

CUADERNOS ORKESTRA

03/2023

ISSN 2340-7638

DESARROLLO DEL SISTEMA DE HIDRÓGENO EN EL PAÍS VASCO EN EL MEDIO PLAZO

Jorge Fernández Gómez

Jaime Menéndez Sánchez

2023

Cuadernos Orchestra, núm. 03/2023

Agradecimientos

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan la opinión de las personas que lo han elaborado y no necesariamente de la institución a la que pertenecen. Cualquier error es únicamente atribuible a los autores del informe.

Los autores del informe agradecen a Antonio García Amate y Jesús García Martín su colaboración y los comentarios y sugerencias enviados tras la revisión de un borrador del documento.

Resumen

Este informe analiza la posible evolución del sistema de infraestructuras de transporte de hidrógeno en el País Vasco en el medio plazo. El objetivo del trabajo es triple: (1) caracterizar escenarios de desarrollo de infraestructuras a medio plazo (en un horizonte de 10-15 años); (2) identificar factores clave que tienen influencia sobre el desarrollo del sistema de hidrógeno vasco y analizar su potencial impacto en la determinación del escenario a medio plazo; (3) extraer conclusiones de carácter estratégico para el País Vasco. Los escenarios analizados del sistema de producción-transporte de hidrógeno abarcan desde un escenario totalmente descentralizado (con infraestructuras de producción on site, en las instalaciones de consumo o en hubs industriales) hasta un sistema totalmente centralizado y diseñado a partir de la red gasista actual. La principal conclusión del informe es que la estrategia óptima en el corto plazo desde el punto de vista del País Vasco implica apoyar un despliegue rápido del hidrógeno en los hubs industriales (zona del Puerto de Bilbao), mientras que deberá mantenerse una posición de esperar y ver cómo se desarrolla el sector en los próximos años para avanzar en la configuración de las infraestructuras a más largo plazo.

Laburpena

Txosten honek Euskal Autonomia Erkidegoan hidrogenoa garraiatzeko azpiegituren sistemak epe ertainean izan dezakeen bilakaera du aztergai. Zehazki, lanak hiru helburu ditu: (1) epe ertainera (10-15 urteko epean) azpiegiturak garatzeko jokalekuen ezaugarriak definitzea; (2) EAEko hidrogeno sistemaren garapenean eragina duten funtsezko faktoreak identifikatzea eta epe ertaineko jokalekuak zehazteko orduan izan dezaketen eragina aztertzea; (3) Euskal Autonomia Erkidegorako ondorio estrategikoak ateratzea. Hidrogenoaren ekoizpen eta garraio sistemari dagozkion jokalekuak askotarikoak dira: guztiz deszentralizatutako egoera batetik hasi (tokiko ekoizpen azpiegiturak dituen, kontsumo instalazioetan edo industria hubetan) eta gaur egungo gas saretik abiatuta, guztiz zentralizatutako sistema batera arte joan daitezke. Txostenaren ondorio nagusia da Euskal Autonomia Erkidegoaren ikuspuntutik epe laburrerako estrategia onena dela industria hubetan (Bilboko Portuaren inguruan) hidrogenoa azkar hedatzen laguntzea eta gainerako erabakiak hartzeko pixka bat itxarotea, sektorea datozen urteetan nola garatzen den ikusteko eta, horren arabera, epe luzeagoko azpiegiturak osatzen hasteko.

Abstract

This report analyzes the possible evolution of the hydrogen transport infrastructure system in the Basque Country in the medium term. The objective of the work is threefold: (1) to characterize medium-term infrastructure development scenarios (over a 10-15 year horizon); (2) to identify key factors that influence the development of the Basque hydrogen system and analyze their potential impact on the determination of the medium-term scenario; (3) to draw conclusions of a strategic nature for the Basque Country. The hydrogen production-transport system scenarios analyzed range from a totally decentralized scenario (with production infrastructures on site, at consumption facilities or in industrial hubs) to a totally centralized system designed on the basis of the current gas network. The main conclusion of the report is that the optimal strategy in the short term from the point of view of the Basque Country involves supporting a rapid deployment of hydrogen in industrial hubs (Port of Bilbao area), while a wait-and-see position should be maintained to see how the sector develops in the coming years to advance in the configuration of infrastructures in the longer term.

Índice

Los autores	iv
Resumen ejecutivo	v
Lista de tablas	x
Lista de figuras	xi
Lista de gráficos	xii
1. Introducción	1
2. Contexto general del sector del hidrógeno	2
2.1. Desarrollos recientes en la Unión Europea (UE), España y el País Vasco	2
2.1.1. <i>Unión Europea</i>	2
2.1.2. <i>España</i>	6
2.1.3. <i>País Vasco</i>	6
2.2. Tecnología y costes	6
2.3. Regulación	8
2.3.1. <i>Directiva de energías renovables y actos delegados asociados</i>	8
2.3.2. <i>Directiva de redes de gas natural e hidrógeno</i>	10
2.3.3. <i>Sistemas de certificación de hidrógeno verde</i>	11
2.4. Evolución de los mercados energéticos	12
2.5. Resumen: visiones de futuro sobre el desarrollo de los sistemas de hidrógeno	12
2.5.1. <i>Sedigas</i>	12
2.5.2. <i>Agencia Internacional de la Energía</i>	12
2.5.3. <i>Iniciativa European Hydrogen Backbone</i>	13
2.5.4. <i>IRENA</i>	14
2.5.5. <i>Instituto Fraunhofer</i>	14
3. Contexto para el desarrollo de las infraestructuras de hidrógeno en el País Vasco	15
3.1. Contexto de política energético-climática en el País Vasco	15
3.2. Estrategia de impulso del sector del hidrógeno en el País Vasco	16
3.3. Infraestructuras, capacidades y fortalezas relevantes en el País Vasco	16
3.4. Iniciativas estratégicas de I+D+i en el área del hidrógeno	19
3.4.1. <i>Foro Sectorial del Hidrógeno</i>	19
3.4.2. <i>Corredor Vasco del Hidrógeno</i>	19
3.4.3. <i>Basque Industrial Super Cluster</i>	20
3.4.4. <i>Resumen: principales proyectos de referencia en el ámbito del hidrógeno</i>	21
3.5. Requerimientos en términos de energías renovables y capacidad de electrolisis	21
4. Evolución esperada del consumo de hidrógeno en el País Vasco	24
4.1. Escenarios de evolución del consumo de hidrógeno	24

4.2. Ubicación y dispersión geográfica de los puntos de consumo de hidrógeno	27
5. Escenarios alternativos de infraestructuras de hidrogeno en el País Vasco en 2035	29
5.1. Sistemas centralizados vs. sistemas descentralizados de producción-transporte de hidrógeno ...	29
5.2. Escenario 1: “Producción y consumo descentralizado de hidrógeno”	31
5.3. Escenario 2: “Producción y consumo descentralizado de hidrógeno con red incipiente de almacenamiento centralizado” (*)	32
5.4. Escenario 3: “Desarrollo de un sistema básico de transporte y distribución de hidrógeno puro” .	32
5.5. Escenario 4: “Adaptación de la red actual de transporte y distribución de gas natural”	33
5.6. Posible desarrollo de una red de transporte de hidrógeno en el País Vasco y estimación de costes asociados	34
6. Análisis de factores clave en el desarrollo del sector del hidrógeno en el País Vasco	38
6.1. Mega-tendencias y principales factores	38
6.2. Penetración del hidrógeno en el consumo final de energía	39
6.3. Dispersión geográfica de la demanda de hidrógeno	42
6.4. Crecimiento de la capacidad de producción de hidrógeno en el País Vasco	42
6.5. Desarrollos tecnológicos disruptivos	44
6.6. Evolución del marco regulatorio del hidrógeno en la UE	44
6.7. Desarrollo de los mercados de hidrógeno	45
6.7.1. Mercado europeo.....	45
6.7.2. Mercado global.....	47
6.8. Impacto esperado sobre el grado de centralización del sistema de hidrógeno	48
7. Análisis de los escenarios de desarrollo del sistema de hidrógeno desde el punto de vista de las empresas industriales.....	50
7.1. Atractivo del hidrógeno como vector energético para las empresas industriales	50
7.2. Preferencia por un sistema de hidrógeno más o menos centralizado	51
8. Conclusiones.....	53
8.1. La apuesta estratégica del País Vasco por el hidrógeno	53
8.1.1. Relevancia del hidrógeno para el sector industrial en el País Vasco.....	53
8.1.2. Oportunidad e incertidumbre sobre la evolución del sector del hidrógeno	53
8.1.3. Un desarrollo gradual del sistema de hidrógeno	54
8.2. Recomendaciones sobre estrategias y políticas territoriales	55
8.2.1. Factores estratégicos	55
Una visión dinámica del sector del hidrógeno	55
Apoyo a las iniciativas estratégicas en hubs industriales	55
Una estrategia de “esperar y ver” en el medio plazo	55
Hojas de ruta para escenarios alternativos	56
8.2.2. Inteligencia tecnológica, regulatoria y de mercado.....	56
Monitorización y seguimiento continuo del sector	56
8.2.3. Coordinación con agentes e instituciones relevantes	57

Contacto y colaboración con agentes tractores relevantes	57
Seguimiento estrecho de todas las iniciativas sectoriales y cooperación entre agentes	57
Contacto y colaboración con otros valles y corredores del hidrógeno cercanos	57
8.2.4. Apuesta tecnoindustrial y de innovación	57
Fomento de la cadena de valor del hidrógeno	57
Apoyo a las empresas en la captación de financiación	58
Innovación dirigida	58
Formación avanzada	58
8.2.5. Aspectos regulatorios y de mercado	58
Estrategia regulatoria	58
Nuevos desarrollos en el mercado	59
8.3. Recomendaciones para las empresas industriales	59
8.3.1. Factores estratégicos	59
Estrategias de descarbonización	59
Viabilidad del hidrógeno	59
8.3.2. Inteligencia de mercado, regulatoria y tecnológica	59
Seguimiento de aspectos relevantes relacionados con el hidrógeno	59
8.3.3. Búsqueda de sinergias en el ámbito del hidrógeno	60
Cooperación/colaboración con otras empresas	60
Bibliografía	61
Anexo. Estimación del coste de una red troncal de transporte de hidrógeno en el País Vasco	66
A.1. Metodología	66
A.2. Identificación de principales sectores de demanda	66
A.3. Principales puntos de consumo de hidrógeno en el País Vasco	67
A.4. Principales ejes de desarrollo de la infraestructura	67
A.5. Cálculo de costes	69
A. Costes asociados a los tramos del gasoducto BBV	69
B. Costes asociados a los escenarios de desarrollo de la red de transporte de hidrógeno	70

Los autores

Jorge Fernández Gómez

Investigador Sénior y Coordinador del Lab de Energía y Medioambiente de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto-Universidad de Deusto) desde 2018. Doctor y Máster en Economía (Georgetown University, Washington, DC) y Licenciado en Economía (Universidad Autónoma de Madrid, UAM). En Orkestra trabaja en proyectos de investigación relacionados con los procesos de transición energética, las redes de distribución inteligentes, la fiscalidad de la energía y la financiación verde, la movilidad sostenible, los mercados energéticos, la eficiencia energética, el almacenamiento de energía, la sostenibilidad del sector energético y el conjunto de la economía, etc. Antes de incorporarse a Orkestra, trabajó durante 6 años como Director Técnico en Iberian Gas Hub (proyecto de hub de gas natural en la Península Ibérica). Fue Director Asociado en Intermoney Energía durante 8 años, consultora especializada en mercados energéticos, trading de energía, gestión de riesgos, modelización y previsión energética (demanda, precios, etc.). Previamente, trabajó como Consultor en NERA Economic Consulting durante 6 años, especializándose en regulación energética, gestión de riesgos, diseño de mercados y tarifas energéticas, etc. Ha publicado artículos y capítulos de libros en revistas académicas y del sector energético y tiene una amplia experiencia como ponente en conferencias y eventos del sector energético.

Jaime Menéndez Sánchez

Investigador predoctoral del Lab de Energía y Medioambiente de Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto-Universidad de Deusto) desde 2015. Ingeniero de Minas por la Universidad de Oviedo, con especialidad en la rama de Energía. Desde 2018 cursa un programa de Doctorado en Dirección Empresarial, Conocimiento e Innovación en la Universidad del País Vasco (UPV-EHU). En Orkestra ha participado en proyectos sobre movilidad sostenible; redes inteligentes y microrredes; comunidades energéticas; calidad del aire; transiciones energéticas; adaptación al cambio climático; geopolítica, gobernanza global y seguridad energética; desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno; o la transformación del sector del petróleo y el gas natural. Ha publicado artículos académicos, informes y otras colaboraciones sobre estas cuestiones y otras relacionadas con la transición hacia una economía medioambientalmente sostenible. Previamente realizó prácticas en EDP, en el Departamento de Ambiente, Sostenibilidad, Innovación y Calidad (DASIC), donde compatibilizó el desarrollo de un programa “lean” con otras actividades. En 2015 obtuvo el Premio CEPSA al mejor Proyecto Fin de Carrera sobre Exploración y Producción de Hidrocarburos en la Universidad de Oviedo.

Resumen ejecutivo

El hidrógeno será protagonista en la transición energético-climática del País Vasco

El hidrógeno está llamado a ser uno de los vectores energéticos que facilitarán la transición hacia una economía global con cero emisiones netas. En el País Vasco, donde el peso en la economía de industrias intensivas en energía es muy significativo, el crecimiento y consolidación del sector del hidrógeno podría convertir a este vector energético en un elemento clave para apoyar la descarbonización competitiva del sector industrial.

En la actualidad, el hidrógeno juega un papel protagonista en el conjunto de estrategias energético-climáticas y de desarrollo tecnológico en el País Vasco. Iniciativas como el Corredor Vasco del Hidrógeno, el Foro del Hidrógeno o el *Net-Zero Basque Industrial Super Cluster*, por mencionar algunas de las más significativas, muestran la apuesta tecnoindustrial del País Vasco por el hidrógeno como herramienta esencial para la descarbonización del sector industrial, del transporte y de toda la economía vasca.

El desarrollo de soluciones tecnológicas y no tecnológicas innovadoras generarán valor para las empresas y para la economía vasca en conjunto por su replicabilidad y su capacidad de generar oportunidades en los mercados globales de tecnologías limpias.

La evolución del sistema vasco de hidrógeno está sujeta a un nivel elevado de incertidumbre

Pese al impulso político, empresarial, financiero y regulatorio favorable al hidrógeno, existe una gran incertidumbre sobre el desarrollo del sistema de hidrógeno en el País Vasco (y en otras partes del mundo) en los próximos 10-20 años. Las variables que determinarán la evolución de los sistemas de hidrógeno son muy variadas y abarcan ámbitos tecnológicos, económico-financieros, de mercado, regulatorios, normativos y político-estratégicos.

Pueden identificarse cuatro escenarios plausibles de desarrollo del sistema vasco de producción-transporte de hidrógeno en el medio plazo (en unos 10-15 años) a partir de la evolución esperada del consumo de hidrógeno y del supuesto que se adopte sobre la existencia o no de un sistema de transporte y distribución de hidrógeno centralizado (i.e., con infraestructuras compartidas).

Estos escenarios (considerados plausibles, no basados en modelos de optimización) abarcan desde un escenario totalmente descentralizado (con infraestructuras de producción *on site*, en las instalaciones de consumo o en los principales *hubs* industriales) hasta un sistema de producción-transporte de hidrógeno totalmente centralizado y diseñado a partir de la red gasista actual:

- **Escenario 1:** Desarrollo de un sistema inicialmente descentralizado (desde el punto de vista del conjunto del País Vasco), con producción *on site* y algunas líneas dedicadas de distribución de hidrógeno en *hubs* localizados (p. ej., en el área del Puerto de Bilbao) que pueden considerarse “subsistemas” locales con un cierto grado de centralización.
- **Escenario 2:** Despliegue de algunas infraestructuras (troncales) de transporte de hidrógeno puro que permitirían unir los distintos “subsistemas” que se puedan crear en puntos concretos de la geografía vasca en los que se concentran consumos industriales, con adaptación (*repurposing*) de algunas infraestructuras de gas natural.

- **Escenario 3:** Desarrollo de un sistema básico (troncal) vasco de transporte-distribución y almacenamiento de hidrógeno puro con adaptación (*repurposing*) de parte de la red gasista. En este escenario, podría hablarse de una red vasca básica de hidrógeno, que conectaría los principales *hubs* industriales en el País Vasco y, a su vez, tendría conexiones con corredores de hidrógeno vecinos.
- **Escenario 4:** Adaptación (*repurposing*) de gran parte de la red gasista y desarrollo de un sistema centralizado avanzado de transporte-distribución de hidrógeno. Este escenario se correspondería con un sistema vasco de transporte y distribución de hidrógeno altamente desarrollado y compatible con los desarrollos esperados a medio plazo en iniciativas como *European Hydrogen Backbone*.

El análisis de los factores que tienen influencia potencial sobre el desarrollo de las infraestructuras de hidrógeno sugiere una evolución gradual de las mismas desde el escenario de partida 100% descentralizado, en el que las instalaciones de producción alimentarían los consumos de instalaciones industriales, con un posible nicho de crecimiento en la utilización de hidrógeno para producir combustibles sintéticos para el transporte.

Los escenarios más complejos en el medio y largo plazo podrían alcanzar configuraciones de infraestructuras de producción, almacenamiento y transporte en escenarios intermedios (p. ej., entre los escenarios 2, 3 y 4) de la lista anterior.

Una variable de especial relevancia en el desarrollo de las infraestructuras de hidrógeno es el coste de despliegue de la misma en los distintos escenarios plausibles de desarrollo. Así, por ejemplo, los resultados de las estimaciones realizadas sitúan los costes de desarrollo de una red nueva de transporte de hidrógeno vasca entre 499 M€ (escenario de descentralización parcial) y 1.217 M€ (escenario de centralización total). En el caso de una red 100% adaptada/*repurposed* a partir de las redes existentes de transporte de gas natural, el rango de costes varía entre 57 M€ y 251 M€ para dichos escenarios:

Recomendaciones sobre estrategias y políticas territoriales y empresariales

1. Aspectos estratégicos

Deberá mantenerse una visión territorial abierta, dinámica y flexible sobre el sector del hidrógeno en el País Vasco en un contexto de gran incertidumbre tecnológica y regulatoria. Esto facilitará el diseño y estructuración de estrategias, políticas y planes de acción territoriales óptimas en distintos ámbitos (política industrial, tecnología e innovación, conocimiento y formación, financiación, impulso de la actividad empresarial, etc.).

En el corto plazo, la estrategia óptima pasa por apoyar el despliegue del hidrógeno en los *hubs* industriales (como la zona de Muskiz-Puerto de Bilbao-Gran Bilbao) donde este vector energético será esencial para la descarbonización de las instalaciones industriales y donde se están concentrando gran parte de los esfuerzos de iniciativas como el Corredor Vasco del Hidrógeno o el *Net-Zero Basque Industrial Super Cluster*.

El objetivo es impulsar la innovación tecnológica y la creación de tejido industrial especializado en toda la cadena de valor del hidrógeno. Además, se facilitará la descarbonización de actividades donde otras opciones tecnológicas (p. ej., electricidad) no son viables. Por tanto, tiene sentido apoyar el desarrollo, tan rápido como sea posible, de infraestructuras y proyectos que tendrían lugar en todo caso.

En el medio plazo, la estrategia más adecuada pasa por “esperar y ver” (*wait and see*) cómo se desarrolla la regulación del hidrógeno en los próximos años, qué tipo de proyectos de inversión van consolidándose y qué tipo de avances tecnológicos y de mercado tienen lugar.

2. Inteligencia tecnológica, regulatoria y de mercado

Esta estrategia en dos fases debería acompañarse de una monitorización continua y de hojas de ruta alternativas sobre el desarrollo de infraestructuras que permitan afrontar distintas realidades tecnológicas, regulatorias y de mercado en el futuro.

Entre otras variables, resultará relevante hacer un seguimiento detallado de los costes y beneficios (económicos, sociales y medioambientales) del despliegue de las infraestructuras, la evolución de la demanda y de los usos del hidrógeno, el avance de la tecnología (electrolizadores, adaptación de redes de gas natural, almacenamiento y transporte a gran distancia...) y las implicaciones de los desarrollos regulatorios.

3. Coordinación con agentes e instituciones relevantes

Debido a la potencial relevancia de la iniciativa *European Hydrogen Backbone*, resulta recomendable establecer un grupo de seguimiento de esta iniciativa que facilite un contacto estrecho con empresas como Enagas y Nortegas, responsables de operar los activos de transporte y distribución de gas en el País Vasco.

También debe realizarse un seguimiento detallado de las iniciativas y foros sectoriales (Corredor Vasco del Hidrógeno, Foro del Hidrogeno o el *Net-Zero Basque Industrial Super Cluster*) y otros proyectos de empresas tractoras vascas, como Petronor e Iberdrola, tanto en el País Vasco como en otros ámbitos geográficos. Esto permitirá identificar las necesidades concretas de los distintos tipos de agentes en toda la cadena de valor del hidrógeno (empresas energéticas, fabricantes de equipos y componentes, empresas de servicios digitales y servicios avanzados, ingenierías, etc.).

Facilitar el intercambio de información y la cooperación entre los distintos agentes e instituciones (también centros de investigación y centros tecnológicos, centros de conocimiento, como universidades, sistema de formación...) permitirá alinear las distintas actividades de innovación, inversión, etc. El papel de instituciones como EVE, SPRI, InnoBasque o las Organizaciones Dinamizadoras de Clústeres (p. ej., el Clúster de Energía) como impulsores de cooperación interempresarial y entre instituciones relevantes es crucial.

Por otro lado, el contacto y colaboración con valles y corredores de hidrógeno geográficamente cercanos (p. ej., “corredor cantábrico” y “corredor del Ebro”) facilitará el desarrollo de una visión sobre el desarrollo y la configuración óptima de las infraestructuras de hidrógeno en el País Vasco.

4. Apuesta tecnointustrial y de innovación

El fomento y la consolidación de una cadena de valor vasca del hidrógeno competitiva e innovadora requerirá poner en marcha distintos programas de apoyo a las empresas vascas en múltiples ámbitos (p. ej., captación de financiación, apoyo a *start-ups*, esquemas de apoyo a las actividades de investigación e innovación, esquemas fiscales, mecanismos de formación y desarrollo de capacidades y conocimientos específicos, canales de información, mecanismos para internacionalizar las actividades, apoyo en cuestiones técnicas).

Las Administraciones públicas pueden también fomentar el gasto en I+D+i y facilitar las inversiones en infraestructuras estratégicas adoptando un papel activo, bien como inversores, o bien a través de esquemas que reduzcan, por ejemplo, el riesgo de crédito y otros riesgos financieros en los proyectos.

Resulta deseable que estos programas sean “inteligentes” y favorezcan las actividades que más beneficios (en términos de empleo, generación de tejido industrial, reducción de emisiones contaminantes y de gases de efecto invernadero, patentes, etc.) reporten para la economía vasca.

5. Aspectos regulatorios y de mercado

La visión y estrategia de territorio sobre la evolución del sector del hidrógeno en el País Vasco debe acompañarse de una visión y estrategia regulatoria coherente con ellas. En el caso vasco, si el enfoque en el corto plazo se centra en el desarrollo de *hubs* industriales de hidrógeno renovable con producción e infraestructuras distribuidas, parece relevante apoyar avances regulatorios en líneas como:

- la adopción rápida del marco regulatorio general del hidrógeno de la UE, cuando esté desarrollado;
- el impulso de regulación de detalle y *streamlining* (simplificación) de procedimientos regulatorios para el despliegue de electrolizadores y otras infraestructuras relevantes;
- simplificar los trámites administrativos en el ámbito local (aprobación de ubicaciones, declaraciones de impacto ambiental...);
- impulso de un marco normativo para el desarrollo de otros gases renovables que facilite el despliegue de infraestructuras de biogás y biometano, el *blending*, etc.

Otro aspecto muy relevante para el desarrollo del sector del hidrógeno es la consolidación de un mercado de hidrógeno en el ámbito local. Además de las acciones orientadas a fortalecer la oferta, deberá avanzarse en el lado de la demanda, identificando (y promoviendo) nuevas fuentes de demanda de hidrógeno, buscando apoyos activos al desarrollo de infraestructuras concretas (p. ej., sondeos de la disposición de las empresas industriales a utilizar nuevas infraestructuras, posibilidad de desarrollar acuerdos o contratos a largo plazo que incentiven la utilización de infraestructuras, etc.).

6. Recomendaciones para las empresas industriales

Las empresas industriales para las que el hidrógeno sea una alternativa tecnológica y energética real deberán tomar decisiones sobre si, y cuándo, adoptar el hidrógeno como combustible o vector energético.

Para facilitar la toma de decisiones óptimas, las empresas deberán invertir en la definición de estrategias de descarbonización robustas que establezcan planes de acción en el corto, medio y largo plazo y en el análisis y evaluación de los costes y beneficios a corto, medio y largo plazo de las distintas soluciones disponibles de descarbonización, incluyendo el hidrógeno.

Además, deberán desarrollar una inteligencia de mercado regulatoria y tecnológica a través de mecanismos diversos, como la participación en foros empresariales y sectoriales relevantes, el seguimiento de las soluciones tecnológicas disponibles en el mercado y el conocimiento y análisis de las tendencias regulatorias relevantes.

Por otro lado, establecer mecanismos de cooperación/colaboración con otras empresas, en su cadena de valor o en cadenas de valor relacionadas, permitirá a las empresas industriales explotar sinergias en áreas comerciales y logísticas (aprovisionamiento y almacenamiento de hidrógeno, proyectos de innovación, etc.).

Conclusión

El desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno competitiva en el País Vasco será uno de los factores de éxito de un proceso de transición energética y de descarbonización eficiente. La integración de este vector energético en la matriz energética vasca requerirá fuertes inversiones en el desarrollo de infraestructuras de producción, transporte, almacenamiento y distribución de hidrógeno.

La configuración óptima de la red vasca de hidrógeno dependerá de múltiples factores (tecnológicos, económico-financieros, de mercado, regulatorios, normativos y político-estratégicos) sujetos a incertidumbre. Esto sugiere la necesidad de llevar a cabo análisis detallados sobre el ritmo y el alcance del despliegue de infraestructuras de hidrógeno.

Lista de tablas

Tabla 1. Objetivos de la Estrategia Vasca de Hidrógeno en el horizonte 2030.....	16
Tabla 2. Proyectos de referencia en el ámbito del hidrógeno en el País Vasco	21
Tabla 3. Objetivos de capacidad de generación eléctrica renovable en Euskadi en la 3E2030..	23
Tabla 4. Cuota de los sectores transporte e industria sobre el total de la demanda de hidrógeno en el País Vasco (ktep).....	27
Tabla 5. Zonas de consumo de hidrógeno en el País Vasco, por escenario.....	27
Tabla 6. Resumen de los escenarios planteados en el análisis	33
Tabla 7. Impacto esperado sobre el grado de centralización del sistema de hidrógeno vasco..	49
Tabla 8. Tamaños de gasoducto de transporte de hidrógeno y costes asociados de desarrollo (nueva infraestructura y adaptación/ <i>repurposing</i>).....	69
Tabla 9. Cálculo de costes básicos para los tramos del gasoducto BBV que atraviesan el País Vasco	70

Lista de figuras

Figura 1. Corredores de hidrógeno dentro de la European Backbone Initiative.	4
Figura 2. Proyecto de corredor de hidrógeno H2Med	4
Figura 3. European Hydrogen Backbone (actualización septiembre 2022) (2030=izquierda; 2040=derecha)	5
Figura 4. Costes estimados (capex, opex) del despliegue de la infraestructura prevista en el European Hydrogen Backbone en 2040.....	7
Figura 5. Condiciones para la producción de “hidrógeno verde” en el borrador de Acto Delegado de la DER II.....	10
Figura 6. Cadena de valor del hidrógeno en el País Vasco.....	18
Figura 7. Hoja de ruta tecnológica del hidrógeno en el País Vasco	18
Figura 8. Proyectos relacionados con el hidrógeno en el País Vasco.....	19
Figura 9. Principales líneas tecnológicas impulsadas en el ámbito del Basque Industrial Super Cluster	20
Figura 10. Mapas de “burbujas de consumo” según escenarios de demanda del EVE	28
Figura 11. Caracterización de los escenarios planteados en el análisis (*).....	30
Figura 12. Red de transporte de hidrógeno en el País Vasco (orientativa) (Escenario 4 en la Sección 4.4)	36
Figura 13. Tendencias relevantes y principales fuentes de incertidumbre en relación con el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno.....	38
Figura 14. Competitividad en costes del hidrógeno en distintas aplicaciones	40
Figura 15. La “escalera del hidrógeno verde” (Liebreich Associates)	41
Figura 16. Proyecto de desarrollo de capacidad de electrolisis de Petronor.....	43
Figura 17. Corredores de hidrógeno y balance oferta-demanda de hidrógeno	46
Figura 18. Infraestructuras de hidrógeno previstas en el horizonte 2030.....	47
Figura 19. Ubicación de los principales puntos de demanda de hidrógeno de la industria vasca sobre la red básica de gas natural.....	68

Lista de gráficos

Gráfico 1. Requerimientos de capacidad renovable dedicada en el Escenario 2 (penetración alta de hidrógeno – ver la Sección 3.1)	22
Gráfico 2. Comparación de demanda total de hidrógeno por escenarios (expresada en ktep, arriba, y toneladas métricas, debajo).....	25
Gráfico 3. Evolución del consumo de hidrógeno por sectores en cada escenario	26

1. Introducción

El hidrógeno está llamado a ser uno de los vectores energéticos que facilitarán la transición hacia una economía global con cero emisiones netas. Sin embargo, a medio y largo plazo existe gran incertidumbre sobre la evolución del sector del hidrógeno en todo el mundo. En el País Vasco, en particular, donde el peso en la economía de industrias intensivas en energía y dependientes de combustibles fósiles es muy significativo, el crecimiento y consolidación del sector del hidrógeno podría convertir a este vector energético en un elemento clave en la descarbonización competitiva del sector industrial.

El objetivo de este informe es triple:

- (1) caracterizar escenarios de desarrollo de infraestructuras de hidrógeno en el País Vasco a medio plazo (un horizonte de 10-15 años);
- (2) identificar factores clave que tienen influencia sobre el desarrollo del sistema de hidrógeno en el País Vasco y analizar su potencial impacto en la determinación del escenario a medio plazo;
- (3) extraer conclusiones de carácter estratégico para el País Vasco.

En el análisis realizado se proponen cuatro escenarios (considerados plausibles) de desarrollo de las infraestructuras de hidrógeno (o del “sistema de hidrógeno”) en el País Vasco. Estos escenarios no son resultado de un modelo de simulación u optimización técnico-económica, sino caracterizaciones de potenciales escenarios considerados realistas por los autores de este análisis y coherentes con la visión de diversas instituciones internacionales relevantes sobre el desarrollo de los sistemas de hidrógeno en el mundo.

Los escenarios de desarrollo del sistema de hidrógeno se definen a partir de dos variables: (a) demanda/consumo de hidrógeno (según los escenarios de evolución de esta variable desarrollados por el Ente Vasco de la Energía); (b) grado de centralización (o descentralización) del sistema de hidrógeno vasco. En este trabajo, se entiende por sistema centralizado de hidrógeno aquel en el que existe un conjunto de infraestructuras compartidas de producción (actividad liberalizada) y transporte-distribución-almacenamiento (actividades reguladas las dos primeras¹, con acceso de terceros).

Posteriormente, se analiza de forma cualitativa el impacto potencial de una serie de variables clave sobre la probabilidad de que nos encontremos, dentro de 10 o 15 años, en cada uno de los escenarios identificados.

El resultado del trabajo, por tanto, permite: (a) identificar y caracterizar escenarios plausibles de desarrollo de infraestructuras de hidrógeno y una posible evolución de las mismas a partir de la situación actual; (b) analizar el potencial impacto de variables clave sobre la evolución del sector del sistema de hidrógeno en el País Vasco a medio plazo.

Además, se presenta una estimación orientativa de los costes de desarrollo de una red troncal de transporte de hidrógeno (totalmente nueva y 100% adaptada) para los escenarios de infraestructuras analizados.

¹ La actividad de almacenamiento de hidrógeno puede considerarse como una actividad competitiva, ya que no cumple, de manera general, con la condición de subaditividad de costes que caracteriza a los monopolios naturales. Cuestiones estratégicas, sin embargo, podrían justificar la regulación de determinadas instalaciones (ACER, 2021, CEER, 2021; ACER-CEER, 2022).

2. Contexto general del sector del hidrógeno

2.1. Desarrollos recientes en la Unión Europea (UE), España y el País Vasco

2.1.1. Unión Europea

La situación posterior a la invasión de Ucrania por parte de Rusia (junto con la escalada de los precios de la energía en el ámbito global a lo largo de 2021 y los problemas ocasionados por la pandemia del coronavirus) ha dado lugar a una profunda crisis económica en la UE y, debido al impacto de los costes energéticos, a la necesidad de reducir las importaciones de petróleo y gas natural de Rusia y, en general, de la dependencia energética de la Unión Europea.

Todo esto ha dado lugar a la aceleración y el impulso de la estrategia de desarrollo de una industria del hidrógeno en Europa que formaba parte del Pacto Verde Europeo y del paquete “Fit for 55”. Dentro de las múltiples iniciativas legislativas, estratégicas y de planes de acción a que están dando lugar estas dos iniciativas, se aprobaron la Estrategia del Hidrógeno y la Estrategia de Integración del Sector Energético.

