



FACULTAD DE CC. ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

Trabajo de
fin de Máster

Motores y barreras al desarrollo del mercado del hidrógeno verde

Análisis de situación para
Galicia

Elaborado por: Giannina Pinotti

Tutorizado por: Xavier Vence y Luis
Miguel Varela

Julio 2024

Agradecimientos

En el viaje del conocimiento, ninguna meta se alcanza en solitario; cada logro es el resultado del apoyo, la inspiración y la colaboración de muchas manos y mentes. Por ello, expreso mi profundo agradecimiento a quienes han sido mis compañeros y guías en este recorrido académico.

En primer lugar, deseo agradecer a mis tutores. A Xavier Vence, por su colaboración directa en el direccionamiento y aportes continuos a la redacción de este trabajo, y por su esfuerzo para comunicarse a pesar de mi lenguaje ingenieril. A Luis Miguel Varela, por su buena disposición para aportar ideas y compartir su conocimiento sobre la temática.

En segundo lugar, mi sincero agradecimiento a la Asociación Gallega del Hidrógeno por abrirme sus puertas durante mis prácticas de máster, permitiéndome profundizar en la realidad del sector en Galicia. También agradezco a la Xunta de Galicia y, en particular, a las becas BEME, que fueron fundamentales para esta experiencia en Galicia, así como a la USC y al Master DEIN por acogerme.

En tercer lugar, mi reconocimiento se extiende a todos mis compañeros de máster y a los amigos que encontré en Santiago. Gracias por facilitar mi adaptación y por compartir conmigo momentos de trabajo, reflexión y diversión.

Finalmente, pero no menos importante, quiero expresar mi gratitud a mi familia y amigos de siempre. A aquellos amigos que estuvieron cerca aún estando lejos, y a aquellos que se aventuraron a visitarme y conocer Santiago. A mi familia, presente en cada paso, especialmente a mi mamá, hermanos, sobrinos y abuelo. También a aquellos que ya no están físicamente, pero que permanecen en mi corazón, en especial a mi papá. Y a mi novio Diego, por acompañarme en esta aventura y descubrir junto a mí el encanto de esta tierra lluviosa, pero verde.

“Al fin y al cabo, somos lo que hacemos para cambiar lo que somos”

Eduardo Galeano

Resumen

El problema del calentamiento global ha sido identificado como uno de los mayores problemas del planeta, que a raíz del nivel de actividad humana actual y sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas, se encamina a un futuro de crecientes desastres naturales, pérdida de biodiversidad, y graves impactos socioeconómicos. En los últimos años el hidrógeno verde se ha puesto en agenda por parte de los países más influyentes a nivel mundial como alternativa para los sectores donde las emisiones de GEI son difíciles de abatir, y también como una nueva actividad económica con potencial de promover el desarrollo en países menos industrializados.

Para construir un análisis crítico sobre esta alternativa, en este trabajo se realizó una revisión de literatura y documentos institucionales actualizados de organizaciones de referencia, especialmente en energía, para estudiar la senda seguida hasta el momento en el mercado mundial del hidrógeno verde, abarcando sus tecnologías de producción, usos previstos, intercambios comerciales, implicancias ambientales, fuentes de financiamiento y estrategias nacionales y regionales desplegadas. Como corolario de dicho análisis se sintetizaron los principales motores que impulsan su desarrollo y barreras que lo limitan en base a la estructura de un análisis PESTEL.

Asimismo, como caso de estudio más específico se recopiló información de diversas fuentes públicas para evaluar las perspectivas de desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde en Galicia. Este análisis incluyó la búsqueda y sistematización de información sobre los principales proyectos de esta Comunidad Autónoma y el análisis de sus principales características. Finalmente se extendió el formato de análisis PESTEL de motores y barreas también al caso particular del hidrógeno en Galicia.

En cuanto a la situación actual, el hidrógeno verde es una alternativa incipiente, que representa menos del 1 % del consumo mundial de hidrógeno cercano a los 95 Mt, pero los distintos estudios proyectan un crecimiento en su demanda que, pese a la incertidumbre de rondaría las 40 Mt para 2030 y valores de entre 200 y 600 Mt a 2050.

Si bien existen varias tecnologías con diferentes grados de madurez, se apunta a que la alternativa mayoritaria para el volumen de hidrógeno verde que se consumiría a futuro es la electrólisis del agua, abastecida con energías renovables. Existen 4 tecnologías de electrólisis de las que la alcalina y de membrana de intercambio de protones (PEM) tienen mayor grado de madurez tecnológica y ya están disponibles y funcionando a escala comercial. No obstante, se proyectan mejoras tecnológicas significativas en todas las tecnologías a raíz del incremento de su escala de producción y del tamaño de instalaciones, que apuntan a la optimización de parámetros operativos como su

eficiencia y vida útil, y a una reducción muy significativa de su contribución al CAPEX de los proyectos.

Las mejoras tecnológicas y las economías de escala son, además del costo de la energía renovable y los costos de capital, los principales factores de los que dependerá la adopción del hidrógeno verde en las múltiples aplicaciones que se proyectan. Éstas incluyen tanto los usos industriales actuales en refino, industria química y fertilizantes, como los nuevos usos para el hidrógeno verde y sus combustibles derivados entre los que se encuentran el transporte, la fabricación de hierro y acero, las aplicaciones de alta temperatura y el almacenamiento energético. Esto en tanto en las condiciones actuales el hidrógeno verde se produce a precios muy superiores a los del hidrógeno producido actualmente en base a combustibles fósiles (tanto con o sin captura de carbono) y tampoco resulta competitivo con los combustibles ya instaurados para su uso en el resto de las aplicaciones.

Aunque el desarrollo del hidrógeno verde lo impulsan políticas gubernamentales que definen objetivos de energía limpia y estrategias de descarbonización, y destinan fondos públicos con subsidios y créditos fiscales para atraer inversión privada a los primeros proyectos del sector, la brecha de inversiones es muy importante, y solo un 4 % de los proyectos planificados han decidido su decisión final de inversión. Esta brecha se acentúa aún más en los países en desarrollo que disponen de menor cantidad de capital público, a la vez que tienen otras prioridades que atender, y dependen de la presencia de banca multilateral y cooperación bilateral con países desarrollados para atraer inversiones.

Una de las principales barreras que limita el avance de los proyectos es la incertidumbre en la demanda, alentada por la falta de competitividad del hidrógeno y la competencia de otras alternativas tecnológicas, además de los riesgos asociadas a tecnologías que aún se encuentran en desarrollo, pudiendo ofrecer una cierta ventaja a aquellos proyectos que postpongan su decisión de inversión. A esto se suma que una parte importante de la producción de hidrógeno y derivados proyectada tiene como destino previsto la exportación, y de momento no se cuenta con la infraestructura habilitante para ello. En este campo además se requiere sortear importantes desafíos tecnológicos en cuanto a la eficiencia energética y costos de almacenamiento y transporte. Este conjunto de incertidumbres también contribuye a dificultar el acceso a financiación para los proyectos de hidrógeno, a pesar de que los principales promotores a nivel mundial son grandes empresas del sector energético con capacidad financiera abundante.

Desde una mirada global en cuanto a la sostenibilidad, igual de importante que el factor económico es contemplar las posibles consecuencias ambientales y sociales que conlleva el desarrollo a gran escala de este nuevo sector productivo. En la esfera ambiental, si bien se espera contribuya en forma significativa a reducir las emisiones de GEI, la construcción de infraestructura para las energías renovables y la logística asociada al hidrógeno, al igual que las tecnologías de producción y usos finales conlleva impactos ambientales asociados. La huella de este tipo de instalaciones es significativa en cuanto a su impacto en los ecosistemas y al consumo de materiales, especialmente minerales críticos. También el consumo de agua de la electrólisis es un factor de impacto significativo, especialmente en regiones con déficit hídrico y que debiera estar

alentando en mayor medida proyectos que se abastezcan de agua de mar o aguas residuales.

En lo que hace al impacto sobre la sociedad, el desarrollo económico podría traer beneficios como la generación de empleo calificado y la mejora del nivel socioeconómico, especialmente en regiones menos desarrolladas. Sin embargo, también se espera afecte indicadores sociales vinculados a las condiciones laborales en países de la cadena de valor con regulaciones débiles en este campo. Por otra parte, las extensas áreas ocupadas por las instalaciones de renovables en tierra y mar, al igual que los consumos de agua para la producción podrían interferir con las actividades tradicionales afectando a las comunidades locales sin que necesariamente se beneficien de esta nueva actividad.

En esa misma línea es importante destacar que tal cual está planteado el mercado actual, muchos países mantendrán una dependencia tecnológica del exterior, y es probable que en caso de establecerse un mercado global, los márgenes de beneficio en la producción no sean significativos y la mayor ventaja económica se concentre en los fabricantes de tecnología y la industria de transformación que se abastezca del hidrógeno, por lo que las estrategias de los países productores debieran apuntar a atraer actividad industrial a su territorio.

En el caso particular de Galicia, se encuentra en el contexto de la UE y de España, ambos con estrategias ambiciosas de producción de hidrógeno y la propia Comunidad Autónoma (CA) planteó un objetivo de producción de hidrógeno de 105 mil toneladas, cercano al 25% de los objetivos nacionales. La CA tiene un importante potencial de renovables y más ya de un 75% de su generación eléctrica proviene de estas fuentes. Al momento si bien la información no está sistematizada se relevaron un total de 28 proyectos que incluyen: grandes iniciativas de I+D, proyectos de producción de mediana y gran escala de hidrógeno y combustibles derivados, producción y abastecimiento in-situ para aplicaciones de transporte especialmente entorno a puertos e inyección a red de gas natural.

Actualmente, no hay producción de hidrógeno verde en operación y varios proyectos están en etapas iniciales, por lo que, pese a sus perspectivas de iniciar actividad entre 2026 y 2027, es probable que haya retrasos. Igualmente, de concretarse los anuncios más realizables se proyecta que para finales de la década la producción anual podría superar las 50.000 toneladas de hidrógeno verde y 400.000 toneladas de combustibles derivados, acercándose al objetivo planteado por la Xunta para 2030. La inversión estimada para estos proyectos en sus fases iniciales es cercana a los 2.000 millones de euros, para lo que varios cuentan con fondos de origen europeo, aunque en algunos casos esperan mayores apoyos para concretar la inversión. La mayoría de los proyectos se ubican en zonas urbanas e industriales, limitando su impacto en áreas rurales. La generación de empleo declarada es positiva, aunque modesta y con variaciones significativas entre los diferentes proyectos.

Galicia presenta un conjunto de condiciones favorables para desarrollar su industria del hidrógeno entre las que se destacan los recursos energéticos e hídricos, las políticas de apoyo de la UE, España y la propia Xunta que además ha reconocido la relevancia de

varias de las iniciativas propuestas al declararlas Proyectos Industriales Estratégicos o Iniciativas empresariales prioritarias. También la presencia con instalaciones en la comunidad de importantes empresas energéticas del país y la participación de la banca en proyectos de energías renovables sienta una importante base para desarrollar proyectos en la CA.

Sin embargo, también enfrenta algunas barreras significativas, que complementan a las identificadas en forma general para el sector como la falta de competitividad y la incertidumbre sobre la demanda. La infraestructura actual es insuficiente para la producción, almacenamiento y distribución, limitando su adopción masiva. Aunque hay esfuerzos en I+D+I, los proyectos aún son de pequeña escala, por lo que la alta dependencia de tecnología importada para electrólisis y celdas combustibles persiste. Además, preocupaciones ambientales y sociales, especialmente por la instalación de parques eólicos, generan descontento social y pueden frenar proyectos. Superar estas barreras con un enfoque coordinado y sostenible permitirá a Galicia aprovechar su potencial energético y definir su posición en la cadena de valor del hidrógeno.

En conclusión, a pesar de que el desarrollo del hidrógeno verde representa una oportunidad significativa para transformar la geopolítica energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles, su implementación no está exenta de impactos económicos, ambientales y sociales. Aunque presenta una geografía de producción más distribuida, muchos países seguirán dependiendo de unos pocos para obtener los materiales y tecnología necesarios. Por ello, es crucial que cada país o región analice estratégicamente su posición en la cadena de valor del hidrógeno, buscando maximizar los beneficios económicos, preservar los ecosistemas y mejorar el bienestar social. Sin una planificación adecuada y la imposición de condiciones que prioricen el desarrollo de capacidades locales, los países en desarrollo podrían terminar exportando sus recursos naturales con escasos beneficios para sus propias economías.

Índice

Índice	7
Índice de abreviaturas	9
Índice de tablas	11
Índice de figuras	12
Introducción	14
1 El hidrógeno verde y su relevancia en el horizonte de descarbonización	14
2 Objetivos del trabajo	18
Planificación y metodología	19
Desarrollo del trabajo	21
3 El desarrollo del hidrógeno verde	21
3.1 Características y orígenes del hidrógeno	21
3.2 Producción de hidrógeno y derivados	22
3.2.1 Composición de la producción y perspectivas	22
3.2.2 Electrólisis	25
3.2.3 Costos de producción	29
3.3 Usos del hidrógeno	40
3.3.1 Industria	42
3.3.2 Edificios	48
3.3.3 Transporte	49
3.3.4 Almacenamiento y generación de energía eléctrica	52
3.3.5 Viabilidad de las aplicaciones	54
3.4 Vínculos comerciales e infraestructura asociada	57
3.4.1 Almacenamiento	58
3.4.2 Transporte e infraestructura asociada	60
3.4.3 Expectativas comerciales	64
3.5 Necesidades de inversión y financiación	68
3.5.1 Inversiones: estimaciones y grado de avance	68
3.5.2 Financiación	71
3.6 Proyectos y Estrategias en el Contexto Global	75
3.7 Aspectos legales y normativa	84
3.8 Implicaciones ambientales	87
3.9 Implicancias sociales	94
3.10 Evolución y distribución de la innovación	97
4 Síntesis de motores y barreras para el desarrollo del mercado del hidrógeno verde	99
4.1 Política entorno al hidrógeno verde	99
4.1.1 Motores	99
4.1.2 Barreras	99
4.2 Economía del Hidrógeno	100

4.2.1	Motores.....	100
4.2.2	Barreras.....	100
4.3	Sociedad.....	101
4.3.1	Motores.....	101
4.3.2	Barreras.....	102
4.4	Tecnología.....	102
4.4.1	Motores.....	102
4.4.2	Barreras.....	103
4.5	Ecología y aspectos ambientales	104
4.5.1	Motores.....	104
4.5.2	Barreras.....	104
4.6	Legalidad y normativa	105
4.6.1	Motores.....	105
4.6.2	Barreras.....	105
5	Galicia como actor en el mercado del hidrógeno verde	107
5.1	Proyectos planteados para Galicia	108
5.2	Principales motores y barreras en Galicia	114
5.2.1	Político.....	114
5.2.2	Económico.....	115
5.2.3	Social	118
5.2.4	Tecnológico	120
5.2.5	Ambiental.....	121
5.2.6	Legal	122
	Reflexiones y recomendaciones	125
6	Principales conclusiones y recomendaciones respecto a los objetivos del trabajo	125
6.1	Estado actual de desarrollo del hidrógeno verde	125
6.2	Motores y barreras para su desarrollo	126
6.3	Estado de situación del hidrógeno en Galicia	127
7	Reflexiones finales.....	128
	Apéndices.....	129
	Apéndice 1 – Recopilación de costo nivelado del hidrógeno de diversas fuentes ..	129
	Apéndice 2 – Información sobre proyectos en Galicia.....	130
	Bibliografía.....	132

Índice de abreviaturas

AEL	-	Electrólisis Alcalina
AEM	-	Membrana de intercambio aniónico
CA	-	Comunidad autónoma
CAPEX	-	Costo de capital
CCUS	-	Captura, almacenamiento y uso del carbono
CF	-	Factor de capacidad
DRI	-	Reducción directa de hierro
EF	-	Environmental Footprint
EMDCs	-	Economías emergentes y países en desarrollo
ESMAP	-	Programa de Asistencia a la Gestión del Sector Energético
ETS	-	Régimen de comercio de derechos de emisión
FCEV	-	Vehículo de celda combustible
FID	-	Decisión Final de Inversión
GEI	-	Gases de Efecto Invernadero
GWP	-	Potencial de calentamiento global
IEA	-	Asociación Internacional de la Energía
IRA	-	<i>Inflation Reduction Act</i> (Ley de Reducción de la Inflación de EE.UU.)
IPCC	-	Panel Intergubernamental del Cambio Climático
IRENA	-	Agencia Internacional de Energías Renovables
KPI	-	Indicadores de desempeño
LCA	-	Análisis de ciclo de vida
LCOE	-	Costo Nivelado de la Energía
LCOH	-	Costo nivelado del hidrógeno
LOHC	-	Portadores de hidrógeno orgánicos líquidos
MAFC	-	Mecanismo de ajuste en frontera de carbono
NZE	-	Escenario de descarbonización a 2050

OCDE – Organización para la cooperación y el desarrollo económico

OPEX - Costos operativos

PEM - Membrana de Intercambio de Protones

RFNBO – Combustible renovable de origen no biológico

SMR - Reformado de metano con vapor

SOEC - Electrólisis de óxido sólido

TRL - Nivel de madurez tecnológica

UE - Unión Europea

USD - Dólares Americanos

Índice de tablas

TABLA 1 TECNOLOGÍAS DE ELECTRÓLISIS Y SUS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE DATOS DE CLEAN HYDROGEN JOINT UNDERTAKING, (2022); IRENA (2020) Y LI ET AL. (2024).....	26
TABLA 2 PRINCIPALES INDICADORES DE DESEMPEÑO (KPIs) DE LAS TECNOLOGÍAS DE ELECTRÓLISIS EN 2020 Y PREVISIONES A 2030 Y 2050. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE DATOS DE CLEAN HYDROGEN JOINT UNDERTAKING (2022) E IRENA (2020)	36
TABLA 3 ENERGÍA CONSUMIDA EN ALMACENAMIENTO Y LIBERACIÓN DE HIDRÓGENO CON DISTINTAS ALTERNATIVAS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE YANG ET AL. (2023).....	60
TABLA 4 RESUMEN DE INVERSIONES PROYECTADAS RESPECTO DE LA DEMANDA PROYECTADA SEGÚN DIVERSOS ESTUDIOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	68
TABLA 5 RESUMEN DE LAS PRINCIPALES ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DEL HIDRÓGENO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	76
TABLA 6 RESUMEN DE ANÁLISIS PESTEL SOBRE EL DESARROLLO MUNDIAL DEL MERCADO DEL HIDRÓGENO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	106
TABLA 7 PROYECTOS RELEVADOS CLASIFICADOS POR GRADO DE AVANCE A LA FECHA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	109
TABLA 8 TABLA RESUMEN DE PRINCIPALES INDICADORES SOBRE LOS PROYECTOS RELEVADOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	112
TABLA 9 RESUMEN DE ANÁLISIS PESTEL SOBRE DESARROLLO DE HIDRÓGENO EN GALICIA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	124

Índice de figuras

FIGURA 1 LOS COLORES DEL HIDRÓGENO. FUENTE: MITECO (2023)	22
FIGURA 2 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR TECNOLOGÍA 2020 – 2022. FUENTE: IEA (2023)	23
FIGURA 3 PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO BAJO EN EMISIONES A 2030 POR TECNOLOGÍA, MADUREZ DE PROYECTO Y REGIÓN. FUENTE: IEA (2023)	23
FIGURA 4 PARTICIPACIÓN DEL HIDRÓGENO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y EN LOS ESCENARIOS DE DESCARBONIZACIÓN. FUENTE: ESMAP ET AL. (2023)	25
FIGURA 5 ESQUEMAS CONCEPTUALES DE LAS TECNOLOGÍAS DE ELECTROLÍISIS. FUENTE: ZAINAL ET AL. (2024)	26
FIGURA 6 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE ELECTROLIZADORES (EN MW) POR TECNOLOGÍA Y REGIÓN. FUENTE: HYDROGEN COUNCIL & MCKINSEY & COMPANY (2023B)	28
FIGURA 7 EVOLUCIÓN ESPERADA DEL COSTO DEL HIDRÓGENO GRIS, AZUL Y VERDE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A INFORMACIÓN RECOLECTADA DE DIVERSAS FUENTES.	31
FIGURA 8 COSTO DE HIDRÓGENO VERDE EN FUNCIÓN DEL DESPLIEGUE DE ELECTROLIZADORES Y SU EVOLUCIÓN PARA UN NIVEL DE PRECIOS ENERGÉTICOS PROMEDIO (65 USD/MWH) Y BAJOS (20 USD/MWH). FUENTE: IRENA (2020)	33
FIGURA 9 RANGOS DE LCOH PARA HIDRÓGENO PRODUCIDO POR ELECTROLÍISIS ALIMENTADA DE DISTINTAS FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA 2022 Y 2030. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE INFORMACIÓN DE IEA (2023)	34
FIGURA 10 LCOE PARA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA, EÓLICA TERRESTRE Y EÓLICA MARINA PARA REGIONES SELECCIONADAS EN EUROPA. FUENTE: GOLDMAN SACHS GLOBAL INVESTMENT RESEARCH (2023)	35
FIGURA 11 PARTICIPACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL (CAPEX) EN EL COSTO NIVELADO DEL HIDRÓGENO (LCOH) PARA DISTINTOS FACTORES DE CAPACIDAD (CF). FUENTE: IEA (2023)	38
FIGURA 12 EVOLUCIÓN DEL LCOH DEL HIDRÓGENO VERDE Y AZUL. FUENTE: HYDROGEN COUNCIL & MCKINSEY & COMPANY (2023B)	39
FIGURA 13 IMPACTO DE LOS COSTOS DE CAPITAL EN EL COSTO NIVELADO DEL HIDRÓGENO VERDE (LCOH). FUENTE: ESMAP ET AL. (2023)	39
FIGURA 14 COSTOS DE ABATIMIENTO DE EMISIONES DE CARBONO Y TECNOLOGÍAS DERIVADAS DEL HIDRÓGENO QUE PODRÍAN CONTRIBUIR EN CADA RANGO. FUENTE: ALAZMEH ET AL. (2023)	40
FIGURA 15 DEMANDA GLOBAL DE HIDRÓGENO POR SECTOR PARA DISTINTOS ESCENARIOS. FUENTE: GULLI ET AL. (2024) ...	41
FIGURA 16 PROYECCIONES DE CRECIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN Y CONSUMO MUNDIAL DE AMONIACO 2020-2050. FUENTE: IRENA & AEA (2022)	43
FIGURA 17 COSTOS ACTUALES Y PREVISTOS DE INSUMOS ENERGÉTICOS. FUENTE: IRENA & AEA (2022)	44
FIGURA 18 COMPARACIÓN DE PRECIOS ESTIMADOS PARA EL METANOL RENOVABLE Y OTROS COMBUSTIBLES EN BASE A USD/GJ (CURRENT:2020). FUENTE: IRENA & METHANOL INSTITUTE (2021)	46
FIGURA 19 MANDATO DE INCORPORACIÓN DE SAF DE 2025 A 2050. FUENTE: CONSEJO EUROPEO (2024)	52
FIGURA 20 TRL DE LOS USOS DE HIDRÓGENO POR SECTOR. FUENTE: IEA (2023)	54

FIGURA 21 ESCALERA DEL HIDRÓGENO VERSION 5.0. FUENTE: REPRODUCIDO BAJO LICENCIA CC-BY 4.0 DE MICHAEL LIEBREICH	55
FIGURA 22 DISPOSICIÓN A PAGAR POR HIDRÓGENO LIMPIO Y DEMANDA ASOCIADA EN EE.UU. FUENTE: ESMAP ET AL. (2023)	56
FIGURA 23 ALTERNATIVAS PARA EL ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO. FUENTE: USMAN (2022)	58
FIGURA 24 COSTES DEL TRANSPORTE DE HIDRÓGENO EN USD/KG EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA RECORRIDA Y LA CANTIDAD TRANSPORTADA. FUENTE: MITECO (2020)	61
FIGURA 25 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A 2050 POR REGIÓN. FUENTE: HYDROGEN COUNCIL & MCKINSEY & COMPANY (2022)	65
FIGURA 26 COMERCIO DE HIDRÓGENO DE LARGA DISTANCIA A 2050 SEGÚN ORIGEN, DESTINO Y TRANSPORTE. FUENTE: HYDROGEN COUNCIL & MCKINSEY & COMPANY (2023A)	66
FIGURA 27 ANUNCIOS E INVERSIÓN REQUERIDA A 2030 EN LOS DISTINTOS SECTORES DE LA CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO LIMPIO. FUENTE: HYDROGEN COUNCIL & MCKINSEY & COMPANY (2023B).....	70
FIGURA 28 ESTIMACIONES DE LA BRECHA DE FINANCIACIÓN DE LOS PROYECTOS DE HIDRÓGENO RENOVABLE 2023 A 2030. FUENTE: ESMAP ET AL. (2023).....	71
FIGURA 29 MECANISMOS DE SUBVENCIÓN AL HIDRÓGENO EN MILES DE MILLONES DE USD DISTRIBUIDOS POR REGIÓN Y TIPO DE MECANISMO. FUENTE: BHASHYAM (2023)	73
FIGURA 30 UMBRAL DE EMISIONES DE GEI BAJO VARIOS RÉGIMENES REGULATORIOS Y VOLUNTARIOS EN $\text{kgCO}_2\text{E/kgH}_2$. FUENTE: HYDROGEN EUROPE (2024).....	85
FIGURA 31 INTENSIDAD DE EMISIONES DE DISTINTOS MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO PARA EL AÑO 2021. FUENTE: IEA (2023)	88
FIGURA 32 DATOS DE POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL (GWP) REPORTADOS EN DISTINTOS TRABAJOS PARA DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE DATOS RECOPIADOS POR WILKINSON ET AL. (2023)	89
FIGURA 33 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE IMPACTO CON UNA ÚNICA PUNTUACIÓN LUEGO DE LA NORMALIZACIÓN Y PONDERACIÓN SUGERIDA POR LA METODOLOGÍA EF. FUENTE: ARRIGONI ET AL. (2024).....	90
FIGURA 34 RESULTADOS DEL LCA BASADOS EN LA METODOLOGÍA EF EN CUANTO AL POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL POR KG DE HIDRÓGENO ENTREGADO. FUENTE: ARRIGONI ET AL. (2024)	90
FIGURA 35 INSTALACIONES DE HIDRÓGENO VERDE (ELECTRÓLISIS) Y AZUL (SMR CON CCUS) ANUNCIADAS EN RELACIÓN CON EL ESTRÉS HÍDRICO. FUENTE: MOREIRA & LAING (2022)	92
FIGURA 36 DEMANDA PRIMARIA PROMEDIO ANUAL MODELADA DE LA PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE HIDRÓGENO LIMPIO HASTA 2050 COMO PORCENTAJE DE LA PRODUCCIÓN PRIMARIA ACTUAL. FUENTE: (MOREIRA & LAING, 2022)	93
FIGURA 37 PRINCIPALES PRODUCTORES DE MATERIALES CRÍTICOS PARA ELECTROLIZADORES. FUENTE: (IRENA, 2020)	94
FIGURA 38 TENDENCIA DE PATENTES DE TECNOLOGÍAS DE HIDRÓGENO EN FAMILIAS DE PATENTES (IPFs) 2001 – 2021. FUENTE: IEA (2023).....	98
FIGURA 39 MAPA DE LOCALIZACIÓN APROXIMADA DE LOS PROYECTOS RELEVADOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN GOOGLE MAPS.	110

Introducción

1 El hidrógeno verde y su relevancia en el horizonte de descarbonización

El calentamiento global es uno de los problemas más importantes que enfrenta el planeta, y asociados a este ya se están observando eventos climáticos extremos con consecuencias graves para la seguridad alimentaria, salud, economías y la sociedad (IPCC, 2023). Su relación causal con la actividad humana ha sido ratificada por el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) en su sexto y más reciente reporte de síntesis sobre el cambio climático en el cual se afirma que entre 2011 y 2020, la temperatura global aumentó 1.1°C respecto al período preindustrial (1850-1900) y las emisiones continuaron en aumento en dicho período debido al uso insostenible de energía, cambios en el uso de la tierra y patrones de consumo (IPCC, 2023, p. 4).

Más recientemente la Organización Meteorológica Mundial ha comunicado que el año 2023 ha sido el más caluroso registrado por un amplio margen, alcanzando una diferencia en la temperatura media respecto a los niveles preindustriales de 1,45 °C (Organización Meteorológica Mundial, 2024). Este valor se acerca al límite objetivo inferior de 1,5 °C a mantener como incremento promedio en los próximos decenios según lo establecido en el Acuerdo de París, al que han suscripto en el año 2015 gran parte de las potencias mundiales. El camino trazado por el IPCC para alcanzar el objetivo es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para alcanzar la neutralidad climática global en los próximos 20 a 30 años (IPCC, 2018).

A raíz de ello, los principales actores de la economía mundial, tanto a nivel de naciones, estados, ciudades y empresas, causantes del 88% de las emisiones a nivel global, han establecido metas de descarbonización con miras a alcanzar la neutralidad en carbono, mayormente al año 2050, para lo cual se debiera reducir a cerca de la mitad las emisiones de cara al año 2030 (Net Zero Tracker, 2023). La Unión Europea (UE), como una de las regiones más comprometidas y pioneras, aprobó en junio de 2021 la Ley Europea del Clima que reafirmó un objetivo del Pacto Verde respecto a la neutralidad climática en 2050 y estableció una meta intermedia de reducción de las emisiones en un 55 % para el año 2030 (Comisión Europea, s.f.).

Los sectores de la energía, industria y transporte fueron responsables por el 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2019 (IPCC, 2023) y por este motivo la búsqueda de alternativas para el abastecimiento de estos rubros es un factor clave en la descarbonización. El hidrógeno verde se presenta como una alternativa con potencial

para avanzar en esa dirección. Es una alternativa emergente que está todavía en fase de desarrollo tanto a nivel tecnológico como industrial. A tales efectos, en el año 2020 la UE estableció como pilares estrategias que apuntan a la electrificación y el desarrollo del hidrógeno renovable como alternativas a los combustibles fósiles, plasmadas en las comunicaciones de la Comisión Europea tituladas “Impulsar una economía climáticamente neutra: Una Estrategia de la UE para la Integración del Sistema Energético” (Dirección General de Energía de la Comisión Europea, 2020a) y “Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra” (Dirección General de Energía de la Comisión Europea, 2020b).

La relevancia del hidrógeno verde en la transición energética radica en que puede usarse como vector energético al igual que la electricidad, pero al ser un gas posee ventajas como almacenar energía durante largos períodos de tiempo, y transportarla entre zonas de producción y zonas de demanda más distantes (Dirección General de Energía de la Comisión Europea, 2020b). Es así como el hidrógeno limpio se presenta como complementario a la electrificación ya que mediante su uso o el de combustibles derivados alcanza sectores de difícil electrificación como el transporte de larga distancia carretero, marítimo y aéreo, el almacenamiento energético de gran escala y la generación de calor a alta temperatura, a la vez que en el corto plazo podrá sustituir al hidrógeno de origen fósil que actualmente se utiliza en sectores industriales como la producción de químicos, refino de petróleo y fabricación de acero, contribuyendo a su descarbonización y al despliegue inicial del hidrógeno renovable (Dirección General de Energía de la Comisión Europea, 2020b).

Asimismo, un nuevo impulso al hidrógeno verde en la UE ha venido de la mano del programa RePower EU, puesto en marcha por la Unión Europea en mayo 2022 como respuesta a las perturbaciones del mercado energético a raíz del conflicto entre Rusia y Ucrania, que afectó la provisión de gas natural en la UE, poniendo de manifiesto el problema de su dependencia energética (Secretaría General de la Comisión Europea, 2022). Este plan incrementó la apuesta por el hidrógeno al ampliar el objetivo de producción a 2030 de 4 a 10 millones de toneladas, lo cual representa un aumento de la capacidad de electrólisis mínima prevista en la estrategia del hidrógeno de 40 a 140 GW, además de la importación de otros 10 millones de toneladas desde fuera de la UE (Secretaría General de la Comisión Europea, 2022).

Siguiendo estos lineamientos España, al igual que otros países de Europa, ha definido su estrategia de descarbonización a 2050, y ha plasmado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima¹, las acciones a desarrollar en esa línea hasta el año 2030 (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO], 2021). Actualmente se está en proceso de actualización de dicho plan para contemplar los cambios promovidos por el programa RePower EU, entre los cuales se contempla el incremento en la ambición de producción de hidrógeno verde al 2030 a 11 GW de electrolizadores instalados (Gobierno de España, 2023). Esto implicaría una modificación significativa en la estrategia nacional que en octubre de 2020 se aprobó para el despliegue de este vector

¹ Primera versión de enero 2020 y aprobado en su versión final en Consejo de ministros en marzo de 2021

energético en la “Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable” y que estableció un objetivo de 4 GW de capacidad instalada al 2030 (MITECO, 2020).

También Galicia se alinea con los objetivos de descarbonización de España y la Unión Europea y ha definido su estrategia 2030 en la “Agenda Energética de Galicia 2030”, definiendo como uno de los principales objetivos disminuir la dependencia energética a la vez de migrar hacia un nuevo *mix* energético más sostenible, para lo cual el hidrógeno verde se posiciona como una tecnología fundamental (Xunta de Galicia, 2022). La referida estrategia se propone desarrollar un *hub* de hidrógeno verde en Galicia aprovechando la disponibilidad de recurso hídrico y de energías de origen renovable (fundamentalmente eólica e hidráulica), alcanzando para 2030 una potencia de electrólisis instalada de entre 0,5 y 1 GW para producir 105.000 tH₂ al año.

En el marco internacional muchos otros países han mostrado interés en el desarrollo del hidrógeno verde, según los datos recogidos por la Asociación Internacional de la Energía (IEA) en el *Global Hydrogen Review 2023* más de 40 países, responsables de la emisión del 80% de las emisiones de CO₂ de origen energético cuentan con una estrategia para el hidrógeno (IEA, 2023). Estados Unidos es uno de estos países y ha definido una estrategia con objetivos similares a los de la Unión Europea previendo la producción a 2030 de 10 millones de toneladas, alcanzando los 50 millones en 2050 (IEA, 2023). Por su parte China es el mayor productor y consumidor de hidrógeno de origen fósil en la actualidad y cuenta con gran capacidad de generación de energía renovable a la vez que es el principal fabricante de electrolizadores por lo que espera producir entre 100.000 y 200.000 toneladas de hidrógeno verde a 2025 y para 2030 contar con 80 GW de electrólisis (National Development and Reform Commission, 2022).

No obstante, a pesar de sus ambiciosos planes de producción de hidrógeno verde, tanto la UE, EE. UU. y China se espera sean importadores netos de este insumo debida a la importante demanda energética de su actividad. Al ser un negocio de conversión y no de extracción, la producción de hidrógeno es menos lucrativa que la del petróleo y el gas, y a su vez la distribución de los insumos requeridos en el planeta hace que pueda ser competitivo en muchos sitios (IRENA, 2022). Fundamentalmente los países con energía renovable abundante y barata podrían establecerse como lugares estratégicos para su producción y uso, pero su desarrollo dependerá también de otros factores como la infraestructura y el apoyo gubernamental (IRENA, 2022).

Estas características del hidrógeno verde lo colocan como una oportunidad para promover el crecimiento sostenible en mercados emergentes, transformando la geopolítica energética y los flujos comerciales mundiales (IRENA, 2022). De acuerdo con las previsiones del Banco Mundial y la Organización para la cooperación y el desarrollo económico (OCDE), para cumplir con los objetivos climáticos mundiales, los mercados emergentes y los países en desarrollo (EMDCs) deben contribuir significativamente, proporcionando la mitad de la producción global para el año 2030, lo que equivale a 20 millones de toneladas anuales (Energy Sector Management Assistance Program et al.[ESMAP], 2023).

Entre estos países, se destaca Chile como uno de los países que podría producir el hidrógeno más barato en el mundo con la energía solar en el desierto de Atacama y ya

cuenta con una estrategia de desarrollo desde el año 2020 en la que prevé un acelerado desarrollo del hidrógeno verde instalando 5 GW de electrólisis al año 2025 ya que pretende ser uno de los principales exportadores de este insumo para el año 2040, además de su utilización a nivel local en el sector minero y de transporte (Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, 2020).

A pesar de las oportunidades económicas y su contribución a la transición energética es importante considerar el impacto ambiental y social que podría traer aparejado. En ese sentido algunos aspectos a considerar a nivel ambiental son la huella material asociada a la cadena de suministro para la fabricación de instalaciones de energía renovable y el consumo de agua como insumo de la electrólisis ya que muchos de los proyectos se planifican en zonas con un importante estrés hídrico (The World Bank & Hydrogen Council, 2022). Tanto este último aspecto como la intensificación de las instalaciones de energía renovable asociadas, con sus consecuentes cambios en el uso de suelo y reducción de la biodiversidad son aspectos que han desatado polémica a nivel social.

Desde el concepto de la justicia energética se apunta a que la transición energética mundial puede generar exclusiones sociales, usurpación de territorios y recursos, exacerbando desigualdades y vulnerabilidades socioambientales (Sovacool, 2021). El desarrollo de infraestructura de hidrógeno verde de forma tecnocrática, sin considerar los impactos sociales y ambientales de este, podría generar desequilibrios socio ecológicos a largo plazo (Hanusch & Schad, 2021), por lo que el desarrollo de esta nueva alternativa tecnológica debiera contemplar los intereses de todos los actores.

Pese a las fuertes condiciones globales que están impulsando el desarrollo del hidrógeno verde, a raíz de las ventajas que parece presentar tanto a nivel económico, ambiental y de desarrollo social, los proyectos no están avanzando con la celeridad prevista en los planes. Las causas que se citan para esto se centran en la falta de demanda asegurada asociada con su falta de competitividad respecto a las alternativas fósiles o eléctricas, el lento despliegue de las infraestructuras asociadas, ausencia de estándares y certificaciones homologadas en el mercado, y retrasos en la puesta a disposición de los proyectos de los fondos comprometidos por parte de los gobiernos (IEA, 2023). Estrechamente ligado con esto está el hecho de que la tecnología para su producción y transporte están todavía en fase de maduración, por lo que el avance del hidrógeno verde requiere todavía del desarrollo de I+D+i, sobre todo para garantizar una mayor eficiencia en esos procesos.

La identificación de los factores que impulsan el desarrollo del hidrógeno verde y de los principales aspectos que actúan como barrera es clave para analizar el desarrollo de proyectos y evaluar posibles estrategias para facilitarlos. El presente trabajo aborda estos aspectos desde una perspectiva global y profundiza en su análisis para Galicia.

2 Objetivos del trabajo

En ese marco el presente trabajo se propone:

- 1- Estudiar la senda que se ha seguido hasta el momento en el desarrollo del mercado mundial del hidrógeno verde, incluyendo sus tecnologías de producción, usos previstos, intercambios comerciales, implicancias ambientales, fuentes de financiamiento y el despliegue estrategias nacionales y regionales.
- 2- Sintetizar los principales factores que ofician actualmente como impulsores y limitantes para el desarrollo de los proyectos y el nacimiento del mercado del hidrógeno.
- 3- Evaluar para el caso de Galicia la situación del desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno y factores que ofician como motores y barreras en diferentes campos. Releva los principales proyectos de producción de hidrógeno verde que se plantean en los próximos años con relación a sus características, grado de avance y los factores que podrían resultar determinantes para su ejecución.

Planificación y metodología

La realización de este trabajo se inició en el mes de enero e incluyó algunas reuniones en su inicio para definición del alcance con ambos tutores, una fase de interiorización personal en la temática mediante el relevamiento de información entre los meses de febrero y junio y la realización de prácticas en la Asociación Gallega del Hidrógeno entre abril y mayo. La fase de redacción inició en mayo e incluyó algunas reuniones de tutorías en su inicio con intensificación y corrección del documento por parte de Xavier Vence durante las últimas semanas de junio y las primeras de julio hasta su finalización.

En cuanto al presente documento, para abordar los objetivos de investigación propuestos, la sección de desarrollo del presente trabajo cuenta en primer lugar con una revisión y análisis crítico de los documentos más recientes sobre las diferentes temáticas que fueron publicados por instituciones de referencia en el sector energético y del hidrógeno, al igual que literatura académica complementaria. Los contenidos analizados incluyen: la descripción y cuantificación de cuota de mercado de las alternativas para su producción, con énfasis en el hidrógeno verde y particularmente en el proceso de electrólisis como origen mayoritario de este tipo de hidrógeno; los usos actuales del hidrógeno y las perspectivas de aplicación en otros sectores como parte de la estrategia de descarbonización; el comercio del hidrógeno y los requerimientos de infraestructura asociados; las necesidades de inversión y financiación para su desarrollo; el papel que tienen los gobiernos en esta transición incluyendo las principales líneas estratégicas de distintos países y regiones del mundo; los aspectos legales, ambientales y sociales que requieren ser atendidos, y las tendencias mundiales en innovación.

La segunda sección incluye una síntesis de los elementos que del análisis de la sección anterior se han podido identificar como motores que impulsan el desarrollo del mercado del hidrógeno, o barreras al avance de los proyectos de hidrógeno y su mercado asociado. Se organiza el análisis siguiendo la lógica de la herramienta PESTEL clasificándolos en 6 categorías: político, económico, social, tecnológico, ecológico o ambiental y legal o regulatorio.

En tercer lugar, se analiza la situación de Galicia en cuanto al desarrollo de este nuevo mercado. Para ello, teniendo en cuenta que aún no se ha publicado información oficial o institucional detallada sobre las iniciativas relacionados con el hidrógeno verde en esta comunidad, la búsqueda y recopilación de información ha sido una parte fundamental de este trabajo. Se contrastaron varias fuentes de datos priorizando documentos de la Xunta de Galicia, información de convocatorias de ayudas como los fondos *Next Generation* y PERTE, páginas web de los promotores y de asociaciones del sector, complementado con noticias de prensa para los datos faltantes. La sistematización de

la información derivó en la construcción de una tabla que incluye 28 iniciativas de público conocimiento vinculadas a la cadena de valor del hidrógeno y que se adjunta como Apéndice al documento. La sección se cierra con un análisis PESTEL que sintetiza los principales motores y barreras para el desarrollo del hidrógeno en esta CA.

Finalmente, en la última sección se reflexiona y concluye sobre la información analizada considerando los objetivos de la investigación y se realizan recomendaciones sobre futuros análisis de interés en torno a la temática.

Desarrollo del trabajo

3 El desarrollo del hidrógeno verde

3.1 Características y orígenes del hidrógeno

El hidrógeno es el elemento químico más pequeño de la naturaleza y, aunque como tal es el más abundante, siempre forma parte de compuestos inorgánicos, hidrocarburos, materia orgánica y agua junto a otros elementos. En su forma molecular (H_2) es un gas incoloro, inodoro e inflamable, inestable en la naturaleza, por lo cual los procesos industriales que actualmente utilizan H_2 como materia prima (Ver Sección 3.3) o bien lo sintetizan in-situ a partir de hidrocarburos o agua o lo compran en contenedores a presión en su forma de gas o como líquido criogénico de plantas que lo producen también de forma similar.

Más allá de su uso como materia prima actualmente ha tomado relevancia a nivel internacional por su función como vector energético en el marco de la descarbonización, siendo que durante su uso como energético no emite gases de efecto invernadero (GEI). En ese marco no es indiferente el origen del hidrógeno que se utilice; dependiendo de las características del proceso de producción, de la fuente de energía y de los compuestos de partida para extraerlo, su origen tendrá asociada diferente cantidad de emisiones de CO_2 .

A los efectos de indicar distintos orígenes del hidrógeno se utiliza convencionalmente un código de colores (Ver Figura 1). Así, el hidrógeno gris proviene del procesamiento de gas natural o petróleo y, junto con el marrón de origen en el carbón, son los que tienen mayores emisiones asociadas. Una variante de los mismos procesos de producción, pero en la que se incluye captura, almacenamiento y uso del carbono (CCUS) se ve en el hidrógeno azul, que se considera (junto con el verde) como limpio o bajo en emisiones. En cuanto a la producción de hidrógeno por electrólisis del agua, el nivel de emisiones varía según la fuente de origen de la energía eléctrica, desde el amarillo que se abastece de energía de la red eléctrica, el rosa que utiliza energía nuclear hasta el verde, si abastece la electrólisis con energía renovables, siendo el de menores emisiones asociadas y el más prometedor en cuanto a su potencial para descarbonización. Otros orígenes del hidrógeno clasificado como verde por sus casi nulas emisiones de CO_2 son los procesos que utilizan biogás o biomasa, aunque estas tecnologías son aún muy incipientes.



Figura 1 Los colores del hidrógeno. Fuente: MITECO (2023)

Es necesario hacer notar que esta clasificación es meramente cualitativa y que no hay por detrás definiciones claras del nivel de emisiones admisible en cada categoría. Es el caso por ejemplo del hidrógeno amarillo que se produce a través de energía de la red, esta clasificación no permite diferenciar las variaciones en el *mix* eléctrico y sus emisiones entre países, o en el caso del hidrógeno azul también hay un amplio rango de emisiones asociadas dependiendo de la tecnología y la ratio de captura (Gül & van Hulst, 2023). Este problema de falta de consensos y estándares internacionales es un aspecto que interfiere en el desarrollo del mercado del hidrógeno y que debe ser atendido para facilitar su despliegue.

A los efectos del presente trabajo, el término de hidrógeno bajo en emisiones o hidrógeno limpio hace referencia al hidrógeno verde y al azul. Por su parte, el término hidrógeno verde o hidrógeno renovable, si bien abarca metodologías de producción diversas, en este trabajo se utiliza para hacer referencia en la mayoría de los casos al obtenido por mediante electrólisis abastecida de energías renovables, por ser la alternativa mayoritaria de producción.

3.2 Producción de hidrógeno y derivados

3.2.1 Composición de la producción y perspectivas

Según ya fuera introducido en la sección anterior, la producción de hidrógeno puede realizarse mediante diversos procesos que varían en cuanto a tecnología, eficiencia e impacto ambiental. En la Figura 2 se presentan los datos de consumo de hidrógeno anuales para el período 2020 – 2022 y su origen. La tecnología más utilizada hoy en día es el reformado de gas natural con vapor de agua (SMR) sin captura de carbono, que representó el 62 % de la demanda global de 95 Mt de H₂ del año 2022 según datos de la IEA, seguido por la gasificación del carbón (predominante en China), que alcanzó el 21 %. Otro 16% tuvo su origen como subproducto de procesos de refinerías e industria petroquímica, un 0,5% tuvo origen en otros combustibles fósiles, mientras que la producción de hidrógeno bajo en emisiones representó apenas un 0,6% del consumo, siendo 0,5% de origen fósil con CCUS y un 0,1% de fuentes electrolíticas (IEA, 2023).

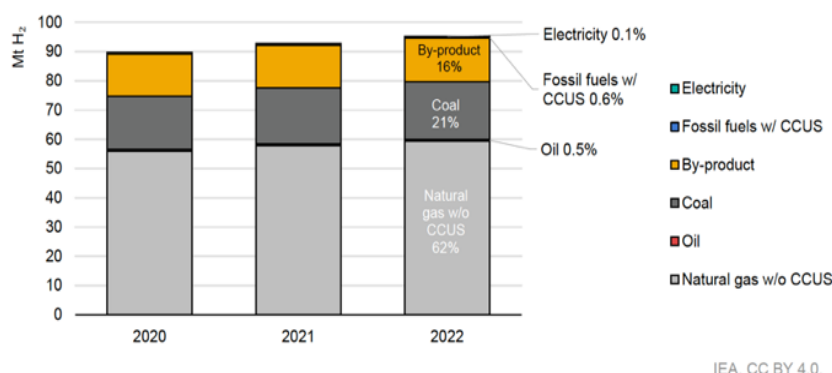


Figura 2 Producción de hidrógeno por tecnología 2020 – 2022. Fuente: IEA (2023)

A pesar de la baja proporción que actualmente representa el hidrógeno bajo en emisiones, la apuesta de las estrategias políticas al uso de hidrógeno como vector energético limpio, especialmente en el marco de descarbonización a 2050 (*Net Zero Emissions by 2050*, en adelante NZE), lleva a prever un rápido crecimiento de su producción en las próximas décadas. Según muestra la Figura 3, al año 2030 la electrólisis sería la tecnología predominante cubriendo más del 70% de la producción de hidrógeno de bajas emisiones.

