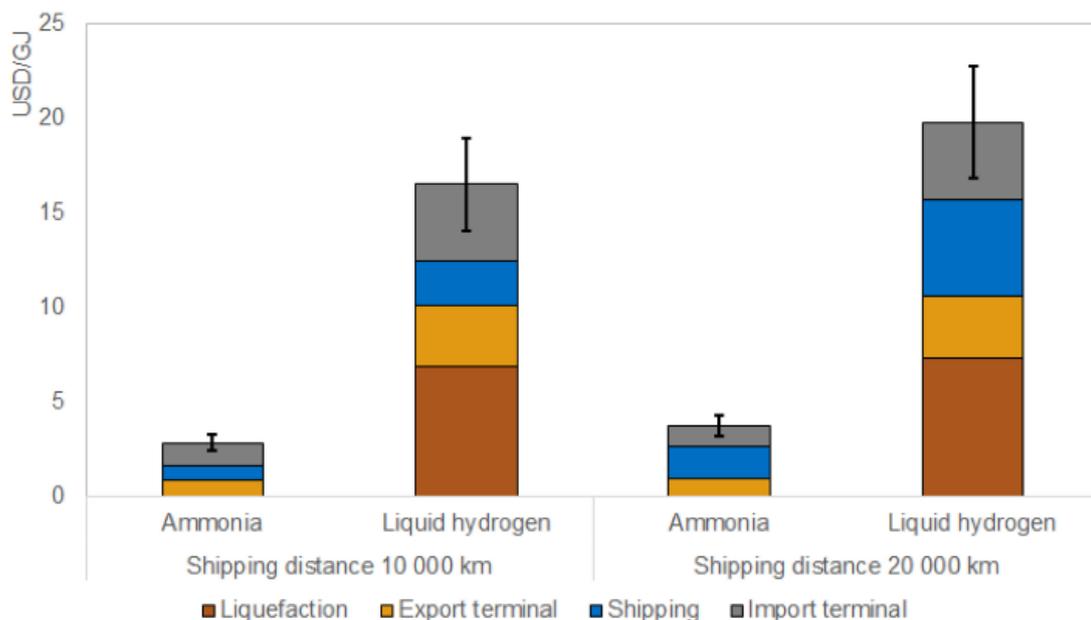


Figura 46. Costes de transporte marítimo de amoniaco e hidrógeno. [16]

De hecho, como ya se ha mostrado en la Figura 36, la gran mayoría de proyectos de exportación de gases renovables actualmente en desarrollo están eligiendo el amoniaco como vector de transporte, por lo que no se evaluará la opción de transporte de hidrógeno por vía marítima en este trabajo.

Según la IEA, **el transporte marítimo del amoniaco por una ruta de 10.000km supone un coste de entre 40 y 60€/tonelada**, de los cuales tres cuartos van asociados a la gestión del amoniaco en las terminales de importación y exportación como muestra la Figura 46.

Para el 25% restante asociado al transporte en sí del amoniaco, asumiendo una distribución lineal entre la distancia recorrida y coste por el transporte (“*shipping*” en la figura), dado que **los mercados europeos principales se encuentran a unos 3.500km del Sáhara Occidental**, los costes totales de transporte serían menores, quedándose en unos **34-50 €/tNH₃** aproximadamente.

Finalmente, analizando el supuesto mencionado previamente de transporte de amoniaco desde el Sáhara Occidental hasta Safi o Jorf Lasfar, los cuales están a unos 700 y 800km por vía marítima, respectivamente, el coste asociado al transporte sería de unos **31-46 €/tNH₃**, haciéndolo un **medio de transporte mucho más barato que transporte terrestre con camión** (unos 260 €/tNH₃), en caso de querer abastecer dichas demandas locales.

5.2.4 GASODUCTO (PIPELINE)

El gasoducto se presenta como un medio para el transporte a largas distancias de gas renovable tanto a nivel interno para crear una vía de transporte terrestre para abastecer a las demandas internas en Safi y Jorf Lasfar como a nivel externo, concretamente a través del estrecho de Gibraltar para poder comercializar directamente con España. En esta sección se evaluarán dos tipos de gasoductos: hidroduto (transporte de hidrógeno) y conducto de amoniaco.

Hidroducto



Figura 47. Hidroducto en desarrollo entre España y Marruecos. [91]

Como muestra la figura, actualmente se encuentra en desarrollo un hidroducto entre España y Marruecos con el objetivo de entrar en operación en 2039. Este proyecto permitiría a Marruecos estar conectado a la futura infraestructura europea de distribución de hidrógeno, pudiendo exportar este gas renovable sin necesidad de tener que recurrir al transporte marítimo. Sin embargo, actualmente no hay ningún proyecto en desarrollo de un hidroducto que conecte las regiones del sur de Marruecos, donde se están desarrollando la mayoría de proyectos de gases renovables en el país, con el Estrecho de Gibraltar.

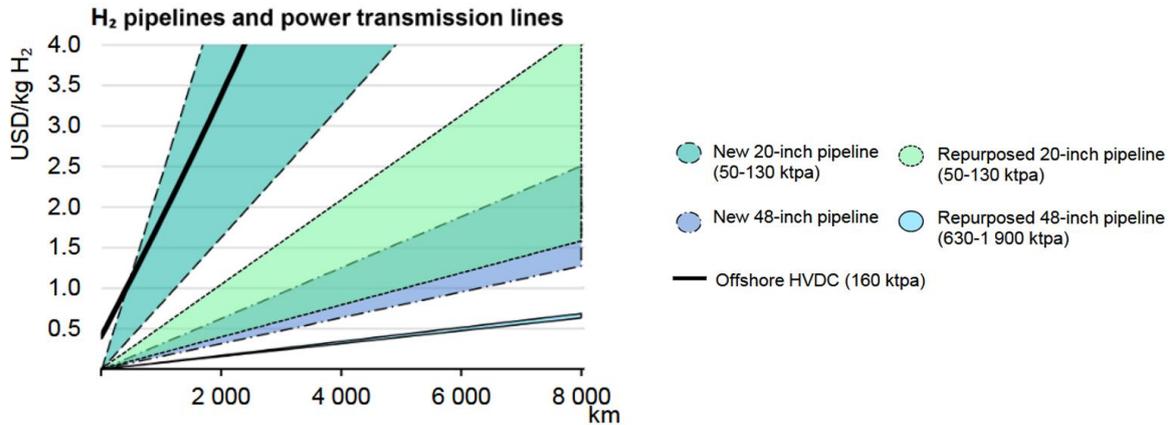


Figura 48. Costes normalizados de transporte de hidrógeno según el tipo de hidroduto. [77]

Además, como muestra la figura, debido a los altos costes de la infraestructura necesaria para la construcción de un hidroduto, los costes asociados al transporte de hidrógeno por este medio superan al transporte de amoniaco por vía marítima con crackeo en la demanda para obtener hidrógeno como producto final, siguiendo el siguiente ejercicio:

Asumiendo una relación estequiométrica de $1 \text{ tH}_2 = 5,63 \text{ tNH}_3$, una eficiencia de la reacción Haber-Bosch del 98%, unas pérdidas del 1% en el transporte de amoniaco y unas pérdidas del 15% en el crackeo del amoniaco de vuelta al hidrógeno, para entregar 1 tH_2 al usuario final habría que transportar alrededor de 7 tNH_3 . Considerando el coste de transporte marítimo previamente mostrado de 50 €/tNH_3 en el peor de los casos, el coste de transporte sería de unos 350 €/tH_2 .

Si por otro lado se decidiera transportar el hidrógeno una distancia de unos 1500 km (distancia entre Laayoune y Tanger), empleando un coste normalizado de entre $0,3$ (mejor caso) y 2 €/kgH_2 (peor caso), se tendría un coste de $300\text{-}2000 \text{ €/tH}_2$, lo que demuestra que, con los costes normalizados actuales, **el transporte de hidrógeno por hidroduto no es económicamente competitivo frente al transporte marítimo de amoniaco con crackeo en la demanda final**. Nótese que para este breve análisis no se ha considerado el coste normalizado adicional del hidroduto submarino del Estrecho de Gibraltar, lo que aumentaría aún más el coste normalizado de transporte del hidrógeno hasta Europa.

Conducto de amoniaco

Se evaluará la viabilidad de esta opción para abastecer a las demandas locales de amoniaco de Safi y Jorf Lasfar frente al transporte marítimo, que ya se ha demostrado previamente que es más competitivo que el transporte terrestre.

Los costes normalizados asociados al transporte de amoniaco por conducto varían entre los 34,4 €/tNH₃ [92] y 52€/tNH₃ [93] para conductos de 1600km, distancia algo mayor a la que hay entre Laayoune y Jorf Lasfar (1000km). Este coste normalizado es muy similar al coste por transporte marítimo (34-50 €/tNH₃), sin embargo, estos costes de transporte son para conductos con capacidad de más de 1 MtNH₃/año y, como se ha analizado en la sección 5.1.1, la demanda interior disponible no supera las 200.000 tNH₃, por lo que el coste normalizado será probablemente mayor dado que el CAPEX necesario para la construcción del conducto se “diluiría” menos por cada tonelada transportada. Asimismo, la opción por vía marítima no requeriría la inversión y construcción de nueva infraestructura, **haciendo el transporte marítimo de amoniaco una opción más viable que el transporte por conducto para abastecer las demandas internas.**

5.3 ANÁLISIS DE LA COMPETENCIA

En esta sección se analizará la competencia que el proyecto tendrá para comercializar el amoniaco verde producido tanto a nivel nacional en Marruecos como a nivel internacional. Esta categorización de la competencia se empleará para la siguiente sección, en la que se evaluarán los precios a los cuales cada uno de estos competidores son capaces de vender a las dos demandas principales analizadas.

Dado que el amoniaco (verde, gris o azul) es una *commodity*, es decir, una materia prima que cuenta con las mismas características independientemente de la empresa que lo haya producido, **los dos factores que más afectarán al proyecto en cuanto a su capacidad de competir son el precio de venta del producto y el aspecto sostenible**, en caso de tratarse de amoniaco verde o azul, dado que puede suponer una característica cualitativa que algunos consumidores pueden valorar y por tanto pagar precios más altos por el producto.

5.3.1 COMPETENCIA LOCAL

Como ya se ha mencionado en la sección 5.1.1, OCP Group supone esencialmente el total de la demanda marroquí de amoníaco. Se asumirá que, a pesar de que la empresa busca controlar más su suministro de amoníaco a través de amoníaco verde producido localmente, OCP seguirá consumiendo amoníaco gris (o incluso azul) importado si es una opción más atractiva económicamente. Es decir, se asumirá que hasta cierto punto el amoníaco verde producido competirá con el amoníaco gris importado con precio de *commodity*, así como con el amoníaco azul en caso de ofrecer precios competitivos. Por ende, la competencia local se dividirá en tres grupos:

- Amoníaco gris – Importado (*commodity*)
- Amoníaco verde – Otros proyectos en Marruecos
- Amoníaco azul – Importado (proyectos internacionales)

Nótese que, debido a la carencia de combustibles fósiles de Marruecos, concretamente de gas natural y carbón, el país no es capaz de producir amoníaco gris (ni azul) localmente, por lo que no se ha considerado como posible competencia.

5.3.2 COMPETENCIA INTERNACIONAL

La competencia internacional se dividirá también en tres secciones principales: amoníaco gris, amoníaco verde y amoníaco azul. Al igual que con la competencia local, se asumirá que el amoníaco gris seguirá siendo un producto que, especialmente a corto y medio plazo, competirá con el amoníaco verde y azul.

Para el amoníaco gris se harán dos distinciones: por un lado, el amoníaco gris producido localmente en Europa, que se verá especialmente afectado por los precios del gas natural y el coste de las emisiones de CO₂, y por otro lado el amoníaco gris con precio de *commodity* importado por Europa.

En cuanto al amoníaco verde, se distinguirán tres grupos principales en la competencia: la producción local europea de amoníaco verde, (otros) proyectos de exportación de amoníaco

verde desde Marruecos, y proyectos de exportación de amoníaco verde de otros futuros *hubs* de producción de gases renovables como Chile o Australia.

Estos dos países se presentan, junto con Marruecos, como las regiones con mayor potencial de exportación de amoníaco verde [77] [94]. Por un lado, Marruecos cuenta con la ventaja de la cercanía a Europa, el mayor mercado de importación de gases renovables a futuro, ofreciendo potencialmente precios más bajos que Chile o Australia, desde los cuales la ruta marítima debe pasar por el canal de Panamá para llegar al Atlántico. Sin embargo, en 2030 se espera que estos países exporten a Europa 1,6Mt (Australia) y 2.7Mt (Chile) en caso de que todos los proyectos en desarrollo salgan adelante, mientras que Marruecos solo contará con una capacidad de exportación de 0,1Mt. Este hecho puede ayudar a Chile y Australia a consolidarse en Europa antes que Marruecos.

Finalmente, en cuanto al amoníaco azul se distinguirán dos grupos principales en la competencia: la producción local europea de amoníaco azul y proyectos de exportación de amoníaco azul de países como Estados Unidos.

Resumiendo, la competencia internacional del amoníaco verde exportado a Europa desde un proyecto en Marruecos se compone de los siguientes siete grupos:

- Amoníaco gris – Producción local europea
- Amoníaco gris – Importado (*commodity*)
- Amoníaco verde – Producción local europea
- Amoníaco verde – Otros proyectos en Marruecos
- Amoníaco verde – Otros proyectos internacionales
- Amoníaco azul – Producción local europea
- Amoníaco azul – Proyectos internacionales

5.4 ANÁLISIS DE PRICING

En esta sección se analizarán los precios por tonelada a los cuales los competidores descritos en la sección anterior serán capaces de producir amoníaco para abastecer a las demandas objetivo del proyecto (Marruecos y Europa), de tal forma que se pueda entender en la sección 8.2 si el coste de producción obtenido del proyecto resulta ser competitivo.

Para los proyectos de amoníaco verde se analizarán los LCOA, es decir, los costes normalizados de producción del amoníaco verde y los DLCOA (*Delivered LCOA*), y se le imputará un coste de transporte según la demanda a la que suministren (Marruecos o Europa). Con esta información se podrá estimar el coste normalizado de la materia prima entregada por cada competidor a las demandas objetivo para compararlos finalmente con el coste normalizado del proyecto y evaluar la competitividad de éste.

5.4.1 PRECIOS DE LA COMPETENCIA LOCAL

Amoníaco gris – Importado (*commodity*)

En la sección 4.1.3 se comentó que Marruecos importa todo el amoníaco que consume, principalmente de Trinidad y Tobago, Estados Unidos y Arabia Saudí. El precio del amoníaco gris como *commodity* depende en gran medida del precio del gas natural:

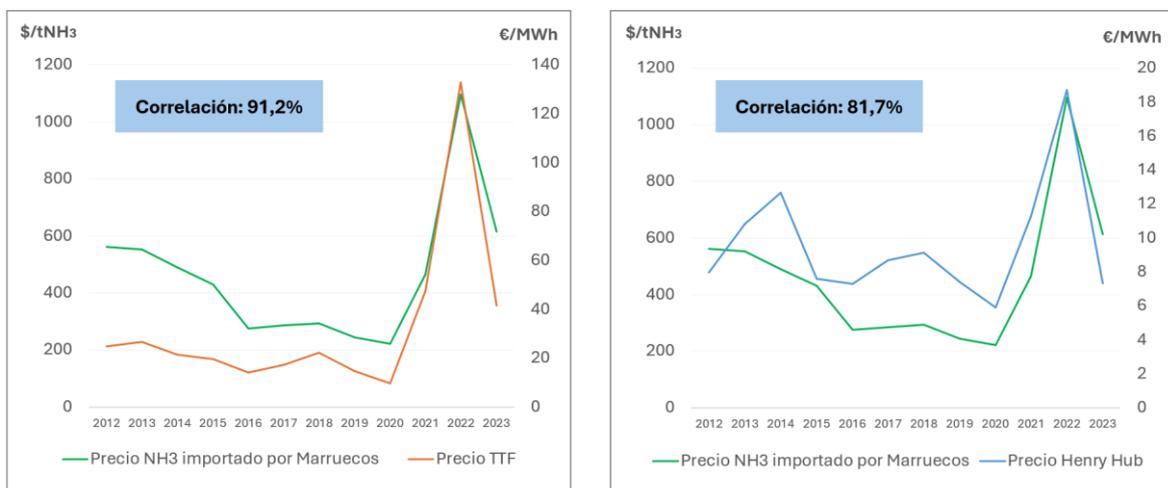


Figura 49. Correlación del precio del amoníaco importado (*commodity*) con los índices de precios de gas natural en Europa (TTF) y EE. UU. (Henry Hub). Elaboración propia.

Analizando el precio del amoniaco importado por Marruecos desde el 2012, se puede observar que el **precio del amoniaco como *commodity* comerciada a nivel mundial tiene una correlación del 91,2% con el índice de precios del gas natural TTF (europeo)**, comparado con una correlación del 81,7% con los precios del Henry Hub (americano).

Teniendo esto en cuenta, se asociará el precio esperado del amoniaco como *commodity* al del precio del gas natural europeo (TTF) para las estimaciones de precio de este primer competidor a nivel local. Además, dado que en los últimos años el precio del gas se ha visto sometido a mucha volatilidad, se considerará que el precio del gas se encontrará entre los 20€/MWh y los 80€/MWh hacia 2030-2050, lo que supondría unos **precios de amoniaco gris de entre 350€/tNH₃ y 950€/tNH₃ aproximadamente.** [81]

Amoniaco verde – Otros proyectos en Marruecos

A pesar de que el recurso renovable es relativamente similar en todo el Sáhara Occidental, región donde se están desarrollando la mayoría de los proyectos de producción de amoniaco verde, según Abrir Dahani et. al. en su estudio de idoneidad de emplazamientos para unidades de producción de amoniaco verde en Marruecos [95], el LCOA (para 2030) cambia ligeramente dependiendo de la ubicación en la región.

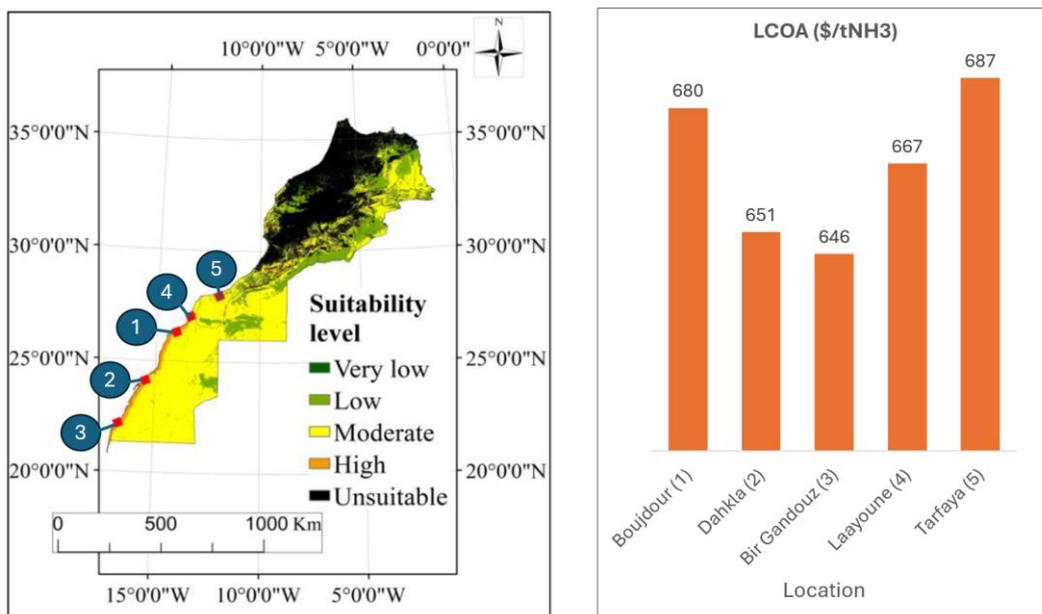


Figura 50. LCOA según la ubicación en el Sáhara Occidental. [95]

Como muestra la figura, los LCOA más bajos se encuentran al sur del Sáhara Occidental (S2 y S3). Sin embargo, a estos LCOAs hay que imputarles el coste asociado al transporte a la demanda local, concretamente a las plantas de fertilizantes actualmente en operación en Jorf Lasfar y Safi y a la potencial nueva planta de fertilizantes de OCP en Laayoune. Asumiendo unos costes de transporte de 31-46 €/tNH₃ para transportar a Safi/Jorf Lasfar (al estar a menos de 100km se ha asumido mismo coste de transporte) y 25-40 €/tNH₃ para transportar a Laayoune, se han obtenido los siguientes DLCOAs:

Ubicación	DLCOA a Safi/Jorf Lasfar (\$/tNH ₃)	DLCOA a Laayoune (\$/tNH ₃)
Boujdour	711-726	705-720
Dahkla	682-697	676-691
Bir Gandouz	677-692	671-686
Laayoune	698-713	667
Tarfaya	718-733	712-727

Tabla 15. Resumen de DLCOAs de las distintas ubicaciones del Sáhara Occidental.

Nótese que, como es obvio, al emplazamiento de Laayoune no se le ha imputado un coste de transporte marítimo a Laayoune. Como puede observarse, **encontrarse en el mismo emplazamiento que la demanda supone una gran ventaja competitiva.**

Amoniaco azul – Importado (proyectos internacionales)

Como se ha tratado en el Estado de la Cuestión, el amoniaco azul se produce capturando el CO₂ emitido en el proceso de producción del amoniaco gris. Los principales retos de este tipo de amoniaco son, por un lado, la volatilidad a la que enfrentan debido a su dependencia de combustibles fósiles, y, por otro lado, la captura de carbono, ya que tiene el reto añadido de asegurar el correcto almacenamiento del CO₂ capturado y, además, este método no es capaz de capturar todo el CO₂ generado, a diferencia del amoniaco verde.

Analizando los proyectos ya existentes y en desarrollo de amoníaco azul según IRENA [83], la capacidad de producción esperada se reparte geográficamente de la siguiente manera:

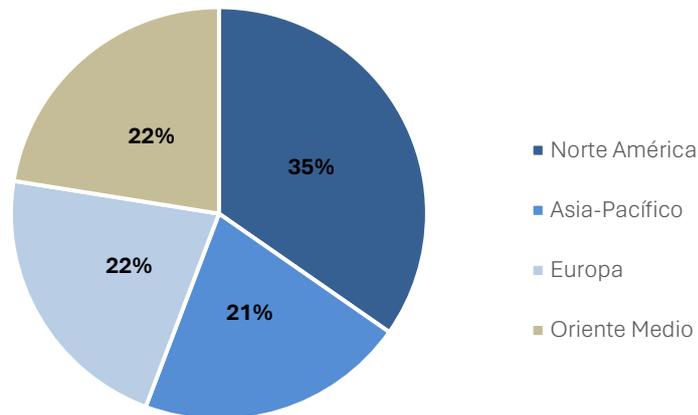


Figura 51. Distribución geográfica por capacidad de los proyectos existentes y en desarrollo de amoníaco azul. [83]

Norte América, Estados Unidos concretamente, cuenta con la mayor capacidad actual y prevista de producción de amoníaco gris. Si se le añade que tiene una gran capacidad de almacenamiento de CO₂ (el doble que todo Oriente Medio, casi el triple que Europa [96]), que tiene una infraestructura muy desarrollada de transporte de CO₂ por tuberías, que tiene grandes reservas de gas natural y carbón (reduciendo la volatilidad en sus precios por causas geopolíticas), y que concentra gran parte de la capacidad de producción de amoníaco azul en la costa del Golfo de México, Estados Unidos supone el país con mayor potencial de exportación de amoníaco azul. Además, si se tienen en cuenta las buenas relaciones políticas y comerciales entre Marruecos y EE. UU., se analizarán solamente los precios del amoníaco azul de Estados Unidos al ser el actor más relevante para abastecer a Marruecos.

Según S&P Global, el precio de amoníaco azul producido en la costa del Golfo de México en febrero de 2025 se situó en unos 550\$/tNH₃ [97]. Si se le añaden los costes de transporte hasta Jorf Lasfar o Safi (ubicadas a unos 8.500km de la costa estadounidense del Golfo) de aproximadamente 39-58 €/tNH₃, el coste actual (2025) de importación de amoníaco azul desde EE. UU. a Marruecos sería de unos 590-610 €/tNH₃.

