



# CONSULTORÍA ESPECIALIZADA EN HIDRÓGENO

Cliente	Corporación Tecnológica de Andalucía
Proyecto	Estudio en el marco de proyecto AIHRE (0093_AIHRE_6_E)
Revisión	2
Fecha	07/03/2025



# Índice

1	INTRODUCCIÓN .....	3
2	COLORES DEL HIDRÓGENO Y SUS RESPECTIVAS VÍAS DE PRODUCCIÓN .....	4
2.1	Clasificación según emisiones y subclasificación según color .....	4
2.2	Definición según la Unión Europea .....	5
3	CÁLCULO DE HUELLA DE CARBONO DE LAS DISTINTAS VÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE .....	7
3.1	Escenario 1: Electrólisis con planta renovable off-grid .....	7
3.2	Escenario 2: Electrólisis con planta renovable on-grid .....	8
3.3	Escenario 3: Reformado de biogás con vapor .....	10
3.4	Escenario 4: Gasificación de biomasa .....	11
4	COMPARACIÓN Y REFLEXIONES .....	12
5	ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO EN MODELOS DE NEGOCIO .....	14
5.1	Regulación transversal europea .....	14
5.1.1	Regulación transversal española .....	15
5.1.2	Regulación transversal portuguesa .....	15
5.1.3	Comentarios sobre regulación transversal .....	16
5.2	Hidrógeno como servicio para ecosistemas portuarios .....	16
5.2.1	España .....	16
5.2.2	Portugal .....	17
5.2.3	Recomendaciones estratégicas .....	17
5.2.4	Recomendaciones sobre regulación .....	18
5.3	Producción de hidrógeno a partir de biomasa disponible en la zona POCTEP .....	18
5.3.1	España .....	19
5.3.2	Portugal .....	19
5.3.3	Recomendaciones estratégicas .....	19
5.3.4	Recomendaciones sobre regulación .....	20
5.4	Transporte en zonas rurales a partir de hidrógeno .....	20
5.4.1	España .....	20
5.4.2	Portugal .....	21
5.4.3	Recomendaciones estratégicas .....	21
5.4.4	Recomendaciones sobre regulación .....	22
6	CONCLUSIONES .....	23
7	BIBLIOGRAFÍA .....	24



## 1 INTRODUCCIÓN

---

El presente documento tiene por objetivo realizar un estudio de la huella de carbono de la producción de hidrógeno renovable a través de distintos métodos de producción, y analizar marcos regulatorios para varios modelos de negocio en la región dentro del Programa de Interreg VI-A España-Portugal (en adelante, POCTEP) 2021-2027, donde tiene lugar el proyecto.

Para ello se ha realizado una clasificación de las distintas vías de producción de hidrógeno, diferenciando en tres categorías, en función del origen y las emisiones asociadas (renovable, bajo en carbono y no renovable). La clasificación por colores se ha mantenido en el informe a modo orientativo, aunque se trata de una clasificación incompleta, ya que no es del todo precisa. También se han desglosado las definiciones y restricciones sobre RFNBO que marca la Comisión Europea, a las cuales se deben acoger los proyectos de producción de hidrógeno renovable.

Posteriormente, se han analizado las emisiones de alcance 1 y 2 asociadas a los métodos de producción de hidrógeno renovable, haciendo una comparación entre ellos y realizando algunas consideraciones para facilitar la realización y comprensión de los resultados. Dichos resultados muestran unas emisiones de alcance 1 y 2 muy bajas para el hidrógeno verde, algo superiores para un escenario de producción de hidrógeno bajo en carbono, y emisiones directas en los procesos con biomasa, tratándose de emisiones de CO<sub>2</sub> biogénico. Dentro de la comparación final, se han añadido las emisiones asociadas para producir hidrógeno gris, para utilizar la vía de producción más establecida a nivel comercial a modo de referencia.

Por último, se analizarán tres modelos de negocio distintos y los marcos regulatorios de cada uno, señalando el estatus actual de las políticas y normativa actual. Estos modelos de negocio están centrados en la implementación de proyectos de hidrógeno renovable en distintos ámbitos: entornos portuarios, producción a través de biomasa y movilidad en zonas rurales. Adicionalmente, ARIEMA propondrá recomendaciones estratégicas para facilitar la implementación de cada uno de los tres modelos de negocio a estudiar, señalando finalmente cuál de ellos es el más interesante para su implementación.



## 2 COLORES DEL HIDRÓGENO Y SUS RESPECTIVAS VÍAS DE PRODUCCIÓN

---

### 2.1 Clasificación según emisiones y subclasificación según color

El hidrógeno es un vector energético clave en la transición hacia una economía baja en carbono. Para establecer las bondades de este vector energético, el hidrógeno se puede clasificar según el proceso de producción para obtenerlo. Comúnmente se han utilizado colores para diferenciar las distintas vías de producción de hidrógeno, en función del proceso y/o la fuente utilizada. Dicha diferenciación es sencilla y visual, pero no es lo suficientemente precisa para evaluar el impacto ambiental de cada uno de los métodos de producción.

Un enfoque más robusto es la diferenciación entre **hidrógeno renovable o “verde”**, producido a partir de fuentes renovables o sostenibles, con bajas o nulas emisiones de gases de efecto invernadero; **hidrógeno bajo en carbono**, con una emisión a la atmósfera de CO<sub>2</sub> limitada; e **hidrógeno no renovable**, cuya generación es a partir del uso de los combustibles fósiles, que producen mayores emisiones de gases de efecto invernadero.

Dentro de estas tres categorías, la terminología de los colores del hidrógeno podría utilizarse a modo de subcategorías para diferenciar los métodos de producción:

- ◆ **Hidrógeno renovable:** producido a partir de fuentes renovables. El más común es el producido mediante el proceso de electrólisis del agua utilizando electricidad generada a través de energías renovables. Se le denomina **verde** ya que no tiene emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a su producción. Comúnmente también puede ser denominado hidrógeno renovable. También se considera renovable al hidrógeno producido mediante otros métodos usando como materia prima la biomasa, como el reformado de biogás, gasificación, pirólisis, procesos biológicos, entre otros. Recientemente, catedráticos de la Universidad de Comillas-ICAI [1], propusieron añadir un nuevo color mediante al hidrógeno producido mediante reformado con vapor o SMR, del inglés *Steam Methane Reforming*, a partir de biometano con captura de CO<sub>2</sub>, también denominada CCUS (del inglés *Carbon Capture, Utilization and Storage*), el cual se trata del **hidrógeno dorado**. Este método de producción proveniente de la biomasa tiene unas emisiones asociadas negativas.
- ◆ **Hidrógeno bajo en carbono:** cuyo proceso global de producción suponga bajas emisiones de CO<sub>2</sub> (según un umbral predefinido). Abarcan distintas vías de producción y cada una de ellas se le denomina mediante un color:
  - **Hidrógeno azul:** producido mediante reformado con vapor de metano o SMR, a partir de gas natural, siempre y cuando se utilice CCUS. Dicha captura de CO<sub>2</sub> no es total, debido a la eficiencia de estos sistemas, la cual ronda el 90%, aunque puede ser menor dependiendo de la tecnología.
  - **Hidrógeno turquesa:** producido mediante pirólisis del metano, generando hidrógeno y convirtiendo el carbono en carbón sólido, evitando así emisiones directas de gases de efecto invernadero.
  - **Hidrógeno morado/rosa:** producido mediante electrólisis utilizando electricidad proveniente de energía nuclear. Dicha electricidad no es considerada como renovable, aunque sí baja en carbono.
  - **Hidrógeno amarillo:** producido mediante electrólisis a través de electricidad proveniente de la red, siendo esta electricidad de origen no renovable. Cabe destacar que en algunos casos se podrá considerar la electricidad del mix eléctrico como renovable, aunque bajo ciertas condiciones, como normativa específica o garantías de origen. Las emisiones asociadas a este método de producción dependerán principalmente del porcentaje de emisiones asociadas del mix eléctrico.



- ◆ **Hidrógeno no renovable:** producción vinculada al uso de combustibles fósiles, con emisiones de gases de efecto invernadero considerables. Existen varios tipos dependiendo del proceso o de la fuente utilizada:
  - **Hidrógeno gris:** producido mediante SMR a partir de gas natural; se trata de la vía de producción más utilizada actualmente.
  - **Hidrógeno marrón o negro:** producido mediante gasificación de lignito o carbón, con gran cantidad de emisiones.

Un tipo especial de hidrógeno es el que se obtiene de manera natural en el subsuelo de la Tierra, el **hidrógeno blanco**. Este es generado de manera espontánea a través de procesos geológicos naturales, como pueden ser la radiólisis, la serpentinización o corrientes de hidrógeno provenientes directamente del núcleo terrestre. La producción de dicho hidrógeno es completamente libre de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Aunque se hayan identificado varias reservas subterráneas de este tipo de hidrógeno, únicamente se conoce un yacimiento en explotación, por parte de la empresa Hydroma en Mali, donde se utiliza el hidrógeno para generar electricidad local sin emisiones. Recientemente, se han localizado dos yacimientos con hidrógeno blanco en Monzón (Huesca) y en la región de Lorena, en el noreste Francia. Este último se estima que podría llegar a contener unos 46 millones de toneladas de hidrógeno [2].