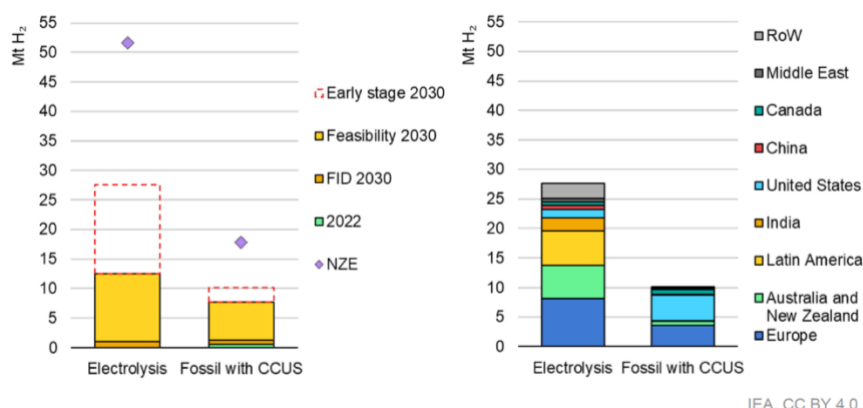


Figura 3 Producción de hidrógeno bajo en emisiones a 2030 por tecnología, madurez de proyecto y región. Fuente: IEA (2023)

En lo que refiere al hidrógeno renovable o hidrógeno verde, si bien alcanza solo un 0,1% de la producción actual se encuentra creciendo rápidamente, principalmente en base a la electrólisis, siendo esta la principal tecnología a la que se apunta para el desarrollo del hidrógeno como vector energético (Ver en Sección 3.2.2 más detalle sobre tecnologías).

Asimismo, existen otras tecnologías de producción de hidrógeno renovable emergentes que incluyen métodos biológicos y a partir de bioenergía y metano, aunque aún son incipientes en cuanto a su desarrollo para la producción a gran escala. Entre ellas, la gasificación de biomasa es la tecnología más desarrollada, con plantas en Japón y Francia (IEA, 2023). En cuanto al biometano, podría utilizarse para el reformado al igual que el gas natural y también se están desarrollando alternativas como su descomposición por plasma y catalítica (IEA, 2023). Por ahora, los sistemas de conversión biológica también

tienen costos más altos y requieren un desarrollo significativo para ser comparables al hidrógeno producido mediante electrólisis (Li et al., 2024).

A pesar de la fuerte apuesta al hidrógeno verde, actualmente la producción de hidrógeno azul es mayor. Las instalaciones existentes (16 en 2023) se ubican principalmente en América del Norte impulsadas por incentivos fiscales y financiamiento otorgado por EE. UU. y Canadá para esta tecnología, aunque también las hay en Reino Unido (IEA, 2023). Si bien es posible alcanzar eficiencias de captura de CO₂ de hasta 99 % en estos procesos y la innovación apunta justamente a optimizar este aspecto, ahora implica tecnologías más complejas y altos costos, por lo que las plantas existentes operan a tasas de entre 40-60% (IEA, 2023). Este es un aspecto relevante por considerar en el desarrollo del mercado del hidrógeno limpio que deberá contemplar los distintos niveles de emisiones en cada alternativa tecnológica de producción.

No obstante, la producción de hidrógeno azul presenta ventajas respecto a la electrólisis para su desarrollo en el corto y mediano plazo, lo que lo posiciona como una alternativa para promover la adopción del hidrógeno en el período de transición. El equipamiento que precisa pertenece a una cadena de suministro ya desarrollada y la participación del costo de capital (CAPEX) en el precio final es menor, resultando más competitivo con el del hidrógeno gris, especialmente en sitios donde existen mercados de carbono, aunque ambos tienen mayor dependencia de los precios del gas que el hidrógeno verde (IEA, 2023).

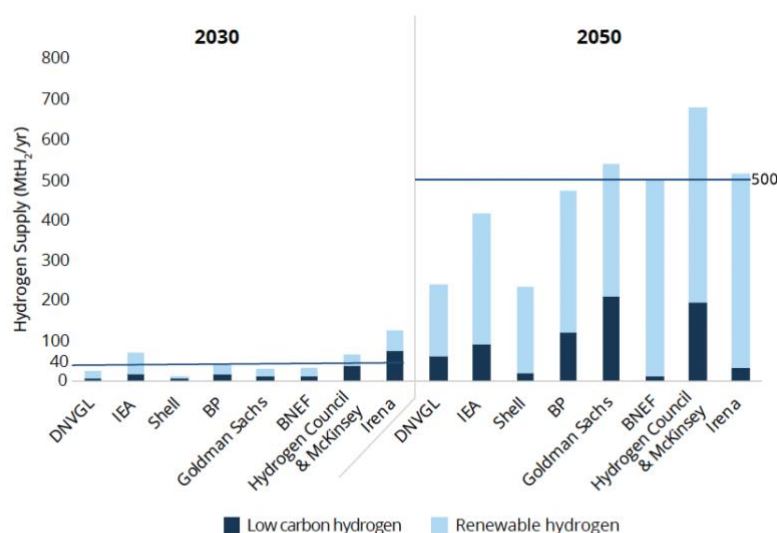
En ese sentido, Hydrogen Council & McKinsey & Company (2021) plantean que combinar hidrógeno renovable e hidrógeno azul reduce costos y acelera la transición al NZE, evitando los retrasos asociados a depender de una única fuente, pudiendo cubrir en alguna etapa de la transición más de un 40% de la producción total de hidrógeno con hidrógeno azul. En la misma línea, Alverà (2021) sugiere que, si bien la apuesta a futuro debiera centrarse en el hidrógeno verde, ya que es realmente renovable, en algunos sitios con abundante gas natural disponible como Rusia, o como punto de partida de la transición hacia su uso como combustible, el hidrógeno azul podría ser un impulso para la infraestructura y la demanda hasta que el hidrógeno verde sea competitivo. Adicionalmente, el desarrollo de la CCUS asociado a su producción se espera reduzca costos y mejore la eficiencia de esta tecnología, con ventajas adicionales para la descarbonización de otras actividades como la industria química, del cemento, hierro y acero (Alverà, 2021).

El horizonte respecto a cuánto hidrógeno requerirá la descarbonización y cómo será la distribución entre las metodologías de producción aún no está claro. En los diversos estudios analizados se plantean diferentes escenarios desde el NZE hasta otros de no consecución de los objetivos climáticos pasando por escenarios intermedios a los que en las condiciones actuales de mercado pareciera encaminarse el destino del hidrógeno, a pesar de que las políticas manejan cometidos más ambiciosos.

En la Figura 4 se presentan resultados de 8 estudios sobre el papel del hidrógeno en la transición energética global, incluyendo siete escenarios normativos de 1.5°C y una proyección (DNVGL). Como puede observarse, las instituciones que proyectan mayores niveles de consumo son aquellas especializadas en energías renovables o hidrógeno

(Hydrogen Council e IRENA), mientras que otras organizaciones más neutrales como la IEA o consultoras tienen una visión más moderada en cuanto a los usos energéticos del hidrógeno.

En lo que refiere al horizonte más próximo, todos coinciden en que se dará un incremento en la producción de hidrógeno bajo en emisiones que para 2030 varían entre 11 Mt/año y 90 Mt/año, promediando las 40 Mton/año (en total alcanza 110 – 150 Mt considerando todos los orígenes), acompañado de una reducción sostenida de la producción de hidrógeno de fuentes fósiles sin CCUS. En 2050, las variaciones son mayores, promediando unas 500 Mt anuales pero con un rango de 235 Mt a 682 Mt, siendo en todos los casos la demanda de hidrógeno limpio a 2050 mucho mayor que la actual, significando entre el 5% y el 15% del consumo final total de energía (ESMAP et al., 2023). Según estos 8 estudios el hidrógeno renovable predominará en 2050, con una participación de entre 62% (Goldman Sachs) y casi 100% (BloombergNEF) del total.

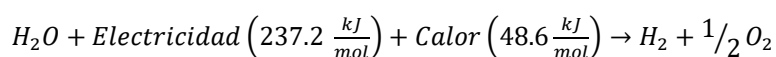


Sources: (Shell 2023; International Renewable Energy Agency 2023; International Energy Agency 2023; Goldman Sachs 2022; DNV 2022; BP 2023; Hydrogen Council & McKinsey 2023; International Energy Agency 2023).

Figura 4 Participación del hidrógeno en la transición energética y en los escenarios de descarbonización. Fuente: ESMAP et al. (2023)

3.2.2 Electrólisis

La electrólisis del agua es una técnica electroquímica de división de la molécula de agua para la producción de hidrógeno y oxígeno con la ayuda de electricidad, siendo en sí misma una tecnología libre de emisiones, cuya reacción básica es la siguiente:



Las instalaciones de electrólisis se componen de tres niveles: célula (el núcleo del proceso), pila (varias células interconectadas) y sistemas auxiliares (equipos para enfriamiento, purificación y conversión de electricidad), cada uno con componentes que aseguran eficiencia y separación de gases (IRENA, 2020).

Pese a ser una tecnología del siglo XIX, la electrólisis ha visto un renovado interés para la producción de hidrógeno verde, ya que es más madura y escalable para la producción de grandes cantidades que las alternativas de base biológica, lo que ha impulsado esfuerzos para optimizar y reducir costos y desarrollar alternativas prometedoras. Actualmente se distinguen cuatro tecnologías: electrólisis alcalina, electrólisis con membrana de intercambio de protones (PEM), electrólisis de óxido sólido (SOEC) y electrólisis con membrana de intercambio aniónico (AEM).

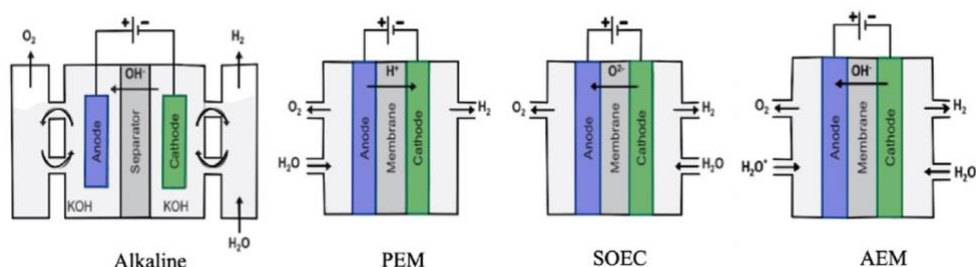


Figura 5 Esquemas conceptuales de las tecnologías de electrólisis. Fuente: Zainal et al. (2024)

En la Tabla 1 se presenta un resumen de las principales características técnicas de estas tecnologías, así como algunas consideraciones en cuanto a su eficiencia, costos, uso de materiales críticos e instalaciones existentes.

Tabla 1 Tecnologías de electrólisis y sus principales características. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Clean Hydrogen Joint Undertaking, (2022); IRENA (2020) y Li et al. (2024)

TECNOLOGÍA DE ELECTRÓLISIS	ALCALINA (AEL)	MEMBRANA DE ELECTROLITO POLIMÉRICO (PEM)	MEMBRANA DE INTERCAMBIO ANIÓNICO (AEM)	ÓXIDO SÓLIDO (SOEC)
REACCIONES ELECTROQUÍMICAS	Ánodo: $4\text{OH}^- \rightarrow \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$ Cátodo: $2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	Ánodo: $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$ Cátodo: $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	Ánodo: $4\text{OH}^- \rightarrow \text{O}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^-$ Cátodo: $2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	Ánodo: $2\text{O}^{2-} \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{e}^-$ Cátodo: $2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2 + 2\text{O}^{2-}$
TRL	9 ¹	9 ¹	6 ¹	8 ¹
TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C)	70-90	50-80	40-60	700-850
PRESIÓN DE OPERACIÓN (BAR)	1-30	<70	<35	1
ELECTROLITO	KOH concentrado (5-7 mol/L)	Sólido: membrana PFSA	Sólido: Polímero de DVB con soporte alcalino (KOH o NaHCO ₃)	Sólido: Zirconia estabilizada con itria
SEPARADOR	Diafragma poroso	Electrolito	Electrolito	Electrolito
ELECTRODOS	Níquel recubierto de acero inoxidable	Catalizadores de metales nobles y materiales basados en titanio		Materiales perovskitas y níquel

TECNOLOGÍA DE ELECTRÓLISIS	ALCALINA (AEL)	MEMBRANA DE ELECTROLITO POLIMÉRICO (PEM)	MEMBRANA DE INTERCAMBIO ANIÓNICO (AEM)	ÓXIDO SÓLIDO (SOEC)
OTRA INFORMACIÓN		Diseño compacto y simple Vida útil aún por validar en gran escala	Problemas de estabilidad química y mecánica de la membrana Menor conductividad y cinética del catalizador	Potencial de reversibilidad y co-electrólisis con CO ₂
CONSIDERACIONES SOBRE COSTOS	Menor costo de capital (CAPEX) comparado con PEM	Costo de capital más alto (50%-60% mayor que alcalina)	Potencial para costos más bajos debido a la ausencia de catalizadores de metales nobles	Mayor costo y desafíos de durabilidad debido a la operación a alta temperatura y ciclos termoquímicos
CARACTERÍSTICAS DE EFICIENCIA	Menor eficiencia debido a mayores resistencias ohmicas y diseño simple del stack	Mayor eficiencia debido a menores resistencias internas	Desempeño y durabilidad aún limitados Menor eficiencia por la baja conductividad de OH ⁻ comparada con H ⁺	Alta eficiencia debido al uso de calor para reducir la demanda de electricidad
MAYOR TAMAÑO EXISTENTE	260 MW (2023-China, Kuqa) ¹	20 MW (Canadá)	Actualmente en fase de laboratorio	4 MW (2023-USA) ²
MATERIALES CRÍTICOS	Rutenio para el cátodo	Iridio y rutenio como catalizador anódico y platino como catalizador catódico	IrOx como catalizador anódico y Pt/C como catalizador catódico	No aplica

¹ (IEA, 2023) / ² (Collins, 2023)

En cuanto a su presencia en el mercado, las tecnologías de electrólisis alcalina y PEM dominan comercialmente, representando el 60% y 30% de la capacidad instalada respectivamente, mientras que las de óxido sólido y de membrana de intercambio aniónico aún están menos maduras y representan menos de un 2% de las instalaciones existentes a octubre 2023 (IEA, 2023).

Según se muestra en la Figura 6, China cuenta con más de la mitad de la capacidad de electrólisis instalada, de la cual el 90% se basa en tecnología alcalina; mientras que la tecnología PEM es prevalente en Europa y América del Norte, representando el 80% de la capacidad instalada en dichos continentes (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023b).

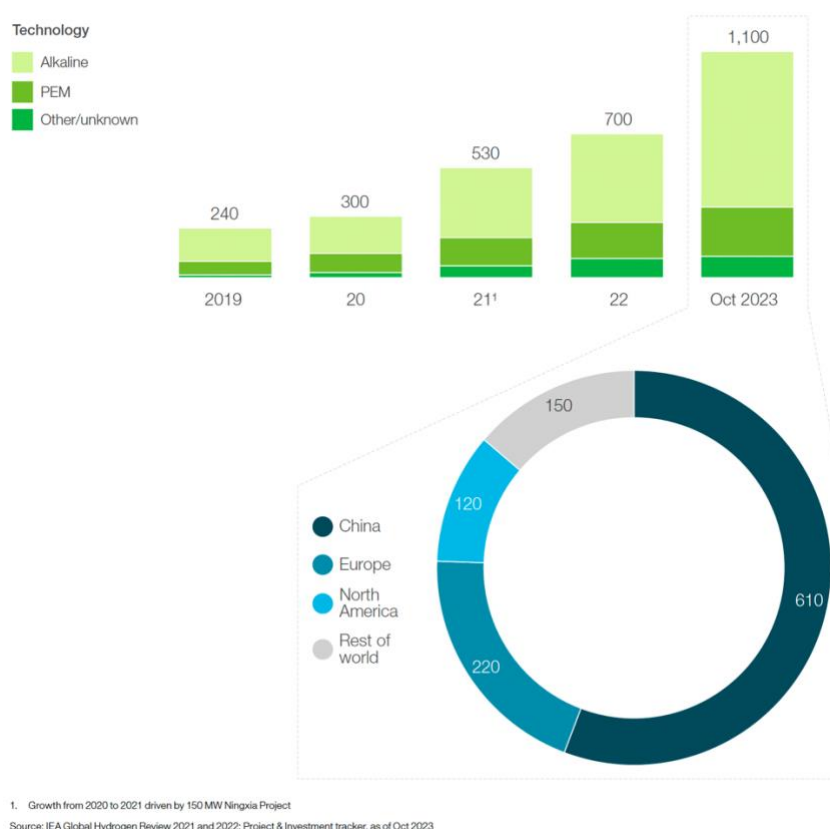


Figura 6 Evolución de la capacidad instalada de electrolizadores (en MW) por tecnología y región. Fuente: Hydrogen Council & McKinsey & Company (2023b)

La tecnología de electrólisis alcalina además de ser la de menores costos es la que tiene un mayor nivel de madurez tecnológica, con una larga vida útil probada. No obstante, entre sus desventajas se menciona que utiliza un electrolito corrosivo, opera a menores densidades de corriente y ocupa mayor área, además de que su eficiencia energética es la menor del grupo (Li et al., 2024).

En línea con ello, la adopción de la tecnología PEM está en aumento ya que presenta algunas ventajas como la alta pureza del hidrógeno producido, una eficiencia energética mayor a los alcalinos, un tiempo de respuesta relativamente corto a cambios rápidos de potencia y la capacidad de combinarse con productores de electricidad renovable variable (IEA, 2023; Li et al., 2024). También se apunta a que ocupa un menor tamaño que la tecnología alcalina, es más sencilla de mantener, más confiable y simple de operar (Alverà, 2021). Igualmente se señalan entre sus desventajas que además de ser más costosas que las celdas alcalinas, dependen de materiales críticos como el Iridio y el Platino, motivo por el cual la reducción de uso de estos materiales es uno de los focos de los esfuerzos de innovación entorno a esta tecnología (IEA, 2023).

A pesar de que se prevé que la participación de la tecnología PEM sea mayor en el desarrollo del hidrógeno a mediano y largo plazo (IEA, 2023), de los proyectos que están en etapa de decisión final de inversión a nivel mundial (12 GW), alrededor del 40% tiene una tecnología especificada, y un 80% han optado por tecnología alcalina frente al 20% restante que utilizarán PEM, lo que implica que la proporción de PEM se mantiene estable (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023b).

Por otra parte, se busca mejorar la competitividad de los electrolizadores de óxido sólido (SOEC) los cuales, aunque actualmente son tres veces más caros y requieren operación a altas temperaturas (superiores a 700 °C), son reversibles para operar como celdas combustibles, siendo útil para los servicios de equilibrio a red eléctrica (IEA, 2023), y además presentan una alta eficiencia energética, que se espera se incremente aún más cuando alcance la madurez tecnológica (Li et al., 2024).

Los electrolizadores AEM, aún en fase inicial de desarrollo (menor TRL) tienen una estabilidad limitada, aunque es una tecnología prometedora en tanto no requiere de metales nobles para sus electrodos (ventaja respecto a PEM) y utiliza una baja concentración de electrolito alcalino (ventaja respecto a AEL) (Shiva Kumar & Lim, 2022). Igualmente, ya se han operado equipos de demostración tanto de esta tecnología como de electrolizadores que operan con agua de mar (IEA, 2023).

No obstante, no existe una tecnología de electrolizadores que sea superior en todas las áreas y su distribución en el desarrollo futuro dependerá de la innovación y competencia entre fabricantes, lo que resultará en mejoras tecnológicas y una mejor adecuación de cada tecnología a aplicaciones específicas (IRENA, 2020).

Las tendencias de innovación apelan a nivel global a incrementar el tamaño de los proyectos, previendo alcanzar plantas de 1 GW para 2030 (IEA, 2023), siendo que en la actualidad las plantas de mayor tamaño reportadas alcanzan los 260 MW para la tecnología de electrólisis alcalina en China y de 20 MW en Canadá para la tecnología PEM (Collins, 2023; IEA, 2023).

En cuanto a la industria de fabricación de electrolizadores, China lidera el mercado con las tecnologías de menores costos de capital, representando más del 50% de la capacidad actual, seguido por Europa con un 20% y Norteamérica con un 10% (IEA, 2023). Actualmente los AEL representan tres cuartas partes de la capacidad de fabricación total (14 GW al año), seguidos de los PEM y SOEL que alcanzan 2 GW y 1,5 GW, respectivamente, aunque la fabricación real durante 2023 solo ascendió a 1 GW (IEA, 2023).

Se considera que una capacidad de fabricación de 1 GW al año sería suficiente para favorecer la economía de escala de la producción, nivel que algunos fabricantes ya alcanzan o pretenden alcanzar en los próximos años (IRENA, 2020). De acuerdo con lo que ha sido anunciado por los principales fabricantes, se espera que la capacidad de fabricación cubra las necesidades de los proyectos de hidrógeno verde hasta 2030, e incluso podría quedar subutilizada debido a retrasos en decisiones de inversión de los proyectos (IEA, 2023).

3.2.3 Costos de producción

3.2.3.1 Costo nivelado del hidrógeno para los diferentes orígenes

En el contexto actual, los costos de producción de hidrógeno varían significativamente según la tecnología utilizada y la región. La métrica que se utiliza más comúnmente para evaluar el costo de producción de las distintas técnicas es el costo nivelado del hidrógeno (LCOH por las siglas en inglés de *Levelized Cost of Hydrogen*), análogo al

término utilizado para valorar los costos de la energía eléctrica (LCOE). El LCOH incorpora el costo total de producción de hidrógeno durante el ciclo de vida de una planta de producción por lo que considera tanto los costos de capital de instalación de la planta, costos de operación y mantenimiento, costo de la energía eléctrica en el caso del hidrógeno electrolítico, la vida útil de la planta y su tasa de utilización.

A pesar de que es un concepto ampliamente empleado en la literatura y que utilizan los tomadores de decisiones para evaluar la viabilidad del hidrógeno, según un estudio realizado por (Agora Industry & Umlaut, 2023), los cálculos del LCOH para el hidrógeno verde no en todos los casos son consistentes, y se han encontrado variaciones significativas en los límites del sistema y factores de costo que podrían conducir a conclusiones erróneas. Según el citado estudio no todos los factores de costo tienen un impacto significativo en el LCOH, siendo los más relevantes la tasa de descuento, los costos de electricidad, costos de ingeniería, adquisición y construcción, costos de las celdas electrolíticas, vida útil esperada y balance de planta (suministro de energía, acondicionamiento del agua y servicios de proceso como bombas, dispositivos de medición y control, intercambiadores de calor).

Otro aspecto importante que resalta el estudio de Agora Industry & Umlaut (2023) es que, si bien las estimaciones simplificadas de LCOH que se encuentran en la literatura son útiles para discusiones políticas de alto nivel, pueden subestimar los costos reales de implementación. Los costos de proyectos realizados incluyen componentes adicionales no cubiertos en las estimaciones simples (pueden incrementar CAPEX de electrólisis entre un 20-50%), y los precios finales del hidrógeno también incluirán márgenes de ganancia y dependerán de la oferta y demanda del mercado.

Más allá de las limitantes mencionadas, en este trabajo se relevaron datos de LCOH de estudios globales disponibles como referencia de los costos de las alternativas de producción de hidrógeno, tecnologías de electrolisis y energía eléctrica renovable. Se consideraron algunos informes de instituciones de referencia en la materia como la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el Hydrogen Council junto a la consultora McKinsey & Company, y el Programa de Asistencia a la Gestión del Sector Energético (ESMAP) coordinado por el Banco Mundial. Asimismo, se obtuvo información de una revisión de literatura científica que analizó 7000 publicaciones sobre hidrógeno y seleccionó datos de 89 de estos respecto a las proyecciones de LCOH para la electrólisis (Frieden & Leker, 2024). En la Figura 7 se presentan los rangos y promedios del LCOH para cada origen obtenidos de los mencionados estudios. En el Apéndice 1 se incluye la tabla completa de los datos utilizados, las suposiciones sobre factores de costo y límites del sistema de cada uno.

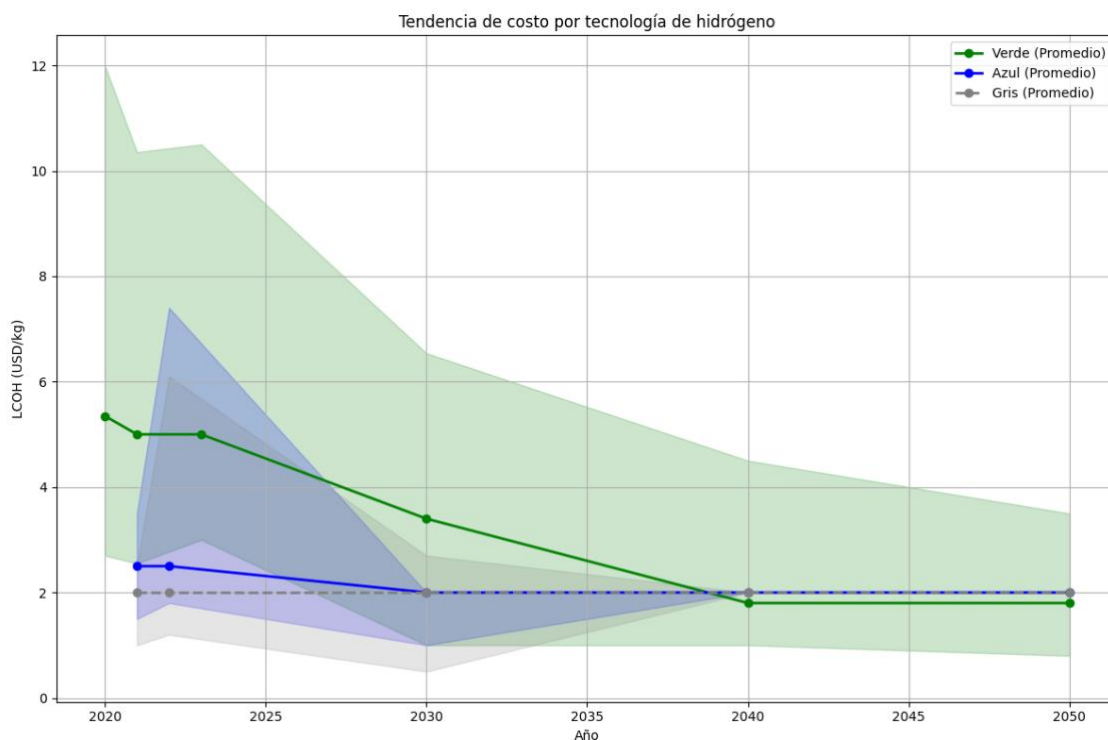


Figura 7 Evolución esperada del costo del hidrógeno gris, azul y verde. Fuente: Elaboración propia en base a información recolectada de diversas fuentes.

En todos los casos hasta el 2030 como mínimo, se proyecta que el hidrógeno renovable sería la alternativa más cara de producción, excepto en algunas localizaciones con energía renovable muy barata (Chile y Australia), y dependiendo de las condiciones que manejan las distintas proyecciones puede serlo más allá de 2040 o 2050, dependiendo del sitio. Las proyecciones respecto de la evolución del LCOH para el hidrógeno verde presentan mayores rangos de variación ya que según se analiza en la sección 3.2.3.2, dependen de un número mayor de factores, entre los que se encuentran el precio de las energías renovables, la madurez de las tecnologías de electrólisis y sus parámetros operacionales clave, y de las tasas de interés, que además varían considerablemente entre regiones. Los datos recopilados, muestran para 2020, LCOHs entre 2,7 y hasta 12 USD/kg, dependiendo de la eficiencia y los costos de inversión, con reducciones significativas de cara a 2030 alcanzando rangos de 1 a 6,5 USD/kg H₂, y aún más a la baja para 2050 cuando el LCOH proyectado estaría entre 0.8 y 3.5 USD/kg H₂. El análisis realizado por Frieden & Leker (2024) respecto a promedios de la literatura presenta valores promedio superiores a los de la literatura gris para el LCOH del hidrógeno verde (4,4 €/kg en 2030 y 2,7 €/kg en 2050).

Por su parte, el costo del hidrógeno proveniente de fuentes fósiles también se ve influenciado por factores externos como el precio del gas, las tasas sobre las emisiones de CO₂ y la evolución de las tecnologías de CCUS. A pesar de esto, el rango de incertidumbre es menor, y mientras se estimaban costos de producción de entre 1 y 2,5 USD/kg para el hidrógeno gris y entre 1,5 y 3,5 USD/kg para el hidrógeno azul en el año 2021, se proyectan valores de alrededor de 2 USD/kg a partir de 2030 para ambas

alternativas, prácticamente compensándose los costos de CCUS con los de las emisiones, por lo que el hidrógeno azul podría competir con el hidrógeno gris en zonas con precios adecuados del carbono (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023b).

En relación al año 2050 la mayoría de las visiones coinciden en que los precios promedio del hidrógeno verde alcanzarán valores cercanos a los 2 USD/kg, alcanzando un rango competitivo con las alternativas de origen fósil, aunque los altos costos de almacenamiento y transporte de larga distancia podrían ser un factor que comprometa su competitividad.

Por otra parte, la presencia de mercados de carbono es un factor relevante en el análisis de costos ya que la contabilización de externalidades ambientales eleva los costos del hidrógeno convencional y también parcialmente del azul, acelerando la paridad de costos con la electrólisis (ESMAP et al., 2023). En Europa, por ejemplo, a pesar de que en el corto plazo la producción de hidrógeno mediante SMR resulta el método más barato, su precio aumentaría significativamente debido a los precios del Régimen de comercio de derechos de emisión (ETS) de la UE, añadiendo 0,75 euros por kg de hidrógeno en 2023 (Frieden & Leker, 2024).

Sin embargo, no se proyecta una armonización de estos mercados, y los variados “precios” y límites que estos imponen a las emisiones pueden afectar la competitividad de la producción del hidrógeno en las distintas regiones. El análisis que realiza DNV (2022) maneja notables diferencias en los precios de carbono futuros para los distintos continentes. Resalta por ejemplo la ausencia de un mercado a nivel federal en EE.UU., uno de los mercados más influyentes a nivel mundial para el cual el referido estudio proyecta precios en el entorno de los 25 y 70 USD/ton CO₂ para 2030 y 2050, respectivamente. Por el contrario, en la UE que ya cuenta con su ETS establecido se espera que los precios alcancen 95 USD/ton CO₂ en 2030 y 135 USD/ton CO₂ para 2050. La región conformada por Japón, Corea del Sur, Nueva Zelanda y Australia, se ubica en una posición intermedia con precios proyectados en 35 y 90 USD/ton CO₂ para 2030 y 2050, respectivamente, y en el caso de China que también cuenta con un ETS en expansión, se proyectan precios de 22 USD/ton CO₂ en 2030 y 90 USD/ton CO₂ para 2050. En el resto de las regiones prácticamente no hay esquemas definidos, y en aquellos que los tienen los precios son muy bajos, en promedio las estimaciones proyectan alrededor de 10-25 USD/ton CO₂ en 2030 y 20-50 USD/ton CO₂ en 2050.

El Mecanismo de Ajuste en Frontera de Carbono (MAFC) definido por la UE y que se comenta en la sección 3.7, podría causar el incremento y equilibrio de los precios del carbono a nivel global, aunque con limitado alcance a algunos sectores.

Esta variabilidad en los costos de producción del hidrógeno con la tecnología y la región subraya la necesidad de estrategias adaptativas y políticas que consideren las particularidades locales. Los países con grandes reservas de gas natural verán más atractiva la producción mediante SMR+CCUS, mientras que en aquellos con buen recurso renovable y disponibilidad de agua se priorizará el hidrógeno verde en base a las previsiones de su competitividad a mediano y largo plazo (Frieden & Leker, 2024).

3.2.3.2 Costos del hidrógeno verde

La producción de hidrógeno verde enfrenta desafíos significativos en términos de costos, siendo el principal componente de su LCOH el precio de la electricidad renovable necesaria para alimentar los electrolizadores. La Figura 8 permite observar la relevancia del precio de la electricidad para la competitividad del hidrógeno verde respecto al de origen fósil, poniendo de manifiesto que, ante altos costos energéticos, las mejoras tecnológicas que permitan reducir costos de instalación no son suficientes.

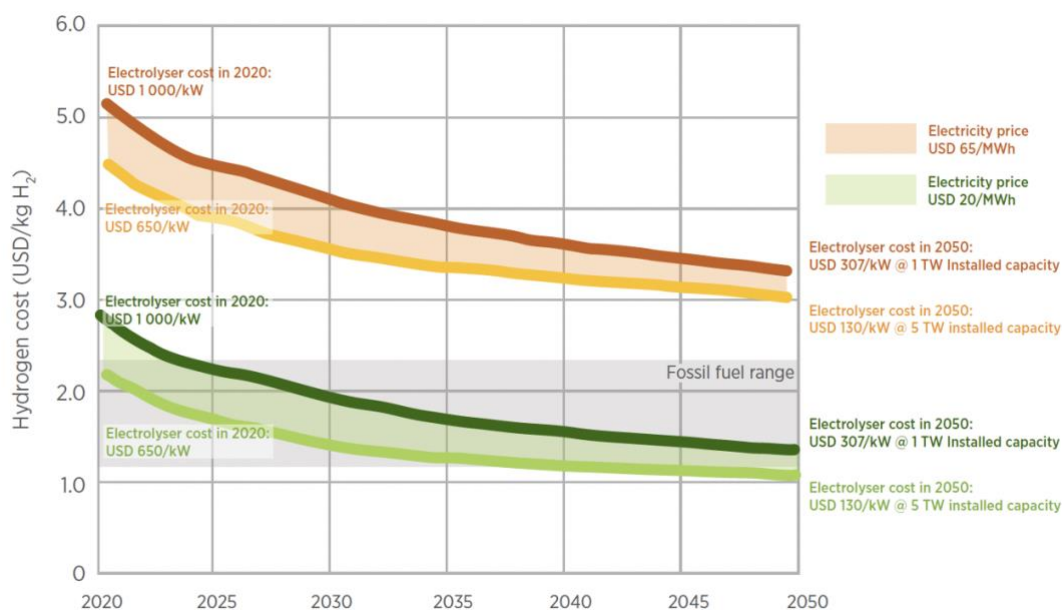


Figura 8 Costo de hidrógeno verde en función del despliegue de electrolizadores y su evolución para un nivel de precios energéticos promedio (65 USD/MWh) y bajos (20 USD/MWh). Fuente: IRENA (2020)

Si bien todas las fuentes subrayan la importancia de los costos de la electricidad renovable en el LCOH, difieren en los factores de costo considerados y su proporción. Según la IEA (2023), la electricidad renovable representa entre el 25% y el 45% de los costos totales de producción de hidrógeno mediante electrólisis, mientras que Li et al. (2024) le asignan una fracción de entre 50% y 55% y Alverà (2021) del 60%. En contraste, el informe del ESMAP et al. (2023) indica que los costos de capital (CAPEX) y operativos (OPEX) asociados a las energías renovables pueden alcanzar hasta el 72% de los costos en proyectos con un LCOH óptimo de 3 USD/kg H₂.

En general, las previsiones apuntan a que el costo nivelado de la energía renovable (LCOE) continúe en descenso, alcanzado su límite inferior para la energía solar fotovoltaica, aspecto que se refleja en los Rangos de LCOH previstos para cada fuente de energía según la Figura 9. En dicha figura se observa que el hidrógeno producido con energía nuclear (rosa) es el que presenta menor variabilidad en los costos, vinculado a los factores de capacidad altos y constantes que presenta esta tecnología. Aun así, se prevé que a 2030 las energías renovables en algunas locaciones puedan alcanzar niveles de costo inferiores a la nuclear.

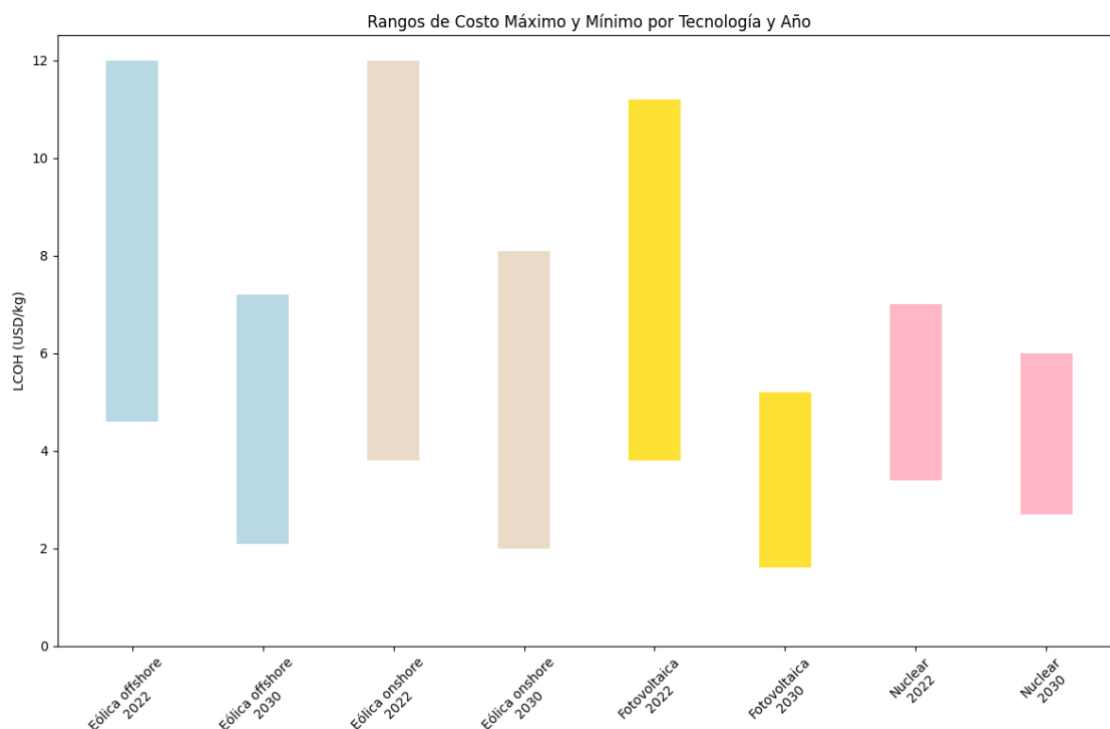


Figura 9 Rangos de LCOH para hidrógeno producido por electrólisis alimentada de distintas fuentes de energía eléctrica para 2022 y 2030. Fuente: Elaboración propia a partir de información de IEA (2023)

Según ESMAP et al. (2023) para que los proyectos resulten viables se requiere un costo eléctrico inferior a 30 USD/MWh, siendo que en las condiciones tecnológicas actuales, para un precio de USD 20/MWh la electricidad para producir 1 kg de hidrógeno costaría 1 USD según (IEA, 2023). Sin embargo, en los últimos años, como puede observarse en la Figura 10, se ha visto un incremento en los costos nivelados de las energías (LCOE) renovables, vinculado principalmente al incremento en los costos de capital debido a que son instalaciones con una porción muy importante de CAPEX, alcanzando valores en 2023 para regiones seleccionadas de Europa según Goldman Sachs Global Investment Research (2023) de 47 USD/MWh para solar a gran escala, 60 USD/MWh para eólica terrestre y 110 USD/MWh para eólica marina, y en promedio global, según el informe de ESMAP et al. (2023), de 49, 33 y 81 USD/MWh para solar, eólica terrestre y eólica marina, respectivamente.

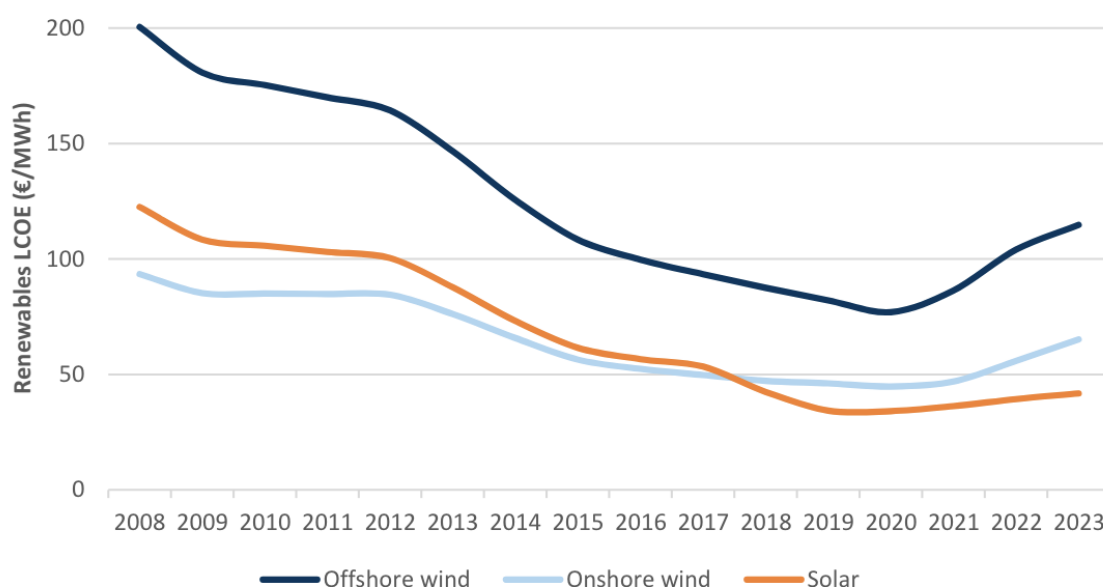


Figura 10 LCOE para energía solar fotovoltaica, eólica terrestre y eólica marina para regiones seleccionadas en Europa. Fuente: Goldman Sachs Global Investment Research (2023)

El costo de inversión de los electrolizadores es el segundo factor más determinante en el LCOH del hidrógeno verde. No obstante con el desarrollo de esta tecnología y su aplicación a gran escala se apunta a que las tasas de aprendizaje² gracias a la innovación y las economías de escala sean similares a las de la energía solar fotovoltaica, alcanzando valores entre 16% y 21% según IRENA (2020), y de 18% y 20% para los alcalinos y PEM, respectivamente, según Alverà (2021) lo que permitiría una reducción en el costo de los electrolizadores de más del 40% para 2030. En la Tabla 2 se presentan valores promedio de algunos de los principales indicadores de desempeño (KPI) de cada una de las tecnologías, tanto en sus niveles actuales como las previsiones de mejora en el tiempo como consecuencia de la madurez tecnológica.

Las expectativas de reducción de CAPEX que plantean los KPI definidos por Clean Hydrogen Joint Undertaking (2022) presentadas en la **Error! Not a valid bookmark self-reference.**, varían en un rango similar de 30 a 75% en 2030 con respecto a 2020, partiendo para la electrólisis alcalina desde 600 €/KW en 2020 y llegando a 400 €/KW en 2030, con un KPI intermedio a 2024 situado en 480 €/KW. Las previsiones de IRENA (2020) esperan alcanzar costos similares de 350 a 450 USD/kW en 2030 y de 150 a 240 USD/kW para 2050.

² Porcentaje en que cae el precio al duplicarse la capacidad instalada

Tabla 2 Principales indicadores de desempeño (KPIs) de las tecnologías de electrólisis en 2020 y previsiones a 2030 y 2050. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Clean Hydrogen Joint Undertaking (2022) e IRENA (2020)

KPIs	AEL			PEM			AEM			SOEC		
	2020 ¹	2030 ²	2050 ³	2020 ¹	2030 ²	2050 ³	2020 ¹	2030 ²	2050 ³	2020 ¹	2030 ²	2050 ³
ENERGÍA (KWH/KG H₂)	50/ 50-78	48	<45	55/ 50-83	48	<45	55/ 57-69	48	<45	40/ 45-55	37	<40
EFICIENCIA VOLTAJE (LHV)	50-68%		>70%	50-68%		>80%	52- 67%		>75%	75- 85%		>85%
CAPEX (€/KG H₂/D))	1200	800		2100	1000		2250	600		3550	800	
CAPEX (€/KW)	600 / 460 - 920	400	<180	900/ 760-1520	500	<180	1000	300	<180	2130/ >1850	520	<280
OPEX NO ENERGÍA(€/KG H₂/D)/Y)	50	35		41	21		34	21		410	45	
VIDA ÚTIL (MILES DE HORAS)	60		100	50-80		100- 120	>5		100	<20		80
DENSIDAD DE CORRIENTE (A/CM2)	0.6/ 0.2-0.8	1	>2	2,2/ 1-2	3	4-6	0,5/ 0.2-2	1,5	>2	0,6/ 0.3-1	1,5	>2

¹KPIs 2020 según Clean Hydrogen Joint Undertaking (2022) e IRENA (2020)

²Previsiones 2030 según Clean Hydrogen Joint Undertaking (2022)

³Previsiones 2050 según IRENA (2020)

Por su parte el informe de IEA (2023), establece que en 2023 el costo de capital para un electrolizador instalado varía entre 1700 USD/kW para los sistemas alcalinos y 2000 USD/kW para los sistemas PEM, valores muy superiores a los recogidos en la Tabla 2 para 2020 como año de referencia. Según IEA (2023), estos costos podrían disminuir en un 50% para 2025 y en un 60% para 2030, alcanzando en 2030 entre 720 y 810 USD/kW, y hasta 600 USD/kW en el marco del NZE, reduciendo la proporción de CAPEX en el LCOH a un 25%, asumiendo que todos los demás parámetros permanecen constantes.

Sin embargo, el camino recorrido hasta el momento y la inflación en el costo del capital, no permiten asegurar que se alcancen dichos costos en los próximos años. En particular, el documento recientemente elaborado por Hydrogen Europe³ (Hydrogen Europe, 2024), considera para sus estimaciones un precio de la electrólisis alcalina de 2250 €/KW para proyecto de 100 MW de electrólisis que inicie su construcción en Europa en 2024.

Desde varias fuentes se señala que en China, los costos de capital de los electrolizadores son considerablemente más bajos que en Estados Unidos y Europa, con costos para sistemas alcalinos que van desde 500 hasta 1300 USD/kW, e incluso tan bajos como 350 USD/kW en algunos casos (ESMAP et al., 2023; IEA, 2023). Dichos autores apuntan a factores como las economías de escala, la capacidad de producción y los materiales como determinantes en esas diferencias, aunque según la IEA (2023), si se ajustasen los estándares técnicos en China a los de otros países aumentarían los costos. No obstante,

³ Hydrogen Europe es una asociación europea que representa los intereses de la industria del hidrógeno y sus partes interesadas. Nuclea empresas, organismos de investigación y asociaciones de hidrógeno y colabora con la Comisión Europea en la definición de políticas, estrategias y programas de desarrollo del sector.

en el análisis de Hydrogen Europe (2024) se señala que incluso considerando los costos de instalación y certificación requeridos para Europa, la importación de electrolizadores desde China puede implicar ahorros de hasta 435 €/KW instalado, lo cual dificulta el desarrollo de proveedores europeos de equipamiento, al menos hasta que se alcance la economía de escala suficiente para ser competitivos con China.