Asumiendo que a futuro el precio del gas natural americano se situará entre 10 y 15€/MWh (rango aproximado de los últimos 10 años), y que los costes de CCS se reducen un 20% hacia 2050 [98], se podría asumir un **coste de importación de amoníaco azul de 540-610€/tNH₃ en 2030 y de 510-590€/tNH₃ en 2050.**

Resumen

Teniendo en cuenta los precios tanto del amoníaco gris y azul importados como el amoníaco verde producido localmente, se puede observar el ambiente de precios del amoníaco en Marruecos entre 2030 y 2050 (se ha asumido una bajada del entre el 40% y 67% en los LCOAs de amoníaco verde entre 2030 y 2050, según las tendencias vistas en distintas fuentes [85] [77]):

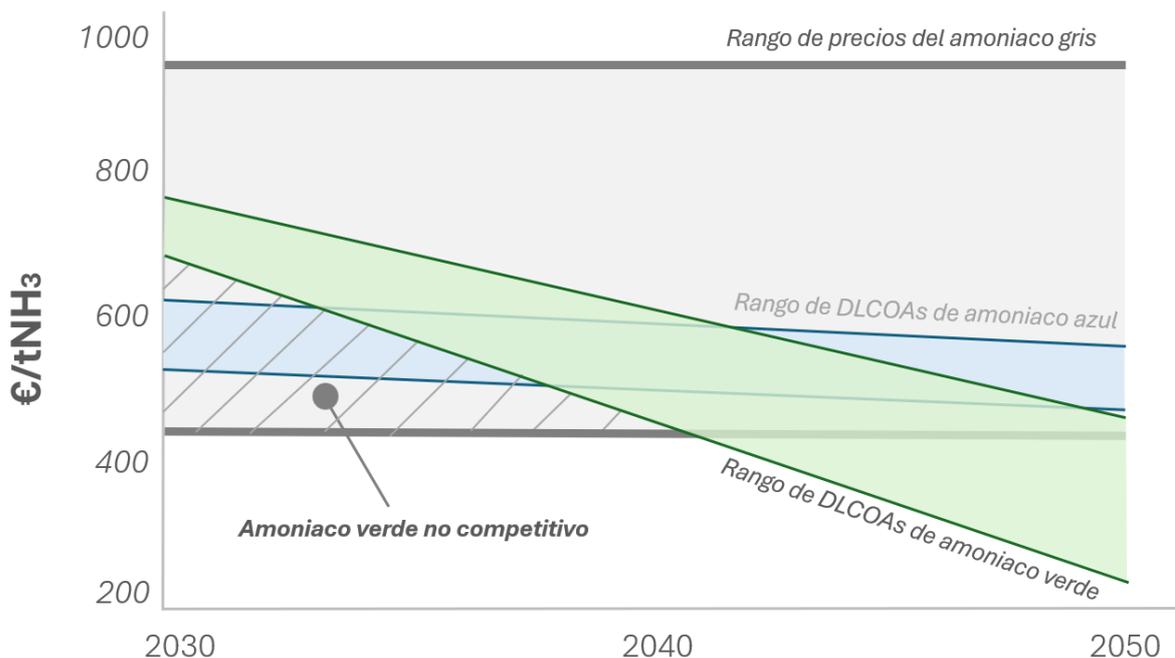


Figura 52. Rango de precios de la competencia local entre 2030 y 2050. Elaboración propia.

Como muestra la figura, la competitividad del amoníaco verde frente al gris dependerá mucho del precio a futuro del amoníaco gris, y por ende del gas natural. **La empresa OCP cree que un precio estable de 700€/tNH₃ sería suficiente para protegerse frente a las volatilidades de los precios del amoníaco gris importado [99], por lo que, si se consigue**

desarrollar proyectos con DLCOAs menores a este precio, podría existir una demanda real y relevante a corto-medio plazo en Marruecos por parte de OCP.

Nótese que, en el caso en el que el precio del amoniaco gris consiga mantenerse por debajo del mínimo DLCOA mostrado en la figura hacia 2040 de manera estructural, la adopción del amoniaco verde a gran escala en Marruecos puede ser mucho más lenta, siendo competitivo únicamente a partir de mediados de la década de 2040.

5.4.2 PRECIOS DE LA COMPETENCIA INTERNACIONAL

Amoniaco gris – Producción local europea

Como se ha mencionado en la sección anterior, el precio amoniaco gris depende en gran medida del precio del gas europeo (TTF):

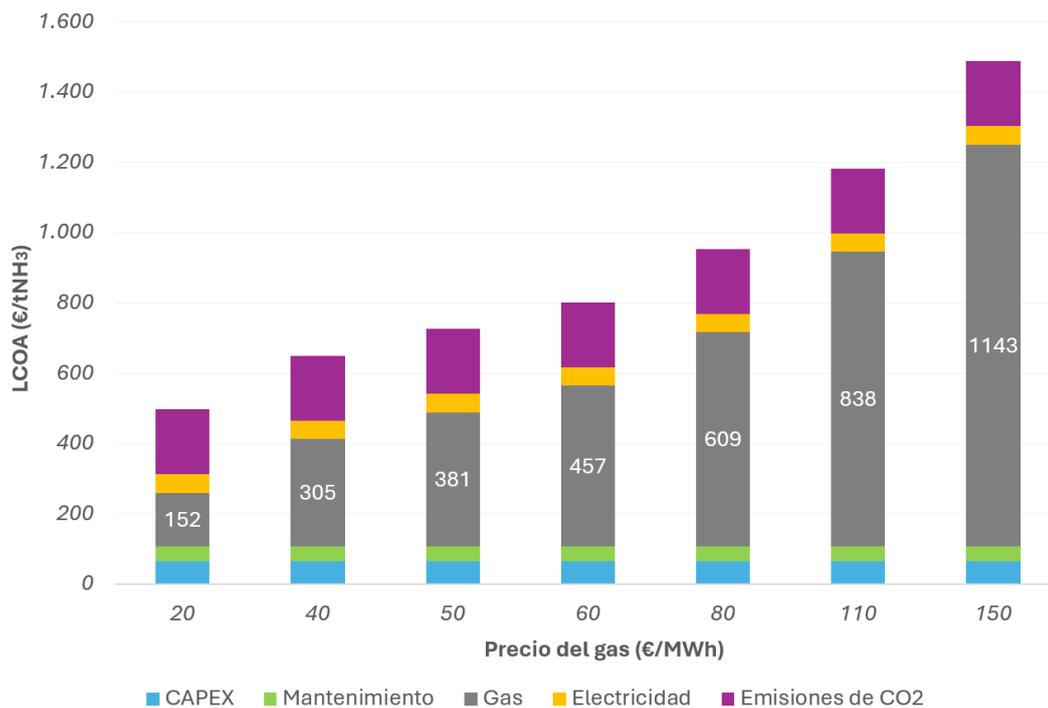


Figura 53. Costes de producción de amoniaco gris en Europa dependiendo del coste del gas natural. [81]

La figura muestra los distintos precios de producción de amoniaco gris en Europa según distintos posibles precios de gas natural. Como puede observarse, a partir de los 60€/MWh el amoniaco gris producido en Europa supera los 800€/tonelada, acercándose al DLCOA que podría tener el amoniaco verde producido en Marruecos y exportado a Europa.

Amoniac gris – Importado (*commodity*)

Analizando los precios de importación de amoniac gris de la UE con el precio del gas europeo (TTF), se puede observar que existe una correlación del 93,2% entre ambos, indicando la gran dependencia que tiene el amoniac gris importado del gas natural:

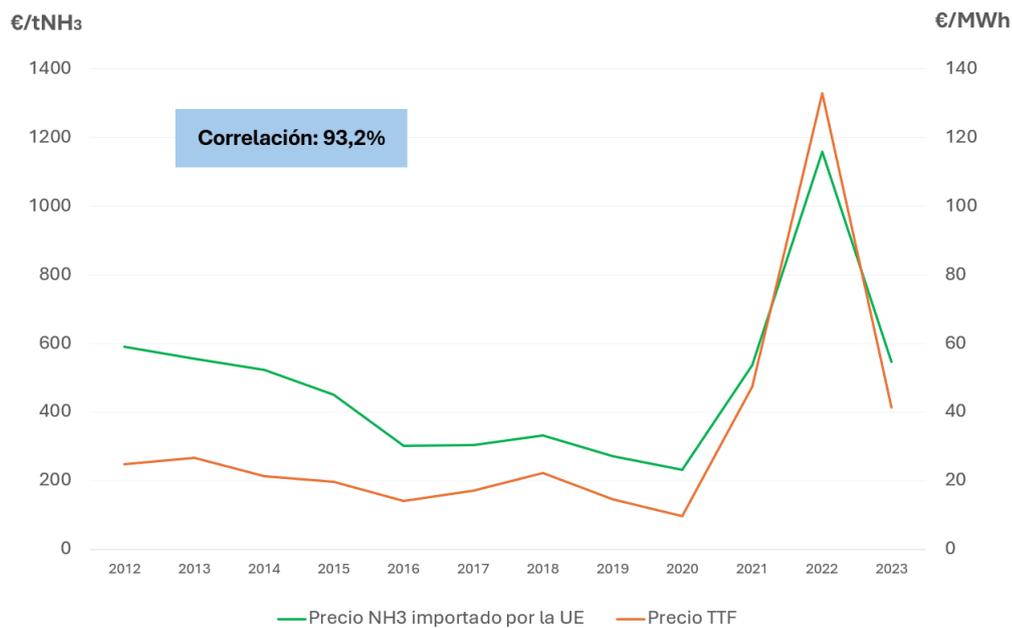
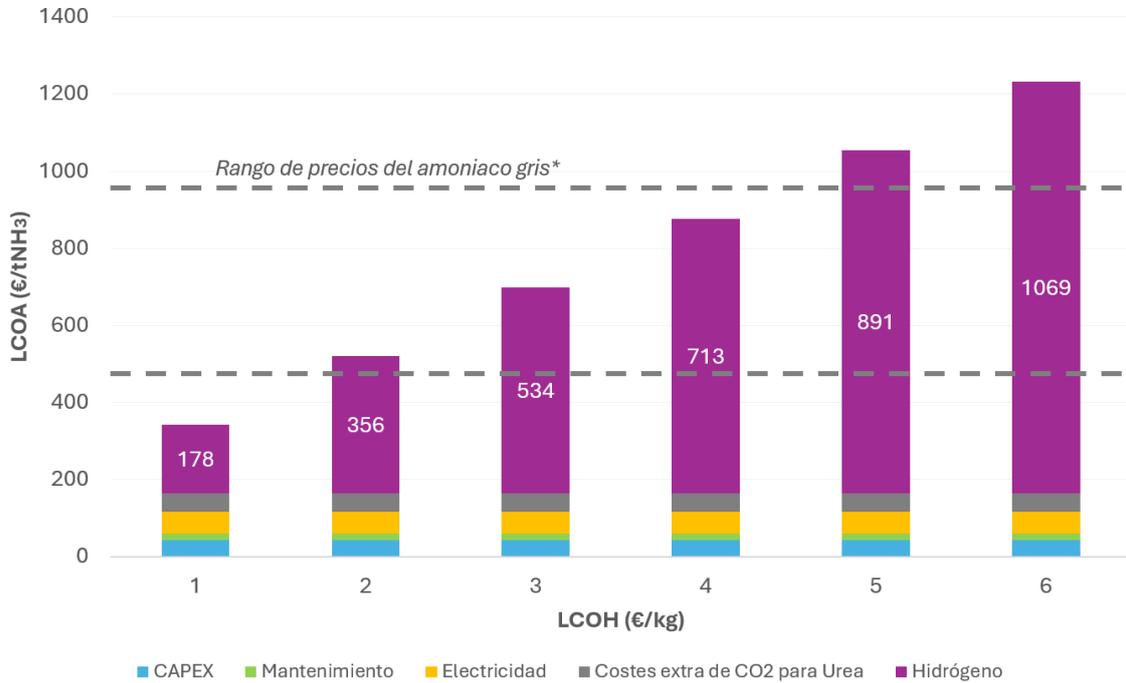


Figura 54. Correlación entre el precio del gas natural europeo (TTF) y el amoniac gris importado por la UE. [100]

Por tanto, al igual que con el amoniac gris importado por Marruecos, se considerará que el precio del gas se encontrará entre los 20€/MWh y los 80€/MWh hacia 2030-2050, lo que supondría unos **precios de amoniac gris importado de entre 350€/tNH₃ y 950€/tNH₃ aproximadamente.** [81]

Amoniac verde – Producción local europea

Los costes de producción de amoniac verde en Europa dependerán en gran medida de los costes asociados a la producción de hidrógeno verde, los cuales dependen a su vez mayoritariamente de los costes de la electricidad [101]:



* Se estima un coste de CO₂ de 75€/t y un rango de precios del gas entre 20€/MWh y 80€/MWh

Figura 55. LCOA en función del LCOH en Europa. [81]

Analizando el caso de Alemania, Bélgica y Países Bajos, los tres países europeos con mayor demanda de amoníaco verde estudiados en la sección anterior, aunque algunas fuentes propongan un LCOH de 5,5, 5,3 y 4,5 €/kgH₂, respectivamente [81], los costes de producción presentados en la 1ª subasta del Banco Europeo del Hidrógeno realizada en 2024 son más altos para todos los países europeos, especialmente para los tres analizados:

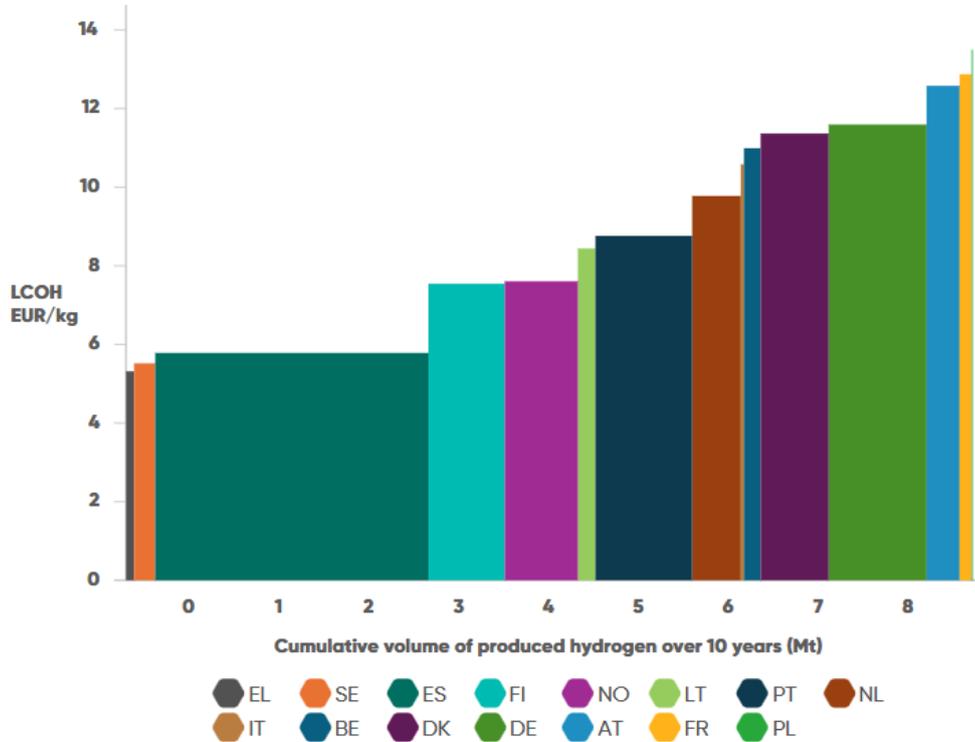


Figura 56. Costes de producción de hidrógeno declarados en los países seleccionados para la 1ª subasta del Banco Europea del Hidrogeno. [102]

Como se puede observar en la figura, Alemania, Bélgica y Países Bajos presentan unos LCOH de 10, 11 y 11,5 €/kgH₂, respectivamente. Volviendo a la Figura 55, por tanto, se puede ver cómo la producción local de amoníaco verde no es competitiva ni en el caso de precios de amoníaco gris más caro (LCOA_{gris}=950€/tNH₃).

Además, analizando el caso concreto de Países Bajos, Aurora Energy Research realizó un estudio comparando los costes de amoníaco verde producidos en el país con los costes de importar amoníaco desde Marruecos, arrojando los siguientes resultados:

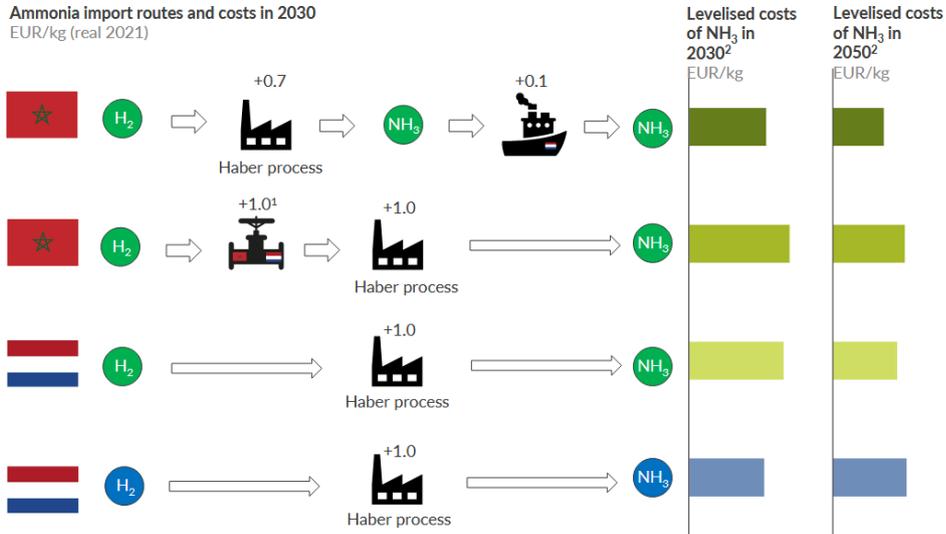


Figura 57. Vías de importación de amoníaco verde y sus costes en 2030. [103]

A pesar de que la figura no muestra valores concretos (al ser un informe de pago), se puede ver cómo tan pronto como en 2030 será más barato para Países Bajos importar amoníaco verde desde Marruecos que producirlo localmente.

Amoníaco verde – Otros proyectos internacionales

Como muestra la siguiente figura, existen lugares en el mundo donde las condiciones de recurso eólico y solar son idóneas para la producción a gran escala de hidrógeno, reduciendo considerablemente los costes de producción.

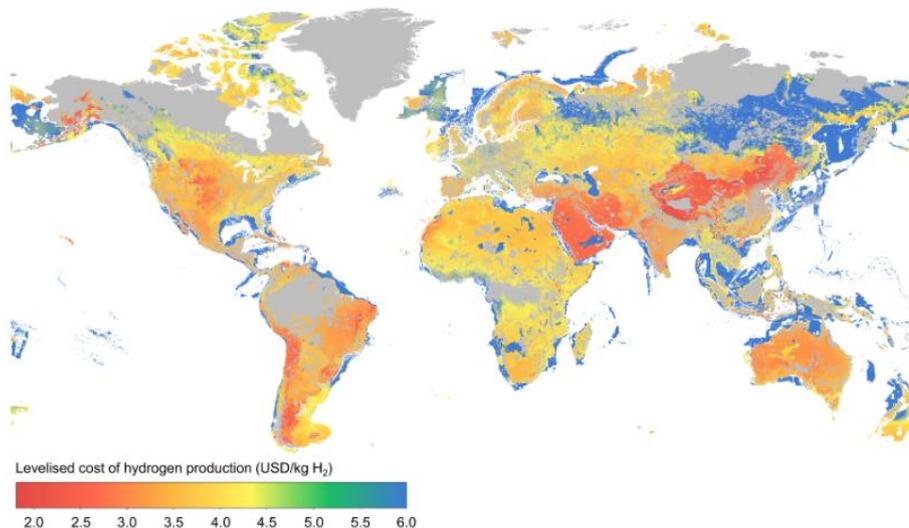


Figura 58. Costes normalizados de producción de hidrógeno con solar y eólica en 2030. [77]

Concretamente, el Instituto de Estudios de Energía de Oxford [85] y autores como Bañares-Alcántara [94] sostienen que las regiones de **Marruecos, Chile y Australia son las tres zonas del mundo óptimas para el desarrollo de proyectos de producción de amoníaco verde centrada en la exportación** debido a su recurso renovable y amplia disponibilidad de terreno.

País	LCOH (Producción, 2030)	LCOH (Producción, 2050)
Chile	2,00 - 2,45	0,65 - 1,50
Australia	1,40 - 3,05	0,70 - 1,70

Tabla 16. Costes normalizados de producción en Chile y Australia hacia 2030-2050. [85]

Con los valores de coste normalizado de producción mostrados en la tabla, se puede estimar un coste normalizado de amoníaco verde entregado a Europa por Chile y Australia (DLCOA) aplicando una proporción de 383 kgH₂/tNH₃ [95] y empleando el coste normalizado de transporte estimado por la IEA (40-60\$/tNH₃ para rutas de 10.000km y 60-80\$/tNH₃ para 20.000km).

País	DLCOA (\$/tNH ₃ , 2030)	DLCOA (\$/tNH ₃ , 2050)
Chile	817 - 990	338 - 626
Australia	607 - 1240	358 - 722

Tabla 17. Costes normalizados de amoníaco verde entregado por Chile y Australia. Análisis propio, [85] [95]

Considerando, por otro lado, las estimaciones de LCOA en 2030 llevadas a cabo por la IEA en tres casos de estudio para tres plantas de producción de amoníaco verde (dos en Chile, una en Australia) en su informe del Rol de los combustibles renovables en la transición energética del sector eléctrico [16], y añadiendo los costes de transporte a Europa previamente mencionados, se obtienen los siguientes valores de DLCOA para Chile y Australia:

País	DLCOA (\$/tNH ₃ , 2030)
Chile	521 - 667
Australia	635

Tabla 18. Costes normalizados de amoníaco verde entregados por Chile y Australia en 2030, según la IEA. [16]

Teniendo en cuenta la diferencia entre ambas fuentes, se considerarán ambas para establecer un rango de precios de entrega en Europa consolidado para cada país:

País	DLCOA (\$/tNH ₃ , 2030)	DLCOA (\$/tNH ₃ , 2050)
Chile	521 - 990	338 - 626
Australia	607-1240	358 - 722

Tabla 19. Rangos consolidados de DLCOA para Chile y Australia.

Amoníaco verde – Otros proyectos en Marruecos

Los precios de producción de amoníaco verde de otros proyectos de Marruecos se discutieron en la sección anterior, y se muestran en la Figura 50. El único factor que cambia es la distancia de transporte, suponiendo unos 3.500-4.000km desde la ubicación de dichos proyectos hasta el puerto de Róterdam (la diferencia en el coste asociado al transporte es mínima, por lo que se asumirá un coste de transporte igual para todos los proyectos). Imputando el coste de transporte considerando estas distancias, se obtienen los siguientes DLCOA:

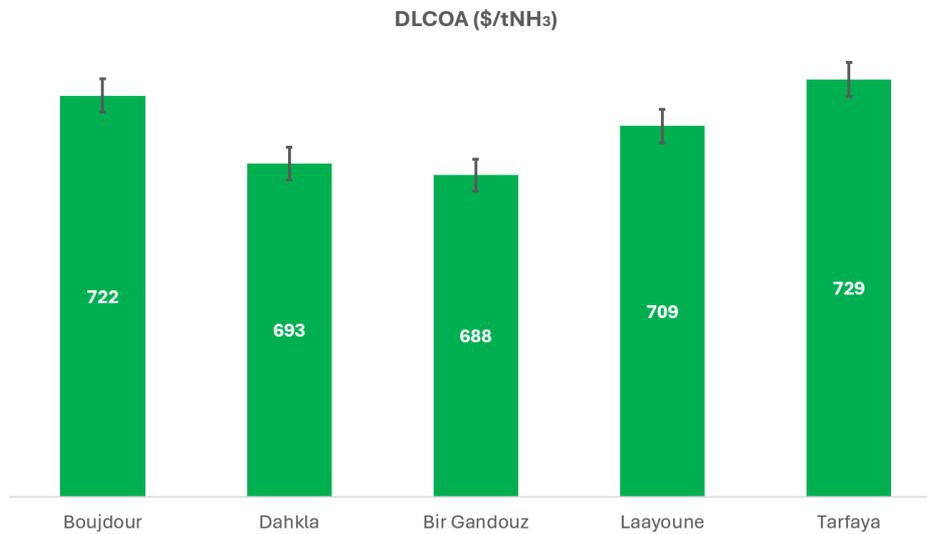


Figura 59. DLCOA de proyectos del Sáhara Occidental en Europa. Análisis propio, [95].

Se puede observar que el DLCOA medio está en torno a los 700\$/tNH₃, siendo el coste de entrega algo menor para los proyectos más al sur del Sáhara Occidental, los cuales cuentan con un mayor recurso eólico y solar. Nótese que **estos DLCOA son comparables a los precios de amoniaco gris con producción europea para un rango de precios del gas de entre 50 y 60€/MWh.**

Amoniaco azul – Producción local europea

El precio del amoniaco azul, al igual que el gris, depende en gran medida de los precios del gas natural. Por ello, para estimar un precio de mercado del amoniaco azul en Europa se asumirá un rango de precios del coste de gas natural a futuro y se le añadirá el coste normalizado asociado a la captura y almacenamiento del CO₂. Según Haldor Topsoe et al., el coste de captura y almacenamiento de carbono para una planta de producción de amoniaco azul supone entre 100 y 150€/tNH₃.

Con ello, asumiendo un rango de costes del gas natural en Europa de 20-80€/MWh, y una reducción del 20% en los costes de CCS hacia 2050 (según Wood Mackenzie, [98]) se obtiene un **rango de precios de 350-1000€/tNH₃ para 2030 y 280-950€/tNH₃ para 2050.**

Amoniaco azul – Importado (proyectos internacionales)

Para estimar los costes de importar amoniaco azul en Europa, se hará la misma asunción que en la sección anterior de importación de amoniaco azul a Marruecos: Estados Unidos será el principal proveedor de este producto. Por ello, considerando además que la distancia entre la costa estadounidense del Golfo de México y el puerto de Róterdam es de unos 9000km, **coste de importación de amoniaco azul sería de 540-610€/tNH₃ en 2030 y de 510-590€/tNH₃ en 2050**, esencialmente el mismo que el de Marruecos.

5.5 ANÁLISIS CUALITATIVO

En esta sección se hará un análisis cualitativo de Marruecos como destino de internacionalización de un proyecto de gases renovables para abastecer la demanda interna del país y externa (Europa) basándose en toda la información recogida en los capítulos 4 y 5.

5.5.1 PESTEL

El análisis PESTEL evalúa los factores **Políticos, Económicos, Socioculturales, Tecnológicos, Ecológicos y Legales** que pueden influir en un proyecto o empresa, proporcionando una visión estratégica del entorno externo. Dado que este análisis supone un resumen del Capítulo 4, se ha incluido este análisis en el Anexo V.

5.5.2 DIAMANTE DE PORTER

El diamante de Porter evalúa la competitividad de un país o región en una industria específica. El objetivo es analizar cómo influye la pertenencia a un país y a la industria de ese país en la obtención de una ventaja competitiva.