Por un lado la Estrategia del Hidrógeno de la UE apuesta por el desarrollo de la demanda en sectores como la industria o la movilidad. En una primera fase, el objetivo se centra en sustituir el hidrógeno gris que consumen industrias como la petroquímica por hidrógeno renovable (verde) o bajo en carbono. En una segunda fase, el hidrógeno alimentará los procesos industriales en sectores difíciles de descarbonizar, como el acero, el cemento, etc. En el ámbito del transporte, el hidrógeno se considera una opción prometedora en los usos donde la electrificación es más difícil (p. ej., transporte pesado por carretera, transporte marítimo o aéreo...) (ACER, 2021).

La Estrategia de Integración del Sector Energético en la UE tiene como principal objetivo vincular las distintas fuentes de energía y vectores energéticos —electricidad, calor, frío, gas, combustibles sólidos y líquidos— entre sí y con los sectores responsables del uso final de la energía, como la edificación, el transporte o la industria. El hidrógeno es un vector energético que facilita esta vinculación en las distintas fases de su cadena de valor (producción, almacenamiento, transporte y distribución y consumo o uso final).

Además, la UE impulsó la European Clean Hydrogen Alliance como foro multi-*stakeholder* para avanzar en los diferentes retos regulatorios, de mercado y tecnoindustriales ligados al desarrollo de una cadena de valor del hidrógeno competitiva.

La Estrategia del Hidrógeno de la UE (julio de 2020), dentro del Pacto Verde Europeo, estableció objetivos ambiciosos para el desarrollo del sector del hidrógeno en la UE, incluyendo el despliegue de volúmenes significativos de capacidad de producción de hidrógeno renovable:

- al menos 6 GW en 2020-2024 con una producción de hasta 1 mt/año;
- al menos 40 GW en 2025-2030 con una producción de hasta 10 mt/año; y
- el despliegue masivo de la tecnología, ya madura, entre 2030 y 2050 en todos los sectores “difíciles de descarbonizar”.

Estos objetivos, ambiciosos de por sí, se han visto reforzados y actualizados (hasta niveles más ambiciosos) por la respuesta de la UE a la crisis energética, exacerbada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia.

Así, desde marzo de 2022, se han anunciado las siguientes iniciativas:

- Creación de un “acelerador de hidrógeno”² (en la estrategia y el plan de acción REPowerEU) (Comisión Europea, 2022a);
- Anuncio, durante el debate sobre el Estado de la Unión Europea 2022, en septiembre de 2022, de un Banco Europeo del Hidrógeno (Comisión Europea, 2022b).
- Anuncio de dos nuevos Proyectos Importantes de Interés Común Europeo (IPCEIs) en relación con el hidrógeno: Hy2Tech (julio 2022) y Hy2Use (septiembre 2022) (Comisión Europea, 2022c).

El desarrollo de “valles de hidrógeno” en la UE que impulsa el Pacto Verde Europeo se está viendo acompañado de un claro posicionamiento de la industria del gas natural europea en torno al objetivo de largo plazo de adaptar las redes de transporte y gas natural para transportar hidrógeno líquido. Este posicionamiento se ve reflejado en las estrategias de empresas como Enagás (Enagás, 2022) o Nortegas (Nortegas, 2021).

La European Backbone Initiative (<https://ehb.eu/>), iniciativa lanzada en 2020 por un grupo de 31 operadores de infraestructuras energéticas (incluyendo los principales operadores de redes de transporte de gas natural en Europa), está realizando estudios detallados sobre la viabilidad y los costes y barreras relacionados con esta adaptación (*repurposing*)³ de las redes de gas natural. La lógica detrás de este macroproyecto se basa en (Bravo, 2022):

- la aportación del hidrógeno a la descarbonización de usos energéticos (combustible para procesos y generación de calor) donde la electrificación no será viable en el medio plazo (en sectores como siderurgia, química, minerales no metálicos, cemento, refino, producción de amoníaco, vidrio...);
- optimizar el valor de los recursos energéticos renovables;
- reutilizar infraestructuras existentes (adaptación de gasoductos existentes y aprovechamiento de gasoductos desdoblados);
- menores costes de adaptación (*repurposing*) de las redes que de despliegue de nuevas infraestructuras dedicadas al hidrógeno⁴.

Según la visión del EHB, podría disponerse en Europa de una red de unos 28.000 km en 2030 y 53.000 km en 2040 (European Hydrogen Backbone, 2022a). Esta red se organizaría en torno a 5 grandes “corredores” que permitirían transportar hidrógeno desde las zonas con producción neta positiva de hidrógeno verde (en la periferia de Europa) hasta las zonas con demanda neta positiva (en Europa central) (European Hydrogen Backbone, 2022b) (Figura 1).

Durante un periodo de transición, se incrementaría la proporción de hidrógeno en la mezcla de gas natural (*blending*), al considerarse que no hay impactos esperables significativos en las redes de transporte y distribución de gas natural hasta alcanzar contenidos de hidrógeno de 10% y 25%, respectivamente (Sedigás, 2022).

En diciembre de 2022, los Gobiernos de España, Francia y Portugal anunciaron la candidatura del proyecto H2Med a recibir financiación europea dentro de la convocatoria de Proyectos de Interés Común (Figura 2).

² El objetivo de este conjunto de medidas es acelerar la adopción de hidrógeno renovable, amoníaco y otros derivados en sectores difíciles de descarbonizar, como el transporte, y en procesos industriales de alto consumo energético, desarrollar la infraestructura del hidrógeno y apoyar las inversiones en hidrógeno.

³ En adelante, la idea de adaptación o *repurposing* de infraestructuras se utilizará en el contexto de transporte de hidrógeno puro (sin mezcla de gas natural).

⁴ De acuerdo con Gas for Climate (2021), el coste de transporte de H₂ por gasoductos se sitúa en el rango 0,11–0,21 €/kg/1,000 km. Se considera que el coste de adaptar gasoductos existentes para su uso con hidrógeno puro es 5 veces inferior a la construcción de gasoductos nuevos y que la competitividad del transporte de hidrógeno a través de gasoductos es superior a otras alternativas (transporte por carretera, etc.) hasta distancias de unos 5.000 km.

Figura 1. Corredores de hidrógeno dentro de la European Backbone Initiative.



Fuente: Bravo (2022).

Figura 2. Proyecto de corredor de hidrógeno H2Med



Fuente: MITERD (2022).

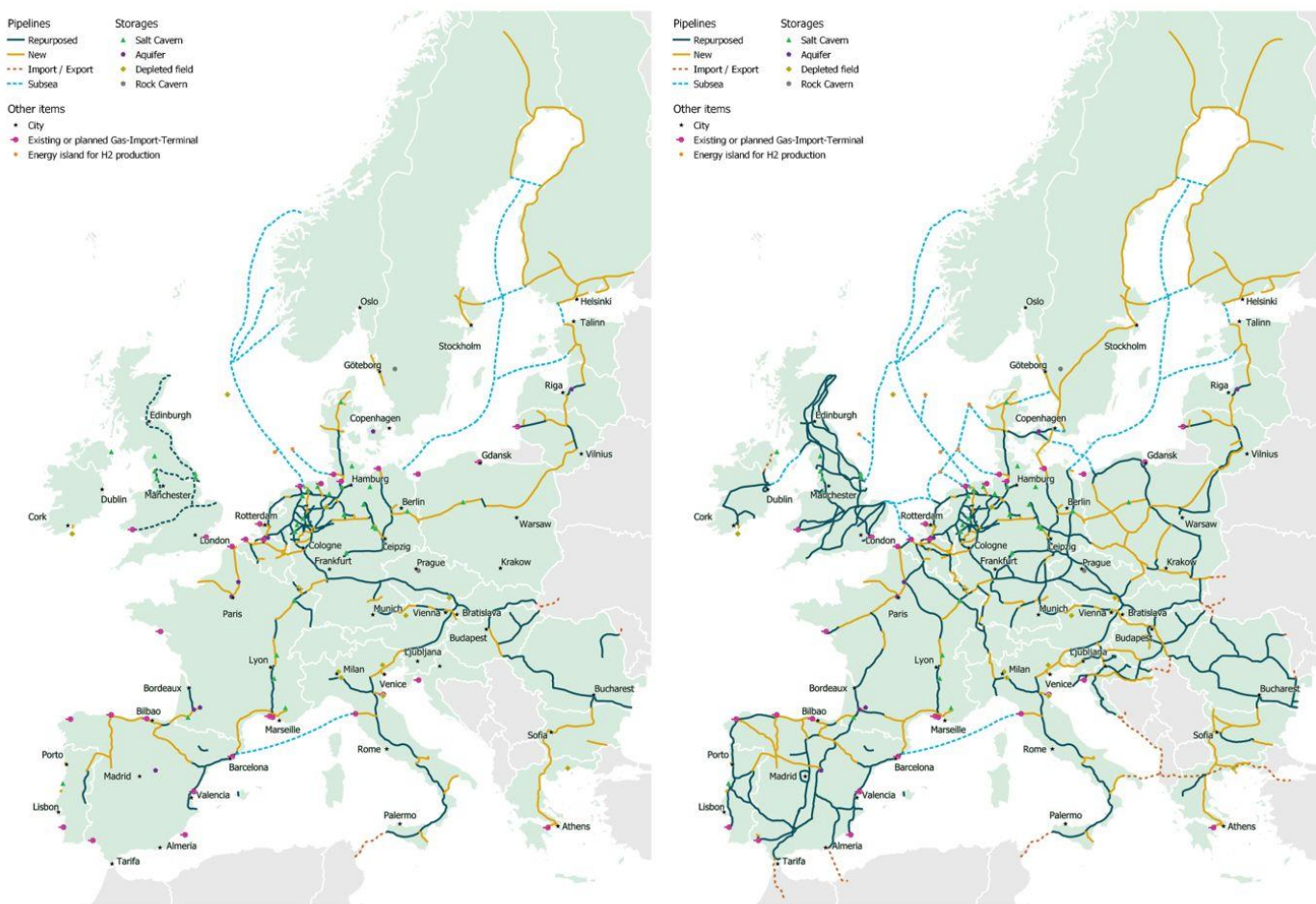
La Figura 3 muestra la última actualización de la hoja de ruta del European Hydrogen Backbone (septiembre de 2022) en los horizontes 2030 y 2040.

En la península Ibérica se espera una red de transporte de hidrógeno más interconectada, especialmente en el norte de España, incluyendo la terminal de GNL de El Musel en el “corredor cantábrico” y un ramal norte-sur desde Gijón que enlazaría con los desarrollos en la parte portuguesa.

Resulta interesante observar que en el País Vasco la red de hidrógeno prevista se basa en la adaptación (*repurposing*) de la red actual de transporte de gas natural. El “corredor vasco” se conecta, a través del “corredor del Ebro o aragonés” con la red prevista en Levante (eje Castellón-Barcelona, que también se basaría en la adaptación de las redes actuales).

En 2040, la fotografía de la red esperada en España y Portugal (Figura 3) muestra un nivel de mallado mucho mayor, incluyendo redes de transporte de hidrógeno (fundamentalmente, adaptadas) que unen el centro y el sur de la península (incluyendo interconexiones con el norte de África) con los desarrollos en el norte y este previstos en el horizonte 2030.

Figura 3. European Hydrogen Backbone (actualización septiembre 2022) (2030=izquierda; 2040=derecha)



Fuente: European Hydrogen Backbone (2022c).

2.1.2. España

En España, el impulso al hidrógeno renovable se apoya en tres ejes: Hoja de Ruta del Hidrógeno (Renovable), PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento y actualización del PNIEC 2021-2030.

En 2020 se aprobó la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde en España (Gobierno de España, 2020), que incluye objetivos nacionales de implantación del hidrógeno renovable a 2030, incluyendo 4 GW de potencia instalada de electrolizadores⁵ (un 10% del objetivo de la UE). Además, se fija el hito intermedio en 2024 de alcanzar una potencia instalada de entre 300 y 600 MW.

Por otro lado, en diciembre de 2021 se aprobó el Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (Gobierno de España, 2021), dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia del Gobierno de España. En el área del hidrógeno, el PERTE busca desarrollar toda la cadena de valor del hidrógeno renovable en España e impulsar la implementación de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable, con más de 1.500 M€ de inversión pública prevista (que busca apalancar otros 2.800 M€ adicionales de capital privado) en cuatro áreas: (a) la cadena de valor industrial; (b) los proyectos singulares pioneros; (c) la integración sectorial a gran escala; y (d) la integración en el mercado europeo.

Para ello, se fomentará la participación de pymes especializadas en centros tecnológicos y de investigación, se impulsará el desarrollo de centros de excelencia y la formación y capacitación profesional, se fomentará la creación y consolidación de clústeres de hidrógeno renovable, en hubs industriales donde se consume hidrógeno gris, y se subvencionarán aplicaciones del hidrógeno verde en el transporte pesado (embarcaciones, ferrocarriles, camiones y autobuses) y proyectos de electrolizadores de gran escala, relacionados con usos industriales locales y aplicaciones comerciales.

La revisión del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (que deberá estar lista antes del verano de 2023) reflejará también los objetivos marcados en los documentos anteriores y la propuesta de integración del hidrógeno en la matriz energética de la economía española (Gobierno de España, 2022a).

2.1.3. País Vasco

En el País Vasco, mientras tanto, el hidrógeno se está impulsando de una manera decidida como un vector energético que jugará un papel relevante en la estrategia energético-climática vasca. La aprobación de la Estrategia Vasca del Hidrógeno (EVH) (EVE-Gobierno Vasco, 2021) se está viendo acompañada por iniciativas sectoriales público-privadas relevantes impulsadas por un amplio conjunto de empresas e instituciones, como el Corredor Vasco del Hidrógeno, el Foro del Hidrógeno o el Basque Industrial Super Cluster (ver la Sección 2).

2.2. Tecnología y costes

La madurez de las distintas tecnologías relacionadas con el hidrógeno y sus costes están sujetas a diferentes incógnitas y factores, por lo que la planificación de las futuras redes y sistemas de hidrógeno es una tarea compleja. En la actualidad, la inmensa mayoría de los proyectos relacionados con el hidrógeno tienen un marcado carácter experimental y se encuentran en estadios tempranos de evolución de la tecnología (Hydrogen Council, 2022; AIE, 2022a,b).

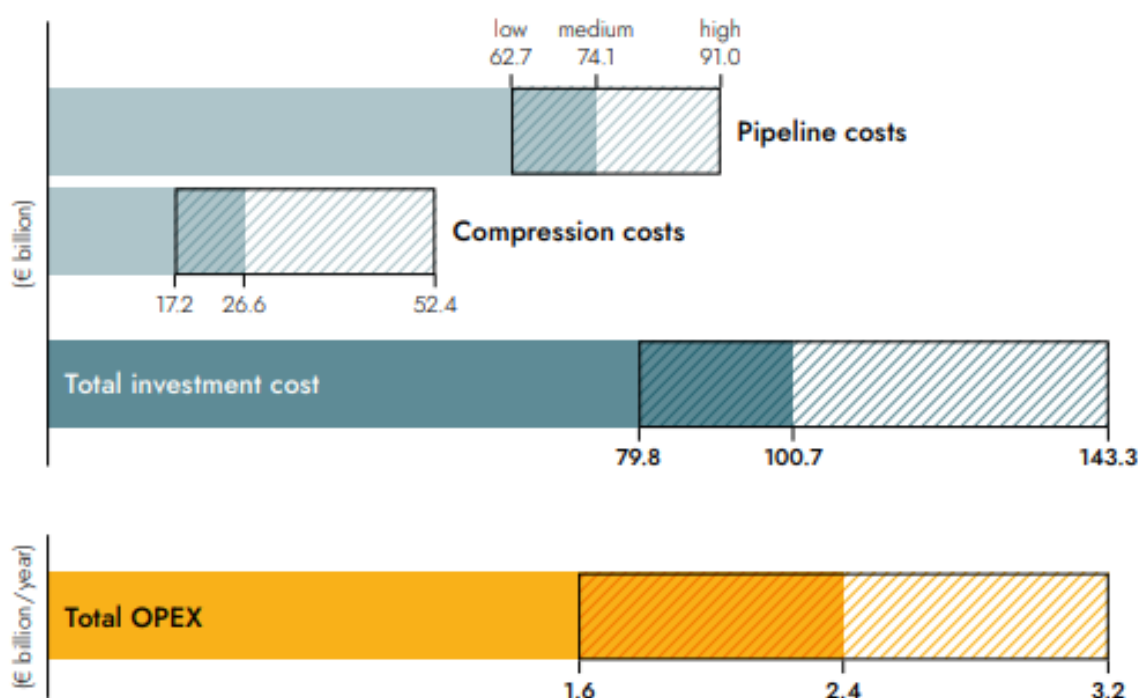
⁵ Un electrolizador es un dispositivo que permite producir hidrógeno mediante un proceso químico denominado electrolisis, que consiste en separar las moléculas de hidrógeno y oxígeno de las que se compone el agua usando electricidad.

Por ejemplo, una nota reciente del Joint Research Center de la Comisión Europea presenta resultados del análisis de la viabilidad tecnológica y económica de distintas configuraciones (más o menos centralizadas) para el transporte y distribución de hidrógeno (JRC, 2021). El JRC indica expresamente que:

“...Existe un nivel significativo de incertidumbre técnica en la evaluación presentada aquí por dos razones principales. En primer lugar, existen, en la actualidad, pocos ejemplos operativos de los procesos analizados, por lo que los datos son escasos. En segundo lugar, la escala de estos prototipos es reducida. No obstante, este estudio permite establecer una clasificación semicuantitativa de los costes de las opciones de transporte de hidrógeno dentro del campo tecnológico definido por el conjunto de supuestos...” (JRC, 2021, p. 3, traducción propia).

Las diferentes posibilidades sobre los costes de despliegue de las redes de transporte y distribución de hidrógeno (ver las estimaciones de EHB en la Figura 4) también son aplicables a las alternativas para almacenar hidrógeno a gran escala --ver, por ejemplo, AIE (2021)--.

Figura 4. Costes estimados (capex, opex) del despliegue de la infraestructura prevista en el European Hydrogen Backbone en 2040



Fuente: European Hydrogen Backbone (2022b, p. 15).

Por otro lado, las tecnologías de producción de hidrógeno renovable también están en fase de desarrollo, sin que se conozca con exactitud cuál puede ser la trayectoria de costes de producción del hidrógeno más probable (Patonia & Poudineh, 2022a; IRENA, 2022a).

La tecnología más prometedora de electrolisis en la actualidad (basada en membranas poliméricas) (PEM), aún no ha alcanzado su madurez y los proyectos existentes son aún de una escala relativamente modesta. El

mayor de estos proyectos, el electrolizador de la iniciativa danesa Esbjerg, por ejemplo, con tecnología PEM y 100 MW de capacidad prevista, podría llegar a producir 90.000 toneladas de hidrógeno al año (SP Platts Global, 2021).

El avance tecnológico en los electrolizadores, junto con la reducción del coste de la energía renovable, podría acercar los costes de producción de hidrógeno verde a niveles competitivos, aunque todavía con rangos de valores estimados muy amplios que dependen de múltiples factores. La Agencia Internacional de la Energía indicaba recientemente que:

...“Si se llevan a cabo los proyectos de electrolizadores en fase de tramitación y tiene lugar la ampliación prevista de la capacidad de fabricación de los mismos, los costes de los electrolizadores podrían reducirse en torno a un 70% en 2030 en comparación con los actuales. En combinación con el descenso previsto del coste de las energías renovables, el coste del hidrógeno renovable podría situarse entre 1,3 y 4,5 USD/kg de H₂ (equivalente a 39-135 USD/MWh). El extremo inferior de esta horquilla se materializaría en regiones con buen acceso a la energía renovable, donde el hidrógeno renovable podría ser ya estructuralmente competitivo con los combustibles fósiles...” (AIE, 2022a, traducción propia).

Otras tecnologías más disruptivas y que pueden impulsar la penetración del hidrógeno en la matriz energética, como las tecnologías de captura y almacenamiento de hidrógeno (que pueden facilitar la producción de hidrógeno azul) (AIE, 2022c), el almacenamiento y transporte de hidrógeno en forma de amoníaco o bien a través de portadores orgánicos en fase líquida (LOHC, *liquid organic hydrogen carriers*) (Cordis, s.f.) o nuevos tipos de electrolizadores ultraeficientes (Iberdrola, 2022) están aún en una fase de desarrollo muy experimental.

Finalmente, el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan ampliar el abanico de usos finales del hidrógeno, especialmente en usos no industriales (transporte, edificación, etc.) está sujeto a gran incertidumbre y debate, generando grandes dudas sobre la probabilidad de que el hidrógeno llegue a ser competitivo frente a otras alternativas energéticas y, en tal caso, cuándo podría ocurrir esa situación (Hydrogen Council, 2020; Dos Reis, 2021; AIE, 2022a,b; Liebreich, 2022).

En resumen, la viabilidad tecnológica y económica de la mayor parte de las tecnologías relacionadas con el despliegue masivo del hidrógeno y su integración en la matriz energética dependerá de la evolución de una combinación amplia de factores.

2.3. Regulación

En la actualidad se están impulsando algunas normas que sentarán las bases del marco regulatorio del hidrógeno en la UE y, por tanto, tendrán una influencia relevante en el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno en Europa.

2.3.1. Directiva de energías renovables y actos delegados asociados

En mayo de 2022, la Comisión Europea lanzó dos consultas sobre dos actos delegados que aclararán las normas aplicables al hidrógeno renovable en el marco de la Directiva de Energías Renovables de 2018 (Comisión Europea, 2021a,b, 2022d).

La primera propuesta establece los criterios para los productos que entran en la categoría de "hidrógeno renovable". La segunda propuesta presenta un sistema detallado para calcular las emisiones a lo largo del ciclo de vida del hidrógeno renovable y de los combustibles fósiles reciclados (*recycled carbon fuels*, que incluyen residuos de origen fósil que no pueden ser evitados, reutilizados o reciclados en la actualidad, como la parte fósil de los residuos sólidos urbanos —p. ej., plásticos no reciclables— gases industriales residuales).

De acuerdo con la Directiva sobre energías renovables (RED II) la Comisión Europea debe definir las condiciones que deben cumplirse para que el hidrógeno producido con electrolizadores se considere “hidrógeno renovable” a través de un “acto delegado”.

Según el borrador filtrado a la prensa a finales de 2022 (Kurmayer, 2022), la regla de “adicionalidad” (que tiene como objetivo que la producción de hidrógeno se base en capacidad “adicional” de energías renovables como la eólica o la solar), implica que exista “correlación”⁶ geográfica y temporal; es decir: (1) el hidrógeno producido con electrolizadores debe utilizar energía renovable localizada lo más cerca posible y (2) la producción de electricidad renovable e hidrógeno debe ocurrir en una ventana temporal determinada.

Por un lado, la “correlación geográfica” se cumpliría, por el momento, mientras la electricidad y el hidrógeno se generen en una misma “zona de oferta” o “*bidding zone*”, que, en la práctica, implica que estén en el mismo sistema eléctrico.

Después de meses de debate, la Comisión finalmente adoptó dos criterios básicos en relación con la regla de “adicionalidad” (Kurmayer, 2023a):

La correlación será mensual hasta el 31 de diciembre de 2029. A partir del 1 de enero de 2030, la producción de hidrógeno deberá estar respaldada por producción de energía renovable cada hora (correlación horaria).

A partir de 2028, los productores de hidrógeno deberán demostrar que sus electrolizadores están conectados con instalaciones de energía renovable con menos de 36 meses de antigüedad.

La condición de “correlación geográfica” implica que el electrolizador esté situado en la misma zona de mercado (*bidding zone*) que la instalación de energía renovable, o en una zona adyacente (si el precio de mercado es igual o superior en esta última).

Además, se propone que el hidrógeno pueda ser considerado “verde” y la condición de temporalidad se considere cumplida cuando la electricidad consumida en el proceso de electrolisis tenga un precio spot bajo (menor que 20 €/MWh) o inferior a 0,36 veces el precio de los derechos de emisión de CO₂, lo que indicaría la penetración de energías renovables en el mix de generación.

La Figura 5 resume las condiciones planteadas en el borrador de acto delegado para que el hidrógeno producido sea considerado “hidrógeno verde”.

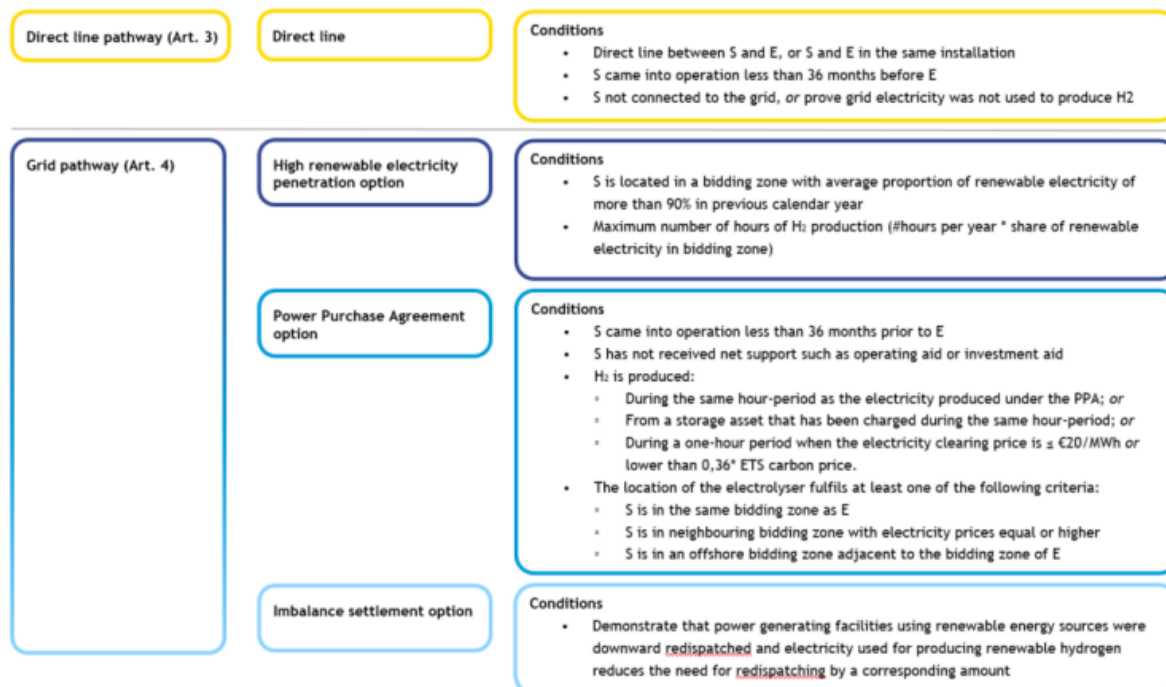
Al margen de la discusión sobre adicionalidad, se ha llevado a cabo un debate profundo sobre si el hidrógeno producido a partir de energía nuclear debe considerarse “hidrógeno verde” en el ámbito de la nueva directiva de energías renovables, como propone el Gobierno de Francia, con la oposición de Alemania y España, principalmente (Euractiv.com & Reuters, 2023; Kurmayer, 2023b).

El acuerdo final alcanzado por la Comisión Europea (Kurmayer, 2023a) implica que el hidrógeno será considerado verde si la intensidad media de carbono de la electricidad producida en un país es inferior a 18 gCO₂eq/MJ (equivalente a 65 gCO₂e/kWh), condición que pueden cumplir países como Francia o Suecia⁷. Una vez que se verifique que la intensidad de emisión de la electricidad de un país en un año natural dado es inferior a 18 gCO₂eq/MJ, se considerará a efectos de los criterios de producción de hidrógeno verde que dicha intensidad media de emisión de la electricidad es inferior a 18 gCO₂eq/MJ durante los 5 años naturales siguientes.

⁶ La cuestión de la correlación es relevante, porque la electricidad que se genera en la actualidad en todos los sistemas eléctricos europeos no es 100% renovable. Según algunas estimaciones, con una regla de “correlación mensual”, el hidrógeno producido mediante electrolisis con electricidad procedente de la red habría dado lugar en 2021 a unas emisiones medias de 574 gCO₂e/kWh en Alemania y 1.071 gCO₂e/kWh en Polonia (Buck, 2022).

⁷ Además, el productor deberá haber firmado un PPA de energía renovable por al menos la misma cantidad que la electricidad utilizada en la electrolisis y considerada verde. En este caso, se considerará que las condiciones de adicionalidad (correlación temporal y geográfica) se cumplen.

Figura 5. Condiciones para la producción de “hidrógeno verde” en el borrador de Acto Delegado de la DER II.



S = installation generating renewable electricity supplying the electrolyser; E = electrolyser producing renewable hydrogen. This figure does not reflect all exemptions and details of the provisions.

Fuente: CE Delft (2022).

Por otro lado, el segundo Acto Delegado (Comisión Europea, 2023) establece una metodología para calcular las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida de combustibles renovables de origen no biológico, incluyendo las emisiones previas, las asociadas a electricidad consumida de la red, a los procesos de transformación y al transporte de estos combustibles hasta el consumidor final. La metodología también indica cómo calcular las emisiones de gases de efecto invernadero del hidrógeno renovable o sus derivados en caso de que se coproduzca en una instalación que produce combustibles fósiles.

2.3.2. Directiva de redes de gas natural e hidrógeno

Por otro lado, se está tramitando en la actualidad una nueva Directiva de redes de gas natural e hidrógeno (Comisión Europea, 2021a,b; Gobierno de España, 2022b). La organización, desde el punto de vista regulatorio, del sector del hidrógeno, ha estado también sujeta a un profundo debate (ACER, 2021; Kantor, 2021).

La propuesta de Directiva, que deberá ser posteriormente traspuesta a los marcos legislativos de los Estados miembros de la UE, incluiría definiciones de gas renovable o con bajas emisiones de carbono, normas generales para la organización de los mercados del gas y el hidrógeno, disposiciones sobre la sostenibilidad y la certificación de los gases renovables y con bajas emisiones de carbono, una adaptación de las normas de acceso de terceros y conexión a las infraestructuras de gas natural, ampliando su ámbito de aplicación a las redes y terminales de hidrógeno, normas aplicables a los futuros gestores de redes, almacenamientos y terminales de hidrógeno, reglas de planificación integrada de redes para los mercados del gas e hidrógeno y

normas sobre separación y certificación de los gestores de redes de transporte de hidrógeno (Parlamento Europeo, 2022).

En febrero de 2023, el Parlamento Europeo hizo pública su posición al respecto (Parlamento Europeo, 2023) y proponiendo:

- un sistema de certificación para “gases bajos en carbono” (*low-carbon gases*);
- apoyo a la inversión en infraestructuras e inversiones relacionadas con los corredores de hidrógeno;
- un objetivo para la UE de alcanzar una producción de 35 bcm de “biometano sostenible” para su inyección en las redes de gas natural;
- reformar la asociación de operadores de redes de gas natural ENTSOG para incluir a los operadores de redes de hidrógeno (ENTSOG&H).

Las normas de detalle están también abiertas a una profunda discusión. Así, se están debatiendo en la actualidad en la UE (Consejo de la UE, 2022) distintos escenarios en relación con (a) la cronología del proceso de separación de actividades en el hidrógeno (i.e., potencial separación entre las actividades de transporte y de operación del sistema); (b) la posibilidad de establecer descuentos en las tarifas de gas natural para los gases renovables y bajos en carbono y de fijar peajes de interconexión entre los distintos sistemas de hidrógeno; (c) los niveles de *blending* y la posibilidad de establecer reglas armonizadas. La posición del Parlamento Europeo apoya la separación de los operadores de transporte (HTNO) y distribución (HDNO), establecer acceso regulado a las redes de hidrógeno (a partir de 2031) y a las instalaciones de almacenamiento, y otorgar acceso prioritario a las redes de hidrógeno a usuarios con un mayor potencial de descarbonización.

2.3.3. Sistemas de certificación de hidrógeno verde

Un aspecto de especial interés y relevancia para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde es la necesidad de garantizar que el hidrógeno verde cumple con los requisitos que establezca la regulación para poder ser considerado así, de acuerdo con un sistema de estandarización y certificación. La certificación del hidrógeno verde es una de las condiciones necesarias para el desarrollo de mercados locales de hidrógeno y, más adelante, de un potencial mercado internacional o global.

En la consulta pública sobre esta cuestión (un esquema de certificación de hidrógeno bajo en carbono en el Reino Unido) lanzada en febrero de 2023 (hasta el 28 de abril), el Gobierno británico (en particular, el *Department for Business, Energy & Industrial Strategy*) identifica las siguientes condiciones deseables para el esquema de certificación estandarizada de hidrógeno verde (DBEIS, 2023a): (1) inclusividad (válido para todo el mercado de hidrógeno, incluyendo importaciones y exportaciones, y para todos los agentes y formas de producción de hidrógeno); (2) accesibilidad (debe ser simple, fácil de utilizar y con una implementación y administración coste-eficiente); (3) transparencia (información accesible sobre el proceso); (4) compatibilidad (debe ser compatible con otros esquemas similares para otros vectores energéticos, facilitando la conversión de certificados); (5) información (debe contener toda la información necesaria para la toma de decisiones por todos los agentes); (7) robustez (debe evitar el fraude y el uso ilegítimo de los mismos y tener una frecuencia de auditoría y *reporting* adecuada para el funcionamiento de la cadena de valor); (8) predecibilidad (debe favorecer la seguridad de los inversores y la capacidad de asegurar el cumplimiento de la normativa sobre hidrógeno verde).