De manera equivalente, los colores del hidrógeno se pueden clasificar en función de si el hidrógeno es producido a partir de fuentes fósiles o no, tal como se muestra en la Figura 1.

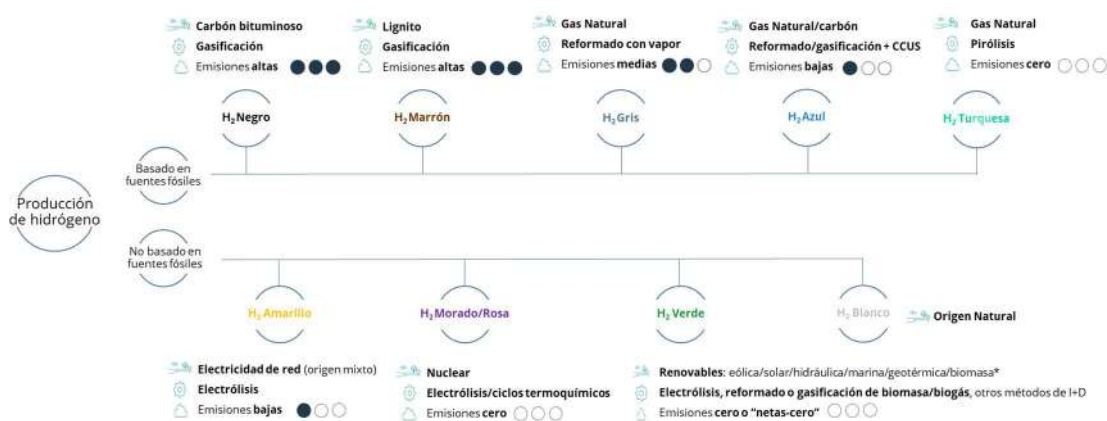


Figura 1. Esquema de los colores del hidrógeno. CursoH2 Ariema. Basado en la presentación "Hydrogen Production" de IEA Hydrogen TCP [3].

## 2.2 Definición según la Unión Europea

Por otro lado, acudiendo a la regulación europea, la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (RED II) [4] define el concepto de combustible renovable de origen no biológico (**RFNBO**, por sus siglas en inglés), el cual engloba al hidrógeno y derivados producidos **sin** el uso de biomasa y utilizando exclusivamente electricidad renovable.

El hidrógeno renovable producido a través de fuentes de biomasa no está considerado como RFNBO, pero está contemplado como **"combustible de biomasa"** y puede ser considerado renovable siempre y cuando cumpla los criterios de sostenibilidad pertinentes.

Posteriormente, la Directiva (UE) 2023/2413 (RED III) reforzó los objetivos implementados por su predecesora, como por ejemplo el de conseguir que al menos un 42% del hidrógeno usado en la industria debe ser renovable para 2030 o el de implementar que un 5,5% del consumo energético en el sector transporte provenga de RFNBOs.

Tanto para el hidrógeno producido a través de electrólisis utilizando energía renovable, considerado RFNBO, como el hidrógeno producido a través de fuentes de biomasa, el hidrógeno será considerado



renovable si tienen una reducción de más del 70% en emisiones de gases de efecto invernadero, comparado con una fuente que utiliza combustibles fósiles. El valor de emisiones para la fuente de combustible fósil es de 94 g CO<sub>2</sub> eq/MJ, fijado por la Comisión Europea. Por ende, utilizando el 70% de reducción de emisiones, el umbral impuesto se fija en **28,2 g CO<sub>2</sub> eq/MJ ó 3,38 t CO<sub>2</sub> eq/t H<sub>2</sub> eq.**

De manera similar, para que el hidrógeno bajo en carbono sea considerado como tal, debe cumplir el mismo umbral mínimo de reducción de emisiones del 70%. La única diferencia radica en las fuentes de energía utilizadas (recogidas en el apartado anterior), las cuales no son consideradas renovables por la Comisión Europea.

Para cumplir con los estándares marcados por la Comisión Europea, para que el hidrógeno pueda ser considerado RFNBO, debe cumplir con los siguientes criterios:

- ◆ La energía utilizada para su producción debe ser de origen renovable.
- ◆ La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debe de alcanzar como mínimo un 70%.
- ◆ El hidrógeno debe de estar certificado bajo algún esquema reconocido por la Comisión Europea.

Existen algunos organismos que han tratado de establecer sistemas de certificación para el hidrógeno renovable. El pasado 19 de diciembre de 2024, la Comisión Europea reconoció a CertifHy, ISCC (International Sustainability & Carbon Certification) y REDCert como esquemas oficiales para certificar que el hidrógeno cumple con los criterios RFNBO. CertifHy concretamente, está diseñado para el mercado del hidrógeno, pudiendo certificar tanto hidrógeno renovable como hidrógeno bajo en carbono.

Mediante la obtención de alguna de estas certificaciones, no solo se cumple con las directivas implementadas, sino que también se facilita la trazabilidad en la producción.

Complementando la Directiva de Energías Renovables, la Comisión Europea publicó y adoptó dos **actos delegados**. El primero de ellos determina las condiciones bajo las cuales el hidrógeno puede ser considerado RFNBO. Dichas condiciones son los criterios de adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica, las cuales tienen un impacto directo en la consideración de la energía utilizada para el proceso de producción como renovable.

Por su parte, el segundo acto delegado establece una metodología para calcular la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero potencial al utilizar RFNBOs y combustibles de carbono reciclado, así como el umbral mínimo del 70% de reducción de emisiones en comparación con los combustibles fósiles, mencionado anteriormente.

Si bien la categorización de colores puede resultar útil para diferenciar las distintas vías de producción de hidrógeno, se trata de una forma simplificada y no sigue una correlación con la regulación marcada a nivel europeo en cuanto a las condiciones bajo las cuales el hidrógeno puede ser considerado renovable. La regulación europea depende exclusivamente de aspectos técnicos, marcados por las distintas normativas, por lo que, de cara al establecimiento de proyectos de hidrógeno, se deberá tener en cuenta dicha regulación para cumplir con la normativa y la trazabilidad dentro del mercado europeo.



### 3 CÁLCULO DE HUELLA DE CARBONO DE LAS DISTINTAS VÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE

---

Una vez se han diferenciado los distintos métodos de producción de hidrógeno, se estimará la huella de carbono de aquellas vías que se pueden considerar renovables. Dichas vías son:

- ◆ Hidrógeno a partir de electrólisis con electricidad renovable.
- ◆ Hidrógeno a partir de reformado de biometano con vapor.
- ◆ Hidrógeno a partir de gasificación de biomasa.

Para comenzar el análisis, se deben de definir los límites de los dos alcances de emisiones que van a ser considerados, es decir, alcances 1 y 2. Dichos límites están definidos conforme a GHG Protocol [5], un estándar aceptado a nivel internacional que proporciona un marco para medir y gestionar las emisiones de gases de efecto invernadero. Según este estándar, los alcances 1 y 2 son las dos categorías de emisiones que una empresa debe reportar y contabilizar como mínimo. Por ello, son los alcances escogidos.

- ◆ **Alcance 1:** incluye las emisiones directas que son propiedad o están controladas por la empresa. En este caso se tendrían en cuenta las emisiones generadas en el proceso de producción de hidrógeno, emisiones provenientes de vehículos propiedad de la empresa, entre otros.
- ◆ **Alcance 2:** abarca las emisiones indirectas asociadas al consumo de electricidad adquirida y consumida por la empresa. Dichas emisiones tienen lugar en la planta donde la electricidad es generada, por lo que se deberá estudiar la proveniencia de dicha electricidad.

Con objetivo de facilitar el cálculo de la estimación y la comprensión de los resultados, se plantea un caso base del que partirán todos los escenarios con los siguientes supuestos:

- ◆ Producción de 500 kg de H<sub>2</sub> al año.
- ◆ Consumo específico de 55-60 kWh/kg de H<sub>2</sub> producido.
- ◆ Etapa de compresión a 200 bar para posterior transporte.
- ◆ Transporte del H<sub>2</sub> gas mediante camión diésel a 100 km del punto de producción, a cargo de la empresa productora.
- ◆ Consumo del camión diésel de 35 L/100 km [6].

Antes de identificar las fuentes de emisiones, se fijan los escenarios a estudiar, los cuales son los siguientes:

- ◆ Escenario de producción mediante electrólisis con electricidad proveniente de:
  - Escenario 1: planta renovable aislada de la red eléctrica (off-grid)
  - Escenario 2: planta renovable y conexión a red (on-grid).
- ◆ Escenario 3: producción mediante reformado de biogás con vapor.
- ◆ Escenario 4: producción mediante gasificación de biomasa.

#### 3.1 Escenario 1: Electrólisis con planta renovable off-grid

Este escenario considera un sistema de electrólisis alimentado con una planta renovable con una configuración en isla u off-grid, es decir, aislada de la red eléctrica. Esto se traduce en que toda la electricidad necesaria para abastecer al sistema de electrólisis proviene únicamente de la planta de generación renovable. La producción de hidrógeno en este tipo de configuración viene regulada por el primer acto delegado [7], del cual se puede extraer que las instalaciones de generación renovable dedicadas a la producción de hidrógeno verde deberán de cumplir el criterio de adicionalidad<sup>1</sup> y compartirán ubicación con el sistema de electrólisis.