Un enfoque hacia la innovación para la mejora en parámetros operativos de los electrolizadores por parte de los productores europeos podría contrarrestar esas diferencias de costo. Uno de los aspectos que se apunta a optimizar es la eficiencia, ya que influye directamente en el consumo de electricidad renovable, el más significativo en el coste. Actualmente, producir 1 kg de hidrógeno requiere entre 50 y 55 kWh para sistemas PEM y alcalinos, cayendo a 45 kWh/kg en electrolizadores de óxido sólido, pero el mínimo teórico es de 33 kWh/kg por lo que se espera que los avances tecnológicos mejoren esta relación (ESMAP et al., 2023).

En ese sentido, un incremento de eficiencia que permita ahorrar 4.8 kWh/kg H₂ (lo que implicaría una mejora de 10% para tecnologías alcalina y PEM), bastaría para compensar las diferencias de CAPEX entre Europa y China. Otros parámetros de los equipos como la durabilidad o densidad de corriente (menor huella y materiales de construcción), también pueden contribuir a reducir el CAPEX de las instalaciones (Hydrogen Europe, 2024). No obstante, los pronósticos de evolución de estos parámetros que se muestran a 2030 según la Tabla 2 difícilmente permitan equiparar los costos con China, incluso asumiendo que dicho país no avanzara en estos campos.

En lo que hace al tamaño de la instalación el informe de IRENA (2020), plantea que ampliar una planta de 1 MW a 20 MW podría reducir costos en más de un tercio, aunque el diseño óptimo del sistema depende de la tecnología y la aplicación. Los sectores residencial o algunas aplicaciones de transporte podrían utilizar tamaños más pequeños que las aplicaciones industriales, y compensar el costo extra de su menor escala puede con los ahorros en el transporte del hidrógeno gracias a su producción in situ.

Desde el citado informe de IRENA se señala que la escasez de materiales podría ser un factor limitante para la expansión, especialmente en los electrolizadores PEM, ya que la producción anual actual de iridio y platino es inferior al 10 % de lo necesario para abastecer la capacidad de fabricación prevista en 2030. En ese sentido, el informe más reciente de Hydrogen Council & McKinsey & Company (2023b) también apunta a la implementación de medidas de diseño que minimicen el contenido de metales preciosos como un factor de reducción de costos en los sistemas de electrolizadores.

El factor de capacidad⁴ (CF) de los equipos de electrólisis también influye en el CAPEX de los proyectos según muestra la Figura 11. El análisis realizado por Hydrogen Europe (2024) considera una dependencia aún mayor entre estos factores, con una relación de proporcionalidad inversa, que hace que una reducción de las horas de uso desde una condición promedio de 5500 horas/año (CF 63%) a 3000 horas/año (CF 34%), genera un

⁴ Refiere al % de tiempo de producción a potencia nominal. Por ejemplo, en el caso de energías renovables se ve afectado por la variabilidad en el recurso disponible. Para energía fotovoltaica se maneja 12-35%, para eólica *onshore* 15-53% y para eólica *offshore* 32-67%.

incremento en el CAPEX de un 80%, el cual repercute en el LCOH en un 30% aproximadamente. Este aspecto torna aún más relevante para el éxito de los proyectos el aseguramiento de una fuente continua de electricidad renovable y se ve afectado también por los requisitos de correlación que impone la UE. En ese sentido países con un alto porcentaje de renovables en su matriz energética cuentan con una ventaja importante, al igual que aquellos casos en que se dispone de reservas de energía hidráulica para compensar períodos de baja producción eólica y fotovoltaica, aunque el requisito de adicionalidad puede introducir ciertas restricciones.

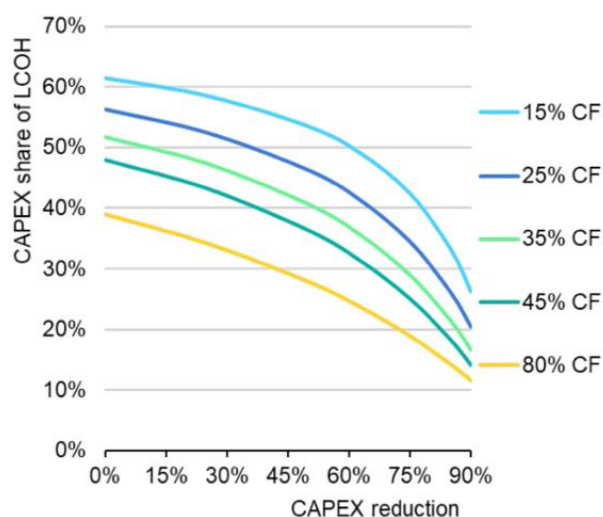


Figura 11 Participación del costo de capital (CAPEX) en el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) para distintos factores de capacidad (CF). Fuente: IEA (2023)

A pesar de las predicciones anteriormente mencionadas, el informe más reciente de Hydrogen Council & McKinsey & Company (2023b) expone que el LCOH del hidrógeno verde actual es más alto de lo que sugieren estimaciones previas (30 a 65% de aumento), señalando la subida de las tasas de interés como el factor más determinante ya que incrementa los costos de capital y tanto las energías renovables como el hidrógeno son intensivos en capital. Además de la inflación también se hace referencia a que actualmente se cuenta con una mejor comprensión de los costos del desarrollador, entre los cuales los costos del balance de planta y los costos indirectos, como honorarios de contratistas y costos del propietario, han incrementado las diferencias.

De todas maneras, el referido estudio mantiene las predicciones de dicha institución sobre la reducción de entre un 35% y un 45% en el CAPEX para 2030, cayendo desde 1800-2200 USD/kW en 2023 a 1200-1500 USD/kW en promedio (Ver Figura 12), y proyecto en estas condiciones un LCOH para el hidrógeno verde en 2030 de entre 2,5 y 4 USD/kg, que no llegaría a ser competitivo con el hidrógeno azul hasta 2050.

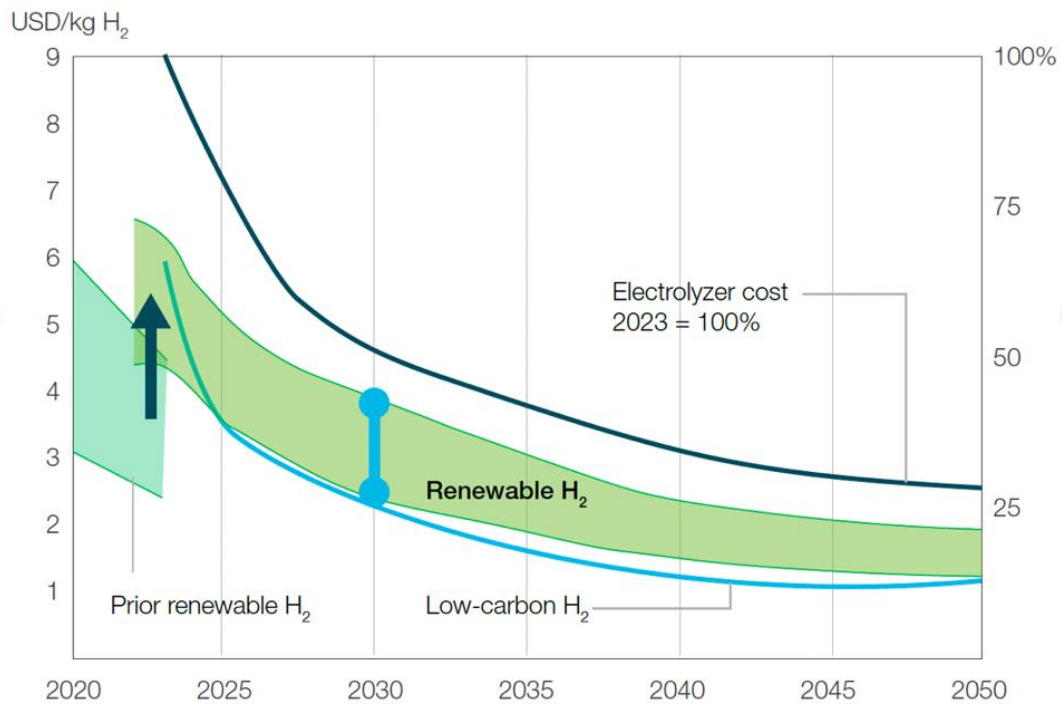


Figura 12 Evolución del LCOH del hidrógeno verde y azul. Fuente: Hydrogen Council & McKinsey & Company (2023b)

Respecto a los costos de capital y su relación con el LCOH, un aumento del 5-10% en los costos puede elevar el LCOH hasta un 40%, afectando especialmente las inversiones en instalaciones de energía renovable y el CAPEX de electrolizadores, según se muestra en la Figura 13 (ESMAP et al., 2023; IEA, 2023).

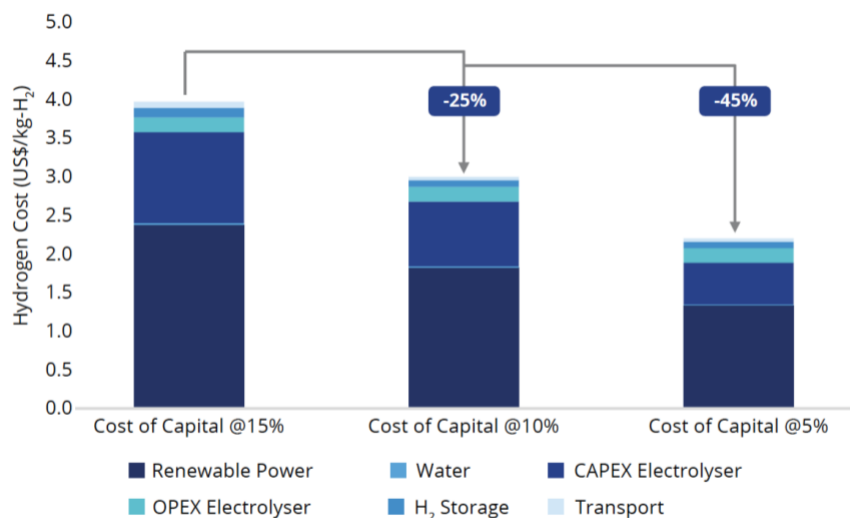


Figura 13 Impacto de los costos de capital en el costo nivelado del hidrógeno verde (LCOH). Fuente: ESMAP et al. (2023)

A raíz de las sustantivas diferencias entre regiones en los costos de capital promedio, que para las instalaciones de energías renovables van desde 4,4% en Europa, 5,4% en

América del Norte, 5,6% en Asia Pacífico, 6,9% en América Latina, hasta 8,2% en Medio Oriente y África (ESMAP et al., 2023), este factor tiene aún más relevancia en las economías emergentes, transformando el acceso al financiamiento en una barrera significativa (IEA, 2023).

Por otra parte, es importante considerar que algunas condiciones reducen el riesgo de las inversiones en energía renovable e hidrógeno, y podrían llevar a los inversores a imponer menores requerimientos de retorno que en otros negocios como las exploraciones de combustibles fósiles. Entre estos aspectos, Alverà (2021) hace referencia a la disponibilidad de fondos verdes, el apoyo gubernamental, mayor previsibilidad de los resultados y menos vulnerabilidad y restricciones geopolíticas. El autor resalta que, mientras para la exploración de pozos de petróleo y gas se exigen rentabilidades superiores al 10 %, las subastas de renovables se posicionan alrededor de un 5 % de tasa de retorno, con lo que se espera que los proyectos de hidrógeno se ubiquen cercanos a esa cifra. En la sección 3.5.2 se aborda en mayor profundidad la temática de la financiación de los proyectos de hidrógeno verde.

3.3 Usos del hidrógeno

El hidrogeno verde se posiciona como un elemento clave en la descarbonización a raíz de su amplia variedad de aplicaciones posibles. La Figura 14 presenta los costos en los que se estima se debería incurrir para el abatimiento de las emisiones de GEI de diferentes actividades y destaca en azul las aplicaciones de tecnologías basadas en hidrógeno que según esta estimación permitirían reducir hasta un 15% de las emisiones globales con su implementación, principalmente en el rango de mayores costos de abatimiento (AlAzmeh et al., 2023).

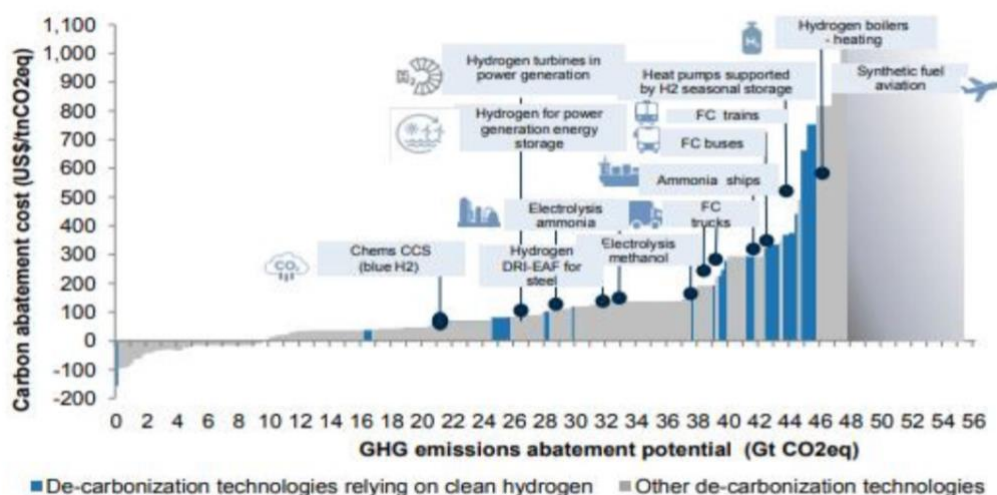


Figura 14 Costos de abatimiento de emisiones de carbono y tecnologías derivadas del hidrógeno que podrían contribuir en cada rango. Fuente: AlAzmeh et al. (2023)

En ese marco, los gobiernos e instituciones de referencia apuntan fuertemente al desarrollo del hidrógeno y sus múltiples aplicaciones. Anteriormente en la Figura 4 se presentaban las proyecciones de distintas instituciones de referencia que apuntan en

promedio a un volumen de mercado de hidrógeno limpio a 2030 de 40 Mt/año y a 2050 de 500 Mt/año, con distintos niveles de contribución de estos orígenes, pero coincidentes en su crecimiento, y en el predominio del hidrógeno verde. Las mayores discrepancias entre los estudios provienen de la indefinición del alcance que tendrá el uso de hidrógeno especialmente en las nuevas aplicaciones: transporte, hierro y acero, energía y calor.

El reciente análisis de la consultora McKinsey resulta útil para conocer distintos escenarios proyectados en relación con la adopción del hidrógeno a futuro y las incertidumbres que lo rodean (Gulli et al., 2024). El mismo maneja 5 escenarios futuros posibles (con distintos incrementos de temperatura global y precios del carbono) entre los cuales la demanda de hidrógeno limpio varía entre 125 y 585 Mt/año a 2050, siendo el NZE el más ambicioso y el denominado “fading momentum” (impulso decreciente) el que prevé menor adopción del hidrógeno. En cuanto a 2030 las predicciones varían en el rango de entre 20 y 70 Mt/año, coincidiendo en que la mayor proporción corresponderá a usos actuales del hidrógeno, y solo en los más alentadores se observa algo de adopción en el transporte.

La Figura 15 muestra las predicciones del anteriormente citado informe, y el gran rango de incertidumbre (relación de hasta 1 a 10 entre el consumo mínimo y el máximo en algunos casos) que se maneja en cuanto a nuevas aplicaciones del hidrógeno en los distintos sectores entre el escenario más conservador (fading momentum) y el segundo más optimista que es la concreción de los compromisos asumidos por los países.

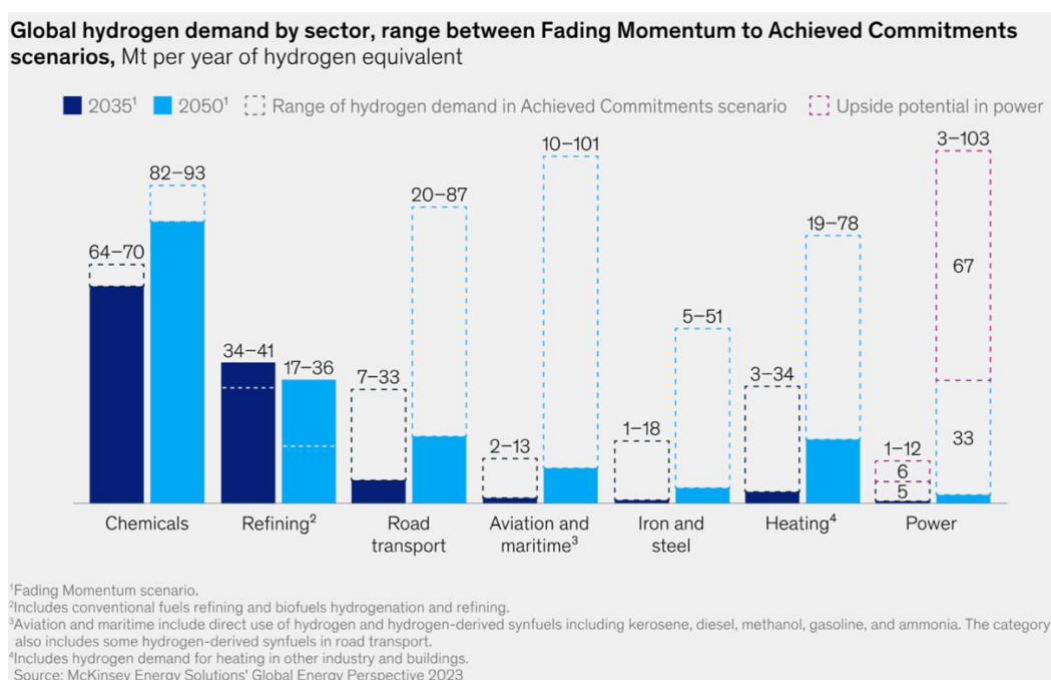


Figura 15 Demanda global de hidrógeno por sector para distintos escenarios.

Fuente: Gulli et al. (2024)

En las secciones 3.3.1 a 3.3.4 a continuación se presentan las particularidades de los principales sectores en los que tendría aplicación el hidrógeno: industria, edificios,

transporte y generación de energía, y en la sección 3.3.5 se integran algunos elementos de análisis sobre la viabilidad de su adopción.

3.3.1 Industria

Las aplicaciones actuales del hidrógeno se centran en el sector industrial. Es fundamental en el refino de petróleo para eliminar impurezas del crudo. Se utiliza en la producción de amoníaco, insumo clave para la fabricación de fertilizantes, y en la producción de metanol, plásticos y otros productos químicos. También es utilizado en la industria del acero, como reductor del hierro formando parte de gas sintético de origen fósil (syngas) y se está explorando su uso como sustituto del carbón en esta industria para reducir sus emisiones de GEI. También hay múltiples aplicaciones del hidrógeno en la electrónica, como gas de protección en procesos de soldadura, en la fabricación de semiconductores y vidrio, aunque representan una muy baja proporción de su consumo.

3.3.1.1 Refino de petróleo

El refino de petróleo implica una serie de procesos fisicoquímicos destinados a la obtención de derivados petrolíferos comerciales, como gasóleo, gasolina, naftas y queroseno, a partir del petróleo crudo. Estos procesos requieren la aportación de diversos gases, entre ellos oxígeno, nitrógeno e hidrógeno. En la actualidad, el hidrógeno utilizado en el refino de petróleo es principalmente hidrógeno gris, generado en las propias refinerías por lo que uno de los objetivos planteados para el avance del hidrógeno verde es su incorporación en estas instalaciones. Idealmente, el hidrógeno debería generarse en la propia refinería o próximo a ella para reducir los costos de transporte y almacenamiento; aunque, en ausencia de recursos energéticos locales, podría adquirirse externamente.

En 2022, el uso de hidrógeno en esta actividad fue de 41 Mt, con un 80% producido *in situ*, 55% a partir de producción dedicada y el resto obtenido como subproducto de otros procesos (IEA, 2023). El 20% restante provino de fuentes que utilizan combustibles fósiles sin captura de carbono, y menos del 1% contó con sistemas CCUS, generándose emisiones de entre 240 y 380 Mt de CO₂ como consecuencia de la producción de hidrógeno para este sector (IEA, 2023).

Las expectativas de la IEA para este sector en el año 2030 bajo el escenario NZE apuntan a una reducción en el consumo de hidrógeno a 35 Mt/año (asociado a un descenso en el uso de combustibles fósiles), de las cuales se espera alrededor de 5 Mt/año se abastezcan de hidrógeno azul y verde sustituyendo parte de la fracción actual de hidrógeno gris.

3.3.1.2 Amoníaco y fertilizantes

La producción de amoníaco, insumo clave de la industria de fertilizantes, se basa en el proceso Haber-Bosch, consistente en la combinación de nitrógeno del aire con hidrógeno, generado en su mayoría a partir de gas natural (hidrógeno gris), por lo que esta industria es responsable de una parte significativa de las emisiones globales de CO₂. En el año 2022 la producción de amoníaco representó más del 30% de la demanda de

hidrógeno (32 Mt), adjudicándose al sector alrededor de 400 Mt de emisiones de CO₂ como producto de su generación (IEA, 2023).

La participación del hidrógeno como materia prima fundamental para esta industria hace que la sustitución del origen fósil por alternativas libre de emisiones resulte clave para la descarbonización tanto de este sector como de la de producción de alimentos, siendo los fertilizantes un insumo fundamental en la agricultura mundial. Tanto este sector como el refino de petróleo se presentan como los primeros usos de hidrógeno limpio, debido por un lado a la relativa simplicidad del cambio de suministro de hidrógeno y por otro a que el gas natural es una parte significativa de los costos de producción actuales de amoníaco (60-70%), con lo cual con un precio de emisiones de alrededor de 50 a 100 USD/tCO_{2eq} resultaría una oportunidad de negocio atractiva (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

Además, se prevén otras aplicaciones del amoníaco en el horizonte de la transición energética, como combustible para el transporte marítimo, químico portador para el comercio del hidrógeno o como combustible en plantas de generación de energía. A pesar de las perspectivas que plantea el uso de amoníaco como combustible se debe trabajar en minimizar las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) y óxido nitroso (N₂O) de su quema (IEA, 2023).

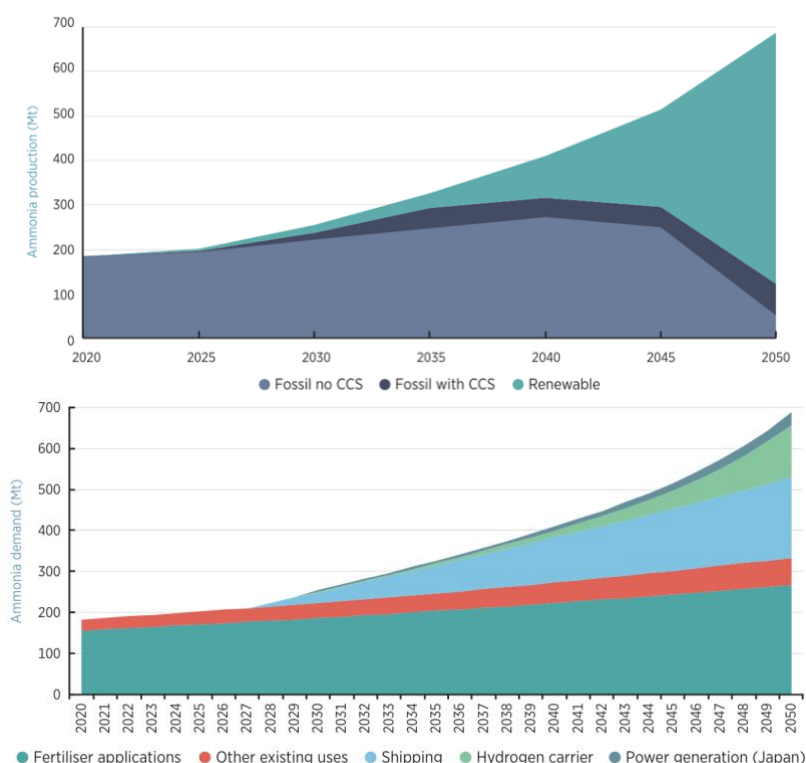


Figura 16 Proyecciones de crecimiento de la producción y consumo mundial de amoníaco 2020-2050. Fuente: IRENA & AEA (2022)

Las proyecciones IRENA (Figura 16) indican un mercado de amoníaco que se triplica respecto al actual alcanzando 688 Mt para 2050, impulsado principalmente por la producción renovable, complementada con procesos de CCUS en la producción basada en combustibles fósiles, que tendrán mayor participación en la próxima década (IRENA

& AEA, 2022). Si bien la demanda de la industria de fertilizantes absorberá parte del pronunciado crecimiento previsto, las nuevas aplicaciones en el transporte y como portador de hidrógeno serán las mayores responsables de este aumento.

A pesar de que el costo actual del amoníaco verde supera significativamente a los otros orígenes, se prevé una mejora significativa de su competitividad en línea con la reducción del LCOH del hidrógeno renovable. El costo del amoníaco de origen fósil con CCUS⁵ (bajo en carbono) era de entre 250 a 480 USD/t en 2020, mientras que las proyecciones para el de origen renovable alcanzan en su mínimo 480 USD/t para 2030 y 310 USD/t para 2050, valores que se encuentran sujetos en gran medida a la evolución del LCOH del hidrógeno verde (IRENA & AEA, 2022). Por su parte, el informe de IEA (2023) ubica los precios actuales del amoníaco de origen fósil entorno a 300-400 USD/ton, con lo cual su producido en Medio Oriente a partir de gas natural y CCUS con un costo estimado de 250 USD/ton sería la única alternativa competitiva en 2030, mientras que el de origen renovable aún tendría un precio de entre 600 y 800 USD/ton.

La Figura 17 muestra una comparación de costos a 2020 y proyectados a 2050 y 2030 de distintos energéticos, entre los cuales se encuentra el amoníaco renovable y bajo en carbono. De acuerdo con los datos allí presentados, el amoníaco bajo en carbono ya resulta competitivo con otros combustibles de similares características y el amoníaco renovable podría hacerse competitivo en el horizonte a 2050 bajo ciertas condiciones en cuanto al LCOH del hidrógeno verde y gravámenes a las emisiones.

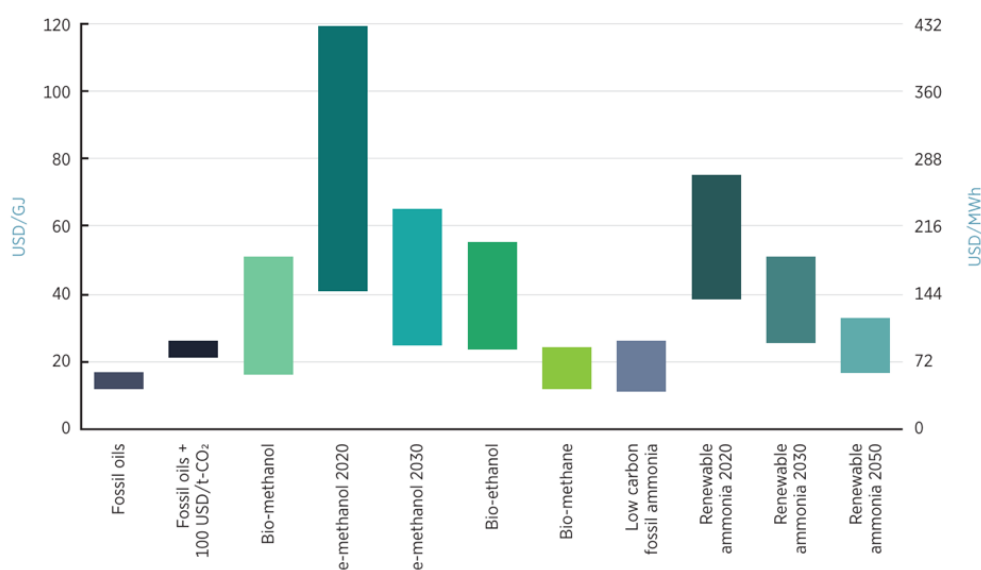


Figura 17 Costos actuales y previstos de insumos energéticos. Fuente: IRENA & AEA (2022)

La disposición de la industria de fertilizantes para absorber el hidrógeno limpio como materia prima para sus procesos existentes y sus posibles aplicaciones en transporte, sumado a que no requiere de carbono bajo en emisiones como otros combustibles

⁵ El costo de producción de amoníaco con combustibles fósiles sin captura estaba en el rango de 110 – 340 USD/t en 2020.

derivados del hidrógeno y a la existencia de un mercado global del amoníaco, ha llevado a los proyectos de producción de amoníaco a absorber casi el 50% de la producción de hidrógeno limpio anunciada a 2030 (IEA, 2023), y aquellos proyectos que combinan la generación de hidrógeno con amoníaco verde están entre los más avanzados en su concreción. Para los EMDCs (excluyendo China), los proyectos de mayor escala de electrólisis que a enero 2023 contaban con decisión final de inversión (FID) son justamente proyectos de producción de amoníaco verde, a saber: NEOM (Arabia Saudita), Unigel Fase 1 (Camacari, Brasil) y Egypt Renewable OCI/Fertiglobe/Scatec (Egipto) (ESMAP et al., 2023).

Un ejemplo de proyecto en funcionamiento en España es el de Puertollano de la empresa Iberdrola en Castilla-La Mancha que integra una planta fotovoltaica (100 MW) con un equipo de electrólisis de 20 MW que produce 3000 tH₂/año para alimentar el proceso de producción de fertilizantes co-localizado (Iberdrola, s.f.).

3.3.1.3 Metanol

El metanol tiene un papel clave de la industria química y aproximadamente las dos terceras partes de su producción se utilizan como insumo para otros productos químicos como formaldehído, ácido acético y plásticos. Su producción ronda actualmente las 110 Mt/año a un precio de entre 300 a 600 USD/t (Methanol Market Services Asia, 2023), y proviene casi totalmente de fuentes fósiles con emisiones asociadas en el entorno de 300 MtCO_{2eq}/año, representando un 10% de las emisiones del sector químico (IRENA & Methanol Institute, 2021). En cuanto al uso de hidrógeno, el consumo de la industria del metanol alcanza unas 16 MtH₂ (IEA, 2023).

Su uso en la fabricación de plásticos como el polietileno y el polipropileno y como combustible (por sí solo o en mezcla para genera biocombustibles) ha crecido drásticamente en la última década duplicando su consumo. Esta tendencia sumada al papel que se espera desempeñe en el escenario NZE a raíz de su factibilidad de uso como combustible tanto en motores de combustión como en pilas, visualizándose como alternativa también en el transporte naval, han derivado en que se estime que para el año 2050 el mercado del metanol alcanzará las 500 Mt/año (IRENA & Methanol Institute, 2021).

El metanol renovable se puede producir a partir de dos rutas: utilizando fuentes de origen biológico (biomasa, biogas, aguas residuales, residuos orgánicos) obteniéndose el denominado bio-metanol, o mediante CO₂ capturado de fuentes renovables e hidrógeno verde, variante que se conoce como e-metanol (IRENA & Methanol Institute, 2021). Si bien a corto plazo, los biocombustibles son más económicos que los combustibles a base de hidrógeno (Ver Figura 17), los recursos y procesos biológicos se encuentran más limitados para afrontar la demanda que impone el horizonte de descarbonización (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

En cuanto al e-metanol, desde el informe de Hydrogen Council & McKinsey & Company (2021) se señala que su producción tomará más tiempo que en la industria del amoníaco o del refino de petróleo debido a que requiere una fuente limpia de CO₂, modificar el proceso actualmente basado en gas de síntesis y la gran capacidad de producción en

áreas que presentan menor presión para descarbonizar, como China. Los costos del e-metanol dependen, además del costo del hidrógeno renovable de la fuente de CO₂ que se utilice, rondando según los datos de (IRENA & Methanol Institute, 2021) los 800-1600 USD/t si se utiliza carbono de una fuente renovable, y 1100-2400 USD/t con captura de CO₂ directa del aire. Según dicha fuente, se espera que estos precios desciendan a raíz del avance tecnológico y las economías de escala hasta posicionarse en 250-630 USD/t, lo cual resulta competitivo con el precio actual del insumo, y también con el precio de otros energéticos competidores según se muestra en la Figura 18.

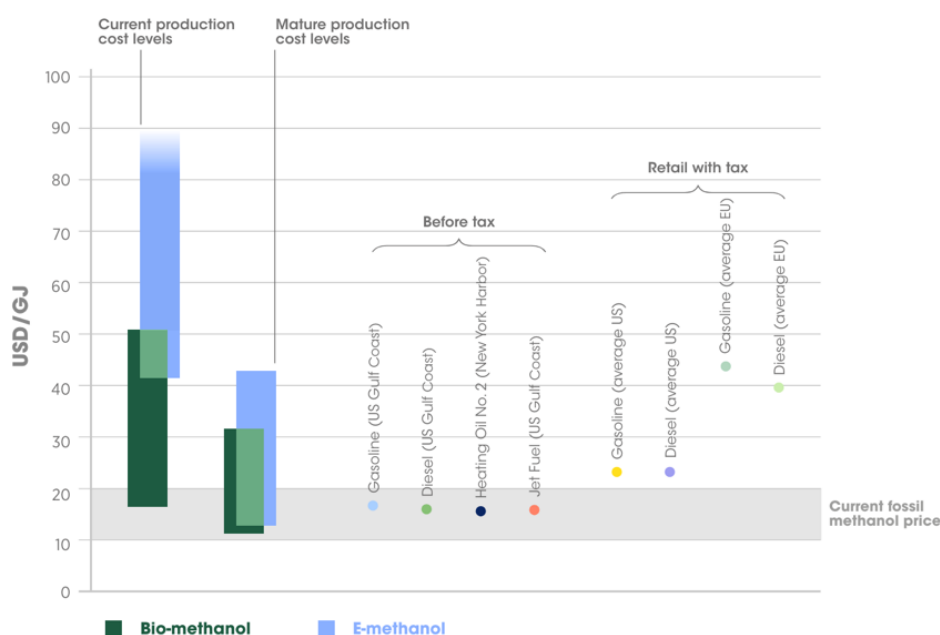


Figura 18 Comparación de precios estimados para el metanol renovable y otros combustibles en base a USD/GJ (Current:2020). Fuente: IRENA & Methanol Institute (2021)

3.3.1.4 Hierro y Acero

El acero es fundamental para nuestra sociedad, utilizado extensamente en la construcción y en tecnologías clave de la transición energética como paneles solares y vehículos eléctricos ha visto su demanda incrementada considerablemente en las últimas décadas a raíz del crecimiento económico, la urbanización y la expansión de infraestructuras. Se espera que siga en aumento y con la expansión de las ciudades, se estima un incremento de la demanda anual de 6% a 2030 y 40% a 2050 respecto a la actualidad (Alverà, 2021).

El sector del hierro y el acero es altamente intensivo en energía, con el carbón cubriendo aproximadamente el 75% de sus necesidades, por lo que es uno de los mayores emisores de CO₂; cada tonelada de acero virgen producida emite entre 1,4 y 2,2 t CO₂, totalizando alrededor de 2,5 Gt CO₂/año lo que representa aproximadamente el 7% de las emisiones del sector energético (IEA, 2020).

Actualmente, la producción de hierro para el acero implica la conversión de hemetita (Fe_2O_3) mediante varios pasos que generan CO_2 como subproducto, en un proceso que ocurre en altos hornos que funden el mineral de hierro a altas temperaturas (superiores a $1,000^\circ\text{C}$) y se abastecen de fuentes fósiles para alcanzar las altas temperaturas necesarias.

A pesar del alto grado de reciclabilidad del acero que asciende actualmente a un 85%, el reciclaje está limitado por la disponibilidad de chatarra a procesar por lo que igualmente se requiere encontrar una forma sostenible de fabricación hierro y acero a partir de minerales para abastecer la demanda creciente (Alverà, 2021).

Una alternativa menos contaminante que el proceso actual y que resulta más prometedora es la reducción directa de hierro (DRI), proceso en el cual se calienta el mineral entre 800 y 1200°C (temperaturas menores al punto de fusión del hierro alcanzables con energía eléctrica) y se bombea un gas reductor, que hoy en día es syngas (mezcla de H_2 y CO producida a partir de carbón) o gas natural (especialmente en medio oriente que tiene un precio menor) (Alverà, 2021). En la actualidad el consumo de hidrógeno (en forma pura o como mezcla) para la producción de DRI asciende aproximadamente a $5,3 \text{ Mt/año}$ (IEA, 2023).

El uso de hidrógeno puro en ese proceso como agente reductor se plantea como la alternativa que permitiría alcanzar emisiones netas cero en el proceso ya que se combinaría el hidrógeno (agente reductor) con el oxígeno del mineral formando agua como producto en lugar de CO_2 . A través de esta vía se produciría DRI que luego podría ser calentado en un horno de arco eléctrico (alimentado con energías renovables) para la producción de acero “verde” (Alverà, 2021), siendo la única alternativa de producción escalable a cero emisiones.

Según Hydrogen Council & McKinsey & Company (2021), la producción de acero verde anual en 2030 se proyecta en unas 90 Mt , lo cual equivale a 6 Mt de hidrógeno y representa cerca del 5% de la producción mundial de acero de 2019. Sin embargo, los proyectos anunciados hasta agosto de 2023, corresponden a una capacidad de producción de acero renovable global de 40 Mt para 2030, lo que implicaría una demanda de hidrógeno de aproximadamente de $2\text{-}4 \text{ Mt}$ (ESMAP et al., 2023).

El acero verde, aunque vital para reducir las emisiones de carbono en la producción industrial, enfrenta desafíos significativos para ser competitivo en el mercado global. Actualmente, es aproximadamente un 30% más caro que el acero convencional, lo que limita sus márgenes de beneficio frente a una competencia internacional feroz (Alverà, 2021). La competitividad del acero verde depende, además del precio del hidrógeno, del precio del carbono, siendo un precio del carbono entre 50 y 100 dólares por tonelada suficiente para hacer competitiva esta tecnología (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021). Sin embargo, a raíz de las diferencias en los precios del carbono en los diferentes mercados y considerando la competencia global del mercado del acero, se requiere implementar alguna estrategia que permita equiparar los gravámenes de las emisiones, y es en ese sentido que se ha planteado el MAFC de la UE.

El acero verde también podría encontrar mercados favorables donde el costo del acero representa una fracción mínima del producto final, como en la fabricación de

automóviles (ESMAP et al., 2023). Por ejemplo, para un automóvil de 40,000 euros, la diferencia de costo entre acero verde y convencional representa solo un 0.5% del total, lo que sugiere que la demanda en sectores de alto valor añadido como este podría respaldar la expansión del mercado para el acero verde en el futuro (Alverà, 2021).

3.3.1.5 Industria de alta temperatura

El hidrógeno está emergiendo como un combustible crucial en la descarbonización del calor industrial, especialmente en aplicaciones de alta temperatura como la producción de cemento, reciclaje de aluminio y procesos metalúrgicos. Aunque se espera que su adopción en procesos de alta temperatura alcance solo alrededor del 1% para 2030, su potencial es significativo: se estima que esta transición podría demandar aproximadamente 2 Mt de hidrógeno, equivalente a 70 TWh de energía (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

En este ámbito, el hidrógeno compite directamente con los combustibles fósiles convencionales en términos de valor calórico y para ser competitivo, debe alcanzar un costo bajo, idealmente alrededor de 1 USD/kg o menos, o bien requiere una penalización equivalente aplicada a los combustibles fósiles energía (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021). Por ejemplo, en Europa se estima que un precio del carbono superior a 120 dólares por tonelada sería necesario para que el hidrógeno pueda competir efectivamente con el carbón en las plantas de cemento (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

No obstante, avances en investigación y desarrollo están promoviendo activamente el uso del hidrógeno en aplicaciones industriales de alta temperatura. Proyectos europeos como HyInHeat y H2GLASS, buscan demostrar el potencial del hidrógeno y desarrollar tecnología innovadora para su aplicación en la industria del aluminio, el acero y el vidrio (IEA, 2023). Un proyecto piloto en el Reino Unido también ha mostrado que el uso de hasta un 40% de hidrógeno en el quemador principal de un horno de cemento no afecta significativamente su operación ni la calidad del clinker producido (IEA, 2023).

3.3.2 Edificios

El hidrógeno podría ser utilizado para calefaccionar las edificaciones ya sea puro, a través de infraestructuras dedicadas que requieren importantes inversiones en adaptación y construcción, o mediante su inyección y mezcla en las redes de gas natural existentes, alternativa que reduce las emisiones de este sector.

Según los datos proporcionados por la IEA (2023) el uso de hidrógeno en el sector de edificaciones sigue siendo muy limitado, con un progreso insignificante hasta 2022. Aunque se exploran aplicaciones nicho como la calefacción en edificaciones antiguas conectadas a redes de gas natural en climas fríos, las tecnologías de hidrógeno enfrentan desafíos significativos debido a sus mayores pérdidas de energía y la necesidad de infraestructura especializada (IEA, 2023).

A pesar de que las proyecciones del NZE vaticinan un consumo de 1 Mt de hidrógeno en calefacción de edificios a 2030 y de casi 3 Mt a 2050, esto representa un porcentaje menor al 0,5% de la energía utilizada para este fin (IEA, 2023).

Las fuentes consultadas coinciden en que la falta de avances significativos en el despliegue de tecnologías de edificaciones que podrían utilizar hidrógeno indica que las opciones como la electrificación mediante bombas de calor y sistemas de calefacción urbana están mucho más avanzadas que las tecnologías de hidrógeno en este sector (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021; IEA, 2023).

3.3.3 Transporte

Este sector se proyecta como uno de los motores del crecimiento del consumo de hidrógeno en el horizonte futuro de descarbonización, tanto por el uso directo de hidrógeno en celdas combustibles, como por los combustibles derivados: amoníaco, metanol y combustibles sostenibles para la aviación (SAF). Según las perspectivas del NZE, en 2030 se utilizarán casi 8 Mt de hidrógeno directamente en el transporte, principalmente carretero (50%) y marítimo (45%); y otras 8 Mt de hidrógeno se utilizarán para la producción de amoníaco y combustibles sintéticos de aplicación en el transporte marítimo y la aviación (IEA, 2023). No obstante, aún es incierto el alcance que finalmente tendrá su aplicación dado que compete con la electrificación directa y los biocombustibles.

De momento el hidrógeno y derivados se presentan entre las alternativas más viables de descarbonización a gran escala del transporte pesado y de larga distancia principalmente aviación, marítimo y equipos de operación remota del sector minero y forestal.

3.3.3.1 Transporte carretero

La energía eléctrica se proyecta como la alternativa clave para el movimiento de los vehículos a futuro ya que además de su potencial para reducir las emisiones de GEI, los motores eléctricos presentan una eficiencia mucho mayor que los de combustión interna (20% aprox), aunque aún se discute si predominará el uso de baterías cargadas de fuentes renovables, o pilas de combustible a hidrógeno (Alverà, 2021). La eficiencia global de los vehículos a batería ronda el 80% (pérdidas del 5-10% en transmisión, 10% en carga y descarga de baterías, y 5% en el motor eléctrico) mientras que los de pila combustible se estima tienen una eficiencia en el mejor de los casos del entorno del 36% (pérdidas de 30% en la electrólisis, 10% en el transporte del hidrógeno, 40% en las celdas de combustible y 5% en el motor eléctrico) (Alverà, 2021).

A pesar de la ventaja clara de los vehículos a batería en cuanto a eficiencia, el vehículo a hidrógeno tiene algunas ventajas que podrían viabilizar su aplicación en ciertas circunstancias. Entre estos factores se mencionan: el mayor peso de las baterías frente a las celdas combustibles, la limitada autonomía de los vehículos a batería que son perfectamente aptos en ciudad, pero dificultan el recorrido de largas distancias, los tiempos de recarga que aún en el mejor de los casos para las baterías en una estación de recarga de hidrógeno se atienden entre 10 y 15 vehículos mientras se carga solo uno en una estación eléctrica de carga rápida (Alverà, 2021).

En cuanto a su avance en la actualidad, según los datos de la IEA (2023), en el año 2022 el uso de hidrógeno en el transporte carretero aumentó un 45% respecto del año anterior, principalmente a raíz de los vehículos de celda combustible. China lidera el

consumo de combustible con más del 50% a pesar de que tiene menos cantidad de vehículos con esta tecnología que otros países como EE. UU., Corea o Japón, pero sus existencias se centran en vehículos semi-pesados y pesados (ómnibus y camiones), frente a los vehículos livianos del resto de países (IEA, 2023).

Las estimaciones que presentan Hydrogen Council & McKinsey & Company (2021) sobre la adopción del hidrógeno en el transporte carretero son aún mayores a las de la IEA (2023), alcanzando las 10 Mt de hidrógeno en 2030. El 60% de esta demanda provendría de camiones pesados, considerando que las ventas globales de este tipo de camiones con celdas de combustible podrían representar el 11% del total en 2030, previniendo la emisión 60 Mt CO₂/año. Entre los aspectos que esta fuente considera críticos para el avance del hidrógeno en el sector se encuentran: la reducción del precio del hidrógeno y la disponibilidad de infraestructura de recarga sobre los principales ejes de transporte y centros logísticos. En ese sentido Europa se ha planteado un objetivo de contar con una estación de recarga cada 150 km para promover la adopción de este tipo de vehículos, aunque es probable que el despliegue de infraestructura eléctrica se de a un ritmo mayor por sus menores requisitos de infraestructura, energía de mantenimiento, huella y seguridad.

3.3.3.2 Transporte ferroviario

El hidrógeno puede servir como un combustible efectivo para sustituir los trenes diésel en trayectos largos y el transporte ferroviario de carga, dado que los costos de ampliar la infraestructura eléctrica aérea en corredores extensos son considerablemente elevados.

Si bien hay algunos proyectos en construcción en: Italia, Alemania, Canada, España, Japón, Holanda y China, según explica la IEA muchos actores que en principio se habían comprometido con trenes a hidrógeno, han optado por alternativas eléctricas a raíz de su menor costo operativo (IEA, 2023).

3.3.3.3 Transporte marítimo

Debido a las altas cargas y largas distancias, el transporte marítimo es uno de los mayores desafíos para la descarbonización, y sus alternativas se limitan a los biocombustibles y los combustibles basados en hidrógeno, ya sea hidrógeno comprimido o licuado, o combustibles sintéticos: amoníaco, metanol o metano sintético (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021). Si bien a corto plazo los biocombustibles son una alternativa más económica, los recursos para su producción son limitados haciendo que el hidrógeno y sus derivados se presenten como la única alternativa escalable para la descarbonización del sector y si bien aún no se conoce qué tecnología dominará, se estima un consumo de 5 Mt para este rubro en 2030, vinculada a una adopción de tecnologías basadas en hidrógeno en al menos el 6% de la flota marítima para ese año (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

Para alcanzar estos objetivos, dado el largo ciclo de vida de las flotas, es crucial que la industria planifique e inicie la transición ahora, lo cual requiere la adaptación de motores y el desarrollo de infraestructura portuaria para soportar el suministro de los nuevos

combustibles (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021). Esto implica la construcción de infraestructura portuaria global para suministro de amoníaco o metanol, idealmente ubicados cerca de fuentes de energía renovable para reducir costos, e infraestructura dedicada de compresión, licuefacción y transporte en el caso de las aplicaciones de hidrógeno (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

En cuanto al grado de madurez de estas aplicaciones, la tecnología de celdas de combustible está disponible y puede integrarse en la mayoría de los barcos, siendo escalable incluso a naves de gran tamaño. Se están realizando numerosos proyectos piloto y de demostración para tecnologías de buques de emisión cero, incluyendo más de 50 proyectos enfocados en el uso de amoníaco y celdas de combustible de hidrógeno, así como 30 proyectos en metanol y 25 en la combustión de hidrógeno, siendo los de mayor crecimiento los relacionados con amoníaco verde (IEA, 2023). Noruega y EE.UU. ya operan ferries pioneros con celdas de combustible a hidrógeno y en julio de 2023 MAN Energy Solutions realizó la primera prueba exitosa de un motor marino de amoníaco de dos tiempos en Copenhague (IEA, 2023).