El Gobierno del Reino Unido también intenta analizar a través de la consulta pública dos alternativas de implementación de un esquema de certificación del hidrógeno verde: (a) una basada en el “empaquetamiento” del hidrógeno físico y su certificación a lo largo de toda la cadena de valor; y (b) un sistema en el que se separe el hidrógeno físico y su certificación, pudiendo ser intercambiados en mercado secundarios por separado (DBEIS, 2023b).

2.4. Evolución de los mercados energéticos

La crisis energética ligada a la invasión de Ucrania por parte de Rusia está poniendo de manifiesto la importancia, en la determinación de los escenarios energéticos futuros, de la evolución de los costes de la energía y de los mercados de energía.

En particular, la evolución de los precios de la electricidad tiene importancia en el desarrollo del sector del hidrógeno porque afecta, simultáneamente, a los costes de producción de hidrógeno renovable y a las tecnologías eléctricas que compiten con el hidrógeno en el lado del consumo final.

Así, precios elevados de la electricidad pueden incrementar el atractivo de soluciones de consumo basadas en hidrógeno, en vez de electricidad, pero, simultáneamente, incrementan el coste de oportunidad de “dedicar” recursos de capital a inversiones en capacidad renovable para producir hidrógeno (en vez de vender la energía al precio del mercado o suministrar electricidad a consumidores finales).

2.5. Resumen: visiones de futuro sobre el desarrollo de los sistemas de hidrógeno

El amplio abanico de fuentes de incertidumbre identificadas en los apartados anteriores indica la dificultad que implica la identificación y caracterización de escenarios futuros de desarrollo de los sistemas de hidrógeno.

A continuación se revisan brevemente algunas visiones y resultados de estudios sobre el desarrollo de los sistemas de hidrógeno, incluyendo los de Sedigás, AIE, EHB, IRENA e Instituto Fraunhofer. La variedad de visiones sobre el desarrollo de la demanda, las infraestructuras y los mercados locales e internacionales de hidrógeno da una idea de qué tipo de escenarios pueden ser considerados realistas en el medio plazo.

2.5.1. Sedigás

La visión (general) de Sedigás se basa en la idea de que el desarrollo inicial del hidrógeno se centrará en el *blending* de hidrógeno en la red de gas natural y en el desarrollo del biogás y la inyección biometano en las redes en los próximos años (Sedigás, 2022).

Los gases renovables serían competitivos en el entorno industrial y podrían contribuir a la reducción de emisiones de GEI en los sectores terciario (compitiendo con las bombas de calor), residencial (especialmente, en viviendas existentes) y transporte (pesado por carretera y usos en transporte aéreo, marítimo y ferroviario).

A medio plazo, la visión es que el hidrógeno contará con redes propias que conectarán los distintos valles de hidrógeno, considerando que el 95% de las infraestructuras gasistas de transporte y distribución están preparadas para un escenario 100% hidrógeno. La iniciativa del European Hydrogen Backbone es muy interesante para España, porque, por su situación geográfica, puede beneficiarse del movimiento de hidrógeno entre países y regiones.

Antes de ello, deberá desarrollarse el mercado interior, generando demanda, tecnología y cultura en relación con el hidrógeno y los gases renovables. A corto plazo se debe avanzar en la regulación de los gases renovables y el *blending*, en agilizar los procesos administrativos y en generar actividad industrial asociada, apostando también por la I+D+i.

2.5.2. Agencia Internacional de la Energía

La AIE adopta en su informe Global Hydrogen Review 2022 (AIE, 2022a,b) una visión optimista sobre el desarrollo del sector del hidrógeno, pero también realista. Si los proyectos anunciados y en fase de

construcción o FID (*final investment decision*, solo el 4% del total) se ejecutan, en 2030 se podrían alcanzar entre 16 y 24 mt/año de hidrógeno bajo en emisiones⁸ (frente a 1 mt/año en 2021). De ellos, entre 9 y 14 mt/año se basarían en electrolisis y entre 7 y 10 mt/año serían de hidrógeno azul (a partir de combustibles fósiles, con captura de CO₂). La capacidad instalada global de electrolizadores podría situarse entre 134 y 230 GW en 2030.

Por otro lado, si se ejecutan los proyectos anunciados de electrolizadores y se aumenta su escala de producción, los costes podrían caer en un 70% en 2030 respecto de los costes actuales.

Aunque se han anunciado proyectos de exportación que alcanzarían hasta 12 mt/año en 2030 (la mayoría basados en el transporte de amoníaco), no existen compromisos de compra ni reglas/acuerdos de importación que ofrezcan garantías a compradores e inversores. Para avanzar en un mercado global habría que identificar y reducir barreras diversas tanto tecnológicas como regulatorias y de mercado.

Por otro lado, aunque los costes de adaptación (*repurposing*) de las redes de gas pueden ser entre un 50 y un 80% inferiores a los de desarrollo de nuevas redes de hidrógeno, la experiencia práctica es limitada y será necesario un nivel de reconfiguración y adaptación de redes significativo. La adaptación de las terminales de GNL para recibir amoníaco (NH₃) implicaría costes adicionales (a los de nuevas inversiones en GNL) entre un 11% y un 20%, mientras que la adaptación para recibir hidrógeno licuado implica retos técnicos de gran envergadura. Todo ello genera un nivel de incertidumbre elevado.

Pese a los anuncios de múltiples Gobiernos de apoyo al desarrollo de infraestructuras de hidrógeno y a la aprobación de planes y hojas de ruta en hasta 26 países, aún no existen políticas y medidas concretas para impulsar la demanda de hidrógeno, lo que puede limitar o retrasar las decisiones de inversión.

En Europa, la región noroeste lidera el desarrollo de los sistemas de hidrógeno bajo en emisiones, con más de la mitad de la demanda total de hidrógeno en Europa y con vistas puestas en la explotación del potencial de desarrollo de energías renovables en el Mar del Norte (AIE, 2022d) y en la adaptación de la red de gas natural para alimentar los centros de demanda industrial en esa zona. Las expectativas, de acuerdo con la información disponible, es que la longitud de las redes de hidrógeno (1.600 km, en la actualidad) se multipliquen por ocho en 2030 (hasta 12.000 km⁹) y que el objetivo de 30-40 GW de capacidad de electrolisis en 2030 genere un volumen de hidrógeno suficiente para reemplazar todo el hidrógeno gris que se consume en la actualidad.

2.5.3. Iniciativa European Hydrogen Backbone

La visión del European Hydrogen Backbone es que pueden emerger 5 corredores de oferta e importación paneuropeos en 2030, formando una red de hidrógeno de hasta 28.000 km (European Hydrogen Backbone, 2022b).

Estos corredores conectarían los hubs industriales, puertos y valles de hidrógeno con las zonas geográficas con mayor capacidad de producción de hidrógeno verde. Una parte relevante de estos corredores, que podrían dar soporte a un mercado de hidrógeno verde o con bajas emisiones de 20 mt/año (objetivo de la UE), se basaría en redes adaptadas o reacondicionadas (*repurposed*). En una etapa inicial, durante la década de los 20 y los primeros años 30, tanto el *blending* como el *deblending* (o separación) de hidrógeno podrían jugar un papel relevante en el desarrollo de la red de hidrógeno europea.

⁸ Este nivel de producción es cercano a los 34 mt/año en 2030 que han anunciado los distintos países. Los escenarios de cero emisiones netas en 2050 requerirían unos 100 mt/año en 2030.

⁹ De acuerdo con las primeras estimaciones, en torno a dos tercios de las redes operativas en 2030 serían redes adaptadas de gas natural.

A más largo plazo podrían alcanzarse hasta 53.000 km de redes de hidrógeno en toda Europa, con un nivel de mallado significativo e incluyendo rutas adicionales e interconexiones con otras regiones fuera del ámbito de la EHB.

2.5.4. IRENA

La visión de IRENA en su estudio *“Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal”* (IRENA, 2022b,c) es relativamente conservadora en relación con el desarrollo de un mercado global de hidrógeno. Según sus últimos análisis, del 12% de la demanda de energía final global (15º mt/año) que cubriría el hidrógeno en un escenario de 1,5°C en 2050 únicamente un cuarto se intercambiaría en un mercado internacional. Los otros tres cuartos corresponderían a hidrógeno que se produciría y consumiría en mercados locales o nacionales. Además, de todo el hidrógeno intercambiado en el mercado internacional, el 55% se transportaría en gasoductos (adaptando las redes actuales – IRENA (2022c)--) (el 85% en Europa y la mayor parte del resto en Latinoamérica) y el 45% se transportaría a gran distancia en forma de amoniaco.

Para alcanzar este estadio en 2050, se necesitarán avances significativos, que faciliten el despliegue de infraestructuras, en múltiples áreas, incluyendo: (a) avances tecnológicos; (b) diferencial de costes entre el hidrógeno y otras tecnologías alternativas; (c) desarrollo de sistemas de certificación; (d) reglas de mercado; (e) un marco regulatorio favorable; (f) disponibilidad de financiación. Una barrera inicial adicional es el diferente estadio de desarrollo del sector del hidrógeno en distintos países y áreas del planeta.

En el medio plazo, además, muchos países donde se consume hidrógeno cuentan con alternativas de suministro que pueden resultar superiores a la importación de hidrógeno desde grandes distancias. Así, las interconexiones gasistas de Europa con el norte de África permitirían importar suficientes volúmenes de hidrógeno a costes relativamente bajos para cubrir los objetivos de la UE en el año 2030, por ejemplo.

2.5.5. Instituto Fraunhofer

En septiembre de 2022, Fraunhofer publicó los resultados de un metaestudio (revisión de un conjunto de más de 40 estudios con visiones sobre el desarrollo del sector del hidrógeno) que concluía que el hidrógeno representará entre el 4% y el 11% del consumo final de energía mundial en 2050, desempeñando un papel importante en la industria y el transporte, pero menor en el sector residencial (Riemer et al., 2022).

La mayor cuota de participación del hidrógeno (y derivados) en la demanda final provendría del transporte (incluyendo el transporte pesado por carretera, el transporte marítimo de mercancías y la aviación), con un 16% en el total global y un 25% del total en la UE. Tanto en el transporte marítimo como en aviación podrían tener protagonismo los combustibles sintéticos.

El consumo de hidrógeno como materia prima industrial se situaría entre el 2% y el 9% de la demanda global de energía en este sector, con un valor medio del 3%, aunque en Europa los estudios analizados sitúan la cuota del hidrógeno en la industria entre el 3% y el 16%, con un valor máximo del 38% (en China, en comparación, la mayoría de las cuotas se sitúa en un rango entre el 1% y el 4% con un valor máximo del 7%). Por otro lado, el uso de hidrógeno para calefacción en el sector residencial se situaría en menos del 2% de la demanda global de energía.

3. Contexto para el desarrollo de las infraestructuras de hidrógeno en el País Vasco

3.1. Contexto de política energético-climática en el País Vasco

Los escenarios de desarrollo de infraestructuras de producción y transporte de hidrógeno identificados y descritos en este trabajo son consistentes con los escenarios energético-climáticos que plantean las estrategias energético-climáticas vigentes en el País Vasco a fecha de hoy: (a) la Estrategia Energética de Euskadi 2030, 3E2030 (Gobierno Vasco, 2016a); (b) la estrategia vasca sobre el clima, Klima 2050 (Gobierno Vasco, 2016b); y (c) el Plan de Transición Energética y Cambio Climático 2021-2024 (Gobierno Vasco, 2022).

Los principales objetivos energético-climáticos a largo plazo (2050) en el País Vasco fijados en Klima 2050 son los siguientes:

- alcanzar un consumo cero de petróleo para usos energéticos en 2050;
- reducir las emisiones de GEI del País Vasco en al menos un 80% en 2050 respecto de 2005;
- alcanzar en 2050 un consumo de energía renovable equivalente al 40% del consumo final.
- conseguir una desvinculación total de los combustibles fósiles y las emisiones netas cero de gases de efecto invernadero al final del siglo, con energías renovables como única fuente de suministro energético.

En el medio plazo (2030), los objetivos fijados por 3E2030 y Klima 2050 son los siguientes:

- mejorar la eficiencia energética, con un ahorro energético total de un 21% en 2025 y un 25% en 2030 (respecto de 2005), lo que implica mejorar la intensidad energética un 33% en 2016-2030;
- incrementar el uso de energías renovables un 126% para alcanzar en 2030 un nivel de 966.000 tep, equivalente a una cuota de energías renovables en el consumo final del 17% en 2025 y el 21% en 2030;
- reducir el consumo de petróleo en 790.000 tep en 2030 (un 26% respecto del escenario tendencial);
- aumentar la participación de la cogeneración y las renovables en el mix energético del 20% en 2015 al 40% en 2030;
- reducir las emisiones de CO₂ en 3 millones de toneladas (un 29% y un 35% en 2025 y 2030 respecto de 2005, respectivamente).

Por otra parte, en el Plan de Transición Energética y Cambio Climático 2021-2024, aprobado en noviembre de 2021, se fijaron los siguientes objetivos para el año 2024:

- una reducción de emisiones de GEI del 30% respecto de 2005 (frente a un 27% en 2019);
- una cuota de energías renovables en el consumo final de energía del 20% (frente a un 14,6% en 2019).

La Ley Vasca de Transición Energética y Cambio Climático, que previsiblemente se aprobará en 2023, junto con la Hoja de Ruta 2050 de Transición Energética y Cambio Climático y el Plan Estratégico de Transición Energética y Cambio Climático 2030 (y posteriores) que deberán desarrollarse una vez aprobada la ley, actualizarán los objetivos energético-climáticos del País Vasco.

3.2. Estrategia de impulso del sector del hidrógeno en el País Vasco

El impulso del sector del hidrógeno en la Unión Europea desde las Administraciones públicas tiene su reflejo en el País Vasco.

La Estrategia Vasca del Hidrógeno (EVH), publicada en 2021, pretende impulsar la creación de un ecosistema del hidrógeno en el País Vasco centrado en la producción de hidrógeno renovable y con un mercado local, tejido industrial especializado e infraestructuras que lo conviertan en un hub logístico relevante en el ámbito internacional (Tabla 1).

Tabla 1. Objetivos de la Estrategia Vasca de Hidrógeno en el horizonte 2030.

OBJETIVOS 2030	
PRODUCCIÓN	Alcanzar una potencia instalada de electrolización de 300 MW.
	El 100% del hidrógeno producido es de origen renovable o bajo en carbono.
	Producción anual de 2.000 t/año de combustibles sintéticos.
USOS FINALES Industria	El 90% del hidrógeno consumido en la industria como materia prima es de origen renovable o bajo en carbono.
	El hidrógeno supone un 5% del consumo energético total del sector industrial.
USOS FINALES Edificios	10 proyectos piloto de uso de hidrógeno en edificios.
USOS FINALES Transporte y Movilidad	Flota de 20 autobuses de hidrógeno en Euskadi.
	Flota de 450 vehículos de transporte de mercancías, de diversos tamaños.
	Red de 10 hidrogeneras de acceso público, con presencia en los tres territorios históricos.

Fuente: Extraído de EVE-Gobierno Vasco (2021).

De acuerdo con la EVH, podría alcanzarse en 2030 una producción de 100.000 toneladas de hidrógeno de origen renovable o bajo en carbono, lo que, dependiendo de distintos factores (sector, reparto entre tecnologías de consumo, etc.) podría dar lugar a una reducción del consumo de energía primaria no renovable entre 210.000 y 290.000 tep, y a una disminución de emisiones de GEI entre 590.000 y 790.000 t de CO_{2eq}.

3.3. Infraestructuras, capacidades y fortalezas relevantes en el País Vasco

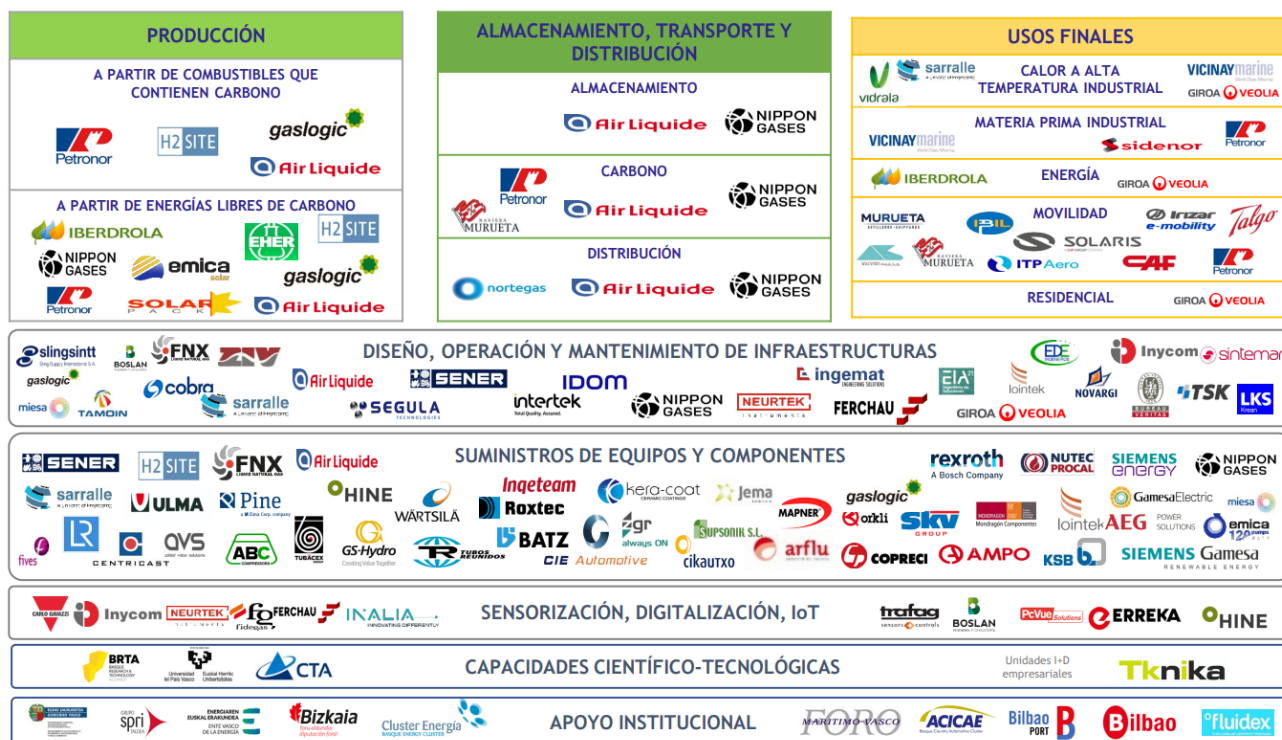
El País Vasco está especialmente bien posicionado en el sector del hidrógeno en esta fase seminal de desarrollo de una cadena de valor completa en torno al mismo y reúne condiciones para establecerse y consolidarse como una región de referencia en Europa en el ecosistema del hidrógeno.

Las principales fortalezas en torno al hidrógeno son:

Existencia de infraestructuras relevantes para el desarrollo del sector del hidrógeno:

- Puerto de Bilbao, con instalaciones industriales y energéticas, experiencia en gas natural y GNL y conectado a las redes energéticas y de transporte.
- Proyectos piloto de infraestructuras de producción de H₂ (Puerto de Bilbao, Boroa...), biogás y biometano, etc.
- Redes de transporte y distribución de gas natural.
- Base de demanda industrial que actúa como potencial consumidora de hidrógeno como combustible para generación de calor y en procesos productivos y logísticos, tejido industrial intensivo en energía y emisiones con necesidad de descarbonizar sus actividades y entidades que están liderando la aplicación del hidrógeno en sectores como la siderurgia, el transporte pesado, el sector naval o la industria cementera.
- Un tejido empresarial con interés y capacidad de posicionamiento y de innovación en toda la cadena de valor del hidrógeno, destacando la existencia de empresas tractoras relevantes en el ámbito de la energía, la existencia de una red tecno-industrial con capacidades en ingeniería, fabricación de equipos y sistemas avanzados y productos y servicios en distintos segmentos del sector del hidrógeno (componentes, servicios digitales, servicios avanzados, tubos, etc.). La Figura 6 muestra el mapa de agentes involucrados en los distintos eslabones de la cadena de valor del hidrógeno en el País Vasco.
- Apoyo de la Red Vasca de Ciencia, Tecnología e Innovación, del BRTA y de los centros de generación de conocimiento en el País Vasco.
- Ubicación geográfica cercana a ejes clave en el transporte internacional (Cantábrico-Atlántico, conexión con Francia, Reino Unido y norte de Europa, etc.).
- Experiencia y existencia de proyectos de I+D+i y demostración de relevancia en el sector energético y en el sector del hidrógeno.
- Apoyo institucional de las diferentes administraciones vascas a través de estrategias, planes de acción, impulso de iniciativas estratégicas, participación directa del sector público en proyectos y ámbitos concretos, etc.

Figura 6. Cadena de valor del hidrógeno en el País Vasco.

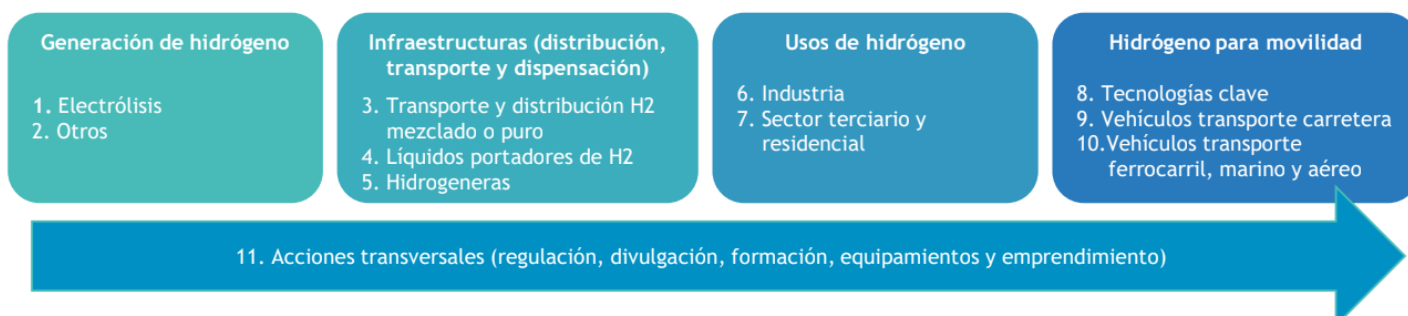


Fuente: Clúster de Energía (2022).

Además, el hidrógeno es un elemento protagonista de la estrategia RIS3 en el País Vasco. Así, el Grupo de Pilotaje de Energía RIS3 incorporó el ámbito del hidrógeno como un área estratégica dentro de la estrategia vasca de especialización inteligente (energiBasque). El Clúster de Energía ha desarrollado una hoja de ruta tecnológica del hidrógeno para impulsar una plataforma tecnoindustrial en el País Vasco en la que colaboran más de 50 entidades vascas que incluyen agentes industriales, centros tecnológicos, universidades e instituciones públicas.

La hoja de ruta identifica cuatro ámbitos verticales (generación de hidrógeno, infraestructuras, usos del hidrógeno e hidrógeno para movilidad) y uno transversal (con varias dimensiones) que engloban un total de 11 áreas estratégicas clave y hasta 100 líneas tecnológicas (Figura 7).

Figura 7. Hoja de ruta tecnológica del hidrógeno en el País Vasco



Fuente: Clúster de Energía (2022).

3.4. Iniciativas estratégicas de I+D+i en el área del hidrógeno

La EVH se ha visto impulsada y reforzada por diversas iniciativas estratégicas de calado en el área de la investigación y la innovación y foros sectoriales que se han puesto en marcha en el País Vasco en los últimos meses en torno al desarrollo de una cadena de valor completa y competitiva del hidrógeno en el País Vasco.

3.4.1. Foro Sectorial del Hidrógeno

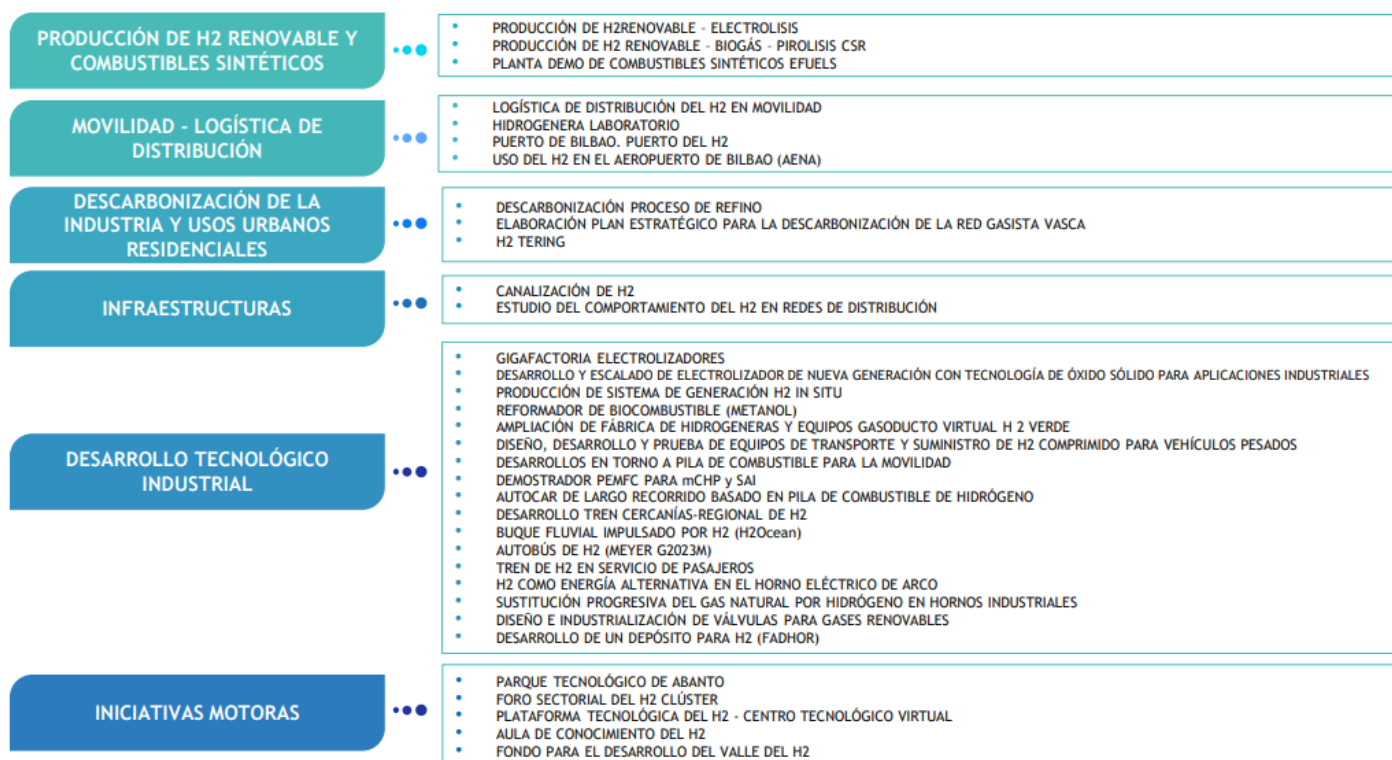
El Foro Sectorial del Hidrógeno, impulsado por el Clúster de Energía y coordinado por Petronor-Repsol, reúne a más de 100 empresas y entidades asociadas al Clúster de Energía y a otras 8 asociaciones clúster (ACICAE, ACLIMA, FLUIDEX, FMV, MAFEX, MLC ITS, HEGAN y SIDEREX) con el objetivo de promover y facilitar el intercambio de información y conocimiento y la identificación de oportunidades de colaboración entre agentes.

3.4.2. Corredor Vasco del Hidrógeno

La iniciativa tecnológico-empresarial más significativa es el Corredor Vasco del Hidrógeno, liderado por Petronor-Repsol, y que reúne a casi 80 entidades vascas, incluyendo empresas, instituciones públicas, centros de conocimiento, asociaciones empresariales.

En el marco de esta iniciativa se prevén inversiones en el entorno de 1.300 M€ en más de 30 proyectos de carácter muy diverso (ver <https://www.bh2c.org/es/proyectos>) que se organizan en torno a seis áreas de actividad (Figura 8): (1) producción de hidrógeno renovable y combustibles sintéticos; (2) movilidad y logística; (3) descarbonización de la industria y usos urbanos residenciales; (4) infraestructuras; (5) desarrollo tecnológico-industrial; (6) otras iniciativas para el impulso del sector.

Figura 8. Proyectos relacionados con el hidrógeno en el País Vasco



Fuente: Clúster de Energía (2022).

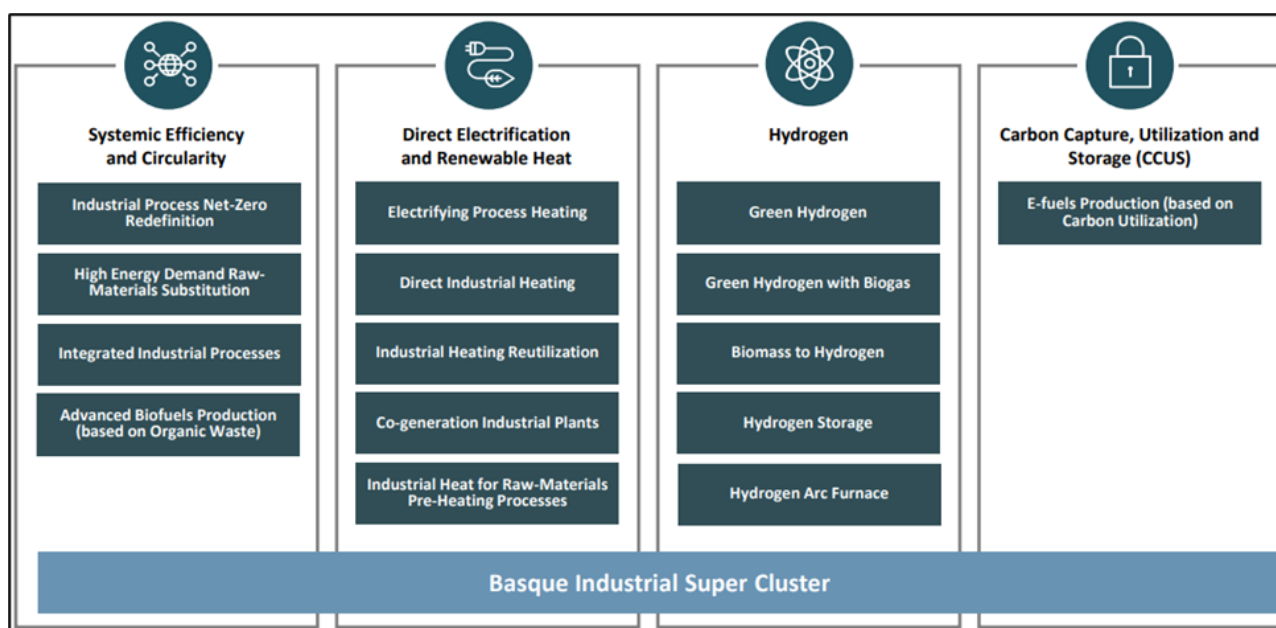
3.4.3. Basque Industrial Super Cluster

El llamado Net-Zero Basque Industrial Super Cluster es una iniciativa público-privada de gran calado en el País Vasco con relevancia en el ámbito del hidrógeno. Su principal objetivo es avanzar en la descarbonización de la industria vasca, impulsando soluciones que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero y creen oportunidades tecnológicas y empresariales.

Esta iniciativa, impulsada por el Gobierno Vasco a través del Grupo SPRI, en colaboración con las dos principales empresas energéticas del País Vasco (Iberdrola y Petronor-Repsol), cuenta con el apoyo de los 16 clústeres industriales vascos y está enmarcada en el proyecto "*Transitioning Industrial Clusters Towards Net Zero*" del World Economic Forum.

El hidrógeno jugará un papel protagonista en los desarrollos del Net-Zero Basque Industrial Super Cluster, como una de las cuatro grandes soluciones para la descarbonización de la industria vasca intensiva en energía y emisiones de GEI (las otras tres son la eficiencia energética y en el uso de materiales, la electrificación y el uso de "calor renovable" y la utilización de tecnologías de captura, uso y almacenamiento de CO₂ (CCUS)) (Figura 9).

Figura 9. Principales líneas tecnológicas impulsadas en el ámbito del Basque Industrial Super Cluster



Fuente: SPRI.

La iniciativa Net-Zero Basque Industrial Super Cluster está estrechamente relacionada con el Corredor Vasco del Hidrógeno y con otras iniciativas estratégicas en el ámbito de la descarbonización del sector industrial, como el proyecto H-Acero.

El proyecto H-Acero, financiado por el programa Hazitek, tiene como objetivo estratégico contribuir a la descarbonización del sector del acero utilizando el hidrógeno como alternativa al gas natural, agrupa a 6 proveedores tecnológicos (incluyendo al líder de la iniciativa, Sarralle Environment & Energy), 5 compañías del sector del acero en el País Vasco (Aceralava-Tubacex, ArcelorMittal, Nervacero-Celsa, Sidenor y Tubos Reunidos) y 4 centros de I+D (Ceit, Tecnalia, Sidenor I+D y Tubacex Innovación) y cuenta con el apoyo y la colaboración de la asociación clúster Siderex.