Teniendo todo esto en cuenta, se analizarán los alcances de emisiones contemplados para este escenario:

---

<sup>1</sup> Adicionalidad: la electricidad utilizada debe provenir de fuentes renovables nuevas o adicionales, demostrando que la instalación renovable está conectada a la misma red que el electrolizador, que la producción de hidrógeno es temporalmente correlativa con la generación renovable, y que la instalación renovable comenzó a operar dentro de los 36 meses previos a la operación del electrolizador, salvo excepciones específicas para promover inversiones adicionales.



**Alcance 1:** las emisiones generadas en la producción de hidrógeno a través de electrólisis se pueden considerar de **0 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub>**, ya que no existe quema de combustibles fósiles en el proceso. Sin embargo, como se ha considerado que el transporte se realiza por carretera, existen unas emisiones asociadas a este transporte. Utilizando la ecuación (1) y considerando un factor de emisión de camiones a diésel de 2,5 kg CO<sub>2</sub>/L diésel [8] y los supuestos previos de consumo de diésel de 35 L/100 km, producción de 500 kg de H<sub>2</sub> al año y transporte de 100 km desde el punto de producción:

$$\text{Emisiones} \left( \frac{\text{kg CO}_2 \text{ eq}}{\text{kg H}_2} \right) = \frac{35 \left( \frac{\text{L}}{100 \text{ km}} \right) * 2,5 \left( \frac{\text{kg CO}_2}{\text{L diésel}} \right)}{500 \text{ kg H}_2} = 0,175 \quad (1)$$

Por lo que el transporte para el caso propuesto supondría unos **0,175 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub>** para 100 km desde el punto de producción.

**Alcance 2:** al provenir la electricidad únicamente de una planta renovable, ya sea una planta fotovoltaica, eólica u otro tipo de planta renovable, no habrá emisiones relacionadas con la generación de esa electricidad [9].

Aunque algunos estudios, como [10] consideran valores de emisiones en torno a 1 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub>, no aplica para este caso, ya que dichos estudios contemplan un análisis del ciclo de vida de las plantas renovables, por lo que tienen en cuenta el Alcance 3 del cálculo de emisiones, el cual no está contemplado en este estudio. Aún con esta consideración, dicho escenario cumple con el umbral mínimo del 3,38 t CO<sub>2</sub> eq/t H<sub>2</sub> visto anteriormente, por lo que el hidrógeno producido sería considerado renovable/verde en cualquiera de los casos.

### 3.2 Escenario 2: Electrólisis con planta renovable on-grid

El siguiente escenario contempla un sistema de electrólisis alimentado con una planta de generación renovable y con conexión a la red eléctrica. El reparto de cuanta electricidad proviene de cada fuente afectará a la estimación final. En este caso, la planta renovable deberá seguir los mismos criterios establecidos en el primer acto delegado (Ver 3.1). Sin embargo, como además existe una conexión a red, los requisitos para que el hidrógeno producido pueda ser considerado RFNBO mediante conexión a red son al menos una de las siguientes:

- ◆ La instalación de producción de hidrógeno está en una zona de ofertas donde la proporción media de electricidad renovable sea mayor del 90% en el año natural anterior, y la producción de hidrógeno no supera un máximo de horas establecido.
- ◆ La instalación de producción de hidrógeno está en una zona de ofertas donde la intensidad de las emisiones de la electricidad de red es inferior a 18 g CO<sub>2</sub> eq/MJ, cumpliendo correlaciones temporal<sup>2</sup> y geográfica<sup>3</sup>, y la firma de PPAs o *Power Purchase Agreements* por un volumen al menos equivalente a la cantidad de electricidad declarada totalmente renovable.
- ◆ La instalación demuestra que la electricidad utilizada proviene de redespachos de electricidad, evitando el desperdicio de energía renovable producida (*curtailment*).
- ◆ Cuando no se cumple ninguno de los casos anteriores, se podrá considerar como renovable la electricidad de red cuando se cumplen los criterios de adicionalidad, correlación temporal y geográfica, y se ha firmado uno o más PPAs por una cantidad equivalente a los consumos.

<sup>2</sup> Correlación temporal: los productores deberán demostrar que existe una correlación temporal entre la producción de hidrógeno y la generación eléctrica renovable. Dicha correlación deberá ser mensual hasta el 31/12/2029, pasando posteriormente a ser horaria.

<sup>3</sup> Correlación geográfica: la ubicación del electrolizador debe cumplir una de estas condiciones: instalación renovable situada en la misma zona de ofertas que el electrolizador; zona vecina si los precios de una hora son iguales o superiores a los de la zona de oferta del electrolizador; zona de oferta adyacente off-shore.





Teniendo en consideración que se cumple al menos uno de estos requisitos, el hidrógeno producido podrá ser considerado renovable.

**Alcance 1:** de igual manera al anterior apartado, se consideran nulas las emisiones provenientes explícitamente del proceso de producción de hidrógeno. Únicamente se tendrán en cuenta en este alcance las emisiones por transporte del hidrógeno por carretera, las cuales son de **0,175 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub>** para 100 km, calculadas anteriormente.

**Alcance 2:** en este caso, la electricidad proveniente de la red puede ser considerada renovable, siempre y cuando cumpla al menos uno de los cuatro requisitos vistos anteriormente. El estudio se va a realizar para el primer requisito, el cual debe cumplir que la zona de ofertas tener una proporción media de electricidad renovable mayor del 90%.

El segundo requisito, sobre la instalación en una zona de ofertas donde la intensidad de las emisiones de la electricidad de red es inferior a 18 g CO<sub>2</sub> eq/MJ, había sido inicialmente considerado para el estudio, aunque finalmente ha quedado descartado debido a que exige la contratación de PPAs, por lo que la electricidad utilizada en este caso sería considerada estrictamente renovable, lo que se traduce en que no existen emisiones asociadas a la producción de electricidad. Algo similar sucede con los dos últimos requisitos, donde la electricidad utilizada también es estrictamente renovable, bien sea por vía redespatchos o por PPAs.

**Caso de proporción media de electricidad renovable >90% en el año natural:** para el cumplimiento de este requisito es necesario que el mix eléctrico sea renovable en más de un 90% y que las horas de funcionamiento no supera un máximo de horas, el cual está calculado en función de ese porcentaje de renovabilidad de la red. En otras palabras, si la planta de producción de hidrógeno está funcionando todas las horas de un año, únicamente podrá contabilizarse como hidrógeno renovable el mismo porcentaje que energía renovable hay en el mix eléctrico.

Para este caso, y considerando que el sistema produce el 100% de las horas se supone un 90,1% de renovabilidad en el mix eléctrico, por lo que un 90,1% del hidrógeno producido será renovable y existirá un 9,9% de hidrógeno que no será considerado renovable, es decir, es hidrógeno bajo en carbono. Por ello, se realizará una estimación de cuántas emisiones asociadas hay en ese 9,9% de hidrógeno bajo en carbono.

En primer lugar, se considerará que el 9,9% de electricidad restante proviene de fuentes fósiles, principalmente de ciclos combinados y cogeneración, aunque para el cálculo se han escogido todas las fuentes no renovables existentes. Para realizar el reparto, se han utilizado datos de emisiones y de generación total de cada una de las fuentes fósiles utilizadas en el año 2024 para España, según datos de Red Eléctrica [11]. La estimación se ha realizado utilizando la media ponderada, de todas las tecnologías, es decir, cuanto más produzca una tecnología, más afectará al valor final sus emisiones correspondientes. La Tabla 1 recoge todos los datos recopilados:

Tabla 1. Datos de Generación y Emisiones en la Red Eléctrica nacional para 2024.

	Generación (GWh)	t CO <sub>2</sub> eq	t CO <sub>2</sub> eq/MWh
Carbón	2.956	2.866.020	0,97
Cogeneración	16.343	5.976.563	0,37
Ciclo combinado	35.177	13.988.406	0,40
Turbina de vapor	1.141	1.033.423	0,91
Turbina de gas	662	710.228	1,07
Motores diésel	2.468	1.691.328	0,69
Residuos no renovables	1.347	414.721	0,31



Realizando la media ponderada, la estimación de las emisiones de las fuentes no renovables es de 0,44 t CO<sub>2</sub> eq/MWh. La proporción de generación eléctrica sin emisiones y con emisiones en 2024 fue de 76,9% y 23,1% respectivamente, lo que supuso unas emisiones de 0,10 t CO<sub>2</sub> eq/MWh en el sistema eléctrico total.

Como para este caso se ha supuesto un 90,1% de renovables en el sistema, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Emisiones mix } 90,1\% \text{ renovable} \left( \frac{t \text{ CO}_2 \text{ eq}}{\text{MWh}} \right) = 90,1\% * 0 + 9,9\% * 0,44 = 0,044 \quad (2)$$

Considerando que el consumo específico es de 55-60 kWh/kg H<sub>2</sub>, se puede estimar la huella de carbono que supone la electricidad utilizada para el sistema de producción mediante:

$$\begin{aligned} \text{Emisiones sistema de producción H}_2 \text{ bajo en carbono} & \left( \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kg H}_2 \text{ bajo en carbono}} \right) \\ & = 55 \frac{\text{kWh}}{\text{kg H}_2} * 0,044 \frac{\text{kg CO}_2 \text{ eq}}{\text{kWh}} = 2,42 \end{aligned} \quad (3)$$

Por lo que la electricidad utilizada por el sistema de electrólisis para producir hidrógeno bajo en carbono tiene unas emisiones asociadas de **2,42-2,64 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub> bajo en carbono**. El rango viene dado por el rango seleccionado de 55-60 kWh/kg H<sub>2</sub> de consumo específico (comúnmente denominado eficiencia). Dichas emisiones asociadas dependerán del porcentaje de renovabilidad en la red.