No obstante, el transporte marítimo enfrenta importantes desafíos económicos para la adopción de combustibles basados en hidrógeno, y se estima que los precios del carbono deben superar los 100 USD por tonelada para competir con el fuelóleo pesado o el diésel marino (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021). Además, para el uso de celdas combustibles, no existe una solución de almacenamiento de hidrógeno que combine alta densidad energética y bajo consumo de energía, implicando ya sea reducción en la capacidad de carga para el caso de hidrógeno comprimido, o muy altos costos de refrigeración para mantener el hidrógeno líquido a -253°C .

Igualmente se espera que la reciente revisión de la estrategia de reducción de emisiones de GEI de la Organización Marítima Internacional (IMO), sea un fuerte factor de impulso para la adopción de las tecnologías de hidrógeno. La estrategia revisada establece un objetivo de emisiones netas cero de los barcos "para o cercano a 2050", lo cual es una mejora significativa respecto a la de 2018 que solo apuntaba a una reducción del 50% (IMO, 2023). También se establecieron puntos de control indicativos para reducir las emisiones en 2030 en al menos un 20% (aspirando al 30%), y en 2040 al menos un 70%, (aspirando al 80%) con respecto a los niveles de 2008. Asimismo, se fijó un objetivo para 2030 de al menos un 5% (aspirando al 10%) de adopción de tecnologías, combustibles y/o fuentes de energía con emisiones nulas o casi nulas, entre las cuales podrían estar las derivadas de hidrógeno verde.

3.3.3.4 Transporte aéreo

Este sector presenta desafíos similares para su descarbonización a los del transporte marítimo en cuanto a las pocas alternativas disponibles, que son los biocombustibles o los basados en hidrógeno, principalmente e-fuels, aunque se estudian algunas aplicaciones de hidrógeno líquido o gaseoso a alta presión. Para 2030, se espera una adopción del 1% de combustibles basados en hidrógeno en este sector lo que implica una demanda de 4 Mt de hidrógeno limpio (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

El keroseno sintético (e-keroseno) tendrá un papel clave por su compatibilidad con la estructura existente, pudiendo reemplazar directamente al combustible fósil sin necesidad de cambiar la tecnología y a pesar de que su adopción es factible a raíz de la existencia acuerdos de adquisición, su alto costo de producción actual limita la escala de adopción (IEA, 2023). A pesar de que se prevé una reducción cercana a un 40% en los costos de aquí al 2030, según el informe de la (IEA, 2023) el e-keroseno costaría en el entorno de 500 USD/bbl⁶, mientras el de origen fósil actualmente cuesta alrededor de 100 USD/bbl. Se estima que para que el e-keroseno sea competitivo en las condiciones actuales, los precios del carbono debieran superar los 200 USD por tonelada (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

No obstante, se han definido regulaciones que pretenden agilizar la adopción de combustibles limpios en la aviación, como es el caso de la iniciativa ReFuel EU adoptada por el Consejo Europeo en octubre de 2023. Dicha iniciativa define, entre otros aspectos objetivos de utilización de combustibles sostenibles de aviación (SAF) según se muestran en la Figura 19.

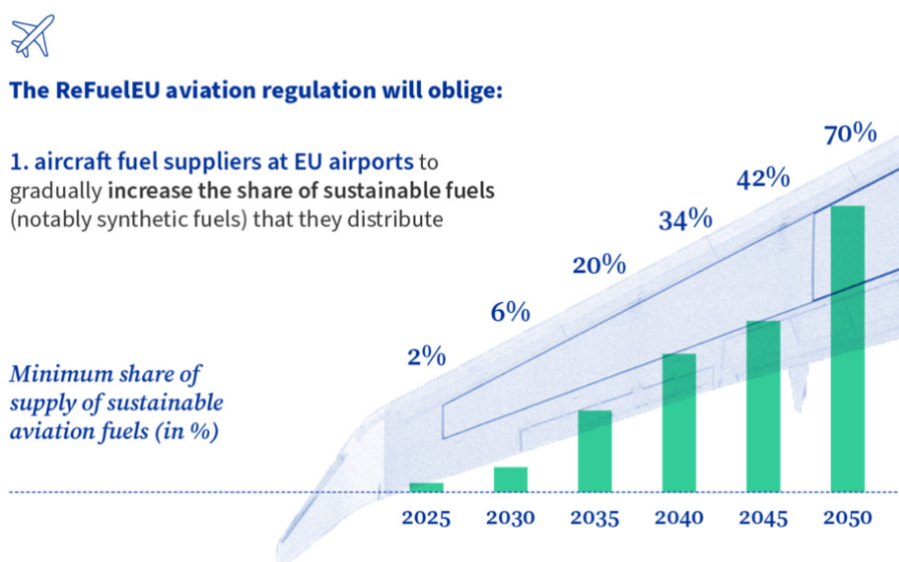


Figura 19 Mandato de incorporación de SAF de 2025 a 2050. Fuente: Consejo Europeo (2024)

Por su parte, el hidrógeno puro (líquido o gaseoso) podría ser más viable para aviones pequeños en vuelos de corta distancia, propulsados mediante celdas de combustible y/o turbinas de hidrógeno. No obstante, el desarrollo tecnológico es aún incipiente y además requiere construcción de infraestructuras dedicadas como plantas de licuefacción, almacenamiento de alto volumen y redes de distribución líquida (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

3.3.4 Almacenamiento y generación de energía eléctrica

⁶ Abreviatura de barril de petróleo, un volumen de 42 galones estadounidenses [0,16 m³].

La extensión de la electrificación es una de las apuestas más fuertes dentro del horizonte de descarbonización, y en ese marco la electrificación de nuevos sectores podría implicar mayores desbalances en la red eléctrica exigiendo una mayor flexibilidad, aspecto que hoy en día le otorga la generación con gas natural (Alverà, 2021).

A los efectos de poder asegurar el abastecimiento a través de fuentes renovables, que en su mayoría son no gestionables (excepto hidráulica con cierto margen), dado que dependen de las condiciones meteorológicas, el sistema eléctrico requiere asegurar capacidad de almacenamiento tanto para cubrir los picos de demanda diaria como estacional, para lo cual el hidrógeno se presenta como una clara alternativa. Esto ya que en horas o períodos de excedencia energética se podría producir hidrógeno, y luego utilizarlo para devolver energía al sistema ya sea a través de celdas combustibles con un 60% de eficiencia, o a corto plazo en co-combustión en las plantas de generación de energía existentes que utilizan fósiles para reducir sus emisiones. Para su almacenamiento a gran escala podrían utilizarse yacimientos de gas agotados o cavernas de sal, y a menor escala como gas comprimido o como líquido.

El uso de hidrógeno para generar energía también se visualiza como una alternativa para territorios aislados, no conectados a la red eléctrica como es el caso de islas o sitios remotos en los que actualmente se produce la electricidad en motores de cogeneración.

Las proyecciones apuntan a una demanda de 11 Mt de hidrógeno para la generación de energía eléctrica en 2030, impulsada principalmente por la mezcla de amoníaco en las plantas de carbón y de hidrógeno en turbinas de gas natural existentes (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021). Varios países, incluyendo Japón, Corea, Vietnam, México, Estados Unidos y Alemania, están implementando políticas para convertir sus plantas de generación de energía a combustibles como hidrógeno o amoníaco (IEA, 2023). La introducción de amoníaco limpio en plantas de carbón en Japón y Corea es un primer paso hacia su transformación total a amoníaco, mientras que la mezcla de hidrógeno en turbinas de gas existentes permite reducir entre un 5% y un 10% las emisiones de CO₂, principalmente en mercados con alta penetración de renovables como Europa o Estados Unidos (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

Un aspecto que considerar en el caso de generación de energía mediante combustión, son las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x) derivadas de la quema de estos combustibles. Las turbinas de gas modernas vienen equipadas con tecnología de gestión de las emisiones de NO_x que permiten quemar hasta un 60% de hidrógeno y se está trabajando en mejoras que habiliten el 100% de este combustible, mientras que para el amoníaco existen tecnologías como la reducción catalítica selectiva para gestionar NO_x y reducir las emisiones de óxido nitroso (IEA, 2023).

El combustible es el principal factor de costo en la generación de energía eléctrica, representando entre el 60% y el 80% del costo total, por lo cual, para que el hidrógeno compita con las turbinas de gas natural en 2030, será necesario un alto precio del carbono, por encima de los 100 USD/t, limitando su implementación a áreas con fuerte presión de descarbonización (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

3.3.5 Viabilidad de las aplicaciones y su impacto en la demanda

Más allá de que todas las aplicaciones anteriormente citadas son usos posibles del hidrógeno y sus derivados, es importante considerar los factores clave que limitan su rápida difusión y consumo: la madurez tecnológica y la competitividad frente a las opciones en vigor. Efectivamente, en muchos casos la tecnología necesaria para su aplicación aún no tiene suficiente grado de madurez, y en muchos casos el hidrógeno está lejos de ser una alternativa competitiva frente a otras soluciones, lo cual podría retrasar las proyecciones de consumo de hidrógeno. En ese sentido, es necesario tomar en consideración algunos factores específicos estrechamente ligados con estos: la incertidumbre en la demanda de mercado, la existencia de limitados compradores creíbles, incertidumbre respecto al precio del hidrógeno, la falta de un mercado de comercio de hidrógeno existente, etc.

La Figura 20 ordena las tecnologías asociadas al uso del hidrógeno en los principales sectores con relación al grado de madurez tecnológica. Según puede observarse, especialmente en sectores donde es difícil reducir las emisiones y donde se espera que el hidrógeno tenga un papel crucial en la descarbonización, la innovación avanza a un menor ritmo y las tecnologías están menos desarrolladas en sectores como la industria del hierro y acero, los motores de combustión a hidrógeno y amoníaco para aplicaciones de transporte, las estaciones de recarga a 700 bar. Sin embargo, en el informe de la IEA (2023) se reconocen como positivos los avances del último año en las tecnologías de aplicaciones de alta temperatura en procesos industriales auxiliares, como la industria del aluminio, vidrio y cemento.

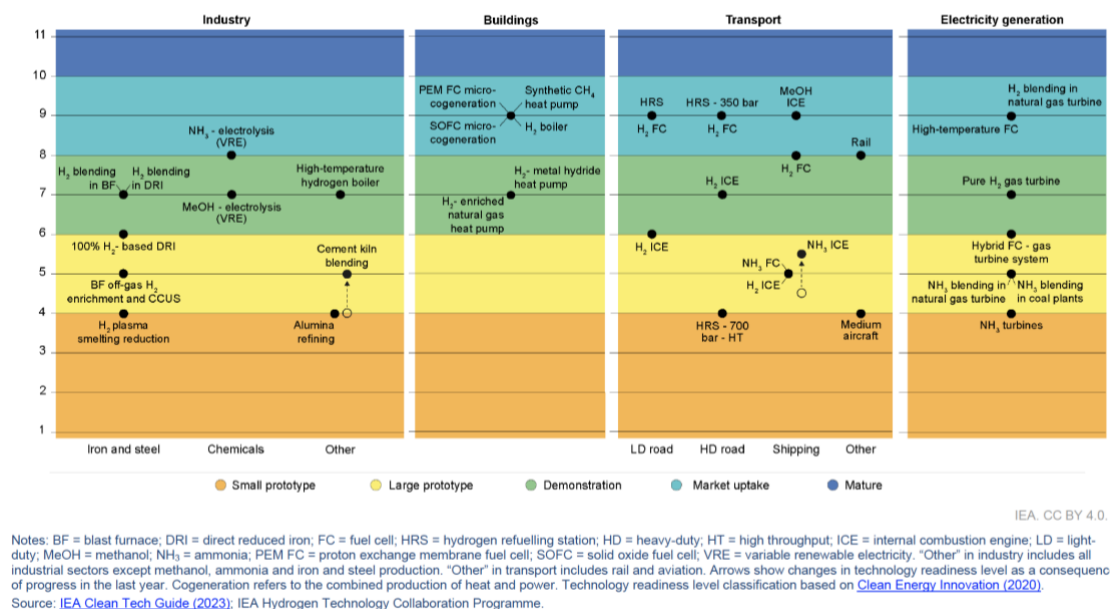


Figura 20 TRL de los usos de hidrógeno por sector. Fuente: IEA (2023)

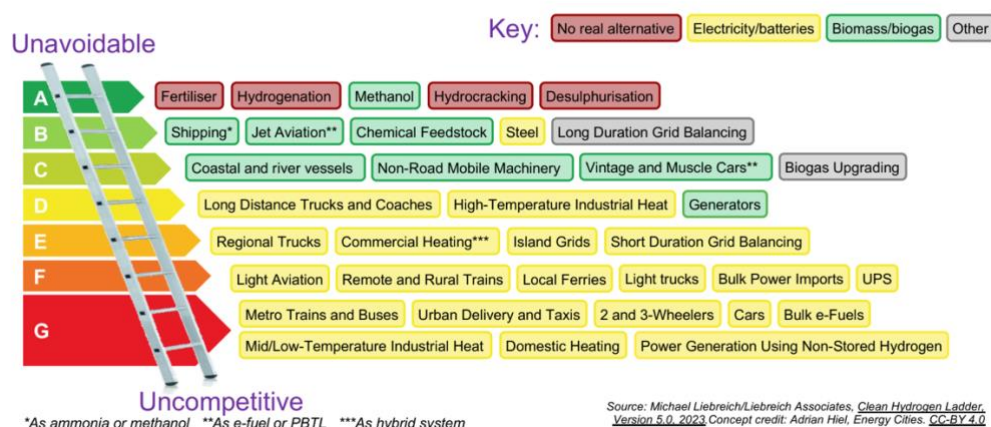
En términos de eficiencia energética, para el aprovechamiento de las energías renovables, la electrificación directa o el almacenamiento en baterías resulta superior a las tecnologías del hidrógeno, por lo que siempre que permita cumplir con los objetivos de la aplicación y se cuente con materiales suficientes para su fabricación será la

alternativa preferente. Sin embargo, en algunas aplicaciones, especialmente el transporte pesado de larga distancia (camiones, barcos y aviones), las limitaciones de las baterías eléctricas en cuanto a autonomía, mayor peso, tiempos de carga prolongados y disponibilidad de sitios de carga, podrían no ser admisibles, y aparecen el hidrógeno y derivados entre las pocas alternativas factibles para su descarbonización.

Un intento interesante de evaluar la plausibilidad de contribución del hidrógeno en la descarbonización es la "*Hydrogen Ladder*", un análisis realizado por Michael Liebreich que sintetiza diversos factores (eficiencia, costo, seguridad, disponibilidad de minerales, beneficios adicionales) para predecir la adopción del hidrógeno como fuente de energía en diferentes sectores para el año 2035 (Liebreich, 2023). Esta herramienta clasifica las aplicaciones en diferentes niveles de probabilidad de adopción, desde aquellas en las que no hay alternativa, hasta las que solo aplican a mercados de nicho. De su última versión 5.0 (Figura 21) se destacan las aplicaciones industriales, fabricación de acero, el transporte pesado y la aviación como aquellas con mayor cuota de mercado probable, mientras que el uso en uso doméstico y transporte liviano aún resultan poco competitivos, siendo la electricidad y el uso de baterías las alternativas más factibles.

Hydrogen Ladder 5.0

Liebreich
Associates



Niveles: A - Sin alternativa (aunque no significa que el uso esté creciendo) / B - Gran cuota de mercado altamente probable/ C - Probable cierta cuota de mercado/ D - Plausible una pequeña cuota de mercado/ E - Posible cuota de mercado de nicho/ F - Posible cuota de mercado de nicho en algunas geografías/ G - La Fila de la Perdición

Figura 21 Escalera del Hidrógeno version 5.0. Fuente: Reproducido bajo licencia CC-BY 4.0 de Michael Liebreich

En ese sentido hay otras fuentes que determinan niveles de precios que debiera alcanzar el hidrógeno para resultar viable en distintas aplicaciones. Uno de ellos es el trabajo de (Alverà, 2021), que establece umbrales aproximados por sectores: a) a partir de un precio de 5 USD/kg sería viable su uso en trenes en zonas difíciles de electrificar; b) a un precio inferior a los 3 USD/kg se abriría el mercado de los camiones, el cual implica un consumo de unas 100 Mt/año de H₂ solo para China, EE.UU. y Europa, aunque a un ritmo más lento porque requiere mucha infraestructura; c) por debajo de los 2 USD/kg el hidrógeno verde se haría competitivo con el gris para su uso en refinerías y producción de fertilizantes, implicando un consumo anual de unas 70 Mt; d) mientras para la calefacción de hogares y usos industriales sustitutivos del carbón el precio debiera llegar a niveles tan bajos como 1 USD/kg; y, e) para el transporte marítimo y la aviación solo

podría competir con los combustibles fósiles si se imponen costos adicionales significativos a las emisiones de CO₂ (Alverà, 2021).

Una fuente más reciente presenta las previsiones de la disposición a pagar por hidrógeno en distintos sectores en EE.UU. (Figura 22). Al igual que la fuente citada anteriormente, el sector del transporte se identifica como aquel dispuesto a pagar un precio mayor por el hidrógeno, aunque éste sigue siendo muy inferior al valor actual en las estaciones de servicio que ronda los 15 USD/kg en Alemania y hasta 30 USD/kg en California. No obstante, a pesar del gap que existe en relación a las fuentes de energía tradicionales, algunos mercados de nicho, como la producción de acero para automóviles, amoníaco para resinas, fertilizantes de nitrógeno y transporte marítimo de contenedores, están dispuestos a pagar más por productos de hidrógeno, lo que podría promover una reducción en los costos a través de efectos de aprendizaje y economías de escala (ESMAP et al., 2023).

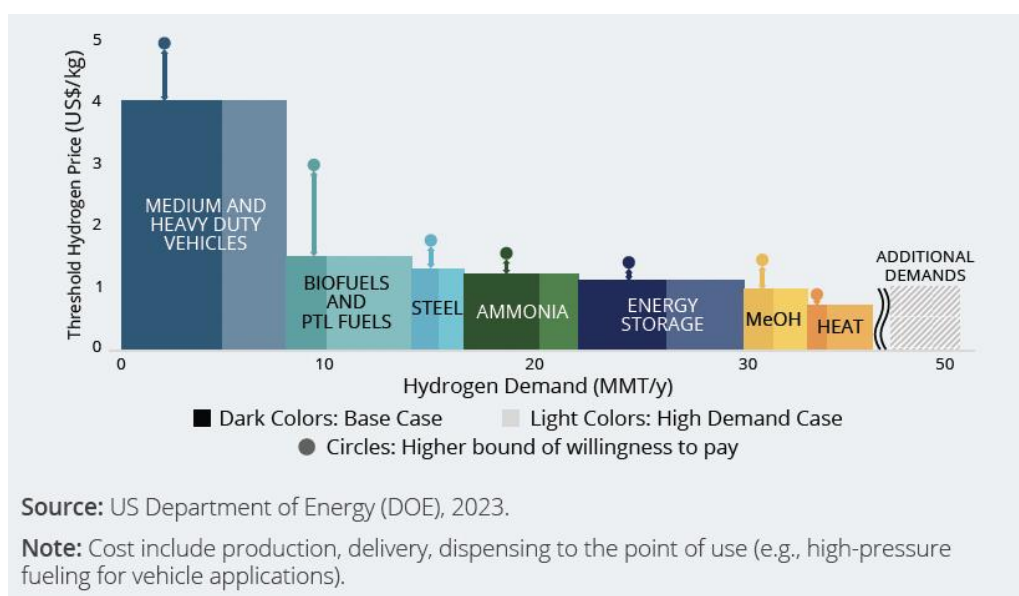


Figura 22 Disposición a pagar por hidrógeno limpio y demanda asociada en EE. UU. Fuente: ESMAP et al. (2023)

Considerando lo anterior, para la implementación a corto o mediano plazo del hidrógeno verde comenzando por los sectores que ya utilizan hidrógeno para permitir el escalado de la industria del hidrógeno, la brecha aproximada de costos que enfrenta el hidrógeno verde se estima de entre 1 a 5 USD/kg dependiendo de la localización de la producción. Esta brecha es muy importante y, de momento, están intentando cubrirla algunos gobiernos a través del apoyo público, pero este aún no es suficiente para confirmar las inversiones privadas necesarias.

Otra forma de analizar la viabilidad sería a través de su competitividad en términos energéticos. Considerando el poder calorífico inferior del hidrógeno (33.33 kWh/kg), tendríamos que para un LCOH promedio de 5 USD/kg, el costo asciende a 150 USD/MWh, el cual es entre 4 y 5 veces el del gas natural (30-40 USD/MWh), 3 veces el del carbón (50 USD/MWh) y 1,5 veces el de la gasolina o diesel (100 USD/MWh).

Además del costo por unidad de combustible se debe tener en cuenta en la comparación la eficiencia en su aprovechamiento por parte de las diferentes alternativas tecnológicas. Según la comparativa que realiza (DNV, 2022) respecto de la eficiencia en términos energéticos de la cadena de valor de distintos combustibles, mientras que para la calefacción de edificios el hidrógeno (57%) queda relegado respecto al gas natural (85%) y más aún de las bombas de calor (135%) que se presentan como las alternativas de mayor eficiencia para este uso, para el transporte de pasajeros las celdas combustibles a hidrógeno (27%) superan a los motores de combustión interna en base a fósiles (16%), aunque no alcanzan a los motores a batería (entre 35 – 68% dependiendo del contenido de renovables del mix eléctrico). Por el contrario, para el transporte marítimo, la eficiencia de los motores tradicionales, cercana a un 40%, supera a la de las alternativas de derivados de hidrógeno renovable como el amoníaco o el metanol que rondan el 20%.

Según (Hieminga & Zhang, 2024) la competitividad del hidrógeno verde respecto a los métodos de producción basados en combustibles fósiles es aún muy baja, encareciendo los plásticos en hasta un 50%, el acero en un 100% y los combustibles de transporte marítimo y aviación en hasta 1000%

La incertidumbre en cuanto a la adopción de las diferentes aplicaciones del hidrógeno ha derivado en una brecha mayor del lado de la demanda respecto a la producción de hidrógeno. Esta última se estima en 40 Mton/año a 2030 mientras que los proyectos de consumo anunciados hasta el 2023 solo alcanzarían las 13 Mton/año según IEA (2023). Esto no solo tendría origen en la baja competitividad del hidrógeno respecto a sus alternativas (algo que también afecta a la oferta), sino que la literatura revisada apunta a una deficiencia en los incentivos que se ofrecen a la demanda respecto a los del lado la oferta. Según recogen Hieminga & Zhang (2024) con datos de *BloombergNEF*, a 2023 los subsidios globales a la oferta ascendían a 215 mil millones de USD, los que apuntan tanto a oferta como demanda a 101 mil millones de USD y los que apoyan únicamente a la demanda a 17 mil millones de USD.

Este desfase en los incentivos a la demanda genera preocupación en los proyectos desarrollados ya que las dificultades para asegurar acuerdos de compra, incrementa el riesgo en los proyectos, lo que a su vez retrasa la toma de decisiones de inversión final en proyectos de hidrógeno. De hecho, en el análisis de ESMAP et al., (2023) sobre los riesgos que enfrentan los proyectos de hidrógeno limpio en EMDCs, los cuatro de mayor reiteración se vinculan con la demanda: incertidumbre en la demanda de mercado, limitados compradores creíbles, incertidumbre respecto al precio del hidrógeno y falta de un mercado de comercio de hidrógeno existente.

3.4 Vínculos comerciales e infraestructura asociada

La mayor parte del hidrógeno que se consume en la actualidad se produce en el sitio o en lugares próximos a su punto de consumo, pero las perspectivas de uso y comercialización asociadas al hidrógeno verde en el marco de la descarbonización, implican considerar su almacenamiento y transporte como elementos fundamentales. En la presente sección se comentará sobre las particularidades y dificultades que rodean

a estas actividades, las necesidades de desarrollo de infraestructura asociadas a ello y las expectativas comerciales que las motivan.

3.4.1 Almacenamiento

Si bien el hidrógeno tiene una elevada densidad energética en términos gravimétricos, en términos volumétricos es casi 4 veces menor a la del gas natural (metano) e incluso en estado líquido su densidad es igualmente 4 veces inferior a la de los combustibles fósiles líquidos que prevé sustituir en las aplicaciones de transporte. Para su almacenamiento en estado gaseoso se recurre a depósitos a presión (grandes depósitos subterráneos como cavernas de sal, yacimientos de gas agotados acuíferos o depósitos fabricados), o bien se criogeniza hasta su estado líquido, o se adsorbe o enlaza químicamente con otras sustancias (líquidas o sólidas). La Figura 23 presenta un esquema de las alternativas de almacenamiento de hidrógeno, que normalmente se distinguen entre aquellas de tipo físico (líquido, gas comprimido o crio-comprimido) y las basadas en materiales (hidruros o portadores).

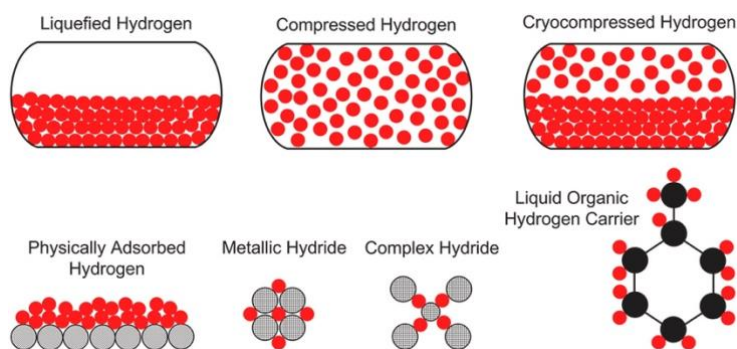


Figura 23 Alternativas para el almacenamiento de hidrógeno. Fuente: Usman (2022)

Cada una de las alternativas presenta ventajas y desventajas que las hacen aptas para distintos campos de aplicación, dependiendo de las características técnicas, costos y consumo energético requerido para alcanzar la condición de almacenamiento y liberación posterior del hidrógeno.

El almacenamiento en cilindros a presión es el método más maduro y sencillo con diferentes tipos de recipiente disponibles (Tipo I, II, III, IV) según la aplicación y con distintas implicancias en términos de capacidad y costo (Yang et al., 2023). Además, el almacenamiento subterráneo en cavernas de sal, acuíferos y reservorios de gas agotados ofrece soluciones de almacenamiento estacionario para grandes volúmenes a largo plazo, aunque cada uno tiene sus propias ventajas y desventajas, vinculadas a la pureza del hidrógeno, la vulnerabilidad a fugas y reactividad del hidrógeno, y su distribución geográfica (Yang et al., 2023). Las cavernas de sal parecen ser la alternativa más idónea en cuanto a estanqueidad y pureza del hidrógeno, y también la de mayor TRL pero su volumen es pequeño y su distribución (Yang et al., 2023).

Si bien el hidrógeno líquido tiene una densidad gravimétrica y volumétrica mucho mayor que el hidrógeno gaseoso comprimido, su licuefacción es más compleja y consume más energía debido a sus bajas temperaturas de evaporación (20,28 K a 1 atm), lo cual

también impone desafíos a los tanques criogénicos en cuanto a la tasa de pérdidas por evaporación (Yang et al., 2023).

El almacenamiento crio-comprimido implica una combinación del almacenamiento a presión con baja temperatura que permite alcanzar densidades energéticas mayores a las del hidrógeno líquido a temperaturas superiores, como 35 K y 15 MPa (Yang et al., 2023).

Las alternativas de almacenamiento en combinación con materiales líquidos o sólidos han despertado interés, principalmente para el transporte de hidrógeno, aunque aún en su mayoría, aún presentan un TRL bajo. Los portadores de hidrógeno orgánicos líquidos (LOHC) son prometedores, ya que almacenan hidrógeno a través de reacciones químicas reversibles (hidrogenación y deshidrogenación) con catalizadores (Yang et al., 2023).

Cualquier material sólido que pueda unirse física o químicamente con hidrógeno, formando un compuesto estable a temperaturas normales de almacenamiento y que pueda liberar el hidrógeno bajo condiciones moderadas de temperatura y presión, es adecuado para el almacenamiento de hidrógeno en estado sólido, método seguro y que permite alcanzar la mayor densidad de almacenamiento volumétrico (Yang et al., 2023). El almacenamiento en hidruros metálicos, a pesar de encontrarse en una fase inicial de desarrollo, muestra potencial al permitir retener hasta un 2% de su peso a temperatura ambiente, lo cual es suficiente para ser competitivo con las baterías en aplicaciones como el almacenamiento de energía solar residencial, ya que ofrece una mayor densidad de energía y una vida útil de unos 30 años (Alverà, 2021). Las investigaciones continúan apuntando al desarrollo de un material que permita alcanzar al menos un 6,5% de hidrógeno en peso, lo que permitiría para vehículos cargar unos 5 kg de hidrógeno en un tanque de 75 kg (Alverà, 2021).

Otra alternativa que se está evaluando en relación al almacenamiento de hidrógeno son los combustibles derivados, que además de cumplir esta función pueden combinarse con hidrógeno y liberarlo cuando se necesite (Yang et al., 2023). Dentro de este grupo, los que mayor potencial presentan como portadores de hidrógeno son el amoníaco y el metanol debido a su mayor densidad de almacenamiento y menor consumo energético, ya que el resto no son alternativas económicamente viables para esta función debido a la alta energía requerida y la complejidad de sus procesos de hidrogenación y deshidrogenación (Yang et al., 2023).

El consumo de energía implicado tanto en el almacenamiento como en la liberación del hidrógeno es un factor clave de decisión entre las alternativas antes mencionadas. En ese sentido, según se muestra en la Tabla 3 excepto para el hidrógeno comprimido y los LOHC, un tercio de la energía del hidrógeno contenida en el hidrógeno se consumiría para su almacenamiento (Yang et al., 2023).

Los costos del almacenamiento de hidrógeno varían considerablemente según la frecuencia de los ciclos, con costos de inversión entre 38 y 500 USD/kg según la tecnología utilizada, siendo el almacenamiento subterráneo, especialmente en cavernas de sal, la opción más económica para grandes volúmenes necesarios para reservas de energía estacional (ESMAP et al., 2023).

Tabla 3 Energía consumida en almacenamiento y liberación de hidrógeno con distintas alternativas. Fuente: Elaboración propia con datos de Yang et al. (2023)

	Hidrógeno a presión		Hidrógeno líquido	Combustibles		LOHC	Hidruros
	35 MPa	70 MPa		Amoníaco	Metanol		
Energía almacenamiento (kWh/kgH ₂)	1 - 2,8	1 - 3,3	6-10	8,2 - 13,3	-2,3	-9	Presión/ Exotérmica
Energía liberación (kWh/kgH ₂)	0	0	0	6,3	6,7	9	1 - 10,3

En resumen, no existe una solución única para todas las aplicaciones, ya que cada tecnología tiene ventajas y limitaciones específicas. Las tecnologías de almacenamiento físico de hidrógeno destacan por su alta densidad gravimétrica, mientras que las basadas en materiales presentan una mayor densidad volumétrica, adecuadas para almacenamiento y transporte a largo plazo (Yang et al., 2023). Si bien el hidrógeno líquido tiene una densidad volumétrica similar, las bajas temperaturas y problemas de evaporación lo limitan de momento a alternativa de corto plazo (Yang et al., 2023). El hidrógeno comprimido es la única alternativa que se utiliza en vehículos eléctricos de pila de combustible debido a su alta tasa de liberación y pureza (Yang et al., 2023).

3.4.2 Transporte e infraestructura asociada

Los medios de transporte previstos para el hidrógeno son tuberías, camiones o barcos y su idoneidad dependerá de las cantidades, distancias implicadas y las condiciones locales de infraestructura. La Figura 24 presenta un esquema con las distintas modalidades de transporte y portadores de hidrógeno asociados que resultan más viables para cada cantidad y distancia a recorrer.

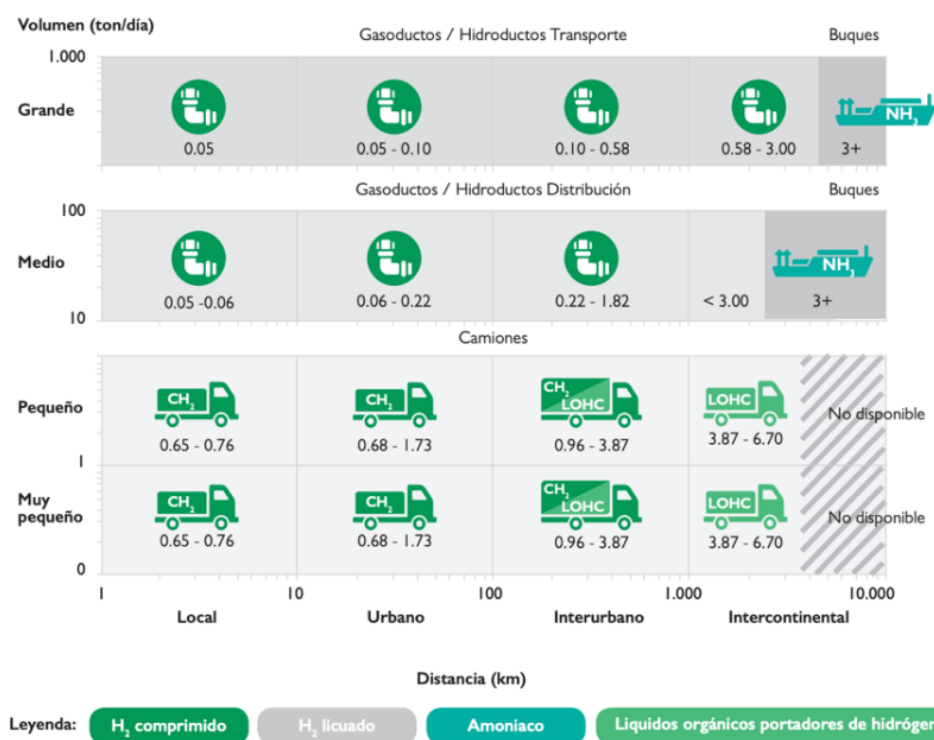


Figura 24 Costes del transporte de hidrógeno en USD/kg en función de la distancia recorrida y la cantidad transportada. Fuente: MITECO (2020)

En el marco del NZE, la inversión anual mundial en infraestructura de transporte de hidrógeno y combustibles derivados del hidrógeno alcanzará los 35 mil millones de USD en la segunda mitad de esta década, representando aproximadamente el 40% del gasto anual actual en infraestructura de gas natural, el cual a su vez se prevé decaiga progresivamente, por lo cual la inversión combinada en infraestructura de gas e hidrógeno se mantendría estable durante el período (IEA, 2023).

Las tuberías, aunque requieren una inversión inicial alta, son el método más eficiente para transportar grandes cantidades de hidrógeno hacia áreas industriales o densamente pobladas a distancias de hasta 3000 km, implicando un incremento en el costo por kg de hidrógeno de entre 0,10 y 0,20 € cada 1000 km según Alverà (2021), y que según la ambición de la European Hydrogen Backbone podría alcanzar hasta 0,32 € dependiendo de la localización (van Rossum et al., 2022). Esta iniciativa reúne a 31 operadores de infraestructura energética europeos con el objetivo de desarrollar un mercado europeo de hidrógeno mediante una red de tuberías que conectará 28 países para 2040, cubriendo casi 53.000 km, con una inversión estimada de entre 80 y 143 mil millones de euros (van Rossum et al., 2022). Más de la mitad de estas redes se espera sean redes de gas natural reacondicionadas, siendo el costo de adaptar tuberías de gas natural a hidrógeno entre un 10-25% de los costos de construcción de un hidroducto desde cero (Alverà, 2021).

También, países como China y Omán están desarrollando redes internas de hidrógeno (IEA, 2023). En cuanto a redes offshore, hay proyectos en estudio, como las interconexiones Alemania-Dinamarca (Mar del Norte), España-Francia (H2Med - Bar-

Mar), Argelia/Túnez-Italia (SouthH2 Corridor), Finlandia-Suecia-Dinamarca-Alemania (Baltic Sea Hydrogen Collector), y Dinamarca-Alemania (H2 Interconnector Bornholm Lubmin) (IEA, 2023). Además, proyectos que pretendan abastecerse de eólica offshore localizada a distancias mayores de 300 km de la costa podrían tener menores costos instalando la producción de hidrógeno allí y luego transportarlo mediante tuberías a la costa, aunque habría que considerar aspectos de seguridad de las tuberías (IEA, 2023).

El transporte de hidrógeno en redes implica desafíos para los materiales mayores a los del gas natural ya que existen mayores riesgos de fuga y permeación del hidrógeno que por su reducido tamaño de molécula puede dañar al acero. En algunos casos como es el de Reino Unido, la modernización de las antiguas redes de hierro ha llevado a su reemplazo por tuberías de polietileno, apto para el transporte de hidrógeno puro, al igual que las válvulas reguladoras que también se cree podrían operar con este gas (Alverà, 2021). Sin embargo, hay otros elementos como los compresores que debieran ser reemplazados para operar con altas concentraciones de hidrógeno (Alverà, 2021).

Se están probando mezclas de gas natural e hidrógeno en redes de gas existentes con tecnologías de desmezcla y purificación. Kogas de Corea apunta a alcanzar una mezcla del 20% para 2026, mientras que la UE redujo recientemente el límite de mezcla de hidrógeno en gas natural desde 5% a 2% (IEA, 2023). El gas mezclado sería apto para uso en las centrales térmicas de gas natural y usuarios finales, en tanto la combustión no presenta problemas hasta un 20% de contenido de hidrógeno (Blanco Silva & Sarmiento Díez, 2023).

Sin embargo, la pureza del hidrógeno que requieren algunas aplicaciones como las celdas combustibles limita las ventajas de su transporte mezclado con gas natural, requiriendo un proceso adicional de purificación al final de la cadena de transporte (Yang et al., 2023). En ese sentido, Linde desarrolla tecnología para producir hidrógeno puro desde mezclas con 5-60% de H₂ (IEA, 2023).

A pesar de que los proyectos anunciados para la infraestructura de hidrógeno están alineados con el NZE, las incertidumbres en producción, demanda y un marco regulatorio limitado generan falta de certeza financiera y legal para los inversores lo cual conduce a que de los casi 30,000 km de tuberías anunciadas a 2030, muy pocos han alcanzado la FID (IEA, 2023). Dado que los proyectos de infraestructura suelen tener largos períodos de ejecución debido a su gran envergadura y el cruce de fronteras entre varios países, así como retrasos por falta de apoyo político, es crítico comenzar la planificación de la infraestructura con suficiente anticipación, incluso antes de que la producción y la demanda estén completamente establecidas (IEA, 2023).

El transporte terrestre de hidrógeno se puede realizar en forma de hidrógeno gaseoso comprimido o de hidrógeno líquido. Los remolques de hidrógeno comprimido son adecuados para distancias cortas a medianas y pequeñas demandas, con presiones de hasta 50 MPa y capacidades de transporte entre 200 y 1000 kg por camión (Yang et al., 2023). Los remolques de hidrógeno líquido son preferibles para distancias más largas y grandes cantidades, con capacidades significativamente mayores debido a la mayor densidad de almacenamiento (Yang et al., 2023).

El transporte marítimo es adecuado para el transporte intercontinental de grandes cantidades de hidrógeno, tanto en su forma elemental como en compuestos como LOHC y amoníaco. Esta alternativa es especialmente relevante cuando las naciones con excedentes de energía renovable pueden generar hidrógeno verde para exportación, mientras que los importadores están geográficamente separados. Comparado con la construcción de nuevos gasoductos, el transporte marítimo resulta más rentable para distancias superiores a 7000 km, ofreciendo flexibilidad e independencia frente a posibles cambios políticos en los países atravesados (Yang et al., 2023).

Actualmente, hay iniciativas piloto limitadas para transportar hidrógeno a través de océanos y continentes, pero se anticipa que en el futuro se establecerán cadenas de suministro que aprovechen el envío de grandes volúmenes de hidrógeno en forma elemental o compuesta, como amoníaco o LOHC (Yang et al., 2023). El transporte de hidrógeno en estado gaseoso comprimido es el método más sencillo y requiere menos energía para la compresión, con desarrollos tecnológicos en curso para implementar cargueros de hidrógeno comprimido (Yang et al., 2023). Por otro lado, el transporte en forma líquida ofrece una alta densidad de almacenamiento, pero enfrenta desafíos técnicos como la pérdida por evaporación, que necesita ser mitigada para su viabilidad a largo plazo (Yang et al., 2023).

Además, el transporte marítimo de hidrógeno y sus derivados requiere de infraestructura portuaria dedicada, como acceso a aguas profundas y facilidades para convertir el hidrógeno en portadores y viceversa. Actualmente, existen instalaciones de manejo de gas natural y amoníaco en los puertos, pero la capacidad deberá cuatriplicarse para 2030 para manejar el volumen estimado de amoníaco verde (IEA, 2023). En ese marco se prevé la construcción de unas 50 terminales para el comercio de hidrógeno y amoníaco para 2030, con la mayoría de las terminales de exportación anunciadas ubicadas en Australia y las de importación en Países Bajos, Bélgica y Alemania (IEA, 2023).

En lo que refiere a la disponibilidad de buques, si bien los de tipo cisterna actualmente existentes permiten transportar amoníaco, e-fuels y LOHC, para satisfacer el esperado incremento del comercio de estos energéticos, se requiere un aumento significativo del número de buques, lo que podría generar cuellos de botella debido a la complejidad técnica y la limitada capacidad de construcción naval (IEA, 2023). Por otra parte, a pesar de que se está trabajando en el desarrollo de buques para transporte de hidrógeno líquido, aún no hay alternativas comercialmente disponibles, y un único proyecto de demostración, el Suiso Frontier, experimentó problemas técnicos (IEA, 2023).

Igualmente es importante considerar que las complejidades del transporte de hidrógeno a largas distancias pueden resultar en una mayor huella de carbono si la energía utilizada para la compresión en tuberías, o combustible de camiones y buques no se descarboniza (IEA, 2023). Los rangos de emisiones asociadas a las actividades de almacenamiento, transporte y deshidrogenación asociadas son variables dependiendo de las distancias y el tipo de combustible que se utilice. Para el transporte por tubería varían entre 0 y 4 kgCO₂eq/ kgH₂, en forma de amoníaco entre 1,5 – 3,5 kgCO₂eq/ kgH₂, como LOHC de 2 a 7 kgCO₂eq/ kgH₂ y para hidrógeno líquido son inferiores a 1 kgCO₂eq/ kgH₂ (IEA, 2023).

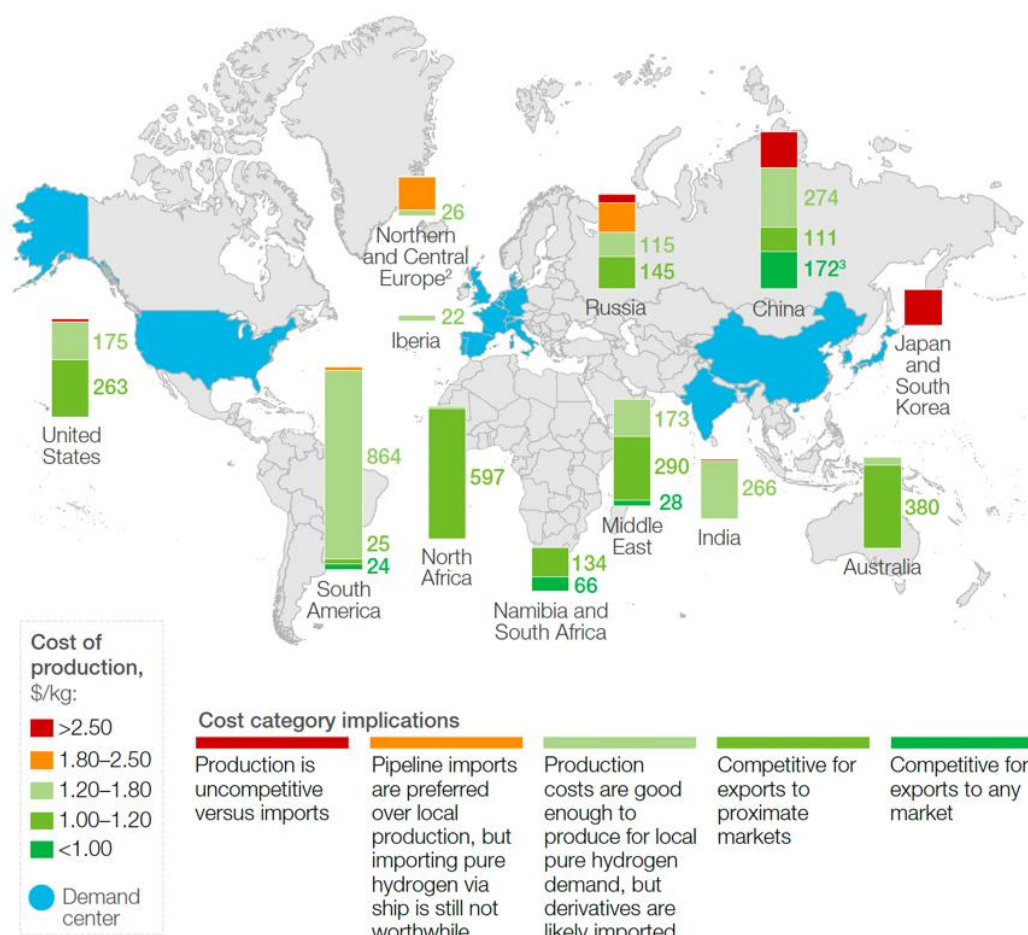
También las fugas de hidrógeno podrían contribuir al impacto ambiental de las actividades de transporte, ya que, aunque no es un GEI directo, interactúa con otros compuestos afectando la concentración de GEI. Si bien no tiene un potencial de calentamiento global (GWP) definido por el IPCC, los estudios científicos estiman que su GWP para un horizonte de 100 años es cercano a 11 kgCO₂e/kgH₂, pudiendo casi triplicarse si se considera un horizonte de 20 años (IEA, 2023). De momento la cuantificación de las tasas de fuga de la cadena de suministro de hidrógeno es muy limitada y la mayor parte del equipamiento de monitoreo que existe tiene objetivos de seguridad, por lo que resulta crucial desarrollar tecnología con límites de detección apropiados para cuantificar fugas con objetivos ambientales, al igual que mejorar las tecnologías de mitigación (IEA, 2023).

Más allá de los costos actuales de las alternativas de transporte para largas distancias, las proyecciones apuntan a un descenso significativo a raíz del avance tecnológico, alcanzando para 2030 valores del entorno a 3 USD/kgH₂ para amoníaco y LOHC, y para 2050 costos inferiores a los 2 USD/kgH₂ tanto para estas alternativas como para el hidrógeno líquido en distancias de hasta 25.000 km (ESMAP et al., 2023; Yang et al., 2023). Igualmente corresponde hacer notar que estos costos podrían hasta duplicar los costos del hidrógeno en su sitio de consumo respecto al de producción.

3.4.3 Expectativas comerciales

El comercio del hidrógeno se considera desde los principales actores del mercado como un factor crucial para el desarrollo de este recurso, ya que permitiría a los países con limitada disponibilidad de recursos energéticos renovables, importar este insumo desde regiones con excedentes. Según se plantea beneficiaría económicamente a los exportadores, a la vez que mejora la seguridad energética de los importadores al reducir su dependencia de combustibles fósiles y diversificar sus proveedores de energía (IEA, 2023). Más allá de esta postura que prevalece en el discurso de los países más industrializados, debido a las complejidades, ineficiencias y costos que implica (al menos a corto y mediano plazo) el transporte de hidrógeno, sería más eficiente y favorable a aquellos países con abundantes recursos naturales, que además suelen ser los de menor nivel de industrialización, centrarse en el aprovechamiento local del hidrógeno verde, para promover su industrialización y desarrollo.