3.4.4. Resumen: principales proyectos de referencia en el ámbito del hidrógeno

En definitiva, el conjunto de proyectos de I+D+i en el ámbito del hidrógeno muestra una gran variedad de tecnologías y soluciones relacionadas con la producción, el transporte y almacenamiento y el consumo de hidrógeno, entre los que destacan, por su tamaño y relevancia, los que aparecen en la Tabla 2.

Tabla 2. Proyectos de referencia en el ámbito del hidrógeno en el País Vasco

RED DE HIDROGENERAS "Y VASCA DEL HIDROGENO"	Iberdrola desplegará en Euskadi una red de repostaje para el transporte pesado basada en el hidrógeno verde. El plan incluye la instalación en Bilbao, en el polígono Jundiz de Vitoria y en Pasaia de sendas hidrogeneras para surtir a camiones, autobuses y vehículos ligeros industriales. La cobertura de este repostaje se extenderá a las actividades portuarias y aeroportuarias.	
PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE EN BOROA	Nortegas, Sener y Bizkaia Energía pondrán en marcha en 2022 una planta de hidrógeno verde con una capacidad de 20 MW en las infraestructuras existentes de gas y electricidad de la central de ciclo combinado (CCGT) de Amorebieta-Boraa. Objetivo: generar 1.500 toneladas de hidrógeno verde por año provenientes de fuentes 100% renovables, a través de certificados de origen y PPAs verdes.	
GIGAFACTORÍA DE ELECTROLIZADORES	Promovida por Petronor y Sener, se utilizarán los proyectos actuales de producción de hidrógeno renovable por electrolisis para desarrollar la fábrica de electrolizadores. Se trata de conseguir una tecnología probada y rodada de un consorcio de empresas locales con las capacidades necesarias para industrializar el proceso. Ubicada en Bizkaia, se prevé que entre en funcionamiento en 2022.	
H2SAREA: HIDRÓGENO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	Se trata de un proyecto estratégico de Nortegas para la inyección segura de hidrógeno en la red de gas natural. H2SAREA busca impulsar el desarrollo de nuevas soluciones tecnológicas, equipos y componentes que permitan la transformación de las redes de gas natural para inyección segura de hidrógeno en distintos escenarios de blending.	
TREN DE H2 EN SERVICIO DE PASAJEROS	CAF plantea el desarrollo de vehículos de transporte libre de emisiones, que respondan a las necesidades actuales de transporte sostenible y cero emisiones del mercado.	
AUTOCAR DE LARGO RECORRIDO	Irizar lidera el diseño y desarrollo de una nueva gama de autocares de largo recorrido basados en tecnología de pila de combustible.	
TECNOLOGÍAS INNOVADORAS PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN EL PAÍS VASCO	El proyecto Elkartek H2BASQUE, coordinado por TECNALIA, tiene como objetivo desarrollar tecnologías innovadoras (y sus componentes clave) para la generación de hidrógeno verde a un coste competitivo, siendo éste un vector energético clave para poder alcanzar la descarbonización de la economía. En la electrolisis se utilizarán las tecnologías pem y aem, mientras que en los ciclos termoquímicos se desarrollarán 3 ciclos económicamente viables para la generación de hidrógeno verde en un rango de temperatura inferior a los 500°C.	

Fuente: Clúster de Energía (2022).

3.5. Requerimientos en términos de energías renovables y capacidad de electrolisis

Una de las principales fuentes de incertidumbre en relación con el desarrollo de un sector del hidrógeno robusto y competitivo en el País Vasco es la asociada a la disponibilidad en el ámbito local de recursos energéticos renovables.

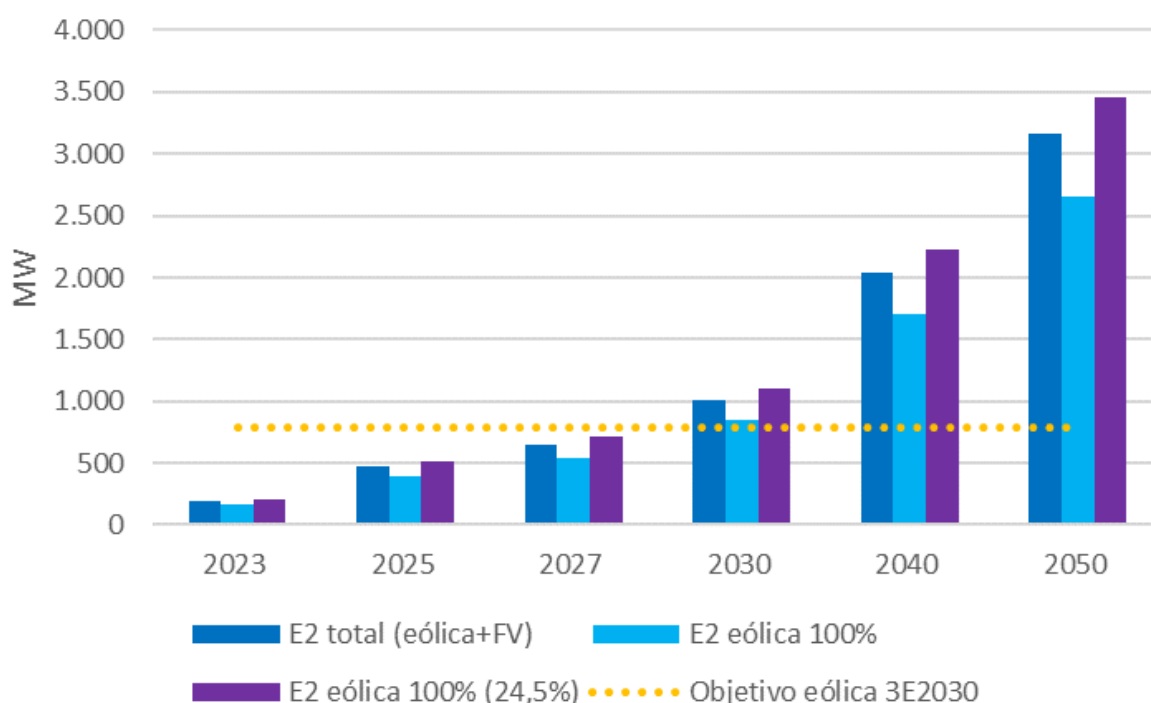
La producción de hidrógeno renovable es un input esencial para la producción de hidrógeno mediante electrolisis. Con la tecnología actual, los electrolizadores más avanzados (p. ej., del tipo PEM o “membrana de electrolito polimérico”) tienen una eficiencia aún limitada¹⁰.

¹⁰ Una referencia sobre la capacidad de transformación de electricidad renovable en hidrógeno mediante electrolizadores PEM es la que aporta SP Platts (SP Platts Global, 2020) que sitúa la relación en 1 TWh de electricidad renovable por cada 20.000 toneladas de hidrógeno verde.

Se puede utilizar esta relación para estimar la capacidad instalada de distintas tecnologías renovables necesaria para hacer frente a la producción esperada de hidrógeno verde (o bajo en carbono) en el año 2030 en el marco de la EVH (100.000 toneladas/año¹¹, que requerirían 5 TWh de electricidad renovable).

Suponiendo que se produjeran las 100.000 t/año de hidrógeno verde exclusivamente a partir de energía eólica y teniendo en cuenta un factor de utilización medio de la capacidad instalada eólica en el País Vasco del 24,5% (calculado utilizando los datos para el País Vasco de 2019: 153 MW de capacidad instalada y una producción de 328 GWh¹²), los 5 TWh de electricidad verde necesarios implicarían la necesidad de disponer de 2.330 MW de capacidad eólica dedicada a la producción de hidrógeno (Gráfico 1).

Gráfico 1. Requerimientos de capacidad renovable dedicada en el Escenario 2 (penetración alta de hidrógeno – ver la Sección 3.1)



Fuente: elaboración propia a partir de datos proporcionados por el EVE¹³.

La Tabla 3 muestra que, en el marco de la estrategia energética vigente en el País Vasco y de acuerdo con el Plan Territorial Sectorial de Energías Renovables 2021, el incremento esperado de la capacidad eólica entre 2021 y 2030 es de 630 MW, aproximadamente 4 veces menos que la capacidad necesaria para producir el volumen de hidrógeno de referencia en 2030 de la EVH (100.000 toneladas).

Por otra parte, si se cumpliera el objetivo de la EVH de alcanzar 300 MW de capacidad de electrolisis instalada en 2030, tomando la referencia de eficiencia de 1 GW para producir 90.000 toneladas/año del proyecto danés Ejsberg (SP Platts Global, 2021), podrían producirse unas 27.000 toneladas de hidrógeno verde. Este volumen

¹¹ Esta referencia de producción de hidrógeno verde o bajo en emisiones de la EVH incluye todas las formas de producción (incluyendo hidrógeno azul) y todos los sectores de consumo (incluyendo el refino) previstos en la 3E2030.

¹² Según datos del Plan Territorial Sectorial de Energías Renovables 2030 (Gobierno Vasco, 2021).

¹³ Datos y metodología no disponibles públicamente en el momento de realización del estudio. Véase comienzo de sección 4.1.

podría alcanzar más de 50.000 toneladas si aumentara significativamente el nivel de utilización de la capacidad de electrolización (que dependerá, entre otros factores, de las normas que definitivamente se apliquen en aspectos como la “regla de adicionalidad” – ver la Sección 1.3).

Tabla 3. Objetivos de capacidad de generación eléctrica renovable en Euskadi en la 3E2030.

Capacidad instalada		2020	2021	2025	2030
Hidroeléctrica	MW	173	173	177	183
Eólica	MW	153	153	463	783
Fotovoltaica	MW	60	79	108	293
Solar térmica	miles m ²	90	91	137	202
Biomasa	MW	84	84	106	111
Energía Marina	MW	0,3	0,3	20	60
Geointercambio	MWg	21	23	96	253
Energía Geotérmica	MW	0	0	4	10

DATOS REALES DATOS ESTIMADOS OBJETIVOS RECOGIDOS EN 3E-2030

Fuente: EVE.

En definitiva, los objetivos y niveles de referencia de producción y consumo de hidrógeno que marca la EVH son alcanzables (al menos en orden de magnitud) en 2030, pero requerirán niveles de inversión en nueva capacidad de electrolización y en energías renovables significativos y una ejecución efectiva de los proyectos anunciados.

4. Evolución esperada del consumo de hidrógeno en el País Vasco

4.1. Escenarios de evolución del consumo de hidrógeno

En la actualidad, la producción de hidrógeno en el País Vasco se sitúa en unas 50.000 t/año. El hidrógeno es producido principalmente *in situ* (i.e., en el lugar de consumo) por la industria petroquímica, principal consumidor de hidrógeno. Alrededor de dos tercios de la producción total en el territorio se hace a través del método de reformado con vapor de metano. Además, se produce una pequeña cantidad en la industria electroquímica que es vendida a través de comercializadores de gases industriales. Otras industrias, como la siderúrgica, la del vidrio o la industria alimentaria consumen cantidades menores¹⁴ de hidrógeno (EVE-Gobierno Vasco, 2021).

Los escenarios de evolución del consumo de hidrógeno en el País Vasco en el horizonte 2050 fueron desarrollados por el EVE (en adelante, se hace referencia a estos como “datos proporcionados por el EVE”)¹⁵. De acuerdo con la información proporcionada, se establecen dos escenarios de penetración del hidrógeno en el País Vasco (Gráfico 2):

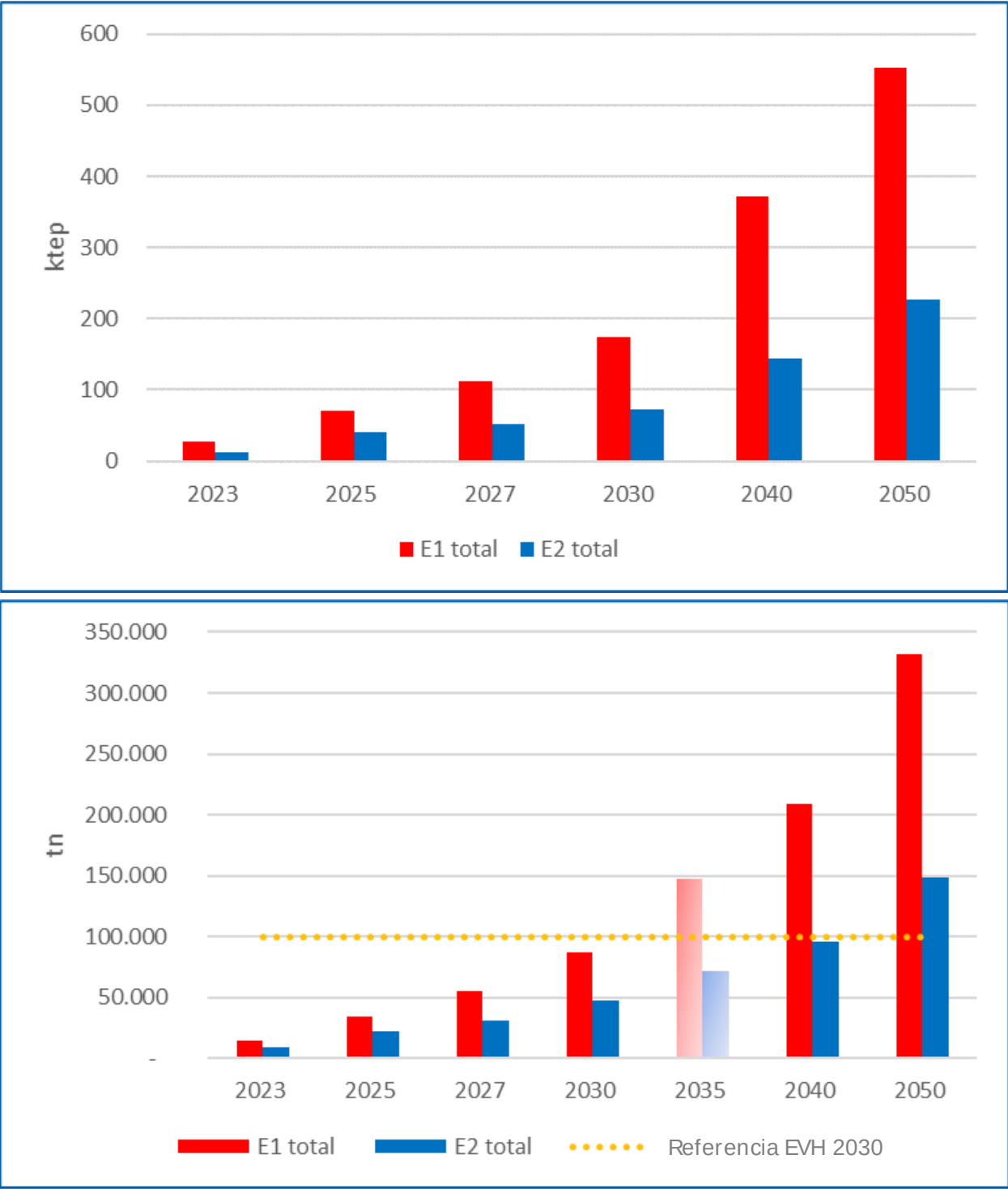
- Escenario 1 (E1) (“Penetración alta del hidrógeno”). Se trata de un escenario de desarrollo ambicioso del hidrógeno, sin dejar de lado alternativas tecnológicas basadas en la electricidad (p. ej., vehículo eléctrico o bomba de calor).
- Escenario 2 (E2) (“Penetración moderada del hidrógeno”). Es un escenario conservador que asume la máxima electrificación posible y que el hidrógeno se desarrolla en aquellos nichos donde la electricidad no puede sustituir a los combustibles fósiles.

Estas proyecciones de demanda se basan en estimaciones que tienen en cuenta los objetivos de reducción de emisiones de GEI y de consumo de combustibles fósiles establecidos en la Estrategia Energética de Euskadi 2030 (3E2030) y en la Estrategia Klima 2050. Los dos escenarios asumen distintas tasas de sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno.

¹⁴ Una estimación interna, basada en datos proporcionados por el EVE (no disponibles públicamente), indica que el consumo de hidrógeno de algunas empresas industriales de referencia (no refino) apenas llegaría al 0,2% del consumo total en el País Vasco.

¹⁵ En el momento de realización de este estudio, los datos señalados no están disponibles públicamente ni su metodología de cálculo. En cualquier caso, estos datos y los escenarios resultantes están basados en la previsión de evolución de demanda energética para distintas formas de energía en los sectores recogidos, en base a diferentes factores y las previsiones de la política energética en vigor, sobre la que se evalúa el potencial de sustitución por hidrógeno.

Gráfico 2. Comparación de demanda total de hidrógeno por escenarios (expresada en ktep¹⁶, arriba, y toneladas métricas, debajo)

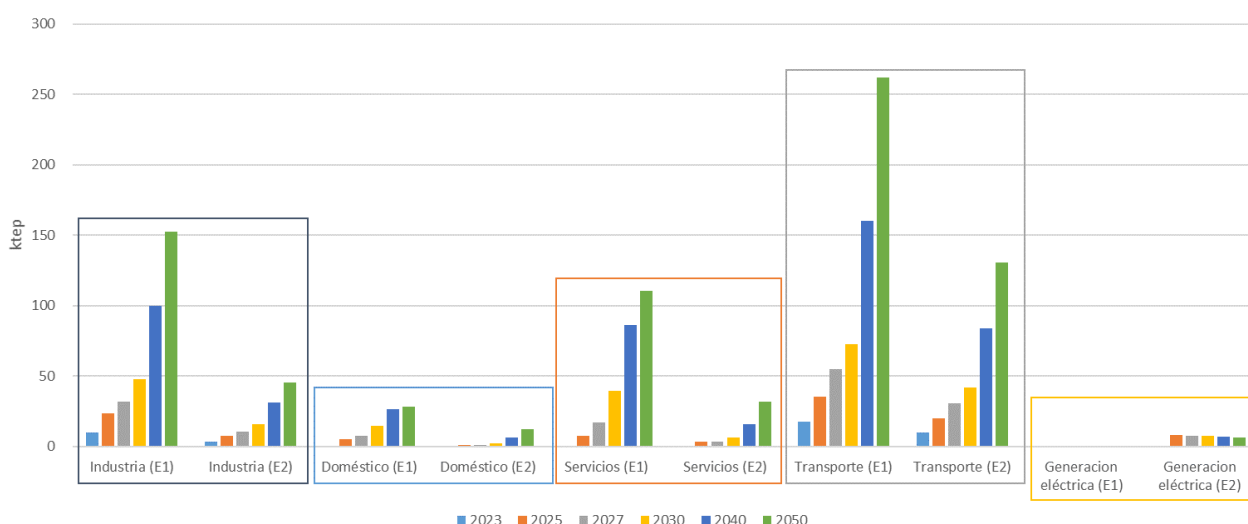


Fuente: elaboración propia a partir de datos proporcionados por el EVE¹⁷.

La demanda total de hidrógeno en cada escenario y para cada año es el resultado de agregar la estimación de demanda en cuatro sectores principales: (a) industria (sin incluir el consumo en el sector del refino); (b)

sector terciario (distinguiendo los sectores doméstico y de servicios); (c) transporte; y (d) generación de energía eléctrica. La información para cada uno de estos sectores, a su vez, agrega los consumos de hidrógeno en distintos subsectores¹⁸.

Gráfico 3. Evolución del consumo de hidrógeno por sectores en cada escenario



Fuente: elaboración propia a partir de datos proporcionados por el EVE. Nota: el consumo del sector industrial no incluye el consumo en el sector del refino¹⁹.

Puede observarse en el Gráfico 3 que el transporte²⁰ es el principal sector que guía la evolución de la demanda en ambos escenarios, seguido por la industria (sin incluir el sector del refino). El resto de sectores (doméstico, servicios y generación eléctrica²¹) constituyen fuentes de demanda, aunque relevantes, sustancialmente menores que el transporte o la industria. La Tabla 4, por otro lado, muestra el porcentaje que representan sobre el total estos dos sectores principales, constituyendo el conjunto de ambos más del 65 % de la demanda para todos los años en los dos escenarios.

Las sendas específicas de evolución responden a la sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno teniendo en cuenta equipamientos como calderas y hornos, los procesos de reducción de hierro o la posibilidad de *blending* de hidrógeno y gas natural o de utilización de pilas de combustible para generación de energía eléctrica.

¹⁶ “Tep” significa “miles de toneladas equivalentes de petróleo”.

¹⁷ Datos y metodología no disponibles públicamente en el momento de realización del estudio. Véase comienzo de sección 4.1.

¹⁸ En concreto, el sector industrial se divide en siderurgia, fundición y metalurgia no férrea, cemento, vidrio, papel y cartón y resto. El sector terciario se divide en sector doméstico y sector de servicios. El sector del transporte incluye transporte por carretera, pesca y agricultura (dividido en pasajeros, mercancías y maquinaria pesada y buques) y aviación. El sector de generación de energía eléctrica se divide en ciclos combinados, cogeneración y valorización de residuos.

¹⁹ Datos y metodología no disponibles públicamente en el momento de realización del estudio. Véase comienzo de sección 4.1.

²⁰ Cabe mencionar que en el transporte se incluye el consumo de hidrógeno dedicado a la producción de combustibles sintéticos. No obstante, no hay diferencia sustancial en el análisis si se tiene en cuenta la demanda del transporte sin los combustibles sintéticos.

²¹ La generación eléctrica solo da lugar a demanda en el escenario E2. Una de las posibles aplicaciones del hidrógeno en este escenario podría ser la mejora de la resiliencia del sistema energético con usos finales ampliamente electrificados.

Tabla 4. Cuota de los sectores transporte e industria sobre el total de la demanda de hidrógeno en el País Vasco (ktep)

Escenarios	Sectores	2023	2025	2027	2030	2040	2050
E1	Industria	36%	33%	29%	28%	27%	28%
	Transporte	64%	49%	49%	42%	43%	47%
	Suma de ambos	100%	83%	78%	69%	70%	75%
E2	Industria	25%	18%	20%	21%	22%	20%
	Transporte	75%	50%	58%	57%	58%	58%
	Suma de ambos	100%	68%	78%	78%	80%	78%

Fuente: elaboración propia a partir de datos de EVE²². Nota: el consumo del sector industrial no incluye el consumo en el sector del refino.

4.2. Ubicación y dispersión geográfica de los puntos de consumo de hidrógeno

La ubicación de los consumos de hidrógeno en el País Vasco se reparte (en la actualidad y en los escenarios de evolución de la demanda considerados en el análisis) entre los tres territorios históricos en torno a unas pocas zonas o nodos donde se concentran empresas industriales (Tabla 5).

Utilizando “mapas de burbujas” (Figura 10) se aprecia, tanto en el Escenario 1 (penetración moderada) como en el Escenario 2 (penetración alta), la existencia de “ejes” y focos principales de consumo en las tres provincias vascas.

Tabla 5. Zonas de consumo de hidrógeno en el País Vasco, por escenario

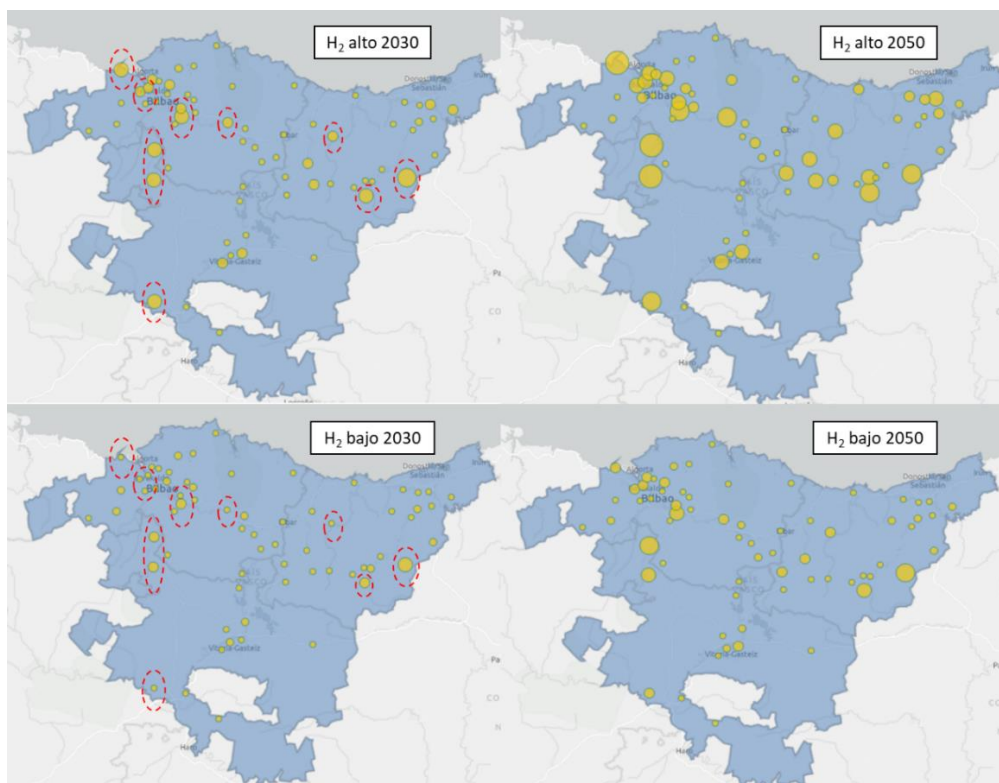
Principales zonas de consumo (% sobre total de cada TTHH)					Principales zonas de consumo (% sobre total de la CAPV)				
	E1 2030	E1 2050	E2 2030	E2 2050		E1 2030	E1 2050	E2 2030	E2 2050
Amurrio	26%	25%	28%	26%	Amurrio	7%	8%	6%	8%
Laudio	37%	41%	51%	55%	Laudio	10%	13%	11%	18%
Ribera Baja	18%	17%	8%	7%	Ribera Baja	5%	5%	2%	2%
Basauri	15%	16%	17%	17%	Basauri	6%	6%	4%	6%
Erandio	7%	7%	9%	9%	Erandio	3%	3%	2%	3%
Valle de Trápaga	8%	9%	11%	11%	Valle de Trápaga	3%	3%	3%	4%
Ziérbana	22%	22%	12%	12%	Ziérbana	8%	9%	3%	4%
Amorebieta-Etxano	10%	10%	12%	13%	Amorebieta-Etxano	3%	4%	3%	4%
Azkoitia	7%	10%	5%	9%	Azkoitia	3%	3%	2%	3%
Amezketeta	46%	20%	70%	40%	Amezketeta	18%	6%	37%	14%
Olaberria	15%	23%	11%	21%	Olaberria	6%	7%	6%	7%

Fuente: elaboración propia a partir de datos proporcionados por el EVE²³.

²² Datos y metodología no disponibles públicamente en el momento de realización del estudio. Véase comienzo de sección 4.1.

²³ Datos y metodología no disponibles públicamente en el momento de realización del estudio. Ver sección 4.1.

Figura 10. Mapas de “burbujas de consumo” según escenarios de demanda del EVE



Fuente: modificado de EVE²⁴.

²⁴ Datos y metodología no disponibles públicamente en el momento de realización del estudio. Ver sección 4.1.

5. Escenarios alternativos de infraestructuras de hidrogeno en el País Vasco en 2035

5.1. Sistemas centralizados vs. sistemas descentralizados de producción-transporte de hidrógeno

En sentido estricto y en un extremo, un sistema descentralizado de producción-transporte de hidrógeno implica que cada punto de consumo (p. ej., una instalación industrial) tiene asociado una instalación de producción (y, en su caso, almacenamiento) de hidrógeno.

En el otro extremo, un sistema centralizado de producción-transporte de hidrógeno concentra una gran parte de la producción de hidrógeno verde en una (o unas pocas) instalaciones, existiendo una red o sistema de transporte y distribución que permite trasladar el hidrógeno a los puntos de consumo y, posiblemente, instalaciones de almacenamiento centralizado de hidrógeno.

En la práctica, el desarrollo de una cadena de valor de hidrógeno completa en un territorio, con niveles de producción y consumo significativos, conllevará probablemente el despliegue de infraestructuras de transporte y almacenamiento para transportar hidrógeno desde grandes nodos de producción a los nodos de consumo. De esta manera, el porcentaje de producción de hidrógeno en grandes instalaciones no dedicadas (a puntos de consumo específicos) respecto de la demanda total determinará el nivel de centralización o descentralización de la producción.

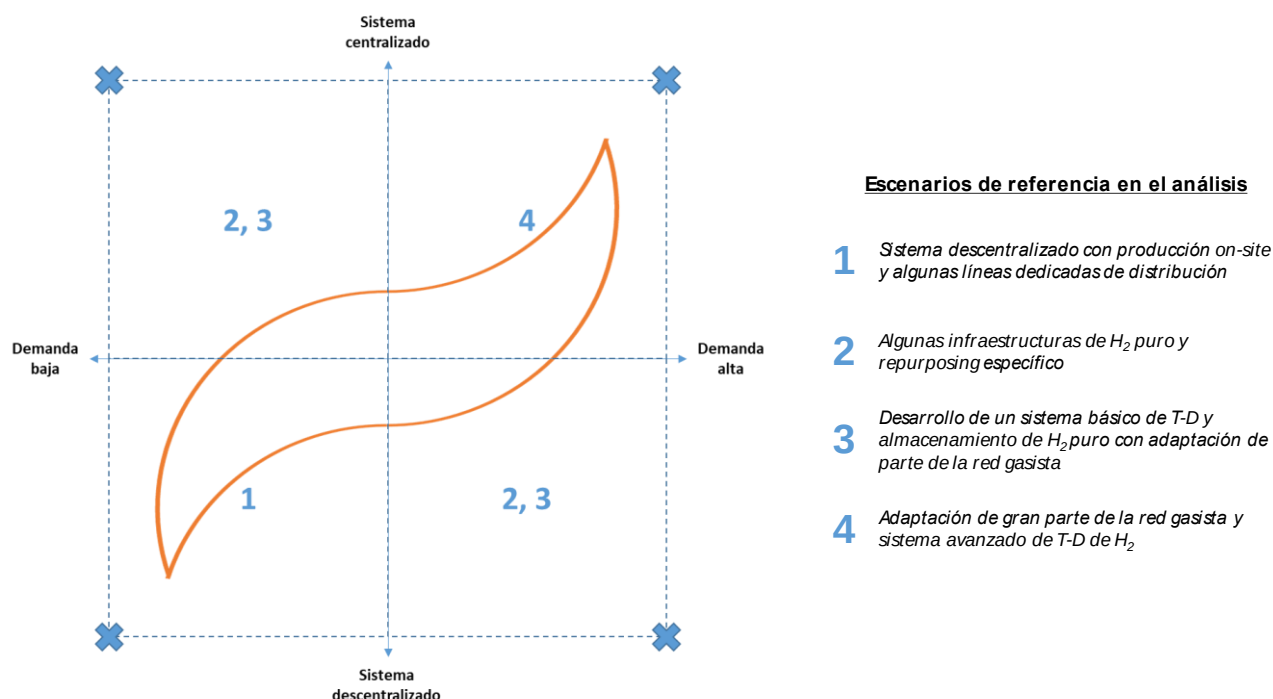
Dado que resulta difícil definir un umbral concreto a partir del cual pueda caracterizarse un sistema producción-transporte como centralizado, será la existencia de instalaciones de transporte y almacenamiento compartidas (i.e., con acceso de terceros) las que identifiquen un sistema como “centralizado”, siendo el nivel de centralización una variable continua.

Los escenarios identificados en este análisis no son resultado de un modelo de simulación u optimización técnico-económica, sino caracterizaciones de potenciales escenarios considerados realistas por los autores de este análisis y coherentes con la visión de desarrollo a medio plazo de los sistemas de hidrógeno en el mundo de diversas instituciones (ver la Sección 1.5).

En concreto, los escenarios se definen, principalmente, a partir de los valores de dos variables:

- la evolución esperada del consumo de hidrógeno en el País Vasco a medio y largo plazo, con dos niveles de demanda (bajo, alto) –ver la Sección 3--;
- la existencia o no de un sistema de transporte y distribución de hidrógeno centralizado, también con dos posibles niveles (poco desarrollado, muy desarrollado).

Figura 11. Caracterización de los escenarios planteados en el análisis (*)



Fuente: elaboración propia. Nota: el área delimitada por la línea naranja indica (de forma meramente ilustrativa) cómo podrían desarrollarse los distintos escenarios de manera gradual y secuencial, pudiendo darse la existencia de distintos sistemas paralelos con diferentes grados de centralización, siendo un determinante fundamental la evolución de la demanda (eje horizontal).

(*) Figura corregida el 20/11/23.