Adicionalmente, se ha de tener en cuenta el sistema de compresión, que funciona también mediante electricidad de la red. Acudiendo a la misma ecuación y según datos de [12] con un consumo de 2 kWh/kg H<sub>2</sub>, la huella de carbono del sistema de compresión es de **0,089 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub> bajo en carbono**.

Por lo tanto, la huella de carbono total del hidrógeno bajo en carbono es de **2,51 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub>**, valor el cual sigue estando por debajo del umbral mínimo necesario fijado por la regulación.

### 3.3 Escenario 3: Reformado de biogás con vapor

**Alcance 1:** para el escenario de producción de hidrógeno verde mediante reformado de biogás, se debe de definir el término de CO<sub>2</sub> biogénico, el cual es aquel que se produce en un proceso de combustión o descomposición de la materia orgánica presente en la biomasa. Dicho CO<sub>2</sub> se emite a la atmósfera, aunque queda, a efectos de contabilidad de emisiones, contrarrestado con el CO<sub>2</sub> que dicha materia orgánica absorbió durante todo su ciclo de vida. Por ello, en procesos donde interviene la biomasa, se utiliza el concepto de emisiones netas, que es la resta del CO<sub>2</sub> biogénico menos el CO<sub>2</sub> previamente absorbido por la materia orgánica.

El biogás utilizado como combustible tiene una composición de aproximadamente el 60% de CH<sub>4</sub>, 35% de CO<sub>2</sub> y trazas de otros gases como nitrógeno, hidrógeno, entre otros.

Según el estudio [13], las emisiones de CO<sub>2</sub> biogénico producidas en el proceso de reformado son de **13,43 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>**. Dichas emisiones son producidas debido principalmente a que se trata de un proceso de reformado, donde existe una combustión del gas de entrada y una conversión química del carbono en el metano a CO<sub>2</sub> durante el proceso. Sin embargo, a efectos de emisiones netas, la contabilidad total de la huella de carbono del proceso resulta ser de **0,0599 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>** [13].

De manera análoga a los apartados anteriores, habría que tener en cuenta las emisiones asociadas al transporte del hidrógeno por carretera, que suponen **0,175 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub>** para 100 km.

**Alcance 2:** las necesidades eléctricas en este proceso, además de ser bajas, están cubiertas por sistemas como la recuperación de calor o la cogeneración, por lo que se pueden considerar nulas en este caso, tanto para la etapa de producción, como para la posterior compresión.



### 3.4 Escenario 4: Gasificación de biomasa

**Alcance 1:** en cuanto al escenario de gasificación de la biomasa, ocurre de manera similar al escenario de reformado de biogás con vapor, donde existen emisiones asociadas al proceso de producción de hidrógeno renovable, aunque dichas emisiones son de CO<sub>2</sub> biogénico. Acudiendo al estudio [14], el proceso de gasificación emite **12,58 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>**, aunque las emisiones netas resultan ser de **0,385 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub>**. De la misma manera que en el resto de los escenarios, se tienen en cuenta las emisiones asociadas al transporte del hidrógeno por carretera, **0,175 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub>** para 100 km.

**Alcance 2:** de igual manera que en el apartado anterior, se considera que la electricidad requerida para el proceso de producción es generada por un sistema de recuperación de calor o cogeneración. Sin embargo, para este escenario, el estudio analizado previamente arroja un valor de emisiones asociadas a la producción de electricidad de **0,0203 kg CO<sub>2</sub> eq/kg H<sub>2</sub>**. En cuanto a la etapa de compresión, las emisiones se consideran nulas.

## 4 COMPARACIÓN Y REFLEXIONES

En la Figura 2 se refleja un gráfico comparativo de las emisiones asociadas a cada una de las vías de producción de hidrógeno verde analizadas, además de las emisiones asociadas a la producción de hidrógeno bajo en carbono contempladas en el apartado 3.2.

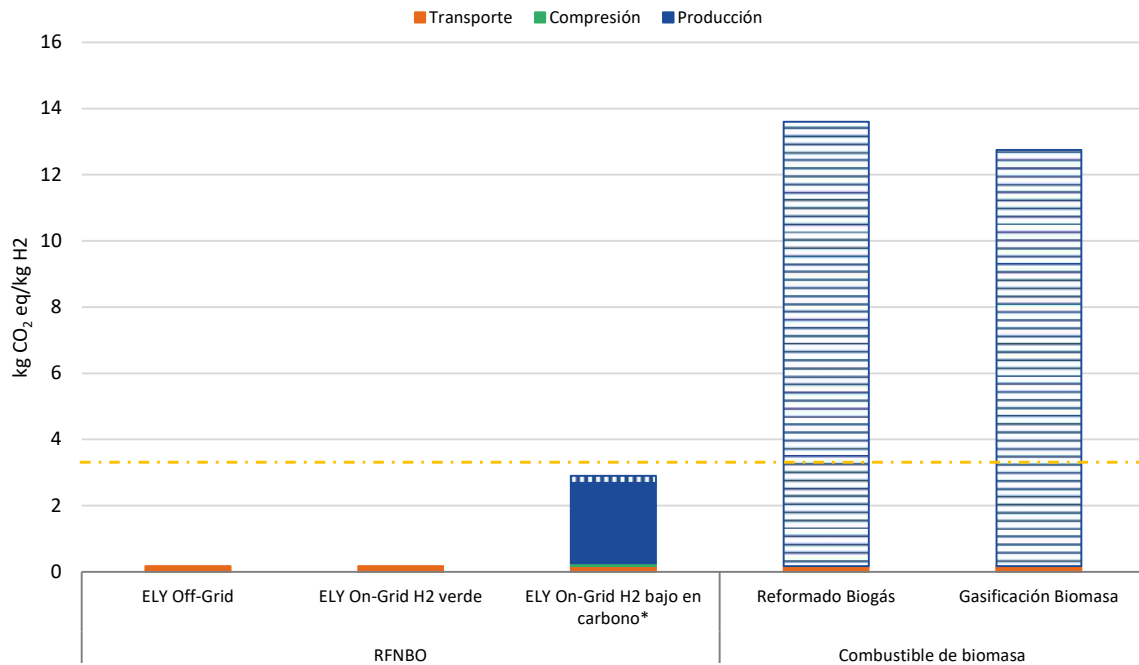


Figura 2. Gráfico comparativo de las distintas vías de producción analizadas.

Cabe señalar que las emisiones asociadas en los procesos relacionados con biomasa se han diferenciado (barras horizontales rayadas) en el gráfico debido a que son emisiones de CO<sub>2</sub> biogénico. Además, en el caso de producción de hidrógeno bajo en carbono, se ha diferenciado (barras verticales) un rango en las emisiones asociadas, debido al rango seleccionado de 55-60 kWh/kg H<sub>2</sub> en el consumo específico. El límite impuesto por la Comisión Europea se ha reflejado en el gráfico en color amarillo.

La Tabla muestra la sumatoria de los Alcances 1 y 2 estimados en cada uno de los apartados, teniendo en consideración emisiones asociadas netas. Se ha decidido añadir las emisiones asociadas al método de SMR para producir hidrógeno gris, a partir del estudio [15], para realizar una comparación con la tecnología fósil ya establecida comercialmente, la cual fue responsable de más de un 68% de la producción de hidrógeno en Europa en 2023 [16].

Tabla 2. Emisiones totales de Alcance 1 y 2 para las distintas vías analizadas

Vía	kg CO <sub>2</sub> eq/kg H <sub>2</sub>
Electrólisis off-grid	0,175
Electrólisis on-grid H <sub>2</sub> verde	0,175
Electrólisis on-grid H <sub>2</sub> bajo en carbono	2,684
Reformado de biogás	0,235
Gasificación de biomasa	0,580
SMR	10,621

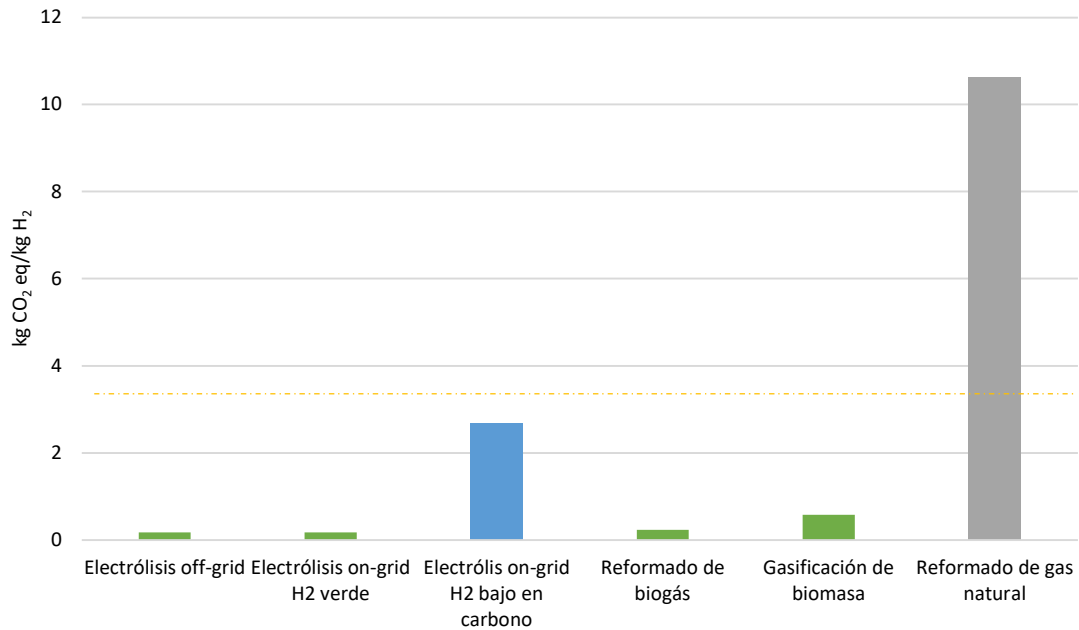


Figura 3. Emisiones netas para los procesos seleccionados y SMR.