Sin perjuicio de lo anteriormente planteado, considerando el potencial global de producción de hidrógeno renovable, las variaciones regionales de costo de producción y los principales centros de demanda proyectados, sí que es cierto que será necesario establecer ciertos intercambios comerciales entorno al hidrógeno (ESMAP et al., 2023). En la Figura 25 se presentan las proyecciones de potencial de producción por región con el rango de costos esperado a 2050, además de los principales centros de consumo de hidrógeno (celeste).

Hydrogen production potential,¹ 2050, million tons per annum

1. Potential for renewables and low-carbon hydrogen, constrained by a maximum of 0–3% land availability.
 2. Only includes third-tier production potential, assuming that the higher-tier locations use renewable power.
 3. Low-cost production in western China that requires long-distance transport to eastern China.

Figura 25 Potencial de producción de hidrógeno a 2050 por región. Fuente: Hydrogen Council & McKinsey & Company (2022)

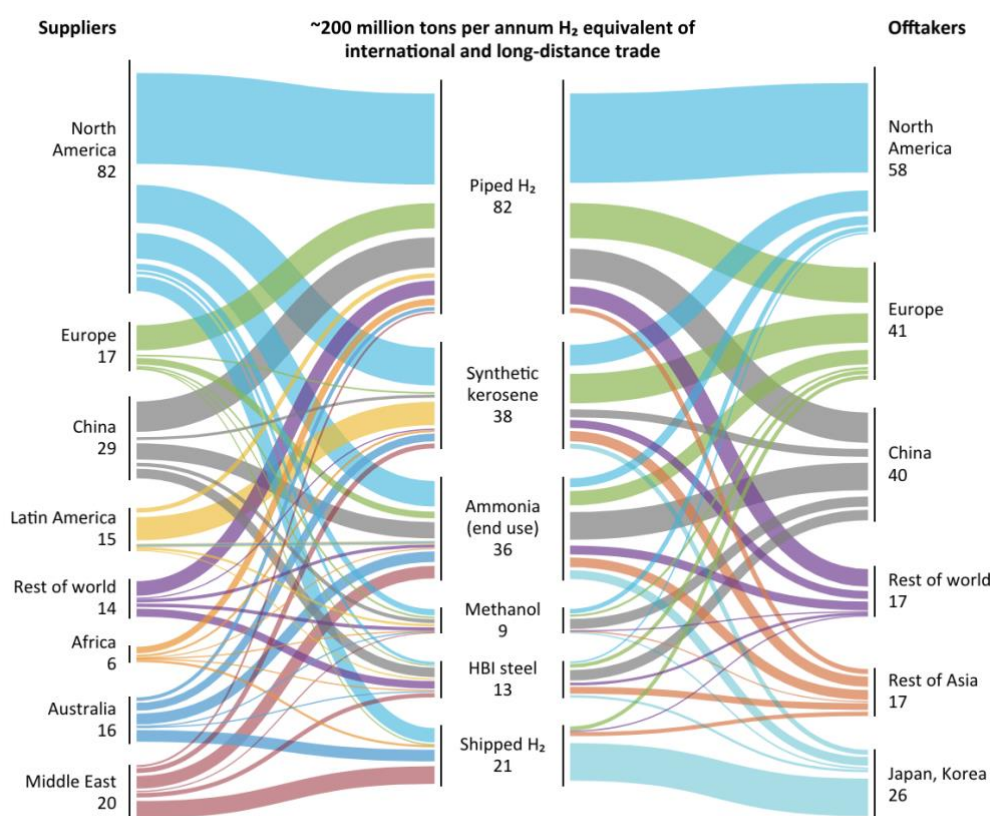
Estudios recientes proyectan que entre el 25% y el 31% de la producción de hidrógeno se comerciará internacionalmente para 2050, lo que resalta la importancia del compromiso de los EMDCs en la economía global del hidrógeno (ESMAP et al., 2023). Sin embargo, el progreso ha sido lento, y aunque según IEA (2023) se prevé exportar 16 Mt de hidrógeno equivalente para 2030, solo unos pocos proyectos han tomado FID, mostrando una incertidumbre significativa sobre el desarrollo de un mercado de exportación a gran escala en la próxima década.

Por su parte, las últimas proyecciones del Hydrogen Council apuntan a un comercio de larga distancia en 2030 de 20 Mt respecto a las 40 Mt de consumo anual que prevé en un escenario de aceleración respecto al ritmo actual pero que no alcanza las expectativas a 2030 del NZE (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023a). En cuanto a 2050 el referido estudio apunta a un consumo de 375 Mt anuales de hidrógeno de las cuales 200 Mt serán comercializadas a larga distancia (Ver Figura 26),

representando un porcentaje bastante mayor al que apuntan los estudios arriba referidos.

Las principales rutas comerciales identificadas basadas en proyectos anunciados conectan Australia con Europa y el mercado asiático (especialmente Japón y Corea), países latinoamericanos con Europa, y países de América del Norte con el mercado asiático (IEA,2023). La mayoría de estos proyectos priorizan el amoníaco como portador de hidrógeno debido a su uso en la industria de fertilizantes y la generación de energía (IEA, 2023).

2050 global clean H₂ long-distance flows,¹ Further Acceleration scenario



¹All international trade, including trade between split regions, most notably East and West China, including 65% of domestic production of Australia, Brazil, Canada, Russia, US, and West China.
Source: Hydrogen Council, McKinsey Global Hydrogen Flow Model

Figura 26 Comercio de hidrógeno de larga distancia a 2050 según origen, destino y transporte. Fuente: Hydrogen Council & McKinsey & Company (2023a)

Los costos de transporte y almacenamiento, así como las limitaciones en recursos renovables en algunas localizaciones, pueden afectar la competitividad del hidrógeno renovable, favoreciendo en ciertos casos la producción nacional por sobre la importación, o promoviendo la relocalización de industrias como el acero o fertilizantes en países con abundantes recursos energéticos renovables (ESMAP et al., 2023). En ese sentido esta economía naciente plantea una importante posibilidad a los EMDCs, especialmente a aquellos no tan favorecidos en el reparto de los combustibles fósiles ya por un lado pueden reducir su dependencia energética y a la vez de atraer actividad industrial a su territorio, con repercusiones en desarrollo económico. Es clave para estos

países planificar estratégicamente su participación en la cadena de valor para no localizarse solo en la parte de menor beneficio económico, importando la tecnología especializada y exportando sus recursos naturales en forma de hidrógeno.

Sin embargo, aún no está clara como será la geografía de estas industrias y pareciera que países como Japón, Alemania o Países Bajos estarían dispuestos a pagar un costo superior del hidrógeno con tal de no resignar su presencia industrial. En ese sentido se están generando instrumentos de apoyo para fomentar el comercio del hidrógeno como el programa H2Global de Alemania y el Banco Europeo del Hidrógeno.

Los informes de ESMAP et al. (2023) y Hydrogen Council & McKinsey & Company (2023a) coinciden en la importancia del comercio internacional de hidrógeno y en los desafíos asociados a los costos de transporte y la necesidad de infraestructura adecuada. Ambas fuentes también subrayan la importancia de los acuerdos bilaterales y las subastas como herramientas clave para asegurar la inversión en proyectos de hidrógeno. Aunque las proyecciones son optimistas, el desarrollo de un mercado global de hidrógeno enfrentará desafíos significativos en términos de infraestructura, costos y regulación, que deberán ser abordados para alcanzar su pleno potencial.

También hay otro flujo de intercambios comerciales implicados en la cadena de valor asociada al hidrógeno que incluye minería de materiales, fabricación de electrolizadores y tecnologías de uso como celdas combustibles, vehículos, etc y como las tensiones geopolíticas y políticas comerciales pueden comprometer el acceso a recursos y tecnología a las partes interesadas.

En el caso del abastecimiento de minerales, se prevén desafíos significativos en la cadena de suministro de materiales para los electrolizadores PEM como el Iridio y el Platino cuyos yacimientos se localizan en unos pocos países (mayormente Sudáfrica) y el incremento de su consumo podría afectar disponibilidad y precios. También, aunque con menores tensiones en su abastecimiento, los materiales de fabricación de electrolizadores SOEC se localizan en su mayoría en China, país que de por sí se posiciona como líder tecnológico en la fabricación de electrolizadores. Además de estos materiales, los requerimientos para las instalaciones de renovables asociadas a la producción de hidrógeno también podrían tensar el suministro e incrementar los precios de materiales como níquel, cobalto y cobre.

Por el lado de la producción de tecnologías, el desarrollo está centrado en las economías desarrolladas y China, que concentra la mayor capacidad de fabricación y menores precios de electrolizadores. La dependencia de estas tecnologías podría poner en desventaja a muchos de los países con potencial para la producción de hidrógeno que no desarrollen tecnología propia, y necesitan establecer acuerdos de transferencia de tecnología o desarrollar capacidades internas. Por lo tanto, es crucial que estos países implementen políticas claras y colaborativas que aseguren no solo el acceso a recursos y tecnología, sino también una participación equitativa en los beneficios económicos derivados de la economía del hidrógeno.

3.5 Necesidades de inversión y financiación

3.5.1 Inversiones: estimaciones y grado de avance

Como regla general se maneja que para la producción de 1 Mt de hidrógeno renovable por año se requieren aproximadamente 10 GW de electrolizadores, 20 GW de energía renovable y una inversión de 30 mil millones de dólares (ESMAP et al., 2023). Las estimaciones que presentan los diferentes estudios (Tabla 4) varían en cuanto a qué aspectos contemplan y también en los montos previstos. Aquellas que contemplan la totalidad de la cadena de valor del hidrógeno, estiman inversiones anuales que a 2030 debieran alcanzar entre 100 y 165 miles de millones de USD, y para 2050 las inversiones anuales proyectadas varían entre 170 y 470 mil millones de USD.

Tabla 4 Resumen de Inversiones proyectadas respecto de la demanda proyectada según diversos estudios. Fuente: Elaboración propia

Fuentes	Demanda de hidrógeno (Mt)			Inversiones necesarias
	Año del estudio	2030	2050	
IEA (2023)	94	115 - 150	300 -400	Inversión anual 165.000 millones USD en 2030 y más de 470.000 millones USD en 2050 (incluyendo producción, estaciones de recarga y equipos para usuarios finales)
IRENA (2020) y (2023)	0,7*	125*	523*	De los 1100 millones de USD que se invierten actualmente se debe pasar a 100.000 millones USD/año en 2030 y hasta 170.000 millones USD/año en 2050
Hydrogen Council, McKinsey (2023b)		150	680	1000 millones a 2030 sin considerar a China ni las energías renovables
BloombergNEF (2020)	87	110 - 140	187 (baja) 696 (NZE)	En el escenario de políticas fuertes se estima necesaria una inversión a 2050 de 11 billones USD en infraestructura de producción, uso y transporte
ESMAP et al. (2023)		40*	500*	25 billones USD entre 2023 y 2050 (2 billones a 2030), incluyendo infraestructura y usos finales
Goldman Sachs (2022)		32*	550*	Similar a ESMAP et al. (2023), fuente de información de estos datos
DNV (2022)		135/ 40*	330/280*	En 2021 fue 12.000 millones USD, se incrementa a 129.000 millones USD/año en 2030 y 440.000 millones USD/año en 2050

* Cantidad de hidrógeno bajo en emisiones únicamente

En cuanto al total de inversiones de aquí al horizonte 2050, el estudio de BloombergNEF (2020) estimaba alrededor de 11 billones de USD, mientras que el más reciente análisis de ESMAP et al. (2023) refiere a un monto de unos 25 billones de USD, lo que implica en promedio anual montos cercanos al billón de USD, superando ampliamente las estimaciones de inversión anual que proyectan el resto de los estudios.

Respecto a estas diferencias, es importante resaltar, por un lado, que la mayoría de las estimaciones son anteriores al incremento de las tasas de interés que se dio en los últimos dos años, lo cual incrementó significativamente los costos de inversión y, por otro lado, que los pronósticos de demanda futura también varían entre las diversas fuentes. Respecto al primero de los puntos, el Hydrogen Council, que pronosticaba unas inversiones totales de aquí a 2030 necesarias de 700 mil millones de USD hasta su informe de mayo 2023, que en la correspondiente actualización de diciembre 2023 amplió en un 30% hasta alcanzar un monto de 1 billón de USD acumulados a 2030, el cual si bien es solo la mitad al estimado por ESMAP et al. (2023), no contempla las inversiones en energías renovables asociadas ni las de China. Las variaciones en el alcance de las estimaciones pueden ser causa de algunas diferencias notables entre estudios a pesar de sus coincidencias en los niveles de demanda proyectada, como por ejemplo IRENA (2023) respecto de ESMAP et al. (2023).

A pesar de los importantes márgenes de diferencia entre las distintas proyecciones, es posible concluir que se requerirán inversiones del orden de los billones de USD de aquí a 2030 para orientarse a los objetivos de uso de hidrógeno del horizonte de descarbonización y en el entorno a 1 o 2 decenas de billones hasta el año 2050. Si se comparan estos valores con las inversiones anuales actuales de unos miles de millones para el sector, e incluso contra las inversiones anunciadas a 2030 que alcanzan alrededor de medio billón de USD, a pesar del fuerte crecimiento en las inversiones anunciadas (30% entre enero y octubre 2023) la brecha a cubrir aún es importante (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023b).

En cuanto a la distribución de las inversiones requeridas, el Hydrogen Council estima un reparto 50%, 25%, 25% entre la producción y suministro, infraestructura y uso final, respectivamente (Ver Figura 27). Sin embargo, la brecha de inversión anunciada respecto a la prevista varía significativamente entre estos rubros, alcanzando casi un 85% de déficit para infraestructura, 65% para usos finales y 10% para producción y suministro (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023b). Según la referida publicación, la menor tasa de inversiones anunciadas en infraestructura de hidrógeno podría ser resultado de la incertidumbre sobre el calendario del suministro de hidrógeno y la implementación de su uso final en ciertas regiones.

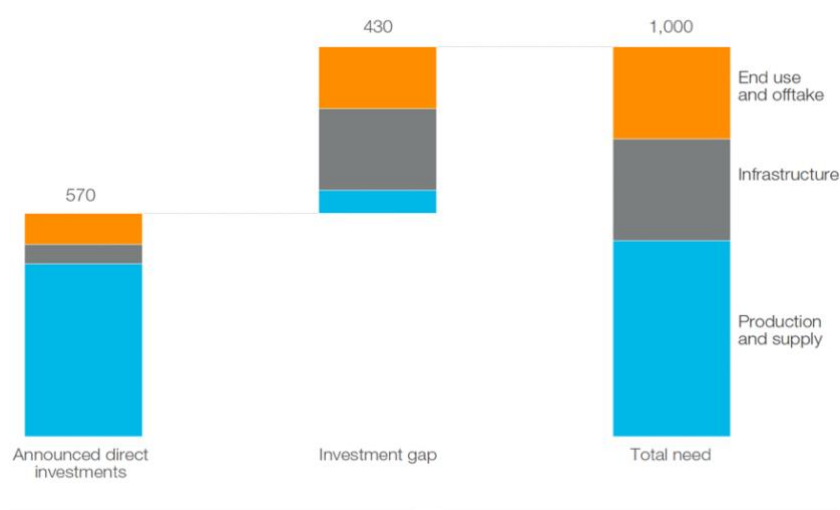


Figura 27 Anuncios e inversión requerida a 2030 en los distintos sectores de la cadena de valor del hidrógeno limpio. Fuente: Hydrogen Council & McKinsey & Company (2023b)

Si se analiza el grado de definición de los proyectos anunciados la brecha crece aún más ya que solo alrededor de un 7% de estos han pasado la FID, con lo cual menos de un 4% del billón de dólares de inversión requerido se encuentra en esta fase (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023b). A pesar de esto, se observa un cierto grado de maduración en las inversiones con un incremento de un 60% en la etapa de ingeniería y diseño front-end (FEED), previa a FID (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023b).

En lo que hace a la inversión en instalaciones de electrólisis, según los datos de IEA(2023) se requieren unos 40.000 millones de USD de inversión hasta 2030 para los objetivos del NZE, por lo que a pesar de que se observa un crecimiento sostenido de la inversión, a 2022 alcanzó los 600 millones de USD por lo que se estima necesario un crecimiento interanual de un 70%.

La cartera de proyectos que componen los anuncios hasta el momento asciende a alrededor de 1400, correspondientes a un suministro de hidrógeno limpio de unas 45 Mt/año, con un 70% de origen renovable (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023b). La capacidad de electrólisis anunciada hasta el momento totaliza unos 305 GW (alrededor de 90 GW en Europa), con la mitad en etapas más allá del anuncio, aunque alcanzar esta cifra para el año 2030 implica una aceleración muy significativa en los próximos años siendo que se parte de una capacidad actual de alrededor de 1,2 GW (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023b).

La capacidad de electrólisis en etapa de FID asciende a 12 GW, con China alcanzando un 55%, y el resto distribuido equitativamente entre Medio Oriente, Europa y América del Norte, mientras que en América Latina, a pesar de que se concentra el 20% del total de capacidad anunciada a 2030, menos del 5% de los proyectos de hidrógeno renovable están comprometidos (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023b).

En cuanto a las demandas de inversión directa para la producción de hidrógeno limpio en el horizonte a 2050, a pesar de los factores de incertidumbre implicados, se estiman entre 7 y 8 billones de dólares, a los que se suman otros 3 billones en infraestructura global para facilitar el comercio y la interconexión entre regiones productoras y centros de demanda (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

3.5.2 Financiación

La viabilidad de los proyectos de hidrógeno depende significativamente del costo de producción que se alcance, y este a su vez, se encuentra influenciado por los costos de capital. En ese contexto, el informe de ESMAP et al. (2023) señala como crítica a las estrategias de desarrollo actuales, que se han centrado más en reducir costos tecnológicos, desatendiendo los costos de financiamiento, por lo que analiza la relevancia de este aspecto en el éxito de los proyectos, identifica los riesgos que aumentan estos costos y propone medidas de mitigación al respecto.

Como fuera anteriormente expuesto, el hidrógeno renovable no resulta competitivo con las alternativas de origen fósil, por lo que se su desarrollo requiere un apoyo financiero externo, conocido como "brecha de financiamiento" (diferencia entre el valor del producto y el costo de producción) que oscila entre 10 y 40 mil millones anuales según el análisis de (ESMAP et al., 2023). En este marco la referida fuente proyecta que para alcanzar una producción de hidrógeno renovable a 2030 de alrededor de 40 Mt, la brecha de financiamiento en un marco optimista es de 174 mil millones de dólares, mientras que en un análisis más realista sería de 500 mil millones, pudiendo incluso incrementarse a raíz de variaciones en el CAPEX, los costos de capital (WACC) y los precios del gas natural (Ver Figura 28).

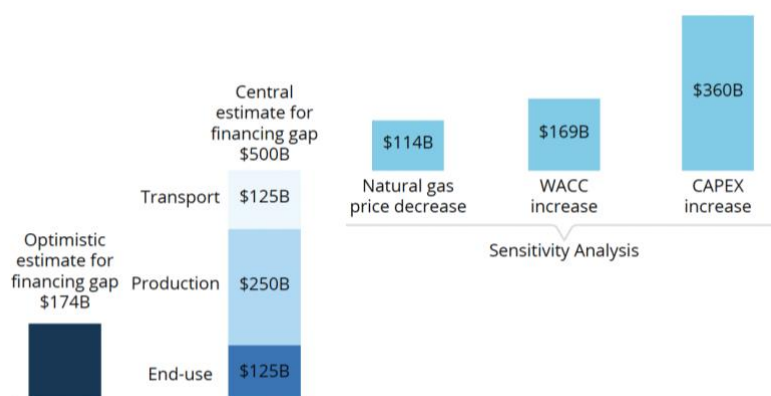


Figura 28 Estimaciones de la brecha de financiación de los proyectos de hidrógeno renovable 2023 a 2030. Fuente: ESMAP et al. (2023)

El alto nivel de inversiones que requiere el desarrollo del hidrógeno, sumado a que aún no es una alternativa viable comercialmente, y los acuerdos de compra entre productores y consumidores son muy limitados se presentan como las principales barreras a la disposición de los inversores privados a financiar proyectos en ausencia de mecanismos de compensación suficientes. Esta situación lleva a que, como en otros procesos de cambio tecnológico anteriores, la intervención de los gobiernos sea un factor clave para reducir los costos de producción y riesgos de los proyectos y así atraer

las inversiones necesarias. Ante esta situación sería importante también que se definan condiciones a esta los proyectos apoyados por inversión pública, como la reinversión de ganancias y restricciones en recompras de acciones, asegurando que el dinero público contribuya a beneficios a largo plazo para la sociedad en general, y no solo a ganancias privadas a corto plazo.

En Europa y América del Norte, se han fortalecido las políticas y el financiamiento debido a la crisis energética y las ambiciones regionales. La Ley de Reducción de la Inflación (IRA) de EE. UU. formulada en 2022, ha comprometido apoyos en forma de créditos fiscales a la producción de hidrógeno bajo en emisiones, que varían en base a condiciones de los proyectos y particularmente de sus emisiones de GEI, alcanzando hasta 3 USD/kg H₂ para los proyectos de hidrógeno bajo en emisiones (IEA, 2023). Este apoyo podría hacer competitivo al hidrógeno verde con las alternativas fósiles, por que sumado a otras inversiones del país en I+D e infraestructuras ha impulsado significativamente los proyectos.

Por su parte, la UE estableció en marzo 2023 el Banco Europeo del Hidrógeno con un presupuesto inicial de 800 millones de euros para financiar proyectos mediante subastas inversas (IEA, 2023). En abril de 2024 se anunciaron los resultados de la primera subasta que confirmó un apoyo de 720 millones de euros para 7 proyectos (3 en España, 2 en Portugal, 1 en Noruega y 1 en Finlandia) de producción de hidrógeno verde que producirán 1,58 Mt durante sus 10 primeros años de operación, iniciando máximo en 2030 y recibirán 0,37- 0,48 €/kgH₂ (Comisión Europea, 2024). El Banco Europeo del Hidrógeno prevé una segunda edición de subastas para finales de 2024 y desde la UE también se prevé dar apoyo a exportadores externos y a fabricantes de electrolizadores, complementariamente al apoyo a los estados miembro a través de varios mecanismos como los fondos de Innovación a proyectos de interés común (IEA, 2023).

Otra herramienta que utiliza la UE son los denominados "Proyectos Importantes de Interés Común" (IPCEI), en los cuales permite a los países miembro cubrir los fallos de mercado asociados a la incertidumbre en proyectos de innovación e infraestructura que contribuyen significativamente a los objetivos de la UE. En ese régimen las convocatorias "IPCEI Hy2Tech" y "IPCEI Hy2Use" dedicadas a hidrógeno recibirán 10.600 millones de euros en fondos públicos y se prevé atraigan inversión privada por otros atraerán 15.800 millones (Clean Hydrogen Partnership, s.f.).

El Reino Unido ha definido destinar 20.000 millones de libras a lo largo de 20 años para instalaciones con captura de carbono y ha preseleccionado 408 MW de proyectos de electrólisis en marzo de 2023, contando con un financiamiento de 240 millones de libras (IEA, 2023).

El apoyo financiero público al desarrollo del hidrógeno de los países desarrollados, basado en estrategias orientadas a misiones extensas que anticipan subsidios de más de 100 mil millones de dólares, podría perjudicar a mercados emergentes y economías en desarrollo, ya que algunos desarrolladores priorizan beneficios locales (IEA, 2023). Sin embargo, bajo las previsiones de una demanda que superaría su potencial producción, estos países también invierten en otras regiones, para lo cual se han anunciado diversas fuentes de financiamiento multilateral y bilateral, como el caso del programa alemán

H2Global que ofrece contratos estables para la compra de hidrógeno de baja emisión del extranjero, y los apoyos a proyectos en países en desarrollo proporcionados por el Banco de Desarrollo Alemán KfW e Invest International del gobierno holandés (IEA, 2023). También el Banco Europeo de Inversiones tiene una línea de apoyo a países en desarrollo y economías emergentes de la OCDE, para la cual se han comprometido 459 millones de euros a la fecha, siendo Alemania el principal colaborador (European Investment Bank, 2024).

La Figura 29 sintetiza datos actualizados al 2023 en relación con los subsidios comprometidos para el hidrógeno en América, Europa Medio Oriente y África; y Asia Pacífico que totalizan alrededor de 280 miles de millones de USD, echando en falta en esta consideración como monto relevante los 20 mil millones comprometidos por China. Un aspecto a resaltar de dicha figura es la diferencia estructural en cuanto a los apoyos definidos por EE.UU. y Europa (países con mayores niveles de fondos comprometidos) en tanto el primero se basa en créditos fiscales, mientras que la UE utiliza diversidad de mecanismos entre los que priman los programas de subvención, muchos de ellos con particulares requisitos y distribuidos en jurisdicciones nacionales lo cual los hace menos accesibles y efectivos para el impulso del sector.

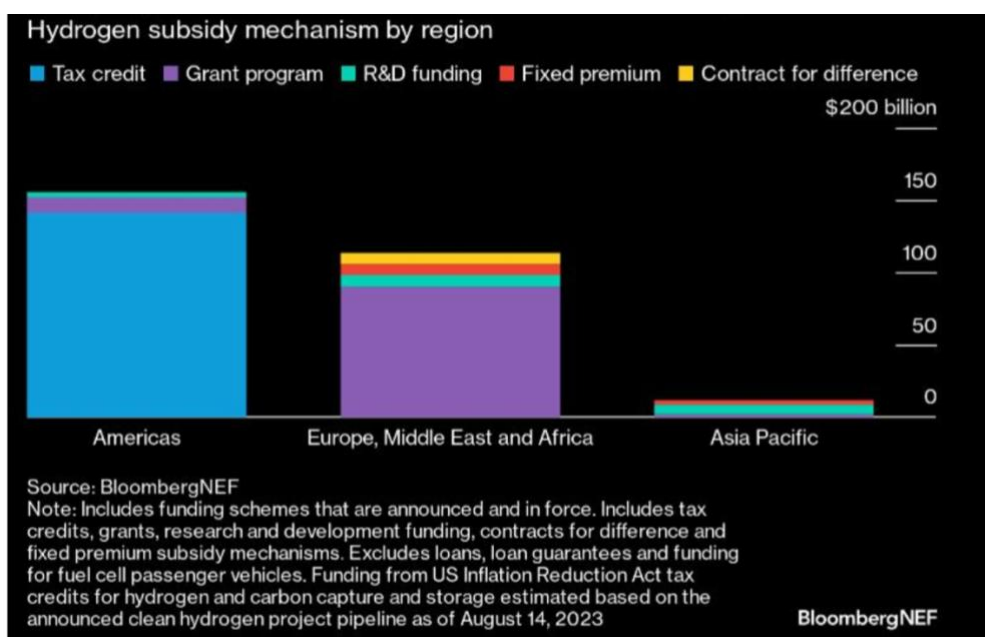


Figura 29 Mecanismos de subvención al hidrógeno en miles de millones de USD distribuidos por región y tipo de mecanismo. Fuente: Bhashyam (2023)

Otro aspecto que queda de manifiesto si se tiene en cuenta que las inversiones estimadas para EE.UU. en ese gráfico son cercanas a los 150 miles de millones de USD, y en la UE superan los 100 mil millones, es que en el resto de los países de los grupos los fondos son casi nulos.

En ese sentido los EMDCs enfrentan desafíos significativos para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno y de la infraestructura asociada debido a su limitado poder financiero. Los recursos públicos con los que cuentan no son suficientes para movilizar el volumen de capital privado necesario, considerando que en los países

desarrollados se maneja una relación casi equitativa entre las aportaciones de los gobiernos y privados. Además, el reducido espacio fiscal y los mayores costos de acceso a financiación que enfrentan en estos países, constituyen barreras adicionales al desarrollo del hidrógeno. Estas barreras ayudan a explicar el lento avance que tiene la confirmación de inversiones en estos países, en lo que a pesar que concentran casi el 40% de los proyectos de hidrógeno limpio anunciados, solo seis proyectos de más de 100 MW de electrólisis han llegado a la fase de FID (ESMAP et al., 2023).

Ante esta situación, se señala que la estrategia de los EMDCs podría apuntar al desarrollo en forma temprana de proyectos viables y de calidad, con énfasis en la creación de centros de hidrógeno que optimicen recursos y abran tanto oportunidades de exportación como usos nacionales del hidrógeno, en refinerías, acerías o producción de fertilizantes (ESMAP et al., 2023), enfoque que podría atraer más inversión y permitir el desarrollo de nuevos sectores de actividad en estos países con generación de empleo asociada.

Los bancos multilaterales y las instituciones financieras de desarrollo son esenciales para apoyar a los EMDCs mejorando las condiciones para la inversión con la reducción de riesgos y promoción de instrumentos financieros (ESMAP et al., 2023). Las políticas de despliegue del hidrógeno limpio deben apuntar a ampliar el financiamiento de estas instituciones que actualmente es inferior a los 5 mil millones de USD (ESMAP et al., 2023).

La búsqueda de otros mecanismos para promover el financiamiento del sector privado se torna más relevante en los EMDCs, para así movilizar las inversiones y reducir la dependencia de fondos internacionales y públicos limitados. En ese marco, iniciativas recientes como el Laboratorio de Inversión del Sector Privado del Banco Mundial, los principios de financiamiento combinado adoptados por bancos multilaterales de desarrollo y la OCDE, junto con asociaciones público-privadas, serán fundamentales para iniciar los primeros proyectos (ESMAP et al., 2023).

Aunque en menor proporción, también los fondos de capital riesgo han mostrado un incremento en las inversiones en proyectos de hidrógeno, principalmente en etapa de crecimiento alcanzando 3100 millones de USD en 2022, mientras en etapas iniciales fueron de 670 millones de USD en dicho año (IEA, 2023). Las *start-ups* de EE.UU lideran la recepción de estos capitales en todas las áreas, excepto en celdas combustibles en las que hay clara dominancia de China, y desarrollo de proyectos liderado por Europa.

En cuanto al acceso a créditos, a pesar de que la mayoría de las instituciones financieras cuentan con fondos para apoyar proyectos de descarbonización y sostenibilidad, los proyectos de hidrógeno verde enfrentan barreras significativas, principalmente debido a la falta de precedentes claros y un historial de financiamiento, lo que resulta en una capacidad de endeudamiento inicialmente menor comparada con proyectos de energías renovables tradicionales (Bressant & Chvika, 2024). Los prestamistas comerciales adoptan suposiciones conservadoras y requieren mayores niveles de capital, con una relación de apalancamiento deuda a capital entre 60%-70% y 30%-40% (Bressant & Chvika, 2024). Además, el alto perfil de riesgo actual limita su atractivo para inversores institucionales como fondos de pensiones y compañías de seguros, que son adversos al

riesgo (Sievernich & Fokeer, 2023). El mercado global de bonos, valorado en \$100 billones, también tiene un gran potencial para financiar proyectos de hidrógeno verde, especialmente a través de bonos verdes (Sievernich & Fokeer, 2023).

En la condición actual, elementos como los apoyos estatales, el respaldo entre los promotores de proyectos de empresas reconocidas, contratos de compra a largo plazo de la producción, o inversión en productos que ya tienen demanda existente (refinerías, industria de fertilizantes, amoníaco o metanol), pueden facilitar el acceso a créditos de banca multilateral y privada. Con la maduración del sector y la disminución de los riesgos tecnológicos, se espera una mayor participación de inversores institucionales y bancos comerciales, facilitando el financiamiento basado en la calidad crediticia de los activos.

A pesar de los fondos que se han anunciado para apoyar proyectos a gran escala, los retrasos entre el anuncio de los esquemas y el momento en que los fondos están disponibles para los desarrolladores de proyectos están poniendo en riesgo decisiones de inversión (ESMAP et al., 2023).

3.6 Proyectos y Estrategias en el Contexto Global

El desarrollo del mercado del hidrógeno verde futuro está intrínsecamente ligado al papel activo y decisivo de los gobiernos en la formulación y ejecución de estrategias y políticas específicas. En la sección anterior se comentó al respecto del papel de los gobiernos en cuanto al apoyo financiero durante esta fase inicial donde la brecha de costos es muy amplia, pero también se requiere trabajar en la definición de otras políticas para viabilizar el desarrollo de este nuevo sector.

Según la última revisión del estado del hidrógeno de la IEA del año 2023, 41 países responsables de más del 80% de las emisiones de GEI cuentan con una estrategia para el desarrollo del hidrógeno. En la Tabla 5 se presenta un resumen de los objetivos y características de las estrategias de los principales países/regiones.

En los referidos documentos parece haber un consenso general al respecto de las necesidades de descarbonizar la economía no más allá de 2050 – 2060, y en ese sentido las políticas parecen confluir en que el hidrógeno jugará un papel importante en este proceso. Como rasgo común, la mayor parte de las políticas plantean objetivos al horizonte 2030 y 2050, con algunas excepciones que incluyen 2040. En la mayor parte de las estrategias se plantea esta primera década hasta 2030 como un período en el cual promover el desarrollo de tecnología, fomentar los primeros proyectos de inversión, y analizar la estrategia de usos principalmente a nivel nacional del hidrógeno producido, con el fin de sentar las bases para desarrollar a posteriori la economía del hidrógeno.

Tabla 5 Resumen de las principales estrategias de desarrollo del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.

Región/ País	Objetivos Generales	Objetivos 2030	Objetivos 2050	Participación de Hidrógeno Verde y Azul	Sectores de Aplicación	Desarrollo Tecnológico (I+D+i)	Previsiones de Comercio	Apoyos del sector público	Referencia principal
Unión Europea	Independencia energética Descarbonización a 2050 mediante integración de energías renovables	Mínimo uso de 20 Mt , 10 Mt H2 de producción (40 GW) y 10 Mt más de importación. Las estrategias individuales de los estados suman más de 50 GW con Alemania, España y Francia liderando en potencia.	40 Mt de H2 verde	En fase de transición países con reservas de gas natural como Noruega incluyen algo de azul pero es una fracción menor y en general se apuesta a 100% verde para 2050	Transporte, industria, energía	Clean Hydrogen Partnership, European Clean Hydrogen Alliance. Aspira a tener capacidad de fabricación de 17,5 GW electrolizadores en 2025y desarrollo de tecnologías de almacenamiento o y uso	En general se posiciona como importador neto (10 Mt a 2030). Se espera también comercio en el interior de la UE, por ejemplo de España y Francia a Alemania.	Fondos de la UE a través de IPCEI, subastas (contratos por diferencia) a través del Banco Europeo del Hidrógeno y fondos propios de algunos estados. Subvenciones a proyectos de I+D.	(Dirección General de Energía de la Comisión Europea, 2020b)
España	Ser un hub europeo de hidrógeno verde	1 Mt (4 GW de capacidad de electrólisis) En consulta actualización a 11 GW	No especifica objetivos de producción planea descarboniza ción	100% verde	Exportación, transporte, industria, generación de energía	Apoyo a I+D, creación de valles de hidrógeno	Exportación a Europa	1.550 millones de fondos específicos + fondos del PERTE ERHA	(MITECO, 2020)
Alemania	Neutralidad climática a 2045. Liderazgo tecnológico	5 GW de capacidad de electrólisis (producción de 0,5 Mt), consumo de 90 - 110 TWh (3-4 Mt)	No especifica cantidad	100% verde (algo de azul en período de transición)	Industria, transporte, energía	Proyectos de investigación a gran escala, colaboración con la UE	Importación desde dentro y fuera de la UE	7 mil millones de euros para mercado interno + 2 mil millones para apoyo de proyectos en el exterior	(Federal Ministry of Education and Research Germany, 2022)

Motores y barreras al desarrollo el mercado del hidrógeno verde

Región/ País	Objetivos Generales	Objetivos 2030	Objetivos 2050	Participación de Hidrógeno Verde y Azul	Sectores de Aplicación	Desarrollo Tecnológico (I+D+i)	Previsiones de Comercio	Apoyos del sector público	Referencia principal
Francia	Acelerar la transición ecológica y crear una industria sostenible a nivel nacional y europeo.	6.5 GW de capacidad de electrólisis (0, 68 Mt/año)	No especifica cantidad. Descarboniza r la industria, desarrollar movilidad pesada con hidrógeno y I+D	Mayormente verde, algo de rosa	Transporte pesado, industria, almacenamiento de energía	Inversiones en I+D, colaboración con empresas privadas	Exportación a Europa	7000 millones de euros a 2030	(Gobierno de Francia, 2020)
Reino Unido	Reducir emisiones de carbono, desarrollar infraestructura de hidrógeno	5 GW de capacidad de electrólisis	20 GW de capacidad de electrólisis	Aproximadamente: verde 70%, azul 30%	Calefacción, transporte, industria	Innovate UK financia proyectos, colaboración internacional	Importación y exportación dentro de la UE	960 millones de libras en GIGA (Green Industries Growth Accelerator) 2300 millones de inversión en los próximos 15 años	(Secretary of State for Business, Energy and Industrial Strategy, 2021)
China	Ser el mayor productor de hidrógeno del mundo	A 2025: 0,1 - 0,2 Mton H2 A 2030 1 millón de FCEVs y 1000 hidrolíneas Demanda de 35 Mt	60 Mt de H2	Predominantemente verde para futuro pero a 2030 aún conserva gris	Transporte, industria pesada	Inversiones masivas en tecnología de hidrógeno, colaboración con el sector privado	Exportación a Asia y otros mercados emergentes	20.000 millones de dólares. Subvenciones a empresas y proyectos piloto	(Yuki, 2022)
Rusia	Convertirse en productor y exportador líder a nivel mundial	Exportación de 2 Mt a 2035	Exportación de 15-50 Mt/año a 2050	Distintos tipos de hidrógeno pero mayor apuesta al azul y rosa	Foco en la exportación, Aplicación nacional a industria petroquímica metalúrgica y energía a lp	Apoyo a I+D y creación de clusters	Exportación	Comprometió 125 millones de USD hasta finales de 2024	(Omelchenko, 2021)

Motores y barreras al desarrollo el mercado del hidrógeno verde

Región/ País	Objetivos Generales	Objetivos 2030	Objetivos 2050	Participación de Hidrógeno Verde y Azul	Sectores de Aplicación	Desarrollo Tecnológico (I+D+i)	Previsiones de Comercio	Apoyos del sector público	Referencia principal
Estados Unidos	Liderar la producción, contar con independencia energética y exportar hidrógeno limpio	Producción de 10 Mt H2/año , 3 GW de electrólisis instalados	Producción de 50 Mt H2/año	Mayormente verde, con algo de azul	Transporte, almacenamiento de energía, industria y exportación	DOE lidera proyectos de investigación, financiamiento a través de la Ley de Infraestructura	Exportación global, especialmente a Asia y Europa	9500 millones (Infrastructure Investment and Jobs Act)+ 140.000 millones en créditos fiscales en los próx. 10 años (IRA)	(Gobierno de Estados Unidos de América, 2023)
Canadá	30% de hidrógeno en el consumo energético del año 2050	3 Mt de producción	20 Mt de producción	Hidrógeno verde y azul	Transporte, exportación, industria, energía (inyección a redes)	Créditos fiscales para el desarrollo de tecnología. Fondo de innovación estratégica	Exportación a Asia, EE.UU. y Europa	1100 millones USD Créditos fiscales de hasta 17,7 millones de USD a 2034	(Gobierno de Canadá, 2020)
América Latina	Desarrollo sostenible, exportación de hidrógeno	6 Mt de producción según anunciada (45% Chile, 30% Brasil y Argentina) Chile:25 GW de electrolisis a 2030		100% verde	Exportación, transporte, industria	Proyectos financiados por BID, colaboración regional	Exportación a Europa y Asia	Sin información	(H2LAC, s.f.; Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, 2020)
Japón	Asegurar el suministro de energía, lograr crecimiento económico y una mayor competitividad industrial internacional, y la descarbonización	Producción 300 kt/año. Objetivos importantes de FCEVs. Consumo de 3 Mt/año . 15 GW de capacidad de electrólisis en Japón o industrias japonesas	Consumo de 20 Mt/año , casi too importación	80% verde, 20% azul (producción propia)	Foco del uso en vehículos, aunque recientemente cambió a acero e industria petroquímica	Grandes inversiones en I+D, colaboración con empresas de tecnología	Importación desde Australia, Nort e América, Medio Oriente y Asia exportación de tecnología	1500 millones para producción e infraestructura. Incentivos a compra y producción	(The Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues Japan, 2023)

Motores y barreras al desarrollo el mercado del hidrógeno verde

Región/ País	Objetivos Generales	Objetivos 2030	Objetivos 2050	Participación de Hidrógeno Verde y Azul	Sectores de Aplicación	Desarrollo Tecnológico (I+D+i)	Previsiones de Comercio	Apoyos del sector público	Referencia principal
Corea del Sur	Centrado en importación de hidrógeno, fabricación de FCEVs, la mitad para exportación	1 Mt de producción Para 2040 producir 6,2 millones FCEVs y 15 GW celdas de generación de energía	5 Mt de producción (3 verde y 2 azul)	60% verde, 40% azul a 2050	Transporte y energía	Fuerte apuesta al desarrollo tecnológico, especialmente para uso de hidrógeno (celdas combustibles)	Importación de hidrógeno. Exportación de FCEVs	Inversión en I+D 30 millones USD Kogas 4000 millones USD 120. millones Hynet (hirodlineras) Subsidios a producción y compra de FCEVs	(Stangarone, 2021)
Australia	Posicionarse como un actor global importante a 2030	No define objetivo de producción, espera alcanzar precio de 1,2 USD/kg	No definido	Azul para transición, a futuro 100% verde	Exportación, transporte, energía, industria	Financiamiento del gobierno y sector privado, ARENA lidera proyectos	Exportación a Japón, Corea del Sur y Europa	Programa Hydrogen Headstart 1400 millones USD Subsidios a proyectos, incentivos fiscales	(COAG Energy Council Hydrogen Working Group, 2019)
India	Neutralidad climática en 2070	15 Mt/año (10 Mt exportación). Capacidad de electrólisis 60 GW 1000 camiones, 50 barcos y 10 aviones	30 Mt/año	Mayormente verde	Exportación, industria, energía y transporte	Inversiones en I+D. Interés en desarrollar manufactura propia de electrolizadores	Exportación a Asia y Europa	25 millones USD en subsidios: Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition programme Subasta competitiva por 2200 millones USD	(Ministerio de Energías Nuevas y Renovables del Gobierno de India, 2023)
Medio Oriente	Diversificación económica, liderazgo en energías renovables	18 Mt estimadas	A 2040 28 Mt , 6 Mt para exportación	Predomina hidrógeno verde	Exportación, industria	Inversión en R&D, colaboración con empresas internacionales	Exportación a Europa y Asia	Sin información	(S&P Global, 2023)

Motores y barreras al desarrollo el mercado del hidrógeno verde

Región/ País	Objetivos Generales	Objetivos 2030	Objetivos 2050	Participación de Hidrógeno Verde y Azul	Sectores de Aplicación	Desarrollo Tecnológico (I+D+i)	Previsiones de Comercio	Apoyos del sector público	Referencia principal
Emiratos Árabes Unidos	Diversificación económica,neutra ldiad climática a 2050	1,4 Mt producidas	15 Mt producidas	En la meta de 2030: 1 Mt verde, 0,4 Mt azul	Exportación, Transporte (100 estaciones de repostaje a 2050, 50% de vehículos pesados publicos convertidos a 2050)	Inversión en I+D, colaboración con empresas internacionales. Planea establecer centro de I+D de hidrógeno a 2031	Exportación a Europa y Asia	Sin información	(Gobierno de Emiratos Árabes Unidos, 2024)
Arabia Saudita	Diversificar su economía y convertirse en proveedor mundial principal de hidrógeno	Producir hasta 2,9 Mt/año	No hay metas definidas	Inicialmente azul para aprovechar los recursos fósiles, luego también verde con recurso eólico y solar	Transporte e industria, mayoría para exportación	Algo de impulso gubernamental	Exportación a Europa y Asia	Sin información	(Saudi & Middle East Green Initiatives, 2024)
Egipto	Descarbonización, desarrollo económico	12 GW de capacidad de electrólisis. Aspira a captar el 5% del mercado de hidrógeno		Mayormente verde	Exportación, generación de energía	Proyectos piloto con apoyo internacional	Exportación a Europa y Asia	Sin información	(Ahmed, 2023)
África (Argelia, Kenia, Namibia, Mauritania Sudáfrica)	Desarrollo económico, acceso a energía limpia	Exportación prevista de casi 2 Mt con Mautirtania casi la mitad		Mayormente verde	Generación de energía, transporte	Proyectos piloto en varios países, financiamiento internacional	Exportación a Europa	Subvenciones y apoyo de origen internacional	(African Hydrogen Partnership, 2024)

La UE es la región que se posiciona con mayor ambición en cuanto al uso de hidrógeno a 2030 (20 Mt/año, la mitad de importación), con Alemania como gran consumidor e importador de hidrógeno y países como España y Noruega con potencial de exportadores. Los objetivos de la UE se centran fundamentalmente en hidrógeno renovable, con regulación en cuanto al origen de la energía renovable y límites de emisiones de GEI en todo el ciclo de vida del hidrógeno para su categorización como combustible renovable de origen no biológico (RFNBO). Respecto a los RFNBO se han definido metas mínimas de aplicación en varios sectores a 2030 (Ver Sección 3.7).

Además, a raíz de las necesidades de importación prevista, tanto la UE como algunos países (Alemania, Bélgica y Países Bajos) han cerrado acuerdos de cooperación con países, principalmente del sur global, para promover el desarrollo de la producción de hidrógeno y asegurar así su suministro.

Por su parte, EE.UU. proyecta volúmenes de producción similares a los de la UE pero no considera en principio importar, y además tiene un componente bastante relevante de hidrógeno azul (SMR+CCUS), sobre todo en la zona sur y centro este debido a la abundante disponibilidad de gas natural. En la misma región, Canadá planteó un objetivo ambicioso de abastecer un 30% de sus necesidades energéticas con hidrógeno en el año 2050 y también pretende producir tanto hidrógeno azul como verde, pero en volúmenes 3 veces inferiores a los de EE.UU, y con una importante porción dedicada a la exportación al vecino país.

China en cambio si bien estima una demanda de 35 Mt/año de hidrógeno para 2030, prevé realizar una transición menos brusca hacia el hidrógeno verde, manteniendo aún para ese entonces un importante volumen de hidrógeno gris, aunque igualmente tiene objetivos de incremento de su capacidad de electrólisis y se destaca el fuerte apoyo al despliegue de la infraestructura de vehículos e hidrolineras para promover la adopción de la tecnología de hidrógeno en el transporte.

Por el lado de los consumidores relevantes, Japón y Corea del Sur han estado entre los países pioneros en definir estrategias para el desarrollo de la economía del hidrógeno. Aunque dependen principalmente de la importación de este energético, su mayor interés reside en el desarrollo de vehículos de celda combustible (FCEVs), de los que quieren convertirse en los principales productores a nivel mundial. Para ello también promueven su utilización a nivel nacional a través de subsidios y subvenciones, desarrollo de infraestructura de estaciones de recarga de hidrógeno (hidrolineras) y pretenden contar con hidrógeno importado a precios competitivos en la próxima década.

Australia, entre otros, es uno de los países que pretende abastecer la demanda de los asiáticos con una estrategia que apela en el corto plazo a la producción de hidrógeno azul para aprovechar sus reservas de combustibles de origen fósil, para luego convertir su producción a hidrógeno renovable. A raíz de los objetivos de exportación se está trabajando fuertemente, especialmente en conjunto con Japón, en el desarrollo de las tecnologías para el transporte marítimo del hidrógeno.