La combinación de estas dos variables da lugar a cuatro escenarios a medio plazo (horizonte de 10-15 años), que podrían desarrollarse de manera gradual y secuencial, siguiendo una trayectoria como la que muestra (con carácter meramente ilustrativo) la curva naranja en la Figura 11 y que tendría como principales hitos los siguientes:

1. Desarrollo de un sistema inicialmente descentralizado (desde el punto de vista del conjunto del País Vasco), con producción *on-site* y algunas líneas dedicadas de distribución de hidrógeno (nueva estructura esencialmente) en *hubs* localizados (p. ej., en el área del Puerto de Bilbao). Estos desarrollos localizados podrían considerarse “subsistemas” locales con un cierto grado de centralización. En general, no se procede a la adaptación (*repurposing*) de ningún tramo de la red de gas natural y se recurre a la distribución por carretera con camiones cisterna (en caso de ser necesaria).
2. Se despliegan algunas infraestructuras (troncales) de transporte de hidrógeno puro que permitirían unir los distintos “subsistemas” que se puedan crear en puntos concretos de la geografía vasca en los que se concentran consumos industriales, con adaptación (*repurposing*) de algunas infraestructuras específicas de gas natural.
3. Desarrollo de un sistema básico (troncal) de transporte-distribución y almacenamiento de hidrógeno puro con adaptación (*repurposing*) de parte de la red gasista. En este escenario, podría hablarse de una red vasca básica de hidrógeno, que conectaría los principales *hubs* industriales en el País Vasco en las tres provincias y, a su vez, tendría conexiones con corredores de hidrógeno vecinos.

4. Adaptación (*repurposing*) de gran parte de la red gasista y desarrollo de un sistema centralizado avanzado de transporte-distribución de hidrógeno. Este escenario se correspondería con un sistema vasco de transporte y distribución de hidrógeno altamente desarrollado y compatible con los desarrollos esperados a medio plazo en iniciativas como el European Hydrogen Backbone. No obstante, su consecución puede ser parcial (i.e. abarcando una parte limitada de la red gasista) y dependerá de las necesidades y evolución del sistema energético en su conjunto. Debe señalarse, además, que no necesariamente se avanzará hasta el sistema más centralizado, pudiendo llegar el desarrollo del sistema de hidrógeno a medio plazo a un escenario intermedio en la configuración de equilibrio de largo plazo.

5.2. Escenario 1: “Producción y consumo descentralizado de hidrógeno”

En este escenario, caracterizado por un relativamente bajo nivel de consumo de hidrógeno, el hidrógeno se utiliza como materia prima en procesos industriales (p. ej., en la industria química o en la producción de combustibles sintéticos) y sustituye al gas natural en aplicaciones de generación de calor de baja y media temperatura en industrias intensivas en energía (siderurgia, fundición, metalurgia no férrea, cemento, vidrio y papel y cartón, principalmente). La sustitución de gas natural por hidrógeno en la industria intensiva en energía y emisiones es, por tanto, relativamente poco significativa. En el ámbito del transporte, se utiliza el hidrógeno para alimentar vehículos pesados de transporte por carretera, maquinaria pesada y transporte ferroviario.

No se desarrollan redes de transporte y distribución de H₂ puro que unan y alimenten esas áreas de aglomeración de consumos en distintas zonas del País Vasco. No se producen tampoco avances significativos (más allá de actividades de I+D+i) en la adaptación (*repurposing*) de redes de gas natural para el transporte y distribución de gas natural. En todo caso, si se procediese a transportar hidrógeno fuera de estas áreas, la falta de infraestructura implicaría que la introducción del hidrógeno en el sistema gasista se lleva a cabo mediante mezcla con gas natural dentro de los límites admisibles (*blending*).

La distribución de hidrógeno, para los puntos de consumo que las necesiten (pequeñas instalaciones industriales, hidrogeneras, etc.), se lleva a cabo mediante camiones-cisterna.

Por otra parte, tampoco existe una red de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno. Cada instalación cuenta con infraestructuras de almacenamiento de pequeño tamaño.

Dado que el nivel de consumo es relativamente bajo, no se importan volúmenes significativos de hidrógeno verde del exterior en este escenario.

Este escenario es consistente con el desarrollo potencial de algún “subsistema” de hidrógeno en torno a un *hub* industrial localizado (p. ej., Puerto de Bilbao-Muskiz-Gran Bilbao), que podría caracterizarse individualmente como “centralizado”²⁵ (en el sentido de que integre instalaciones de producción, distribución y almacenamiento que puedan utilizarse de manera compartida).

²⁵ Puede plantearse este entorno acotado como forma de desarrollo de aprendizaje para un sistema centralizado a mayor escala.

5.3. Escenario 2: “Producción y consumo descentralizado de hidrógeno con red incipiente de almacenamiento centralizado” (*)

(*) Título de la sección corregido el 20/11/23 (anterior título: *Escenario 2: “Producción y consumo descentralizado de hidrógeno con red incipiente de almacenamiento descentralizado”*)

El Escenario 2 es similar al Escenario 1, con una mayor penetración y dispersión geográfica (y entre sectores económicos) del hidrógeno en el consumo final que justifica el desarrollo de algunas infraestructuras de producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno de uso compartido (incluyendo, potencialmente, la adaptación o repurposing de algunas instalaciones de gas) que podrían constituir la base de un futuro sistema de hidrógeno vasco centralizado. Esto no implica la construcción o adaptación de grandes infraestructuras de transporte de gas natural, sino el desarrollo en zonas o complejos industriales localizados.

Así, se desarrollan en este escenario, de forma limitada, instalaciones de producción de hidrógeno (verde) de tamaño pequeño o mediano y cerca de grandes áreas de consumo, interior de Bizkaia, corredor de la A8, interior de Gipuzkoa, etc., donde los consumidores no construyen necesariamente instalaciones *on site* de producción de hidrógeno (si bien puede haber consumidores industriales que sí opten por esta estrategia).

El sistema de almacenamiento está basado en este escenario en una red de tanques de almacenamiento de mediano tamaño ubicadas en áreas o nodos que agrupen puntos de consumo donde no existan instalaciones de producción que permitan optimizar la gestión del suministro de hidrógeno y aportar reservas que incrementen la garantía de suministro.

5.4. Escenario 3: “Desarrollo de un sistema básico de transporte y distribución de hidrógeno puro”

En el Escenario 3 el grado de penetración del hidrógeno en la matriz energética vasca es más significativo. La demanda de hidrógeno crece en el transporte pesado por carretera (personas y mercancías), marítimo y en aviación (así como en otras potenciales aplicaciones, como el ferrocarril). Además, existe una elevada penetración del hidrógeno en la industria actualmente intensiva en combustibles fósiles. Se producen también avances en el consumo del hidrógeno en los sectores residencial y terciario (servicios).

El marco regulatorio del hidrógeno como producto energético se completa y el apoyo institucional al desarrollo del sector del hidrógeno es muy relevante (en los distintos niveles de la Administración, desde la UE hasta España y el País Vasco), lo que facilita el despliegue de infraestructuras en toda la cadena de valor.

En este escenario, los avances tecnológicos (electrolizadores) y el coste de las energías renovables (eólica, principalmente) reducen los costes de producción del hidrógeno renovable, lo que facilita su despliegue.

El escenario está caracterizado por un conjunto de hubs de consumo de hidrógeno (en distintas zonas de concentración de empresas e instalaciones industriales del País Vasco) que se interconectan entre sí con algunas infraestructuras de transporte y almacenamiento *off site* de hidrógeno puro y de tamaño intermedio o grande (p. ej., en el Puerto de Bilbao-Muskiz-Gran Bilbao, Araia, Lemoa-Borota, zonas industriales de Gipuzkoa...).

Las infraestructuras de transporte y distribución combinan el despliegue de tubos para el transporte de hidrógeno puro (junto con líneas dedicadas de distribución) y la adaptación o *repurposing* de algunos tramos clave de la red de transporte y distribución de gas natural. Además, deberá tenerse en cuenta la posible dedicación de infraestructura a otros gases renovables.

Este incipiente sistema vasco centralizado de hidrógeno puede en este escenario conectarse con otros corredores de hidrógeno, con intercambios de flujos de hidrógeno limitados. El crecimiento de la demanda

de hidrógeno hace viable el despliegue de infraestructuras para importar hidrógeno verde desde otros orígenes con llegada al Puerto de Bilbao.

5.5. Escenario 4: “Adaptación de la red actual de transporte y distribución de gas natural”

El Escenario 4 implica el grado más avanzado (y centralizado) de desarrollo del sistema vasco de producción-transporte-almacenamiento-distribución.

Al igual que en el Escenario 3, la penetración de hidrógeno en la matriz energética vasca es relevante, con un gran desarrollo de los usos en los sectores de movilidad y en la industria intensiva en energía de origen fósil. La dispersión geográfica de la demanda es similar a la del escenario anterior.

La principal diferencia es que una evolución muy favorable de la regulación del hidrógeno, el apoyo de la UE a la reconversión de las redes de gas natural y avances tecnológicos ligados al *repurposing* de infraestructuras de gas natural hacen factible el diseño de un sistema vasco de producción-transporte de hidrógeno a partir de la red existente de gas natural. Tal como ocurre en el Escenario 3, esto se produciría en combinación con el despliegue de nueva infraestructura para el hidrógeno (junto con líneas dedicadas de distribución) y teniendo en cuenta la posible dedicación de infraestructura para otros gases renovables.

La iniciativa European Hydrogen Backbone, centrada en el desarrollo a largo plazo de una red paneuropea de transporte y almacenamiento a gran escala de hidrógeno verde apoya el desarrollo de amplias redes de transporte y distribución. Las infraestructuras gasistas en el País Vasco se incluirían en la red de infraestructuras de la península Ibérica, con un papel relevante en el desarrollo del “Southwest Europe & North Africa Corridor”, que permitiría transportar hidrógeno a través de la península Ibérica (y también el procedente del norte de África) hacia Francia, con acceso a las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno en Francia.

Los avances tecnológicos disruptivos reducen los costes de producción del hidrógeno renovable y de la adaptación de las infraestructuras y (especialmente) de tecnologías que favorecen el uso del H en nuevas aplicaciones (p. ej., en el ámbito residencial y del sector terciario).

La Tabla 6, a continuación, resume los cuatro escenarios planteados en este análisis.

Tabla 6. Resumen de los escenarios planteados en el análisis

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Demanda	Baja	Media	Alta	Muy alta
Principales usos del hidrógeno	Generación eléctrica (limitado) Transporte pesado, ferroviario e, incipientemente, marítimo y aviación Penetración limitada en la industria intensiva en combustibles fósiles Uso limitado en el sector de edificios y servicios	Generación eléctrica (limitado) Transporte pesado, ferroviario, marítimo y aviación Penetración limitada en la industria intensiva en combustibles fósiles Uso limitado en el sector de edificios y servicios	Transporte pesado y aviación Alta penetración en la industria intensiva en combustibles fósiles Doméstico y servicios Uso limitado en generación de energía eléctrica	Transporte pesado y aviación Alta penetración en la industria intensiva en combustibles fósiles Doméstico y servicios Uso limitado en generación de energía eléctrica

Dispersión geográfica de la demanda	Baja, con consumos concentrados en los principales hubs industriales	Baja, pero se consolidan los principales hubs de consumo en áreas industriales	Más elevada, con nuevos hubs de consumo en los tres TTHH	Más consolidada, con convivencia de nuevos hubs de consumo en los tres TTHH
Producción	En general, descentralizada, <i>on site</i> , con instalaciones de pequeño tamaño Existen uno o más "subsistemas" de hidrógeno en los cuales puede centralizarse la producción	En general, descentralizada, <i>on site</i> , con instalaciones de pequeño y medio tamaño Existen uno o más "subsistemas" de hidrógeno en los cuales puede centralizarse la producción	Con un cierto grado de descentralización, se desarrollan algunas instalaciones de producción <i>off site</i> de tamaño mediano o grande. Posible convivencia de sistemas centralizados y descentralizados.	Con un cierto grado de descentralización, se desarrollan algunas instalaciones de producción <i>off site</i> de tamaño mediano o grande. Posible convivencia de distintos modelos de sistemas, con mayor tendencia a los centralizados.
Transporte y distribución	No hay infraestructuras relevantes, más allá de las que puedan desarrollarse dentro de "subsistemas" de hidrógeno aislados entre sí	Algunas infraestructuras de transporte de hidrógeno puro En caso de haber más de un "subsistema" de hidrógeno, podrían interconectarse entre sí	Algunas infraestructuras de transporte de hidrógeno puro y adaptación (<i>repurposing</i>) de algunos tramos de la red de transporte de gas	Adaptación (<i>repurposing</i>) del "backbone" de la red vasca de transporte (e.g., según el EHB)
Almacenamiento	Pequeñas instalaciones <i>on site</i> o instalaciones de un tamaño mediano dentro de un "subsistema" (si existe)	Pequeñas instalaciones <i>on site</i> y despliegue de algunas instalaciones <i>off site</i> de mayor tamaño en hubs industriales	Red de instalaciones <i>off site</i> de gran tamaño en hubs industriales (e.g., Puerto de Bilbao)	Red de instalaciones <i>off site</i> de gran tamaño en hubs industriales (e.g., Puerto de Bilbao)
Distribución	Utilización de camiones cisterna donde es necesario	Utilización de camiones cisterna donde es necesario y algunas líneas dedicadas de distribución (ramales de los segmentos de transporte)	Algunas infraestructuras de distribución de hidrógeno puro (dedicadas) y adaptación (<i>repurposing</i>) de tramos específicos de la red de distribución de gas	Adaptación (<i>Repurposing</i>) de una gran parte de la red de distribución de gas
Conexión con otros corredores de hidrógeno	No es significativa	No es significativa	Limitada, con algunos intercambios de flujos de hidrógeno	Significativa
Importación	No hay importaciones significativas	No hay importaciones significativas	Cierto volumen de importaciones a través del Puerto de Bilbao	Volúmenes significativos de importaciones para transporte hacia otros corredores

Fuente: elaboración propia.

5.6. Posible desarrollo de una red de transporte de hidrógeno en el País Vasco y estimación de costes asociados

En el Anexo al documento se presenta un ejercicio de estimación de costes de despliegue (orientativos y no basados en modelos técnicos o ingenieriles ni en una planificación detallada) de una red de transporte de hidrógeno en el País Vasco.

La metodología de identificación de una posible red de referencia troncal de transporte de hidrógeno en el País Vasco se resume en los siguientes puntos: (1) identificación de los principales sectores de consumo; (2)

selección de los principales puntos de consumo en el País Vasco; (3) diseño de los principales ejes de la red troncal/básica de transporte de hidrógeno; (4) cálculo de los costes.

Se utilizan los consumos industriales como referencia para identificar los nodos de consumo de hidrógeno más relevantes y diseñar una red de referencia, bajo el supuesto de que la infraestructura de repostaje de hidrógeno (o combustibles sintéticos en su caso) para el transporte debería ser similar a la dedicada al transporte convencional (con motores de combustión interna), por lo que su ubicación estaría dispersa en la red de carreteras y el suministro a las estaciones de servicio se realizaría mediante camiones (de hidrógeno comprimido y/o licuado) en lugar de gasoductos. La adaptación de la red actual de estaciones de servicio podría entenderse como un proceso de adaptación (*repurposing*) paralela (aunque independiente) al de la red de gas natural, ambos basados en el aprovechamiento de la infraestructura y capacidades existentes.

Por otro lado, el análisis de la localización geográfica de los consumos en el País Vasco (basada en los códigos postales asociados a los datos de consumo individuales) permite identificar los siguientes focos de consumo relevantes, utilizando el criterio de que el consumo sea superior al 10% del consumo total en el territorio histórico en el que están ubicados:

- Álava: Amurrio, Laudio y Ribera Baja.
- Bizkaia: Basauri, Erandio, Valle de Trápaga, Zierbena y Amorebieta-Etxano.
- Gipuzkoa: Azkoitia, Amezketta y Olaberria.

Una vez identificados los principales puntos de demanda de hidrógeno, su ubicación en el mapa permite definir una red troncal básica de transporte y escenarios para su desarrollo gradual. Resulta destacable que no se observan diferencias en la ubicación de los focos principales de consumo en los escenarios bajo y alto de consumo utilizados en el análisis.

La similitud esperada entre la infraestructura de transporte de hidrógeno y la del gas natural sugiere la conveniencia de basar el desarrollo de la red de transporte de hidrógeno en la red actual de gas natural. El principal gasoducto de transporte de gas natural que atraviesa el País Vasco es el gasoducto Barcelona-Bilbao-Valencia (BBV), que se compone de distintos tramos que atraviesan el territorio del País Vasco.

Utilizando los focos geográficos de demanda de hidrógeno identificados, puede realizarse un ejercicio (aproximado y orientativo) de ubicación de dichos puntos respecto del gasoducto de referencia (BBV).

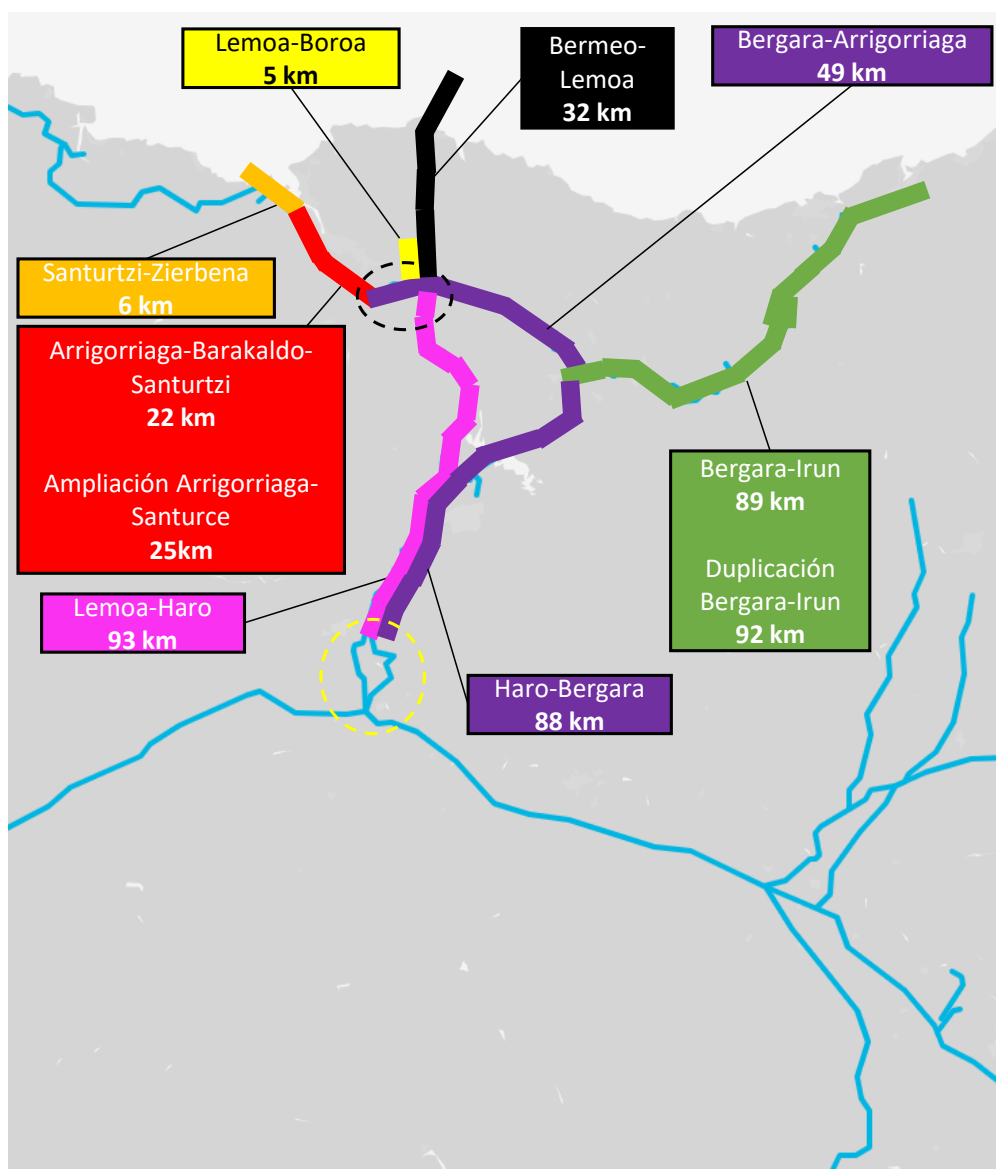
Esto da como resultado la definición de tres ejes principales de la red troncal de transporte de hidrógeno (Figura 12), cada uno de ellos apoyado en un gasoducto principal que discurriría de manera próxima a los centros de demanda, principalmente industriales, pero también teniendo en cuenta grandes poblaciones, infraestructuras (e.g., puertos y aeropuertos) y conexiones con otros gasoductos:

- Eje Zierbena-Boroa (Bizkaia). Apoyado en el gasoducto Arrigorriaga-Barakaldo-Santurtzi (junto con la ampliación Arrigorriaga-Santurtzi), incluye los tramos Santurtzi-Zierbena y Lemoa-Boroa, cubriendo las principales áreas industriales en Bizkaia, el Puerto de Bilbao, el Aeropuerto de Loiu, etc.
- Eje Bergara-Irun (Gipuzkoa). Apoyado en el gasoducto homónimo Bergara-Irun (junto con la duplicación asociada), pasa por el triángulo que forman las principales áreas industriales guipuzcoanas entre sí y la conexión internacional con Francia en Irun.
- Eje Ribera Baja-Vitoria (Álava). Apoyado en la parte alavesa entre Haro y Vitoria del gasoducto Lemoa-Haro (aproximadamente la mitad de este), permite enlazar con el Aeropuerto de Vitoria-Gasteiz e incluye la conexión con el resto de la Península, particularmente con el Mediterráneo a través del resto del gasoducto BBV (e.g. Corredor del Hidrógeno del Ebro).

Cada uno de estos ejes abarca una zona geográfica con potencial para el desarrollo de redes de transporte y distribución troncales que, de manera progresiva, alcancen cierto grado de centralización. La Figura 12 muestra cómo podría ser, de manera orientativa, la centralización completa mediante la unión de estos ejes

(Escenario 4 en la Sección 4.4.). Sin embargo, alcanzar esta hipotética situación implicaría el desarrollo de infraestructura en cada uno de los ejes antes indicados, posiblemente por separado y en paralelo entre ellos.

Figura 12. Red de transporte de hidrógeno en el País Vasco (orientativa) (Escenario 4 en la Sección 4.4)



Fuente: elaboración propia a partir de Enagás

Finalmente, se estiman los costes asociados a los cuatro escenarios de desarrollo de la red de transporte de hidrógeno descritos en las secciones anteriores, utilizando datos de costes unitarios por tipo de gasoducto (y para infraestructuras de hidrógeno nuevas y adaptadas/*repurposed*) del European Hydrogen Backbone (EHB, 2022a).

Los cuatro escenarios de infraestructuras analizados son: (1) Escenario 1 (descentralización total); (2) Escenario 2 (descentralización parcial); (3) Escenario 3 (centralización parcial); y (4) Escenario 4 (centralización total)²⁶.

Los resultados de las estimaciones realizadas (ver los resultados de detalle en las Tablas 10 y 11 del Anexo) se resumen de la siguiente manera:

1. Los **costes estimados de desarrollo de una red nueva** de transporte de hidrógeno se situarían en los siguientes rangos:
 - Escenario 2 (descentralización parcial): entre 499 M€ y 662 M€.
 - Escenario 3 (centralización parcial): entre 592 M€ y 788 M€.
 - Escenario 4 (centralización total): entre 912 M€ y 1.217 M€.
2. Los **costes estimados de desarrollo de una red 100% adaptada (*repurposed*)** de transporte de hidrógeno se situarían en los siguientes rangos:
 - Escenario 2 (descentralización parcial): entre 57 M€ y 143 M€.
 - Escenario 3 (centralización parcial): entre 67 M€ y 166 M€.
 - Escenario 4 (centralización total): entre 100 M€ y 251 M€.

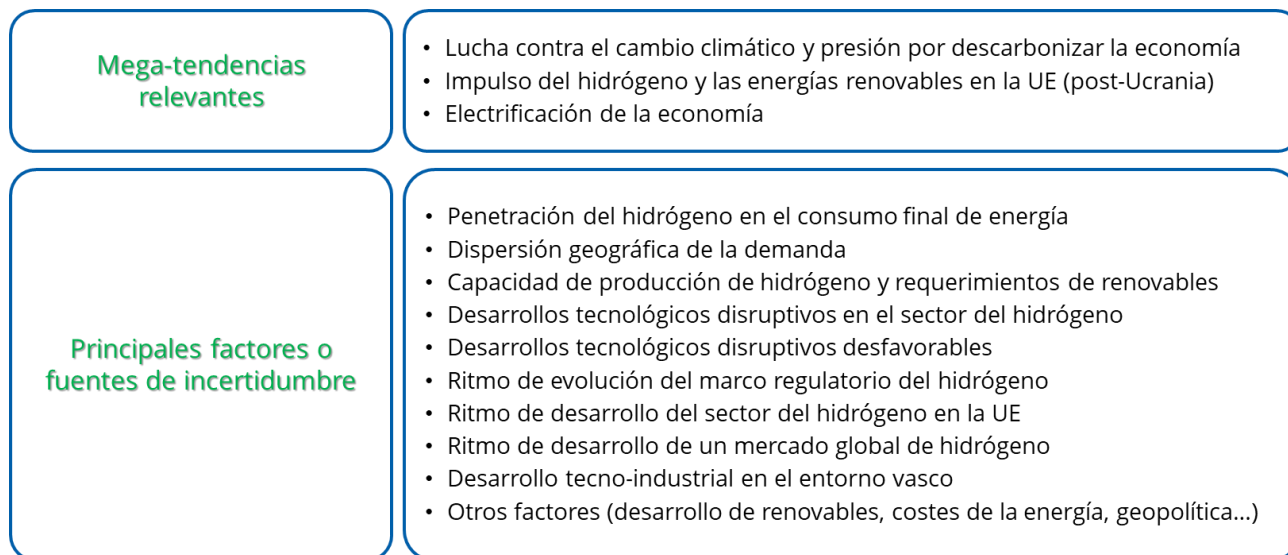
²⁶ La descripción detallada de las redes asociadas a cada uno de estos escenarios aparece en el apartado A.4 del Anexo.

6. Análisis de factores clave en el desarrollo del sector del hidrógeno en el País Vasco

6.1. Mega-tendencias y principales factores

El desarrollo de la cadena de valor de hidrógeno, tanto en el País Vasco como en otros territorios, estará marcado por el impacto de factores muy diversos y de una serie de tendencias globales en el mundo de la energía cuya evolución está sujeta a diferentes tendencias y factores (Figura 13).

Figura 13. Tendencias relevantes y principales fuentes de incertidumbre en relación con el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno



Fuente: elaboración propia.

Entre las mega-tendencias relevantes pueden señalarse (1) la lucha contra el cambio climático y la presión por descarbonizar la economía; (2) el impulso del hidrógeno dentro de la estrategia energético-climática de la UE (y especialmente, tras la invasión de Ucrania²⁷ por parte de Rusia); y (3) la tendencia a la electrificación de la economía.

Las dos primeras mega-tendencias actúan en favor del desarrollo de una cadena de valor del hidrógeno competitiva en distintas regiones de la UE, incluyendo el País Vasco. La expectativa, en el medio plazo, es que las políticas y estrategias climáticas y energéticas se hagan cada vez más estrictas y asistamos al incremento de la presión por descarbonizar energía, industria y transporte, especialmente si no se alcanzan los ambiciosos objetivos de descarbonización.

Esto favorecerá, en principio, al desarrollo inicial de la cadena de valor del hidrógeno en torno a hubs industriales. Sin embargo, una mayor presión por acelerar el proceso de descarbonización puede también implicar un avance de la electrificación (como vía para descarbonizar rápidamente) y el desarrollo de

²⁷ Cabe señalar, sin embargo, que la guerra en Ucrania ha incrementado la preocupación por la seguridad de suministro energético, particularmente centrada en los combustibles fósiles en el corto plazo.

tecnologías como el vehículo eléctrico, la bomba de calor y otras relacionadas con la electrificación de consumos en la industria.

La tercera mega-tendencia en general actúa en sentido negativo para el hidrógeno, en la medida en que implica un acotamiento de los usos finales del hidrógeno en la matriz de consumo de energía.

Por otro lado, entre los principales factores o fuentes de incertidumbre específicas que determinarán la velocidad y profundidad de crecimiento del sector del hidrógeno en el País Vasco, además de la evolución de la demanda (tanto en términos absolutos como en relación con su despliegue geográfico), se incluyen en este análisis: (a) el potencial y el ritmo de desarrollo de la capacidad de producción de hidrógeno verde (incluyendo los requerimientos de energía renovable asociados), (b) los desarrollos tecnológicos (en el ámbito del hidrógeno y también de otras fuentes de energía y vectores energéticos), (c) el desarrollo de la regulación y los mercados (regionales, en Europa, y global), (d) el propio desarrollo y evolución de las iniciativas en marcha en el País Vasco y (e) un conjunto adicional de factores variados que incluyen aspectos como el desarrollo de las energías renovables (y, en particular, la facilidad de despliegue de las mismas), los costes de la energía y, en particular, el precio de la electricidad en los mercados mayoristas de la UE, aspectos geopolíticos (p. ej., ligados al desarrollo de grandes proyectos de producción de hidrógeno verde en regiones con un elevado potencial solar o eólico o a la transferencia de nuevas tecnologías...), etc. Todo ello impactará en la viabilidad económico-financiera de los proyectos de hidrógeno.

A continuación se analizan individualmente los distintos factores señalados en la Figura 13. Para cada uno de ellos se revisan:

1. el grado de incertidumbre que supone para el desarrollo del sector del hidrógeno;
2. una previsión de su evolución en el horizonte 2030-2035; y
3. una valoración de su potencial impacto sobre el grado de desarrollo de infraestructuras centralizadas de producción y transporte de hidrógeno en el País Vasco.

6.2. Penetración del hidrógeno en el consumo final de energía

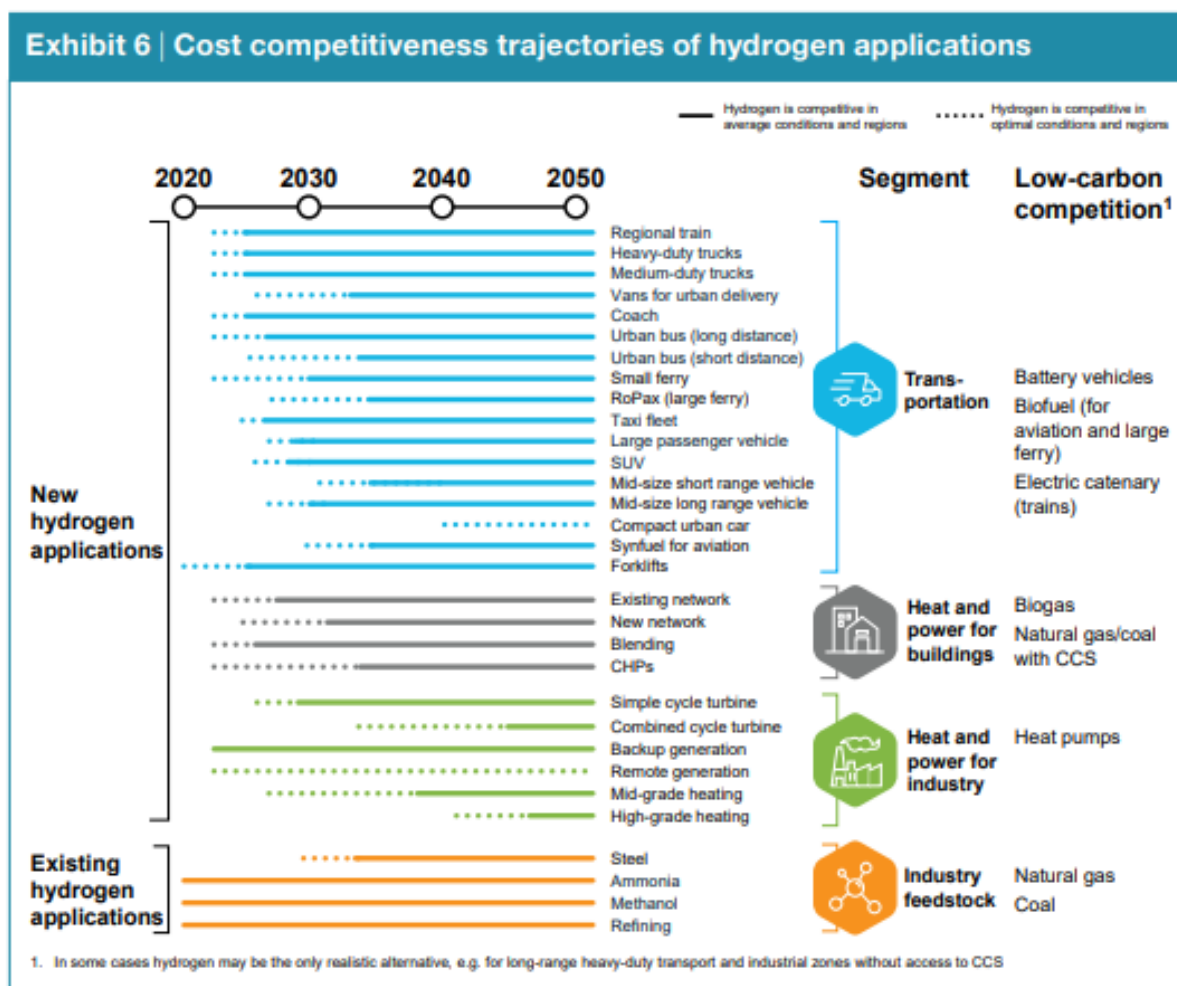
Probablemente la variable que genera mayor incertidumbre en relación con el desarrollo futuro del sector del hidrógeno en la UE (y en el ámbito global) es el nivel de competitividad del hidrógeno en muchos usos finales de la energía.

La Figura 14 muestra la visión del Hydrogen Council sobre la competitividad del hidrógeno en distintos usos finales.