Claramente las vías de electrólisis que producen H<sub>2</sub> renovable, considerado RFNBO, son las vías con menos emisiones asociadas. Esto sumado a que el nivel de madurez tecnológica, o TRL de sus siglas en inglés, de esta tecnología es superior (escala comercial) al TRL de las tecnologías de producción de hidrógeno a través de biomasa (escala de simulación) [17], hacen de esta vía de producción la más interesante en cuanto a desarrollo de proyectos de hidrógeno verde se refiere.

Sin embargo, para ciertas aplicaciones más concretas o para aprovechamiento de instalaciones ya existentes, las dos opciones de producción relacionadas con la biomasa pueden ser una buena opción, ya que tienen la opción de poder incluir una unidad de CCUS, lo que permitiría aprovechar o comercializar el CO<sub>2</sub> capturado, reduciendo aún más las emisiones netas del proceso de producción, incluso pudiendo llegar a ser negativas.



## 5 ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO EN MODELOS DE NEGOCIO

---

A partir de los modelos de negocio presentados por el cliente, se realizará un análisis del estado actual del marco regulatorio que afecta a dichos modelos dentro de la zona POCTEP (Programa de Cooperación Transfronteriza España-Portugal). Los modelos de negocio a analizar vienen dados por parte de CTA a ARIEMA mediante el documento *Definición de Modelos de negocio* [18], y son:

- ◆ Hidrógeno como servicio para ecosistemas portuarios
- ◆ Producción de H<sub>2</sub> a partir de biomasa disponible
- ◆ Transporte basado en hidrógeno en zonas rurales

En primera instancia se presentará la regulación relativa al hidrógeno que es transversal y aplicable a cada modelo de negocio, tanto a nivel europeo como a nivel específico por cada país. Luego, en función del tipo de modelo de negocio se mostrará la regulación asociada y específica tanto para España como Portugal. Este análisis y comparación regulatoria permitirá la identificación de barreras, a partir de las cuales se realizarán recomendaciones para poder mitigarlas.

### 5.1 Regulación transversal europea

Inicialmente, se ha realizado una recopilación de la regulación europea que engloba de manera transversal al sector del hidrógeno renovable, teniendo como alcance todo lo relacionado con la producción, almacenamiento y transporte por carretera del hidrógeno.

Es importante destacar que existen más normativas que podría ser de aplicación, aunque se ha caracterizado de forma general para el estudio. De cara a un análisis más detallado, como necesidad para proyectos más específicos, se recomienda realizar una recopilación más exhaustiva con información del proyecto más detallada.

Dicha recopilación, con información tomada de HyLAW [19] es la siguiente:

- ◆ Directiva 2012/18/UE del parlamento europeo y del consejo de 4 de julio de 2012 relativa al control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas y por la que se modifica y ulteriormente deroga la Directiva 96/82/CE (SEVESO).
- ◆ Directiva 2014/34/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados Miembros en materia de aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas (ATEX).
- ◆ Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación).
- ◆ Directiva 2014/52/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de abril de 2014, por la que se modifica la Directiva 2011/92/UE, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- ◆ Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente (EIA).
- ◆ Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2001, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente (EAE).
- ◆ Directiva 98/24/CE del Consejo, de 7 de abril de 1998, relativa a la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.
- ◆ Directiva 2004/35/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, sobre responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales.
- ◆ Reglamento (CE) nº 1272/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2008, sobre clasificación, etiquetado y envasado de sustancias y mezclas (Reglamento CLP).



- ◆ Directiva 2009/104/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de septiembre de 2009, relativa a las disposiciones mínimas de seguridad y de salud para la utilización por los trabajadores en el trabajo de los equipos de trabajo.
- ◆ Directiva 1999/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 1999, relativa a las disposiciones mínimas para la mejora de la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas.
- ◆ Directiva 2014/68/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativa a la armonización de las legislaciones de los Estados Miembros sobre la comercialización de equipos a presión.
- ◆ Directiva 2008/68/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de septiembre de 2008, sobre el transporte terrestre de mercancías peligrosas.
- ◆ Reglamento (UE) nº 453/2010 de la Comisión, de 20 de mayo de 2010, por el que se modifica el Reglamento (CE) nº 1907/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos (REACH).

### 5.1.1 Regulación transversal española

A continuación, se lista la regulación específica para España, recopilada a partir de HyLAW [19]:

- ◆ Ley 11/2014, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón\*
- ◆ Ley 5/2013, de 11 de junio, por la que se modifican la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación y la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.
- ◆ Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.
- ◆ Decreto-Legislativo 1/2014, de 8 de julio, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Urbanismo de Aragón\*
- ◆ Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- ◆ Real Decreto 656/2017, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias MIE APQ 0 a 10.
- ◆ Real Decreto 809/2021, de 21 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC-EP-5).
- ◆ Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- ◆ Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- ◆ Enmiendas a los Anejos A y B del Acuerdo Europeo sobre transporte internacional de mercancías peligrosas por carretera (ADR 2017) enmendado, adoptadas en Ginebra el 1 de octubre de 2016
- ◆ Código de tráfico y seguridad vial.
- ◆ Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos.

\* Ley de aplicación a la autonomía competente, no a nivel nacional.

### 5.1.2 Regulación transversal portuguesa

El marco legislativo en Portugal para el sector del hidrógeno renovable está todavía por desarrollar, aunque se pueden encontrar normativas como las siguientes, adaptadas a partir de [20]:

- ◆ Decreto Ley nº 62/2020 que establece la organización y el funcionamiento del Sistema Nacional de Gas y el correspondiente régimen jurídico.
- ◆ Decreto Ley nº 169/2012 que regula el ejercicio de la actividad industrial, la instalación y explotación de zonas empresariales responsables.
- ◆ Decreto Ley nº 30-A/2022 que aprueba medidas para garantizar la simplificación de los procedimientos de producción de energía a partir de fuentes renovables.



- ◆ Ley nº 58/2009, de 29 de septiembre y Decreto Ley nº 226-A/2007, de 31 de mayo, imponiendo licenciamiento para captación y deshecho de aguas, necesarias para la producción industrial de gases renovables.
- ◆ Decreto Ley nº 555/99, de 16 de diciembre, que establece el régimen de urbanización y edificación y prevé las reglas de para licenciamiento urbanístico.

A ellas hay que añadir diversas normativas ambientales de aplicación.

### 5.1.3 Comentarios sobre regulación transversal

La regulación aplicable a los proyectos de hidrógeno renovable sigue en estado de construcción, ya que en muchos casos queda englobada en otros tipos de normativas, como energéticas, de movilidad, ambientales, urbanísticas, entre otras. Esta falta de especificación tiene un efecto negativo en los procesos de implementación de proyectos, ya que en muchos casos ralentiza su desarrollo.

Portugal tiene un marco regulatorio menos desarrollado, aunque los trámites están más simplificados que en España. Por ello, desde ARIEMA se recomienda establecer un marco regulatorio específico y de valor, así como agilizar la tramitación de los permisos. Iniciativas como la creación de la Guía para la Tramitación de Instalaciones de Hidrógeno en Andalucía cumplen con estas necesidades y arrojan conocimiento muy valioso en este ámbito.

## 5.2 Hidrógeno como servicio para ecosistemas portuarios

Este modelo de negocio se basa en el uso, la distribución y almacenamiento de hidrógeno dentro del entorno portuario, únicamente incluyendo el sistema de producción de hidrógeno cuando éste se realiza in situ.

Las principales barreras regulatorias quedan citadas en el informe compartido, donde se destaca la regulación de Puertos del Estado, y regulación sobre los sistemas OPS (On-Power Supply), además de toda aquella regulación relacionada con proyectos de hidrógeno verde.

El Reglamento UE 2023/1805, *FuelEU Maritime*, establece obligaciones de reducción de emisiones para energía utilizada en barcos mediante el uso de combustibles alternativos, entre los cuales se encuentra el hidrógeno. Además, a partir de 2030 los buques de pasajeros y portacontenedores estarán obligados a utilizar sistemas OPS o tecnologías sin emisiones en algunos puertos europeos. Dicho reglamento entró en vigor el 1 de enero de 2025 y es parte del paquete de medidas *Fit for 55*.