En cuanto al foco en la exportación Chile también ha sido país pionero, y se destaca su estrategia por contar con el mayor objetivo de producción de hidrógeno verde a 2030

de América Latina. Al contrario de Australia, la apuesta de Chile es totalmente al hidrógeno renovable, previendo instalar 25 GW de electrólisis, siendo una de las estrategias más ambiciosas en cuanto a producción durante esta primera década. Dentro de América Latina también otros países tienen estrategias desarrolladas e importantes objetivos de producción como Brasil, Colombia, Argentina y Uruguay, estimando una producción regional de entre 2,2 y 6,3 Mt en 2030 (ESMAP et al., 2023).

La región de Medio Oriente y el Norte de África (Egipto, Omán, Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos) a pesar de no contar con demasiadas estrategias definidas, es de las de mayor actividad entre los EMDCs con 76 proyectos de producción de hidrógeno limpio anunciados que totalizan 13 Mt de hidrógeno de cara a 2030 e implican inversiones de más de 70 mil millones de dólares desde 2020, de los cuales dos tercios se centran en la producción de amoníaco (ESMAP et al., 2023). NEOM en Arabia Saudita es el mayor y más avanzado proyectos en los EMDCs, con una capacidad de 2000 MW para la producción de amoníaco y una inversión de 8500 millones de USD (ESMAP et al., 2023). En el continente africano, también otros países como Argelia, Kenia, Namibia, Mauritania y Sudáfrica cuentan con estrategias de desarrollo del hidrógeno, en su mayoría orientadas a la exportación y son altamente dependientes del apoyo económico del exterior.

Estas últimas regiones, además del importante potencial de producción de hidrógeno por la disponibilidad de energía, se encuentran en una posición privilegiada por su cercanía a Europa, uno de los principales centros de consumo, aspecto que teniendo en cuenta los altos costos del transporte, resulta una ventaja considerable para las proyecciones de exportación. No obstante, es importante considerar la escasa disponibilidad de recursos hídricos en esta región, lo cual debería ser considerado en la planificación de proyectos, pudiendo implicar el uso de tecnologías de desalinización para su viabilización.

A pesar de las ambiciosas estrategias, existe una brecha significativa entre las capacidades previstas y los proyectos que han alcanzado la FID, lo que indica una ralentización en el desarrollo del hidrógeno respecto a lo previsto políticamente. Según la IEA (2023), el mercado del hidrógeno para 2030 en el escenario de políticas actuales es de 12 mil millones de dólares, muy por debajo de los 112 mil millones proyectados por el NZE, evidenciando el retraso en la implementación de políticas.

El desarrollo de infraestructura habilitante para la producción y comercio de hidrógeno, como tuberías de hidrógeno, redes de transmisión, suministro de agua y almacenamiento de hidrógeno, es también otro aspecto que está quedando relegado a nivel de inversiones y en el cual los gobiernos juegan un papel clave. La definición de las obras necesarias en función de la estrategia de desarrollo del hidrógeno que defina cada estado, así como la reducción del riesgo y la agilización de trámites de este tipo de proyectos son algunos de los aspectos en los cuales podría tener injerencia el gobierno (IEA, 2023).

Por otra parte, mediante incentivos económicos y regulaciones específicas el gobierno puede promover la adopción del hidrógeno renovable, para contribuir a sortear una de las barreras principales que enfrenta el mercado del hidrógeno: el crecimiento de la

demanda. Si bien se han anunciado políticas en este sentido, se calcula que las mismas no alcanzan a cubrir ni la mitad del objetivo de demanda planteado a 2030 por las estrategias, que a su vez es de solo 14 Mt frente a casi 40 Mt definidas del lado de la oferta (IEA, 2023).

Dentro de los incentivos económicos a la demanda, una de las medidas posibles es establecer precios de carbono más altos para usuarios de hidrógeno, aunque actualmente solo el 23% de las emisiones están cubiertas por mercados de carbono y los precios son bajos (5% por encima de los 50 USD/tonCO₂) en comparación con los que se debería alcanzar para competir con el hidrógeno de origen fósil (IEA, 2023). También se consideran pagos directos a productores y/o consumidores de hidrógeno de baja emisión para viabilizar su oferta con mecanismos mediante mecanismos de compensación de diferencias como el H2global (IEA, 2023).

En el marco de las políticas regulatorias se podrían incluir cuotas obligatorias para el uso de hidrógeno de baja emisión en sectores clave, en los cuales, si bien incrementarían los costos de suministro pudiendo impactar a los consumidores, el impacto en el producto no resulta significativo, como es el caso como del acero en los automóviles, que solo representa un costo marginal de su producción (IEA, 2023). Sin embargo, en otros mercados globales como el acero o los fertilizantes, la adopción de regulaciones a nivel nacional podría comprometer la competitividad global y derivar en la deslocalización de las actividades hacia localizaciones menos estrictas derivando como consecuencia en un aumento de las emisiones asociadas (IEA, 2023), aunque la contabilización de carbono en frontera podría prevenir este tipo de impacto.

Además, se exploran los mercados de créditos de carbono voluntarios como complemento financiero, a pesar del desafío que plantea la falta de una metodología estándar global para evaluar las emisiones de GEI relacionadas con la cadena de valor del hidrógeno, uno de los asuntos en los que trabaja la iniciativa Hidrógeno para Cero Neto (H2NZ) (IEA, 2023).

A estas medidas podrían complementarlas otras que sean tecnológicamente neutras, especialmente para evitar el condicionamiento en sectores en los cuales hay otras alternativas de descarbonización posible como el caso del transporte. Entre estas alternativas en IEA (2023) se mencionan los contratos por diferencia de carbono en los cuales el estado cubre la diferencia entre el costo que implique la reducción de emisiones del proyecto y el precio de referencia en el mercado de emisiones, y mandatos sobre cuotas de fabricación de vehículos neutros en emisiones, para los cuales el fabricante selecciona la tecnología a implementar.

Considerando la importante participación que tiene en el PIB (13 – 20% a nivel global en 2022), la compra pública se presenta como otra herramienta poderosa para crear demanda de productos y materiales de baja emisión en proyectos de infraestructura y transporte público (IEA, 2023).

Los gobiernos deben además continuar desarrollando normativas claras y sistemas de certificación para los aspectos ambientales del hidrógeno, mientras refuerzan la cooperación internacional para evitar discrepancias que puedan fragmentar el mercado

(IEA, 2023). En la sección 3.7 se desarrollan con mayor detalle las regulaciones y normativas implicadas en el desarrollo del hidrógeno.

3.7 Aspectos legales y normativa

Los aspectos legales y normativa que se necesita desarrollar para viabilizar la economía del hidrógeno son varios, y su indefinición ha sido identificada por parte de la literatura revisada como uno de los puntos que oficia de barrera para su desarrollo. Realizar una revisión exhaustiva con relación a este aspecto supera lo alcanzable en el marco del presente trabajo, por lo que los temas que se abordan en esta sección son aquellos que han surgido como primordiales de la revisión bibliográfica realizada, pero no deben ser interpretados como los únicos factores a considerar.

Al no ser posible distinguir entre los “tipos” de hidrógeno una vez que se produjo, es necesario regular y certificar su producción en términos de emisiones asociadas para evitar que se comercialice como alternativa baja en emisiones, un combustible que no lo sea, ya sea por tener origen fósil, o por provenir de un proceso de electrólisis alimentado con un *mix* energético alto en emisiones. Varios países están estableciendo paralelamente regulaciones y criterios de certificación de los atributos ambientales del hidrógeno, según IEA (2023), 7 gobiernos ya tienen marcos regulatorios implementados, mientras que otros 6 estaban trabajando en su definición, aunque aún no se han definido las metodologías de cumplimiento.

Significativas variaciones en los marcos regulatorios pueden generar complicaciones y aumentar los costos a desarrolladores de proyectos que pretenden abastecer a un mercado global, por lo que colaborar para asegurar la interoperabilidad y el reconocimiento de las certificaciones es crucial para promover las FID, y fomentar un mercado de hidrógeno eficiente.

Uno de los gobiernos que ha definido regulaciones respecto al hidrógeno es la UE en su Directiva RED III (Renewable Energy Directive, versión actualizada en 2023) en la cual se incrementan los objetivos específicos de energía renovable a 2030 de 32% a 42,5% (Stones, 2023). La referida directiva establece además medidas para la reducción de plazos de tramitación y simplificación procedimientos administrativos, con ventajas como silencio administrativo positivo, punto de contacto único y presunción de interés público. Además, define objetivos específicos de RFNBOs para el sector industrial (42% del hidrógeno utilizado a 2030 RFNBO, y 60% a 2035), el transporte carretero (1% mínimo RFNBO a 2030 y mínimo 5% junto a biocombustibles), y transporte marítimo (1,2% del combustible provisto en puertos de la UE RFNBO), promoviendo la demanda de hidrógeno.

En el acto delegado 2023/1184 complementario a la referida directiva se definen también requisitos como la correlación geográfica⁷ y temporal⁸, y la adicionalidad⁹ de las energías renovables para asegurar que el hidrógeno verde se produzca de manera sostenible. Estos criterios podrían plantear dificultades por ejemplo para acuerdos de compra de energía entre distintas regiones o países, lo cual es práctica habitual en la actualidad, y promover proyectos de co-localización de energías renovables y plantas de hidrógeno e incluso desarrollos no conectados a red. A pesar de ello, el cumplimiento de estas condiciones puede habilitar el acceso a los desarrolladores a subsidios significativos, lo cual es un incentivo para su adopción.

En lo que hace a las emisiones de GEI asociadas a la producción de hidrógeno, el acto delegado (EU) 2023/1185 respecto de los RFNBO define como criterio mínimo un ahorro de 70% respecto al combustible de transporte contrafactual de 94 gCO₂e/MJ, lo que implica un máximo de emisiones de 28.2 gCO₂e/MJ, apenas por debajo del límite de 4 kgCO₂e/kg H₂ (equivalente a 33.3 gCO₂e/MJ) definido por EE.UU. para los subsidios de la IRA. Si bien en ambos casos se contempla un enfoque de LCA, la normativa europea incluye las fases de transporte y uso final, mientras que la de EE.UU., al igual de muchas otras (Figura 30) realiza el cálculo *cradle to gate* (hasta la salida de la producción).

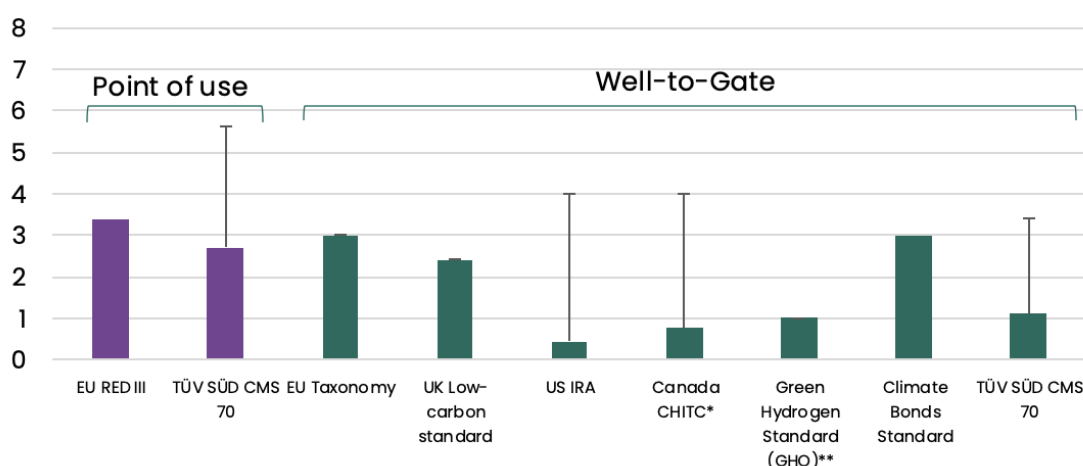


Figura 30 Umbral de emisiones de GEI bajo varios regímenes regulatorios y voluntarios en kgCO₂e/kgH₂. Fuente: Hydrogen Europe (2024).

⁷ Localización de la energía renovable respecto a la planta de hidrógeno: (a) misma zona de oferta, (b) zonas de oferta interconectadas, con la renovable en una zona con precios de energía iguales o superiores a los de la planta de hidrógeno, (c) zona de oferta offshore respecto a la planta de hidrógeno (Stones, 2023).

⁸ Hasta 31 diciembre 2029 la correlación debe ser mensual y a partir de 2030 horaria. También se considera cumplida siempre que la producción ocurra en una hora donde el precio de la energía en el mercado es ≤ 20 €/MWh o ≤ 0.36 veces el precio del EU ETS (Stones, 2023).

⁹ Energía renovable entró en operación no más de 36 meses antes que la planta de hidrógeno y no puede haber recibido ayuda operativa o de inversión. El principio de adicionalidad no se aplicará hasta el 1 de enero de 2038 a las plantas de hidrógeno que entren en operación antes del 1 de enero de 2028 (Stones, 2023).

La regulación de la IRA de EE.UU. a la cual ya se hizo mención anteriormente, otorga distintos montos de créditos fiscales en base a los niveles de emisión de la producción de hidrógeno, que van desde 0,6 hasta 3 USD/kg H₂ si el proceso de producción emite menos de 0,45 kgCO₂e/kg H₂ (3.75 gCO₂e/MJ). Este enfoque incentiva la reducción directa de emisiones y requiere el cumplimiento de directrices sobre localidad, coincidencia temporal y adicionalidad, similares a las europeas.

Entre los esfuerzos llevados a cabo para homogeneizar algunos criterios, la ISO ha publicado la especificación técnica 19870:2023 en noviembre de 2023 donde se definen metodologías para determinar las emisiones de GEI de la producción, acondicionamiento y transporte de hidrógeno, abarcando todas las etapas del ciclo de vida de productos según la norma UNE-EN ISO 14067 (AENOR, 2024). Actualmente se está elaborando por parte de ISO un estándar internacional a partir de dichas especificaciones (ISO 19870-1) que se encuentra en etapa de consulta por parte del comité técnico y se prevé lanzar sobre finales de año (ISO, 2024). La pronta definición de la referida norma y su posterior adopción y armonización a nivel internacional, podría contribuir a reducir las incertidumbres de productores y construir un mercado internacional de hidrógeno, en vista del papel central de las emisiones de GEI en las regulaciones de hidrógeno en vigor.

Otro aspecto regulatorio que influye en el desarrollo del hidrógeno verde son los mercados de carbono, con variaciones significativas en cómo se regulan e implementan a nivel mundial. En tanto no se proyecta una armonización de estos mercados, los variados “precios” y límites de las emisiones pueden afectar la competitividad de la producción del hidrógeno en las distintas regiones según se desprende de varios de los análisis de competitividad que utilizan entre sus criterios el precio de las emisiones.

Entre las notables diferencias de los precios de carbono que se comentan en el análisis de DNV (2022) resalta por ejemplo la ausencia de un mercado a nivel federal en EE.UU., uno de los mercados más influyentes a nivel mundial para el cual el referido estudio proyecta precios en el entorno de los 25 y 70 USD/ton CO₂ para 2030 y 2050, respectivamente. Por el contrario, en la UE que ya cuenta con un ETS establecido se espera que los precios alcancen 95 USD/ton CO₂ en 2030 y 135 USD/ton CO₂ para 2050. La región conformada por Japón, Corea del Sur, Nueva Zelanda y Australia, se ubica en una posición intermedia con precios proyectados en 35 y 90 USD/ton CO₂ para 2030 y 2050, respectivamente, y en el caso de China que también cuenta con un ETS en expansión, se espera alcance precios de 22 USD/ton CO₂ en 2030 y 90 USD/ton CO₂ para 2050. En el resto de las regiones prácticamente no hay esquemas definidos, y en aquellos que los tienen los precios son muy bajos, en promedio las estimaciones proyectan alrededor de 10-25 USD/ton CO₂ en 2030 y 20-50 USD/ton CO₂ en 2050.

El MAFC definido por la UE efectivizará las exigencias a partir de 2026 podría oficializar como un factor de incremento y equilibrio de los precios en los mercados de carbono a nivel global, alineando los intereses económicos con los objetivos climáticos, aunque al momento el alcance será limitado en tanto abarca solo algunos sectores de producción.

Otro aspecto vinculado con la regulación es la concesión de permisos a los proyectos de hidrógeno, si bien acelerar los permisos es crucial, y algunas normativas como la RED III

o las diversas categorías de declaración de proyectos de interés que existen a nivel regional, las aprobaciones deben estar respaldadas por evaluaciones rigurosas para asegurar que estos proyectos no comprometan la sostenibilidad ambiental ni los derechos de las comunidades locales.

Finalmente, también se requiere la definición de normas internacionales respecto a la seguridad, tecnología y operaciones en la cadena de valor del hidrógeno. El Panel Europeo de Seguridad del Hidrógeno ha actualizado su guía sobre gestión de seguridad en proyectos de hidrógeno y celdas de combustible de la UE, incorporando prácticas avanzadas basadas en análisis de incidentes y accidentes (IEA, 2023). Paralelamente, organizaciones como SAE International y la Comisión Electrotécnica Internacional han desarrollado estándares para protocolos de repostaje de hidrógeno y sistemas híbridos de energía (IEA, 2023). Sin embargo, persiste un vacío en el desarrollo de protocolos de medición y reparación de fugas de hidrógeno, un área crítica para cuantificar el impacto ambiental de las actividades de almacenamiento y transporte de hidrógeno, que aún no ha visto avances significativos (IEA, 2023).

3.8 Implicaciones ambientales

El hidrógeno es promocionado como un portador de energía limpia debido a su potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que se estima de hasta 7 Gton/año para 2050 (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021), en tanto durante su uso se emite únicamente vapor de agua. Sin embargo, su impacto ambiental está intrínsecamente ligado al método de producción utilizado. La producción de hidrógeno gris y azul puede generar contaminantes como NO_x, SO_x y compuestos orgánicos volátiles (COV), contribuyendo a la contaminación del aire y afectando la salud humana y el medio ambiente. La implementación de tecnologías avanzadas de control de emisiones y regulaciones estrictas pueden mitigar estos efectos negativos, al igual que las alternativas de producción de hidrógeno a partir de fuentes de origen renovable.

En la Figura 31 se presenta una estimación de las emisiones asociadas a distintos métodos de producción de hidrógeno. Como puede observarse, las emisiones del proceso de electrólisis son prácticamente nulas si se alimenta con energía nuclear y nulas si lo hace con energías renovables, mientras que con el mix energético global del 2021 las emisiones asociadas podrían incluso superar a las de producir hidrógeno gris.

Corresponde igualmente resaltar que en los resultados de la Figura 31 no se tienen en cuenta las emisiones asociadas a la construcción de infraestructura de renovables. Para una visión más acertada de la realidad es importante considerar estas emisiones ya que mientras para el SMR y la producción a partir de biomasa, las principales emisiones provienen de la fase de operación de la planta, en las tecnologías de electrólisis alimentadas por energía nuclear, eólica o solar, las mayores emisiones ocurren durante las fases iniciales de minería, fabricación y construcción, y luego se reducen durante los años de operación (Li et al., 2024).

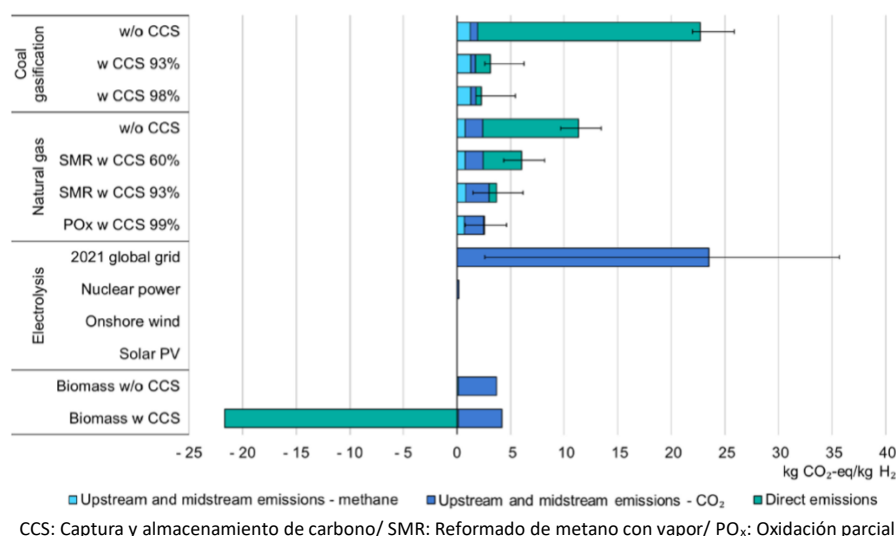


Figura 31 Intensidad de emisiones de distintos métodos de producción de hidrógeno para el año 2021. Fuente: IEA (2023)

La herramienta de análisis del ciclo de vida (LCA) es un enfoque estandarizado que permite incorporar los impactos ambientales, dependiendo del alcance que se defina para el sistema, de todas las fases vinculadas a la producción de un insumo. A pesar de que aún no se ha extendido ampliamente la producción de hidrógeno verde, hay varias publicaciones que incluyen este tipo de análisis, y una revisión del año 2023 compendia información de 99 estudios publicados entre 2015 y 2022 (Wilkinson et al., 2023). Corresponde igualmente hacer notar que la mayoría de los estudios allí relevados usan simulaciones de procesos y datos teóricos, con solo el 14% basado en datos reales de plantas operativas, y un 37% basados únicamente en literatura y bases de datos.

En cuanto a los resultados de la revisión anteriormente referida, el impacto más comúnmente reportado fue el GWP y ha mostrado una amplia variabilidad en los reportes. Igualmente puede observarse en la información relevada que las alternativas de producción de hidrógeno mediante electrólisis y mediante SMR+CCUS reducen significativamente el GWP respecto a los métodos mayoritarios de producción basados en fósiles sin CCUS (Figura 32). Si se compara entre los orígenes electrolíticos del hidrógeno también se observa que los basados en energía eólica tienen un menor GWP que para la energía solar.

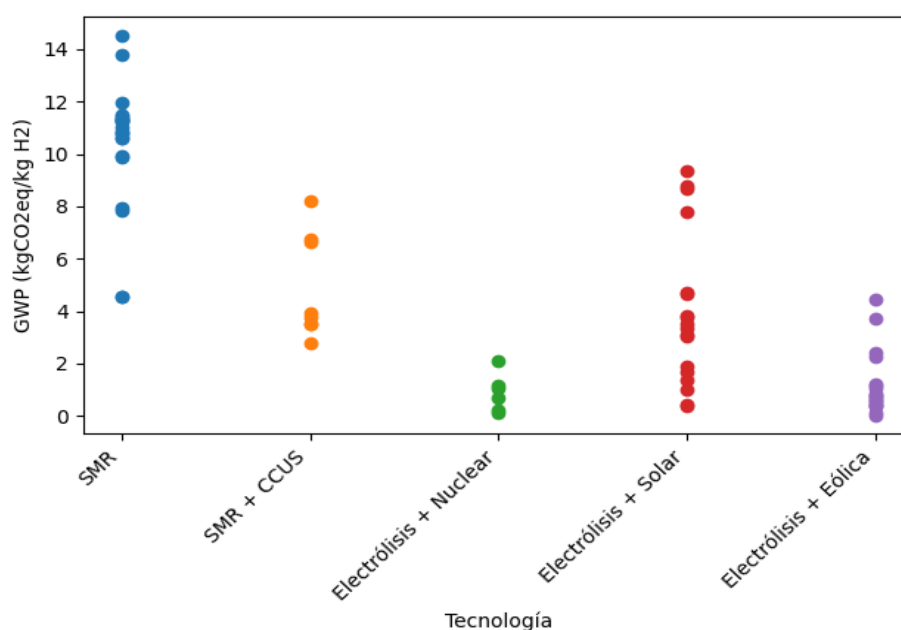


Figura 32 Datos de potencial de calentamiento global (GWP) reportados en distintos trabajos para distintas tecnologías de producción de hidrógeno. Fuente: Elaboración propia a partir de datos recopilados por Wilkinson et al. (2023)

También Li et al. (2024) presentan datos sobre el GWP de algunas tecnologías de producción de hidrógeno y se encuentran dentro de los rangos mostrados en la Figura 32 para cada tecnología, alcanzando 12 kgCO₂eq/kgH₂ para el hidrógeno producido por SMR, 2 kgCO₂eq/kgH₂ para la producción mediante electrólisis de alta temperatura y energía nuclear y también para la producción electrolítica con energía solar, y 1,2 kgCO₂eq/kgH₂ en el caso de abastecimiento de la electrólisis con energía eólica.

Los resultados presentados en los trabajos anteriormente citados tienen un enfoque “*cradle to gate*” (de la cuna a la puerta) es decir que contemplan toda la etapa de obtención de materiales, construcción y producción, pero no el transporte del producto hacia los puntos de consumo, ni los impactos durante su almacenamiento o uso. Considerando los requisitos de almacenamiento y transporte del hidrógeno debido a su baja densidad y alta inflamabilidad, su consumo energético y de materiales asociado, y las fugas que contribuyen a la contaminación del aire, contemplar esta fase en el LCA podría incrementar significativamente el GWP calculado.

En ese sentido, en un análisis del Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, se analizó desde la perspectiva del ciclo de vida diferentes métodos de suministro de hidrógeno a una planta en Países Bajos, incluyendo la producción renovable en Portugal y su traslado mediante diferentes alternativas, y la producción in-situ mediante electrólisis y SMR (Arrigoni et al., 2024). El estudio se basó en el método de la Environmental Footprint (EF), considerando 16 categorías de impacto ambiental, cuyos resultados fueron normalizados y ponderados.

Los resultados normalizados que se muestran en la Figura 33 indican que la opción con menor impacto es la producción in situ de hidrógeno mediante electrólisis alimentada con energía renovable. Si esta opción no fuera viable, la importación de hidrógeno

renovable es preferible a la producción local mediante SMR. El envío de hidrógeno líquido y su transporte comprimido por tubería son las mejores opciones, mientras que los portadores químicos son menos favorables, aunque el amoníaco tiene un impacto ligeramente menor entre ellos. Además, queda de manifiesto la importancia de otras categorías de impacto además del GWP, ya que la producción in situ mediante SMR genera menores impactos en 12 de las 16 categorías consideradas.

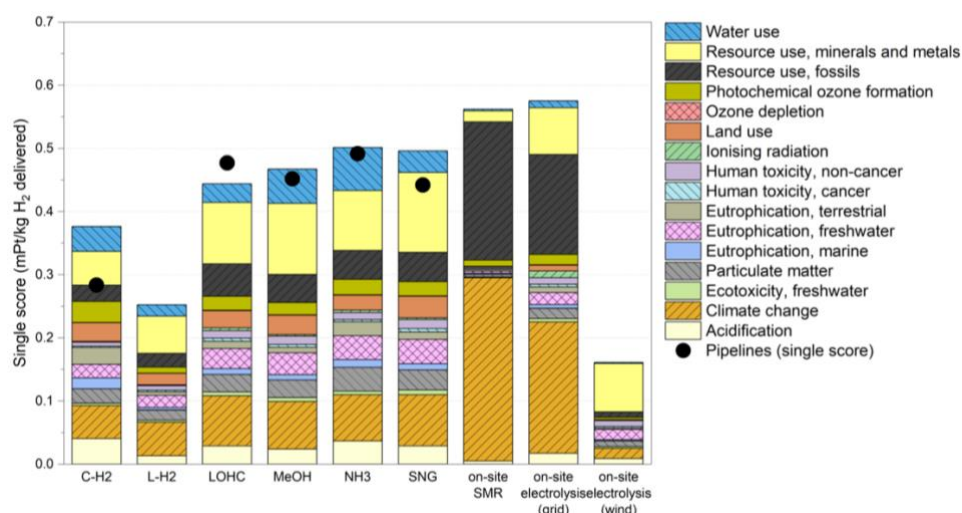


Figura 33 Resultados de la evaluación de impacto con una única puntuación luego de la normalización y ponderación sugerida por la metodología EF. Fuente: Arrigoni et al. (2024)

En lo que refiere particularmente a los resultados del GWP, según el escenario de referencia, el uso de hidrógeno renovable importado resulta en ahorros que van desde 4 hasta 9 kg de CO₂ equivalente por kg de hidrógeno, dependiendo de la vía específica de entrega considerada (Figura 34), lo cual aun considerando el transporte va en línea con los resultados del trabajo presentado en la Figura 32.

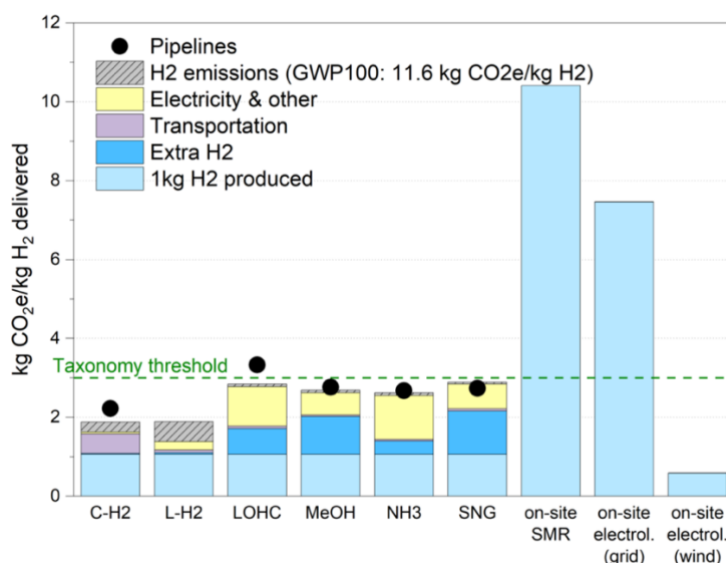


Figura 34 Resultados del LCA basados en la metodología EF en cuanto al potencial de calentamiento global por kg de hidrógeno entregado. Fuente: Arrigoni et al. (2024)

Los resultados de este trabajo son consistentes con la información sobre emisiones de GEI para las fases de producción y de extracción y procesamiento de materiales que presentan (Moreira & Laing, 2022). A pesar de que los autores manejan rangos de 9 a 11 kgCO₂e/kg H₂, 0,4 a 4,5 kgCO₂e/kg H₂, y 0 kgCO₂e/kg H₂ para la producción de hidrógeno gris, azul y verde respectivamente, para la extracción y procesamiento de materiales, las emisiones asociadas al hidrógeno verde superan a las del hidrógeno azul, a raíz de que las instalaciones son más intensivas en materiales. De todas formas, para la primera década que sería la de mayor impacto, ya que luego se espera se avance en la utilización de materiales secundarios, las emisiones asociadas al hidrógeno verde no alcanzan los 0,8 kgCO₂ equivalente/kg H₂.

Según la revisión de Wilkinson et al. (2023), el potencial de acidificación ha sido el segundo parámetro más reportado en la bibliografía de LCA, aunque solo en un 40% y con un importante grado de dispersión en la información lo cual dificulta extraer conclusiones. Por su parte, Li et al. (2024) presentan también información sobre esta categoría de impacto para la cual la electrólisis también tiene un impacto menor que el SMR sin CCUS, aunque las diferencias se reducen con relación a las observadas para el GWP. En contraposición, según el reporte de Arrigoni et al. (2024) el hidrógeno renovable supera en su potencial de acidificación a la generación mediante SMR in-situ, asociado según los autores al uso de diesel y carbón para el transporte y generación de energía eléctrica presentes en el mix energético.

Algunos otros aspectos relevantes del análisis son los resultados en relación con el uso de agua y de las instalaciones de renovables, para los cuales generalmente se asocia un mayor impacto al proceso de electrólisis.

En lo que hace a la huella hídrica, de la estequiometría resulta que se requieren mínimo 9 kg de agua por kg H₂, pero este número alcanza a triplicarse en las instalaciones debido a los procesos de purificación y enfriamiento llegando casi los 30 kg/kg H₂. A esto hay que sumar el uso de agua de los procesos de obtención de materiales para la construcción de equipamiento y del despliegue de las energías renovables, que es mayor en el caso de la energía solar. Sin embargo, en el estudio de Arrigoni et al. (2024), la huella hídrica de la producción in-situ mediante electrólisis y energía eólica es menor, a la del SMR ya que utiliza abundante agua para el vapor y el enfriamiento. Por su parte, las alternativas de producción en Portugal si presentan en todos los casos un mayor impacto en esta categoría ya que el impacto de usar agua dulce en Portugal está valorado aproximadamente 40 veces superior al de los Países Bajos, debido a su disponibilidad de recursos hídricos (Arrigoni et al., 2024).

Las implicancias de la demanda hídrica de la producción de hidrógeno han sido abordadas en un informe publicado por el Banco Mundial y el Hydrogen Council (Moreira & Laing, 2022), el cual sugiere que, si bien su huella hídrica probablemente sea baja en comparación con otros sectores energéticos, podría generar una presión significativa sobre los recursos a nivel regional y local. En la Figura 35 se presenta un mapa mundial de los niveles de estrés hídrico junto con la localización anunciada para instalaciones de producción de hidrógeno azul y verde, ubicándose estos sobre zonas de medio a alto nivel de estrés hídrico en un 33% y 50%, respectivamente.

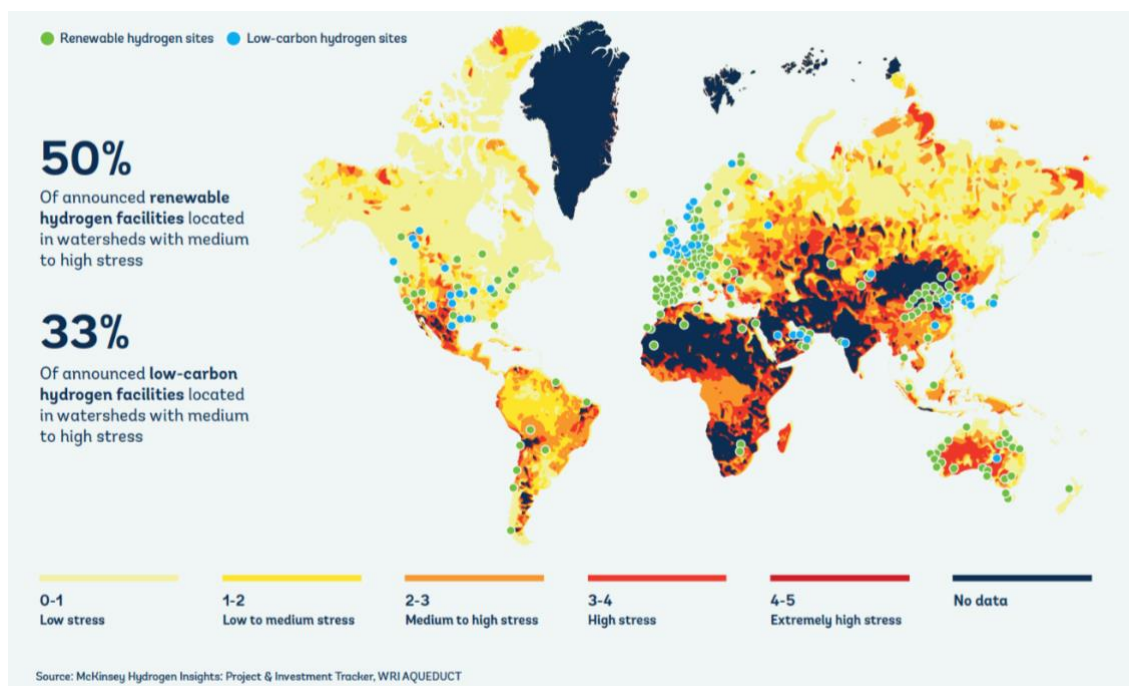


Figura 35 Instalaciones de hidrógeno verde (electrólisis) y azul (SMR con CCUS) anunciadas en relación con el estrés hídrico. Fuente: Moreira & Laing (2022)

A raíz de ello, se sugiere que cada proyecto incluya un análisis detallado de su impacto hídrico y realice una selección cuidadosa de fuentes de abastecimiento, que podrían incluir el reciclaje de aguas residuales y la desalinización (Moreira & Laing, 2022). La desalinización de agua podría ser una buena alternativa en este sentido ya que solo incrementa en forma marginal el costo de producción de hidrógeno, representando un costo adicional de 0,01 USD/kg incluyendo los costos de disposición de la salmuera (Alverà, 2021), siendo además una buena alternativa para los proyectos que se abastezcan de energía eólica offshore o se localicen estratégicamente en zonas próximas a los puertos. Sin embargo, lo cierto es que pocos proyectos incluyen en su propuesta el uso de agua de estos orígenes, y sería interesante contemplar alguna limitante respecto al origen del recurso hídrico entre las exigencias normativas del hidrógeno verde.

En relación a las instalaciones de energía renovable, se estima que para 2050 la capacidad extra que se debe instalar es de alrededor de 8000¹⁰ GW, el doble de la capacidad global al cierre de 2023. Esta cifra es muy significativa teniendo en cuenta que en paralelo se incrementarán las renovables para descarbonizar la provisión de energía eléctrica para otros usos según el NZE. Este gran despliegue de instalaciones de energía renovable, por un lado tiene impactos sobre los ecosistemas y las poblaciones donde se instala, y por otro lado también tiene una huella material asociada muy importante, que se suma a la de los materiales de construcción de las tecnologías del hidrógeno e infraestructuras asociadas a su cadena de valor, presionando la actividad minera y de procesamiento. La

¹⁰ En base al estimado de que se requieren 20 GW de energía renovable instalada para producir 1 Mton de hidrógeno y considerando una producción de 400 Mt/año de hidrógeno electrolítico

huella material completa de todas las actividades que rodean al desarrollo del hidrógeno, tanto para su producción, almacenamiento, transporte y usos finales, no ha sido estudiada como tal pero para dimensionar el impacto real de esta actividad sería importante cuantificar esos valores.

La suficiencia, sostenibilidad y circularidad de los materiales críticos necesarios para la cadena de producción y uso de hidrógeno verde y azul ha sido también analizada en el reporte de Moreira & Laing (2022). Según las estimaciones, si bien resulta improbable que el desarrollo del hidrógeno cause estrés significativo en la mayoría de los mercados de materiales, el contexto de la transición energética intensiva en materiales en la que ocurre es un aspecto que atender. En ese sentido, la necesidad de cobalto, cobre y níquel para tecnologías eólicas, solares y de baterías en el marco de la propia transición, puede tensar el suministro para las renovables vinculadas a la generación de hidrógeno. Además, una amplia variedad de otros materiales, aunque en menores cantidades, son esenciales para diversas tecnologías de hidrógeno, y podrían plantear desafíos en la cadena de suministro a corto plazo, especialmente en el caso del platino y el iridio. La Figura 36 muestra los resultados de la demanda a 2050 de minerales para la producción de hidrógeno modelada en el mencionado análisis respecto a la producción del año 2021.

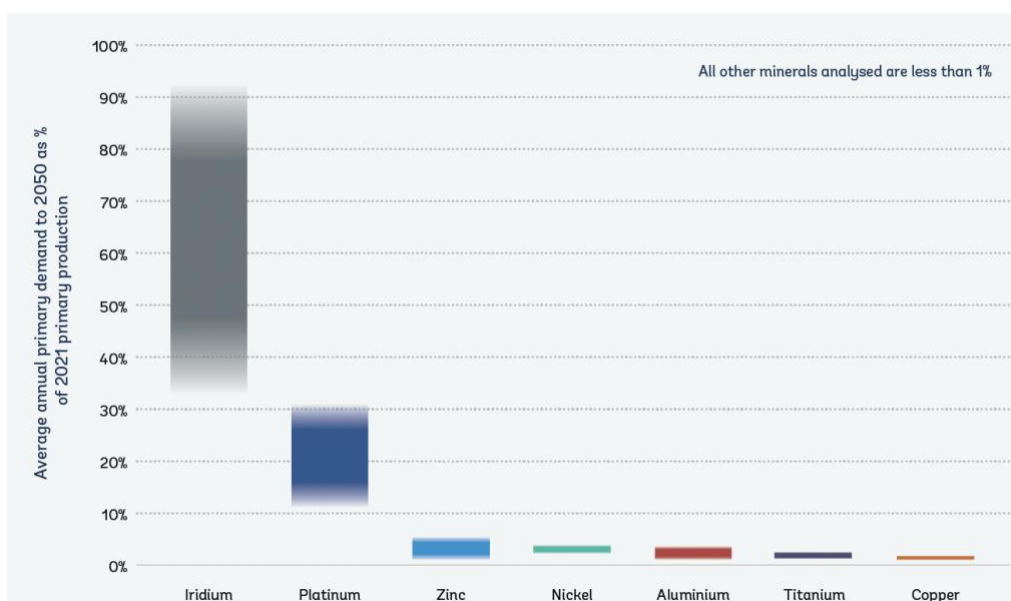
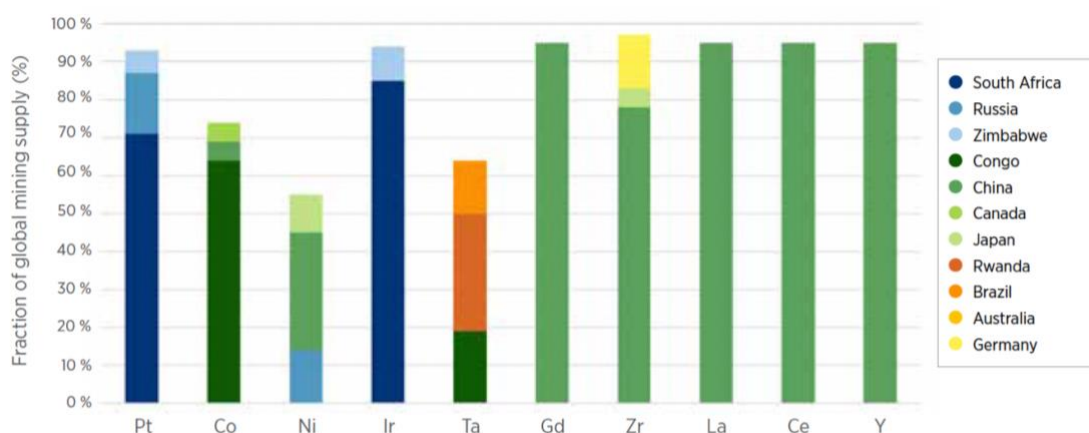


Figura 36 Demanda primaria promedio anual modelada de la producción y consumo de hidrógeno limpio hasta 2050 como porcentaje de la producción primaria actual. Fuente: (Moreira & Laing, 2022)

Se prevé que la demanda de platino para la producción de hidrógeno, mayormente para la tecnología PEM, podría alcanzar más de un tercio de los niveles actuales de producción para 2030, antes de que la disponibilidad de materiales secundarios en el sector del hidrógeno atenúe esta demanda inicial (Moreira & Laing, 2022). En cuanto al iridio, necesario para electrolizadores PEM, la demanda primaria del sector del hidrógeno podría superar el 160% de la producción actual para 2040, dependiendo de la reducción en la intensidad de su uso en estos electrolizadores y de mayores tasas de reciclaje (Moreira & Laing, 2022). Por otra parte, el Platino y el Iridio son materiales

intensivos en energía y emisiones para su extracción, aunque en las cantidades que se consumen para las tecnologías del hidrógeno, representan una muy baja fracción del consumo de energía y de la huella de carbono de su producción (IRENA, 2020).

El suministro de los materiales críticos que requieren los electrolizadores se encuentra actualmente dominado por unos pocos países, según se observa en la Figura 37. En el caso de los electrolizadores PEM, el actor clave es el Sudáfrica quien provee el 70% del platino y el 85% del iridio en la actualidad (IRENA, 2020). Para los electrolizadores SOEC, el 95% de los materiales necesarios provienen mayormente de China (IRENA, 2020). Por su parte las tecnologías alcalina y AEM ofrecen diseños que requieren menos materiales escasos, basados en níquel y acero, que cuentan con una cadena de suministro más diversificada (IRENA, 2020).



Source: European Commission, 2020.

Figura 37 Principales productores de materiales críticos para electrolizadores.

Fuente: (IRENA, 2020)

3.9 Implicancias sociales

En primer lugar, corresponde destacar que el factor social en cuanto a su percepción y el impacto que sufre por el desarrollo es desarrollo de la economía del hidrógeno es de los temas menos abordados por la literatura. Al respecto, el trabajo de Hanusch & Schad (2021) destaca que “Construir infraestructuras energéticas de manera tecnocrática sin conocimiento sobre los efectos sociales del hidrógeno como portador de energía podría resultar en desajustes socio-ecológicos duraderos” (traducido p. 84). En efecto, el trabajo comenta sobre visiones contrapuestas de los efectos del hidrógeno en la sociedad, mientras algunos ven al hidrógeno verde, como crucial para alcanzar los objetivos climáticos y generar empleos sostenibles en Europa, otros son escépticos y creen que simplemente reemplazará a los combustibles fósiles, perpetuando injusticias existentes y promoviendo condiciones laborales no reguladas y estructuras de explotación (pos)coloniales en los países productores.

Según se presenta al hidrógeno verde como un elemento contribución al desarrollo sostenible, es importante analizar las implicancias que tiene para la sociedad esta nueva tecnología y su cadena de valor asociada. En ese sentido Akhtar et al. (2023) han realizado un análisis de ciclo de vida social (*cradle-to-gate*) para la producción de

hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica y energía eólica *onshore* en 7 países (de los cuales 6 son EMDCs) que se espera sean de los mayores exportadores de hidrógeno. Entre los principales resultados de este análisis se menciona que, en comparación con el hidrógeno de origen fósil, el hidrógeno verde incrementa el riesgo de varios indicadores sociales como trabajo infantil, salario justo, desempleo, derechos de asociación y brecha salarial de género, y se atribuye esto a la complejidad de su cadena de valor. Es por ello por lo que los resultados se ven influidos por un lado por las condiciones socioeconómicas que enfrenta el país en que se lleva a cabo la producción, y por otra parte por las del país proveedor de insumos clave, que en este análisis resultó ser mayoritariamente China.

Los resultados del estudio mencionado reflejan los mayores riesgos que puede implicar para la sociedad la deslocalización de actividades en los países en desarrollo, aunque también presentan oportunidades de desarrollo económico, reducción de la pobreza, creación de empleo e independencia energética para estos países. Por ello, en paralelo al desarrollo de estrategias de producción y creación de nuevos sectores en los EMDCs resulta clave el establecimiento y verificación del cumplimiento de regulaciones internacionales, para evitar que el desarrollo económico comprometa el bienestar social. Esto es particularmente relevante en las actividades mineras para el abastecimiento de los metales que precisa el equipamiento de renovables e hidrógeno, las cuales se desarrollan en gran medida en países con regulaciones laborales débiles y salarios sumergidos, especialmente del continente africano.

La creación de empleo y las necesidades de reconversión laboral son otro aspecto social significativo del desarrollo del hidrógeno verde. Según el informe de European Commission et al. (2021) para la Comisión Europea, se estima que la cadena de valor del hidrógeno en la UE crearía alrededor de 10.000 empleos directos e indirectos, por cada 1.000 millones de euros de inversión, de los cuales entre un 60-70% serían en generación de energía, un 30% en la producción de hidrógeno y el resto en transporte y almacenamiento.

Sin embargo, también es esencial abordar las necesidades de reconversión laboral para aquellos trabajadores que se verán desplazados por la transición desde industrias tradicionales de combustibles fósiles. Programas de capacitación y desarrollo de habilidades serán cruciales para asegurar que estos trabajadores puedan integrarse en la nueva economía del hidrógeno, promoviendo así una transición justa.

En cuanto a la percepción social, las sociedades, cada vez más conscientes del impacto del cambio climático, están presionando por soluciones que reduzcan las emisiones de carbono, y esto aumenta la aceptación de tecnologías limpias como el hidrógeno verde. En una encuesta realizada para la Clean Hydrogen Partnership en otoño del 2022, se relevó el conocimiento y aceptación de la población europea en relación con el hidrógeno, destacándose que el 82% de los encuestados tenían conocimiento del hidrógeno como energético y que además tienen una percepción positiva en relación con su impacto ambiental (Clean Hydrogen Joint Undertaking, 2023).