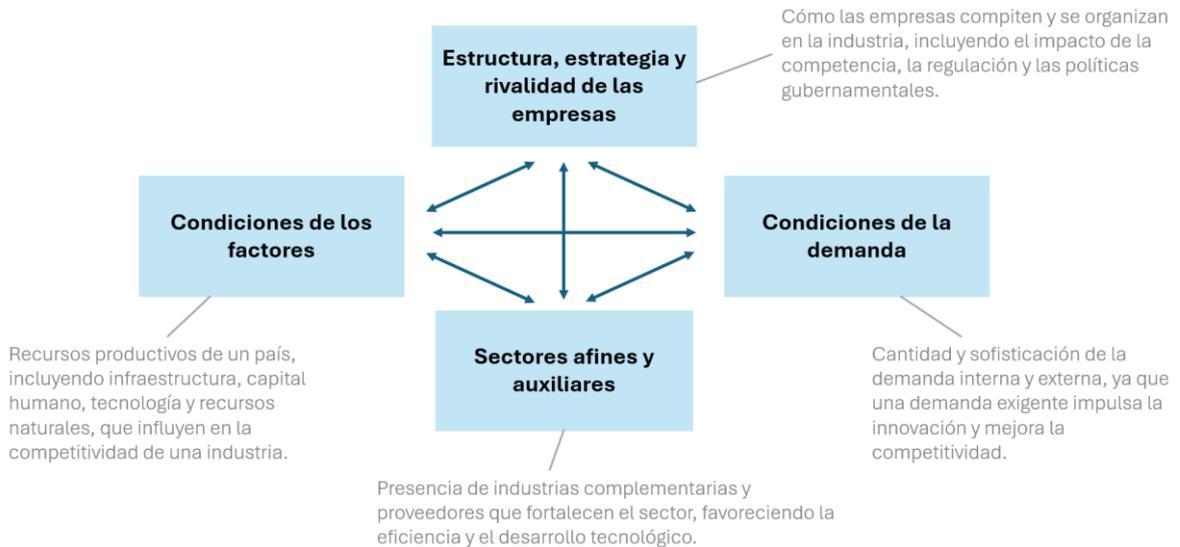


Figura 60. Esquema del Diamante de Porter.

A continuación, se empleará el diamante de Porter para analizar la industria de producción de hidrógeno y amoníaco verde en Marruecos.

Condiciones de los factores

- Marruecos cuenta con recursos renovables abundantes (solar y eólico), permitiendo la producción de hidrógeno y amoníaco verde a gran escala.
- El país cuenta con una gran infraestructura portuaria y de desalinización que proyectos de gases renovables pueden emplear para la producción y exportación del producto, abaratando los costes de los proyectos.
- Existe cada vez más personal con formación técnica en gases renovables, complementándose también con apoyo gubernamental en I+D en universidades locales. Esto da acceso a las empresas desarrolladoras de gases renovables, especialmente a las extranjeras, a personal local cualificado que les facilitará el proceso de desarrollo de los proyectos.
- La geografía de Marruecos le permite exportar gases renovables a Europa con costes de transporte menores que otros *hubs* como Chile o Australia.

Condiciones de la demanda

- Existe una demanda local considerable de amoniaco por parte de la industria de fertilizantes que busca evitar la dependencia de proveedores extranjeros. A pesar de ello, esta demanda se concentra en una sola empresa (OCP Group).
- Europa apunta a ser una demanda considerable a medio plazo, siendo un mercado muy próximo a Marruecos.

Sectores afines y auxiliares

- La implementación de energías renovables en el país está cogiendo tracción, facilitando el suministro energético a proyectos de gases renovables.
- Existe una infraestructura sólida de plantas desaladoras con proyecciones de expansión, dando acceso a recurso hídrico a proyectos de gases renovables para alimentar sus procesos de electrólisis.
- Hay un *pipeline* de puertos de exportación de amoniaco actualmente en desarrollo, que a medio plazo permitirían la exportación de amoniaco verde a mercados externos.

Estructura, estrategia y rivalidad de las empresas

- A través de la “Oferta de Marruecos”, el gobierno marroquí busca atraer la inversión en proyectos de hidrógeno y amoniaco verdes en el país, aportando terrenos e incentivos fiscales, entre otros.
- Empresas tanto locales como extranjeras están compitiendo en el sector, formando alianzas estratégicas para explotar las especialidades de cada empresa y ofrecer un proyecto sólido y completo.

En definitiva, la industria de hidrógeno y amoniaco verde en Marruecos cuenta con una ventaja competitiva con respecto a otros mercados debido a las sinergias entre los distintos aspectos mencionados: gran recurso renovable, demanda interna y externa considerable, sectores auxiliares, etc., que favorecen en gran medida el desarrollo de gases renovables en el país.

5.5.3 LAS 5 FUERZAS DE PORTER

El análisis de las 5 Fuerzas de Porter evalúa la competitividad y rentabilidad de una industria al analizar la rivalidad entre competidores, el poder de negociación de proveedores y clientes, la amenaza de nuevos entrantes y la amenaza de productos sustitutos.

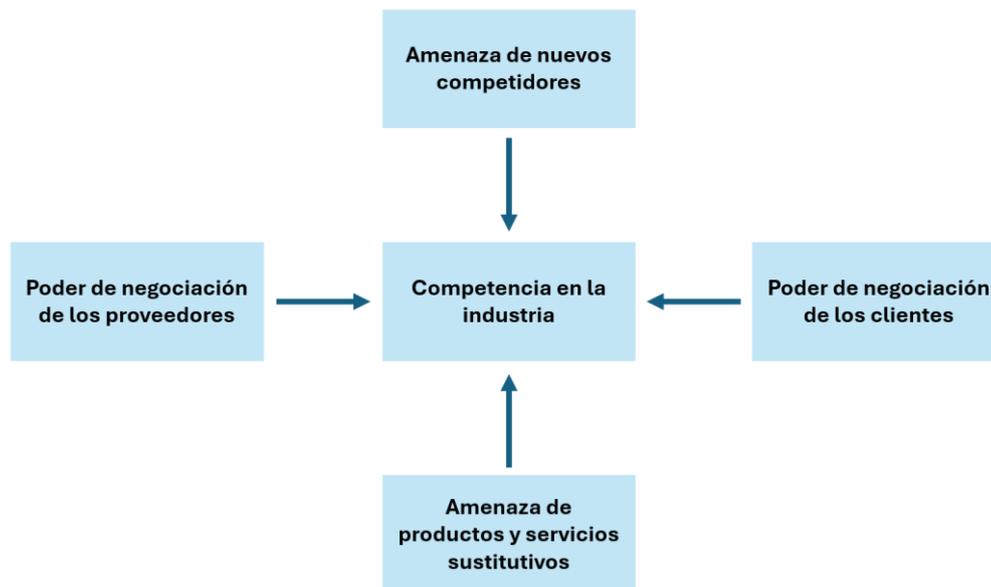


Figura 61. Esquema de las 5 Fuerzas de Porter.

A continuación, se hará dicho análisis para la industria de producción de hidrógeno y amoníaco verde en Marruecos:

Poder de negociación de los proveedores: Bajo

La producción de hidrógeno y amoníaco verde requiere agua, electricidad renovable y la propia tecnología (electrolizadores, equipos, etc). Marruecos puede aprovechar su **gran potencial de energía solar y eólica**, lo que reduce la dependencia de los proyectos de proveedores externos de energía para abastecer su proceso productivo. Además, cuenta con bastante capacidad de desalinización (propiedad de OCP u ONEE). En caso de no poder acceder al agua desalada de estas compañías, la inversión en una desaladora no supone un gasto excesivo, por lo que se considera también bajo el poder de negociación de los proveedores.

Finalmente, en cuanto a los equipos necesarios, a pesar de haber una falta de oferta de electrolizadores que está aumentando el precio de estos equipos en los últimos años, la tecnología de electrólisis se está estandarizando y diversificando en proveedores a nivel global, reduciendo el poder de negociación de estos proveedores.

Poder de negociación de los clientes: Medio – Alto

En cuanto a la demanda local de amoniaco verde, el único posible cliente relevante es OCP, ofreciéndole un alto poder de negociación. Sin embargo, el enfoque del proyecto a largo plazo es la exportación a Europa. Estos clientes tendrán una gran dependencia del amoniaco verde importado debido a los altos precios de producción de amoniaco verde locales, así como de amoniaco gris en caso de altos precios del gas europeo (TTF). Por ello, estos clientes tendrán un poder de negociación medio.

Amenaza de nuevos competidores: Medio – Alto

Debido a las condiciones tan favorables de producción de gases renovables en Marruecos, el interés de inversión a nivel internacional en este tipo de proyectos ha aumentado últimamente. Si se le añade la apertura del gobierno marroquí a la inversión extranjera en hidrógeno verde a través de la “Oferta de Marruecos”, la barrera de entrada de nuevos actores en el sector es relativamente baja. Finalmente, considerando la falta de regulación madura en el sector, la amenaza de entrada de nuevos competidores es alta.

Amenaza de productos y servicios sustitutos: Alta

Los gases renovables, concretamente el hidrógeno y amoniaco verde, compiten directamente con sus contrapartes fósiles, las cuales a día de hoy son más baratos y accesibles en la gran mayoría de mercados. Si bien es cierto que el mercado objetivo, Europa, busca descarbonizarse a través de estos gases, el plazo de consolidación de una demanda considerable y estructural se puede ver afectada por las diferencias de precios entre los gases renovables y su alternativa fósil. Además, existen otras alternativas de descarbonización como el amoniaco/hidrogeno azul, el cual puede llegar a ofrecer precios más competitivos a la vez que un producto con emisiones reducidas.

Capítulo 6. MODELO DE NEGOCIO

Una vez comprendidos en detalle todos los aspectos que afectan al desarrollo de un proyecto de gases renovables en Marruecos, se procederá a presentar el modelo de negocio que se considera más viable dadas todas las circunstancias evaluadas en los aspectos económicos, políticos, comerciales, etc.

6.1 *MODELO DE NEGOCIO PROPUESTO*

6.1.1 ESTRUCTURA EMPRESARIAL

Se partirá del supuesto que el proyecto se llevará a cabo por una *Joint Venture (JV)* entre una **empresa española de desarrollo de proyectos de gases renovables** y un **fondo de inversión** que financiará el desarrollo y la construcción del proyecto. Concretamente, la empresa española de desarrollo que se considerará será **IGNIS Energía**, y el fondo de inversión será **KKR**, un fondo americano.

Se ha considerado esta estructura como la más viable para una empresa de desarrollo de energía como IGNIS, ya que estos proyectos requieren una gran cantidad de capital para llevarse a cabo. Esta estructura permitiría a IGNIS desarrollar la instalación sin destinar lo que probablemente sería gran parte de su capital disponible a un solo proyecto (lo que supondría un riesgo potencialmente inadmisibles). De esta forma, sin aportar demasiado capital, IGNIS podría acceder a parte de los retornos en caso de que el desarrollo del proyecto sea exitoso y se pueda vender/operar.

IGNIS es una empresa especializada en el desarrollo de proyectos de energías renovables e hidrógeno verde, y tiene presencia tanto en España como a nivel internacional. Recientemente, la empresa formó una JV llamada IGNIS P2X con el fondo KKR para desarrollar proyectos de hidrógeno verde, amoníaco y otras energías limpias en España y en el ámbito internacional [104], en la que IGNIS es responsable de todos los aspectos técnicos

del desarrollo del proyecto y KKR financia la operación (400M€, [105]), ofreciendo a cambio a IGNIS un 50% de participación de los proyectos. Para el caso concreto de este proyecto, se asumirá que el alcance del acuerdo entre las dos empresas sobre el desarrollo de proyectos “en el ámbito internacional” incluye también a Marruecos.

A continuación, se ahondará en las empresas IGNIS y KKR, y se profundizará en el valor aportaría cada empresa al proyecto y viceversa, es decir, qué valor aportaría este proyecto a cada empresa.

IGNIS Energía

Fundada en el 2015, IGNIS se ha convertido en el mayor desarrollador de renovables en España con más de 150 proyectos propios y para terceros, y cuenta con una cartera de 19,4GW de proyectos bajo gestión en España. Además, desde 2020 IGNIS tiene presencia internacional, con proyectos en Europa, América y Asia sumando un total de 14GW bajo gestión.

Como ya se ha mencionado, en 2024 IGNIS formó una JV con KKR para desarrollar proyectos de hidrógeno verde, amoníaco y otros combustibles sostenibles tanto en España como a nivel internacional. La plataforma IGNIS P2X cuenta ya con un *portfolio* de cerca de 15GW en soluciones *Power-to-X*, además de 10GW en activos solares y eólicos.

Evaluando el caso del proyecto analizado en este trabajo, **IGNIS aportaría un gran conocimiento en todos los aspectos relacionados con el desarrollo del proyecto.** Cuenta con experiencia en el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y actualmente está desarrollando proyectos de gases renovables a través de la plataforma IGNIS P2X, **demonstrando la capacidad de la empresa** para desarrollar proyectos como el que se está evaluando en el trabajo.

KKR

KKR es una firma global de inversión líder que ofrece gestión de activos alternativos, así como soluciones de mercados de capitales y seguros. La empresa gestiona aproximadamente

80mil millones de dólares en activos de infraestructura a nivel global, contando con más de 16 años de experiencia en el sector.

KKR aportaría, por un lado, el apoyo financiero necesario para llevar a cabo el desarrollo y construcción del proyecto, y, por otro lado, apoyándose a su amplia experiencia en el sector de infraestructura y su presencia global, KKR podría ser un actor clave para encontrar *off-takers* europeos del amoniaco verde producido y establecer relaciones con el gobierno marroquí.

6.1.2 ESPECIFICACIONES DEL PROYECTO

Ubicación

Según lo analizado en los capítulos 4 y 5, se ha llegado a la conclusión de que la ciudad de **Laayoune, al norte de la región del Sáhara Occidental, es una ubicación ideal para un proyecto de producción de amoniaco verde** por las siguientes razones:

1. **Condiciones ambientales.** Laayoune cuenta con un gran recurso eólico y solar, y además tiene mucha superficie de terrenos sin explotar, facilitando el desarrollo de energía solar y eólica. Estos recursos renovables permitirían a la región de Laayoune producir amoniaco verde con *LCOAs* muy competitivos comparado con otros posibles emplazamientos en Marruecos [95] y de los más bajos a nivel mundial [94].
2. **Región costera.** Su cercanía a la costa facilita la exportación de amoniaco verde sin necesidad de transporte terrestre de larga distancia por tubería o camión cisterna hasta el puerto de exportación. Además, facilita el acceso al agua marina desalinizada para el proceso de electrolización.
3. **OCP.** Laayoune será la ubicación de una futura planta de fertilizantes que demandará amoniaco. Además, la empresa cuenta con una planta desalinizadora propia para su instalación existente de producción de fosfatos.
4. **Infraestructura.** Existen dos plantas desalinizadoras en Laayoune, una de ellas de OCP, que el proyecto podría utilizar para producir hidrógeno verde, y actualmente hay un puerto con terminal de amoniaco en desarrollo. Además, la ciudad cuenta con

varias líneas eléctricas de alta tensión cercanas y una carretera principal que recorre la costa marroquí.

5. **Poca competencia.** Actualmente no se conoce ningún proyecto de amoníaco verde en desarrollo en la zona, facilitando la posibilidad de establecer a OCP como *off-taker* local de amoníaco verde para su futura planta de fertilizantes de Laayoune.

Producto

El proyecto de gases renovables a evaluar producirá **amoníaco verde**. Como se ha ido explicando a lo largo del trabajo, **el amoníaco verde es el producto idóneo para producir en Marruecos** debido, por un lado, a la alta demanda interna de éste por parte de OCP, y, por otro lado, porque este producto es el vector idóneo para el transporte marítimo de gases renovables.

Capacidad de producción

Aunque se ahondará más en este aspecto en plan de implementación, se dimensionará este proyecto de tal forma que **la primera fase de este proyecto produzca unas 150.000 tNH₃/año** para abastecer gran parte de la demanda local de amoníaco de la futura planta de producción de fertilizantes de OCP en Laayoune, la cual tendrá una demanda estimada de 161.000 t/año, según lo evaluado en la sección 5.1.1.

La segunda fase, enfocada en la producción de amoníaco verde para su exportación, tendrá una capacidad aproximada de entre el doble o el triple que la Fase I (300.000 - 450.000 tNH₃/año), dependiendo de cómo evolucione la demanda europea. Se profundizará más en este aspecto en la sección de dimensionamiento.

Se evaluará también la posibilidad de hacer una tercera fase más a largo plazo, que consistirá en aumentar aún más la capacidad de producción para exportación en caso de que la demanda de amoníaco en Europa y otros mercados siga la tendencia esperada actualmente.

Fuente de energía

Dado que el proyecto se debe abastecer de energías renovables para poder producir hidrógeno y amoníaco verdes, existen únicamente dos posibilidades: producir dicha energía

renovable con un parque solar y/o eólico propio cercano al emplazamiento o abastecerse con energía de la red mediante un *PPA*.

En la sección 4.3.3 se expuso el estado deficiente de la red eléctrica en Marruecos, especialmente en la región del Sáhara Occidental. Además, se analizó cómo el mercado de *PPAs* a corto y medio plazo iba a seguir estando poco desarrollado, por lo que se ha determinado que esta opción no se considerará para el suministro de todo el proyecto, aunque sí para momentos puntuales en los que el proyecto pueda requerir energía de la red por falta de recurso renovable.

Por tanto, **el proyecto se abastecerá con energía renovable producida por un parque solar y/o eólico cercano a la instalación de producción de amoníaco verde** el cual se deberá diseñar y desarrollar junto con dicha instalación.

6.1.3 PLAN DE IMPLEMENTACIÓN

Considerando la inmadurez actual del sector del amoníaco verde en Europa, la alta variabilidad en la demanda esperada en el continente y la incertidumbre geopolítica actual, el proyecto se desarrollará por fases, aumentando la capacidad de producción en cada nueva fase de tal forma que la capacidad de producción de la instalación se pueda ir adaptando a la demanda de amoníaco verde. De esta manera se puedan tomar varias decisiones finales de inversión (FID) para ajustarse al contexto del mercado y demanda de amoníaco verde del momento, sin tener que destinar todo el capital desde el comienzo y evitar así una toma de riesgo muy alta.

El plan de implementación propuesto se dividirá en las siguientes fases:

Fase I

En esta fase se buscará tener una capacidad de producción que pueda alimentar la futura planta de fertilizantes de OCP, teniendo como fecha ideal de puesta en marcha 2030-2032. Se planeará una capacidad de **150.000 tNH₃/año**, de tal forma **que se pueda cubrir la demanda de OCP**, pero que también quede algo de capacidad sobrante para **exportar parte de ese amoníaco**, aunque sea en cantidades relativamente pequeñas.

Para producir dicha cantidad de amoníaco verde, considerando las condiciones de recurso solar y eólico de Laayoune, será necesaria una **potencia de electrolización de unos 175MW y un parque renovable híbrido de 105,4MW de solar y 204,6MW de eólica**. Se profundizará más en la justificación de estos valores en la sección 7.2.

En esta fase el gestor del proyecto podrá aprender sobre la operación de la instalación, encontrando puntos a mejorar y optimizar para encontrar la mejor forma de gestionarla según las condiciones específicas del emplazamiento, demanda, etc.

Fase II

Esta fase estará **enfocada en la exportación** de amoníaco verde al mercado europeo, con el objetivo de estar operativa 2-4 años más tarde que la Fase I, según vaya evolucionando el mercado. Se aumentará la capacidad de producción **adaptándose a la demanda real** de amoníaco verde. Gracias al diseño modular de la instalación, se podrá decidir dicha nueva capacidad a posteriori, pudiendo aumentar la capacidad al doble, triple, etc, de la capacidad de la primera fase.

Fase III

Esta fase se pondría en marcha más a largo plazo, hacia 2040. Consistiría en un aumento adicional de la capacidad de producción, y se llevaría a cabo en caso de que el mercado de amoníaco verde muestre un crecimiento sostenible y estructural tanto en Europa como en otros mercados, demostrando que existe una demanda real y que desde Marruecos se puede producir amoníaco verde a un precio competitivo. De nuevo, la decisión de la capacidad adicional específica se consideraría más adelante, una vez se comprenda mejor el desarrollo del mercado de amoníaco verde.

6.2 HIPÓTESIS REALIZADAS

Para diseñar y llevar a cabo el desarrollo de la instalación de producción de amoníaco verde descrita en la sección anterior, se han realizado una serie de hipótesis y asunciones. Concretamente, se asumirá que:

- OCP llevará a cabo la futura planta de fertilizantes en Laayoune y que ésta estará operativa antes del año 2030, es decir, que, para cuando se estima que la instalación de producción de amoníaco verde esté construida, la planta de fertilizantes ya estará operando.
- Se llegará a un acuerdo de *off-take* con OCP para abastecer su futura planta de fertilizantes de Laayoune con el amoníaco verde producido por la instalación en su primera fase.
- El proyecto será beneficiario de la Oferta de Marruecos, teniendo acceso a terrenos a las afueras de Laayoune para desarrollar tanto la instalación de amoníaco verde como los parques de energía solar y eólica necesarios para su abastecimiento energético.
- Se podrá acceder al exceso de agua generada por la desalinizadora de OCP para alimentar el proceso de electrolización.
- Se tendrá acceso al puerto de exportación de amoníaco que OCP planea desarrollar en Laayoune para exportar amoníaco verde producido por la instalación.
- En caso de tener excedentes de energía renovable, se podría firmar un acuerdo de suministro a OCP como parte del acuerdo.

6.3 ANÁLISIS DE RIESGOS ASOCIADOS AL MODELO DE NEGOCIO

Esta sección se centrará en evaluar los posibles riesgos asociados al modelo de negocio expuesto en las secciones anteriores y qué posibles estrategias se pueden llevar a cabo para mitigarlos.

6.3.1 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

A continuación, se muestra una lista de los riesgos más relevantes del modelo de negocio:

Riesgos de la estructura empresarial

- **R1:** Riesgo de alineación entre los socios de la JV. Pueden surgir discrepancias entre IGNIS y KKR respecto a la estrategia del proyecto, prioridades, tiempos de

inversión, decisiones clave del proyecto, etc., que pueden retrasar y afectar al desarrollo del proyecto.

- **R2:** Riesgo reputacional y político por operar en el Sáhara Occidental. Laayoune, en el Sáhara Occidental, está en una región políticamente sensible, por lo que desarrollar en esta región puede afectar a la reputación del proyecto y de las empresas de la JV y atrayendo posibles sanciones o presiones diplomáticas.

Riesgos técnicos y operativos

- **R3:** Riesgo asociado a la tecnología aún inmadura del electrolizador. Aunque la tecnología de electrólisis está avanzando, sigue enfrentando retos técnicos, especialmente a gran escala, en cuanto a eficiencia, disponibilidad de abastecimiento y mantenimiento.
- **R4:** Riesgo de desalineación en el cronograma de fases de puesta en marcha. Si el puerto de exportación, la planta de fertilizantes o cualquier otra infraestructura clave se retrasa, el proyecto se podría ver afectado, pudiendo darse casos de subutilización de la capacidad instalada, por ejemplo.

Riesgos financieros

- **R5:** Riesgo de sobrecostes en CAPEX y OPEX. Aumentos de costes inesperados en construcción, instalación o adquisición de equipos (por ejemplo, electrolizadores, turbinas, infraestructura logística) pueden afectar a la rentabilidad del proyecto.
- **R6:** Riesgo de acceso limitado a financiación en siguientes fases. Aunque KKR financie la fase inicial, el acceso a capital para las fases II y III puede verse afectado por la evolución del mercado y resultados operativos de la fase inicial del proyecto.

Riesgos de mercado y de demanda

- **R7:** Riesgo de demanda insuficiente de amoniaco verde en Europa. Si la demanda esperada de amoniaco verde en Europa no se acaba materializando según lo esperado, las fases II y III, centradas en exportación, podrían no ser viables.
- **R8:** Riesgo de competencia futura en la región de Laayoune. A pesar de no haber otros proyectos en Laayoune actualmente, la región puede atraer nuevos proyectos

de amoníaco verde que pueden crear una presión competitiva que afecte al acuerdo de *off-take* con OCP.

- **R9:** Riesgo de dependencia excesiva de un único off-taker local (OCP). El proyecto se ve expuesto a un riesgo considerable para su primera fase si la planta de fertilizantes de OCP no se construye en el plazo previsto. Además, incluso en caso de construirse, OCP tiene mucho poder de negociación para acordar un precio y condiciones de compra del amoníaco verde.
- **R10:** Riesgo de conflicto con OCP por suministro a competidores. Dado que en las fases II y III se planea exportar amoníaco verde a precios muy competitivos, potencialmente a productores europeos de fertilizantes, se puede dar un conflicto con OCP al estar suministrando a sus competidores con materia prima verde a buen precio, reduciendo la posible ventaja competitiva del grupo marroquí para vender fertilizantes verdes en Europa.
- **R11:** Riesgo de entrada tardía al mercado europeo vs. potenciales competidores. Se estima que Chile y Australia podrán exportar amoníaco verde a Europa antes que Marruecos, pudiendo adelantarse a abarcar los acuerdos de *off-take* más interesantes y ventajosos.

Riesgos legales y regulatorios

- **R12:** Riesgo de cambios en políticas fiscales, ambientales o de incentivos en Marruecos. La postura del gobierno marroquí con respecto al hidrógeno y amoníaco verdes puede cambiar, empeorando las condiciones regulatorias y fiscales y pudiendo causar, en última instancia, que el proyecto no sea viable.
- **R13:** Riesgo de acceso y derechos sobre el recurso hídrico. Debido al escaso recurso hídrico de Marruecos, incluso habiendo actualmente capacidad sobrante de desalinización, podrían surgir conflictos sobre el acceso al agua, dando lugar a disputas con autoridades locales o poblaciones cercanas.