En cuanto a programas de incentivos, la Comisión Europea a través de la *Clean Hydrogen Partnership* ha financiado varios proyectos relacionados con la implementación de hidrógeno en entornos portuarios, en puertos como el de Valencia, Rotterdam, Amberes-Brujas, Constanza, Hamburgo, entre otros. Dichas iniciativas aun siendo de carácter demostrativo, sientan precedentes para proyectos que deseen implementarse en dichos entornos.

### 5.2.1 España

El marco regulatorio español dentro de esta temática viene recogido en la Hoja de Ruta del hidrógeno renovable 2020, documento en el cual se recogen iniciativas y objetivos para fomentar el despliegue del sector. Concretando para aplicaciones en entornos portuarios, recoge este tipo de entorno como área en la que la electrificación no sea la solución más eficiente. La Medida 22, por ejemplo, busca “establecer acciones para promover y fomentar el uso de nuevas tecnologías cero emisiones en las costas y puertos nacionales”. Uno de los objetivos dentro del campo de transporte es la “Introducción de maquinaria de *handling* que utilice pilas de combustible de hidrógeno renovable y de puntos de suministro en los cinco primeros puertos y aeropuertos en volumen de mercancías y pasajeros respectivamente”.

Algunas iniciativas como el proyecto *H2Ports*, en el puerto de Valencia son un referente en el fomento de las tecnologías del hidrógeno en entornos portuarios. El proyecto consistió en la demostración de uso del hidrógeno en aplicaciones logísticas y de transporte, concretamente en prototipos de un *reach stacker*, una cabeza tractora y una estación de móvil suministro de hidrógeno.





Algunas de las normativas a tener en cuenta a la hora de desplegar un proyecto enmarcado en este modelo de negocio son: Real Decreto Legislativo 2/2011, de 5 del septiembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante [21]; o el Real Decreto 145/1989, de 20 de enero, por el que se aprueba el Reglamento Nacional de Admisión, Manipulación y Almacenamiento de Mercancías Peligrosas en los Puertos. Aunque el hidrógeno no esté mencionado específicamente dentro de estas normativas, cualquier proyecto que quiera establecerse en un entorno portuario se deberá acoger a las directrices establecidas por las mismas.

En cuanto a las emisiones, la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera, establece las bases para prevenir, vigilar y reducir la contaminación atmosférica. Los entornos portuarios están obligados a identificar y controlar las emisiones derivadas de sus actividades.

La reducción de ruidos es un ámbito importante para los entornos portuarios y viene regida por el Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, que desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.

Aunque en España ya existen pilas de combustible a bordo, éstas funcionan con metanol y únicamente como unidades auxiliares. Sin embargo, proyectos europeos como los mencionados previamente, comienzan a demostrar la viabilidad del hidrógeno como fuente de energía para la propulsión marítima.

No obstante, el proceso de homologación de buques con pilas de combustible sigue siendo complejo y prolongado, dificultando su despliegue comercial definitivo. La falta de regulación específica y experiencia en este ámbito dificulta la descarbonización del sector.

### 5.2.2 Portugal

Dentro del país luso, los entornos portuarios están cobrando importancia en cuanto al sector del hidrógeno se refiere. El Puerto de Sines es uno de los más importantes de Europa y está llamado a ser un establecimiento de referencia en el sector del hidrógeno verde. Numerosos proyectos han sido anunciados en la región, como el Valle de hidrógeno en el Puerto de Sines o el corredor de hidrógeno verde Sines-Rotterdam (*H2Sines*). Esto abre un abanico de posibilidades, tanto para exportación de hidrógeno verde como de uso de este en operaciones portuarias u otras industrias cercanas.

Las operaciones en entornos portuarios vienen regidas por la siguiente normativa:

- ◆ Decreto Ley Nº 280/93 de 13 de agosto de 1993 que establece el régimen legal del trabajo en el puerto, rectificado por el Nº 202/93 de 30 de octubre de 1993.
- ◆ Decreto Reglamentario Nº 2/94 de 28 de enero de 1994, que regula las actividades del puerto.
- ◆ La Ordenanza Nº 178/94 de 29 de marzo de 1994 que establece las normas de licencias de mano de obra portuaria.

Además, la Ley nº 19/2014 establece el Reglamento de Emisiones Industriales, en el cual se establecen requisitos para la prevención y control integrados de la contaminación, incluyendo actividades portuarias.

En cuanto a ruido, el Decreto Ley nº 9/2007, de 17 de enero, aprueba el Reglamento General del Ruido, al cual se tienen que ajustar los entornos portuarios.

Dicha legislación podría necesitar de adaptación para incluir operaciones relacionadas con hidrógeno, ya que el marco normativo no es del todo específico.

### 5.2.3 Recomendaciones estratégicas

Tanto España como Portugal son localizaciones que apuntan a posicionarse como núcleos de producción y exportación de hidrógeno verde, principalmente hacia países de Europa donde haya más demanda. En ese contexto, los entornos portuarios van a jugar un papel fundamental para ello, ya que deben establecer la infraestructura necesaria para permitir realizar operaciones no sólo con hidrógeno, sino también con sus derivados.

Para fomentar y facilitar el despliegue de proyectos enmarcados en este modelo de negocio, por parte de ARIEMA se recomiendan las siguientes actuaciones:



- ◆ Fomentar la colaboración y la formación entre los distintos agentes involucrados en un entorno portuario: ya sea a nivel corporativo, con operadores, empresas privadas, entidades locales, etc.; como a nivel profesional, como por ejemplo los estibadores, gestores de las dársenas, conductores y demás trabajadores de los entornos portuarios, que son profesionales que cuentan con un poder sindical bastante fuerte y se deberá realizar una labor de concienciación intensa.
- ◆ Analizar exhaustivamente la disponibilidad de espacio en el entorno: los puertos son localizaciones que cuentan con el espacio limitado para realizar las operaciones. Además, se añade que el puerto puede estar organizado en dársenas y cada una de ellas puede ser controlada por un agente distinto, lo que podría ser un desafío.
- ◆ Encaje en operaciones logísticas: las diversas operaciones dentro de un puerto están calendarizadas de manera exhaustiva, ya que un retraso en alguna de ellas supone una gran pérdida económica, por lo que la tecnología a implementar deberá encajar perfectamente sin alterar esta organización.
- ◆ Desarrollar infraestructura de recepción de hidrógeno y sus derivados: bien sea por carretera, a través de gaseoducto o por vía marítima, los puertos deben tener la infraestructura adecuada para poder recibir hidrógeno y sus derivados, ya sea para el uso localizado en el puerto o para una posterior distribución.
- ◆ Desarrollar equipamiento con materiales que soporten el ambiente salino: en puertos marítimos, el ambiente salino puede ser un agente altamente corrosivo. Las pilas de combustible pueden verse especialmente afectadas, ya que utilizan oxígeno proveniente del aire, el cual puede tener una alta concentración de partículas salinas en un entorno marítimo.

#### 5.2.4 Recomendaciones sobre regulación

Puesto que los entornos portuarios son zonas de alta afluencia y altamente reguladas, es necesario trabajar para alinear la regulación y tramitación de proyectos de hidrógeno renovable con las regulaciones que rigen las operaciones en puertos. Dicha acción puede venir promovida por la inclusión del hidrógeno renovable dentro de, por ejemplo, la Ley de Puertos en España, ya sea en labores de logística, distribución, producción u otra acción.

En relación con lo comentado en el apartado 5.2.1, sobre la poca especificación en cuanto a objetivos de implementación de tecnologías de hidrógeno en entornos portuarios, es necesario abogar por unos objetivos y una regulación más concretos y específicos, para garantizar un desarrollo efectivo acorde a las necesidades del sector.

Otra acción necesaria es fomentar los programas de incentivos para proyectos de demostración o piloto en entornos portuarios, ya que pueden ser un punto de inflexión en la descarbonización de entornos tan estratégicos, donde las demandas energéticas son elevadas y es positivo apostar por cierta diversificación energética.

Por último, se debe tener en cuenta la importancia de las normativas técnicas de seguridad y almacenamiento a la hora de operar con sustancias peligrosas. Esto es especialmente relevante en entornos portuarios debido al limitado espacio y concentración de mercancías o personas. Por ello, es fundamental revisar y actualizar todas aquellas regulaciones y normativas que afecten a las particularidades de las operaciones en entornos portuarios, como por ejemplo la directiva SEVESO.

### 5.3 Producción de hidrógeno a partir de biomasa disponible en la zona POCTEP

Este modelo queda centrado en la producción de hidrógeno a partir de residuos y otros deshechos mediante procesos relacionados con la biomasa, tanto la digestión como la gasificación.

Las barreras regulatorias, tal y como se recopila en el informe [18], son principalmente debidas a la parte de recopilación y gestión de residuos, y del propio proceso de gasificación, el cual viene recopilado en la Directiva vigente sin mención específica a los residuos orgánicos ni al hidrógeno.



### 5.3.1 España

Aunque la gasificación de residuos es un proceso viable de producción de hidrógeno, no es una vía en la que se deposite el foco de producción de hidrógeno renovable, debido a su complejidad en el proceso y poca eficiencia. El impulso de la producción de hidrógeno renovable en España viene dado por la vía de electrólisis, en la cual se ha fijado el objetivo dentro del PNIEC 2023-2030 de 12 GW de electrólisis instalados para 2030. Esto hace que métodos de producción de hidrógeno alternativos como la gasificación de biomasa queden en un segundo plano o destinados a aplicaciones localizadas o puntuales.