Sin embargo, la expansión de las tecnologías de hidrógeno verde también puede generar conflictos, algunos de ellos vinculados con actividades industriales pre-existentes o

vinculadas que ya han perdido sus “licencias sociales”, particularmente el uso de agua bruta y las instalaciones de energías renovables.

La producción de hidrógeno verde requiere grandes cantidades de agua, lo cual puede ser un desafío en regiones donde este recurso es escaso, que como fue comentado en la sección **Error! Reference source not found.**, es el caso de más de la mitad de los proyectos de hidrógeno verde anunciados. En ese sentido, a pesar de que las proyecciones oficiales mundiales no pronostican que las cantidades de agua destinadas a la producción de hidrógeno comprometan los recursos hídricos, las licencias sociales no siempre se alinean con esta visión.

Este es el caso del conflicto surgido en Uruguay por un proyecto de hidrógeno que pretende extraer agua del acuífero guaraní, una de las reservas de agua dulce más importante de la región y que ha despertado oposición de parte de organizaciones sociales y algunos actores de la academia, agravada por la fuerte crisis hídrica que atravesó el país en 2023. A pesar de esto, los números oficiales respaldan que el consumo de agua, incluso para toda la producción de hidrógeno que la hoja de ruta del país prevé a 2050 es muy inferior al consumo de la actividad agraria, y de las reservas de agua dulce disponibles.

Asimismo, la instalación masiva de infraestructuras renovables necesarias para generar la electricidad utilizada en la producción de hidrógeno puede generar tensiones con comunidades locales y afectar ecosistemas naturales. Al respecto, una revisión de 20 años de literatura de ecología política ha identificado cuatro procesos persistentes: cercamiento, exclusión, invasión y afianzamiento, presentes en diversas tecnologías de transición y contextos globales, que excluyen comunidades, concentran riqueza y causan perjuicios, afectando a numerosos grupos vulnerables y a los sectores más pobres de la sociedad (Sovacool, 2021).

La aceptación social para el uso del hidrógeno en aplicaciones residenciales y de transporte es otro aspecto crucial para el desarrollo exitoso de la economía del hidrógeno verde. En el ámbito residencial, el hidrógeno puede ser utilizado para la calefacción y la generación de electricidad, ofreciendo una alternativa limpia a los combustibles fósiles tradicionales. Sin embargo, los consumidores deben estar convencidos de la seguridad, la eficiencia y la conveniencia del hidrógeno para adoptarlo ampliamente. Algunas de las preocupaciones que plantean para su adopción se vinculan con la posibilidad de sufrir incrementos en los costos energéticos, y además con temas relativos a la seguridad de las instalaciones (Hanusch & Schad, 2021). En efecto según el informe de IEA (2023), algunos proyectos piloto de hidrógeno enfrentan baja aceptación social, como el caso en Whitby, Cheshire, donde el gobierno del Reino Unido abandonó una prueba piloto de transición de la red de gas natural a hidrógeno debido a la falta de apoyo comunitario.

En el sector del transporte, los vehículos impulsados por hidrógeno, como los coches y los autobuses, presentan una solución prometedora para reducir las emisiones de carbono. La aceptación de estos vehículos dependerá de factores como la disponibilidad de infraestructuras de recarga, los costos iniciales y operativos, y la percepción pública sobre la seguridad y la fiabilidad del hidrógeno como combustible. Particularmente, de

los ciudadanos europeos que tenían vehículo a gasolina o diesel en 2022, el 50% estaría dispuesto a cambiarlo en los próximos 2 años por una tecnología baja en emisiones, pero en su mayoría mostraron preferencia por coches híbridos o eléctricos, y solo 1 de cada 10 mostraron preferencias por el hidrógeno (Clean Hydrogen Joint Undertaking, 2023). Esto está probablemente afectado por el alto costo de los coches y la poca disponibilidad de estaciones de recarga, en tanto estos fueron los factores que se mencionaron por parte de los encuestados en cuanto a los principales factores a considerar en la elección.

Finalmente, aunque el desarrollo del hidrógeno verde puede traer numerosos beneficios, requiere de un volumen importante de inversión pública, y esto no siempre se alinea con otras prioridades sociales, como la salud, la educación y la infraestructura básica. Asegurar una transición justa significa que los beneficios del hidrógeno verde deben extenderse a sectores menos favorecidos, evitando que la transición energética amplíe las desigualdades existentes. Esto implica diseñar políticas y programas que garanticen que todos los segmentos de la sociedad, especialmente los más vulnerables, se beneficien de esta nueva economía verde.

3.10 Evolución y distribución de la innovación

El hidrógeno renovable aún no es un energético competitivo y requiere mejorar la madurez tecnológica tanto de las tecnologías de producción y principalmente de las de uso por lo que la innovación ocupa una posición central en su desarrollo. Algunas de las medidas implementadas en ese sentido incluyen la creación de centros especializados de investigación, la promoción de hubs, y la inversión pública a través de fondos de apoyo a la I+D+i. En el caso de la UE se destacan la Clean Hydrogen Partnership y la European Hydrogen Alliance que apoyan el desarrollo de tecnologías del hidrógeno para contar con capacidad propia de producción de tecnologías.

Más allá de estos conceptos, es importante hacer notar que la distribución entre países del desarrollo tecnológico en el ámbito del hidrógeno verde sigue las tendencias actuales de la industria de energías renovables y la automotriz. Uno de los indicadores a analizar (aunque no el único) para conocer los sitios que concentran el desarrollo de tecnologías de hidrógeno es el registro de patentes. En ese sentido la Figura 38 muestra la evolución de las familias de patentes internacionales de tecnologías de hidrógeno de los principales actores en este campo. La Unión Europea y Japón dominan la estadística, con 28% y 24%, respectivamente, presentando además un importante crecimiento en las últimas décadas. En el caso de la UE las patentes corresponden mayormente a Alemania, Francia y Países Bajos, con 12%, 6% y 3% del total global, respectivamente. Por su parte, EE.UU. si bien concentra el 19% de las patentes recientes, ha perdido peso desde comienzos de siglo cuando era el líder en desarrollo. Corea del Sur y China alcanzan el 8% y 4%, respectivamente, ambos con importantes tasas de crecimiento especialmente en la última década.

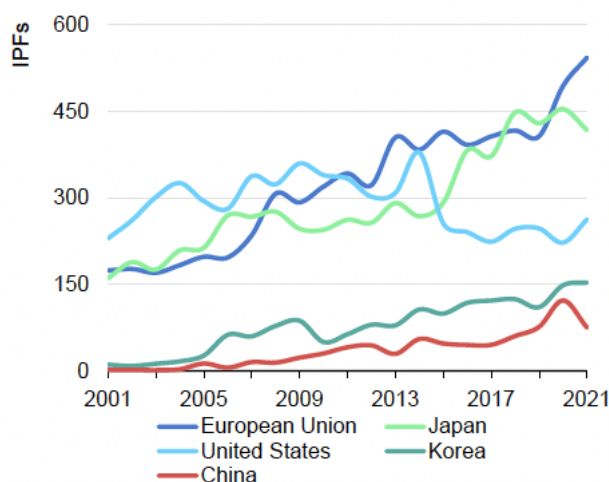


Figura 38 Tendencia de patentes de tecnologías de hidrógeno en familias de patentes (IPFs) 2001 – 2021. Fuente: IEA (2023)

Si se analizan las tecnologías patentadas, las de electrólisis son las que priman en el campo de la producción de hidrógeno, mientras que en los usos finales los automóviles son mayoritarios y han presentado la mayor tasa de crecimiento (IEA, 2023). Igualmente las patentes vinculadas a combustibles basados en hidrógeno y portadores vienen en aumento y están dominadas la fabricación de amoníaco y metanol (IEA, 2023).

A pesar de su relativamente baja participación en las patentes internacionales China, por ejemplo, se ha establecido como un líder mundial en la fabricación de electrolizadores, concentrando más de la mitad de la capacidad de fabricación actual, aunque según los proyectos anunciados a 2030 representaría solo un cuarto de la capacidad global (IEA, 2023). Este liderazgo se debe a su capacidad de producción masiva, inversiones significativas en investigación y desarrollo, y políticas gubernamentales de apoyo, además de un mercado interno demandante. La UE concentra actualmente un 20% de la capacidad de producción y se tienen similares expectativas a futuro, al igual que EE.UU. que tendría una cuota de mercado similar, seguido por India con un 6% a 2030 (IEA, 2023).

En cuanto a la fabricación de celdas combustibles, China también concentra casi la mitad de capacidad de fabricación actual, seguido por Japón y Corea del Sur, líderes en la fabricación de automóviles de hidrógeno (IEA, 2023). La innovación en estos países está impulsada por gigantes automotrices como Toyota y Hyundai, que han lanzado al mercado vehículos de hidrógeno y continúan invirtiendo en mejorar la eficiencia y reducir los costos de estas tecnologías. Alemania y Estados Unidos también juegan un papel crucial, no solo en la producción de vehículos y tecnología de hidrógeno, sino también en el desarrollo de infraestructuras y políticas de apoyo que facilitan la adopción de estas tecnologías.

La concentración de estas tecnologías en manos de pocos países productores implica que los EMDs, e incluso algunas regiones dentro de los países desarrollados extenderán su dependencia tecnológica del exterior también al campo del hidrógeno, reduciendo su participación en la cadena de valor a las fases de menor generación de beneficios. Sin embargo, siendo que las tecnologías del hidrógeno aún son una industria naciente, estos

países y regiones aún están a tiempo de apostar a la I+D+I para la creación de conocimiento local sobre las tecnologías y capturar algún eslabón más de su cadena de valor, o al menos contar con suficiente capacidad para la adopción de estas tecnologías y la aplicación a futuro de estrategias de ingeniería inversa.

4 Síntesis de motores y barreras para el desarrollo del mercado del hidrógeno verde

En esta sección se sintetizan los principales elementos que actualmente ofician como motores y barreras para el desarrollo del mercado del hidrógeno. En la medida en que el hidrógeno verde es un sector incipiente basado en una tecnología en fase de maduración es necesario analizar el conjunto de factores que es necesario articular e integrar para garantizar su despegue y desarrollo. A los efectos de ordenar el análisis se clasifican los aspectos en 6 grupos basados en la herramienta de análisis PESTEL: políticos, económicos, sociales, tecnológicos, ecológicos (ambientales) y legales (regulación). No obstante, es importante hacer notar que hay algunos elementos que son transversales a esta categorización.

4.1 Política entorno al hidrógeno verde

4.1.1 Motores

- Compromiso internacional con objetivos de neutralidad climática en un horizonte cercano a 2050-2060, plasmados en políticas nacionales.
- Políticas regionales y nacionales de desarrollo del hidrógeno por parte de los principales actores económicos, alcanzando a 41 países responsables al menos del 80% de las emisiones globales de GEI.
- Acuerdos de cooperación mayormente bilateral para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en los EMDCs y asegurar el suministro a los países desarrollados.
- Las principales economías: UE, EE. UU., China y Japón, cuentan con estrategias y fondos destinados a incrementar significativamente la producción y el consumo de cara a 2030.
- Oportunidades de desarrollo para los EMDCs han generado que varios de estos países busquen ser pioneros en desarrollar su mercado del hidrógeno.

4.1.2 Barreras

- Las tensiones geopolíticas y políticas comerciales pueden influir en el acceso a recursos y tecnología para la producción de hidrógeno verde, afectando la estabilidad del suministro y los precios.
- Hay una alta dependencia de tecnologías desarrolladas principalmente en economías avanzadas y China. Se necesita más foco en políticas de transferencia de tecnología y desarrollo de capacidades internas en EMDCs.

- La importante necesidad de financiación pública para el desarrollo del sector y especialmente de la infraestructura asociada, ralentiza su evolución, especialmente en los países con menor disponibilidad de recursos y acceso a financiamiento.
- Más allá de que los gobiernos están haciendo esfuerzos independientes en definición de regulación, se requiere cooperación para armonizar las definiciones a los efectos de habilitar el mercado.

4.2 Economía del Hidrógeno

4.2.1 Motores

- A pesar de los altos costos actuales, se espera que para el año 2050 los precios promedio del hidrógeno verde alcancen alrededor de 2 USD/kg, haciéndolo competitivo con alternativas de origen fósil.
- Las tendencias de reducción de costos en el largo plazo, junto con un aumento esperado en el gravamen de las emisiones, pueden posicionar al hidrógeno en una mejor situación competitiva con otros energéticos.
- La competitividad del hidrógeno se logra a precios cercanos a 5 USD/kg, y su adopción en diversas aplicaciones podría aumentar el volumen de la industria, reduciendo los costos de producción gracias a economías de escala y aprendizaje tecnológico.
- Los mercados de carbono, aunque varían significativamente entre regiones, pueden actuar como un motor para la producción de hidrógeno verde al aumentar el costo de las emisiones de CO₂, incentivando así la adopción de tecnologías más limpias.
- La existencia de sectores industriales potentes como las refinerías, industria química y de fertilizantes que ya utilizan hidrógeno en su producción, y el compromiso de algunas de estos a migrar hacia el hidrógeno verde, ha servido para promover los primeros desarrollos productivos.
- Los gobiernos están tratando de cerrar la brecha de costos del hidrógeno verde mediante subsidios y créditos fiscales, aunque este apoyo todavía no es suficiente para inducir las FID.
- La banca multilateral y algunos países desarrollados promueven mecanismos de apoyo y financiación para el hidrógeno verde en los EMDCs para reducir riesgos y atraer la inversión privada necesaria.

4.2.2 Barreras

- La falta de competitividad es una de las principales barreras. El hidrógeno verde es actualmente más caro que sus alternativas fósiles (gris y azul), con un costo LCOH proyectado a ser significativamente superior incluso más allá del 2030.

- Los costos de almacenamiento y transporte pueden llegar a duplicar el precio del hidrógeno, incluso cuando las tecnologías maduren, dificultando los vínculos comerciales de largas distancias para este insumo.
- La incertidumbre que rodea a la demanda futura especialmente en los “nuevos usos” como el transporte, producción de acero, calefacción y sector energético, que repercute en una importante variabilidad de proyecciones entre los estudios analizados, retrasa la confirmación de las inversiones de los proyectos de producción planificados.
- En algunos sectores además de ser menos competitivo presenta menores eficiencias que sus alternativas. En aplicaciones como la calefacción de edificios, el gas natural y las bombas de calor son superiores en este aspecto, al igual que en el transporte marítimo la eficiencia de motores tradicionales supera a los de amoníaco o metanol.
- A pesar del apoyo público, crucial para las etapas iniciales, este aún no es suficiente para cerrar la brecha de costos y asegurar una mayor participación del capital privado para concretar las FID.
- El acceso a crédito para proyectos de hidrógeno verde es complicado debido a su alto nivel de riesgo. La problemática se acentúa en los EMDCs debido a la falta de fondos públicos y mayores costos de acceso al capital.
- Las estimaciones indican que se requerirán inversiones del orden de billones de USD hasta 2050, lo que representa una gran brecha a cubrir con respecto a las inversiones actuales.
- Existe un desfase en los incentivos entre oferta y demanda, con subsidios globales más enfocados en la oferta, lo que incrementa el riesgo y retrasa decisiones de inversión final.
- La falta de armonización en los mercados de carbono y la variabilidad en los precios pueden afectar la competitividad de la producción de hidrógeno en diferentes regiones, creando disparidades en el mercado global.

4.3 Sociedad

4.3.1 Motores

- Las sociedades están cada vez más conscientes del impacto del cambio climático, lo que incrementa la aceptación de tecnologías limpias como el hidrógeno verde. En Europa el conocimiento del hidrógeno como energético de bajo impacto ambiental está bastante extendido en la población.
- El desarrollo del hidrógeno promueve la generación de empleo de calidad. En la UE se estima que la cadena de valor del hidrógeno podría crear alrededor de 10.000 empleos directos e indirectos por cada 1.000 millones de euros invertidos.

- La producción de hidrógeno verde en EMDCs presenta oportunidades de desarrollo económico, reducción de la pobreza, creación de empleo e independencia energética.
- A raíz de la reconversión laboral necesaria para que los trabajadores se integren en la nueva economía del hidrógeno, se están desarrollando programas de capacitación y desarrollo de habilidades, siendo una oportunidad para que los trabajadores mejoren su empleabilidad.

4.3.2 Barreras

- La evaluación de impacto social desde una perspectiva de LCA indica que el hidrógeno verde puede aumentar el riesgo de indicadores sociales negativos como trabajo infantil, salarios justos, desempleo, derechos de asociación y brechas salariales de género, debido a la complejidad de la cadena de valor y las condiciones socioeconómicas y regulaciones laborales débiles de los países productores y proveedores de algunos insumos clave como los minerales.
- La producción de hidrógeno verde necesita grandes cantidades de agua y la instalación de infraestructuras de energía renovable, lo cual puede generar tensiones con las comunidades locales debido a preocupaciones sobre la escasez hídrica, el daño a los ecosistemas y la interferencia con las actividades tradicionales de cada región.
- Algunos proyectos piloto de aplicaciones de hidrógeno enfrentan baja aceptación social debido a preocupaciones sobre los costos energéticos y la seguridad. En el sector del transporte, esta reticencia se refleja en que aquellos ciudadanos europeos que buscan tecnologías bajas en emisiones muestran preferencia por coches híbridos o eléctricos.
- El desarrollo del hidrógeno verde requiere una inversión pública significativa, lo que puede no alinearse con otras prioridades sociales como la salud, la educación y la infraestructura básica

4.4 Tecnología

4.4.1 Motores

- La inversión en I+D+i está impulsando avances en las tecnologías de producción de hidrógeno, especialmente en los electrolizadores, que constituyen el principal componente del CAPEX en proyectos de hidrógeno verde. Estos avances se espera que reduzcan significativamente los costos y mejoren los parámetros operativos de los electrolizadores, lo que contribuirá a la disminución del LCOH.
- Las instalaciones de generación de energía renovable, necesarias para la producción de hidrógeno verde, son tecnologías maduras que continúan mejorando y reduciendo costos.

- Las turbinas eólicas marinas flotantes, aún en desarrollo, permitirán la instalación en zonas de morfología costera profunda, aumentando el potencial de generación renovable.
- Las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno, como tanques a presión y cavernas de sal, están bien desarrolladas, mientras que otras alternativas, como yacimientos de gas agotados y acuíferos, aún están en fase de desarrollo para mejorar su viabilidad.
- La investigación vinculada al aprovechamiento de tuberías de gas para el transporte de hidrógeno avanza con buenos augurios. La readecuación de estas tuberías reduce significativamente los costos de infraestructura.
- La evolución en las patentes en tecnologías de electrólisis y usos del hidrógeno, como los FCEVs, indica un fuerte impulso en la innovación y desarrollo tecnológico mayoritariamente del lado de la UE, Japón, Corea del Sur, EEU.UU. y China.

4.4.2 Barreras

- Muchas de las tecnologías necesarias para la producción y especialmente las de uso del hidrógeno (industria del hierro y acero, y transporte) aún no han alcanzado la madurez tecnológica, afectando la eficiencia, aumentando los costos y limitando su adopción.
- La notable desigualdad en los costos de producción de electrolizadores por ejemplo entre China y la UE dificulta la competitividad de productores, pudiendo derivar en una relación de dependencia tecnológica de China.
- El factor de capacidad de los equipos de electrólisis, aspecto clave para la competitividad de los proyectos, depende de una fuente continua de electricidad renovable, planteando desafíos en países con menor participación de estas energías en su matriz. Los requisitos de correlación y adicionalidad de la UE introducen un desafío adicional en este sentido.
- Algunas alternativas de almacenamiento de hidrógeno, cruciales para el uso del hidrógeno como reserva estacional energética, como yacimientos de gas agotados y acuíferos, aún requieren desarrollo para asegurar su viabilidad.
- La concentración del desarrollo tecnológico en países desarrollados puede limitar la participación de los EMDCs en la cadena de valor del hidrógeno, reduce su capacidad para beneficiarse plenamente del desarrollo del hidrógeno verde y estableciendo una relación de dependencia tecnológica.
- Se necesita desarrollar tecnologías de prevención, mitigación y cuantificación las fugas de hidrógeno, especialmente en actividades de almacenamiento y transporte durante tiempos prolongados ya que podrían acumular emisiones de GEI significativas.

4.5 Ecología y aspectos ambientales

4.5.1 Motores

- El hidrógeno verde emerge como una solución crucial en la reducción de emisiones de CO₂, ofreciendo la promesa de descarbonizar sectores difíciles y potencialmente disminuir hasta 7 gigatoneladas de CO₂ por año para 2050, siendo este uno de los principales impulsores ambientales para la adopción acelerada de esta tecnología.
- A pesar de que la producción de hidrógeno verde está basada en agua como materia prima, las cantidades necesarias son inferiores a las utilizadas en la producción de combustibles fósiles. Además, la desalinización del agua de mar y el uso de aguas residuales tratadas representan alternativas viables que incrementan los costos solo marginalmente, lo que permite reducir el impacto en recursos hídricos dulces.

4.5.2 Barreras

- La producción de hidrógeno verde a través de electrólisis consume grandes volúmenes de agua, aproximadamente 30 kg/kgH₂, debido además del consumo del proceso de electrólisis de 9 kg/kgH₂, a procesos intensivos de purificación y enfriamiento. Esta alta huella hídrica representa una barrera considerable en regiones con estrés hídrico severo, que actualmente alcanzan a un tercio de los proyectos planteados, limitando su sostenibilidad.
- La producción y despliegue de tecnologías de hidrógeno y energía renovable requieren una considerable cantidad de materiales, ejerciendo presión sobre las actividades mineras y de procesamiento.
- La instalación masiva de renovables que requiere duplicar la capacidad actual a 2050 solo para el sector del hidrógeno, afecta las condiciones de vida de las poblaciones circundantes y los ecosistemas en una forma que podría llegar a ser irreversible.
- Sin mecanismos de control adecuados sobre el origen de la energía utilizada para la producción de hidrógeno mediante electrólisis, existe el riesgo de que se utilice electricidad generada a partir de combustibles fósiles, lo que resultaría en emisiones de GEI aún mayores que las de producción de hidrógeno gris, socavando los beneficios ambientales de esta alternativa.
- Las fugas incontroladas durante el almacenamiento y transporte del hidrógeno podrían incrementar el impacto ambiental del hidrógeno ya que es un precursor de GEI con un GWP cercano a los 11 kgCO₂ e/ kgH₂.
- La reducción en los tiempos de los trámites de autorizaciones ambientales que muchos gobiernos impulsan para acelerar la implementación de proyectos de producción podría conducir a una evaluación imprecisa de los impactos y la toma de decisiones malinformadas.

4.6 Legalidad y normativa

4.6.1 Motores

- Varios países están implementando regulaciones y definiendo criterios de emisiones de GEI para el hidrógeno verde. Este aspecto es crucial para evitar el *greenwashing* y asegurar que el hidrógeno verde realmente contribuya a la reducción de emisiones, a la vez que contar con reglas definidas reduce la incertidumbre de los proyectos.
- La Unión Europea, a través de la Directiva RED III y actos delegados, ha establecido objetivos específicos para el uso de RFNBOs y requisitos para la producción de hidrógeno verde, incluyendo la correlación geográfica y temporal, y la adicionalidad de las energías renovables.
- La definición de criterios también en otras normativas como la IRA con relación a los beneficios fiscales para el hidrógeno también aporta seguridad a los proyectos en desarrollo.
- La ISO ha publicado especificaciones técnicas y está en proceso de desarrollar un estándar internacional para medir las emisiones de GEI a lo largo del ciclo de vida del hidrógeno, lo que facilitará la armonización y el reconocimiento de certificaciones a nivel global.

4.6.2 Barreras

- La falta de marcos regulatorios claros en algunos países y la significativa variación entre los existentes pueden complicar y encarecer el desarrollo de proyectos de hidrógeno, afectando la competitividad en un mercado global.
- De no concretarse criterios de certificación y metodologías de cumplimiento unificadas, podrían aumentar los costos para los desarrolladores y dificultar el reconocimiento mutuo de certificaciones entre países, limitando así el comercio internacional de hidrógeno.
- Aunque tienen la intención de contribuir a asegurar la sostenibilidad del hidrógeno verde producido, los requisitos de la UE para la correlación geográfica y temporal de las energías renovables en su producción pueden limitar la viabilidad de acuerdos de compra de energía y dificultar el desarrollo de proyectos en regiones con menos recursos renovables.
- A pesar de algunos avances, persisten vacíos en la normativa sobre seguridad y operaciones en la cadena de valor del hidrógeno, especialmente en cuanto a protocolos de medición y reparación de fugas de hidrógeno.
- En varias regiones se plantean críticas a la normativa de evaluación ambiental de los proyectos tanto del lado de los promotores como de la sociedad civil con relación a las garantías que el proceso otorga para ambos grupos de interés.

Tabla 6 Resumen de análisis PESTEL sobre el desarrollo mundial del mercado del hidrógeno. Fuente: Elaboración propia

	Político	Económico	Social	Tecnológico	Ecológico	Legal
Motores	- Orientación a la descarbonización - Estrategias de desarrollo del H2 - Acuerdos cooperación con EMDCs - UE, EE.UU, China y Japón orientadas a desarrollar H2 - Oportunidad para EMDCs con renovables	- Reducción de LCOH por mejoras tecnológicas y economías de escala - Adopción en sectores pioneros promueve su desarrollo - Mercados de carbono tienden a incrementar \$ - Demanda actual en sectores industriales - Fondos públicos de apoyo en países desarrollados - Apoyo de banca multilateral y cooperación a EMDCs	- Conciencia y preocupación por el CC - Aceptación de tecnologías limpias como el hidrógeno verde - Generación de empleo de calidad - Oportunidad de desarrollo, reducción de pobreza, empleo e independencia energética en EMDCs - Programas de capacitación para reconversión laboral	- Reducción CAPEX de electrolizadores por avance tecnológico - Mejora y reducción de costos de energía renovable - Eólica marina flotante habilita mayor potencial - Tanques y cavernas de sal tienen TRL alto - Reconversión de instalaciones de gas natural reduce costos - Crecimiento de patentes en tecnologías de producción y usos	- Reducción de emisiones de GEI - Menor consumo de agua que combustibles fósiles y posible uso de agua de mar y residual	- Regulaciones y emisiones GEI definidas en varios países - Requisitos sobre uso de RNFBOS en la UE - Avances en definición de criterios de subsidio de la IRA en EE.UU. - Publicación de especificaciones ISO sobre medición de GEI en base a LCA del H2
Barreras	- Tensiones geopolíticas en la cadena de valor compleja - Dependencia tecnológica de economías avanzadas y China en particular - Dependencia de fondos públicos limita a EMDCs - Criterios de regulación y certificación diversos entre países	- No competitivo con alternativas fósiles al menos hasta 2030 - Altos costos de almacenamiento y transporte - Incertidumbre en la demanda limita FID - Menores eficiencias que algunas alternativas - Brecha de inversión privada - Difícil acceso a créditos por riesgos de proyectos - Desfasaje entre oferta y demanda, también en cuanto a incentivos - Disparidad en mercados de carbono	- Riesgo de indicadores sociales negativos en países de la CV con regulaciones laborales débiles - Tensiones con comunidad local por uso de agua y renovables - Baja aceptación social en algunos usos de H2 - Inversión pública en H2 no alineada con otras prioridades sociales	- Bajo TRL de algunas tecnologías de uso de hidrógeno - Costo de electrolizadores chinos 4x inferior a los europeos - CF y operación limitada por discontinuidad de renovables - TRL bajo para almacenamiento en yacimientos de gas y acuíferos - Dependencia tecnológica en los EMDCs (menos China) - Necesidad de desarrollo de tecnologías de cuantificación y mitigación de fugas	- Alto consumo de agua afecta en zonas con estrés hídrico - Huella material de tecnologías e infraestructura - Afectación de ecosistemas por instalaciones y minería - Posible uso de energía eléctrica de matriz con altas emisiones de CO2 - Fugas de H2 tienen GWP asociado - Aceleración de trámites podría afectar calidad de evaluación de impacto	- Falta de regulación en algunos sitios y disparidad entre otros - Aún no hay criterios de certificación y metodologías unificadas - Requisitos de correlación y adicionalidad de la UE limitan desarrollos - Vacíos en normativa de seguridad y medición de fugas en la CV

5 Galicia como actor en el mercado del hidrógeno verde

España no es ajena a los objetivos de descarbonización de su matriz energética y se encamina al objetivo marcado por la UE de 42,5 % de renovables para 2030. Según el último balance energético anual consolidado por el MITECO, más del 40% de la energía eléctrica consumida en el país en 2022 provino de fuentes renovables, con otro 40% proveniente de fuentes fósiles y el 20% restante de origen nuclear (MITECO, 2023). Sin embargo, en el total de energía primaria más del 70% tiene origen fósil (45,5% derivados del petróleo, 24% gas natural y 3% carbón), un 15,6% renovable y cerca de un 13% nuclear (MITECO, 2023).

Esta composición de la matriz energética no solo tiene como consecuencia impactos ambientales relativos a las emisiones de GEI, sino que implica también una alta tasa de dependencia energética del exterior, en tanto las reservas de fósiles en España son prácticamente nulas, lo cual es una clara desventaja para el país, como quedó de manifiesto en el contexto de incremento de los precios de energéticos asociadas a la guerra Rusia-Ucrania. Es por ello por lo que la producción de hidrógeno verde se visualiza como una posibilidad para incrementar el autoabastecimiento energético nacional, en tanto permitiría descarbonizar sectores de difícil electrificación como el transporte de larga distancia, y el almacenamiento de energía para equilibrar la demanda de la red eléctrica. En este contexto, y considerando su potencial de renovables, España ha definido en su hoja de ruta un objetivo de capacidad de electrólisis de 4 GW a 2030 que podría ampliarse a 11 GW en la actualización del PNIEC que está en proceso.

Por su parte, Galicia tiene una participación similar de los combustibles fósiles en su energía primaria alcanzando un 77,8% en el año 2022, complementados por un 21,9% de renovables y el resto cubierto por residuos no renovables (Instituto Energético de Galicia [INEGA], 2024a). Su dependencia energética en el mismo año alcanzó un 66,4%, un porcentaje inferior a la participación de combustibles fósiles como fuente primaria, en tanto que una porción de los combustibles que importa se procesan para exportarse a otras regiones (gas licuado y refino de combustibles). En cuanto a la matriz eléctrica, sin embargo, la condición de Galicia difiere significativamente de la de España, habiendo alcanzado en 2023 un 76,5% de electricidad de origen renovable, de acuerdo con los datos provisionales presentados por (INEGA, 2024a).

Considerando tal contexto, en la “Agenda Energética de Galicia 2030” la CA se ha planteado como uno de los principales objetivos disminuir la dependencia energética, a la vez de migrar hacia un nuevo *mix* energético más sostenible, para lo cual el hidrógeno verde juega un papel importante (Xunta de Galicia, 2022). La referida estrategia se propone desarrollar un *hub* de hidrógeno verde en Galicia aprovechando la disponibilidad de recurso hídrico y de energía eléctrica de origen renovable (fundamentalmente eólica e hidráulica), alcanzando para 2030 una potencia de electrólisis instalada de entre 0,5 y 1 GW para producir 105.000 tH₂.

5.1 Proyectos planteados para Galicia

Las estimaciones de la Conselleria de Economía, Empresa e Industria apuntaban en 2022 a que los proyectos de hidrógeno en Galicia podría movilizar unos 3.800 millones de euros, mediante alrededor de 50 iniciativas (Blanco Silva & Sarmiento Díez, 2023).

Hasta el presente no existe una información oficial o institucional detallada sobre las iniciativas y proyectos formulados, en proceso o llevados a cabo relacionados con el hidrógeno verde en Galicia. Por lo tanto, una parte importante de este trabajo consistió en la búsqueda y recopilación de información sobre proyectos de desarrollo de producción de hidrógeno verde en Galicia. En el presente trabajo, realizado en 2024, se consiguió recopilar datos respecto de 28 proyectos en base a la información publicada en resoluciones de la Xunta de Galicia, información sobre proyectos aprobados o presentados a las convocatorias de fondos *Next Generation* y PERTE, páginas web de las instituciones/empresas promotoras, en noticias de prensa y en documentos y entrevistas publicadas por las asociaciones del sector. Se contrastaron varias fuentes de datos cuando ello fue posible y se sistematizó la información en una tabla que se presenta como Apéndice 2.

Si bien se realizó una búsqueda lo más exhaustiva posible, no es posible afirmar que no existan otras iniciativas planificadas e incluso con cierto grado de evolución ya que las empresas están tendiendo a mantener en reserva las iniciativas y se manejan diversas cláusulas de confidencialidad en sus comunicaciones con el gobierno, por temas de estrategia y competencia.

Entre las iniciativas relevadas se contabilizaron 9 proyectos de producción exclusivamente de hidrógeno de diferente escala, 7 de producción de combustibles derivados, en particular 4 de metanol, 2 de amoníaco y 1 de *e-fuels*, 1 proyecto que anuncia producción tanto de hidrógeno como de amoníaco, 3 de producción de hidrógeno y dispensación para usos en movilidad terrestre, 2 de fabricación de componentes, 1 de inyección a red de gas y 5 proyectos de I+D+i.

Cabe aclarar que a raíz de las dificultades para encontrar información centralizada no se han relevado todas las iniciativas de I+D+i que se están desarrollando en la CA, sino que se han seleccionado aquellas que según lo declarado resultan de mayor escala. No obstante, consta que tanto las 3 universidades públicas como varios centros tecnológicos de Galicia llevan a cabo actualmente numerosos esfuerzos de investigación y desarrollo vinculados a la cadena de valor del hidrógeno.

Al momento ninguno de los proyectos de producción de hidrógeno o derivados se encuentra en operación y los de mediana o grande magnitud no han iniciado su construcción; de hecho, varias de las iniciativas tienen muy poco grado de avance (al menos conocido públicamente) y grandes inversiones, como la de Maersk para producir metanol verde, no han iniciado su tramitación. En la Tabla 7 se clasifican los proyectos en función de su grado de avance: concretados (inversión realizada y/o en operación), en trámite (han iniciado trámites administrativos o ambientales para la ejecución del proyecto en la Xunta), planificados (datos concretos disponibles, declaración de proyecto estratégico de la Xunta, y/o fondos confirmados) y anunciados (aparecen en

alguna nota pero no hay información actualizada de su evolución) y se identifican con distintos colores en función de su categorización.

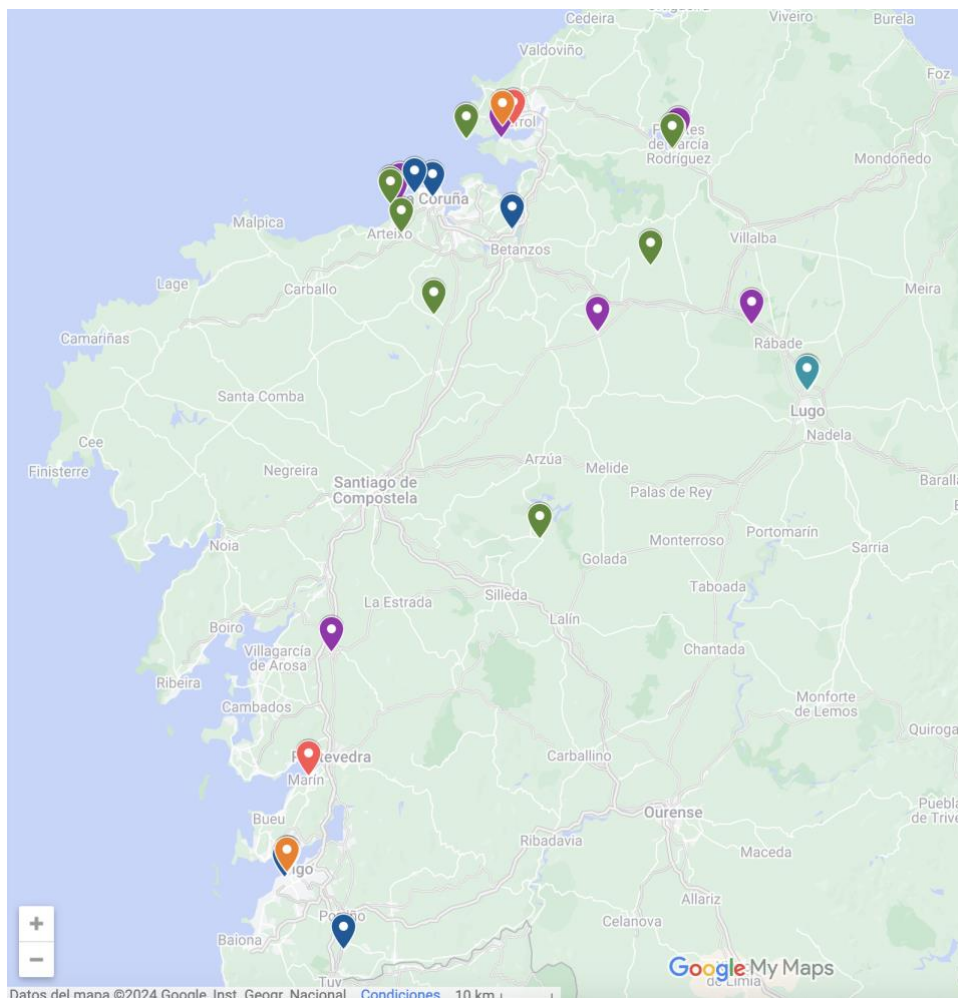
Tabla 7 Proyectos relevados clasificados por grado de avance a la fecha. Fuente:
Elaboración propia

Concretados (3)	En trámite (11)	Planificados (9)	Anunciados (5)
Zeppelin Unidad Mixta de Gas Renovables HiMov	Triskelion H2IDRÓXENO CIne H2 AHMON H2 Verde Cruces H2 Puerto de Ferrol H2 Pole GreenH2 Langosteira Julio Verne Eólica de Cordales Bis H2 Meirama	Hydrogenset Green Meiga Green Umia Proyecto Breogán Faro de la energía verde Arteixo H2V Gigafactory GP H2 As Pontes Puerto de Bouzas	Pila de hidrógeno astillero Freire Maersk H2 Tug Nodosa H2 Endesa Fisterra Energía

Código de colores: I+D+i, Producción H₂, Dispensación para movilidad terrestre, Combustibles derivados, Inyección a red de gas, Fabricación de componentes

En lo que hace a la localización de los proyectos, se destacan los puertos de A Coruña, Ferrol y Vigo como centro de varias de las iniciativas. También las antiguas centrales térmicas de As Pontes y Meirama, y las actuales instalaciones de plantas industriales o polos industriales han sido seleccionados para desarrollar algunos de los proyectos. En la Figura 39 se presenta un mapa en cual se han marcada las ubicaciones aproximadas de los proyectos identificados, siguiendo el mismo código de colores que en la Tabla 7, y para mayor detalle se anexa como material complementario al documento el archivo kml correspondiente. Nótese que la provincia de A Coruña es la que concentra un número mayor de los proyectos que han sido relevados, mientras que en Ourense aún no hay ningún proyecto anunciado. También es importante destacar que la mayoría de las iniciativas están próximas a los centros urbanos e industriales más desarrollados, con poca presencia en el rural, lo cual limita su impacto en cuanto a la contribución al desarrollo y repoblación de las áreas rurales que sería deseable desde un punto de vista demográfico en Galicia.

En general la ubicación más eficiente de los proyectos tiende a ser lo más próximo posible al punto de consumo, o en caso de que exista a la infraestructura de transporte prevista para reducir costos de almacenamiento y transporte. En ese sentido, desde varias fuentes se promueven los valles de hidrógeno como sitios donde conviven en un espacio geográfico todas las fases de la cadena de valor, desde la I+D+i, fabricación de equipamiento, producción, infraestructuras y diversos usos. Particularmente en España según el último análisis de censo de proyectos, casi un tercio se ubican en valles de hidrógeno a aplicaciones integradas (Asociación Española del Hidrógeno, 2023).



Código de colores: I+D+i, Producción H₂, Dispensación para movilidad terrestre, Combustibles derivados, Inyección a red de gas, Fabricación de componentes

Figura 39 Mapa de localización aproximada de los proyectos relevados. Fuente: Elaboración propia en Google Maps.

En el caso de Galicia de momento no hay valles que se ajusten a ese concepto integral¹¹, más allá de cierta concentración entorno a los puertos, pero si hay aplicaciones integradas según se comenta a continuación. Los proyectos que tienen destino de consumo en Galicia prevén localizarse en el entorno de sus compradores. Tal es el caso del proyecto H₂ Meirama que abastecerá a la refinería de Repsol y que además aprovechará los terrenos e instalaciones de la antigua central térmica. Los proyectos de suministro en sitio para aplicaciones de transporte como Green H₂ Langosteira, Julio Verne, H₂ Puerto de Ferrol o el del Consorcio de Zona Franca de Vigo en el Puerto de Bouzas. También algunos otros proyectos aprovechan las instalaciones industriales existentes como las plantas Green Meiga y Green Umia a localizarse muy próximos a las plantas de Finsa y Foresa, respectivamente, o la iniciativa de Accionaplug ubicada en el

¹¹ En el censo de la Asociación Española del Hidrógeno se identifican los proyectos H₂ Pole y H₂ Meirama como Valles, pero con la información publicada al momento no parecen integrar más de una aplicación.

polígono industrial de Morás. Otra alternativa que permite ahorrar costos de transmisión es la localización próxima a las instalaciones de energía renovable como lo plantean los proyectos de Tasga Renovables (Eólica de Cordales Bis y H2 Verde Cruces). Por otra parte, los que tienen una mayor orientación a la exportación de amoníaco o metanol se ubican en los puertos o próximos a éstos, como por ejemplo el de Maersk, Triskelion y Ahmon.

En base a los datos que fue posible relevar de las fuentes públicas disponibles se realizó una estimación de las principales variables vinculadas al desarrollo de la economía del hidrógeno en Galicia, las cuales se presentan en la Tabla 8. Al momento, si se consideran los proyectos en trámite y los planificados (se descartan los anunciados por el bajo nivel de información disponible) la producción que se alcanzaría para finales de la década en esta CA sería de más de 50.000 toneladas de H₂ verde al año y más de 400.000 toneladas de combustibles derivados (aproximadamente requieren 80.000 toneladas de H₂ verde para su producción). Estas cantidades serían incluso superiores a los objetivos que se ha planteado la Xunta de Galicia para 2030 de contar con capacidad instalada para producir alrededor de 105.000 toneladas de hidrógeno verde al año.

La inversión total para estos proyectos del sector, sin tener en cuenta los proyectos en categoría de “anunciados” (como el proyecto de Maersk, que es el anunciado de mayor escala), alcanza casi 2.000 millones de euros, monto que resulta inferior a los 3800 millones que anunciaba la Xunta para unas 50 iniciativas, pero que aún podría incrementarse a medida que se dan a conocer proyectos que se mantienen en confidencialidad.

La generación de empleo no se reporta en todos los casos, y la información que se reporta es bastante desigual ya que en algunos casos se considera también la fase de construcción y en otros no, y muchos datos se reportan como el mínimo de empleos necesario para algunas declaraciones de la Xunta. De la información disponible pero se estiman al menos unos 2000 considerando empleo directo e indirecto en fase de operación (excluyendo construcción y proyectos anunciados de gran envergadura). La tasa de generación de empleo que surge del análisis individual de algunos proyectos que brindan información más precisa, igualmente es similar, variando entre 0,6 y 6 empleos por millón de euros invertido, siendo más próxima a 1 para los de mayor envergadura. Estos valores son significativamente inferiores a los que se estimaban para toda la cadena de valor del hidrógeno en la UE, que responden a una tasa de 10, aunque probablemente no contemplen en sus estimaciones otras fases de la cadena como el transporte y el uso, que podrían ser actividades más intensivas en mano de obra.

Tabla 8 Tabla resumen de principales indicadores sobre los proyectos relevados.

Fuente: Elaboración propia

GRADO DE AVANCE	CONCRETADOS	EN TRAMITE	PLANIFICADOS	ANUNCIADOS	TOTALES
Nº PROYECTOS	3	11	9	5	28
INVERSIÓN (MILLONES €)	13,4	631	1.247 ^a	Más de 6 ^b	Más de 8
Nº PROYECTOS CON AYUDA REPORTADA	3	4	2	0	9
TOTAL AYUDAS (MILLONES €)	7,9	81,2	128,4	-	217,6
PROYECTO ESTRATÉGICO/ PRIORITARIO	No aplica	4	5	0	9
AUTORIZACIÓN AMBIENTAL EN TRÁMITE U OTORGADA	No aplica	10	0	0	10
Nº DECLARA EMPLEO GENERADO	No aplica	4	6	1	11
EMPLEOS GENERADOS (DIRECTO + INDIRECTO)	No aplica	518	1271	130	1919
Nº PRODUCCIÓN H2	No aplica	8	3	2	13
CANTIDAD H2 (TON/A)	No aplica	26.551	16.982	10000 ^c	53.533
Nº PRODUCCIÓN DERIVADOS	No aplica	2	4	2	8
CANTIDAD H2 DERIVADOS (TON/A)	No aplica	185.000	221.450	Más de 2 millones ^d	406.450

^a No considera el monto de inversión de Gigafactory por falta de información/^b No considera el monto de inversión de la pila de Astillero Freire por falta de información y para el proyecto de Maersk se asume la mitad del monto de 10 mil millones anunciado para Galicia y Andalucía/^c Solo el proyecto de Endesa define cantidad/^d La cantidad de metanol del proyecto de Maersk se estimó en función de la potencia de electrólisis anunciada y asumiendo operación continua.

Si se enfoca el análisis a aquellos proyectos de mayor escala destinados a producir hidrógeno o combustibles derivados, sin considerar los de menor grado de definición (anunciados), se destacan las siguientes 11 iniciativas: Triskelion, Ahmon, Green Meiga, Green Umia, Proyecto Breogán, GP H2 As Pontes, H2 Pole, Arteixo H2V, Faro de la

Energía Verde, H2 Meirama y Eólica de Cordales Bis, de las cuales 6 planean producir combustibles derivados de hidrógeno verde, a saber, 3 metanol, 2 amoníaco y 1 e-fuels.

Entre los promotores de estos proyectos hay en casi todos los casos empresas de origen español, muchas de ellas con capital mayoritario español como Acciona, Iberdrola, Naturgy o Repsol. También hay participación en algunos proyectos de empresas con fuerte presencia de capital gallego como Reganosa y Forestal del Atlántico (Grupo Gadisa), Foresa (Finsa) o Greenalia.

En su mayoría estos proyectos planean abastecerse de energía de origen eólico y en algunos casos también se hace referencia a la hidráulica; normalmente se prevé conexión a la red para poder abastecerse mediante acuerdos de compra de energías renovables y así asegurar una mayor capacidad operativa.

En lo que refiere a la selección de las tecnologías, aquellos proyectos que han brindado información han optado en cantidad similar por electrolizadores alcalinos y PEM, y solo en un caso se hace referencia a una tecnología combinada PEM y SOEC.

Respecto al uso previsto, los proyectos cuyo producto final es el hidrógeno, en su mayoría prevén su utilización in situ, ya sea en refinerías, movilidad y usos térmicos, aunque también un par de proyectos prevén su compresión para traslado y la inyección a la red de gas natural. Por el lado de los combustibles derivados, para el metanol se prevén mayoritariamente aplicaciones industriales en Galicia en la industria de la madera y química, mientras la producción de amoníaco define como destino la exportación a otros lugares en la UE para la fabricación de fertilizantes o como combustibles.