6.3.2 ANÁLISIS CUALITATIVO DE RIESGOS

Una vez identificados los riesgos, se determinará de forma cualitativa la probabilidad de que ocurra cada riesgo, así como su impacto en caso de ocurrir. Para determinar la probabilidad de cada riesgo, se seguirá el siguiente criterio:

Probabilidad	Descripción	Valor
Muy alta	Es muy probable que ocurra el riesgo, con un porcentaje muy alto (81-100%)	5
Alta	Es probable que ocurra el riesgo, con un porcentaje alto (61-80%)	4
Media	El riesgo podría ocurrir, con un porcentaje medio (41-60%)	3
Baja	Es poco probable que ocurra el riesgo, con un porcentaje bajo (21-40%)	2
Muy baja	El riesgo ocurrirá de forma excepcional, con un porcentaje muy bajo (0-20%)	1

Tabla 20. Criterio de asignación de probabilidad al riesgo.

Por otro lado, el impacto de cada riesgo se determinará según el siguiente criterio:

Impacto	Descripción	Valor
Muy alto	El riesgo afectará gravemente el alcance y la calidad del proyecto, implicará costes que podrían poner en peligro su viabilidad financiera y/o provocará retrasos de varios meses.	5
Alto	El riesgo tendrá un impacto importante en la calidad y el alcance del proyecto, requerirá la mayoría de los fondos de contingencia y/o causará retrasos de algunos meses.	4
Medio	El riesgo afectará la calidad del proyecto sin impactar el alcance, generará costes que pueden cubrirse con las reservas previstas y/o causará retrasos de algunas semanas.	3
Bajo	El riesgo tendrá un impacto leve en la calidad del proyecto, los costes pueden cubrirse sin dificultad con fondos de contingencia y/o los retrasos serán mínimos, de pocos días.	2
Muy bajo	El riesgo no tendrá efectos significativos en el alcance ni en la calidad, generará costes insignificantes y/o no afectará el cronograma del proyecto.	1

Tabla 21. Criterio de asignación de impacto del riesgo en el proyecto.

Asignando una probabilidad y un impacto a cada riesgo identificado, se puede obtener una valoración cualitativa de cada riesgo según lo siguiente:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Impacto}$$

Habiendo asignado una probabilidad y un impacto a cada riesgo, se muestra a continuación la valoración de riesgo que supone cada uno en una matriz de probabilidad-impacto:

			Impacto				
			Muy bajo	Bajo	Medio	Alto	Muy alto
			1	2	3	4	5
Probabilidad	Muy alta	5					
	Alta	4				R8, R9	
	Media	3			R1, R11	R3, R5, R13	R4
	Baja	2			R10	R2, R6, R12	R7
	Muy baja	1					

Figura 62. Matriz de Probabilidad-Impacto de los riesgos identificados.

6.3.3 PLANIFICACIÓN DE MEDIDAS DE RESPUESTA A LOS RIESGOS

Conociendo los riesgos, se pueden poner en práctica una serie de estrategias o acciones preventivas para reducir o eliminar la probabilidad y/o impacto de los riesgos estudiados. A continuación, se resumen las estrategias y medidas para cada riesgo identificado:

- **R1:** Establecer un acuerdo claro entre los socios de la JV, con unos objetivos claramente alineados entre las partes y un alcance bien definido para el desarrollo de proyectos.
- **R2:** Contratar asesores legales y diplomáticos para garantizar el cumplimiento normativo y la transparencia del proyecto.
- **R3:** Buscar proveedores de electrolizadores con experiencia y capacidad de abastecimiento para evitar retrasos.
- **R4:** Obtener garantías contractuales de OCP, empresa encargada de la infraestructura portuaria y fábrica de fertilizantes, para asegurar que dichas infraestructuras se construyan según el plan previsto. En caso de no cumplir con los plazos, negociar

algún tipo de acuerdo para cofinanciar una infraestructura portuaria temporal como un puerto SMP (Single Mooring Point), por ejemplo, que permita exportar amoníaco verde y asegurar así la rentabilidad del proyecto.

- **R5:** En la elaboración del presupuesto, contar con un margen para imprevistos. Además, en la contratación del EPC negociar precios fijos o esquemas de riesgo compartido.
- **R6:** Negociar con KKR (o su potencial “sucesor financiero” a futuro) un compromiso de financiación en caso de cumplirse una serie de hitos que demuestren la rentabilidad y viabilidad del proyecto.
- **R7:** Construir el proyecto por fases para no sobredimensionar el proyecto desde el comienzo, de tal manera que se aumente la capacidad según vaya aumentando la demanda.
- **R8:** Al firmar el acuerdo de *off-take* con OCP, incluir un acuerdo de exclusividad durante los primeros años, en los que el proyecto dependería únicamente del suministro a OCP, o por lo menos hasta que el proyecto tenga una capacidad de exportación considerable.
- **R9:** Valorar opciones para llegar a otros *off-takers* en la fase I del proyecto en caso de que OCP exija condiciones muy desfavorables. Una opción podría ser invertir en un puerto SMP (Single Mooring Point), el cual no requiere gran inversión ni tiempo de construcción, y permitiría al proyecto exportar amoníaco verde para llegar a otros clientes.
- **R10:** Incluir una cláusula en el acuerdo de *off-take* con OCP que permita flexibilidad para suministrar a otros productores de fertilizantes.
- **R11:** Establecer relaciones con potenciales *off-takers* europeos desde que el proyecto comienza a desarrollarse, incluso negociar acuerdos de compromiso de *off-take* a futuro ofreciendo precios más competitivos que proyectos chilenos o australianos. Esto permitiría, además, tener más visibilidad en la posible demanda futura para evaluar la viabilidad de las fases II y III.
- **R12:** Mantener un diálogo continuo con las autoridades locales para tratar de negociar estrategias fiscales en caso de cambio de postura. Esto permitiría también

conocer con antelación un posible cambio de normativa, lo que daría tiempo para desarrollar una estrategia fiscal bien meditada.

- **R13:** Incluir en el acuerdo con OCP permisos de acceso a su desaladora en Laayoune, de tal forma que no haga falta recurrir a la desaladora de ONEE, que suministra agua a la ciudad y que podría causar conflictos con autoridades locales. En caso de no poder acceder a esta desaladora de OCP, se tendrá que incluir la inversión en una desaladora destinada específicamente para el proyecto.

Capítulo 7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

Habiendo determinado la ubicación y las características principales de la instalación de producción de amoníaco verde, en este capítulo se profundizará en el diseño técnico de la instalación, evaluando el emplazamiento concreto del proyecto, el dimensionamiento de la instalación, el suministro eléctrico y el diseño de la instalación de producción de hidrógeno y amoníaco verde.

7.1 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Como ya se ha mencionado en la sección 6.1.2, el proyecto estará ubicado en la región de Laayoune, concretamente junto a la futura planta de fertilizantes de Phosboucraa (Grupo OCP). A continuación, se muestran unas imágenes satelitales de la región para ubicar al lector:



Figura 63. Imágenes satelitales de Laayoune.

En la imagen de la derecha se puede observar que la futura planta de fertilizantes de OCP se encuentra en la costa, a unos 25km de la ciudad de Laayoune. Dicha planta se está construyendo a 2km al sur de la actual planta de producción de fosfatos de Phosboucraa, filial de OCP que explota la mina de Boucraa:

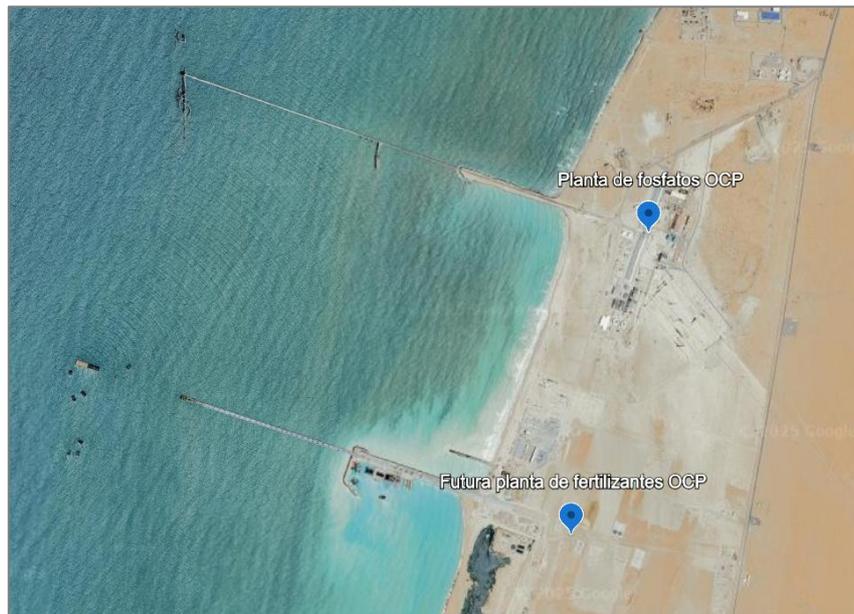


Figura 64. Vista satelital de las plantas de fosfatos y fertilizantes de Phosboucraa (OCP).

La futura planta de fertilizantes y su puerto de exportación se encuentra actualmente en construcción. Sin embargo, existen ilustraciones y croquis de la planta (imagen izquierda) que han permitido ubicar los distintos componentes de la ésta en una imagen satelital (imagen derecha):

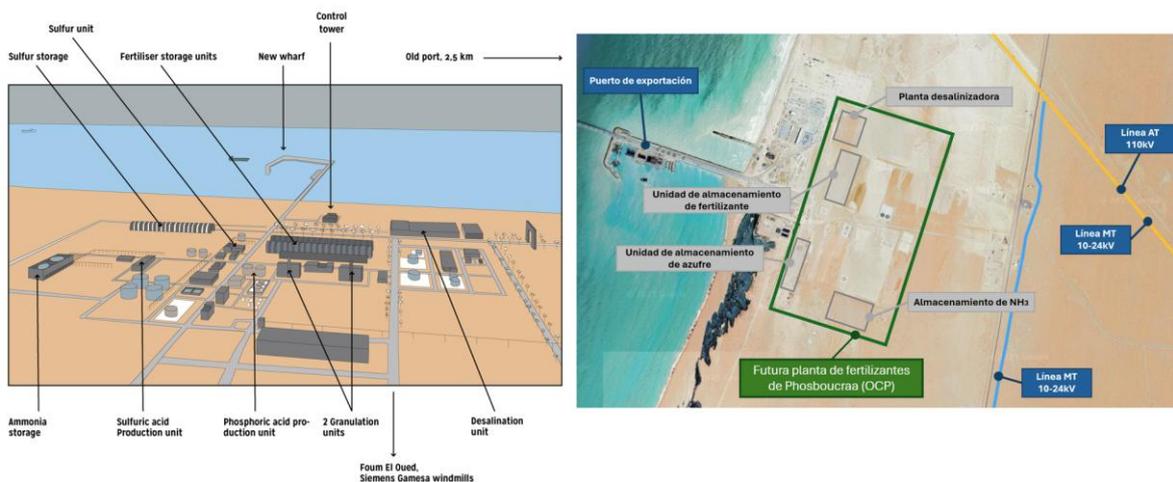


Figura 65. Distribución de los componentes de la futura planta de producción de fertilizantes de OCP. [106]

Lo más relevante de estas imágenes para el proyecto es la ubicación de los tanques de almacenamiento de amoníaco, ya que será ahí donde se enviará el amoníaco verde producido por el proyecto. Como se puede observar en la imagen derecha de la Figura 65, los tanques

de almacenamiento de amoniaco se encuentran en la zona sur de la planta. Teniendo esto en cuenta, **se ubicará la instalación de producción de amoniaco verde cerca de estos tanques**, de tal forma que se minimice la distancia de transporte del amoniaco desde la instalación del proyecto hasta la planta de fertilizantes de OCP, lo cual reducirá el CAPEX de una tubería de amoniaco. Además, se buscará ubicar la instalación de amoniaco verde cerca del puerto para facilitar su exportación en las fases II y III.

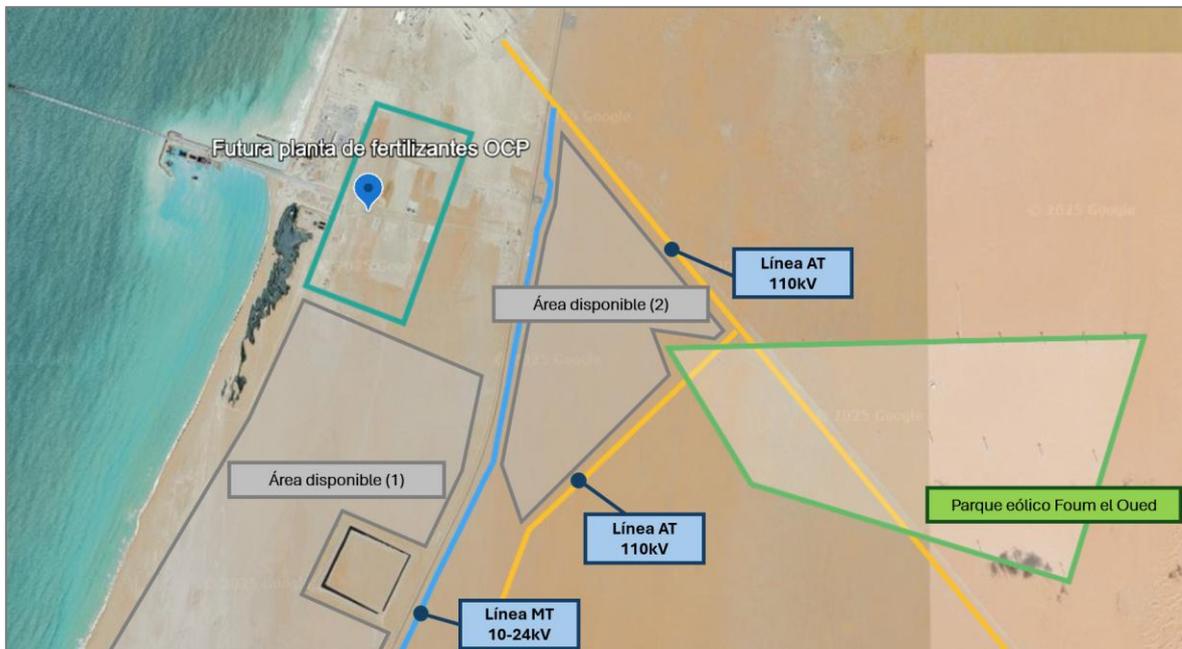


Figura 66. Áreas disponibles para el emplazamiento del proyecto.

Considerando las limitaciones de espacio del emplazamiento, donde se tienen varias líneas de alta y media tensión, así como un parque eólico cercano, se tienen dos posibles áreas disponibles para el emplazamiento del proyecto. Con ello, se considera que el Área 1 es la más adecuada como emplazamiento del proyecto por las siguientes razones:

- Se encuentra más cerca de los tanques de almacenamiento de amoniaco de OCP y del puerto que el Área 2, lo que reducirá el coste de las tuberías de amoniaco que conecten el proyecto con la planta de fertilizantes y el puerto.
- Tiene más área disponible hacia el sur, facilitando posibles expansiones de capacidad a futuro. El Área 2, al contrario, está confinada por las líneas eléctricas y el parque eólico.

- Al estar junto a la costa reducirá los posibles costes de instalación de una planta desalinizadora en caso de necesitar mayor capacidad (especialmente para las fases II y III).

Este emplazamiento, además, se encuentra muy cerca de líneas de media y alta tensión existentes, las cuales se pueden emplear para conectar los parques eólicos y solares con la instalación de amoniaco verde. Como muestra la siguiente figura, la zona cuenta con áreas muy amplias sin ningún uso actual que se podrían emplear para el desarrollo de dichos parques renovables:

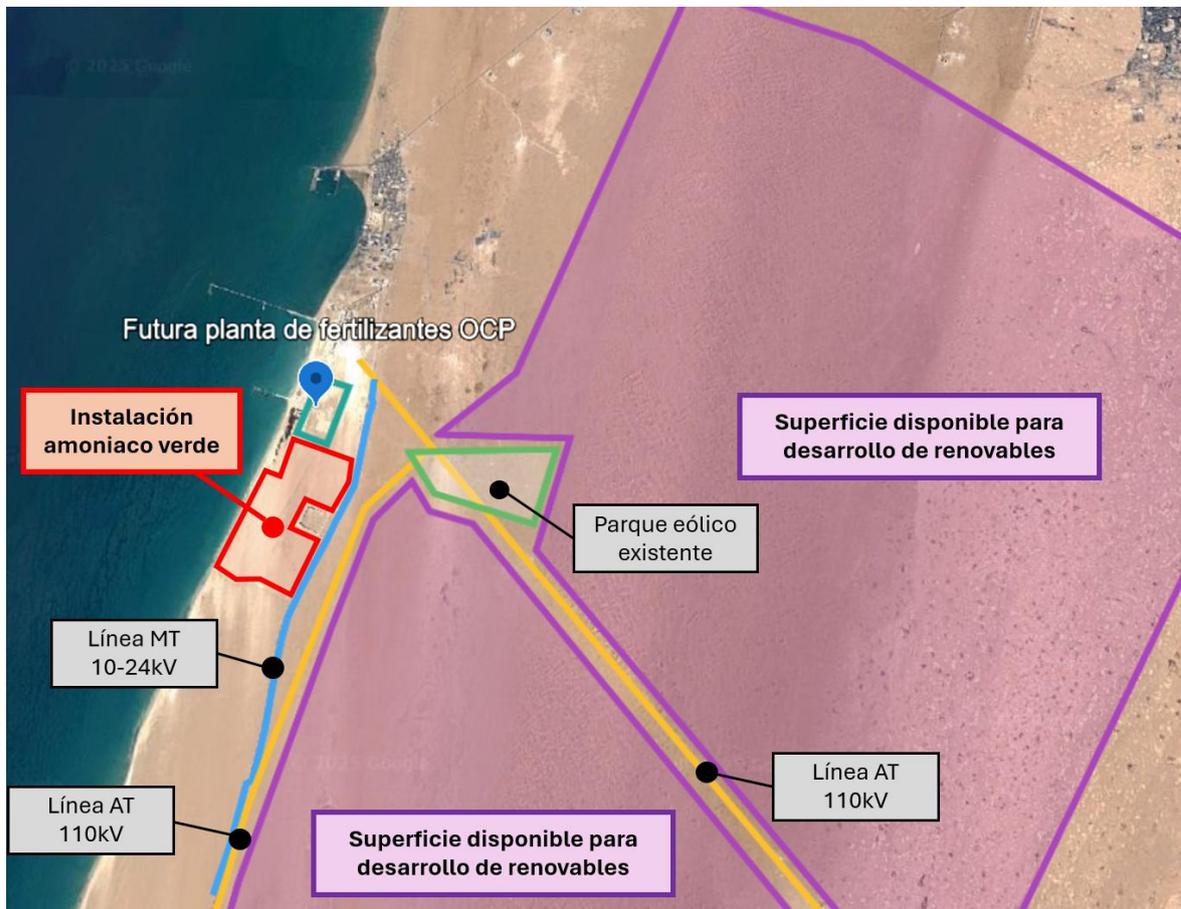


Figura 67. Superficies disponibles para el desarrollo de energía renovable cerca del emplazamiento.

El área designada para la instalación de amoniaco verde tiene una superficie de más de 7 millones de metros cuadrados. Considerando que una instalación de electrolización de 100MW requiere unos 22.000 m² de planta [107], siendo dicha instalación la que más

superficie abarca en una instalación de amoniaco verde, se considera que la superficie del área designada es más que suficiente para albergar las instalaciones de electrolización y síntesis de amoniaco de las Fases I, II y III del proyecto.

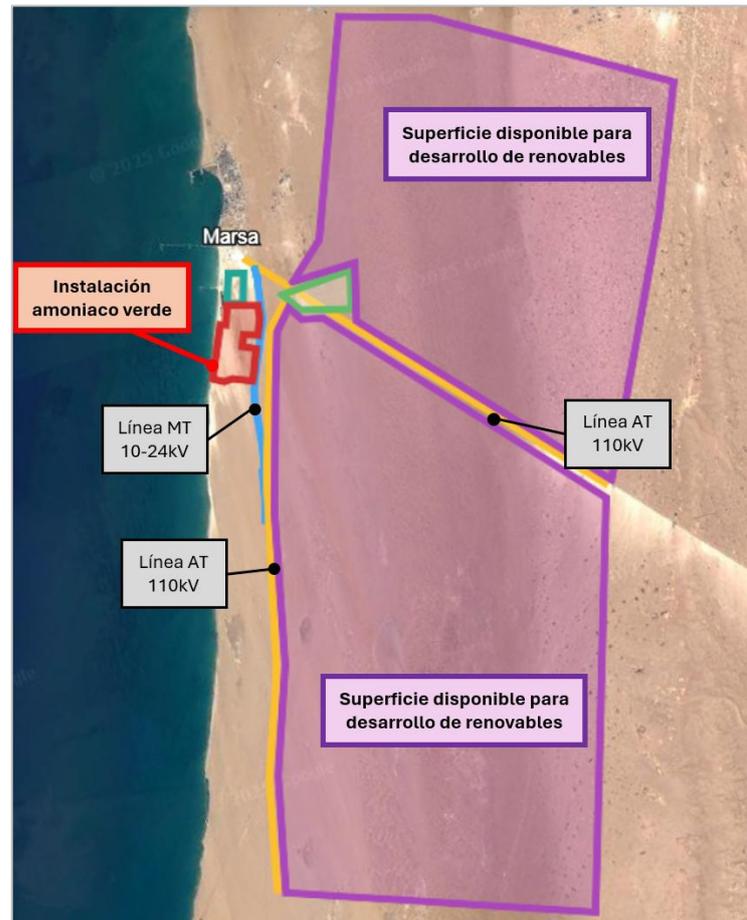


Figura 68. Superficie disponible para desarrollo de energías renovables.

Además, como muestra la figura existe una gran superficie disponible para el desarrollo de energías renovables, contando con más de 80.000 hectáreas. Asumiendo que para un supuesto parque eólico se emplean turbinas Siemens Gamesa SG 6.6-170, de 170m de diámetro, considerando una separación entre turbinas de 7 diámetros en la dirección dominante del viento y 4 diámetros en la dirección perpendicular al viento, un parque de 1GW de potencia eólica abarcaría una superficie de 12.300 hectáreas. Por otro lado, un parque solar de 1GW de estructura fija con un ángulo de inclinación de 21° (véase Anexo VI) ubicado en Laayoune abarcaría una superficie aproximada de unas 5.000 hectáreas

aproximadamente. Se puede concluir, por tanto, que la superficie disponible para el desarrollo de renovables no será un limitante para posibles aumentos de capacidad de producción en las Fases II y III.

Esta área, además, cuenta con dos líneas de alta tensión que convergen muy cerca del emplazamiento donde se ubicaría la instalación de amoniaco verde, lo cual permitiría abastecer al proyecto sin necesidad de construir líneas eléctricas propias, reduciendo el CAPEX del proyecto, y además reduciría las pérdidas en el transporte de la energía hasta el proyecto. Cabe destacar, sin embargo, que se desconoce la capacidad de dichas líneas, por lo que existe la posibilidad de que para las Fases II y III sea necesaria una repotenciación de las líneas o la construcción de unas líneas propias.

7.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

El objetivo de esta sección es dimensionar los componentes principales de la instalación de producción de amoniaco verde para la Fase I del proyecto, así como hacer el diseño de alto nivel de ésta.

Como se ha mencionado en la sección 6.1.3, se dimensionará la Fase I de tal forma que tenga una capacidad de producción de unas 150.000 tNH₃/año. Considerando este valor, se dimensionarán los componentes principales del proyecto, siendo éstos:

- **Unidad de producción de hidrógeno verde.** Ésta incluye el electrolizador (consistiendo en el convertidor AC/DC, *stack* de electrolización, la unidad de separación gas-álcali, la unidad de purificación y los compresores), y los tanques de almacenamiento de H₂.
- **Parque de generación renovable.** Estará compuesto de un parque solar y un parque eólico.
- **Unidad de separación de aire (ASU), Unidad de síntesis de amoniaco Haber-Bosch (HB) y equipos auxiliares.**

- **Unidad de almacenamiento y transporte de amoníaco.** Ésta incluye tanques de almacenamiento de amoníaco y la tubería que transporta el amoníaco hasta la planta de fertilizantes.
- **Unidad de desalinización de agua.** Se calculará el agua necesaria para abastecer el proyecto, y se comprobará si la planta desalinizadora de OCP tendría capacidad sobrante suficiente para abastecer el proyecto.

Dado que la capacidad de producción de amoníaco se ha fijado en unas 150.000 tNH₃/año, **se dimensionará y diseñará la instalación de tal forma que se asegure una producción constante de amoníaco**, principalmente por las restricciones técnicas de la unidad HB, la cual deberá operar en condiciones cercanas a las nominales para evitar sobrecostes por paradas o arranques. A partir de aquí, se dimensionará el electrolizador y el parque de generación renovable con el recurso solar y eólico específicos del emplazamiento para **asegurar un flujo constante de hidrógeno que alimente el HB en su régimen nominal** para producir las 150.000tNH₃/año.

Degradación de los equipos

Considerar la degradación anual de los equipos es esencial para dimensionar correctamente la instalación, dado que, si se quiere mantener el HB operando a capacidad nominal durante toda la vida útil del proyecto, hay que considerar la pérdida de capacidad anual de todos los elementos aguas arriba del HB para asegurar el flujo constante de H₂ necesario. Se considerará una vida útil del proyecto de 30 años y una degradación lineal para todas las unidades.

A continuación, se muestran las consideraciones de degradación para cada unidad del proyecto:

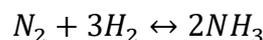
- **Parque solar.** Se considerará una degradación de **0,8%/año** considerando las altas temperaturas, proximidad al mar y la alta suciedad por arena y polvo. Además, se considerará una vida útil de 30 años, requiriendo un reacondicionamiento técnico (*overhaul*) a los 15 años que supondrá un coste del 20% del CAPEX inicial.