El marco regulatorio en España para este modelo de negocio va a venir regido principalmente por la gestión de los residuos y sostenibilidad, donde se enmarca normativa como la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular o el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, que regula los criterios de sostenibilidad y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, donde entra el hidrógeno. Este marco regulatorio podría quedar escueto en el marco de este modelo de negocio.

### 5.3.2 Portugal

El gobierno portugués lanzó en 2024 una iniciativa en forma de subasta para fomentar la compra de biometano e hidrógeno verde. Sin embargo, en cuanto al modelo de negocio de gasificación para producción de hidrógeno, y de manera similar a España, no existe un foco claro en impulsar esta tecnología en concreto. Dentro del Plan Nacional de Energía y Clima 2030, se contempla una capacidad instalada de electrolizadores de 5,5 GW para 2030, pero no contemplan objetivos para vías de producción de hidrógeno alternativas a la electrólisis.

A su vez, Portugal publicó a través de la Resolución del Consejo de Ministros Nº 31/2023, de 24 de marzo, un Plan Nacional de Gestión de Residuos (PNGR 2030), el cual es un instrumento de planificación para prevenir la producción de residuos, y realizar una gestión adecuada de los mismos.

En cuanto a la regulación asociada directamente con la gestión de residuos, en Portugal existe un Régimen general de gestión de residuos, regido por el Decreto-Ley n.º 178/2006, de 5 de septiembre, que ha sufrido varias modificaciones.

### 5.3.3 Recomendaciones estratégicas

El potencial de la península ibérica en cuanto a aprovechamiento y valorización de residuos orgánicos es mayúsculo, debido a la gran industria agroalimentaria, principalmente en España. Esto abre paso a la producción de gases renovables, como el biometano o el hidrógeno, en menor medida. Sin embargo, dicho potencial no está aprovechándose actualmente, ya que gran parte de los residuos orgánicos no se gestionan de manera óptima y terminan en vertederos. Países como Francia o Dinamarca tienen una red de plantas de generación de biogás y biometano más extensa en comparación a España y Portugal.

El foco por parte de los agentes interesados está puesto en el aprovechamiento de residuos para producción de biometano, debido a que su composición es prácticamente igual a la del gas natural que circula por las redes gasistas.

Aunque la gasificación de biomasa puede utilizarse para producción de hidrógeno, no es un método competitivo ni en términos económicos, ni en términos de eficiencia. En cuanto al rendimiento energético, la biomasa puede quemarse directamente, generando CO<sub>2</sub> biogénico y logrando una eficiencia energética superior a la obtenida mediante su conversión en hidrógeno por gasificación.

No obstante, dicho modelo de negocio podría ser una alternativa en aplicaciones locales o de pequeña escala. En ese caso, la gestión y el aseguramiento de la biomasa/residuos es la clave de los proyectos. Además, al existir tantos tipos de residuos, se buscará que su composición sea lo más homogénea posible para garantizar una producción relativamente constante.



### 5.3.4 Recomendaciones sobre regulación

La principal barrera del modelo de negocio de producción de hidrógeno a partir de fuentes de biomasa es el escaso marco regulador que engloba estos procesos, ya que no existen políticas ni iniciativas a nivel nacional que fomenten esta vía de producción de hidrógeno renovable, siendo la prioridad la producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua. Este enfoque está alineado con la visión de la Comisión Europea, la cual apuesta por la producción de RFNBOs. Aunque el término de combustible de biomasa está contemplado como hidrógeno renovable, falta apoyo a este tipo de vías de producción.

## 5.4 Transporte en zonas rurales a partir de hidrógeno

El impulso por parte de Europa a la movilidad propulsada por hidrógeno ha sido considerable a lo largo de los últimos años. En regulación es posible encontrar varias medidas como la Regulación de Infraestructura de recarga y repostaje de Combustibles Alternativos (AFIR), que establece directrices para la creación de una red de infraestructura relativa a movilidad con hidrógeno en Europa, o el Reglamento (UE) 2019/631 sobre la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> de vehículos de pasajeros y vehículos comerciales ligeros.

En cuanto a proyectos financiados por la *Clean Hydrogen Partnership* en materia de movilidad, se encuentran proyectos como *H2ME* o *JIVE*, donde se busca establecer tanto infraestructura de recarga como promover el uso de vehículos ligeros y autobuses de pila de combustible a lo largo de varias ciudades europeas.

La apuesta europea por el desarrollo de alternativas sostenibles a los combustibles fósiles en cuestión de movilidad es clara. Si bien es cierto que aún falta desarrollo, se trata del modelo de negocio de los tres a estudiar más avanzado y el que goza de más posibilidades de establecer proyectos exitosos o recibir financiación pública.

### 5.4.1 España

En España existen objetivos específicos para vehículos de pila de combustible y estaciones de recarga marcados por la Hoja de Ruta del Hidrógeno renovable, los cuales son:

- ◆ 5.000-7.000 vehículos ligeros y pesados de pila de combustible de hidrógeno para 2030.
- ◆ 100-150 estaciones de servicio de hidrógeno (HRS) de acceso público en 2030.

Dichos objetivos son realmente ambiciosos, pero distan mucho de la realidad, ya que la pila de combustible no acaba de establecerse a nivel comercial, debido a varios motivos tales como el coste elevado, escasa infraestructura, preferencia por el vehículo eléctrico de batería, etc. El mayor proyecto hasta la fecha sobre movilidad mediante pila de combustible es la flota de autobuses de Transporte Metropolitanos de Barcelona, que cuenta con 46 autobuses de pila de combustible en funcionamiento.

En cuanto a infraestructura, actualmente apenas hay unas 10 estaciones de servicio de hidrógeno en España, la mayoría de ellas de acceso privado.

Por otro lado, en cuanto a financiación, existen varios programas de financiación pública en favor del despliegue de la movilidad mediante pila de combustible como los Programas MOVES, englobados en el Plan de Transformación y Resiliencia de España. Aunque en ediciones pasadas, el vehículo eléctrico está más asentado, se espera que, en próximas convocatorias, vayan apareciendo cada vez más proyectos relacionados con vehículos o infraestructura de hidrógeno.

En cuanto a regulación nacional relacionada con este modelo de negocio, se recoge la siguiente legislación, la cual está enfocada en homologación de vehículos:

- ◆ Real Decreto 2822/1998, de 23 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento General de Vehículos.



- ◆ Real Decreto 750/2010, de 4 de junio, por el que se regulan los procedimientos de homologación de vehículos de motor y sus remolques, máquinas autopropulsadas o remolcadas, vehículos agrícolas, así como de sistemas, partes y piezas de dichos vehículos.
- ◆ Real Decreto 2028/1986, de 6 de junio, por el que se dictan normas para la aplicación de determinadas Directivas de la CEE, relativas a la homologación de tipos de vehículos automóviles, remolques y semirremolques, así como de partes y piezas de dichos vehículos.
- ◆ Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

#### 5.4.2 Portugal

En el país luso dentro de la Estrategia Nacional de Hidrógeno (EN-H2) se encuentra el objetivo de destinar un 5% de la producción de hidrógeno verde al consumo en el sector movilidad, y el objetivo de implementación de 50-100 HRS. Aunque actualmente son muy escasos los proyectos sobre movilidad propulsada por hidrógeno, Portugal tiene los medios para apostar por el desarrollo del sector. Uno de los principales fabricantes de autobuses de pila de combustible, Caetanobus, es de origen portugués.

En cuanto a implementación de infraestructura, en verano de 2024, se inició la construcción de la primera estación pública de repostaje de hidrógeno, a cargo de PRF Gas Solutions, aunque esta estación se sumaría a las 2 privadas que hay disponibles actualmente en la región de Lisboa.

De manera similar a España, en el Plan de Recuperación y Resiliencia de Portugal se enmarcan varios programas de financiación para movilidad sostenible, en los cuales tiene cabida el hidrógeno, aunque están enfocadas para el fomento del vehículo eléctrico en el transporte público.

De cara a la normativa, según HyLAW [19], no existe legislación específica asociada directamente a este modelo de negocio en Portugal, por lo que es necesaria la creación de un marco legislativo claro.

#### 5.4.3 Recomendaciones estratégicas

Las recomendaciones por parte de ARIEMA para el fomento del despliegue de proyectos dentro de este modelo de negocio:

- ◆ Flotas captivas: Para maximizar la eficiencia económica del proyecto, es recomendable que la aplicación de movilidad sea parte de una flota captiva. De esta manera, al aumentar su utilización no solo se genera un impacto positivo en la comunidad mientras se evitan emisiones de CO<sub>2</sub>, sino que también se reduce significativamente el costo específico de operar el vehículo y el coste de la infraestructura asociada.
- ◆ Alineamiento de intereses: El desarrollo de un proyecto de movilidad implica la coordinación y alineamiento de múltiples partes interesadas como fabricantes de equipos a lo largo de la cadena de valor, operadores y mantenedores de dichos equipos, usuarios finales, gobiernos, comunidades, entre otros. Resulta crucial que los intereses de cada una de las partes puedan estar alineados al objetivo común del proyecto.
- ◆ Escalabilidad: considerando que las tecnologías de hidrógeno están en una fase incipiente de desarrollo, el proyecto de movilidad debe considerarse que parta con una fase piloto. Esta fase se utilizaría para probar la tecnología en condiciones reales y obtener lecciones para posteriormente aplicarlas a una escala mayor.
- ◆ Adaptación de la localización. Debido a la escasa infraestructura existente en estos entornos, este modelo de negocio tendrá una mayor posibilidad de éxito en nodos con más de 50.000 habitantes, impuesto por la regulación AFIR. El modelo deberá establecerse en aquellas zonas pueda haber infraestructura cercana.
- ◆ Aceptación social: Una de las cuestiones relevantes es la aceptación social de tecnologías disruptivas, como puede ser el hidrógeno renovable. Las poblaciones de entornos rurales suelen tener una edad media mayor en comparación a las ciudades, por lo que es probable que sean menos propensos a cambios dentro de sus localidades. Para ello, será necesario desarrollar una estrategia comunicativa eficiente y entendible por todos, que permita presentar tanto los



beneficios y desafíos, así como también las medidas de seguridad para hacer un uso de hidrógeno seguro.