En un horizonte de unos 10 años, las áreas más prometedoras son, además de los usos en procesos industriales, la mezcla o “*blending*” de hidrógeno con gas natural, en las redes de gas natural, y determinados nichos en el sector del transporte (en vehículos pesados de transporte de mercancías y pasajeros, por carretera, y en transporte ferroviario, por ejemplo).

Sin embargo, en los últimos tiempos han “empeorado” las perspectivas de desarrollo de usos finales del hidrógeno, debido a las propias características del hidrógeno, a la falta de madurez de las tecnologías, a los tímidos desarrollos regulatorios y al avance tecnológico en relación con otras fuentes de energía (p. ej., potencial de electrificación en muchos sectores industriales) (Parkes, 2022; House of Commons Science and Technology Committee, 2022).

Figura 14. Competitividad en costes del hidrógeno en distintas aplicaciones



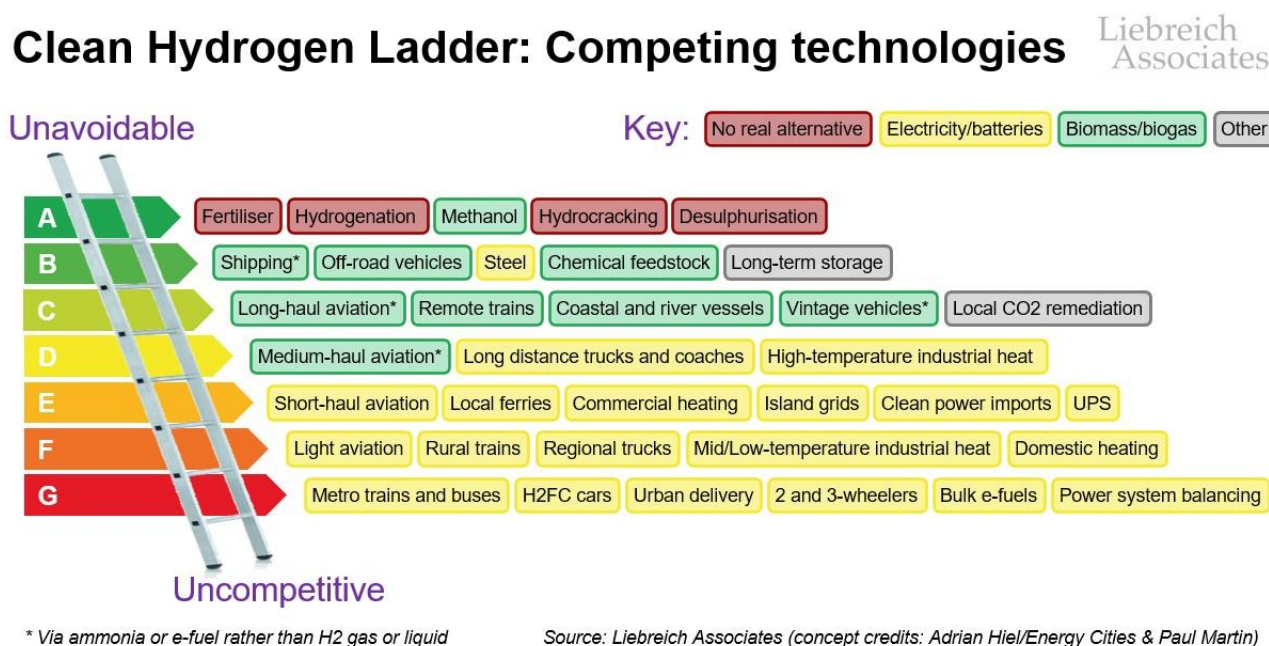
Fuente: extraído de Hydrogen Council (2020).

Por otro lado, el informe de seguimiento del hidrógeno en el noroeste de Europa de la AIE publicado en noviembre de 2022 genera serias dudas sobre la velocidad a la que podrá desarrollarse la cadena de valor del hidrógeno en el horizonte de unos pocos años, indicando que el 95% de los proyectos se encuentra aún en sus primeras fases de desarrollo y que para incentivar la producción y el consumo de hidrógeno deberá contarse con sistemas de subvenciones, incentivos y cuotas y mecanismos de reparto de riesgos entre compradores y vendedores de hidrógeno que no existen en la actualidad (AIE, 2022a). La necesidad de este esquema de apoyo es característico en tecnologías de nuevo cuño, como es el caso del hidrógeno, pero resulta importante subrayar esta necesidad en los próximos años.

Así, la AIE indica, expresamente, que:

“...[A]umentar el uso de hidrógeno de bajas emisiones requerirá no sólo el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno, sino también la voluntad de los consumidores finales. La adopción del hidrógeno de bajas emisiones será un proceso gradual y necesitará el apoyo de los gobiernos para incentivar la creación de demanda desde las primeras fases de desarrollo del mercado...” (AIE, 2022a, p. 57).

Figura 15. La “escalera del hidrógeno verde” (Liebreich Associates)



Fuente: LinkedIn (M. Liebreich).

La Figura 15 muestra la “escalera del hidrógeno verde”, desarrollada por Michael Liebreich, fundador de BNEF (Bloomberg New Energy Finance) y destacado analista energético²⁸. En ella se muestran:

1. las áreas de consumo donde el hidrógeno no compite contra otras fuentes de energía y donde tiene una ventaja competitiva, marcadas en color magenta en la parte derecha de la figura (producción de fertilizantes, hidrogenación, *hidrocracking* y desulfurización);
2. los usos de energía donde compite contra biocombustibles como la biomasa o el biogás, marcadas en verde (producción de metanol, transporte marítimo de mercancías, vehículos *off-road*, procesos en la industria química, transporte aéreo de medio y largo recorrido, transporte ferroviario en áreas remotas, transporte marítimo en zonas costeras y ríos); y
3. un amplio catálogo de usos de la energía en los que el hidrógeno compite con la electricidad (marcados en amarillo) y en los que no se espera que pueda alcanzar ventajas competitivas.

En el análisis realizado se adoptan los escenarios de demanda de hidrógeno en el País Vasco desarrollados por el EVE (Sección 3) como datos. Esto implica una previsión de desarrollo de la demanda del hidrógeno para los próximos años en línea con lo previsto en la Estrategia Europea del Hidrógeno, centrada en los usos en procesos en la industria química y petroquímica, principalmente, y también un impulso relevante del uso de combustibles sintéticos en el transporte²⁹.

²⁸ Michael Liebreich es fundador y asesor sénior de Bloomberg New Energy Finance, miembro de numerosos consejos consultivos industriales, gubernamentales y multilaterales, “business angel”, exmiembro del consejo de Transport for London y asesor del Consejo de Comercio del Reino Unido (UK Board of Trade).

²⁹ Este último aspecto es de especial interés para el País Vasco, por la apuesta que realiza Petronor en el Puerto de Bilbao de desarrollo de una planta de combustibles sintéticos. La pregunta es hasta qué punto podrán competir los combustibles sintéticos con la electricidad en la movilidad ligera por carretera. Esto dependerá, en gran medida, de la capacidad de desarrollar tecnologías en el muy corto plazo que hagan económica la producción de este tipo de combustibles para estos usos (además de otros usos previstos en movilidad, relacionados con vehículos pesados por carretera, transporte ferroviario o aviación).

La principal implicación para el desarrollo de un sistema centralizado de producción-transporte de hidrógeno de esta previsión de evolución de la demanda es que inicialmente serán los hubs industriales en los que se localizan las industrias que consumen hidrógeno en la actualidad las que impulsarán el desarrollo de las infraestructuras. La demanda de hidrógeno para usos en el sector del transporte, en lo que no se generalizara el uso en movilidad de vehículos ligeros, se concentrará también en ubicaciones concretas, como el Puerto de Bilbao, los aeropuertos, etc.

6.3. Dispersión geográfica de la demanda de hidrógeno

La dispersión de la demanda de hidrógeno es un factor clave para el despliegue de las infraestructuras de hidrógeno, debido a las potenciales economías de escala, alcance y red y a las potenciales sinergias que puede generar la necesidad de abastecimiento de los centros de consumo de hidrógeno con la red existente de transporte y distribución de gas natural.

La previsión para los próximos años, en línea con lo comentado anteriormente sobre la demanda de hidrógeno es de crecimiento gradual del consumo en torno a los principales centros/hubs industriales en el País Vasco (ver la Figura 8 en la Sección 3.2), lo que implica una dispersión relativamente baja de los puntos de consumo.

Las principales implicaciones relacionadas con el grado de centralización del sistema producción-transporte de hidrógeno en el País Vasco en el futuro son dos:

1. en primer lugar, los escenarios de demanda de hidrógeno (tanto el “alto” como el “bajo”) sitúan los principales centros de consumo en un conjunto relativamente pequeño de nodos o hubs;
2. por otro lado, estos “hubs” de consumo de hidrógeno en el País Vasco coinciden con áreas donde existe un consumo relativamente elevado de gas natural en la actualidad y donde, por tanto, existen infraestructuras de transporte y distribución de gas natural.

6.4. Crecimiento de la capacidad de producción de hidrógeno en el País Vasco

El crecimiento de la capacidad de producción de hidrógeno en el País Vasco está directamente relacionado con los proyectos de despliegue de electrolizadores y con el desarrollo de capacidad de energía (eléctrica) renovable en el territorio, incluyendo el desarrollo de la infraestructura eléctrica (*smart grids*) que permita gestionar adecuadamente la nueva situación que representa el hidrógeno verde, tanto en el escenario de fuerte desarrollo del hidrógeno (E1), como en el escenario de amplia electrificación (E2).

Como se indicó con anterioridad, si se cumpliera el objetivo de la EVH de alcanzar 300 MW de capacidad de electrolisis instalada en 2030 en el País Vasco, se requerirían unos 800 MW de capacidad renovable dedicada (a la producción de hidrógeno) para cubrir la demanda esperada (en el escenario “alto”) y con un nivel de producción de hidrógeno en línea con lo indicado en la EVH.

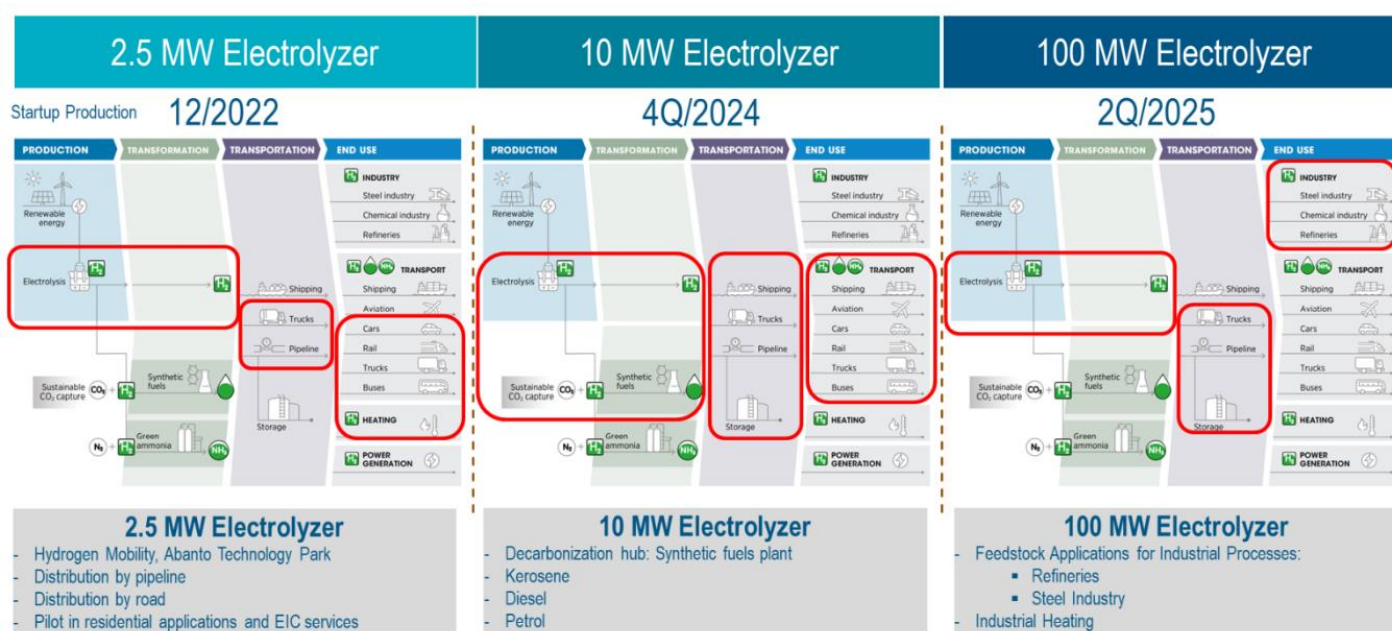
Existe gran incertidumbre sobre la evolución de ambas variables. Por un lado, se han anunciado diversos proyectos de desarrollo de electrolizadores en el País Vasco para los próximos años. El conjunto de proyectos asociados al desarrollo del Corredor Vasco del Hidrógeno (Basque Hydrogen Corridor, 2022) podría cubrir los objetivos de capacidad (300 MW) fijados en el País Vasco.

El proyecto de electrolisis de mayor envergadura, liderado por Petronor, supone la construcción de un electrolizador de 100 MW en el Puerto de Bilbao (para cubrir, principalmente, los consumos de la refinería) y la instalación, en paralelo, de 385 MW de generación eléctrica fotovoltaica, 190 MW de generación eólica y de una batería eléctrica de 73 MW (Figura 16).

Sin embargo, el éxito de todos estos proyectos (o al menos su ritmo de desarrollo en los próximos años) depende de múltiples variables, entre las que debe destacarse el acceso a la financiación necesaria. Algunas noticias recientes apuntan a un retraso en “todas las iniciativas de hidrógeno” en el País Vasco (Álvarez, 2022) y a que varios de los proyectos del Corredor Vasco del Hidrógeno han quedado fuera de las primeras convocatorias del PERTE del Hidrógeno (Irigoyen, 2022).

Por otra parte, el desarrollo de capacidad de generación renovable asociado al despliegue de electrolizadores se enfrenta a retos adicionales, relacionados tanto con el coste de inversión en dicha capacidad como con el acceso a ubicaciones adecuadas para el desarrollo de las infraestructuras de generación necesarias.

Figura 16. Proyecto de desarrollo de capacidad de electrolisis de Petronor.



Fuente: Petronor Innovación (2022).

Debido a la ubicación del electrolizador de Petronor en el espacio del Puerto de Bilbao, es probable que no se enfrente a barreras significativas en relación con el establecimiento de grandes instalaciones de generación de energía eléctrica renovable. Otros proyectos de electrolizadores pueden encontrarse con más problemas para ubicar las instalaciones de generación eólica y fotovoltaica y otras infraestructuras asociadas.

Asumiendo que a lo largo de los próximos años se lleven a cabo los proyectos de construcción y puesta en marcha de electrolizadores en la línea apuntada por el Corredor Vasco del Hidrógeno y por la EVH, cabe esperar que:

- estén ubicados en el entorno de las grandes instalaciones de consumo de hidrógeno, en los nodos/hubs industriales más importantes (en entornos donde puede, además, ubicarse nueva capacidad de generación renovable dedicada a la producción de hidrógeno);
- estos proyectos dediquen la producción de hidrógeno a alimentar las plantas industriales que utilizan H como combustible.

Por estas razones, cabe esperar que el desarrollo de la producción de hidrógeno no se traduzca directamente (al menos, en los primeros años) en una hipotética centralización del sistema vasco de producción-transporte de hidrógeno.

6.5. Desarrollos tecnológicos disruptivos

El desarrollo de las distintas tecnologías energéticas puede tener un impacto favorable o desfavorable para el crecimiento de la industria del hidrógeno en la medida en que pueda ampliar (o reducir) los nichos de consumo en los que el hidrógeno se espera que sea más competitivo que la electricidad y otras fuentes de energía.

Entre los desarrollos tecnológicos disruptivos favorables para el hidrógeno en el medio plazo podrían citarse, entre otros, avances significativos y más rápidos de lo esperado en áreas como:

- el coste y la eficiencia de los electrolizadores;
- tecnologías de almacenamiento, transporte y distribución de hidrógeno;
- tecnologías CCUS (*carbon capture, use and storage*) que impulsen la producción de hidrógeno azul y que faciliten la penetración de combustibles sintéticos en movilidad ligera por carretera;
- nuevas soluciones para usos finales de hidrógeno;
- nuevas soluciones para la adaptación (*repurposing*) de la red de gas natural;
- la reducción de los costes y, en general, la eficiencia del transporte a gran distancia del hidrógeno³⁰.

Entre los desarrollos tecnológicos disruptivos desfavorables para el hidrógeno en el medio plazo podrían citarse, entre otros, avances significativos y más rápidos de lo esperado en:

- tecnologías, materiales y prestaciones de las baterías eléctricas;
- tecnologías de recarga de vehículos eléctricos;
- desarrollo de biocombustibles (biomasa, biogás);
- soluciones innovadoras que faciliten la electrificación de usos de calor de alta temperatura en sectores industriales;
- la mejora en la eficiencia/reducción de los costes de aerotermia, etc.;
- soluciones innovadoras relacionadas con la eficiencia energética y el almacenamiento de energía térmica (que reduzcan la demanda de combustibles fósiles que pueden ser sustituidos por hidrógeno);

En general, el escenario más probable en el corto y medio plazo es que continúe existiendo un “gap” de competitividad del hidrógeno respecto de la electricidad en muchos usos finales de energía (ver la discusión en el apartado 5.2) y que, en ausencia de innovaciones disruptivas, se mantengan en el tiempo los nichos de consumo de energía (principalmente, industriales) en los que el hidrógeno puede ser competitivo.

6.6. Evolución del marco regulatorio del hidrógeno en la UE

La evolución del marco regulatorio del hidrógeno estará sujeta a una marcada incertidumbre en los próximos años. Por un lado, el sector del hidrógeno está pendiente de la aprobación del acto delegado sobre adicionalidad, en el marco de la nueva Directiva de Renovables (ver la Sección 1.3).

Por otro lado, está por ver cuándo podrá aprobarse la nueva Directiva que regulará el sector del hidrógeno y cuánto tiempo tardará en trasponerse a las legislaciones nacionales. La previsión es que llevará un tiempo (al menos varios años) desarrollar un marco regulatorio básico en la UE y con normativa de detalle que

³⁰ En la actualidad, se considera que el transporte de hidrógeno en estado líquido no es económico ni eficiente y que el transporte de hidrógeno en forma de amoníaco solo tendría sentido para su utilización como amoníaco, debido a los costes de transformación.

permita avanzar en el desarrollo de mercados nacionales o regionales de hidrógeno. Cuanto más se retrase el desarrollo de este marco normativo, menor será la probabilidad de avanzar rápidamente en el desarrollo de sistemas centralizados de infraestructuras.

Por otro lado, otra de las principales cuestiones pendientes de resolver en el momento de elaborar la versión final de este informe (inicio del año 2023) es cómo se establecerá un sistema de certificación de hidrógeno verde (o bajo en carbono) que ofrezca la certidumbre necesaria a inversores, reguladores y a todos los agentes de la cadena de valor del hidrógeno sobre la autenticidad de la “etiqueta” verde y que evite fraude o “*greenwashing*”. Por otra parte, iniciativas como CertifHy, o la propuesta de Directiva sobre certificación verde (*green claims*) de la Comisión Europea en marzo de 2023, pretenden impulsar acciones para mejorar esta cuestión.

6.7. Desarrollo de los mercados de hidrógeno

6.7.1. Mercado europeo

La apuesta decidida por el hidrógeno como vía relevante para descarbonizar la industria en países europeos como Alemania, Países Bajos o Reino Unido, entre otros, está dando lugar a una miríada de proyectos de desarrollo de infraestructuras de producción y suministro de hidrógeno verde, inicialmente en el entorno de grandes centros de consumo industriales.

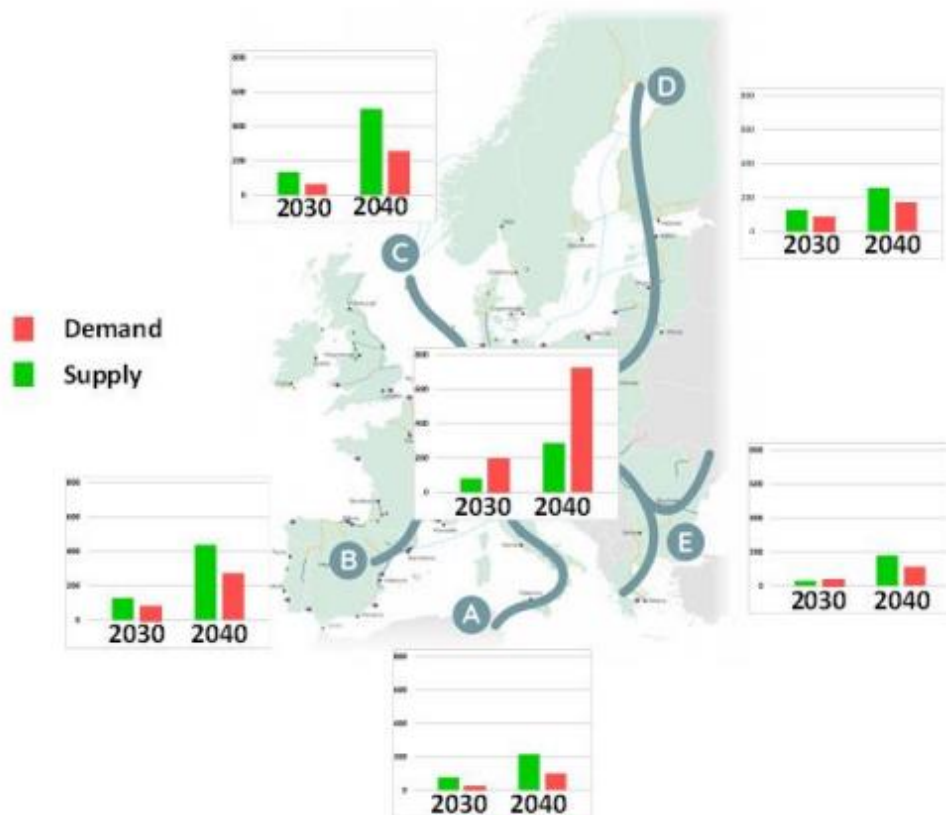
Es previsible, por tanto, que asistamos en los próximos años a la creación y consolidación progresiva de mercados locales de hidrógeno en torno a los hubs industriales más relevantes en distintos países de Europa.

Los impulsores del proyecto European Hydrogen Backbone (principalmente operadores de sistema y transportistas de gas natural) estiman que en 2030 (y, de forma más marcada, en 2040) existirán desequilibrios regionales entre oferta y demanda en Europa que generarán comercio entre hubs regionales (Pototschnig y Tesio, 2022) y serán la base de los “corredores regionales del hidrógeno” (Figura 17).

Con la información disponible en este momento, cabe esperar en el horizonte 2030 un mayor desarrollo de las infraestructuras de transporte, almacenamiento y distribución de gas en el norte y centro de Europa, conectando múltiples hubs industriales situados a relativamente poca distancia, y al despliegue en otras áreas periféricas de Europa (como la península Ibérica) de las infraestructuras troncales necesarias para unir centros industriales más aislados entre sí (p. ej., infraestructuras en Portugal, eje Galicia-Cantábrico-País Vasco, eje País Vasco-Aragón-Levante) y establecer conexiones con los grandes centros de consumo en Europa Central (p. ej., eje Cataluña-Francia) (Figura 18).

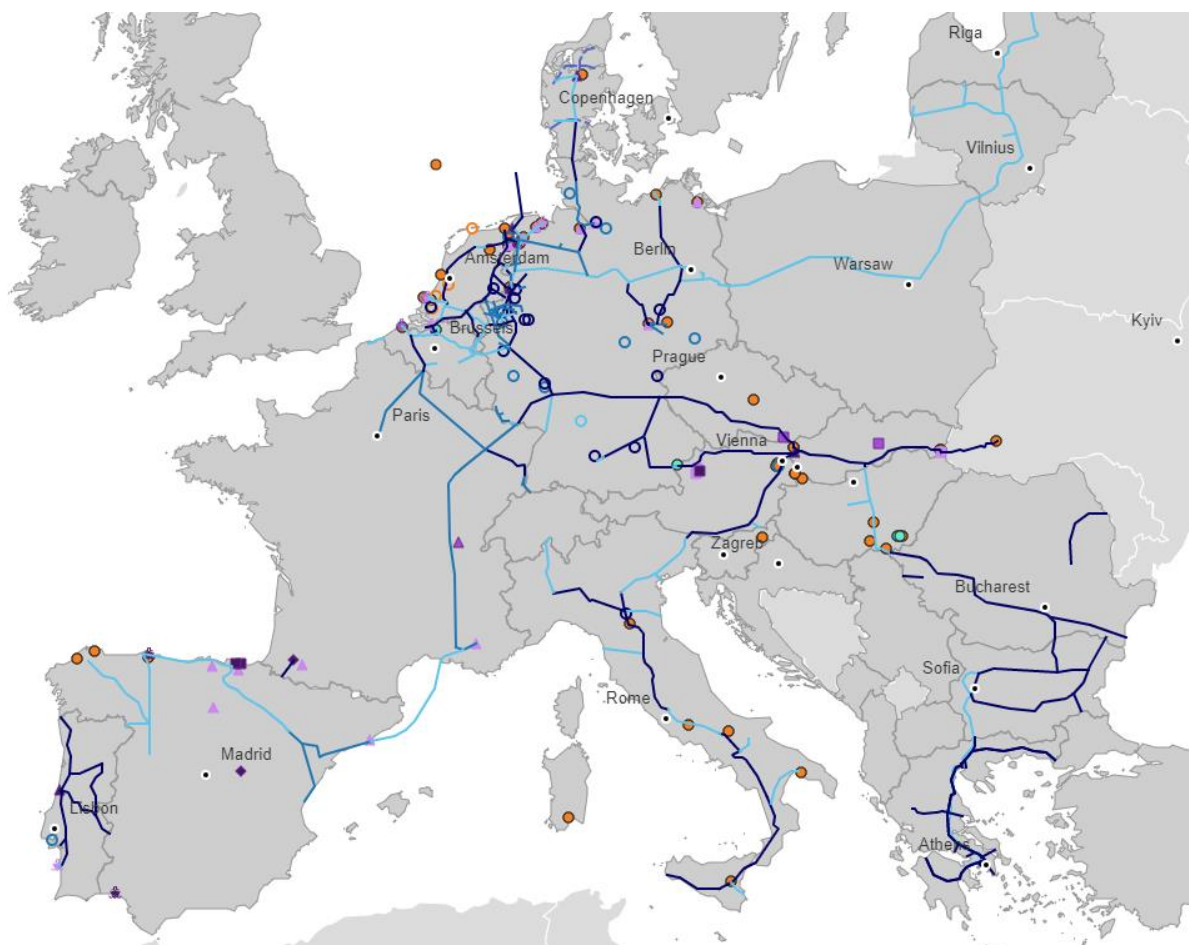
En este proceso jugarán un papel de partida importante los valles del hidrógeno, tal como se ha mencionado en este informe, mientras que el desarrollo de la infraestructura será asimétrico en función de distintos factores: necesidades de suministro, capacidad de adaptación de la red, la posibilidad de convivencia entre sistemas de transporte y distribución (i.e., gas natural e hidrógeno), etc.

Figura 17. Corredores de hidrógeno y balance oferta-demanda de hidrógeno



Fuente: Pototschnig y Tesio (2022), reproducido de European Hydrogen Backbone (2022a).

Figura 18. Infraestructuras de hidrógeno previstas en el horizonte 2030



Fuente: www.h2inframap.eu (acceso el 13/12/22).

6.7.2. Mercado global

El desarrollo de un mercado global, sin embargo, depende de un conjunto amplio de factores, entre los que se incluyen variables como las políticas energéticas y estratégicas en distintas regiones del mundo, la necesidad de desarrollar estándares, regulaciones y certificaciones relativos a los distintos tipos de hidrógeno (verde, etc.) y los distintos modelos de mercado (AIE, 2022b).

Esto está sujeto al desarrollo de grandes volúmenes de capacidad renovable dedicada en zonas de alta productividad esperada en la producción de hidrógeno renovable (e.g., Sáhara) y al avance tecnológico en electrolizadores y en la cadena de valor del transporte a gran escala, con el amoniaco como uno de los “carriers” de hidrógeno más prometedores (Patonia y Poudineh, 2022a; IRENA, 2022a,b,c). Sin embargo, existen dudas sobre la viabilidad económica del transporte de NH_3 para usos que no sean directamente de amoníaco (e.g., en la producción de fertilizantes).

Suponiendo que se superan los retos económicos y técnicos asociados al transporte de hidrógeno a gran distancia, la AIE estima, de acuerdo con la información disponible sobre proyectos exclusivamente orientados a la exportación de hidrógeno anunciados en 2021 y 2022, que en 2030 podrían exportarse 12 Mt/año de hidrógeno de bajas emisiones. Adicionalmente, los proyectos cuya fecha de puesta en marcha es posterior a 2031 implican otros 8 Mt/año y existen proyectos con un volumen de 6 Mt/año sin fecha de inicio indicada (AIE, 2022b).

Sin embargo, la mayoría de los proyectos están en una fase muy preliminar de desarrollo y únicamente proyectos por un volumen de 0,2 Mt/año han alcanzado la fase FID (*final investment decision*). Los volúmenes estimados deben considerarse como un límite superior del volumen total esperable de comercio mundial de hidrógeno en 2030, debido a los obstáculos diversos (viabilidad, financiación, permisos, emplazamientos, suministro energético, tecnologías y soluciones técnicas, etc.) a los que se enfrentan proyectos tan complejos como los que se están lanzando.

A la vista de todos estos factores, cabe esperar un desarrollo moderado de los niveles de intercambios entre sistemas de hidrógeno o regiones europeas en 2030 y volúmenes poco significativos de intercambios a grandes distancias.

6.8. Impacto esperado sobre el grado de centralización del sistema de hidrógeno

La Tabla 7 resume el impacto esperado de las distintas variables analizadas en la sección anterior sobre el grado de centralización del sistema de producción-transporte de hidrógeno en el medio plazo (horizonte 2030-2035). El impacto de estas variables variará con el tiempo, con efecto de dinamización de la evolución de los escenarios planteados en este trabajo, de manera que en el medio-largo plazo es esperable la convivencia de distintos modelos con diferentes grados de centralización según las circunstancias.

El análisis realizado sugiere, *ceteris paribus*, que:

1. Será más probable encontrar un escenario de mayor descentralización (o menor centralización) en el sistema de hidrógeno si:
 - no se producen grandes innovaciones en los electrolizadores que permitan dar un salto significativo en la capacidad y el volumen de producción y en su eficiencia;
 - los precios de la electricidad siguen siendo elevados en los próximos años, lo que en principio eleva el coste de producción del hidrógeno verde, dificultando la adopción de tecnologías basadas en el hidrógeno;
 - se producen desarrollos tecnológicos disruptivos que favorecen a sustitutivos del hidrógeno (electricidad, biocombustibles...);
 - aumenta la presión por reducir las emisiones en el sector industrial (p. ej., por la aplicación de precios de CO₂, bien directamente, a través de un impuesto o sobre coste por las emisiones en el precio de los combustibles fósiles, por la limitación de los derechos de emisión de CO₂ asignados de forma gratuita en aquellos sectores sujetos al RCDE-UE o por el endurecimiento de las penalizaciones).
2. Algunos factores son considerados neutros en relación con el grado de centralización (es decir, con el nivel de desarrollo de infraestructuras de producción y transporte-distribución compartidas); entre ellos, pueden citarse:
 - el desarrollo de una cadena de valor del hidrógeno vasca competitiva;
 - una mayor dispersión geográfica de la demanda (por la aparición de nuevos nodos de consumo relevantes ubicados en localizaciones distintas a las de los hubs industriales existentes); o
 - innovaciones tecnológicas que potencien la competitividad del hidrógeno frente a otros combustibles (p. ej., biocombustibles o electricidad).
3. Por otra parte, será más probable el desarrollo de un sistema muy centralizado en los siguientes supuestos:

- cuanto más rápido sea el desarrollo de un marco regulatorio europeo (y en los distintos Estados miembros de la UE) del hidrógeno;
- si hay dificultad para desarrollar energías renovables de una cierta escala de forma distribuida (frente a la concentración de mayores niveles de capacidad en un menor número de ubicaciones);
- si se producen desarrollos tecnológicos disruptivos favorables al hidrógeno, tanto desde el lado de la demanda como desde el lado de la oferta;
- si existen condiciones económicas, regulatorias y tecnológicas favorables a la conversión de las redes de gas natural en redes de hidrógeno;
- si se produce un rápido desarrollo de valles de hidrógeno en Europa y, específicamente, en el entorno del País Vasco (e.g., Corredor de Hidrógeno del Ebro o Corredor Cantábrico);
- si se desarrolla con relativa rapidez un número de nodos de producción a gran escala de hidrógeno verde competitivo en distintas partes del planeta y se producen avances tecnológicos que den lugar a un mercado global primigenio de hidrógeno.