- **Parque eólico.** Debido a la cercanía al mar y la potencial degradación en las palas de las turbinas por partículas de arena en el aire, se considerará una degradación del **1,5%/año**. Se considerará una vida útil de 30 años, requiriendo un reacondicionamiento técnico (*overhaul*) a los 15 años que supondrá un coste del 20% del CAPEX inicial.
- **Electrolizador.** Se considerará una degradación de **0,6%/año**, requiriendo un reacondicionamiento técnico (*overhaul*) del *stack* cada 10 años, lo que supondrá un coste del 32% del CAPEX inicial del *stack*, el cual es alrededor del 35% del CAPEX del electrolizador.
- **HB & ASU.** Se considerará una degradación de la capacidad del **0,6%/año**, requiriendo un reacondicionamiento técnico (*overhaul*) cada 10 años, lo que supondrá un coste del 10% del CAPEX inicial. Nótese que, debido a la degradación considerada, a pesar de operar en régimen nominal el HB no producirá exactamente las 150.000 tNH₃/año todos los años (la producción disminuirá a unas 142.500 tNH₃/año el año antes del reacondicionamiento técnico).

Se considerará que los equipos recuperarán el 100% de su capacidad inicial el año en que realizan el reacondicionamiento técnico, y se asumirá el mismo grado de degradación anual tras éste.

7.2.1 UNIDAD DE SÍNTESIS DE AMONIACO HABER-BOSCH (HB)

La reacción de síntesis del amoníaco es la siguiente:



Teóricamente, considerando las masas molares del hidrógeno y del amoníaco, la relación estequiométrica entre ambos en esta reacción es de 5,632 kgNH₃ por cada kg de H₂. Sin embargo, en un proceso real de síntesis de HB se consigue un rendimiento total de la reacción del 98% al emplear reciclado de las corrientes de hidrógeno y nitrógeno sin reaccionar [108]. Con esta eficiencia, por tanto, se consigue una proporción de **5,52 kgNH₃ – 1kgH₂**. Por ello, para producir 150.000 tNH₃/año, será necesario un flujo constante de hidrógeno de unas **27.175 tH₂/año**. Este valor se tendrá en cuenta para el dimensionamiento del electrolizador.

Para dimensionar la unidad HB se tendrá en cuenta la potencia eléctrica necesaria para alimentarlo. Nótese que, como ya trató en el Estado de la Cuestión, el HB para producir amoniaco verde es distinto del HB para amoniaco gris, ya que, al no tener gas natural como fuente de calor para alimentar un ciclo de vapor, es necesario cambiar las turbobombas por motobombas eléctricas para los compresores para alcanzar las presiones y temperaturas necesarias para que tenga lugar la reacción. C. Smith et al. justifican un consumo total (compresores del HB eléctrico junto con la ASU) de 0,75MWh/tNH₃ [19]. Considerando un consumo de 0,15 MWh/tNH₃ para la ASU (justificado en la siguiente sección), se puede determinar que el HB eléctrico consume 0,6 MWh/tNH₃. Por tanto, conociendo la capacidad de producción de amoniaco buscada, se puede calcular la potencia necesaria del HB en MW:

$$Potencia\ HB = \frac{0,6\ MWh}{tNH_3} \cdot \frac{150000 / \left(\frac{365}{24}\right) tNH_3}{h} = 10,3MW$$

De nuevo, se partirá de la base de que esta unidad estará siempre operando a régimen nominal, con una potencia constante de 10,3MW para producir unas 150.000 tNH₃/año.

7.2.2 UNIDAD DE SEPARACIÓN DE AIRE (ASU)

Esta unidad se encarga de producir el nitrógeno necesario para la síntesis del amoniaco separando el nitrógeno del resto de gases presentes en el aire. Siguiendo la fórmula de la síntesis del amoniaco mostrada previamente, la relación estequiométrica entre el nitrógeno y el amoniaco es de 1,216 kgNH₃ por cada kg de N₂. Considerando la eficiencia del 98% de la reacción de Haber-Bosch, la proporción real sería aproximadamente de 1,2kgNH₃ – 1kgN₂, requiriendo una capacidad de **125.000 tN₂/año**.

En cuanto a la potencia necesaria de la ASU, Maqbool et al. justifican 0,1MWh/tNH₃ [109], mientras que P. Pfromm justifica 0,2MWh/tNH₃ [110]. Se tomará el valor medio entre ambos, 0,15MW/tNH₃. Haciendo el mismo cálculo que en la sección anterior, se puede determinar la potencia de la ASU:

$$Potencia ASU = \frac{0,15 MWh}{tNH_3} \cdot \frac{\frac{150000}{365} tNH_3}{24 h} = 2,6 MW$$

7.2.3 EQUIPOS AUXILIARES

Se considerará una potencia adicional de **1MW para equipos auxiliares** de la instalación, como equipos de refrigeración, bombas, compresores, equipos de seguridad, etc.

7.2.4 UNIDAD DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE Y PARQUE DE GENERACIÓN RENOVABLE

Para dimensionar una instalación de hidrógeno verde que consiga producir un flujo constante durante todo el año, es muy importante establecer las **distintas fuentes de suministro renovable**, conocer el **recurso solar y eólico específico del emplazamiento** en todos los meses del año y **determinar las potencias** tanto del **electrolizador** como de **dichas fuentes renovables** de una forma óptima económicamente hablando, dado que el CAPEX del proyecto dependerá en gran parte de estos elementos.

Debido al gran recurso solar y eólico del emplazamiento, se instalará un parque renovable híbrido, compuesto por un parque solar y un parque eólico. **Estas dos fuentes se complementan muy bien**, dado que la energía solar produce en momentos de poco viento y viceversa (véase la Figura 69). Esto proporcionará una **potencia relativamente estable** a la instalación, lo cual es especialmente importante dado que se empleará un **electrolizador alcalino** (debido a su madurez tecnológica probada en muchos proyectos existentes, comparado con los electrolizadores PEM), el cual durante su operación **no debe situarse por debajo del 40-50% de su factor de carga** (*Load factor*) para evitar ineficiencias y reducción de su vida útil.

Se ha realizado un estudio del recurso solar y eólico específico del emplazamiento mostrado en la sección anterior, evaluando la radiación y velocidad de viento en todas las horas del día para los 12 meses del año (obteniendo la producción horaria de un día medio de producción eólica/solar para cada mes), con datos de Global Wind Atlas [111] y Global Solar

Atlas [112] (Véase Anexo VI). Con esta información, se ha obtenido el potencial de producción tanto solar como eólica para cada hora del año para una determinada potencia solar y eólica como se muestra en la siguiente tabla:

Octubre

Hora	Generación eléctrica			Sin consumos de red			Con consumos de red			
	Potencia eólica (MW)	Potencia solar (MW)	Potencia total (MW)	Factor de carga Electrolicador	Ritmo de producción (kgH2/hora)	Déficit/exceso de producción	Factor de carga Electrolicador	Ritmo de producción (kgH2/hora)	Déficit/exceso de producción	
0	171,5	0,0	171,5	90%	3.049	-53	90%	3.049	-53	
1	161,4	0,0	161,4	84%	2.852	-250	84%	2.852	-250	
2	153,4	0,0	153,4	80%	2.697	-405	82%	2.764	-338	
3	149,4	0,0	149,4	77%	2.620	-482	82%	2.764	-338	
4	149,4	0,0	149,4	77%	2.620	-482	82%	2.764	-338	
5	145,4	0,0	145,4	75%	2.543	-559	82%	2.764	-338	
6	141,0	7,9	148,9	77%	2.612	-490	82%	2.764	-338	
7	136,7	34,9	171,5	90%	3.049	-53	90%	3.049	-53	
8	132,3	44,5	176,8	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
9	89,9	53,8	143,7	74%	2.511	-591	82%	2.764	-338	
10	64,8	61,1	125,9	64%	2.166	-936	82%	2.764	-338	
11	58,4	63,7	122,1	62%	2.092	-1.010	82%	2.764	-338	
12	71,3	63,1	134,5	69%	2.332	-770	82%	2.764	-338	
13	119,3	59,9	179,1	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
14	168,3	53,8	222,1	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
15	187,6	43,7	231,3	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
16	192,8	19,0	211,7	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
17	192,8	0,0	192,8	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
18	194,3	0,0	194,3	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
19	195,9	0,0	195,9	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
20	192,8	0,0	192,8	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
21	189,7	0,0	189,7	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
22	185,3	0,0	185,3	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
23	185,3	0,0	185,3	100%	3.385	283	100%	3.385	283	
Déficit neto (kgH2/día)						-2.686	Déficit neto (kgH2/día)			0

Resumen producción eléctrica	
Producción renovable total diaria	4.134 MWh
Consumos HB, ASU y aux	334 MWh
Producción renovable empleada por el electrolicador	3.849 MWh
Excedentes de producción renovable	285 MWh
Consumos de red para compensar déficits de generación renovable	139 MWh

Tabla 22. Resumen de producción eléctrica y de hidrógeno en octubre.

Introduciendo unos valores de potencia instalada, en este caso **105,4MW de solar y 204,6MW de eólica** (31 aerogeneradores SG-6.6-170 de Siemens Gamesa de 6,6MW), se puede determinar una producción eléctrica media para cada mes en cada hora del día. Se ha realizado el mismo ejercicio para todos los meses del año. Una vez determinada la producción eléctrica en cada momento del año, introduciendo un valor de **potencia del**

electrolizador, en este caso 175MW, y considerando una eficiencia de 51,7 kWh/kgH₂ para el proceso de electrolización completo [107], se puede determinar la producción de hidrógeno en cada momento. Se ha realizado estos cálculos de tal forma que el HB, ASU y equipos auxiliares estén siempre consumiendo, y el electrolizador consume el resto de la potencia renovable disponible, siendo su potencia nominal la máxima. En caso de superarse, se generarían excedentes de producción. Nótese en la Tabla 22 que hay momentos en los que, debido a falta de generación renovable, si no se consumiera energía de la red habría déficits netos de producción de hidrógeno diaria con respecto a la necesaria para mantener el HB en régimen nominal. Se analizará esto más adelante.

Estos valores de potencia eólica, solar y de electrolización se han calculado de tal forma que **se consiga una producción de hidrógeno de 27.175 tH₂/año, a la vez que se minimiza el CAPEX total**. Además, el conjunto parque renovable - electrolizador se ha dimensionado para obtener un **factor de carga medio del 90%** para el electrolizador, de tal forma que se reduzca el coste normalizado por kg de H₂ producido al tener un factor de carga alto, pero a la vez dejando un margen del 10% en caso de necesitar un aumento de producción puntual para compensar paradas técnicas y para no forzar el electrolizador y acelerar su degradación (vs. un factor de carga aún más alto).

Para todo ello se ha tenido en cuenta el recurso renovable, especialmente el eólico, el cual es excelente durante gran parte del día excepto durante las horas de sol, como muestra la siguiente figura:

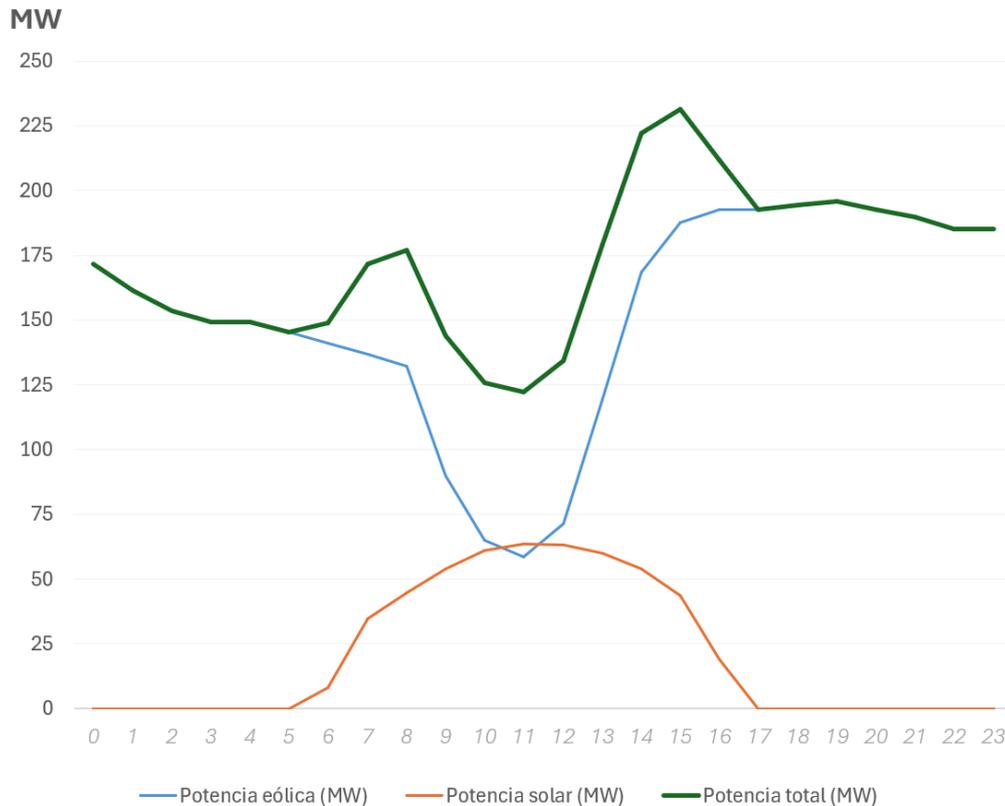


Figura 69. Producción renovable para el mes de octubre.

La producción solar es capaz de compensar la caída de la producción eólica durante el día, lo cual permite mantener una potencia total generada relativamente constante en torno a los 175MW de potencia necesaria para el electrolizador.

Nótese que en la Tabla 22, los valores de déficit/exceso de producción se calculan con respecto a la producción de H_2 horaria necesaria para mantener el flujo de $3.102,2 \text{ kgH}_2/\text{hora}$ ($27.175 \text{ tH}_2/\text{año}$) necesario para alimentar el HB a su capacidad nominal. Si el déficit neto diario es positivo significa que será necesario consumir de la red en ciertos momentos del día para poder llegar a la producción diaria requerida. Además, como puede observarse en la tabla, hay horas de exceso de producción. Para que esto sea factible técnicamente, es necesario contar con una unidad de almacenamiento temporal de H_2 para conservar temporalmente los excedentes para más tarde emplearlos en los momentos de déficit. A continuación, se muestra un resumen anual de los excesos/déficits de producción del proyecto:

Unidades en kgH2

Mes	Déficit total diario	Capacidad adicional diaria de producción disponible	Déficit neto diario	Almacenamiento necesario
Enero	0	6.519	0	0
Febrero	0	6.789	0	0
Marzo	0	6.299	0	0
Abril	0	6.789	0	0
Mayo	-63	5.692	0	63
Junio	0	6.787	0	0
Julio	0	6.789	0	0
Agosto	0	6.789	0	0
Septiembre	-1.543	5.102	0	1.543
Octubre	-6.080	2.832	-3.249	2.832
Noviembre	-786	4.520	0	786
Diciembre	-291	5.486	0	291

Tabla 23. Déficits netos diarios de producción de hidrógeno mes a mes.

Como se puede observar en la tabla, solamente en octubre existe un déficit neto diario (cuando la suma de recursos solar y eólico es más baja). Este déficit neto implica que la instalación no podría abastecer al HB el hidrógeno necesario para mantener el régimen permanente de producción de amoníaco.

Para solucionarlo, se podría recurrir al almacenamiento de la producción eléctrica sobrante en baterías o al almacenamiento de hidrógeno a largo plazo (produciendo hidrógeno en los meses de mayor recurso solar para emplearlo en octubre), pero estas opciones suponen un incremento muy considerable en el CAPEX del proyecto que no se considera justificado para compensar el déficit de solamente un mes. Por ello, se ha propuesto **recurrir a un PPA (Power Purchase Agreement) para abastecerse de energía renovable de la red en los momentos de déficit neto**. Además, se compensaría parte de este gasto firmando un PPA con un consumidor industrial, como podría ser la misma fábrica de fertilizantes de OCP en Laayoune, al cual se le **venderían los excedentes de la producción renovable del proyecto**.

Continuando con lo mencionado previamente sobre el almacenamiento temporal del hidrógeno para compensar déficits con excesos de producción diarios y proporcionar así un flujo constante de H₂ al HB, conociendo los déficits y excesos de producción diarios para

cada mes se puede estimar una capacidad de almacenamiento adicional de H₂ (aparte de la que ya se incluye para el electrolizador). En la columna de “Almacenamiento necesario” de la Tabla 23 se muestra la capacidad de almacenamiento requerida para compensar los déficits con los excesos diarios. Se considerará una **capacidad de almacenamiento de 3.000kgH₂** para contar con capacidad sobrante para los días en los que la producción sea distinta a la media considerada (lo cual es más que probable).

Se ha planteado comparar el coste que supondría el almacenamiento de H₂ con el coste de sustituirlo por consumo directo de la red en momentos de déficit. Considerando un coste de la energía de 70€/MWh (se asume un coste menor al de la red para un consumidor industrial, que en Marruecos fue de 100€/MWh en 2023), se obtiene un coste de producción de hidrógeno de 3,62€/kgH₂. Por otro lado, si se calcula el coste normalizado de almacenamiento de hidrógeno considerando un CAPEX de 350€/kgH₂, un OPEX/año de 3,5€/kgH₂ y una vida útil de 30 años [95], y considerando los kg de H₂ totales que se almacenarían en el tanque, se obtiene un coste normalizado aproximado de 0,27€/kgH₂ para un almacenamiento de 3.000kgH₂ de capacidad. Como puede observarse, es más económico el almacenamiento en este caso.

7.2.5 UNIDAD DE ALMACENAMIENTO DEL AMONIACO

Para el dimensionamiento de los tanques de almacenamiento de amoniaco, se seguirá el estándar de la industria de contar con almacenamiento de al menos 15 días de producción, el cual servirá de *buffer* en caso de haber fluctuaciones entre la producción y la demanda, en caso de paradas de la planta por mantenimiento previsto o imprevisto, o para balancear posibles fluctuaciones en el mercado de amoniaco (aunque este uso tiene mayor utilidad al exportar el amoniaco a mercados internacionales) [113].

Considerando la capacidad de la planta de 150.000 tNH₃/año, el almacenamiento deberá tener una capacidad de unas 6.200 tNH₃ para cubrir unos 15 días de producción. **Se optará por dos tanques de almacenamiento de 3.100 toneladas del tipo semi-refrigerado**, el cual permite mantener el amoniaco líquido a unos 0°C y 3-4 bar de presión. Estos tanques suelen tener una estructura esférica, están diseñados para capacidades de alrededor de 3.000

toneladas, y tienen un funcionamiento muy similar a los tanques de almacenamiento completamente refrigerados, pero menos sofisticado y relativamente económico ya que emplean tanques de acero más ligeros [113]. Tener dos tanques, además, limitará el riesgo de bloqueo de suministro a OCP.

7.2.6 UNIDAD DE DESALINIZACIÓN DE AGUA

En esta sección se calculará la cantidad de agua desalinizada demandada por la instalación para determinar si la planta de desalinización que OCP planea construir para su nueva planta de fertilizantes de Laayoune tendrá capacidad sobrante suficiente para abastecer al proyecto.

Los consumos de agua principales de una instalación de producción de amoníaco verde son dos principalmente: electrolización y refrigeración. El proceso de electrolización requiere agua “ultra-pura”, ya que el electrolizador, especialmente si es alcalino, es muy sensible a impurezas del agua. Por ello, el electrolizador cuenta con su propio sistema de purificación de agua. La refrigeración en cambio no requiere tanta pureza, por lo que el nivel de pureza del agua desalinizada sería suficiente. A continuación, se calcularán los consumos totales de agua desalinizada del proyecto.

Consumo de agua para electrolización

Por regla general, se necesitan $1,5\text{m}^3$ de agua tratada por cada m^3 de agua ultra-pura, y el electrolizador tiene un consumo de 9kg de agua ultra-pura por cada kg de H_2 producido [114]. Considerando que son necesarias 27.175 t H_2 /año, **se requerirán $366.862,5 \text{ m}^3/\text{año}$ de agua desalinizada para el proceso de electrolización.**

Consumo de agua para refrigeración

Si bien es cierto que es posible tener una refrigeración por aire, debido a las altas temperaturas del emplazamiento se ha considerado que se deberá emplear refrigeración por agua para asegurar un enfriamiento efectivo. Según H. Madsen, la cantidad de agua requerida para refrigeración cambia de proyecto a proyecto, pero por lo general se puede asumir que el proceso de refrigeración consume el doble de agua que el de electrolización.

Siguiendo esa proporción, se requerirán **733.725 m³/año de agua desalinizada para el proceso de refrigeración.**

En resumen, serán necesarios unos **1.1 Mm³/año de agua desalinizada para abastecer el proyecto.** Considerando que la planta desalinizadora de la futura planta de fertilizantes de OCP tendrá una capacidad de 7Mm³/año, y que “contará con una gran capacidad sobrante” (Figura 32), se asumirá que la planta desalinizadora tendrá capacidad suficiente para abastecer la Fase I del proyecto.

7.2.7 TUBERÍA DE CONEXIÓN CON LA FÁBRICA DE OCP

Como se adelantó en la sección 5.2.1, la tubería de transporte de amoníaco entre el almacenamiento del proyecto y el almacenamiento de la planta de fertilizantes de OCP medirá unos 300m, y deberá tener unos 100mm de diámetro interior para transportar un caudal de 150.000 tNH₃/año.

7.2.8 RESUMEN

A continuación, se muestra un resumen del dimensionamiento de las unidades principales de la instalación de producción de amoníaco verde del proyecto:

	Unidad	Capacidad
Parque de generación renovable	Parque solar	105,4 MWp
	Parque eólico	204,6 MW
Unidad de producción de hidrógeno verde	Electrolizador	175 MW
	Tanque de almacenamiento temporal de H ₂	3.000 kgH ₂
Unidad de separación de aire (ASU)		2,6 MW
Unidad de síntesis de amoníaco (HB)		10,3 MW
Tanques de almacenamiento de NH₃		2 tanques de 3.100kgNH ₃

Tabla 24. Resumen del dimensionamiento de las unidades principales del proyecto.

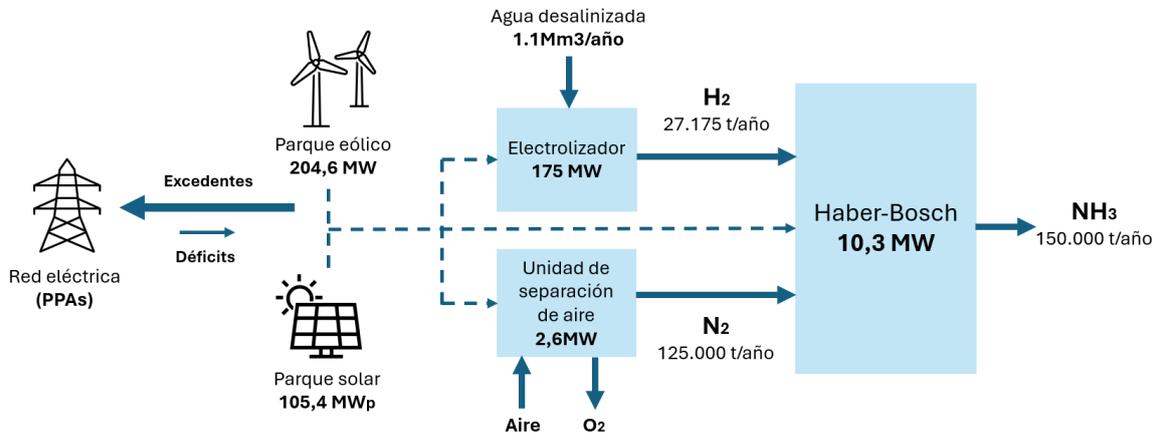


Figura 70. Esquema de la instalación completa de producción de amoníaco verde.

Capítulo 8. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

8.1 DESGLOSE DE COSTES ASOCIADOS AL PROYECTO

En esta sección se detallarán todos los costes asociados al proyecto con el objetivo de realizar un modelo financiero detallado para calcular la rentabilidad del proyecto.

8.1.1 DEVEX

El DEVEX (*Development Expenditure*) hace referencia a todos los costes en los que se ha incurrido en el proyecto antes de la decisión final de inversión (FID). Como se explicó en la sección 3.6, durante las tres fases principales de desarrollo antes de la FID (estudio inicial de viabilidad, Pre-FEED y FEED (*Front End Engineering and Design*)) se requiere realizar una serie de estudios y diseños, así como llevar a cabo trámites administrativos y legales que suponen un coste para el proyecto. Concretamente, los componentes principales del DEVEX son los siguientes:

- **Estudios de viabilidad e ingeniería.** En la fase inicial se deberán realizar estudios preliminares como estudios de recurso renovable, estudios de disponibilidad de agua, evaluación del emplazamiento (geotecnia, por ejemplo), etc, y durante las fases Pre-FEED y FEED se deberá realizar el diseño de detalle del proyecto. Esto supondrá un coste de recursos humanos, que incluye los sueldos del personal de desarrollo, posibles viajes, software, etc.
- **Costes de permisos y licencias.** Se deberá realizar estudios de impacto ambiental y se deberán solicitar permisos de construcción, consumo de agua, etc.
- **Costes financieros y legales.** Incluye los costes legales para establecer las sociedades necesarias, posibles *due diligence* técnica y financiera, negociación de contratos de los PPA, construcción (EPC) y operación y mantenimiento (O&M).

Estos costes se introducen como parte del CAPEX, ya que, en caso de salir adelante el proyecto, formarían parte de la inversión inicial. Estos costes se estimarán en un 2% del CAPEX inicial, excluyendo el margen de la constructora y el coste de arranque de la planta.