- ◆ Ventaja competitiva: vehículo con pila de combustible a hidrógeno (especialmente *mid* o *heavy duty*) puede ser más competitivo que uno eléctrico de batería, principalmente por su mayor autonomía, menor tiempo de recarga y menor peso. Además, los vehículos eléctricos de batería tienen ventajas en zonas urbanas, pero en zonas rurales, donde los trayectos pueden ser más largos y con menos procesos de arranque/parada, los vehículos de pila de combustible son una opción más viable.
- ◆ Otras aplicaciones: la implementación de aplicaciones de movilidad en entornos rurales puede potenciar el desarrollo de nuevas aplicaciones, tales como maquinaria agrícola.

#### 5.4.4 Recomendaciones sobre regulación

La principal recomendación para este modelo de negocio sería abogar por extender los requisitos establecidos por la AFIR, la cual marca que deberá haber una HRS cada 200 km a lo largo de la Red Transeuropea de Transporte (TEN-T) y en cada nodo urbano, a toda la red de transporte de España y Portugal. Esto afectaría claramente a los entornos rurales, estableciendo la obligatoriedad de una infraestructura que propiciaría el despliegue de vehículos de hidrógeno.

Por otro lado, la movilidad propulsada por hidrógeno no ha recibido demasiados incentivos por parte de la Administración pública en comparación con la movilidad eléctrica con vehículos de batería, por lo que es necesario seguir reclamando programas específicos para el despliegue de proyectos de movilidad propulsada con hidrógeno. Por ejemplo, programas de incentivos como el PERTE VEC, establecían ayudas para la implementación de vehículos eléctricos de batería incluyendo su infraestructura de recarga, mientras que, para los vehículos de hidrógeno, dejaba fuera la infraestructura necesaria.

Otra recomendación es fomentar la regulación relativa a la homologación de vehículos especiales que puedan ser utilizados en entornos rurales, como pueden ser toda la maquinaria agrícola, ya que existe una gran oportunidad para promover la sostenibilidad en el sector.



## 6 CONCLUSIONES

---

La definición por colores del hidrógeno puede ser muy útil y didáctico a la hora de desarrollar estrategias de comunicación para acercar este vector energético a la población y así superar una de las barreras identificadas, como puede ocurrir para el modelo de negocio de transporte en zonas rurales. Sin embargo, desde un punto de vista de cumplimiento de la certificación de que efectivamente el hidrógeno que se está produciendo es verde o bajo en carbono, ajustarse a la regulación europea existente resulta clave.

Si bien se calculó que emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al transporte por carretera dentro de un radio de 100 km, este valor puede incrementarse significativamente en función de la cantidad anual a transportar y la distancia. Por otro lado, en este estudio se considera que estas emisiones son parte de Alcance 1 ya que se asumió que forma parte de los límites de la empresa productora. Para un análisis más exhaustivo, se recomienda tener en cuenta las emisiones de Alcance 3, aunque su rastreo y medición puede ser muy compleja.

Del análisis realizado de los modelos de negocio, el modelo más atractivo es el desarrollo de la movilidad en un entorno rural, ya sea mediante vehículos *mid* o *heavy-duty* como buses o camiones. Lo anterior es debido principalmente a que es la aplicación con más demostraciones en entornos reales posee. Sin embargo, este modelo de negocio no está exento de barreras.

En segundo lugar, el modelo de negocio de implementación de hidrógeno en entornos portuarios puede ser un modelo interesante, ya que los entornos portuarios están llamados a ser enclaves estratégicos para el hidrógeno y sus derivados, tanto para distribución como para uso interno. Sin embargo, uno de los mayores desafíos radica en que se deberán poner en común los intereses de los agentes involucrados en la operación de estos entornos para facilitar la implementación de tecnologías de hidrógeno en estas localizaciones.

Por último, el modelo de negocio con menos potencial es el de producción de hidrógeno a través de biomasa, ya que no es un modelo de negocio competitivo debido a que presenta limitaciones técnicas y económicas que lo hacen poco viable, como los bajos rendimientos, coste elevado de producción e implementación, complicaciones en la logística de la biomasa, entre otros. No obstante, para aplicaciones muy puntuales o localizadas de pequeña escala, se puede llegar a valorar este modelo de negocio, revisando que existan condiciones específicas que puedan favorecer su implementación.



## 7 BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] L. Yagüe, J. Linares, E. Arenas y J. Romero, «Levelized Cost of Biohydrogen from Steam Reforming of Biomethane with Carbon Capture and Storage (Golden Hydrogen)—Application to Spain,» *Energies*, vol. 17, nº 1134, 2024.
- [2] BFM Businnes, «Qu'est-ce que l'hydrogène blanc, dont un gisement colossal vient d'être découvert en Moselle?,» [En línea]. Available: [https://www.bfmtv.com/economie/entreprises/energie/qu-est-ce-que-l-hydrogene-blanc-dont-un-gisement-colossal-vient-d-etre-decouvert-en-moselle\\_AV-202306090505.html](https://www.bfmtv.com/economie/entreprises/energie/qu-est-ce-que-l-hydrogene-blanc-dont-un-gisement-colossal-vient-d-etre-decouvert-en-moselle_AV-202306090505.html).
- [3] IEA Hydrogen TCP, [En línea]. Available: <https://www.ieahydrogen.org/why-hydrogen/#about>. [Último acceso: 9 Enero 2025].
- [4] Comisión Europea, «Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018,» [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/2024-07-16>. [Último acceso: 12 Enero 2025].
- [5] WBCSD - WRI - SEMARNAT, «Protocolo de Gases de Efecto Invernadero - Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte,» 2005.
- [6] Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible, «Observatorio de mercado del transporte de mercancías por carretera - Nº 33,» 2024.
- [7] Comisión Europea, «REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1184 DE LA COMISIÓN de 10 de febrero de 2023,» [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A32023R1184>.
- [8] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Factores de emisión 2007 - 2023,» [En línea]. Available: [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factoresemission\\_tcm30-542746.xlsx](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factoresemission_tcm30-542746.xlsx).
- [9] Resolución conjunta de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo, y Ministerio de Fomento, «FACTORES DE EMISIÓN DE CO2 y COEFICIENTES DE PASO A ENERGÍA PRIMARIA DE DIFERENTES FUENTES DE ENERGÍA FINAL CONSUMIDAS EN EL SECTOR DE EDIFICIOS EN ESPAÑA,» [En línea]. Available: [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores\\_emision\\_CO2.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf).
- [10] D. I. D. C. G. S. J. D. Antonio Valente, «Using harmonised life-cycle indicators to explore the role of hydrogen in the environmental performance of fuel cell electric vehicles,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, nº 47, pp. 25758-25765, 2020.
- [11] Red Eléctrica de España, «Datos de generación y emisiones en la generación,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion>.
- [12] DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, «Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs,» 7 julio 2009. [En línea]. Available: [https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/9013\\_energy\\_requirements\\_for\\_hydrogen\\_gas\\_compression.pdf?Status=Master](https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf?Status=Master).
- [13] S. M. E. T. J.-P. S. A. H. Nouredine Hajjaji, «Life cycle assessment of hydrogen production from biogas reforming,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, nº 14, pp. 6064-6075, 2016.





- [14] D. I. J. D. Ana Susmozas, «Life-cycle performance of indirect biomass gasification as a green alternative to steam methane reforming for hydrogen production,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, nº 24, pp. 9961-9972, 2013.
- [15] M. M. Spath PL, «Life cycle assessment of hydrogen production via natural gas,» *Technical Report*, 2001.
- [16] H. Europe, «Clean Hydrogen Monitor 2024,» 2024.
- [17] T. F. L. P. R. F. G. C. S. Cláudia Bento, «Biogas reforming as a sustainable solution for hydrogen production: Comparative environmental metrics with steam-methane reforming and water electrolysis in the Portuguese context,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 66, pp. 661-675, 2024.
- [18] ITG, «Definición de Modelos de Negocio - 0093\_AIHRE\_6\_E,» 2024.
- [19] «HyLAW,» [En línea]. Available: <https://www.hylaw.eu/>. [Último acceso: 11 02 2025].
- [20] Cuatrecasas, «Aproximación a la regulación sobre el Hidrógeno,» 2024.
- [21] U. Menéndez, «Guía sobre Legislación Portuaria,» 2012.