Tabla 7. Impacto esperado sobre el grado de centralización del sistema de hidrógeno vasco

Menor centralización	• Innovación moderada/gradual en electrolizadores • Precios elevados de la energía eléctrica • Desarrollos tecnológicos disruptivos desfavorables • Mayores costes o penalizaciones regulatorias relacionados con las emisiones de CO₂
Impacto medio	• Desarrollo techno-industrial moderado de la cadena de valor del hidrógeno vasca • Mayor dispersión geográfica de la nueva demanda • Nuevos usos finales del hidrógeno (p. ej., competitividad frente a los biocombustibles)
Mayor centralización	• Rápido desarrollo del marco regulatorio (normas de detalle) del hidrógeno • Dificultad para implantar renovables a gran escala • Desarrollos tecnológicos disruptivos favorables para el hidrógeno • Innovaciones disruptivas favorables para la adaptación (<i>repurposing</i>) de las redes de gas natural • Menor dispersión geográfica de la nueva demanda • Desarrollo favorable de los valles de hidrógeno en Europa • Impulso del mercado global de hidrógeno

Fuente: elaboración propia.

7. Análisis de los escenarios de desarrollo del sistema de hidrógeno desde el punto de vista de las empresas industriales

7.1. Atractivo del hidrógeno como vector energético para las empresas industriales

El punto de vista de las empresas industriales sobre el desarrollo del sistema de hidrógeno en el País Vasco no necesariamente coincide con una visión estratégica (que tenga en cuenta los beneficios para el territorio o para la economía en conjunto) sobre la conveniencia de impulsar el desarrollo de un sistema de infraestructuras centralizado en el País Vasco.

Las empresas industriales pueden utilizar el hidrógeno de tres formas:

- Como materia prima en procesos productivos (p. ej., en la producción de amoníaco, en procesos de refino, reducción del mineral de hierro³¹ o en otros procesos industriales).
- Como combustible, para generar energía eléctrica o calor de proceso a través de la combustión del hidrógeno.
- Como vector energético en otros usos finales distintos de la generación de energía eléctrica o de calor de proceso (p. ej., en aplicaciones de movilidad u otras).

Las decisiones de adopción del hidrógeno renovable como materia prima o vector energético por parte de las distintas empresas dependen de múltiples factores cuya evolución resulta difícil de prever actualmente.

Además del entorno regulatorio, macroeconómico y financiero/fiscal, resultan muy relevantes en el análisis del hidrógeno como alternativa energética para una empresa individual tanto el sector de actividad en el que opera (y el tipo de tecnologías que se utilizan en los procesos productivos en ese sector) como la especificidad de las propias instalaciones de la empresa, que pueden tener configuraciones energéticas y de procesos de producción distintas a las de otras empresas del sector.

Las principales variables que determinarán la utilización o no de hidrógeno verde por parte de una empresa en concreto son, entre otras:

- los costes energéticos totales (i.e., coste del suministro de hidrógeno verde, que en gran medida depende del precio de la electricidad, respecto de otras alternativas, incluido el “autoconsumo de hidrógeno” con infraestructuras propias);
- la seguridad de suministro que pueden ofrecer los suministradores de hidrógeno, frente a otras alternativas ya conocidas (gas natural, electricidad, etc.);
- el nivel de desarrollo de las infraestructuras de producción y transporte-distribución de hidrógeno (i.e., el nivel de centralización del sistema producción-transporte de hidrógeno) y la ubicación de la empresa en relación con la misma;
- el tipo de proceso industrial utilizado y sus necesidades de consumo de energía térmica;

³¹ *Direct Reduced Iron (DRI)* (DYNA; 2019).

- el *mix* del suministro energético de la empresa (p. ej., utilización o no de gas natural) y la presión regulatoria por descarbonizar las actividades industriales (p. ej., a través de precios del CO₂ u otras herramientas que penalicen las emisiones de GEI);
- las alternativas tecnológicas (y su madurez) que tenga la empresa a su disposición para cambiar sus procesos productivos y de consumo de energía (p. ej., posibilidad de utilizar electricidad o biocombustibles en vez de hidrógeno);
- posibles costes adicionales asociados al cambio al hidrógeno (p. ej., adaptación de equipamientos y maquinaria, necesidad de adoptar otras tecnologías, otras adaptaciones impulsadas por la regulación o normativa o por la seguridad) y las posibilidades existentes para financiarlos;
- las tendencias en el sector de actividad de la empresa (las decisiones de los competidores de una empresa en un entorno de desarrollo pendiente en materia tecnológica, regulatoria y de mercado son *inputs* relevantes en la toma de decisiones)³²;
- la existencia de infraestructuras de captura y almacenamiento de CO₂. Es aquí relevante el potencial desarrollo de esquemas de circularidad del CO₂ en combinación con el consumo de hidrógeno (e.g., combustibles sintéticos).

En general, en la medida en que los costes relacionados con el “cambio al hidrógeno” sean elevados (por necesidad de adaptación de las infraestructuras propias de la empresa, por la necesidad de financiar las nuevas inversiones en las redes de hidrógeno, por no poder evitar un potencial traspaso directo o *pass through* de costes de los productores de hidrógeno verde, etc.), las empresas tenderán a retrasar la decisión de cambio y adopción del hidrógeno.

7.2. Preferencia por un sistema de hidrógeno más o menos centralizado

El desarrollo de un sistema de hidrógeno centralizado puede aportar ventajas para las empresas en función de un amplio abanico de variables adicionales, aunque también pueden identificarse argumentos relativos a efectos desfavorables para las empresas.

Deben analizarse estos en conjunto, particularmente por parte de la Administración y/o por parte de los gestores de red, ya que la decisión de una mayor o menor centralización no dependerá únicamente de las empresas (salvo en el caso de subsistemas dedicados).

Desde el punto de vista de una empresa industrial, pueden citarse los siguientes factores favorables a un desarrollo rápido de un sistema más centralizado de producción-transporte de hidrógeno:

- puede permitir evitar inversiones (en infraestructuras de hidrógeno) que no son “*core*” para las empresas industriales;
- favorece a las empresas localizadas en entornos de hubs industriales donde lleguen las redes troncales de transporte y distribución de hidrógeno;
- si los costes de acceso al sistema de hidrógeno son favorables;
- puede favorecer el desarrollo de la competencia en el suministro de hidrógeno, beneficiando por tanto a los consumidores finales;

³² En particular, si el nivel de incertidumbre es muy elevado en todos esos ámbitos, existe un valor intrínseco adicional de la “opción de esperar” (“*option to wait*”) (Biggins et al., 2022). Sin embargo, dicha opción puede perder valor si los competidores de una empresa empiezan a tomar decisiones tecnológicas que puedan suponer ventajas competitivas en el futuro.

- tiene sinergias con el desarrollo de otras infraestructuras (p. ej., de transporte y almacenamiento de CO₂) — ver Sun et al., 2021) que pueden resultar estratégicas para la empresa;
- existen potenciales restricciones en el acceso y la utilización de agua o los costes esperados del agua son significativos³³.

Por otro lado, en contra del desarrollo de un sistema centralizado (y a favor de un sistema más descentralizado) desde el punto de vista de una empresa industrial pueden señalarse los siguientes factores:

- si el coste de inversión en infraestructuras propias es relativamente bajo;
- si (el sistema centralizado) supone un potencial incremento de los costes de suministro de la energía ligado a los costes de amortización y mantenimiento de las nuevas infraestructuras (i.e., los costes de acceso al sistema de hidrógeno son desfavorables);
- si la empresa no está ubicada cerca de las redes troncales de transporte y distribución y debe incurrir en el coste de infraestructuras propias para beneficiarse del sistema de hidrógeno (acometidas, etc.);
- si el desarrollo de infraestructuras centralizadas no se traduce en una mayor competencia en el mercado minorista de hidrógeno (que impulse a la baja los costes de suministro);
- si no hay sinergias claras con otras infraestructuras potenciales que puedan resultar estratégicas para la empresa (p. ej., relacionadas con las emisiones de CO₂);
- si la normativa de detalle sobre el hidrógeno facilita la puesta en valor (en el mercado) de los excedentes de energía renovable o de hidrógeno;
- si no hay barreras (administrativas, regulatorias, etc.) significativas al despliegue de energía renovable distribuida por parte de la empresa;
- si el desarrollo del marco regulatorio y normativo del hidrógeno es lento, mientras que aumenta simultáneamente la presión regulatoria (y del mercado) por descarbonizar las actividades industriales.

En definitiva, el desarrollo de un sistema más centralizado de hidrógeno, con grandes instalaciones de producción y transporte-distribución puede contribuir, bajo determinadas circunstancias, a reducir significativamente el nivel de riesgo que deberán asumir las empresas en determinados sectores industriales durante el proceso de descarbonización basado en la utilización de hidrógeno renovable.

Pese a ello, existen factores muy diversos que pueden hacer más atractivo para las empresas el desarrollo de infraestructuras dedicadas propias, bajo un modelo de desarrollo descentralizado del sistema de hidrógeno.

³³ En este caso, el riesgo que supone el acceso y la disponibilidad de agua puede hacer más atractivo comprar el hidrógeno a terceras partes – ver Collins (2021).

8. Conclusiones

8.1. La apuesta estratégica del País Vasco por el hidrógeno

8.1.1. Relevancia del hidrógeno para el sector industrial en el País Vasco

En una economía, como la vasca, con un peso relevante de industrias intensivas en energía y dependientes de combustibles fósiles para sus procesos y para la generación de calor (de alta temperatura), el hidrógeno renovable puede convertirse en un elemento clave en la descarbonización competitiva de la industria intensiva en energía y emisiones.

El hidrógeno juega, además, un papel relevante en el conjunto de estrategias energético-climáticas en el País Vasco (que serán revisadas una vez se apruebe la nueva Ley Vasca de Transición Energética y Cambio Climático), con protagonismo tanto en la estrategia energética (3E2030) como en la estrategia climática (Klima 2050) y en la estrategia de especialización inteligente del País Vasco (PCTI 2030 y energiBasque).

La realidad industrial y la creciente presión global y en el marco de la Unión Europea obliga a las instituciones vascas (y a las empresas industriales) a invertir recursos para mantenerse al día de los desarrollos tecnológicos, de mercado y regulatorios/normativos relacionados y garantizar una transformación sostenible de la industria vasca que proteja (o mejore) su competitividad en la que el hidrógeno renovable (o con bajas o nulas emisiones) tenga un papel destacado.

Esto se está haciendo en la actualidad en el País Vasco en el marco de iniciativas como el Corredor Vasco del Hidrógeno, el Foro del Hidrógeno o Net-Zero Basque Industrial Super Cluster, por mencionar las más significativas.

La clave de todas estas iniciativas es conseguir avances tangibles en áreas como la descarbonización (reducción de emisiones de GEI) de la industria, la integración de forma competitiva y económica del hidrógeno en la matriz energética del sector industrial vasco o el desarrollo de soluciones tecnológicas y no tecnológicas innovadoras que generen valor para las empresas y para la economía vasca en conjunto por su replicabilidad y su capacidad de generar actividad económica.

8.1.2. Oportunidad e incertidumbre sobre la evolución del sector del hidrógeno

Pese al impulso político (en los distintos niveles de la Administración), financiero y regulatorio y el empuje de la industria de los combustibles fósiles y pese a las oportunidades potenciales que ofrece el hidrógeno verde (especialmente en los “sectores difíciles de descarbonizar”), existe incertidumbre sobre el desarrollo del sistema de hidrógeno en los próximos 10-20 años.

Los factores que incidirán sobre el ritmo de desarrollo de la industria del hidrógeno son muy variados. Entre ellos se incluyen factores tecnológicos, económico-financieros, de desarrollo de mercados hasta ahora inexistentes, regulatorios y normativos, estratégicos (relacionados con las políticas industrial, energética y de mitigación y adaptación al cambio climático), etc.

El nivel de indeterminación actual de muchas de ellas (como el marco regulatorio) dificulta la identificación, evaluación y medición de todos los beneficios y costes asociados a la integración del hidrógeno en el sistema energético y tiene, por tanto, gran relevancia e impacto en el diseño de estrategias institucionales, regulatorias y empresariales. El aprovechamiento de las oportunidades del hidrógeno requerirá, por tanto, conciliar paulatinamente el desarrollo del sector con las incertidumbres que se vayan despejando y con la evolución de la tecnología.

8.1.3. Un desarrollo gradual del sistema de hidrógeno

En este informe se han identificado cuatro escenarios posibles de desarrollo del sistema de hidrógeno (conjunto de infraestructuras de producción-transporte-almacenamiento-distribución) en el País Vasco en un horizonte de medio plazo (10 a 15 años).

Estos escenarios están basados en (1) la evolución esperada del consumo de hidrógeno en el País Vasco a medio y largo plazo, con dos niveles de demanda (bajo, alto), de acuerdo con escenarios desarrollados por el EVE; y (2) distintos niveles de centralización del sistema de hidrógeno.

Los cuatro escenarios abarcan desde un sistema totalmente descentralizado (i.e., con instalaciones e infraestructuras distribuidas y dispersas) hasta un sistema totalmente centralizado basado en una adaptación (*repurposing*) a gran escala de las redes de transporte y distribución de gas natural.

Estos escenarios probablemente se desarrollarán de manera gradual y secuencial (en función de la evolución de múltiples variables), con los siguientes hitos potenciales (y sin que necesariamente se avance hasta el sistema más centralizado en la configuración de equilibrio en el largo plazo):

1. Desarrollo de un sistema inicialmente descentralizado (desde el punto de vista del conjunto del País Vasco), con producción *on-site* y algunas líneas dedicadas de distribución de hidrógeno (nueva infraestructura, esencialmente) en *hubs* localizados (p. ej., en el área del Puerto de Bilbao). Estos desarrollos localizados podrían considerarse “subsistemas” locales con un cierto grado de centralización. En general, no se procede a la adaptación (*repurposing*) de ningún tramo de la red de gas natural y se recurre a la distribución por carretera con camiones cisterna (en caso de ser necesaria).
2. Se despliegan algunas infraestructuras (troncales) de transporte de hidrógeno puro que permitirían unir los distintos “subsistemas” que se puedan crear en puntos concretos de la geografía vasca en los que se concentran consumos industriales, con adaptación (*repurposing*) de algunas infraestructuras específicas de gas natural.
3. Desarrollo de un sistema básico (troncal) de transporte-distribución y almacenamiento de hidrógeno puro con adaptación (*repurposing*) de parte de la red gasista. En este escenario, podría hablarse de una red vasca básica de hidrógeno, que conectaría los principales *hubs* industriales en el País Vasco en las tres provincias y, a su vez, tendría conexiones con corredores de hidrógeno vecinos.
4. Adaptación (*repurposing*) de gran parte de la red gasista y desarrollo de un sistema centralizado avanzado de transporte-distribución de hidrógeno. Este escenario se correspondería con un sistema vasco de transporte y distribución de hidrógeno altamente desarrollado y compatible con los desarrollos esperados a medio plazo en iniciativas como el European Hydrogen Backbone. No obstante, su consecución puede ser parcial (i.e., abarcando una parte limitada de la red gasista) y dependerá de las necesidades y evolución del sistema energético en su conjunto. Debe señalarse, además, que no necesariamente se avanzará hasta el sistema más centralizado, pudiendo llegar el desarrollo del sistema de hidrógeno a medio plazo a un escenario intermedio en la configuración de equilibrio de largo plazo.

El (probable) desarrollo gradual del sistema de infraestructuras tiene implicaciones sobre la posición estratégica de las instituciones y las empresas frente al crecimiento del sector del hidrógeno y sobre el tipo de medidas y acciones que pueden adoptarse de manera eficiente.

En todo caso, en el corto y medio plazo el escenario más plausible implica un crecimiento del sector del hidrógeno en toda el País Vasco basado en un sistema descentralizado de infraestructuras. Este escenario podría incluir algún “subsistema” de hidrógeno en los principales *hubs* industriales en el que podrían existir infraestructuras compartidas.

Si los distintos factores analizados en la Sección 5 evolucionan en un sentido favorable al crecimiento del sector del hidrógeno en general (incremento de la demanda, reducción de los costes de producción de hidrógeno renovable, etc.), se asistirá a una evolución más o menos rápida hacia un sistema centralizado en torno a los principales activos de las redes de transporte y distribución de gas natural actuales.

8.2. Recomendaciones sobre estrategias y políticas territoriales

Las implicaciones en términos de políticas y planes de apoyo al hidrógeno pueden agruparse en los siguientes bloques: (a) estratégicas; (b) inteligencia tecnológica y de mercado; (c) coordinación con agentes relevantes; (d) apuesta tecnoindustrial; y (e) posicionamiento regulatorio y de mercado.

8.2.1. Factores estratégicos

Una visión dinámica del sector del hidrógeno

El desarrollo de una visión sobre el sector del hidrógeno en el País Vasco facilita el diseño y estructuración de estrategias, políticas y planes de acción territoriales en distintos niveles (política industrial, tecnología e innovación, conocimiento y formación, financiación, impulso de la actividad empresarial, etc.) orientadas y alineadas para maximizar su impacto e incrementar la probabilidad de alcanzar los objetivos marcados.

Esta visión es especialmente relevante para tomar decisiones relacionadas con el desarrollo de infraestructuras y la asignación de recursos públicos a iniciativas y proyectos concretos.

La visión territorial debe ser dinámica y flexible, debido al gran número de fuentes de incertidumbre en torno a la evolución del sector del hidrógeno y al papel que jugará este en la matriz energética del futuro y en el proceso de descarbonización de la economía.

Apoyo a las iniciativas estratégicas en hubs industriales

En el corto plazo, la estrategia óptima pasa por apoyar el despliegue del hidrógeno en aquellos hubs industriales (como la zona de Muskiz-Puerto de Bilbao-Gran Bilbao) donde este vector energético puede jugar un papel relevante en la descarbonización de las instalaciones industriales y donde se están concentrando los esfuerzos de iniciativas como el Corredor Vasco del Hidrógeno o el *Basque Net Zero Industrial Super Cluster*. El apoyo decidido a la adopción del hidrógeno en este contexto, independientemente de los desarrollos tecnológicos, de mercado y regulatorios en el futuro, tiene sentido porque (a) impulsará la innovación tecnológica y la creación de tejido industrial especializado no solo en la producción de hidrógeno, sino también en componentes, equipamientos y soluciones de hidrógeno para la industria; y (b) facilitará la descarbonización de actividades donde otras opciones tecnológicas (p. ej., electricidad) no son una opción. Por tanto, se trata de apoyar, lo antes posible, el desarrollo de infraestructuras y proyectos que tendrían lugar en todo caso.

Una estrategia de “esperar y ver” en el medio plazo

A medio plazo el desarrollo del sistema vasco de hidrógeno se basará en un sistema relativamente descentralizado en el que las instalaciones de producción alimentarán, principalmente, el consumo de instalaciones de gran tamaño o concentradas en los principales *hubs* industriales vascos, con un posible nicho de crecimiento en la utilización de hidrógeno para el transporte. Esta última aplicación puede ser de manera directa (repostaje en hidrogeneras) o indirecta (fabricación de combustibles sintéticos).

La elevada incertidumbre sobre múltiples variables (ver la Sección 5) probablemente hacen óptima en el momento actual una estrategia (de cara al desarrollo de grandes infraestructuras) de “esperar y ver” (*wait and see*) cómo se desarrolla la regulación del hidrógeno en los próximos 2-3 años, qué tipo de proyectos de

inversión van avanzando y consolidándose dentro de las iniciativas que se han puesto en marcha y qué tipo de avances tecnológicos y en el desarrollo del mercado tienen lugar a menor escala. En cualquier caso, es importante mantener un apoyo de carácter estratégico al desarrollo tecnológico y financiero del sector, de manera que se desarrollen capacidades preliminares que permitan aprovechar las oportunidades futuras según se alcance la madurez tecnológica y sectorial.

Hojas de ruta para escenarios alternativos

Sin embargo, esta aproximación estratégica debe complementarse con un análisis profundo del papel del hidrógeno a medio y largo plazo en el País Vasco y de su impacto sobre el desarrollo vasco del sistema del hidrógeno. Esto implica una atención detallada a las posibilidades de uso del hidrógeno en los distintos ámbitos de la sociedad.

Partiendo del análisis de potenciales aplicaciones, se recomienda, por tanto, desarrollar hojas de ruta detalladas (para varios escenarios de centralización/descentralización) que cuenten con fases o hitos relevantes. Por ejemplo, en una fase inicial, se desarrollarían infraestructuras básicas dedicadas en ejes como Puerto de Bilbao-Gran Bilbao o Boroa—entorno industrial que se complementarían con proyectos estratégicos de I+D+i. En función del cumplimiento de estos hitos y la dirección que vaya tomando el desarrollo del hidrógeno, se podrá ir perfilando progresivamente hasta qué punto procede una mayor centralización.

Estas hojas de ruta deben estudiar e incluir aspectos como (1) las distintas vías de producción de hidrógeno bajo en emisiones (electrolisis con recursos renovables en el territorio, energía marina, importaciones de energía verde, hidrógeno azul con CCUS...); (2) sinergias ligadas a la integración de los sectores energéticos y el consumo de gas natural, calor, electricidad, almacenamiento y uso de CO₂; (3) potenciales economías de escala y alcance en la construcción de infraestructuras (e.g., entre el hidrógeno y el CO₂); (4) estudios de viabilidad económico-financiera exhaustivos.

Conocer con el máximo detalle posible las alternativas tecnológicas concretas para cada subsector será muy relevante para establecer hojas de ruta de descarbonización (y, donde sea relevante, de adopción del hidrógeno) eficientes. Los trabajos que inició el Reino Unido en 2015 de esbozo de hojas de ruta detalladas de descarbonización y eficiencia energética para distintos subsectores industriales (WSP-PB & DNV GL, 2015) pueden ser un buen punto de partida para avanzar en la identificación, en el entorno vasco, de las oportunidades tecnológicas reales que ofrece el hidrógeno.

8.2.2. Inteligencia tecnológica, regulatoria y de mercado

Monitorización y seguimiento continuo del sector

La rápida evolución del sector del hidrógeno en un escenario de grandes cambios e incertidumbre hace necesario realizar un seguimiento estrecho y continuado de la realidad del sector con el objetivo de definir escenarios adecuados (y estrategias óptimas ligadas a esos escenarios).

Entre otras variables, parece relevante hacer un seguimiento detallado de:

- Los costes (económicos) y beneficios (reducción de emisiones de GEI, impacto socioeconómico, etc.) del despliegue de las infraestructuras para los escenarios relevantes mencionados anteriormente.
- La evolución de la demanda de hidrógeno en el País Vasco y los usos del hidrógeno por parte de los consumidores finales, con el máximo nivel posible de granularidad sectorial.
- El avance tecnológico en áreas como: (1) electrolizadores; (2) redes de transporte y distribución de gas natural (*blending*, costes de adaptación (*repurposing*), desarrollo de biogás e inyección de biometano...); (3) tecnologías para uso de hidrógeno en el consumo final de energía (especialmente, en el sector industrial); (4) transporte de hidrógeno a grandes distancias...

- Los desarrollos regulatorios relacionados con el despliegue de infraestructuras de hidrógeno, la definición del marco regulatorio y normativo del hidrógeno, el despliegue y ubicación de energías renovables, requerimientos de seguridad, etc.

El esfuerzo de seguimiento del sector debería plasmarse en informes periódicos que identifiquen tendencias y cambios relevantes para la visión y estrategia territorial sobre el hidrógeno.

8.2.3. Coordinación con agentes e instituciones relevantes

Contacto y colaboración con agentes tractores relevantes

Debido a la potencial relevancia de la iniciativa European Hydrogen Backbone, resulta recomendable establecer un grupo de seguimiento de esta iniciativa que facilite un contacto estrecho con empresas como Enagas y Nortegas, responsables de operar los activos de transporte y distribución en el País Vasco. Esto favorece la conexión de actores vascos con otras agencias u organizaciones a nivel europeo e internacional. Algunos ejemplos, entre otros, pueden ser: Agencia Internacional de la Energía, Hydrogen Council, European Clean Hydrogen Alliance, Hydrogen Europe, etc.

También debe realizarse un seguimiento detallado de las iniciativas de las empresas tractoras en el sector energético en el País Vasco y, en particular, con Petronor e Iberdrola, por sus proyectos (en el País Vasco y en otros ámbitos geográficos) en toda la cadena de valor del hidrógeno.

Seguimiento estrecho de todas las iniciativas sectoriales y cooperación entre agentes

Los contactos con agentes relevantes deberán complementarse con el seguimiento (como se ha realizado hasta ahora) de todas las iniciativas del sector del hidrógeno en el País Vasco, incluyendo el Corredor Vasco del Hidrógeno, el Foro del Hidrogeno o el Basque Industrial Super Cluster, y del posicionamiento y las necesidades concretas de los distintos tipos de agentes en toda la cadena de valor del hidrógeno (empresas energéticas, fabricantes de equipos y componentes, empresas de servicios digitales y servicios avanzados, ingenierías, etc.).

Esto implica también facilitar la información y cooperación entre los distintos agentes e instituciones (también centros de investigación y centros tecnológicos, centros de conocimiento, como universidades, sistema de formación...), para alinear, en la medida de lo posible, las distintas actividades de innovación, inversión, etc. El papel de instituciones como el EVE, SPRI, InnoBasque o las Organizaciones Dinamizadoras de Clústeres (p. ej., el Clúster de Energía) para articular e impulsar la cooperación interempresarial y con otras instituciones relevantes es crucial.

Contacto y colaboración con otros valles y corredores del hidrógeno cercanos

El conocimiento de los desarrollos de infraestructuras en valles y corredores de hidrógeno geográficamente cercanos facilitará el desarrollo de una visión sobre el desarrollo y la configuración de las infraestructuras de hidrógeno en el País Vasco. En particular, parece relevante hacer un seguimiento estrecho de las iniciativas en torno al “corredor cantábrico” (Asturias-Cantabria) y el “corredor del Ebro” (Navarra-Aragón-Levante).

8.2.4. Apuesta tecnoindustrial y de innovación

Fomento de la cadena de valor del hidrógeno

Independientemente de cuál sea el desarrollo de las infraestructuras de hidrógeno a medio plazo en el País Vasco, se está realizando una apuesta importante por la consolidación de una cadena de valor vasca del hidrógeno competitiva e innovadora.

La optimización de esta apuesta estratégica implica asegurar que los distintos programas de apoyo a las empresas vascas (p. ej., esquemas de financiación, apoyo a *start-ups*, esquemas de apoyo a la innovación,

esquemas fiscales, mecanismos de formación y desarrollo de capacidades, canales de información, mecanismos para internacionalizar las actividades, apoyo en cuestiones técnicas³⁴) tienen reflejo en actividades relacionadas con los desarrollos estratégicos en torno al hidrógeno.

Por ejemplo, parece relevante asegurar que existan ayudas específicas al despliegue de tecnologías de hidrógeno clave en las áreas más prometedoras (p. ej., dentro del Listado de Tecnologías Limpias) y vías de financiación para *start-ups* innovadoras en el ámbito del hidrógeno.

Apoyo a las empresas en la captación de financiación

Una vía especialmente importante de apoyo al tejido industrial y de servicios vasco con intereses en el sector del hidrógeno es establecer mecanismos ágiles de acceso a las fuentes de financiación. Deberá asegurarse, dentro de la estrategia vasca de consolidación de este sector, que las empresas reciban información, ayuda técnica y orientación adecuadas para que puedan beneficiarse del despliegue de fondos europeos, estatales y de la propia CAPV.

Las Administraciones públicas pueden también facilitar las inversiones en infraestructuras estratégicas adoptando un papel activo, bien como inversores, o bien a través de esquemas que reduzcan, por ejemplo, el riesgo de crédito y otros riesgos financieros en los proyectos.

Innovación dirigida

Los esquemas de apoyo a la innovación deben facilitar el impulso de actividades y nuevas soluciones en torno al hidrógeno orientadas, al menos en el corto plazo, a descarbonizar la industria. Esto puede hacerse a través de programas dirigidos a áreas de desarrollo tecnológico concretas, p. ej., de forma similar a las ayudas existentes en el País Vasco a la innovación en el ámbito de la economía circular.

Resulta también deseable que estos programas sean “inteligentes” y favorezcan las actividades que más beneficios (en términos de empleo, generación de tejido industrial, reducción de emisiones contaminantes y de gases de efecto invernadero, patentes, etc.) reporten para la economía vasca.

Formación avanzada

La nueva “economía del hidrógeno” requerirá nuevos conocimientos y capacidades tanto en las personas como en las empresas. Sería deseable impulsar y consolidar esquemas de formación específica en colaboración con los centros educativos y de conocimiento, los centros de formación profesional, centros de formación no reglada y empresas. Un ejemplo de este tipo de iniciativas es el Máster Interuniversitario en Tecnologías de Hidrógeno en el que participa la Universidad de Mondragón³⁵.

8.2.5. Aspectos regulatorios y de mercado

Estrategia regulatoria

La visión y estrategia de territorio sobre el sector del hidrógeno en el País Vasco debe acompañarse de una visión y estrategia regulatoria coherente con ellas. En el caso del País Vasco, si el enfoque en el corto plazo se centra en el desarrollo de hubs industriales de hidrógeno renovable con producción e infraestructuras distribuidas, parece relevante apoyar avances regulatorios en las siguientes líneas:

- adopción rápida del marco regulatorio general del hidrógeno que se apruebe en la UE en el corto-medio plazo;

³⁴ Por ejemplo, en el análisis de decisiones de inversión entre alternativas tecnológicas complejas o en la elaboración de estrategias y planes de descarbonización.

³⁵ Ver <https://www.mondragon.edu/cursos/es/master-tecnologias-hidrogeno>.

- en el corto plazo, impulso de regulación de detalle y *streamlining* (simplificación) de procedimientos regulatorios para el despliegue de electrolizadores, otras infraestructuras distribuidas, energías renovables...;
- simplificar también los trámites administrativos en el ámbito local (aprobación de ubicaciones, declaraciones de impacto ambiental...);
- impulso de un marco normativo para el desarrollo de otros gases renovables que facilite el despliegue de infraestructuras de biogás y biometano (p. ej., incluyendo normas de detalle relativas a certificados de origen, *blending*, etc.).

Nuevos desarrollos en el mercado

Otro aspecto muy relevante para el desarrollo del sector del hidrógeno es la consolidación de un mercado de hidrógeno en el ámbito local. Además de las acciones orientadas a fortalecer la oferta de hidrógeno (infraestructuras de producción, transporte, almacenamiento y distribución de hidrógeno), deberá avanzarse en el lado de la demanda, identificando (y promoviendo) nuevas fuentes de demanda de hidrógeno, donde tenga sentido económico y desde el punto de vista estratégico y de la sostenibilidad medioambiental, y buscando apoyos activos al desarrollo de infraestructuras concretas (p. ej., “*market tests*” o sondeos de la disposición de las empresas industriales a utilizar nuevas infraestructuras, posibilidad de desarrollar acuerdos o contratos a largo plazo que incentiven la utilización de infraestructuras).

8.3. Recomendaciones para las empresas industriales

Las implicaciones del análisis realizado para las empresas industriales son, en parte, similares a las mencionadas en el apartado anterior. En el marco de un proceso en marcha de desarrollo del sector del hidrógeno, las empresas para las que el hidrógeno sea una alternativa tecnológica y energética real deberán tomar decisiones sobre si, y cuándo, adoptar el hidrógeno como combustible o vector energético.

8.3.1. Factores estratégicos

Estrategias de descarbonización

En el contexto de cambio en la economía europea impulsado por el Pacto Verde Europeo, “Fit for 55” y las estrategias post-Covid y post-Ucrania, las empresas industriales están obligadas a definir estrategias de descarbonización robustas que establezcan planes de acción en el corto, medio y largo plazo. Estas estrategias están sujetas a gran incertidumbre y deberán reevaluarse y actualizarse de forma continua.

Viabilidad del hidrógeno

Como parte de las estrategias de descarbonización mencionadas, las empresas para las que el hidrógeno pueda convertirse en una alternativa energética deberán también invertir en analizar y evaluar los costes y beneficios a corto, medio y largo plazo de las distintas soluciones disponibles.

8.3.2. Inteligencia de mercado, regulatoria y tecnológica

Seguimiento de aspectos relevantes relacionados con el hidrógeno

El diseño de estrategias, el análisis de inversiones y alternativas tecnológicas y la toma de decisiones relacionadas con el hidrógeno deberán basarse en un conocimiento profundo de cómo está evolucionando el sector global del hidrógeno.

Debe desarrollarse, por tanto, una inteligencia de mercado regulatoria y tecnológica, a través de mecanismos diversos, como los siguientes:

- *Participación en foros relevantes.* Las empresas industriales intensivas en energía, consumo de calor y emisiones deberán estar presentes en los distintos foros empresariales y público-privados que existen en el País Vasco, con el objeto de conocer el tejido empresarial y las capacidades tecnológicas en el territorio y recibir y difundir información relevante y útil en torno al hidrógeno y, potencialmente, diseñar y/o participar en nuevas iniciativas de colaboración.
- *Seguimiento de las soluciones tecnológicas disponibles.* Además de participar en foros sectoriales relevantes, las empresas con interés en el hidrógeno deberán dedicar recursos a la identificación, el conocimiento y el seguimiento de todas las soluciones tecnológicas específicas (*state of the art*), incluyendo los niveles de disponibilidad, madurez tecnológica y costes, que pudieran ser implementadas.
- *Conocimiento sobre tendencias regulatorias.* Debido a los cambios en marcha en relación con el hidrógeno, los gases renovables, la legislación y normativa sobre recursos energéticos distribuidos, los mercados de energía, etc., es recomendable que las empresas realicen un seguimiento periódico de los principales cambios y tendencias regulatorias e impulsen modificaciones en línea con sus intereses en torno al hidrógeno.