8.1.2 CAPEX

El CAPEX (*Capital Expenditure*) supone toda la inversión inicial para llevar a cabo el proyecto, así como posibles reemplazos de equipos durante su vida útil. A continuación, se desglosarán todos los CAPEX considerados, los cuales incluyen los costes de instalación, construcción y obra civil necesaria:

Parque de generación renovable

Siguiendo el artículo de A. Dahani sobre el desarrollo de amoníaco verde en la región del Sáhara Occidental, se establecerá un CAPEX de **1,2M€/MW para el parque eólico**. Por otro lado, considerando también a Bouaboula et al, que también analiza el desarrollo de amoníaco verde en Marruecos, se obtiene un CAPEX promedio entre las dos fuentes de **0,4M€/MWp para el parque solar** [95] [115]. Incluye también el resto de infraestructura auxiliar necesaria como líneas eléctricas y subestaciones.

Considerando el dimensionamiento del capítulo anterior, se obtiene un CAPEX de 245,52M€ para el parque eólico y 42,16M€ para el parque solar, suponiendo un total de **287,68M€**.

Electrolizador

Incluye el *stack* de electrolización y todo el paquete eléctrico y mecánico como los convertidores AC/DC, unidades de compresión, purificación de agua, separación gas-álcali, purificación de H₂, unidades de control y unidades de refrigeración. Se considerará un CAPEX de **2M€/MW**, según la encuesta de BloombergNEF de 2024 a desarrolladores [116]. Nótese que el CAPEX de los electrolizadores ha aumentado considerablemente en los últimos dos años debido a falta de oferta y problemas en la cadena de suministro.

Considerando el dimensionamiento del capítulo anterior, se obtiene **un CAPEX de 350M€ para el electrolizador**.

Almacenamiento de H₂

Siguiendo también el artículo de Dahani, se considerará un CAPEX de **350€/kgH₂** [95]. Considerando el dimensionamiento del capítulo anterior, se obtiene un **CAPEX total de 1,05M€**.

HB y ASU

Incluye el sistema de separación de aire (ASU) con su respectivo tanque de nitrógeno y la planta de síntesis de amoníaco Haber Bosch completa. Se considerará un CAPEX de **0,71M€/ktNH₃/año** [117]. Considerando el dimensionamiento del capítulo anterior, se obtiene un **CAPEX de 106,5M€**.

Almacenamiento de amoníaco

Se considerará un CAPEX de 940€/tNH₃ [117]. Considerando el dimensionamiento del capítulo anterior, se obtiene un CAPEX total de **5,8M €**.

Unidad de desalinización

Aunque se empleará la desalinizadora de OCP, se mencionará el CAPEX de una planta desalinizadora en caso de realizar un estudio de sensibilidad. Según las dos fuentes consideradas, el CAPEX supone entre 2,2€/m³/año [118] y 5,72€/m³/año [119]. Se tomará un valor medio de **4€/m³/año**. Considerando el dimensionamiento del capítulo anterior, se tendría un CAPEX total de **4.402.350 €**.

Tubería de transporte de amoníaco

Como se adelantó en la sección 5.2.1, el coste de una tubería de transporte de amoníaco es de unos **500.000 €**.

Otros

Se incluirán otros costes adicionales aparte de las unidades principales de la planta. Se considerará una inversión de **15.021.160 €** de DEVEX, un coste de arranque de la planta de **3,15M€** (18€/kW de electrolizador [117]), y un coste asociado al margen de la constructora de **12,25M€** (70€/kW de electrolizador [117]).

8.1.3 OPEX

En esta sección se detallarán los costes operativos del proyecto a lo largo de su vida útil.

Mantenimiento de los equipos

Unidad	# de reacondicionamientos técnicos	Coste total de los reacondicionamientos (M€)	OPEX (€/año)
Parque solar	1 (año 15)	8,432	281.066,67
Parque eólico	1 (año 15)	49,104	1.636.800
Electrolizador	2 (año 10, año 20)	78,4	2.613.333
HB & ASU	2 (año 10, año 20)	21,3	710.000

Tabla 25. OPEX de las unidades principales.

Como se muestra en la tabla, los costes de reacondicionamiento técnico de las unidades principales se han anualizado para representarlos como un coste de mantenimiento anual.

Para el almacenamiento de H₂ de 3.000kgH₂, se ha considerado un OPEX de 3,5€/kgH₂/año [95], suponiendo un total de 10.500€/año.

En cuanto al almacenamiento de NH₃, se considera un OPEX de 18,8€/tNH₃, suponiendo un total de 116.560€/año.

Coste del agua

Para que tenga sentido el abastecerse de agua de la desalinizadora de OCP comparado con invertir en una desalinizadora propia, el coste del agua deberá ser menor o igual al coste normalizado que tendría un m³ de agua producido por una desalinizadora propia. Con un CAPEX de 4.402.350€, un OPEX anual del 5% del CAPEX, una capacidad de 1.100.587,5 m³/año, se ha calculado un coste normalizado de aproximadamente 0,5€/m³. Por tanto, se asumirá un coste del agua de 0,5€/m³.

Coste del terreno

Dado que en las hipótesis iniciales se ha asumido que el proyecto será beneficiario de la Oferta de Marruecos, la cual ofrece terrenos para el desarrollo de amoniaco verde, se asumirá un coste nulo para este concepto.

Consumos de la red

En la sección anterior se justificó la necesidad de consumir de la red durante el mes de octubre en ciertos momentos del día para compensar el déficit de producción renovable. Para asegurar el origen renovable de esta energía, se acordará un PPA con otro parque renovable de Marruecos. Se considerará un precio de 50€/MWh, al aplicar un margen al LCOE anunciado por un parque eólico de 850MW en Marruecos (véase la sección 4.3.3). Nótese que el precio final de la electricidad para un consumidor industrial en Marruecos fue de 100€/MWh en 2023.

Se firmará, por otro lado, un PPA con OCP para abastecer su futura planta de fertilizantes con los excedentes generados por el parque renovable del proyecto. Se asumirá el mismo precio, 50€/MWh. Los OPEX asociados a los consumos de red se calcularán como el gasto neto entre estos consumos y las ventas de excedentes a OCP. Si los excedentes superan a los consumos de red, este gasto será negativo, es decir, un ingreso neto.

8.1.4 COSTES DE FINANCIACIÓN

En esta sección se calculará el coste de financiación del proyecto. Concretamente, el objetivo es obtener un valor de WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), es decir, la tasa de interés del proyecto, para introducirlo en el modelo financiero y calcular finalmente el LCOA del proyecto. La fórmula del WACC es la siguiente:

$$WACC = E/V \cdot r_e + D/V \cdot r_d \cdot (1 - T)$$

Donde:

- E/V es la proporción de *equity* con respecto al total de la financiación
- D/V es la proporción de deuda con respecto al total de la financiación
- r_e es la tasa de interés del *equity*

- r_d es la tasa de interés de la deuda
- T es la tasa impositiva corporativa

Debido a la escala del proyecto y la premisa de que se tendrá un acuerdo de *off-take* con OCP para el proyecto, lo cual reduce el riesgo de éste, se asumirá que se podrá acceder a una financiación con deuda del 75% del coste del proyecto. El otro 25% se financiará con *equity* del fondo de inversión KKR.

En cuanto a la tasa de interés tanto del *equity* como de la deuda, se deben considerar dos factores importantes [85]:

- Marruecos cuenta con una calificación crediticia relativamente pobre, comparable con países como Sudáfrica, Brasil o Indonesia. Esto aumentará el coste del capital, tanto de la deuda como del *equity*.
- El sector del amoníaco verde aún no es maduro y cuenta aún con muchas incógnitas (conocido también como proyectos de infraestructura *greenfield*), lo que aumenta el riesgo asociado al proyecto, incrementando el coste de la financiación.

Teniendo estos factores en cuenta, se considerará un coste del *equity* de KKR del 15%, dado que es un proyecto de infraestructura tipo *greenfield* en una economía emergente como Marruecos, suponiendo mayor riesgo y por tanto requiriendo un mayor retorno en la inversión. En cuanto al coste de la deuda, considerando estos mismos factores, se considerará una tasa de interés en la deuda del 8%.

Finalmente, en cuanto a la tasa impositiva corporativa, a pesar de que la tasa estándar para sociedades que ingresan más de 10M€ en Marruecos es del 34%, se considerará la tasa impositiva aplicada a las empresas en Zonas de Aceleración Industrial (ZAI), del 20%, ya que la Oferta de Marruecos incluye también ventajas fiscales que, aunque no se conocen exactamente, se asumirán similares a las de las ZAI.

Con todos estos datos se procede a calcular el WACC:

$$WACC = 25\% \cdot 15\% + 75\% \cdot 8\% \cdot (1 - 20\%) = 8,55\%$$

8.1.5 OTROS COSTES

Se considerarán también tres costes adicionales, además de los mencionados previamente, para obtener una mayor precisión en el cálculo del LCOA:

Costes de desmantelamiento

Una vez el proyecto alcanza el fin de su vida útil, se deberá desmantelar la instalación. Se estimará un coste de desmantelamiento del 5% del CAPEX inicial, a pagar en el año 31.

Tasas eléctricas

Según lo visto en la sección 4.3.3, hay una serie de tasas que las entidades generadoras de energía renovables y los *off-takers* de esa energía debe pagar a ONEE, el gestor de la red eléctrica de Marruecos. Concretamente, los generadores deberán pagar unas tasas de balance de la red (*Balancing fees*) y de refuerzo de la red (*Reinforcement fees*) en caso de requerirlo la red empleada entre el generador y el *off-taker*, y los *off-takers* deberán pagar unas tasas de interconexión a la red y de transmisión. Dado que para el caso de este proyecto el generador y el *off-taker* son la misma entidad, se deberán pagar estas cuatro tasas.

Sin embargo, debido a la falta de transparencia de la ONEE se desconocen los costes de estas tasas, por lo que se asumirán similares a las tasas de otros proyectos sometidos a tasas similares en otros países. Se estimará un coste total de 10€/MWh consumido por el proyecto. Este coste se incluirá como parte del OPEX.

Costes de seguros

Se considerarán también gastos en seguros de la planta por daños físicos (incendios, fallos mecánicos, etc.), seguros de responsabilidad civil, seguros medioambientales (posibles fugas de amoníaco, por ejemplo), y seguros de interrupción de negocio para cubrir las pérdidas en caso de paradas por accidentes. Se asumirá un coste total de 1M€/año y se incluirán en el OPEX.

8.2 *COSTE NORMALIZADO DEL AMONIACO (LCOA)*

8.2.1 CÁLCULO LCOA

Una vez determinados todos los costes asociados al proyecto, tanto de inversión como operativos, se puede calcular el coste normalizado del LCOA:

$$LCOA = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{tNH_{3t}}{(1+r)^t}}$$

Donde:

- n es la duración del proyecto (30 años)
- tNH_{3t} son las toneladas de amoniaco verde producidas en el año t
- r es la tasa de interés considerada, en este caso el WACC.

Introduciendo los valores de CAPEX y OPEX de la sección anterior, así como los valores de producción de energía renovable, hidrógeno verde y amoniaco, se obtiene **un LCOA de 593,77€/tNH₃**. El modelo completo empleado para el cálculo del LCOA se muestra en la siguiente tabla:

		Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
WACC 8,55%		WACC	1,00	1,09	1,18	1,28	1,39	1,51	1,64	1,78	1,93	2,09	2,27	2,47	2,68	2,91	3,15	3,42		
CAPEX																				
	Parque solar	€	42.160.000,00																	
	Parque eólico	€	245.520.000,00																	
	Electrolizador	€	350.000.000,00																	
	Almacenamiento de H2	€	1.050.000,00																	
	Unidad de síntesis de amoníaco verde (HB & ASU)	€	106.500.000,00																	
	Almacenamiento de NH3	€	5.828.000,00																	
	Tubería de transporte de NH3	€	500.000,00																	
	DEVEX	€	15.021.160,00																	
	Arranque de la planta	€	3.150.000,00																	
	Margen EPC	€	12.250.000,00																	
	CAPEX inicial total	€	781.979.160,00																	
	Costes de desmantelamiento	€																		
Producción																				
	Producción solar anual	MWh	201.062,28	199.453,78	197.845,29	196.236,79	194.628,29	193.019,79	191.411,29	189.802,79	188.194,30	186.585,80	184.977,30	183.368,80	181.760,30	180.151,81	178.543,31			
	Producción eólica anual	MWh	1.594.399,22	1.570.483,23	1.546.567,24	1.522.651,25	1.498.735,26	1.474.819,28	1.450.903,29	1.426.987,30	1.403.071,31	1.379.155,32	1.355.239,33	1.331.323,35	1.307.407,36	1.283.491,37	1.259.575,38			
	Producción renovable total anual	MWh	1.795.461,50	1.769.937,01	1.744.412,53	1.718.888,04	1.693.363,55	1.667.839,07	1.642.314,58	1.616.790,09	1.591.265,61	1.565.741,12	1.540.216,63	1.514.692,15	1.489.167,66	1.463.643,18	1.438.118,69			
	Producción renovable empleada por HB, ASU y Aux	MWh	121.764,00	121.033,42	120.302,83	119.572,25	118.841,66	118.111,08	117.380,50	116.649,91	115.919,33	115.188,74	121.764,00	121.033,42	120.302,83	119.572,25	118.841,66			
	Producción renovable real empleada por el electrolizador	MWh	1.405.444,17	1.396.369,23	1.387.289,41	1.378.083,08	1.368.813,23	1.359.493,23	1.349.678,38	1.339.371,93	1.329.065,47	1.318.759,02	1.308.452,56	1.298.146,10	1.287.839,65	1.277.533,20	1.267.226,75	1.256.920,30		
	Consumos de red compensar déficits de generación renovable	MWh	5.741,04	6.348,67	6.981,59	7.700,80	8.503,54	9.356,43	10.704,17	12.543,51	14.382,85	16.222,20	18.061,54	20.900,88	23.740,22	26.579,56	29.418,90	32.258,24		
	Producción renovable excedente	MWh	268.253,33	252.534,37	236.840,29	221.232,71	205.708,66	190.234,76	175.255,71	160.782,26	146.280,81	131.793,36	58.863,43	47.740,08	40.071,28	34.241,48	29.272,89			
	Producción de amoníaco verde anual	tNH3	150.672,00	149.767,97	148.863,94	147.959,90	147.055,87	146.151,84	145.247,81	144.343,78	143.439,74	142.535,71	150.672,00	149.767,97	148.863,94	147.959,90	147.055,87			
	Producción de hidrógeno verde	tH2	27.295,65	27.131,88	26.968,10	26.804,33	26.640,56	26.476,78	26.313,01	26.149,23	25.985,46	25.821,69	27.295,65	27.131,88	26.968,10	26.804,33	26.640,56			
	Factor de carga medio del electrolizador		92%	92%	91%	90%	90%	89%	89%	88%	88%	87%	87%	92%	92%	91%	90%	90%		
OPEX																				
	O&M parque solar	€	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67	281.066,67		
	O&M parque eólico	€	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00	1.636.800,00		
	O&M Electrolizador	€	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33	2.613.333,33		
	O&M Almacenamiento H2	€	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00	10.500,00			
	O&M HB & ASU	€	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00	710.000,00			
	O&M Almacenamiento NH3	€	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00	116.560,00			
	Coste del agua	€	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75	550.293,75			
	Consumos de red	€	287.052,24	317.443,72	349.079,37	385.040,02	425.177,24	467.821,64	535.208,53	627.175,62	719.142,71	811.109,80	2.429.800,61	2.839.972,67	3.272.872,49	3.797.721,78	4.365.632,04			
	Venta de excedentes (Ingreso)	€	-13.412.666,38	-12.626.718,30	-11.842.014,39	-11.061.635,48	-10.285.433,14	-9.511.737,97	-8.762.785,31	-8.038.412,83	-7.314.040,36	-6.589.667,89	-2.793.171,48	-2.387.003,99	-2.003.564,24	-1.712.073,97	-1.463.644,67			
	Tasas eléctricas	€	15.329.492,17	15.237.515,22	15.145.538,27	15.053.561,31	14.961.584,36	14.869.607,41	14.777.630,46	14.685.653,50	14.593.676,55	14.501.699,60	15.329.492,17	15.237.515,22	15.145.538,27	15.053.561,31	14.961.584,36			
	Seguros	€	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00	1.000.000,00			
	OPEX Total	€	9.122.431,78	9.846.794,39	10.571.157,00	11.295.519,61	12.019.882,21	12.744.244,82	13.468.607,43	14.192.970,04	14.917.332,65	15.641.695,25	21.884.675,04	22.609.037,65	23.333.400,26	24.057.762,87	24.782.125,48			
	LCOA		593,77	€/tNH3		LCOH	2,69	€/kgH2		LCOE	21,44	€/MWh								

Tabla 26. Modelo de Excel para el cálculo del LCOA.

Como puede observarse, el LCOA es relativamente bajo comparado con proyectos de Europa, por ejemplo, debido al bajo LCOE, de **21,44€/MWh**, y por tanto de LCOH, de **2,69€/kgH₂**. Este LCOE tan bajo se debe al gran recurso renovable del emplazamiento, que permite al parque renovable, especialmente el eólico, producir energía con un factor de carga elevado con respecto a su potencia nominal durante gran parte del año. Esto abarata el coste normalizado por MWh renovable producido, disminuyendo el coste de producción del hidrógeno y amoniaco verdes y aumentando el margen de las ganancias de la energía vendida como excedente.

A continuación, se muestra el peso de cada componente en el LCOA:

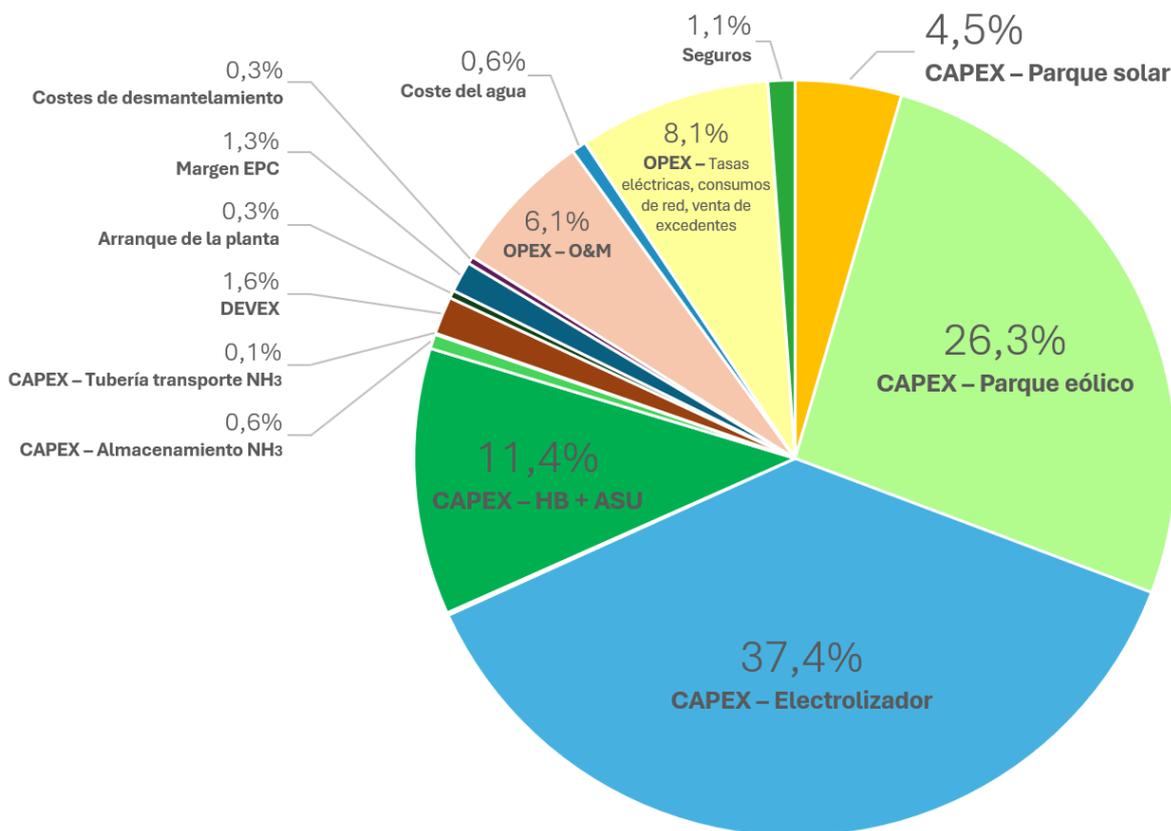


Figura 71. Desglose del LCOA.

La mayor parte del peso del LCOA se le atribuye al CAPEX del proyecto, un 83,9% del total concretamente, siendo el **CAPEX del electrolizador el elemento de mayor influencia**. En la próxima sección se realizará un análisis de sensibilidad sobre el CAPEX del

electrolizador, debido a la alta volatilidad que se ha visto en los precios de estas unidades en los últimos años.

Se puede observar también cómo el CAPEX del parque renovable (solar y eólico) supone un tercio del LCOA. Sin embargo, a diferencia del electrolizador, no se espera que el CAPEX de los parques eólicos disminuya considerablemente en el corto plazo, por lo que no se hará un análisis de sensibilidad sobre este CAPEX.

Finalmente, el OPEX relacionado a las tasas eléctricas, consumos de red y venta de excedentes supone un 8,1% del peso total del LCOA, y supone un 51% del peso de los OPEX. El peso de este gasto operativo depende mucho del precio del PPA, especialmente del precio al que se vendan los excedentes. Se incluirá también esta variable en el análisis de sensibilidad de la siguiente sección.

Evaluando el LCOA obtenido frente a los posibles competidores, a continuación se muestran los DLCOA de la competencia local a Laayoune para poder compararlos:

- Amoniac gris – Importado: 350 – 950 €/tNH₃
- Amoniac verde – Otros proyectos: 646 – 690 €/tNH₃
- Amoniac azul – Importado: 540 – 610 €/tNH₃

Comparando el LCOA del proyecto con el del amoniac gris, se puede ver cómo, si los precios del gas europeo son reducidos, el amoniac verde del proyecto será menos competitivo frente al amoniac gris importado. Sin embargo, como se mencionó en la sección 5.4.1, OCP cree que un precio estable de 700\$/tNH₃ sería suficiente para protegerse frente a las volatilidades de los precios del amoniac gris importado, por lo que **con este LCOA el grupo OCP probablemente aceptaría un acuerdo de *off-take* del amoniac verde producido por el proyecto.**

Comparando el LCOA del proyecto con el DLCOA de otros proyectos en Marruecos, se muestra como el proyecto se presenta más competitivo, principalmente porque no tiene que incurrir en los gastos adicionales que suponen el transporte hasta Laayoune.

Finalmente, comparándolo con el DLCOA del amoníaco azul importado, se puede observar que el LCOA del proyecto se encuentra en el rango estimado para el amoníaco azul. Considerando que el proyecto protegería a OCP frente a fluctuaciones de precio y que el amoníaco verde presenta una mayor reducción de emisiones frente al azul, se puede concluir que el amoníaco producido por el proyecto sería por lo menos, una opción a considerar por OCP frente al amoníaco azul importado.

Por otro lado, con vistas a la segunda fase del proyecto, la cual supondría esencialmente duplicar o triplicar la capacidad de la Fase I para exportar a Europa, se procederá a comprar el LCOA obtenido con los DLCOA de la competencia internacional para 2030:

- Amoníaco gris – Producción europea: 350 – 900 €/tNH₃.
- Amoníaco gris – Importado: 350 – 900 €/tNH₃.
- Amoníaco verde – Producción europea: +1200 €/tNH₃.
- Amoníaco verde – Chile: 521 – 990 €/tNH₃.
- Amoníaco verde – Australia: 607 – 1240 €/tNH₃.
- Amoníaco verde – Otros proyectos de Marruecos: 688 – 729 €/tNH₃.
- Amoníaco azul – Producción europea: 450 – 1000 €/tNH₃.
- Amoníaco azul – Importado: 540 – 610 €/tNH₃.

Para realizar la comparación, es necesario añadirle al LCOA calculado los costes de transporte a Europa (puerto de Róterdam, concretamente). En la sección 5.2.3 se estimó un coste de transporte de 34 – 50 €/tNH₃ desde Laayoune hasta Róterdam. Por tanto, se obtendría un **DLCOA de 628 – 644 €/tNH₃** para el amoníaco verde producido por el proyecto.

Comparando este DLCOA con el del resto de competidores potenciales de amoníaco verde, se puede observar cómo es más competitivo. Sin embargo, comparándolo con su principal competidor, el amoníaco azul importado, el DLCOA es mayor. Cabe destacar que, como se mencionará en la siguiente sección, en caso de desarrollar la Fase II del proyecto, probablemente el LCOA será menor que el obtenido debido a una posible reducción del CAPEX del electrolizador en los próximos años.

8.2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Como se ha adelantado en la sección anterior, se realizará un análisis de sensibilidad con las dos variables que se consideran más potencialmente volátiles y más influyentes en el LCOA: el CAPEX del electrolizador y el precio de la energía a través de PPA para los consumos de red y para la venta de excedentes.

Para realizar el análisis, se ha determinado un rango de 30 – 80 €/MWh para el PPA, dado que el LCOE ronda los 20 – 30 €/MWh y el coste de la energía de la red como consumidor industrial está en torno a los 100€/MWh (en 2023), por lo que el PPA deberá estar por debajo de ese valor al tratarse de un acuerdo a largo plazo.

En cuanto al CAPEX del electrolizador, se considera que el valor actual es alto debido a la oferta limitada, por lo que se ha determinado un rango de 800 – 2.200 €/kW para el análisis de sensibilidad.

A continuación, se muestra la matriz de sensibilidad del LCOA con estas dos variables:

LCOA		Precio PPA (€/MWh)					
		30	40	50	60	70	80
CAPEX Electrolizador (€/kW)	800	481,78	471,10	460,42	449,74	439,06	428,38
	1.000	504,00	493,32	482,64	471,97	461,29	450,61
	1.200	526,23	515,55	504,87	494,19	483,51	472,83
	1.400	548,45	537,77	527,09	516,41	505,74	495,06
	1.600	570,68	560,00	549,32	538,64	527,96	517,28
	1.800	592,90	582,22	571,54	560,86	550,18	539,51
	2.000	615,13	604,45	593,77	583,09	572,41	561,73
	2.200	637,35	626,67	615,99	605,31	594,63	583,95

Tabla 27. Matriz de sensibilidad del LCOA.

Analizando el impacto del precio del PPA en el LCOA, se puede observar que cuanto mayor sea, menor es el LCOA. Esto se debe a que los excedentes producidos por el proyecto son mucho mayores a los consumos de red, por lo que estos excedentes suponen, en neto, una fuente de ingresos adicional para el proyecto. Por ello, si aumenta el precio de venta de dichos excedentes, los costes operativos del proyecto disminuirán, reduciendo finalmente el LCOA. A pesar de ello, el impacto que tiene esta variable en el LCOA es menor que el que tiene el CAPEX del electrolizador. Como se muestra en la tabla, un pequeño cambio en el

CAPEX cambia considerablemente el LCOA, mostrando la gran influencia que tiene el coste del electrolizador en la viabilidad del proyecto.

Este factor puede llegar a favorecer la posible inversión en la Fase II del proyecto, ya que, para el momento de la posible FID de dicha fase, el CAPEX del electrolizador probablemente habrá disminuido, reduciendo considerablemente el LCOA y favoreciendo aún más la potencial rentabilidad del proyecto.

Capítulo 9. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Conclusiones

Tal y como se introdujo en la sección de Alcance del trabajo, el objetivo de este TFM es obtener un LCOA del proyecto para el proyecto planteado para determinar si tiene sentido desarrollarlo o no, según si el proyecto es capaz de producir amoniaco verde a un coste competitivo.

Tras haber obtenido un LCOA de 593,77 €/tNH₃ para la Fase I del proyecto (enfocada a suministrar amoniaco verde a una demanda local en Marruecos), y comparándolo con su potencial competencia, el proyecto muestra ser económicamente viable, especialmente teniendo en cuenta que OCP considera un precio estable menor o igual a 700€/tNH₃ suficiente para protegerse frente a las fluctuaciones del precio del amoniaco gris importado. Además, debe considerarse también el enfoque de OCP de impulsar proyectos de amoniaco verde en Marruecos a través de su *Green Investment Program*. Todo esto favorece la viabilidad de un posible acuerdo de *off-take* entre el grupo marroquí y el proyecto planteado en este trabajo, que ofrecería unos costes de producción menores a 600€/tNH₃ a la futura planta de fertilizantes de OCP en Laayoune.

Cabe destacar que, añadiendo el coste de transporte desde Laayoune a Róterdam al LCOA obtenido, se obtiene un DLCOA de 628 – 644 €/tNH₃ para una potencial Fase II. Si se considera también que esta fase se desarrollaría a partir de 2030, cuando probablemente el CAPEX de los electrolizadores disminuya con respecto al considerado actualmente, el DLCOA sería aún más bajo que el calculado. Este DLCOA es muy competitivo comparado con el resto de posibles alternativas de amoniaco verde disponibles para Europa, lo que hace muy viable la Fase II si la Fase I se ha podido llevar cabo. A pesar de ello, hay que considerar que el amoniaco azul importado desde Estados Unidos muestra un DLCOA más bajo, y será probablemente el principal competidor a corto y medio plazo para el suministro de amoniaco bajo en emisiones.

Sin embargo, antes de determinar la viabilidad inicial de este proyecto, hay que considerar que el modelo de negocio planteado se basa en una serie de hipótesis concretas que tendrían que cumplirse para asegurar el precio competitivo de amoníaco verde obtenido. Entre ellas, se considera que la más crítica es que el proyecto será beneficiario de la Oferta de Marruecos, ya que implicaría tener acceso a grandes superficies de terreno, descuentos fiscales, y, sobre todo, haber establecido una buena relación con el gobierno marroquí. Como se analizó en la sección del *Contexto político de Marruecos*, este aspecto es esencial para poder desarrollar proyectos de gran escala en el país siendo una empresa extranjera.

Además, otras hipótesis como el hecho de poder acceder a la infraestructura de OCP en Laayoune como la planta desalinizadora o, especialmente para la Fase II de exportación, el puerto con terminal de amoníaco, se deberán cumplir para asegurar un coste de producción de amoníaco del orden de magnitud del LCOA calculado, y por ende competitivo.

Con todo ello, se puede concluir que, si en el momento de tomar la decisión final de inversión (FID) se cumplen todas las condiciones planteadas para el proyecto, se debería decidir desarrollar el proyecto ya que, bajo dichas condiciones, se ha demostrado que es una instalación de producción de amoníaco técnica y económicamente viable. Si en cambio no se cumplen, se debería replantear el estudio con las nuevas condiciones y evaluar su viabilidad, o esperar a que las condiciones planteadas inicialmente se cumplan para tomar la FID en el momento oportuno.

Trabajos futuros

Como continuación de este TFM, se podrían hacer futuros trabajos que continuaran las siguientes fases de desarrollo (Pre-FEED y FEED), haciendo un diseño de ingeniería detallado de tal forma que se pueda determinar con mayor precisión los costes totales del proyecto, especialmente los de inversión inicial.

Trabajos futuros también podrían evaluar el potencial uso de baterías junto con el parque eólico y solar para evaluar la posibilidad de reducir el CAPEX total del proyecto. Además, se podría realizar un estudio detallado del coste de la deuda y de la estructura de financiación del proyecto con un modelo del tipo *project finance*.

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] European Council, «Fit for 55,» [En línea]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/>.
- [2] Port Economics, Management and Policy, «Routing Options between Shanghai, Rotterdam and New York,» [En línea]. Available: <https://porteconomicsmanagement.org/pemp/contents/part1/interoceanic-passages/routing-options-shanghai-rotterdam/>.
- [3] Atalayar, «Marruecos, líder en reservas de fosfato y potencia emergente de la tecnología sostenible».
- [4] IRENA, «Morocco Energy Profile,» 2023.
- [5] Oficina de Información Diplomática del Ministerio de Asuntos Exteriores, «Marruecos - Ficha País,» 2024.
- [6] T. Constantinescu, «Energy storage in European energy policies,» 2018.
- [7] Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, «HyBlend: Opportunities for Hydrogen Blending in Natural Gas Pipelines,» 2022.
- [8] European Hydrogen Observatory, «The European Hydrogen market landscape - November 2023 (Updated February 2024),» 2023.
- [9] A. Arsad, «Hydrogen electrolyser technologies and their modelling for sustainable energy production: A comprehensive review and suggestions,» *Elsevier*, 2023.

- [10] S. Shiva Kumar y H. Lim, «An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production,» *Elsevier*, 2022.
- [11] Gulf Energy, «The challenges of delivering a large-scale green H2 project—Part 1,» 2022.
- [12] S. Shiva Kumar y L. Haankwon, «An overview of wter electrolysis technologies for green hydrogen production.,» *Elsevier*, 2022.
- [13] Repsol, «Descomponer para reducir las emisiones de CO2,» [En línea]. Available: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/electrolizador/index.cshtml>.
- [14] J. Yang, «Dynamic Simulation and Performance Analysis of Alkaline Water Electrolyzers for Renewable Energy-Powered Hydrogen Production,» *MDPI*, 2024.
- [15] M. Müller, M. Pfeifer, D. Holtz y K. Müller, «Comparison of green ammonia and green hydrogen pathways in terms of energy efficiency,» *Elsevier*, 2024.
- [16] IEA, «The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector,» 2021.
- [17] E. Spatolisano, «Ammonia as a Carbon-Free Energy Carrier: NH3 Cracking to H2,» *ACS Publications*, 2023.
- [18] A. Essienubong, «Dynamics of ammonia synthesis from industrial reactors: a gaze towards production diversity,» *ResearchGate*, 2024.

- [19] C. Smith, A. Hill y L. Torrente-Murciano, «Current and future role of Haber–Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape,» *Royal Society of Chemistry*, 2020.
- [20] Equans, «Front-End Planning, Policy and Project Economics».
- [21] OCP Group, «OCP Group Sustainability Report 2023,» 2023.
- [22] Moroccan Agency for Sustainable Energy (MASEN), «Circular from the Head of Government on the Morocco Offer,» 2022.
- [23] Coface , «Morocco Business Risk,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.coface.com/news-economy-and-insights/business-risk-dashboard/country-risk-files/morocco#enforcement-of-a-legal-decisionofac>.
- [24] Oficina Económica y Comercial de España en Rabat, «Informe Económico y Comercial - Marruecos,» 2022.
- [25] BBC News, Morocco Country Profile.
- [26] Antena Empresarial IGAPE de Galicia en Marruecos, «La estrategia portuaria de Marruecos para 2030,» 2020.
- [27] Ammonia Energy Association, «ACE Terminal: importing ammonia to Rotterdam from 2026,» 2022.
- [28] BBC, «Sahara Occidental: 5 claves para entender este conflicto olvidado».
- [29] Lloyds Bank, «Morocco: Economic and Political Overview,» 2025.

- [30] Middle East Institute, «Morocco’s New Challenges as a Gatekeeper of the World’s Food Supply: The Geopolitics, Economics, and Sustainability of OCP’s Global Fertilizer Exports,» 2022.
- [31] 7NewsMorocco, «Top 500 Moroccan companies: OCP, Renault, and ONEE dominate the 2024 rankings,» 2024.
- [32] OCP Group, «OCP Group Consolidated Financial Statements 2023,» 2023.
- [33] OCP Group, «OCP Group - Fertilizers overview,» [En línea]. Available: <https://www.ocpgroup.ma/fertilizers>.
- [34] OEC, «Amoniaco Anhiro en Marruecos,» 2024. [En línea]. Available: <https://oec.world/es/profile/bilateral-product/anhydrous-ammonia/reporter/mar>.
- [35] Trend Economy, «Morocco Ammonia Import Structure,» 2023. [En línea]. Available: <https://trendeconomy.com/data/h2/Morocco/2814>.
- [36] Dupont, «Jorf Lasfar, Morocco: Combining DuPont Ultrafiltration and FilmTec™ Reverse Osmosis,» 2021.
- [37] ANP, «The ports of Morocco,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.anp.org.ma/en/portmaroc>.
- [38] Shipnext, «Shipnext,» 2025. [En línea]. Available: <https://shipnext.com/port/>.
- [39] Ammonia Energy Association, «OCP Group: renewable ammonia production facility planned for southern Morocco,» 26 June 2023.
- [40] TotalEnergies, «Renewables & Green Hydrogen: TE H2, CIP, and A.P. Møller Capital Partner for a Large-Scale Project in the Kingdom of Morocco,» October 2024. [En línea]. Available:

- https://totalenergies.com/system/files/documents/totalenergies_TEH2-CIP-and-AP-Moller-Capital-Partner-for-a-Large-Scale-Project-in-the-Kingdom-of-Morocco_en_pdf.pdf.
- [41] Phosboucraa, «Phosboucraa.ma,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.phosboucraa.ma/en/industry>.
- [42] S. El-Ghizel, «Desalination in Morocco: status and prospects,» *deswater.com*, 2021.
- [43] IRESEN, OCP Group, UM6P, «OCP Group - Press release,» 2021. [En línea]. Available: https://ocpsiteprodsa.blob.core.windows.net/media/2022-02/CP_OCP%20%26%20IRESEN%20%26%20UM6P_08022022_vUK.pdf.
- [44] Le Monde, «Au Maroc, les ratés de la stratégie solaire,» 2021.
- [45] Department of Commerce - International Trade Administration, «Morocco - Country Commercial Guide,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/morocco-market-challenges>.
- [46] Transparency International, «Corruption Perceptions Index - 2024,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.transparency.org/en/cpi/2024>.
- [47] Kingdom of Morocco - Head of Government, «Implementation of the Morocco Offer for the development of the green hydrogen sector(s),» 2024.
- [48] Royaume du Maroc, «Feuille de Route - Hydrogène Vert,» 2021.
- [49] OCP Group, «Green Investment Program,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.ocpgroup.ma/Strategy/Commitments/Green-Investment-Program>.
- [50] Fundación Alternativas, «Marruecos Hoy, relaciones con España y Argelia,» 2023.

- [51] OCP Group, «OCP S.A. and Fertinagro Biotech S.L. announce the establishment of a joint venture in Jorf Lasfar (Morocco) for the production of enhanced fertilizers,» 2019.
- [52] IEA, «Morocco - Country Energy Profile,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/countries/morocco>.
- [53] UN Comtrade, «UN Comtrade Database - Morocco,» 2025. [En línea]. Available: <https://comtradeplus.un.org/TradeFlow?Frequency=A&Flows=M&CommodityCodes=2701&Partners=504&Reporters=all&period=2024&AggregateBy=none&BreakdownMode=plus>.
- [54] IRENA, «Spain Energy Profile,» 2023.
- [55] Global Solar Atlas, «Global Solar Atlas,» 2025. [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map?c=24.277012,-12.875977,6&r=ESH>.
- [56] Global Wind Atlas, «Global Wind Atlas,» 2025. [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/en/download/high-resolution-maps/MENA>.
- [57] Andritz Hydro, «Morocco - Safe and Stable - Hydronews Africa,» 2021.
- [58] Our World in Data, «Morocco: Energy Country Profile,» 2024. [En línea]. Available: <https://ourworldindata.org/energy/country/morocco>.
- [59] Climatescope by Bloomberg NEF, «Climatescope by Bloomberg NEF,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.global-climatescope.org/markets/morocco>.
- [60] TNI, «El sector de la energía en Marruecos - Una dependencia permanente,» 2021.
- [61] DLA Piper, «Morocco - Corporate Power Purchase Agreements,» 2021.

- [62] The International REC Standard, «Country Assessment report - Morocco,» [En línea]. Available: https://www.trackingstandard.org/wp-content/uploads/I-REC-Country-Assessment-Morocco_v1.pdf.
- [63] ANRE - National Electricity Regulatory Authority, «Annual Report 2022,» 2022.
- [64] RES 4 Africa, «Pursuing cross-border PPAs between Morocco and the EU,» 2021.
- [65] Ignacio Pérez-Arriaga et al. - MIT Energy Initiative, «Reaching universal energy access in Morocco,» 2020.
- [66] MASEN, «Green Hydrogen Moroccan Offer,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.masen.ma/en/green-hydrogen-moroccan-offer>.
- [67] Taqa Morocco, «PRESS RELEASE - FULL YEAR 2024 RESULTS,» 2025.
- [68] A. Eljehtimi, «Morocco approves green hydrogen projects worth \$32.5 bln,» *Reuters*, 2025.
- [69] Hydrogenious LOHC, «CWP Global and Hydrogenious LOHC Technologies explore green hydrogen transport chain from Morocco to Europe in feasibility study,» 2023. [En línea]. Available: <https://hydrogenious.net/cwp-global-and-hydrogenious-lohc-technologies-explore-green-hydrogen-transport-chain-from-morocco-to-europe-in-feasibility-study/>.
- [70] Ammonia Energy Association, «Gigawatt-scale renewable ammonia in Northwest Africa,» 2022. [En línea]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/gigawatt-scale-renewable-ammonia-in-northwest-africa/>.
- [71] O. Saoudi, «Worley to begin FEED for \$7 billion green Ammonia project in Morocco,» *Hesspress English*, 2024.

- [72] Ammonia Energy Association, «Project Features speaker slides,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2022/10/Project-Features-speaker-slides-Oct-2022.pdf>.
- [73] O. Kleinschmidt, «PtX Development Fund grants funding to Moroccan project,» *Global Hydrogen Review*, 2025.
- [74] R. Maboudi, «Rabat approuve officiellement un projet de 25 milliards de dollars pour la production d'hydrogène vert et d'ammoniac à Dakhla, en collaboration avec les Émirats arabes unis,» *barlamane.com*, 2024.
- [75] OCP Group, «Earnings Presentation FY2024,» 2025.
- [76] OCP, «Consolidated Financial Statements FY2022,» 2022.
- [77] IEA, «Global Hydrogen Review 2024,» 2024.
- [78] European Hydrogen Observatory, «The European hydrogen market landscape,» 2024.
- [79] DNV, «Hydrogen Forecast to 2050,» 2022.
- [80] World Integrated Trade Solution, «Anhydrous ammonia imports by country in 2023,» 2024. [En línea]. Available: <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/ALL/year/2023/tradeflow/Imports/partner/WLD/product/281410>.
- [81] Hydrogen Europe, «Clean Ammonia in the Future Energy System,» 2023.
- [82] KBR, «The Future of Ammonia Supply in Europe,» 2024.
- [83] IRENA, «Innovation Outlook: Renewable Ammonia,» 2022.

- [84] S&P Global Commodity Insights, «The Ammonia Market Today and a Bridge to the Future,» 2024.
- [85] Oxford Institute for Energy Studies, «2024 State of the European Hydrogen Market Report,» 2024.
- [86] Argus, «Ammonia terminals - a global view,» 2024. [En línea]. Available: <https://futurefuels.imo.org/wp-content/uploads/2024/03/WorldAmmoniaMap2024.pdf>.
- [87] IEA, «Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database#hydrogen-production-and-infrastructure-projects>.
- [88] IHS Markit, «The world's top 40 ammonia buyers,» 2019.
- [89] Trailers of Texas, «A Comprehensive Guide to DOT 406, 407, 412 and MC-331 Tanker Trailers,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.trailersoftexas.com/blog/guide-to-dot-mc-codes#mc-331>.
- [90] O. Elishav, «Progress and Prospective of Nitrogen-Based Alternative Fuels,» *Chemical Reviews*, 2020.
- [91] H2 Inframap, «Hydrogen Infrastructure Map,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.h2inframap.eu/>.
- [92] J. R. Bartels, «A feasibility study of implementing an Ammonia Economy,» 2008.
- [93] IEAGHG, «Low-Carbon Ammonia Road Map,» 2023. [En línea]. Available: <https://ieaghg.org/insights/low-carbon-ammonia-roadmap-2023-03/>.

- [94] R. Bañares-Alcántara, «Optimization of green ammonia distribution systems for intercontinental energy transport,» 2021.
- [95] A. Dahani, «Land Suitability Analysis for Green Ammonia Unit Implementation in Morocco Using the Geographical Information System–Analytic Hierarchy Process Approach,» *MDPI*, 2024.
- [96] Energy Transitions Commission, «Carbon Capture, Utilisation & Storage in the Energy Transition: Vital but Limited,» 2022.
- [97] S&P Global, «US Gulf leads global blue ammonia price falls in Jan amid project uncertainty,» 2025. [En línea]. Available: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/energy-transition/021825-us-gulf-leads-global-blue-ammonia-price-falls-in-jan-amid-project-uncertainty?>.
- [98] Wood Mackenzie, «Carbon capture and storage: how far can costs fall?,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.woodmac.com/news/opinion/carbon-capture-and-storage-how-far-can-costs-fall/>.
- [99] P. Martin, «Hedging strategy | 'Producing green hydrogen and ammonia protects us from volatile gas prices', says fertiliser giant». *Hydrogen insight*.
- [100] World Integrated Trade Solution, «European Union Anhydrous ammonia imports by country,» 2024. [En línea]. Available: <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/EUN/year/2022/tradeflow/Imports/partner/ALL/product/281410>.
- [101] Alfa Laval, Hafnia, Haldor Topsoe, Vestas y Siemens Gamesa, «Ammonfuel – an industrial view of ammonia as a marine fuel,» 2020.
- [102] Hydrogen Europe, «Clean Hydrogen Monitor 2024,» 2024.

- [103] Aurora Energy Research, «The Economics of Green Hydrogen in The Netherlands and France,» 2022.
- [104] Ignis, «Ignis - Quiénes somos,» 2024. [En línea]. Available: <https://ignis.es/quienes-somos/>.
- [105] KKR, «KKR and IGNIS announce partnership to develop green hydrogen, ammonia and other green technologies in Spain and internationally,» 2024. [En línea]. Available: https://media.kkr.com/news-details?news_id=6ba7fd08-f147-466c-81d6-94c4825bd719&type=1.
- [106] Western Sahara Resource Watch, «Fertiliser exports to start from occupied Western Sahara,» 2022. [En línea]. Available: <https://wsrw.org/en/news/fertiliser-exports-to-start-from-occupied-western-sahara>.
- [107] John Cockerill, «John Cockerill,» 2025. [En línea]. Available: <https://hydrogen.johncockerill.com/en/products/integrated-solutions/>.
- [108] ChemKey, «The Haber Process for the Manufacture of Ammonia,» [En línea]. Available: <https://shout.education/ChemKey/physical/equilibria/haber.html?>
- [109] M. Maqbool, J. Rizvi y P. B. Rosales, «Technical Feasibility Analysis of Green Energy Storage Options and Hornsea Wind Farms,» *MDPI*, 2025.
- [110] P. Pfromm y W. Aframehr, «Green ammonia from air, water, and renewable electricity: energy costs using natural gas reforming, solid oxide electrolysis, liquid water electrolysis, chemical looping , or a Haber-Bosch loop,» *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2022.
- [111] Global Wind Atlas, «globalwindatlas.info,» 2025. [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/en/>.

- [112] Global Solar Atlas, «globalsolaratlas.info,» 2025. [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map?c=27.082971,-13.173981,10&s=27.034738,-13.371735&m=site>.
- [113] International PtX Hub, «Ammonia Transport & Storage,» 2024.
- [114] H. Madsen, «Water treatment for green hydrogen: what you need to know,» 2022. [En línea]. Available: <https://hydrogentechworld.com/water-treatment-for-green-hydrogen-what-you-need-to-know?>.
- [115] H. Bouaboula, «Addressing sustainable energy intermittence for green ammonia production,» *Elsevier*, 2023.
- [116] L. T., «linkedin.com,» [En línea]. Available: https://www.linkedin.com/posts/lokesht-58324966_electrolyzer-price-survey-2024-rising-costs-activity-7169669144840204288-tL2_/.
- [117] F. Maalouf, «Green Ammonia Financial Model Toolkit LCOA,» 2022. [En línea]. Available: <https://es.slideshare.net/slideshow/green-ammonia-financial-model-toolkit-lcoa/250935391>.
- [118] H. Zhang, L. Wang, J. Van Herle, F. Maréchal y U. Desideri, «Techno-economic comparison of green ammonia production processes,» *Elsevier*, 2020.
- [119] Z. Cesaro, M. Ives, R. Nayak-Luke y M. Mason, «Ammonia to power: Forecasting the levelized cost of electricity from green ammonia in large-scale power plants,» *ResearchGate*, 2021.
- [120] Clean Air Task Force, «Techno-economic Realities of Long-Distance Hydrogen Transport,» 2023.

- [121] Ministerio de la Transición Energético y el Desarrollo Sostenible de Marruecos, «Sector de la energía - Cifras claves,» 2022.
- [122] OCP, «Consolidated Financial Statements FY2024,» 2024.
- [123] Pacific Fertilizers, «European Fertilizer Production Map,» 2022. [En línea]. Available: <https://pacificfertiliser.com/2022/09/european-fertiliser-production-shortfall/>.
- [124] Totalenergies, «Renewables & Green Hydrogen: TE H2, CIP, and A.P. Møller Capital Partner for a Large-Scale Project in the Kingdom of Morocco,» 2024. [En línea]. Available: <https://totalenergies.com/news/press-releases/renewables-green-hydrogen-te-h2-cip-and-ap-moller-capital-partner-large-scale>.