8.3.3. Búsqueda de sinergias en el ámbito del hidrógeno

Cooperación/colaboración con otras empresas.

Resulta también relevante para las empresas que adopten el hidrógeno como combustible o vector energético que establezcan vías de cooperación y colaboración con otras empresas, en su cadena de valor o en cadenas de valor relacionadas para explotar sinergias en áreas comerciales y logísticas (aprovisionamiento y almacenamiento de hidrógeno, proyectos de innovación, etc.).

Bibliografía

- ACER. (2021). *When and How to Regulate Hydrogen Networks?* <https://documents.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-and-CEER-recommend-when-and-how-to-regulate-pure-hydrogen-networks.aspx>
- ACER-CEER. (2022). *ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021. Decarbonised Gases and Hydrogen volume. October 2022.* https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/MMR_2021-Decarbonised_Gases_and_Hydrogen.pdf
- AIE. (2021). *Proving the viability of underground hydrogen storage.* <https://www.iea.org/articles/proving-the-viability-of-underground-hydrogen-storage>
- AIE. (2022a). *Global Hydrogen Review 2022. Executive summary.* <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022/executive-summary>
- AIE. (2022b). *Global Hydrogen Review 2022.* <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>
- AIE. (2022c). *Carbon Capture, Utilisation and Storage. Tracking Report September 2022.* <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-2>
- AIE. (2022d). *Northwest European Hydrogen Monitor.* <https://www.iea.org/reports/northwest-european-hydrogen-monitor>
- Álvarez, M. (2022, 14 de octubre). Sener mantiene congelado su proyecto de fábrica de electrolizadores en Euskadi. *El Correo*. <https://www.elcorreo.com/economia/empresas/sener-mantiene-congelado-fabrica-electrolizadores-euskadi-20221015213738-nt.html>
- Basque Hydrogen Corridor. (2022). *Una iniciativa que contribuirá al desarrollo tecnológico y al cambio del modelo energético y económico.* <http://www.bh2c.org/es/proyectos>
- Biggins, F., Kataria, M., Roberts, D. & Brown, S. (2022). Green hydrogen investments: Investigating the option to wait. *Energy*, 241, 122842. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122842>
- Bravo, M. T. (2022). *Papel de los TSOs europeos en la descarbonización: European Hydrogen Backbone.* Presentación en Enerclub, 29/09/22. <https://www.enerclub.es/file/aM9qMsziEaYyYyPuOLnw-w>
- Buck, M. (2022, 29 de noviembre). EU hydrogen labelling: why it's crucial to ensure that 'renewable' is truly green. *Euractiv*. <https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/eu-hydrogen-labelling-why-its-crucial-to-ensure-that-renewable-is-truly-green/>
- CE Delft. (2022). *Additionality of renewable electricity for green hydrogen production in the EU.* https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2022/12/CE_Delft_220358_Final_report.pdf
- CEER. (2021). *Long-Term Storage.* https://www.ceer.eu/documents/104400/7158746/C21-FP-48-03_CEER+White+Paper+on+long-term+storage.pdf/94e0ec37-c1ff-96d5-0877-1c2a2de2336c
- Clúster de Energía. (2022). *Hidrógeno Verde: Capacidades Industriales y Tecnológicas en Euskadi.* <http://www.clusterenergia.com/catalogo-h2>
- Collins, L. (2021, 20 de septiembre). 'Vast majority' of green hydrogen projects may require water desalination, potentially driving up costs. *Recharge*. <https://www.rechargenews.com/energy-transition/vast-majority-of-green-hydrogen-projects-may-require-water-desalination-potentially-driving-up-costs/2-1-1070183>
- Comisión Europea. (2021a). *Preguntas y respuestas sobre el paquete relativo al hidrógeno y al gas descarbonizado.* https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/qanda_21_6685
- Comisión Europea. (2021b). *Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno. COM(2021) 803 final, 2021/0425 (COD), Bruselas, 15.12.2021.* <https://energia.gob.es/layouts/15/HttpHandlerParticipacionPublicaAnexos.ashx?k=41143>

- Comisión Europea. (2022a). *Implementing the REPowerEU Action Plan: Investment Needs, Hydrogen Accelerator and Achieving the Bio-Methane Targets*. SWD(2022) 230 final. Brussels, 18.5.2022. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230&from=EN>
- Comisión Europea. (2022b). *2022 State of the Union Address by President von der Leyen*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_22_5493
- Comisión Europea. (2022c). *Statement by Executive Vice-President Vestager on the second Important Project of Common European Interest in the hydrogen value chain*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_22_5677
- Comisión Europea. (2022d). *Commission launches consultations on the regulatory framework for renewable hydrogen*. https://commission.europa.eu/news/commission-launches-consultations-regulatory-framework-renewable-hydrogen-2022-05-23_en
- Comisión Europea (2023, 13 de febrero). *Commission sets out rules for renewable hydrogen* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/ip_23_594/IP_23_594_EN.pdf
- Consejo de la Unión Europea. (2022). *Discussion Note on the Regulation and Directive on Gas and Hydrogen Market 13236/22*. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-13236-2022-INIT/en/pdf>
- Cordis.(s.f.). *Hydrogen Supply and Transportation using liquid Organic Hydrogen Carriers*. <https://cordis.europa.eu/project/id/779694>
- DBEIS. (2023a). *Consultation on a UK low carbon hydrogen certification scheme*. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1135431/consultation_on_a_UK_low_carbon_hydrogen_certification_scheme.pdf
- DBEIS. (2023b). *UK Low Carbon Hydrogen Certification Scheme: De Minimis Assessment*. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1134766/de_minimis_assessment_consultation_uk_low_carbon_hydrogen_certification_scheme.pdf
- Dos Reis, C. P. (2021, 18 de enero). *Hydrogen demand: several uses but significant uncertainty* [artículo de blog]. Florence School of Regulation. <https://fsr.eui.eu/hydrogen-demand-several-uses-but-significant-uncertainty/>
- DYNA (2019). *La reducción de mineral de hierro con hidrógeno*. <https://www.revistadyna.com/noticias-de-ingenieria/la-reduccion-del-mineral-de-hierro-con-hidrogeno>
- Enagás. (2022, 12 de julio). *Enagás invertirá 2.775 millones de euros en seguridad de suministro y descarbonización hasta 2030* [nota de prensa]. <https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/actualidad/notas-prensa/plan-estrategico-2022-2030/>
- Euractiv.com & Reuters. (2023, 9 de febrero). *France in new row with Germany and Spain over nuclear-derived hydrogen*. Euractiv. <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/france-in-new-row-with-germany-and-spain-over-nuclear-derived-hydrogen/>
- European Hydrogen Backbone. (2022a). *A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries*. <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- European Hydrogen Backbone. (2022b). *Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030*. <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridors-presentation-ExecSum.pdf>
- European Hydrogen Backbone. (2022c, 20 de septiembre). *EHB Infrastructure Maps Update September – including latest feasibility estimates and planned hydrogen interconnections* [nota de prensa]. <https://ehb.eu/newsitems>
- EVE-Gobierno Vasco. (2021). *Estrategia Vasca del Hidrógeno*. <https://eve.eus/EveWeb/media/EVE/pdf/H2/Estrategia-Vasca-del-Hidrogeno.pdf>
- Gas for Climate. (2021). *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*. https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021.pdf
- Gobierno de España. (2020). *Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una Apuesta por el Hidrógeno Renovable*. https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf

- Gobierno de España. (2021). *PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento*. https://planderecuperacion.gob.es/sites/default/files/2021-12/PERTE_Energias%20renovables_14122021.pdf
- Gobierno de España. (2022a). *Consulta pública previa para la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. <https://energia.gob.es/es-es/participacion/paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=540>
- Gobierno de España. (2022b). *Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno (consulta pública previa)*. <https://energia.gob.es/es-es/participacion/paginas/detalleparticipacionpublica.aspx?k=498>
- Gobierno Vasco. (2016a). *Estrategia Energética de Euskadi 2030*. https://www.euskadi.eus/contenidos/informacion/estrategia_energetica_euskadi/es_def/adjuntos/3E2030_Estrategia_Energetica_Euskadi_v3.0.pdf
- Gobierno Vasco. (2016b). *Estrategia de Cambio Climático 2050 del País Vasco. Klima 2050*. https://bideoak2.euskadi.eus/debates/debate_1310/Estrategia_cambio_climatico_clima_2050_es.pdf
- Gobierno Vasco. (2021). *Plan Territorial Sectorial de las Energías Renovables en Euskadi (PTS EERR). Documento de Avance. Documento I: Memoria*. https://www.euskadi.eus/contenidos/informacion/proceso_elaboracion_ptserre/es_def/adjuntos/1_Documento_Avance_Memoria.pdf
- Gobierno Vasco. (2022). *Plan de Transición Energética y Cambio Climático 2021-2024*. https://www.euskadi.eus/contenidos/plan_gubernamental/07_planest_xiileg/es_def/adjuntos/Transicion-Energetica-y-Cambio-Climatico-WEB.pdf
- House of Commons Science and Technology Committee. (2022). *The role of hydrogen in achieving Net Zero Fourth Report of Session 2022–23. HC 19, 19 de diciembre*. <https://committees.parliament.uk/publications/33292/documents/180198/default/>
- Hydrogen Council. (2020). *Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective*. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf
- Hydrogen Council. (2022). *Hydrogen Insights 2022. An updated perspective on hydrogen market development and actions required to unlock hydrogen at scale*. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2022/09/Hydrogen-Insights-2022-2.pdf>
- Iberdrola. (2022, 19 de mayo). *Iberdrola to test the world's first ultra-efficient high-pressure electrolyser in the UK* [nota de prensa]. <https://www.iberdrola.com/press-room/news/detail/iberdrola-to-test-worlds-first-ultra-efficient-high-pressure-electrolyser-UK>
- IRENA. (2022a). *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Green Hydrogen Cost and Potential*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Global_Hydrogen_Trade_Costs_2022.pdf
- IRENA. (2022b). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part I – Trade outlook for 2050 and way forward*. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Global-Hydrogen-Trade-Outlook>
- IRENA. (2022c). *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_Global_Trade_Hydrogen_2022.pdf
- Irigoyen, L. (2022, 6 de diciembre). *Euskadi se queda fuera de las primeras convocatorias del PERTE del Hidrógeno*. *El Correo*. <https://www.elcorreo.com/economia/euskadi-queda-primeras-20221206212023-nt.html?ref=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F>
- JRC. (2021). *Assessment of Hydrogen Delivery Options*. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/system/files/2021-06/jrc124206_assessment_of_hydrogen_delivery_options.pdf
- Kantor. (2021). *Possible regulation of hydrogen networks*. https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Documents/ACER%20H2%20Paper_%20vFinal_clean.pdf

- Kurmayer, N. J. (2022, 2 de diciembre). LEAK: Long-awaited EU rules on renewable hydrogen expected 15 Dec. *Euractiv*. <https://www.euractiv.com/section/energy/news/leak-long-awaited-eu-rules-on-renewable-hydrogen-expected-15-dec/>
- Kurmayer, N. J. (2023a, 11 de febrero). LEAK: France wins recognition for nuclear in EU's green hydrogen rules. *Euractiv*. <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/leak-france-wins-recognition-for-nuclear-in-eus-green-hydrogen-rules/>
- Kurmayer, N. J. (2023b, 6 de febrero). Hydrogen standoff brings EU renewables act to screeching halt. *Euractiv*. <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/Hydrogen-standoff-brings-eu-renewables-law-to-screaming-halt/>
- Liebreich, M. (2022, 12 de diciembre). *The Unbearable Lightness of Hydrogen* [artículo de blog]. Bloomberg NEF Blog. <https://about.bnef.com/blog/liebreich-the-unbearable-lightness-of-hydrogen/>
- MITERD. (2022, 16 de diciembre). *Presentada la candidatura del H2Med a Proyecto de Interés Común de la Unión Europea* [nota de prensa]. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/presentada-la-candidatura-del-h2med-a-proyecto-de-inter%C3%A9s-com%C3%BAn-de-la-uni%C3%B3n-europea/tcm:30-549421#prettyPhoto>
- Nortegas. (2021, 24 de febrero). *Nortegas arranca H2SAREA, el primer proyecto estratégico de investigación avanzado para la inyección segura de hidrógeno en la red de gas natural* [nota de prensa]. <https://www.nortegas.es/notas-de-prensa/nortegas-arranca-h2sarea-el-primer-proyecto-estrategico-de-investigacion-avanzado-para-la-inyeccion-segura-de-hidrogeno-en-la-red-de-gas-natural/>
- Parkes, R. (2022, 29 de noviembre). *Liquefied hydrogen will have no role anywhere in energy and transport'*: Liebreich [entrevista]. *Hydrogen Insight*. <https://www.hydrogeninsight.com/transport/liquefied-hydrogen-will-have-no-role-anywhere-in-energy-and-transport-liebreich/2-1-1362458>
- Parlamento Europeo. (2022). *EU directive on gas and hydrogen networks*. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/729303/EPRS_BRI\(2022\)729303_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/729303/EPRS_BRI(2022)729303_EN.pdf)
- Patonia, A. & Poudineh, R. (2022a). Cost-competitive green hydrogen: how to lower the cost of electrolyzers? OIES Paper EL 47. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/01/Cost-competitive-green-hydrogen-how-to-lower-the-cost-of-electrolyzers-EL47.pdf>
- Patonia, A. y Poudineh, R. (2022b). Global trade of hydrogen: what is the best way to transfer hydrogen over long distances? OIES Paper ET16. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/08/Global-trade-of-hydrogen-what-is-the-best-way-to-transfer-hydrogen-over-long-distances-ET16.pdf>
- Petronor. (2022). *Arranca la construcción del Hub de Descarbonización en Bizkaia* [nota de prensa]. <https://petronor.eus/es/2022/05/arranca-la-construccion-del-hub-de-descarbonizacion-en-bizkaia/>
- Unzueta, E. (2022) *Transformación de Petronor hacia un futuro descarbonizado*. Presentación en ISEA (Mondragón), 29/09/22.
- Parlamento Europeo. (2023, 9 de febrero). *Reform of EU gas market: new measures to decarbonize and secure supply* [nota de prensa]. <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20230206IPR72111/reform-of-eu-gas-market-new-measures-to-decarbonise-and-secure-supply>
- Pototschnig, A. y Tesio, E. (2022). The Role of Hydrogen Infrastructure in Promoting Climate Neutrality. En *The Role of Energy Networks in a Decarbonized World*, OIES Forum nº 134. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/11/OEF-134.pdf>
- Riemer, M., Zheng, L., Pieton, N., Eckstein, J., Kunze, R. & Wietschel, M. (2022): *Future hydrogen demand: A cross-sectoral, multiregional meta-analysis*. HYPAT Working Paper 04/2022. Karlsruhe: Fraunhofer ISI (ed.). https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/HYPAT_Working_Paper_04_2022_Future_hydrogen_demand.pdf
- Sedigas. (2022). *Mesa Redonda 2: Conclusiones del Think Tank de Sedigas. Hidrógeno en las Infraestructuras de Gas Natural*. Enerclub, 19 de septiembre de 2022. <https://www.enerclub.es/file/aM9qMsziEaZApbHgFsyFSw;jsessionid=4EC1CF151B59B0BCCD74C59F7683AF3B>
- SP Platts Global. (2020, 3 de febrero). *Potential for electrolysis-based hydrogen small in medium term: Platts Analytics* [noticia]. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/es/market-insights/latest-news/coal/020320-potential-for-electrolysis-based-hydrogen-small-in-medium-term-platts-analytics>

- SP Platts Global. (2021, 2 de septiembre). *H2 Energy's 1 GW Danish green hydrogen project to supply trucks, stations, industry* [noticia]. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/es/market-insights/latest-news/electric-power/090221-h2-energys-1-gw-danish-green-hydrogen-project-to-supply-trucks-stations-industry>
- Sun, X., Alcalde, J., Bakhtbidar, M., Elío, J., Vilarrasa, V., Canal, J., Ballesteros, J., Heinemann, N., Haszeldine, S., Cavanagh, A., Vega-Maza, D., Rubiera, F., Martínez-Orio, R., Johnson, G., Carbonell, R., Marzan, I., Travé, A. & Gomez-Rivas, E. (2021). Hubs and clusters approach to unlock the development of carbon capture and storage – Case study in Spain. *Applied Energy*, 300, 117418. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117418>
- WSP-PB & DNV GL. (2015). *Industrial Decarbonisation & Energy Efficiency Roadmaps to 2050. Cross-sector Summary*. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/419912/Cross_Sector_Summary_Report.pdf

Anexo. Estimación del coste de una red troncal de transporte de hidrógeno en el País Vasco

A.1. Metodología

La metodología de estimación de los costes de una red de referencia troncal de transporte de hidrógeno en el País Vasco se resume en los siguientes puntos:

- Identificación de los principales sectores de consumo.
- Selección de los principales puntos de consumo en el País Vasco.
- Diseño de los principales ejes de la red troncal/básica de transporte de hidrógeno.
- Cálculo de los costes.

A.2. Identificación de principales sectores de demanda

Los datos de los escenarios (E1 y E2) de evolución de la demanda de hidrógeno en el horizonte 2050 (ver la Sección 3.1) muestran que el transporte es el principal sector que guía la evolución de la demanda en ambos escenarios, seguido por la industria. El resto de sectores (doméstico, servicios y generación eléctrica) son fuentes de demanda que, aunque relevantes, implican menores volúmenes de consumo.

La Tabla 4 en la Sección 3.1 muestra el porcentaje que representan sobre el total estos dos sectores, que suman más del 65% de la demanda para todos los años en los dos escenarios. A pesar de la clara relevancia de ambos sectores, sus implicaciones para la producción de hidrógeno y el desarrollo de infraestructuras son diferentes. Las principales cuestiones en este sentido son:

- La infraestructura de repostaje de hidrógeno (o combustibles sintéticos en su caso) para el transporte debería ser similar a la dedicada al transporte convencional (con motores de combustión interna). Por esta razón, su ubicación estaría dispersa en la red de carreteras y el suministro a las estaciones de servicio se realizaría mediante camiones (de hidrógeno comprimido y/o licuado) en lugar de gasoductos. Es decir, se trata de un modelo que no requiere infraestructura de transporte centralizada *ad hoc*.
- Por esta razón, la evolución del consumo en el sector transporte no puede considerarse en este ejercicio como el principal criterio para el desarrollo de un sistema de hidrógeno con mayor o menor centralización, a pesar de su relevancia para la demanda.
- Dado que la industria es el segundo sector con mayor relevancia para el desarrollo de la demanda, será esta la que determine la configuración geográfica de las infraestructuras (y posibles fases de despliegue de las mismas).
- No obstante, la producción y transporte de hidrógeno orientados a las necesidades de la industria puede también ser la base para un sistema de suministro para el transporte y el resto de sectores (doméstico, servicios y generación eléctrica).

A.3. Principales puntos de consumo de hidrógeno en el País Vasco

Para la determinación de los principales nodos de consumo, debido a su impacto sobre el diseño de la red de transporte de hidrógeno, se utilizan las zonas relevantes de consumo y el mapa de burbujas de demanda industrial presentados en la Sección 3.2. (en particular, en la Tabla 5 y la Figura 8).

Los municipios de Laudio, Zierbena y Amezketa constituyen las principales concentraciones de empresas industriales que consumen (y consumirán en el futuro) hidrógeno. Además, se identifican los municipios correspondientes a los códigos postales en los que el porcentaje sobre el total del territorio histórico al que pertenecen es mayor. Utilizando un umbral del 10% (del consumo total en el territorio histórico) aparecen los siguientes focos de consumo:

- Álava: Amurrio, Laudio y Ribera Baja.
- Bizkaia: Basauri, Erandio, Valle de Trápaga, Zierbena y Amorebieta-Etxano.
- Gipuzkoa: Azkoitia, Amezketa y Olaberria.

Una vez identificados los principales puntos de demanda de hidrógeno, su ubicación en el mapa permite definir una red troncal básica de transporte y escenarios para su desarrollo gradual. Como muestra la Figura 8 en la Sección 3.2, los focos de consumo más relevantes son los mismos en los dos escenarios (E1 y E2), lo que facilita el análisis.

A.4. Principales ejes de desarrollo de la infraestructura

La similitud esperada entre la infraestructura de transporte de hidrógeno y la del gas natural sugiere la conveniencia de basar el desarrollo de la red de transporte de hidrógeno en la red actual de gas natural.

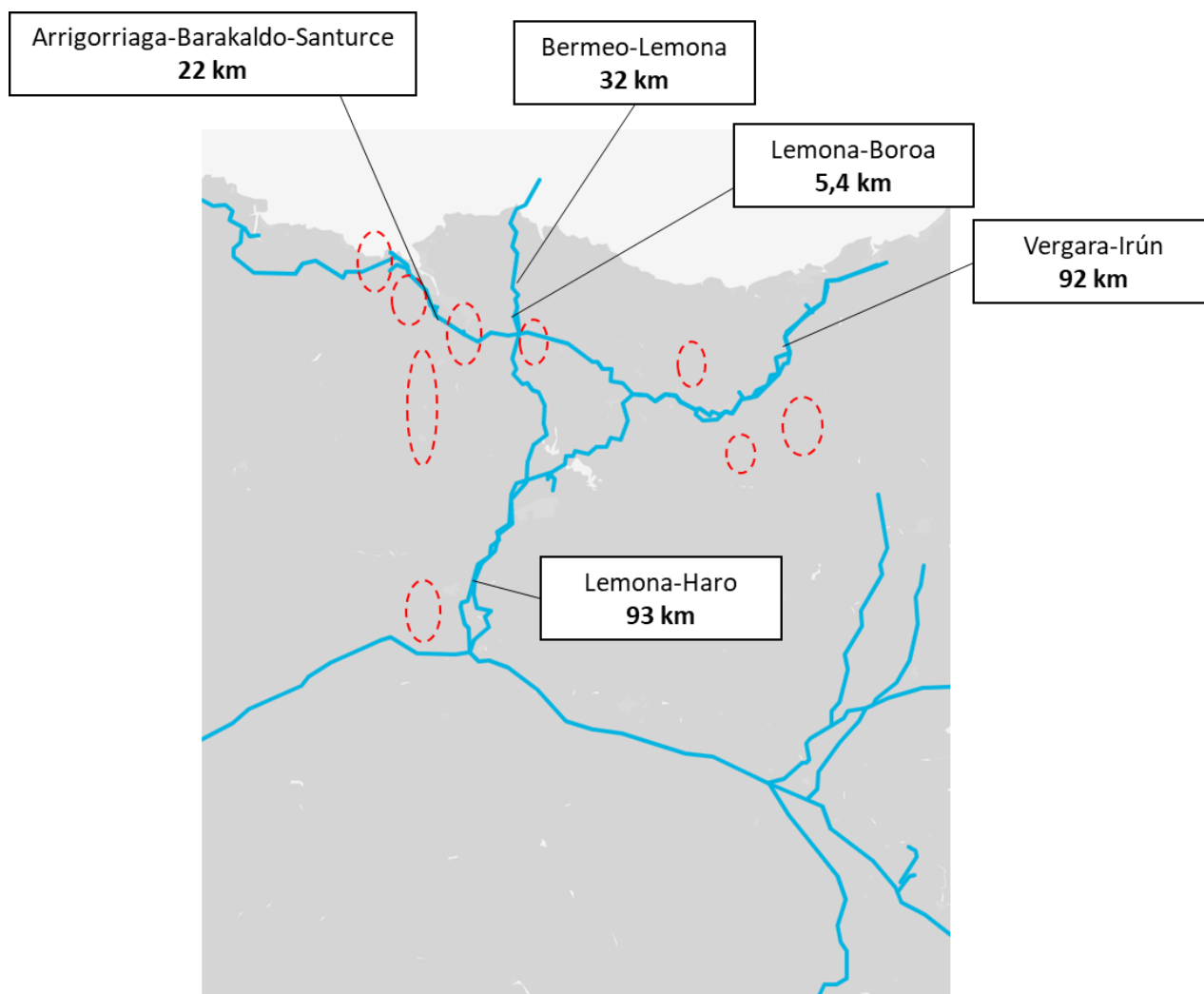
La información pública más detallada sobre la red gasista en el País Vasco está disponible en la página web de Enagás, que muestra las características de diferentes tramos de los principales gasoductos españoles y su ubicación geográfica en un mapa interactivo.

En el caso del País Vasco, el gasoducto de referencia es el Barcelona-Bilbao-Valencia (BBV), que se compone de distintos tramos que atraviesan el territorio del País Vasco.

Utilizando los focos geográficos de demanda de hidrógeno identificados en el apartado A.3, puede realizarse el ejercicio (aproximado y orientativo) de ubicar dichos puntos en relación con la red básica de gasoductos (Figura 19).

En base a este mapa, se sugieren tres ejes principales de producción, transporte y consumo de hidrógeno, cada uno de ellos apoyado en un gasoducto principal que discurriría de manera próxima a los centros de demanda, principalmente industriales, pero también teniendo en cuenta grandes poblaciones, infraestructuras (e.g., puertos y aeropuertos) y conexiones con otros gasoductos.

Figura 19. Ubicación de los principales puntos de demanda de hidrógeno de la industria vasca sobre la red básica de gas natural



Fuente: extraído de Enagás y modificado. Nota: para simplificar, los tramos del gasoducto BBV señalados en esta figura son aquellos que están identificados en el mapa interactivo de Enagás.

1. Eje Zierbena-Borua (Bizkaia).

- Apoyado en el gasoducto Arrigorriaga-Barakaldo-Santurtzi (junto con la ampliación Arrigorriaga-Santurtzi). Incluye los tramos Santurtzi-Zierbena y Lemona-Borua.
- Sus extremos son polos industriales que representan dos de los principales ámbitos del hidrógeno en el País Vasco: (1) los proyectos en torno al Puerto de Bilbao (e.g. electrolizador en puerto, posible exportación e importación de hidrógeno, parque tecnológico de Abanto, refinería de Petronor, etc.) y (2) los proyectos en torno al ciclo combinado de Borua (Benorth2).
- Cubre el área industrial a lo largo del Nervión (incluyendo Valle de Trápaga y Erandio) y el este de Bilbao (incluyendo Basauri y Amorebieta-Etxano).
- Permite enlazar con el aeropuerto de Bilbao (Loiu).
- Cubre en su trayecto una ciudad principal y su área metropolitana (Gran Bilbao).

- Incluye la conexión con el gasoducto Noroeste-Cantábrico a lo largo de la cornisa cantábrica.

2. Eje Bergara-Irun (Gipuzkoa)

- Apoyado en el gasoducto homónimo Bergara-Irun (junto con la duplicación Bergara-Irun).
- Pasa por el triángulo que forman las principales áreas industriales guipuzcoanas entre sí.
- Permite enlazar con el Aeropuerto de San Sebastián (Hondarribia) y el Puerto de Pasajes.
- Permite enlazar con una ciudad principal (Donostia-San Sebastián).
- Incluye la conexión internacional con Francia en Irun.

3. Eje Ribera Baja-Vitoria (Álava)

- Apoyado en la parte alavesa entre Haro y Vitoria del gasoducto Lemoa-Haro (aproximadamente la mitad de este).
- Permite enlazar con el Aeropuerto de Vitoria-Gasteiz.
- Permite enlazar con una ciudad principal (Vitoria-Gasteiz).
- Incluye la conexión con el resto de la Península, particularmente con el Mediterráneo a través del resto del gasoducto BBV (e.g., Corredor del Hidrógeno del Ebro).

A.5. Cálculo de costes

A. Costes asociados a los tramos del gasoducto BBV

Para el cálculo de los costes de desarrollo de la red troncal de transporte de hidrógeno se toman como referencia los datos de costes que aparecen en el informe de abril de 2022 de la iniciativa European Hydrogen Backbone (European Hydrogen Backbone, 2022a).

Los datos utilizados por el EHB incluyen estimaciones comparadas de los costes de gasoductos de hidrógeno nuevos frente a los de gas natural adaptados (*repurposed*), diferenciando según el tamaño (i.e. diámetro) del gasoducto (Tabla 8).

Estos datos de coste pueden aplicarse a los gasoductos indicados en el apartado A.4 utilizando información pública de Enagás sobre diámetro y longitud y aplicados a todos los tramos del gasoducto BBV que atraviesan el País Vasco (Tabla 9).

Tabla 8. Tamaños de gasoducto de transporte de hidrógeno y costes asociados de desarrollo (nueva infraestructura y adaptación/*repurposing*)

Tamaño del gasoducto	Diámetro (pulgadas)	Coste nueva infraestructura (M€/km)	Coste infraestructura adaptada (M€/km)
Pequeño	20	1,5	0,5
Mediano	36	2,2	0,5
Grande	48	3,4	0,6

Fuente: European Hydrogen Backbone (2022a). Nota: la fuente original propone estimaciones de costes bajas, intermedias y altas. Esta tabla recoge únicamente los valores intermedios.

Tabla 9. Cálculo de costes básicos para los tramos del gasoducto BBV que atraviesan el País Vasco

Tramo	Diámetro (pulgadas)	Clasificación por tamaño	Longitud (km)	Coste total de nueva infraestructura	Coste total de readaptación
Haro-Bergara	30	Mediano	87,83	193	44
Bergara-Arrigorriaga	24	Mediano	49,33	109	25
Bergara-Irun	16	Pequeño	89	134	45
Arrigorriaga-Barakaldo-Santurtzi	16	Pequeño	22,38	34	11
Duplicación Bergara-Irun	22	Mediano	91,93	202	46
Ampliación Arrigorriaga-Santurtzi	30	Mediano	24,9	55	12
Santurtzi-Zierbena	19	Pequeño	6,02	9	3
Bermeo-Lemoa	16	Pequeño	32,47	49	16
Lemoa-Haro	23	Mediano	93,21	205	47
Lemoa-Borua	16	Pequeño	5,4	8	3

Fuente: Enagás y elaboración propia a partir de datos de EHB (2022a). Nota: el diámetro es un promedio de varios valores en los tramos Duplicación Bergara-Irun, Santurtzi-Zierbena y Lemoa-Haro.

B. Costes asociados a los escenarios de desarrollo de la red de transporte de hidrógeno

Los escenarios descritos en la Sección 4 implican un mayor o menor desarrollo de infraestructuras en función del grado de centralización de las infraestructuras de transporte.

Para el ejercicio realizado de estimación de costes, se consideran los siguientes supuestos:

- **Escenario 1 - Descentralización total**
 - No se desarrolla infraestructura de transporte y todos los puntos de consumo permanecen inconexos, cada uno con producción de hidrógeno *on site* o dedicada.
 - No se define un coste resultante. Este se limitaría a infraestructuras *in situ* que podrían basarse en la red de distribución de gas natural o nuevas infraestructuras dedicadas independientes (e.g., microrredes de hidrógeno).

- **Escenario 2 - Descentralización parcial**

- Infraestructura básica restringida a los tres ejes (Zierbena-Boróa, Bergara-Irun y Ribera Baja-Vitoria), que permanecen inconexos entre sí. En el eje Ribera Baja-Vitoria, el gasoducto Lemoa-Haro solo se utiliza parcialmente (aproximadamente la mitad, entre Haro y Vitoria).
- Por proximidad geográfica, las áreas industriales de Amurrio y Laudio se engloban en el eje Zierbena-Boróa. Al estar estas separadas del gasoducto de transporte, pueden requerir nueva infraestructura de transporte dedicada o bien apoyarse en la infraestructura de distribución.

- **Escenario 3 - Centralización parcial**

- Interconexión entre los ejes Zierbena-Boróa y Ribera Baja-Vitoria a través del gasoducto Lemoa-Haro (este gasoducto pasa a usarse por completo, mientras que en el Escenario 2 solo se utilizaba parcialmente). Las áreas industriales de Amurrio y Laudio quedan integradas entre ambos ejes.
- El eje Bergara-Irun permanece independiente.
- Ambas infraestructuras cuentan así con vías de importación y exportación.

- **Escenario 4 - Centralización total**

- Interconexión entre los tres ejes a través de los gasoductos Haro-Bergara y Bergara-Arrigorriaga.
- El gasoducto Lemoa-Haro se utiliza al completo.
- Se añade el gasoducto Bermeo-Lemoa para cubrir la demanda de la zona que atraviesa.
- El resto de puntos de demanda se cubrirían mediante nueva infraestructura dedicada o la red de distribución.

Las Tablas 10 y 11 presentan los resultados de las estimaciones realizadas, que se resumen de la siguiente manera:

1. Los **costes estimados de desarrollo de una red nueva** de transporte de hidrógeno se situarían en los siguientes rangos:
 - Escenario 2 (descentralización parcial): entre 499 M€ y 662 M€.
 - Escenario 3 (centralización parcial): entre 592 M€ y 788 M€.
 - Escenario 4 (centralización total): entre 912 M€ y 1.217 M€.
2. Los **costes estimados de desarrollo de una red 100% adaptada (*repurposed*)** de transporte de hidrógeno se situarían en los siguientes rangos:
 - Escenario 2 (descentralización parcial): entre 57 M€ y 143 M€.
 - Escenario 3 (centralización parcial): entre 67 M€ y 166 M€.
 - Escenario 4 (centralización total): entre 100 M€ y 251 M€.



INSTITUTO VASCO
DE COMPETITIVIDAD
FUNDACIÓN DEUSTO

www.orquestra.deusto.es