ANEXO I



MICEPP

Ministry of Investment, Convergence and Evaluation of Public Policies
 وزارة الاستثمار والتعاون والتنمية السياسات العمومية
 Kingdom of Morocco
 المملكة المغربية
 +34952234343 | 052234343 | 052234343

GREEN HYDROGEN

THE PROCESS OF SELECTING THE INVESTORS AND CONTRACTING WITH THE STATE

	Receipt of the application	Initial negotiations	Final negotiations	Accuracy of commitments	Follow up of the implementation
Consistency	Assessment of offers submitted by investors based on various criteria. Potential preliminary interviews	Initial negotiations with the selected investors (on the preliminary land allocation, the investors' expectations and the externalities envisaged)	Evaluation of projects by the State on a technical, financial and environmental basis and according to defined externalities	In case of positive FID: if the investor complies with the terms of the advanced studies, agreement, an investment framework agreement will be entered into	Project implementation monitoring and reporting (appointment clauses at each stage)
Actions	MASEN	-Steering Committee -Investment Committee -Wali of the Region or Governor concerned -MASEN	-Steering Committee -Investment Committee -Wali of the Region or Governor concerned -MASEN	Governance of the investment Charter	Governance of the investment Charter (+MASEN)
Deliverables	Investor offer	Preliminary Contract of land reservation	Advanced study agreement	Investment framework agreement	Reporting Appointment clauses
		Exclusive reservation of a land (6 months extendable)	<ul style="list-style-type: none"> - Exclusive allocation of the land for the entire duration of the advanced studies) the conditions to be met by the investor for the final allocation of the land. - FEED (18 months extendable) + terms of land occupation. 	<ul style="list-style-type: none"> - Exclusive allocation of land (for the entire duration of the project implementation and operations - Comprehensive Investment Program (FID) 	

ANEXO II

Pipeline completo de proyectos de gases renovables actualmente en desarrollo en Marruecos (2025):

Proyecto	Empresas involucradas	Producto	Capacidad de producción	Ubicación	Fase de desarrollo	Año de último avance en desarrollo	Fecha prevista de inicio de operaciones
Consortio ORNX	Ortus (EEUU), Acciona (España), Nordex (Alemania)	Amoniac verde	N/A	Regiones del sur de Marruecos (ubicación exacta no disponible)	En negociaciones preliminares para asignación de terrenos y comenzar estudios de viabilidad	2025	N/A
Consortio Taqa y Moeve	Taqa (EAU), Moeve (España)	Amoniac verde y combustibles sintéticos	N/A	Regiones del sur de Marruecos (ubicación exacta no disponible)	En negociaciones preliminares para asignación de terrenos y comenzar estudios de viabilidad	2025	N/A
Nareva	Nareva (Marruecos)	Amoniac verde y combustibles sintéticos	N/A	Regiones del sur de Marruecos (ubicación exacta no disponible)	En negociaciones preliminares para asignación de terrenos y comenzar estudios de viabilidad	2025	N/A
ACWA	ACWA (Arabia Saudí)	Acero verde	N/A	Regiones del sur de Marruecos (ubicación exacta no disponible)	En negociaciones preliminares para asignación de terrenos y comenzar estudios de viabilidad	2025	N/A
UEG y China Three Gorges	UEG (China), China Three Gorges (China)	Amoniac verde	N/A	Regiones del sur de Marruecos (ubicación exacta no disponible)	En negociaciones preliminares para asignación de terrenos y comenzar estudios de viabilidad	2025	N/A
AMUN	CWP Global (Australia)	Amoniac verde	Fase 1: 2- 2,5 Mt/año, Fase 2: 2- 2,5 Mt/año, Fase 3: 0,75-4 Mt/año	Tan-Tan	Planificación inicial y estudios de viabilidad	2022	2029
Chbika	TE H2 (JV entre TotalEnergies (Francia) y EREN (Francia)), Copenhagen Infrastructure Partners (Dinamarca), A.P. Moller Capital (Dinamarca)	Amoniac verde	200.000 t/año	Chbika	Pre-FEED	2024	N/A
HEVO Ammonia Morocco	Fusion Fuel Green (Irlanda), Consolidates Contractors Company (EEUU)	Amoniac verde	183.000 t/año	Rabat	Planificación inicial y estudios de viabilidad	2021	2026

Programme Ammoniaque Vert Axe Tarfaya - Boucraa - Laayoune	JESA (JV entre OCP Group (Marruecos), Worley (Australia))	Amoniaco verde	Inicialmente: 1 Mt/año para 2027, llegar a 3 Mt/año para 2032	Tarfaya	FEED	2024	2027
HydroJeel	OCP Group (Maarruecos), INNOVX (Marruecos)	Amoniaco verde	100.000 t/año	Jorf Lasfar	Ha recibido una concesión de 30M€. Sin información del estado de desarrollo	2025	2026
Dahamco	Taqa (EAU), AP Moller Capital (Dinamarca), Ornx Boujdour, OCP (Marruecos)	Amoniaco verde	1 Mt/año para 2031	Dahkla	FEED	2024	2031
Green Hydrogen Morocco	Energy China International Construction Group (China), Ajlan Bros (Arabia Saudi), Gaia Energy (Marruecos)	Amoniaco verde	1,4 Mt/año	Regiones del sur de Marruecos (ubicación exacta no disponible)	Sin novedades desde su anuncio	2023	N/A
Masen Green Hydrogen	MASEN (Marruecos)	Hidrógeno verde	10.000 t/año	Region no disponible	Sin novedades desde su anuncio	2023	2026

ANEXO III

Lista de *off-takers* de gases renovables en 2024, IEA [77]:

Table 4.2 Selected export projects with identified offtaker

Project name	Developer	Offtaker	Offtake agreement
Teal ammonia plant , (Quebec, Canada)	Teal	Trammo	Agreement for 800 ktpa of ammonia supply that Trammo will distribute to global customers from 2027, for 15 years.
NEOM Green Hydrogen Project (Saudi Arabia)	NEOM, ACWA Power, Air Products	Air Products	Air Products is the sole offtaker of the 1.2 Mtpa ammonia from the project, from 2027, for 30 years.
CF Industries blue ammonia (Donaldsonville, United States)	CF Industries	JERA	Joint development agreement including the supply of 500 ktpa of ammonia from 2028.
Green Hydrogen and Chemicals SPC (Oman)	ACME, Green Hydrogen and Chemicals Company	Yara International	Agreement to buy 100 ktpa of ammonia.
Egypt Green Hydrogen Project	Fertiglobe	Hintco	Agreement for up to 397 kt NH ₃ over the period 2027-2033 (with a guaranteed minimum offtake of 240 kt NH ₃).
Phase-1 of green ammonia project in Odisha (India)	ACME	IHI	Agreement for over 400 ktpa NH ₃ from 2028

Table 4.1 Planned and completed trade pilot projects for low-emissions hydrogen and hydrogen-based fuels, 2023-2024

Trade pilot project	Hydrogen carrier	Exporter	Importer	Year	Quantity traded	Certification
Chile to United Kingdom	Synthetic gasoline	HIF Global	Porsche	2023	2 600 L	
Saudi Arabia to Japan	Ammonia	SABIC Agri-Nutrients	Fuji Oil Company	2023	TBC	TÜV Rheinland
Saudi Arabia to India	Ammonia	SABIC Agri-Nutrients	Indian Farmers Fertilizer Cooperative	2023	5 000 t NH ₃	TÜV Rheinland
Saudi Arabia to China	Ammonia	Ma'aden	Shenghong Petrochemicals	2023	25 000 t NH ₃	TÜV Rheinland
Saudi Arabia to Bulgaria	Ammonia	Ma'aden	Agropolychim	2023	25 000 t NH ₃	TÜV Rheinland
Saudi Arabia to European Union	Ammonia	Ma'aden	Trammo	TBC	50 000 t NH ₃	TUV Rheinland
Saudi Arabia to Chinese Taipei	Ammonia	SABIC Agri-Nutrients	Taiwan Fertilizer Co.	2023	5 000 t NH ₃	TÜV Rheinland
Saudi Arabia to Chinese Taipei	Ammonia	Ma'aden	Taiwan Fertilizer Co.	2023	TBC	TUV Rheinland
Saudi Arabia to India	Ammonia	Ma'aden	Coromandel International	2023	TBC	TÜV Rheinland
Netherlands to Germany	Ammonia	OCI Global	Rohm	2023	800 t NH ₃	ISCC PLUS
Egypt to India	Ammonia	Fertiglobe	Tuticorin Alkali Chemicals & Fertilisers	2023	TBC	ISCC PLUS
Egypt to India	Ammonia	Fertiglobe	Tuticorin Alkali Chemicals & Fertilisers	2023	37.4 t NH ₃	
United Arab Emirates to Japan	Ammonia	ADNOC	Mitsui	2024	> 1 000 t NH ₃	TÜV SÜD
Norway to Sweden	Ammonia	Yara	Lantmannen	2024	TBC	
Australia to Indonesia	Hydrogen	Marubeni		2024	TBC	
Australia to Fiji	Hydrogen	Halcyon Power	Fiji Gas	2024	TBC	

ANEXO IV

Lista de terminales de importación/exportación de amoniaco actualmente en desarrollo en Europa [87]

City & Project name	Country name	Import or Export	Partners	Announced start date	Date online	Status	Storage Capacity (tonnes)
Brunsbüttel	Germany	Import	Yara	2026	2026	Under construction	1800
OCI Import terminal - Expansion	Netherlands (the)	Import	OCI	2023	2024	FID	1.2 Mt ammonia (triples from present)
NH3 Antwerp Terminal	Belgium	Import	Fluxys, Advario	NA	NA	FEED	
OCI Import terminal - Expansion	Netherlands (the)	Import	OCI	2023	2024	FEED	1.8 Mt ammonia
Saltend Hull	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland (the)	Confirmed Methanol Supply / Storage	Equinor	2027	2027	FEED	150000 t NH3
Ammonia Brunsbüttel	Germany	Import	RWE, Brunsbüttel Ports GmbH	2026	2026	Feasibility study	300 ktpa ammonia
Ammonia Brunsbüttel Expansion	Germany	Import	RWE, Brunsbüttel Ports GmbH	2026	2026	Feasibility study	2 Mtpa ammonia
Koole & Horisont Energi	Netherlands (the)	Import	Horisont Energy, Koole Terminals	NA	NA	Feasibility study	

Skipavika	Norway	Import	Fuella	2026	2026	Feasibility study	100 ktpa ammonia
Narvik	Norway	Import	Aker Horizons, Nordkraft, Narvik municipality, UiT The Arctic University of Norway	2025	2030	Feasibility study	200 ktpa ammonia
Ceará-krk	Croatia	Import		NA	NA	Feasibility study	
Ince	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland (the)	////	CF Fertilisers	NA	NA	Decommissioned	
Zeebrugge New Molecules development	Belgium	Import	Fluxys		NA	Concept	NA
Green Wilhelmshaven	Germany	Import	Uniper	2028	2028	Concept	295 kt H2 per year (imports+410MW electrolyser)
Ammonia import at Hamburg	Germany	Import	Mabanaft, Air Products	2022	NA	Concept	
Ammonia import at Hamburg	Germany	Import	Mabanaft, Air Products	2022	NA	Concept	
Dunkerque New Molecules development	France	Import	Fluxys	NA	NA	Concept	
Port of Immingham	United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland (the)	Import	Air Products and Associated British Ports (ABP)	2026	2026	Concept	600t /day

ACE Terminal	Netherlands (the)	Import	Gasunie, HES International, Vopak	2030	2030	Concept	1 Mtpa Hydrogen
"Greenpoint Valley" North-West Europe	Netherlands (the)	Import	Vesta, Uniper	2026	2026	Concept	0.96 Mtpa
Global Energy Storage (GES)	Netherlands (the)	Import	Global Energy Storage	2030	2030	Concept	1.2 Mt ammonia (triples from present)

Lista de instalaciones de cracking de amoniaco actualmente en desarrollo en Europa [87]:

Project name	Location	Country name	Partners	Announced start date	Date online	Status	Announced Size
Dunkerque New Molecules development	Dunkirk	France	Fluxys	2035	2035	Concept	NA
Port of Immingham	Immingham	United Kingdom	Air Products and Associated British Ports (ABP)	NA	NA	Concept	NA
ACE Terminal	Maasvlakte	Netherlands	Gasunie, HES International, Vopak	2026	2026	Concept	NA
NA	Antwerp	Belgium	VTTI, Essent, Eon	NA	NA	Feasibility study	NA
NA	Antwerp	Belgium	Air Liquide	2025	2025	Feasibility study	NA
NA	Antwerp	Belgium	Fluxys, Advario	2027	2027	Feasibility study	NA

NA	Krk	Croatia	Green Energy Park Global	2027	2027	Feasibility study	1.8 million t/y
NA	Brunsbüttel	Germany	RWE	2026	2026	Feasibility study	300k t/y in phase 1 the 2 millions t/y at the foreseen final stage
NA	Hamburg	Germany	Air Products, Mabanaft, Deutsche Regas	2026	2026	Feasibility study	30,000 t/y
NA	Rostock	Germany	VNG, Yara	NA	NA	Feasibility study	NA
NA	TBC	Germany	Aramco, Linde	NA	NA	Feasibility study	NA
NA	Wilhelmshaven	Germany	BP	2028	2028	Feasibility study	130 kt/y of H2
NA	Wilhelmshaven	Germany	Uniper	2028	2028	Feasibility study	NA
	Rotterdam	Netherlands	Consortium of 18 companies			Feasibility study	1 million t/y
	Rotterdam	Netherlands	VTTI, Essent, Eon	2026		Feasibility study	NA
NA	Vlissingen	Netherlands	Evolution Terminals	NA	NA	Feasibility study	NA
NA	Liverpool	United Kingdom	Stanlow Terminals	2027	2027	Feasibility study	NA
NA	Newcastle upon Tyne	United Kingdom	Siemens Energy, FFI, Geopura	NA	NA	Under construction	73t t/y

ANEXO V

Análisis PESTEL del entorno de Marruecos relacionado con los gases renovables:

Factores Políticos	<ul style="list-style-type: none"> • Iniciativas gubernamentales como la “Oferta de Marruecos” que buscan posicionar al país como líder en hidrógeno verde. • Incentivos fiscales para atraer y favorecer la inversión en proyectos de gases renovables. • Procesos administrativos con poca transparencia.
Factores Económicos	<ul style="list-style-type: none"> • Gran industria de fertilizantes con alta demanda de amoníaco que busca descarbonizarse y no depender de proveedores externos. • Infraestructura portuaria y de desalinización extensa y con futuros desarrollos en proceso para apoyar a proyectos de gases renovables. • Inversión local y extranjera significativa en los últimos años en proyectos de hidrógeno y amoníaco verdes.
Factores Socioculturales	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de la demanda de productos sostenibles como fertilizantes verdes. • Desarrollo de la formación técnica e investigación académica local en materia de hidrógeno verde y sus derivados
Factores Tecnológicos	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad inexistente de producción local de amoníaco, forzando la dependencia de proveedores extranjeros. • Mix energético con falta de capacidad renovable y red eléctrica congestionada y en deterioro. • Impulso de la investigación e innovación en tecnologías de hidrógeno verde.
Factores Ecológicos	<ul style="list-style-type: none"> • Gran recurso solar y eólico que favorecen la generación eléctrica con tecnologías renovables. • Geografía privilegiada para la exportación de gases renovables a mercados europeos. • Recurso hídrico reducido, requiriendo desalinización para abastecer procesos de electrólisis.
Factores Legales	<ul style="list-style-type: none"> • La ley 13-09 no permite a parques de generación renovable la conexión directa con el consumidor. • Las empresas extranjeras que invierten en desarrollo de gases renovables no están obligadas a formar una entidad con un socio local.

Marruecos se posiciona como un país muy atractivo para el desarrollo de proyectos de gases renovables, especialmente de amoníaco verde. Como se muestra en el PESTEL, Marruecos cuenta con una gran demanda de amoníaco que actualmente obtiene de proveedores extranjeros con precios afectados por el entorno geopolítico global. Proyectos de amoníaco verde dotarían al país de independencia de suministro para alimentar su industria de

fertilizantes, y permitiría también exportar a mercados europeos próximos geográficamente con creciente demanda de este producto.

El gobierno marroquí está impulsando la inversión en tecnologías de hidrógeno y amoníaco verdes a través de dotación de terrenos públicos, incentivos fiscales e innovación e investigación a nivel local para impulsar la capacidad técnica y humana.

El país cuenta con un gran recurso solar y eólico, favoreciendo la generación renovable para la producción de hidrógeno verde a gran escala. Cuenta también con una infraestructura portuaria y de desalinización desarrollada y con tendencias de crecimiento, creando un entorno que cubre las necesidades para la producción y exportación de gases renovables.

A pesar de ello, el país también cuenta con ciertos factores que pueden afectar negativamente al desarrollo de gases renovables. Procesos administrativos con poca transparencia o leyes como la 13-09 que limita el autoconsumo a nivel industrial con energías renovables pueden suponer un reto para el desarrollo de estos proyectos.

ANEXO VI

A continuación, se muestran los datos de recurso solar y eólico empleados para el cálculo de la producción renovable del parque de generación del proyecto:

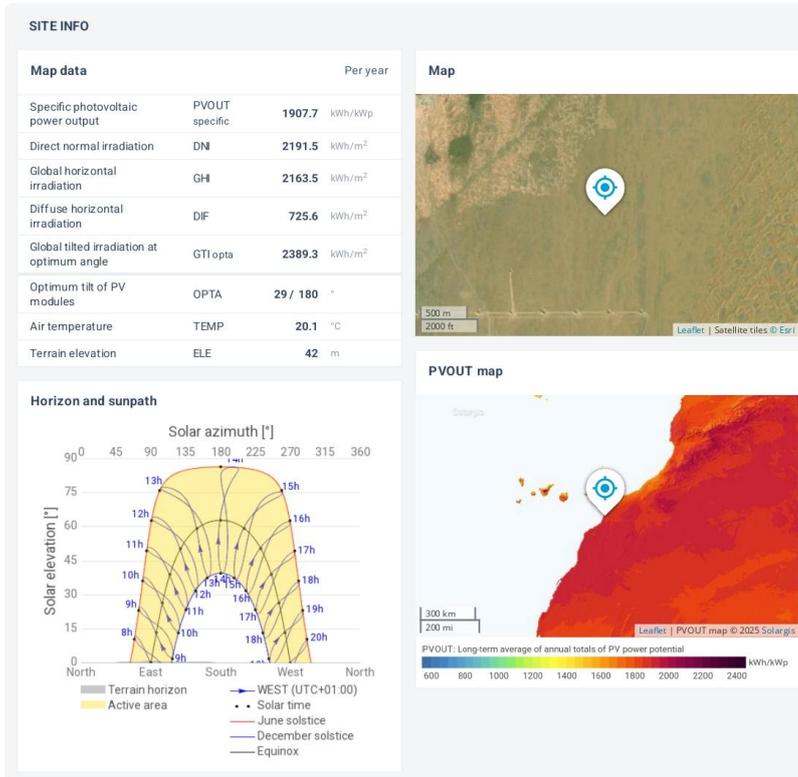
Recurso solar

GLOBAL SOLAR ATLAS
 BY WORLD BANK GROUP

70002 El Marsa, Morocco

27.034738°, -013.371735°
 70002 El Marsa, Morocco
 Time zone: UTC+01, Africa/EL_Aaiun [WEST]

Report generated: 23 May 2025



GLOBAL SOLAR ATLAS
 BY WORLD BANK GROUP



kW/kWp

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	-	-	-	-	0,06	0,06	0,02	-	-	-	-	-
6	-	-	0,07	0,22	0,28	0,24	0,13	0,12	0,16	0,07	0,05	-
7	0,24	0,24	0,34	0,39	0,36	0,31	0,21	0,23	0,31	0,33	0,32	0,25
8	0,43	0,41	0,44	0,48	0,45	0,41	0,32	0,33	0,38	0,42	0,44	0,43
9	0,52	0,51	0,55	0,60	0,56	0,52	0,43	0,45	0,48	0,51	0,53	0,51
10	0,59	0,59	0,63	0,67	0,66	0,61	0,52	0,53	0,56	0,58	0,58	0,56
11	0,61	0,63	0,68	0,71	0,70	0,66	0,56	0,57	0,60	0,60	0,60	0,59
12	0,61	0,64	0,69	0,72	0,71	0,67	0,56	0,57	0,60	0,60	0,60	0,58
13	0,60	0,63	0,67	0,70	0,70	0,66	0,55	0,55	0,57	0,57	0,57	0,56
14	0,56	0,59	0,62	0,65	0,65	0,62	0,50	0,50	0,51	0,51	0,52	0,51
15	0,47	0,50	0,54	0,57	0,57	0,55	0,42	0,42	0,43	0,41	0,42	0,42
16	0,17	0,33	0,41	0,45	0,46	0,44	0,31	0,31	0,29	0,18	0,10	0,10
17	-	0,03	0,09	0,15	0,26	0,27	0,16	0,13	0,03	-	-	-
18	-	-	-	-	-	0,02	0,01	-	-	-	-	-
19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Recurso eólico

Velocidad del viento a 150m del suelo (m/s)

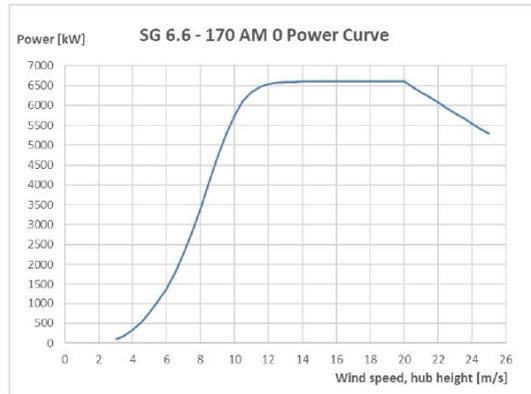
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	11,3	12,1	11,4	11,5	10,9	11,6	13,4	13,1	11,1	9,8	10,7	12,1
1	11,2	11,9	11,1	11,3	10,5	11,5	13,3	12,7	10,5	9,4	10,4	12,2
2	11,2	11,6	10,9	11,1	10,3	11,3	13,2	12,3	10,3	9,2	10,4	12,2
3	11,2	11,5	10,8	10,9	10,1	11,2	13,1	12,2	10,1	9,1	10,3	12,1
4	11,3	11,3	10,7	10,8	10,0	11,2	13,0	12,1	10,1	9,1	10,2	12,1
5	11,3	11,0	10,5	10,7	9,9	11,0	12,8	12,0	10,1	9,0	10,1	12,2
6	11,4	10,9	10,4	10,5	9,8	10,8	12,7	11,7	10,0	8,9	10,2	12,2
7	11,5	10,8	10,2	10,4	9,6	10,4	12,4	11,6	10,0	8,8	10,1	12,3
8	11,7	10,5	9,9	9,4	8,5	9,0	11,0	10,0	9,3	8,7	10,0	12,4
9	11,3	9,6	8,3	8,8	8,3	8,8	10,8	9,4	7,8	7,6	9,6	12,1
10	9,3	8,6	8,2	8,7	8,6	8,8	10,7	9,2	7,6	6,8	7,8	10,0
11	8,8	8,5	8,1	9,0	9,1	9,6	11,1	9,7	7,4	6,6	7,9	9,0
12	8,5	8,5	8,7	9,9	10,2	10,9	12,3	10,8	8,1	7,0	7,9	8,7
13	8,2	8,8	9,4	11,0	11,4	12,1	13,4	12,2	9,8	8,3	8,0	8,3
14	8,6	10,1	10,2	11,9	12,3	12,8	14,2	13,3	11,1	9,7	8,6	8,2
15	9,3	10,9	11,2	12,3	12,8	13,3	14,6	13,8	12,1	10,4	9,0	8,7
16	10,3	11,3	11,9	12,5	13,1	13,5	14,7	14,1	12,5	10,8	9,6	9,3
17	10,9	11,4	12,0	12,6	12,8	13,5	14,6	14,2	12,5	10,8	10,0	9,8
18	11,4	11,4	12,0	12,3	12,5	13,3	14,5	13,9	12,4	10,9	10,3	10,7
19	12,1	11,5	11,9	12,1	12,3	13,2	14,4	13,9	12,5	11,0	10,5	11,3
20	12,2	11,5	11,7	12,0	12,2	13,1	14,4	14,1	12,4	10,8	10,5	11,6
21	12,2	11,5	11,5	11,9	12,1	12,7	14,2	13,8	12,2	10,5	10,5	11,9
22	12,3	11,6	11,5	11,6	11,6	12,3	13,7	13,5	11,9	10,3	10,4	12,0
23	12,4	11,5	11,5	11,6	11,2	11,9	13,4	13,0	11,5	10,3	10,4	12,0

Curva de potencia aerogenerador Siemens Gamesa, 6.6MW, 170m de altura de buje, Modelo SG 6.6-170:

Product customer documentation
Developer Package



SG 6.6-170 Rev. 1, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	89
3.5	178
4.0	328
4.5	522
5.0	759
5.5	1046
6.0	1393
6.5	1801
7.0	2272
7.5	2809
8.0	3407
8.5	4045
9.0	4685
9.5	5272
10.0	5753
10.5	6101
11.0	6327
11.5	6460
12.0	6531
12.5	6567
13.0	6585
13.5	6593
14.0	6597
14.5	6599
15.0	6599
15.5	6600
16.0	6600
16.5	6600
17.0	6600
17.5	6600
18.0	6600
18.5	6600
19.0	6600
19.5	6600
20.0	6600
20.5	6468
21.0	6336
21.5	6204
22.0	6072
22.5	5940
23.0	5808
23.5	5676
24.0	5544
24.5	5412
25.0	5280



Potencia horaria generada por aerogenerador en el emplazamiento:

Potencia generada por aerogenerador, kW

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	6409	6537	6439	6464	6268	6480	6591	6586	6351	5534	6169	6537
1	6380	6511	6351	6409	6119	6464	6590	6576	6119	5205	6053	6545
2	6380	6480	6268	6351	5977	6409	6588	6552	5977	4947	6053	6545
3	6380	6464	6219	6268	5824	6380	6586	6545	5824	4818	5977	6537
4	6409	6409	6169	6219	5745	6380	6583	6537	5824	4818	5900	6537
5	6409	6318	6119	6169	5639	6318	6579	6526	5824	4689	5824	6545
6	6439	6268	6053	6119	5534	6219	6576	6495	5745	4549	5900	6545
7	6464	6219	5900	6053	5323	6053	6560	6480	5745	4409	5824	6552
8	6495	6119	5639	5205	3987	4689	6318	5745	5076	4268	5745	6560
9	6409	5323	3847	4409	3847	4409	6219	5205	3163	2900	5323	6537
10	5076	4127	3707	4268	4127	4409	6169	4947	2900	2091	3163	5745
11	4409	3987	3567	4689	4818	5323	6351	5428	2655	1884	3294	4689
12	3987	3987	4268	5639	5900	6268	6552	6219	3567	2301	3294	4268
13	3707	4409	5205	6318	6439	6537	6591	6545	5534	3847	3427	3847
14	4127	5824	5900	6511	6552	6579	6598	6590	6351	5428	4127	3707
15	5076	6268	6380	6552	6579	6590	6599	6596	6537	6053	4689	4268
16	5977	6409	6511	6568	6586	6593	6599	6597	6568	6219	5323	5076
17	6268	6439	6526	6572	6579	6593	6599	6598	6568	6219	5745	5534
18	6439	6439	6526	6552	6568	6590	6599	6597	6560	6268	5977	6169
19	6537	6464	6511	6537	6552	6588	6599	6597	6568	6318	6119	6409
20	6545	6464	6495	6526	6545	6586	6599	6597	6560	6219	6119	6480
21	6545	6464	6464	6511	6537	6576	6598	6596	6545	6119	6119	6511
22	6552	6480	6464	6480	6480	6552	6595	6593	6511	5977	6053	6526
23	6560	6464	6464	6480	6380	6511	6591	6583	6464	5977	6053	6526