En cuanto al horizonte que plantean los proyectos de producción para su puesta en marcha, en su mayoría rondan los años 2026 - 2027. En principio, no es esperable que la mayor parte de los proyectos alcancen a cumplir los plazos proyectados, sobre todo teniendo en cuenta que muchos no han iniciado su construcción ni confirmado la inversión; sin embargo, sí es probable que, aquellos que logren ser viables, alcancen a iniciar sus actividades para el 2030.

En lo que refiere a la financiación, 5 de estos proyectos que cuentan con fondos de la UE asignados a través de programas como el *Innovation Fund* o los fondos *Next Generation* implementados en España a través del PERTE ERHA. Si bien el monto de estos fondos significa entre un 10 y un 25% del monto total de la inversión prevista, no hay información pública respecto al origen del resto del capital necesario para concretar las inversiones, y se manejan importantes niveles de incertidumbre al respecto de si los proyectos planificados serían realmente viables económicamente, al menos con la evolución del mercado en el horizonte previsto. Más allá de que en la mayoría de los casos los promotores son empresas de importante reconocimiento internacional, que facilitará su acceso a financiación privada, en algún caso, incluso contando con fondos públicos confirmados, algunas han manifestado estar a la espera de confirmar fondos adicionales para poder viabilizar sus proyectos (Roca, 2024).

Con la escasa información económica que se encuentra disponible públicamente sobre los proyectos, resulta difícil vaticinar cuál será el destino de las iniciativas más allá de lo

prometedoras e influyentes que pudieran resultar en el desarrollo de Galicia. En ese sentido, la existencia de acuerdos de compra para la producción o de un sitio actual de consumo de su producción en la región, como es el caso del metanol producido por Foresa para Finsa, o el hidrógeno del proyecto H2 Meirama para abastecer a la refinería de Repsol, parecen ser un motor importante en la evolución de los proyectos. También los promotores del sector energético que cuentan con plantas de renovables para asociar a sus proyectos de producción presentan ciertas ventajas para el despliegue de sus proyectos.

Por su parte, las declaraciones de la Xunta de Galicia de Proyectos Industriales Estratégicos o Iniciativas Empresariales Prioritarias parecieran haber contribuido al avance en los trámites de los proyectos.

5.2 Principales motores y barreras en Galicia

El análisis de los principales factores que actúan como motores o barreras para el desarrollo del hidrógeno en Galicia se organiza en la lógica del análisis PESTEL al igual que la sección anterior, aunque incluye en este caso mayores detalles e información específica sobre los aspectos comentados. Es preciso señalar que Galicia como tal está inserta en el mercado global por lo que la mayoría de los aspectos que se señalan en la sección 4 tienen aplicación en esta Comunidad Autónoma (CA).

5.2.1 Político

Según ya fuera comentado, siguiendo la línea de los planes de la UE y España, Galicia ha definido objetivos y lineamientos para el desarrollo de una industria de producción de hidrógeno verde en su territorio. La Agenda Energética 2030 de Galicia considera al hidrógeno principalmente como un vector que permite aumentar su autoabastecimiento energético, a la vez de promover la descarbonización de varios sectores y en ese sentido prevé desarrollar un hub de hidrógeno verde en la CA (Xunta de Galicia, 2022). Entre los usos a los que se hace mención específica para el hidrógeno en Galicia se encuentran: la generación de electricidad para momentos de alta demanda, la sustitución del hidrógeno gris en procesos industriales, los FCEVs y la inyección en la red de gas para uso doméstico y servicios industriales (Xunta de Galicia, 2022).

En ese marco, la Xunta ha creado en diciembre 2022 la *Alianza Industrial Gallega del Hidrógeno Verde*, una iniciativa de colaboración público-privada que reúne a más de 700 entidades de la cadena de valor del hidrógeno, entre las que se encuentran empresas, clusters y asociaciones de temáticas afines, centros tecnológicos, las tres universidades públicas y las autoridades portuarias de A Coruña, Ferrol y Vigo (Xunta de Galicia, s.f.a). La Alianza tiene como objetivos mapear actores industriales, fomentar colaboraciones y proyectos conjuntos, y promover el hidrógeno verde en grandes consumidores, economía doméstica y movilidad. Además, apunta a potenciar su uso como vector de acumulación energética para el sector eólico, impulsar el talento y la formación, dar apoyo a la I+D+i, gestionar los cambios regulatorios necesarios para el desarrollo del sector, diseñar instrumentos de apoyo con fondos europeos, y promover el corredor atlántico del hidrógeno verde.

Además, Galicia cuenta con más de una entidad privada que concentran diversos actores de la cadena de valor del hidrógeno verde y que desarrollan actividades para promover el sector. Entre estas se destaca la Asociación Gallega del Hidrógeno (AGH2), que ha dado apoyo a la Xunta de Galicia en el marco de la Alianza Industrial Gallega del Hidrógeno Verde para el desarrollo de actividades de formación para trabajadores en actividad o desempleados de la CA, y contribuye también al desarrollo de normativa y estrategias para el sector, a la promoción de actividades de I+D+I (Asociación Gallega del Hidrógeno [AGH2], s.f.).

Más allá de los elementos tractores del desarrollo del hidrógeno propuestos por el gobierno gallego, considerando la alternativa de la exportación de hidrógeno como un elemento tractor, algunas decisiones políticas estratégicas ajenas a la CA e incluso a España podrían interferir en la planificación de los proyectos. Un ejemplo de ello fue la exclusión de Galicia de las redes troncales originalmente prevista en el proyecto H2Med, que fue seleccionado como proyecto de interés común para su financiación por parte de la UE, y prevé construir el primer corredor de hidrógeno europeo interconectando España, Portugal, Francia y Alemania de cara al 2030 (Blanco Silva & Sarmiento Díez, 2023).

Sin embargo, a pesar de la decisión de su exclusión por parte de la UE, Enagás (la empresa operadora de gas en España) ha declarado que continuará con el proyecto de construcción del tramo Guitiriz-Zamora, para el cual se estima una inversión de 250 millones de euros, teniendo en cuenta que según el contexto actual sólo el 30% de la producción de hidrógeno proyectada para Galicia sería consumida en la propia CA (Rodríguez & Cuartas, 2024). Luego sería responsabilidad de la propia CA extender redes que conecten los principales puntos de producción y consumo con este ramal.

Otro aspecto en el cual podría interferir el factor político es respecto a las autorizaciones de instalación de los parques eólicos offshore, los mayores a 50 MW en tierra, o los que tienen instalaciones en más de una CA, para los cuales es al gobierno estatal a quien se atribuyen las competencias (Blanco Silva & Sarmiento Díez, 2023). La apuesta por el hidrógeno renovable implica la instalación de parques eólicos en dichas condiciones por lo que resulta un factor clave la cooperación entre las administraciones, que pueden no compartir los mismos intereses.

5.2.2 Económico

Desde la perspectiva económica, los proyectos de hidrógeno verde planteados para Galicia enfrentan dificultades similares de competitividad a los del resto del mundo. En términos de escala, los proyectos de producción son de tamaño mediano a grande¹², promediando los 100 MW que si bien supera a los mayores proyectos en funcionamiento en Europa¹³, es inferior a la escala del entorno de varios cientos de MW

¹² El Censo de proyectos en España de la Asociación Española del Hidrógeno clasifica como medianos proyectos entre 10-100 MW y grandes entre 100-1000 MW

¹³ El de Iberdrola en Puertollano está entre los más grandes de Europa y tiene una capacidad de 20 MW (Iberdrola, s.f.). Actualmente la más grande es la de Yara en Noruega, recientemente inaugurada y con capacidad de 24 MW (Yara International, 2024).

que se maneja para los proyectos de los próximos años, y de los GW que representan más de la mitad de las iniciativas a 2030 (IEA, 2023). Este factor podría tener cierto impacto en la competitividad de las iniciativas planteadas para Galicia respecto a otros sitios, aunque algunas de las iniciativas planifican más de una fase en su ejecución, probablemente a causa de que aún es necesario desarrollar la tecnología para grandes escalas, siendo que al día de hoy el mayor proyecto a nivel mundial es de 260 MW y se ubica en China (IEA, 2023).

En lo que refiere a la contribución del costo energético al LCOH, Galicia tiene un alto potencial para renovables, especialmente para nuevas instalaciones de energía eólica marina, a la vez que combina en su matriz también la energía hidráulica. Igualmente, para proyectos de menor escala, sobre la región Sur se aspira al uso del recurso solar para el cual presenta menor potencial que otras CA, pero que a su vez se proyecta como la energía de menor costo futuro.

Si bien las inversiones que muestran cierto grado de avance son cerca de la mitad de las que la Xunta preveía en 2022 vinculadas al desarrollo del mercado del hidrógeno, es importante considerar que además de las inversiones en proyectos de hidrógeno, estos requieren proyectos de renovables asociados que en casi ningún caso se incluyen dentro de los presupuestos anunciados para los proyectos. Esto significa que, de concretarse estos proyectos, las inversiones asociadas necesarias serían aún bastante mayores.

Más allá de las inversiones vinculadas a la producción de hidrógeno y los beneficios económicos y en términos de empleo de dicha actividad, la oferta de hidrógeno podría atraer otras actividades que aporten al desarrollo económico de Galicia. Por un lado, los altos costos que implica el transporte del hidrógeno, al menos mientras no se complete la construcción de hidrodutos, representan una oportunidad para promover estrategias de demanda interna, no solo para los usos actuales en refinería y alguna producción de químicos, sino en nueva industria de producción de combustibles, fertilizantes, hierro y acero que utilicen al hidrógeno verde como materia prima. Si bien algunas fuentes apuntan a esta potencialidad de atracción industrial por parte del hidrógeno que podría mejorar el aporte industrial al PIB gallego para acercarse al objetivo de 20% que establecen algunas estrategias macroeconómicas (Blanco Silva & Sarmiento Díez, 2023), la abundancia de energías por sí sola no ha sido siempre un factor de peso para la localización de proyectos industriales. Hay otros factores como la disponibilidad de materias primas específicas, mano de obra competitiva y calificada, y otros elementos de estrategia política y empresarial que pueden tener una mayor influencia.

Por otro lado, si se fomenta la integración de personal y empresas gallegas en todos los eslabones de la cadena de valor que sea posible, desde el diseño y la ingeniería, la fabricación de equipamiento y componentes, hasta las actividades de operación y mantenimiento o actividades de ingeniería, se conseguiría que una mayor fracción del valor agregado permanezca en la CA. En ese sentido es necesario definir mecanismos para que se prioricen las alternativas locales, promover la I+D+i y la capacitación del personal para adaptarse a las necesidades de este nuevo mercado.

Sin embargo, debido al importante aporte de capital y riesgo que implican los proyectos de hidrógeno, una gran parte de los promotores de proyectos en Galicia son empresas multinacionales, las cuales podrían traer a sus proveedores de confianza desde otros sitios reduciendo el impacto a nivel local. Además, si bien la mayoría de estas empresas ya tienen actividad en Galicia, normalmente sus estrategias de inversión buscan los sitios donde obtengan un mayor beneficio económico, y no necesariamente priorizan la reinversión a nivel local, lo cual constituye otro factor que limita el impacto que tiene su actividad en el desarrollo de la comunidad local.

Uno de los sectores industriales históricos en Galicia que podrían tener un repunte asociado con el sector del hidrógeno son las navieras, debido a su ubicación próxima a los puertos, potenciales hubs de hidrógeno, y además cuentan con experiencia en fabricación de equipamiento, que podría servir de base para abastecer a la industria del hidrógeno y de las renovables. Entre los proyectos relevados, Gigafactory, H2 Tug Nodosa y Pila en Astillero Freire son ejemplos de colaboración de las navieras con el sector.

En cuanto al acceso a la financiación, factor clave para la competitividad de los proyectos, algunas de las iniciativas han recibido fondos europeos a través de programas como el PERTE ERHA financiado con los fondos Next Generation, y de fondos de Invest EU gestionados por el Banco Europeo de Inversiones.

Por su parte, la Xunta de Galicia también ha lanzado algunas iniciativas de apoyo económico a los proyectos. Una de ellas es la estrategia de compra pública innovadora para la implementación del *Centro gallego de soluciones innovadoras en torno a la cadena de valor del H2 verde*, en el marco de la Alianza Industrial Gallega del Hidrógeno, que pretende movilizar entre 5 y 10 millones de euros para la promoción de la I+D+I en el sector del hidrógeno verde (Xunta de Galicia, 2023d). Esta iniciativa según se aclara es factible de ser financiada por la línea FID del Ministerio de Ciencia e Innovación en el marco del FEDER 2021-27.

Otra de las iniciativas consiste en subvenciones en carácter de concurrencia competitiva, a proyectos de gases renovables que ha sido lanzadas a través del INEGA y cuenta con una dotación de hasta 5,5 millones de euros para el sector del hidrógeno, con el objetivo de movilizar una cantidad similar de inversión privada (INEGA, 2024b). Las ayudas estaban destinadas a empresas y autónomos interesados en desarrollar proyectos de producción de hidrógeno renovable para su utilización en centros de demanda ubicados en Galicia (INEGA, 2024b). La convocatoria prevé intensidades de ayuda que van desde un 65% del coste elegible para empresas pequeñas hasta un 45% en grandes empresas, además de otorgar mayores puntajes en algunos rubros a la pequeñas empresas, por lo que podría beneficiar los desarrollos en esta tipología. La fecha de postulación cerró en febrero pasado pero no se encuentran publicados los resultados sobre los proyectos beneficiados.

En cuanto a otras fuentes de financiación disponibles para los proyectos de hidrógeno en Galicia, si bien no se ha hecho público por parte de las empresas promotoras de proyectos el acceso a créditos o participación de capital inversor ajeno a la empresa, las principales instituciones de la banca comercial que operan en Galicia (Abanca,

Santander, BBVA, Caixabank y Sabadell) cuentan con líneas de financiación sostenible en las que incluyen proyectos de energía renovable. Un ejemplo de ello es el de Abanca que se presenta como entidad financiera de referencia en renovables, alcanzando una inversión anual del entorno de los 300 a 350 millones de euros, y recientemente ha inaugurado una línea específica de financiación de proyectos de energías renovables denominada *Abanca Energy* (ABANCA, 2023). Esta institución incluso demuestra su apoyo específico al desarrollo del sector del hidrógeno verde ya que es una de las instituciones asociadas a la AGH2.

En lo que refiere a otras figuras del sector financiero que tienen una función de apoyo clave especialmente a proyectos de innovación que puedan nacer de las empresas gallegas como los fondos de capital riesgo o *Business Angels*, su presencia en Galicia e incluso en España es muy limitada a pesar de los beneficios fiscales que ostentan. A su vez, la mayor parte de estas figuras se soportan en fondos públicos, como es el caso de XesGalicia, una sociedad gestora entidades de inversión que alcanzan cerca 200 millones de euros incluyendo: Sodiga, sociedad de capital riesgo para inversiones en empresas con alto potencial de crecimiento; y fondos de inversión colectiva de tipo cerrado para el apoyo a proyectos de innovación, proyectos que apunten a la promoción y desarrollo de la industria gallega, y a emprendedores (Xesgalicia, s.f.).

5.2.3 Social

En el marco de lo social, la industria del hidrógeno verde en Galicia podría contribuir al desarrollo a través de la creación de puestos de trabajo cualificados, que se estiman en el entorno de 2000 sólo considerando los proyectos relevados el presente estudio. Igualmente corresponde hacer notar que si se tienen en cuenta las inversiones asociadas a dichos proyectos la tasa de generación de empleo cercana a 1 por cada millón de euros de inversión no alcanza las predicciones de la UE para el sector, con un impacto modesto en el empleo similar a lo que ocurre en otras iniciativas de energías renovables.

En ese marco, la presencia de importantes centros universitarios y de personal con cualificaciones técnicas y profesionales que hay en Galicia constituyen una buena base para acompañar el desarrollo de esta nueva industria.

Sin embargo, dada la escasa experiencia en industria química y de gases con la que se cuenta en Galicia, es importante llevar a cabo un proceso de recualificación en toda la cadena de valor, y de formación específica para favorecer la empleabilidad del personal gallego en el sector. Desde la Xunta de Galicia, en convenio con asociaciones como la AGH2 y el Clúster de Energías renovables de Galicia, se llevan a cabo desde hace un par de años cursos de especialización destinados a trabajadores dependientes, autónomos y desempleados que pueden contribuir a ese objetivo.

Se requiere también repensar la formación superior de carreras especializadas del rubro de la química, y las ingenierías para formar profesionales con conocimientos más específicos en materia de hidrógeno que puedan integrarse rápidamente en los próximos 3 o 4 años al mercado laboral ingresando en las plantas industriales que primero inicien su operación para adquirir experiencia.

Por otra parte, siendo que las energías renovables normalmente se localizan en zonas rurales, la integración de las plantas de hidrógeno en ese entorno podría contribuir a reactivar estas áreas ofreciendo oportunidades laborales que prioricen la incorporación de la población local. No obstante, de momento la mayor parte de los proyectos que se prevén se localizan en el entorno de los centros urbanos más poblados y puertos con lo cual si no se definen a nivel de la CA planes de ordenación para promover instalaciones en sectores más despoblados podría perderse la oportunidad de contribuir a la fijación de la población en el rural que promueve la industria con la generación de empleo.

Este asunto podría verse aún más agravado por la intensificación de la instalación de energías renovables en las zonas rurales, que constituyen en muchos casos un factor adicional para promover la despoblación. Si bien los aerogeneradores normalmente no ocupan áreas productivas, la energía fotovoltaica que se plantea como complementaria para algunos sitios si suele competir con la actividad agrícola. Además, a pesar de que el recurso hídrico en principio no se presenta como limitante en Galicia, las instalaciones de producción de hidrógeno podrían también competir con otros usos del agua a nivel regional.

Todos esos asuntos se deben atender en el marco de la evaluación de impacto ambiental de los proyectos dado que el impacto social es uno de los aspectos que suele generar mayores controversias y diversidad de opiniones al respecto del despliegue de los proyectos de renovables. Los numerosos conflictos que se han venido suscitando en Galicia con relación a las instalaciones de parques eólicos, que afectan principalmente a la población rural, y que recientemente han tenido una escalada que derivó en la paralización de medio centenar de proyectos por parte del Tribunal Supremo de Justicia Gallego (Muñoz, 2024), son un claro ejemplo de este asunto.

Si bien los colectivos sociales y ambientalistas celebran la decisión, los promotores de proyectos y la Xunta de Galicia plantean su preocupación a raíz de las consecuencias económicas de este conflicto, que particularmente podría poner en riesgo la atracción a nuevos proyectos de hidrógeno e incluso la ejecución de los que ya se han dado a conocer.

En la misma línea se deben considerar las posibles consecuencias vinculadas a instalación de parques eólicos marinos sobre la actividad pesquera, lo cual se suma a los asuntos de jurisdicción estatal como posible barrera al desarrollo de este tipo de instalaciones, con posibles consecuencias en proyectos de hidrógeno dependientes de esta fuente de energía. Luego de que los planes de ordenación del espacio marítimo españoles definieron más de un 50% de las zonas con alto potencial para el desarrollo de la eólica marina, sobre la costa gallega y en muchos casos sobre sitios con alta actividad pesquera, fueron varias las cofradías de pescadores que han puesto objeciones a dicha definición.

A través de la Plataforma Manifiesto de Burela en defensa del sector pesquero del Cantábrico Noroeste, los pescadores han manifestado su rechazo a la instalación de eólica marina en la demarcación noratlántica. Sus principales planteos refieren al impacto sobre la producción de alimentos a raíz de la localización de los parques sobre los caladeros y por las posibles consecuencias en la biodiversidad a causa de la

contaminación acústica, los cambios en la velocidad y dirección de las olas y la alteración de las corrientes marinas, aspectos sobre los que aún no se tiene diagnosticado el posible impacto dado que no existen parques en la condición particular de las costas gallegas (Economía Digital Galicia, 2024).

Los ejemplos anteriores evidencian las deficiencias del sistema para atender las preocupaciones de la sociedad y planificar proyectos que minimicen los impactos negativos y maximicen los beneficios sociales y ambientales. Por ello, la planificación del desarrollo de la economía del hidrógeno en Galicia debe priorizar las necesidades de la comunidad local y desarrollar una cadena de valor en torno al hidrógeno con una fuerte contribución regional. De esta manera, los beneficios económicos de la actividad no solo quedarían en manos de grandes empresas, sino que también favorecerían el desarrollo de la propia CA, contribuyendo a una mayor aceptación social. Además, el desarrollo de estrategias que promuevan la participación temprana de la sociedad, la consideración de sus preocupaciones y el acceso a la información sobre los proyectos son aspectos que podrían favorecer su respaldo.

5.2.4 Tecnológico

En relación al factor tecnológico, la viabilidad de los proyectos de producción de hidrógeno en Galicia es igualmente dependiente de los avances que permiten reducir el CAPEX de las instalaciones, y de contar con suficiente energía eléctrica de bajo costo para operar a bajos OPEX.

En cuanto al primero de los aspectos, el hecho de que las tecnologías de electrólisis y principalmente las de aplicaciones finales para el hidrógeno aún estén en una fase de maduración presenta oportunidades para el sector de la I+D+I gallega en cuanto al desarrollo de proyectos vinculados al sector. Algunos de los proyectos que han sido relevados apuntan al desarrollo tecnológico y al aprovechamiento de capacidades de la CA para la fabricación de tecnología. Tanto las Universidades públicas gallegas como los principales centros tecnológicos de la región (EnergyLab, CETIM, AIMEN, CTAG, CETAQUA) tienen líneas de investigación en esta temática.

En cuanto a tecnologías de producción y celdas combustibles la USC desarrolla proyectos para mejora de materiales, principalmente enfocados a la producción con agua de mar. También se realiza investigación aplicada en cuanto a técnicas de producción de base biológica como la fermentación oscura encabezadas por centros tecnológicos como CETIM y EnergyLab. Se destaca igualmente el importante proyecto de colaboración de España y Portugal en la Euroregión sobre aplicaciones de movilidad denominado Hi_mov en el que participan la USC, CTAG y EnergyLab. En relación al almacenamiento, CETIM realiza estudios sobre materiales avanzados y EnergyLab cuenta con líneas de investigación en cuanto a compresión y verificación de resistencia de estructuras.

Sin embargo, de momento China acapara la mayor parte de los electrolizadores fabricados y es quien tiene los menores costos, haciendo que gran parte de los proyectos europeos dependan de la importación de equipamiento de este país, al igual que ocurre con el sector de la energía eólica, ya muy desarrollado en Galicia. Si bien en términos de patentes relacionadas al hidrógeno la UE está a la delantera, las innovaciones se concentran en Alemania, Francia y Países Bajos. Aunque las economías de permitiesen

mejorar la competitividad de las tecnologías de estos países, permitiendo a Galicia abastecerse de productores más “ceranos”, igualmente la UE mantendría la dependencia del exterior para los minerales necesarios para la fabricación de componentes.

Por otra parte, en relación a la provisión de energía renovable que constituye el principal elemento de costo operativo, a pesar de que Galicia es una de las regiones con mejor recurso energético de la península Ibérica (Blanco Silva & Sarmiento Díez, 2023), se requiere un importante despliegue de nuevas instalaciones de renovables, que implica en el entorno de 2 GW solo para abastecer la producción de hidrógeno objetivo a 2030 de alrededor de 100.000 toneladas, lo cual es más de la mitad de la capacidad de eólica instalada hasta 2023 de 3,9 GW (Red Eléctrica, 2024). Este aspecto podría oficiar como una importante barrera al avance de los proyectos, especialmente atendiendo al requisito de adicionalidad que impone la UE, y a la detenida evolución en las nuevas instalaciones de eólica a raíz de los conflictos sociales y legales anteriormente mencionados.

Una alternativa posible, aprovechando las mejoras tecnológicas en el campo de los aerogeneradores, podría ser la repotenciación de los parques eólicos que están alcanzando el fin de su vida útil, permitiendo obtener mayor cantidad de energía, sin incrementar el área que estos ocupan. Asimismo, se espera que la maduración de la tecnológica de eólica marina flotante permita la instalación de parques en las costas, aunque deberá basarse en tecnologías y estrategias de gestión innovadoras que permitan la convivencia con la actividad pesquera, un sector muy importante en Galicia por sus resultados económicos y por la tradición que implica.

Otra limitante tecnológica importante que se señala desde el sector a la adopción del hidrógeno en varios sectores es la falta de infraestructura de distribución. Esto es especialmente relevante por ejemplo en el caso de los automóviles, ya que hay menos de 1 decena de hidrogeneras en España y ninguna en Galicia, en contraste por ejemplo con las 100 que ya hay en Alemania (AGH2, 2023).

También los especialistas del sector hacen referencia a falencias en las instalaciones eléctricas, sobre las que se señala no tienen suficiente capacidad para soportar la demanda de la transición energética y se requiere duplicar la instalación en todos los núcleos urbanos (Caruncho, 2024). En ese sentido lo que se reclama es inversión pública para asegurar la disponibilidad de infraestructuras que permita atraer la actividad industrial ya que, de lo contrario, es un aspecto que oficia como barrera al desarrollo de los proyectos.

5.2.5 Ambiental

El desarrollo del hidrógeno verde en Galicia enfrenta diversos factores ambientales que actúan tanto como motores como barreras. Entre los factores que impulsan esta industria se encuentra la abundancia de recursos hídricos en la región y su gran potencial en energías renovables, particularmente en energía eólica e hidráulica, ambos factores fundamentales para la generación de hidrógeno verde. Igualmente, la existencia de iniciativas y políticas públicas basadas en objetivos climáticos que apoyan la transición

energética y la descarbonización también contribuye significativamente al desarrollo de esta tecnología.

Sin embargo, este desarrollo no está exento de desafíos. Uno de los principales obstáculos es el impacto ambiental y social de las instalaciones de energías renovables. La construcción de parques eólicos y plantas fotovoltaicas puede competir con tierras productivas y áreas protegidas, afectando tanto el medio ambiente como a las comunidades rurales que dependen de estos territorios para sus actividades económicas, según ya fuera comentado en la sección 5.2.3. Además, aunque Galicia cuenta con abundantes recursos hídricos, la región ha experimentado problemas vinculados a la escasez de agua en algunas regiones en años recientes (Pérez, 2023), lo que podría limitar la disponibilidad de este recurso para la producción industrial de hidrógeno y crear conflictos de uso.

Otro factor importante a considerar es el impacto ambiental aún no completamente cuantificado de la energía eólica marina. La falta de estudios detallados sobre los efectos de estas instalaciones en el ecosistema marino genera incertidumbre y puede provocar resistencia por parte de la población local y los ambientalistas. Mayores detalles al respecto fueron ya expuestos en la sección 5.2.3.

5.2.6 Legal

En términos generales a Galicia le son aplicables las mismas consideraciones y restricciones legales respecto de la categorización del hidrógeno verde que han sido definidas por la UE. En ese sentido, el requisito de adicionalidad podría en algunas condiciones restringir el uso de energía hidráulica para compensar períodos de baja disponibilidad de energía eólica y además le implica un despliegue de instalaciones de renovables más allá del que ya cuenta.

Por otra parte, y según ya fuera comentado hay algunos casos de proyectos de renovables en los que no cuenta con competencias para su aprobación, sino que estas recaen en el gobierno central, requiriendo de herramientas que permitan la coordinación de estos trámites (Blanco Silva & Sarmiento Díez, 2023).

Algunos expertos del sector del hidrógeno en Galicia sostienen que la principal barrera para el desarrollo de proyectos de hidrógeno en Galicia es la falta de seguridad jurídica (Caruncho, 2024). Estos señalan que, aunque la legislación europea es uniforme, su implementación a nivel local enfrenta obstáculos debido a la influencia de grupos opositores y procesos administrativos lentos. Estos aspectos promueven la incertidumbre y podrían desalentar la inversión empresarial, deslocalizando iniciativas hacia otras CA o países.

Sin embargo, varios proyectos de hidrógeno ya han recibido su autorización ambiental sin mayores alegaciones de la población ni retrasos en el proceso vinculados a conflictos sociales, sin perjuicio de lo cual si es cierto que la mayoría de estas iniciativas están ligadas a nuevas instalaciones de energía (principalmente eólica) por lo que los conflictos con ese sector podrían complicar su evolución. Asimismo, también en algún caso, algún grupo se ha manifestado contrario al desarrollo de proyectos como es el caso de la Sociedade Galega de Historia Natural, en relación con el proyecto planteado

por Tasga para Guitiriz y Aranga, a raíz del elevado consumo de agua y su efecto en la biodiversidad por su en cabeceras de cuenca (Brión Insua, 2024).

Algunas designaciones que desde la Xunta se promueven para facilitar la implantación y tramitación de proyectos que cumplen ciertos requisitos específicos y ofrecen ventajas significativas para fomentar el desarrollo económico y la innovación en la región son las declaraciones de Proyectos Industriales Estratégicos (PIE) e Iniciativas Empresariales Prioritarias (IEP). Estas designaciones buscan atraer inversiones, fomentar la competitividad e innovación, y simplificar los procedimientos administrativos, asegurando así un desarrollo económico sostenible en la región.

Los requisitos para estas declaraciones implican valores mínimos de inversión, creación de empleos directos, complementar cadenas de valor estratégicas y contribuir al aprovechamiento de tierras agrarias y forestales (Xunta de Galicia, s.f.b; Xunta de Galicia, s.f.c). Los PIE tienen mayores exigencias en cuanto a estos criterios, normalmente un mínimo de 20 millones de inversión y unos 100 empleos directos, aunque si justifican su interés e impacto significativo para el desarrollo industrial gallego pueden obtener esta declaración proyectos que inviertan un mínimo de 2 millones de euros, creen 25 puestos de trabajo directo y acreciten la titularidad del suelo de implantación del proyecto, condiciones similares a las que se exigen a las IEP (Xunta de Galicia, s.f.b; Xunta de Galicia, s.f.c).

En ambos casos los beneficios otorgan carácter prioritario y reconocen el interés público de los proyectos, reduciendo a la mitad los plazos administrativos. Además en el caso de los PIE otorgan acceso a subvenciones sin concurrencia competitiva y prevalencia sobre el planeamiento urbanístico vigente (Xunta de Galicia, s.f.b; Xunta de Galicia, s.f.c). También pueden recibir la declaración de utilidad pública e interés social, facilitando procesos expropiatorios y la imposición de servidumbres necesarias para su ejecución. Sin embargo, las IEP aún requieren la tramitación municipal para obtener las licencias necesarias, mayor diferencial respecto de los PIE (Xunta de Galicia, s.f.b; Xunta de Galicia, s.f.c).

La gran mayoría de los proyectos de hidrógeno podrían alinearse a estos requisitos, representando una herramienta importante de promoción para su implantación. Entre los proyectos relevados en el presente estudio un total de 3 cuentan con declaración de PIE y 5 de IEP, de los cuales 3 ya cuentan con autorizaciones ambientales aprobadas.

Otro aspecto que podría beneficiar la economía regional, sería establecer una estructura jurídica que asegure que una parte significativa de los beneficios derivados de los proyectos industriales permanezca en Galicia (Blanco Silva & Sarmiento Díez, 2023). La administración autonómica debería liderar esta iniciativa, promoviendo la participación de empresas gallegas en el desarrollo y ejecución de los proyectos.

Motores y barreras al desarrollo el mercado del hidrógeno verde

Tabla 9 Resumen de análisis PESTEL sobre desarrollo de hidrógeno en Galicia. Fuente: Elaboración propia

	Político	Económico	Social	Tecnológico	Ecológico	Legal
Motores	-Marco estratégico de la UE y España - Objetivo Axenda Enerxética 2030 105.000 ton H2 - Alianza Industrial Gallega del H2V colaboración público-privada - Asociaciones como AGH2 y Cluergal	- Recurso renovable abundante, menor LCOE - Apoyo económico como Next Generation (PERTE ERHA), Innovation Fund, FEDER - Potencial desarrollo industrial asociado - Posible exportación por hidroductos y puertos - Demanda interna en refinerías e industria química - Integración de empresas gallegas en CV - Apoyo económico de la Xunta mediante CPI, subvenciones INEGA - Bancos comerciales con líneas de apoyo a renovables	- Creación de empleo en áreas especializadas - Presencia de universidades y algunos cursos técnicos en H2 recientes - Potencial de fijar población en el rural con proyectos	- Oportunidades de I+D+i - Centros tecnológicos y universidades con líneas de desarrollo en H2 - Experiencia en instalaciones de renovables - Infraestructura portuaria disponible - Combinación de eólica e hidráulica en la matriz, con 76% de renovables	- Abundancia de recursos hídricos y energéticos en Galicia - Objetivos de descarbonización de la CA	- Aplican requisitos de RED III y ETS de la UE - Declaraciones de la Xunta de PIE e IEP para simplificar trámites administrativos
Barreras	- Exclusión del H2Med por parte de la UE, Enagás igualmente conectaría - Competencias compartidas en proyectos de eólica con el MITECO	- Escala de los proyectos planteados podría comprometer competitividad - Falta de competitividad del H2V - Limitaciones en la demanda y falta de offtakers confirmados - Alto riesgo limita acceso a financiación de largo plazo - Escasa presencia de capital riesgo y	- El personal requiere recualificación para industria química y H2 - Interferencia de instalaciones de renovables con actividades tradicionales - Conflictos que han paralizado proyectos de eólica - Rechazo de pescadores a la eólica marina	- Falta de competitividad tecnológica de Europa respecto a China - Ausencia de tecnología de electrólisis y FCEVs producidos en Galicia - Bajo nivel de desarrollo tecnológico traducido en patentes en España - Eólica marina flotante aún en etapa de maduración comercial - Ausencia de infraestructura de distribución de H2 - Insuficiente capacidad en redes eléctricas	- Competencia de instalaciones de renovables con áreas protegidas Red Natura 2000 - Eventos de escasez de agua recientes en algunas regiones - Impacto de eólica marina en ecosistemas no del todo estudiado	- Restricciones de adicionalidad y correlación de la UE para renovables - Procesos jurídicos de aprobación de proyectos comprometen garantías de proponentes y sociedad civil

Reflexiones y recomendaciones

6 Principales conclusiones y recomendaciones respecto a los objetivos del trabajo

6.1 Estado actual de desarrollo del hidrógeno verde

Actualmente, el hidrógeno se destina principalmente al consumo industrial en refinerías, fabricación de fertilizantes y productos químicos, con un volumen cercano a las 90 Mt anuales, mayoritariamente obtenido de combustibles fósiles y menos del 1% a través de tecnologías de bajas emisiones. En el contexto de la descarbonización, el hidrógeno bajo en emisiones se perfila como un vector energético crucial para el transporte pesado, la industria del acero y el almacenamiento de energía renovable, donde las baterías presentan limitaciones.

Las principales economías y algunos países en desarrollo apuestan por esta tecnología, que promete movilizar billones de euros y contribuir a la descarbonización. Aunque actualmente el hidrógeno verde no es económicamente competitivo, se espera que la madurez tecnológica y el aumento de precios en los mercados de carbono cambien esta situación antes de 2050. Sin embargo, la incertidumbre sobre la penetración del hidrógeno verde genera variaciones en las demandas proyectadas, estimadas entre 200 y 600 millones de toneladas para 2050.

El sector público destina fondos para cubrir la brecha de costos y permitir el despegue de los primeros proyectos de hidrógeno. No obstante, a pesar de las significativas ayudas, que en algunos casos cubren cerca del 50% de la inversión, las incertidumbres sobre la demanda limitan el compromiso del capital privado y la toma de decisiones finales de inversión, alcanzando solo un 4% de los proyectos anunciados. Se necesita desarrollar mayores incentivos a la demanda y otras ayudas que cubran también los costos operativos. Muchos proyectos se plantean en países en desarrollo, pero la falta de fondos públicos, infraestructura y los altos costos del transporte limitan su implementación, dependiente del comercio internacional. Esto podría retrasar varios

proyectos, aunque también ofrece oportunidades para desarrollar aplicaciones locales y fomentar el desarrollo industrial en estos países.

A pesar de sus aparentes beneficios ambientales, el desarrollo del hidrógeno verde enfrenta desafíos ambientales y sociales. Las instalaciones de energías renovables y la producción de hidrógeno tienen una huella material significativa, presionando el suministro de materiales críticos y afectando a las comunidades locales. Es crucial planificar cuidadosamente para superar estas barreras y minimizar los impactos adversos. En resumen, el desarrollo del hidrógeno verde es prometedor, pero requiere una planificación meticulosa para superar desafíos y contradicciones.

6.2 Motores y barreras para su desarrollo

Actualmente, el hidrógeno se destina principalmente al consumo industrial en refinerías, fabricación de fertilizantes y productos químicos, con un volumen cercano a las 90 Mt anuales, mayoritariamente obtenido de combustibles fósiles y menos del 1% a través de tecnologías de bajas emisiones. En el contexto de la descarbonización, el hidrógeno bajo en emisiones se perfila como un vector energético crucial para el transporte pesado, la industria del acero y el almacenamiento de energía renovable, donde las baterías presentan limitaciones.

Las principales economías y algunos países en desarrollo apuestan por esta tecnología, que promete movilizar billones de euros y contribuir a la descarbonización. Aunque actualmente el hidrógeno verde no es económicamente competitivo, se espera que la madurez tecnológica y el aumento de precios en los mercados de carbono cambien esta situación antes de 2050. Sin embargo, la incertidumbre sobre la penetración del hidrógeno verde genera variaciones en las demandas proyectadas, estimadas entre 200 y 600 millones de toneladas para 2050.

El sector público destina fondos para cubrir la brecha de costos y permitir el despegue de los primeros proyectos de hidrógeno. No obstante, a pesar de las significativas ayudas, que en algunos casos cubren cerca del 50% de la inversión, las incertidumbres sobre la demanda limitan el compromiso del capital privado y la toma de decisiones finales de inversión, alcanzando solo un 4% de los proyectos anunciados. Se necesita desarrollar mayores incentivos a la demanda y otras ayudas que cubran también los costos operativos. Muchos proyectos se plantean en países en desarrollo, pero la falta de fondos públicos, infraestructura y los altos costos del transporte limitan su implementación, dependiente del comercio internacional. Esto podría retrasar varios proyectos, aunque también ofrece oportunidades para desarrollar aplicaciones locales y fomentar el desarrollo industrial en estos países.

A pesar de sus aparentes beneficios ambientales, el desarrollo del hidrógeno verde enfrenta desafíos ambientales y sociales. Las instalaciones de energías renovables y la producción de hidrógeno tienen una huella material significativa, presionando el suministro de materiales críticos y afectando a las comunidades locales. Es crucial planificar cuidadosamente para superar estas barreras y minimizar los impactos adversos. En resumen, el desarrollo del hidrógeno verde es prometedor, pero requiere una planificación meticulosa para superar desafíos y contradicciones.

6.3 Estado de situación del hidrógeno en Galicia

Las estimaciones de la Consellería de Economía, Empresa e Industria en 2022 proyectaban que los proyectos de hidrógeno en Galicia movilizarían unos 3.800 millones de euros mediante alrededor de 50 iniciativas. Sin embargo, no existe información oficial detallada sobre estas iniciativas. La recopilación de datos en este trabajo permitió identificar 28 proyectos, destacando una diversidad de iniciativas como producción de hidrógeno, combustibles derivados, proyectos de I+D+i y fabricación de componentes. Es probable que existan más proyectos no documentados debido a la confidencialidad empresarial.

Ninguno de los proyectos ha entrado en operación y varios están en etapas tempranas de desarrollo. La producción proyectada para finales de la década podría alcanzar más de 50.000 toneladas de hidrógeno verde al año y 400.000 toneladas de combustibles derivados, acercándose al objetivo de 105.000 toneladas para 2030, aunque la inversión estimada (2.000 millones de euros) es menor a lo proyectado. La mayoría de las iniciativas se concentran en zonas urbanas e industriales, limitando su impacto en áreas rurales. La generación de empleo es positiva, aunque varía considerablemente entre proyectos.

El desarrollo del hidrógeno en Galicia está impulsado por políticas gubernamentales favorables y la abundancia de recursos renovables, especialmente energías eólica e hidráulica. La región cuenta con el respaldo de la Alianza Industrial Gallega del Hidrógeno y la AGH2, que promueven la cooperación. Sin embargo, se echa en falta la promoción de valles de hidrógeno, que podrían diversificar aplicaciones y reducir costos y riesgos.

Galicia enfrenta varias barreras para el desarrollo del hidrógeno verde, como la falta de competitividad y las incertidumbres sobre la demanda. La infraestructura actual es insuficiente para la producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno, limitando la adopción masiva. Aunque hay esfuerzos de I+D+i, la dependencia de tecnología importada es alta. Además, existen preocupaciones sobre los impactos ambientales y sociales, especialmente relacionados con la instalación de parques eólicos, que generan descontento social y pueden limitar el avance de proyectos. Superar estas barreras mediante un enfoque coordinado y sostenible permitirá a Galicia aprovechar su potencial energético y definir su posición en la cadena de valor del hidrógeno.

Desde el punto de vista del análisis del sector se cuenta con poca información disponible y sistematizada que permita conocer las principales iniciativas y desarrollos, lo que dificulta dimensionar el grado de avance que tiene la CA en relación con el resto del país y el mundo. Por una parte, si bien se han dado a conocer varias iniciativas de proyectos de investigación sería de interés contar con un mapeo completo de las diversas iniciativas en las que participan los principales departamentos de investigación, universidad y centros tecnológicos para promover su cooperación y la colaboración empresarial. Igualmente, más allá de los factores que hacen a la estrategia de las empresas, el sector público debiera promover una mayor transparencia en las iniciativas, especialmente en el caso de aquellas que reciben tratamiento especial en

cuanto a los trámites y ayudas del sector público. Esto también podría contribuir a una mejor y mayor participación de la sociedad civil en el desarrollo de las iniciativas.

7 Reflexiones finales

El trabajo realiza ha permitido realizar un análisis crítico respecto de los principales factores implicados en el desarrollo del hidrógeno que se presenta como una alternativa tecnológica para la descarbonización. Como todo desarrollo tecnológico-industrial su despliegue no está exento de significativos impactos a nivel económico, ambiental y social. Si bien se resalta el potencial para modificar significativamente la geopolítica energética, reduciendo la dependencia de los países que no cuentan con reservas fósiles, pareciera que la cadena de valor de este energético igualmente perpetúa las dependencias y las complejiza. Esto en tanto a pesar de que la producción de hidrógeno presenta una geografía mucho más distribuida que los otros combustibles, la mayoría de los países dependerán de unos pocos para obtener los materiales y tecnología necesarias.

Es por ello por lo que a pesar de los incentivos internacionales que promueven su desarrollo, cada país o región debe analizar estratégicamente en qué lugar de la cadena de valor debieran localizarse para obtener los mayores beneficios no solo considerando el factor económico sino también promoviendo la preservación de sus ecosistemas y el bienestar de la sociedad. Tal cual está planteado el mercado futuro, si los países en desarrollo no planifican e imponen condiciones tendientes a priorizar el desarrollo de sus capacidades locales y a atraer actividad industrial vinculada al hidrógeno, podría tratarse de una nueva forma de exportación de recursos naturales hacia los países desarrollados que deje apenas una fracción menor de sus beneficios en el territorio afectado.

Finalmente, corresponde hacer notar que algunos aspectos limitaron el desarrollo de este trabajo, especialmente en cuanto a la disponibilidad de información específica sobre proyectos en Galicia. En ese sentido sería de interés poder analizar en profundidad alguna de las principales iniciativas en cuanto a los elementos de viabilidad y financiación de los proyectos, proveedores de tecnología y usuarios finales comprometidos. Esto no pudo concretarse en este trabajo por limitaciones de tiempo y extensión, al igual que porque de momento las empresas manejan con cautela esa información por aspectos estratégicos. Se sugiere profundizar en ello en próximas investigaciones mediante entrevistas con los promotores.

También sería interesante relevar en forma más exhaustiva los esfuerzos de I+D+i que se realizan en Galicia y su vínculo con los desarrollos empresariales, al igual que cuantificar los apoyos económicos disponibles y su relevancia para contribuir a la competitividad de las iniciativas. Asimismo, sería de interés analizar en detalle alguna de las iniciativas en cuanto a su impacto ambiental y social mediante alguna herramienta de LCA, pero para ello se necesita acceder a información en mucho mayor detalle de lo que hay disponible.

Apéndices

Apéndice 1 – Recopilación de costo nivelado del hidrógeno de diversas fuentes

Tecnología	Año	Tipo de dato	Valor	Fuente	Comentario
Azul (GN con CC)	2021	Min	1,5	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 5-15. Costos de capital 6%
Azul (GN con CC)	2021	Máx	3,5	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 5-15. Costos de capital 6%
Azul (GN con CC)	2022	Min	1,8	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 6-36. Costos de capital 6%
Azul (GN con CC)	2022	Máx	7,4	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 6-36. Costos de capital 6%
Azul (GN con CC)	2023	Mejor	2	ESMAP et al., 2023	Costo en mejor locación.
Azul (GN con CC)	2030	Mejor	2	ESMAP et al., 2023	Costo en mejor locación. Emisiones de carbono 100 USD/ton desde 2030 en adelante
Azul (GN con CC)	2030	Min	1	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 1-8. Costos de capital 6%
Azul (GN con CC)	2030	Máx	2,1	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 1-8. Costos de capital 6%
Azul (GN con CC)	2040	Mejor	2	ESMAP et al., 2023	Costo en mejor locación. Emisiones de carbono 100 USD/ton desde 2030 en adelante
Azul (GN con CC)	2050	Mejor	2	ESMAP et al., 2023	Costo en mejor locación. Emisiones de carbono 100 USD/ton desde 2030 en adelante
Elect eólica offshore	2022	Min	4,6	IEA 2023	Eólica offshore (USD/MWh) 50-225, factor de capacidad 32-67%. Costos de capital 6%
Elect eólica offshore	2022	Máx	12	IEA 2023	Eólica offshore (USD/MWh) 50-225, factor de capacidad 32-67%. Costos de capital 6%
Elect eólica offshore	2030	Min	2,1	IEA 2023	Eólica offshore (USD/MWh) 30-125, factor de capacidad 32-67%. Costos de capital 6%
Elect eólica offshore	2030	Máx	7,2	IEA 2023	Eólica offshore (USD/MWh) 30-125, factor de capacidad 32-67%. Costos de capital 6%
Elect eólica onshore	2022	Min	3,8	IEA 2023	Eólica onshore (USD/MWh) 25-130 factor de capacidad 15-53%. Costos de capital 6%
Elect eólica onshore	2022	Máx	12	IEA 2023	Eólica onshore (USD/MWh) 25-130 factor de capacidad 15-53%. Costos de capital 6%
Elect eólica onshore	2030	Min	2	IEA 2023	Eólica onshore (USD/MWh) 25-120, factor de capacidad 15-53%. Costos de capital 6%
Elect eólica onshore	2030	Máx	8,1	IEA 2023	Eólica onshore (USD/MWh) 25-120, factor de capacidad 15-53%. Costos de capital 6%
Elect solar PV	2022	Min	3,8	IEA 2023	Solar PV (USD/MWh) 22-120, factor de capacidad 12-35%. Costos de capital 6%
Elect solar PV	2022	Máx	11,2	IEA 2023	Solar PV (USD/MWh) 22-120, factor de capacidad 12-35%. Costos de capital 6%
Elect solar PV	2030	Min	1,6	IEA 2023	Solar PV (USD/MWh) 13-80, factor de capacidad 12-35%. Costos de capital 6%
Elect solar PV	2030	Máx	5,2	IEA 2023	Solar PV (USD/MWh) 13-80, factor de capacidad 12-35%. Costos de capital 6%
Electrolisis nuclear	2022	Min	3,4	IEA 2023	Costos de capital 6%
Electrolisis nuclear	2022	Máx	7	IEA 2023	Costos de capital 6%
Electrolisis nuclear	2030	Min	2,7	IEA 2023	Costos de capital 6%
Electrolisis nuclear	2030	Máx	6	IEA 2023	Costos de capital 6%
Electrolisis sin especificar	2020	Promedio	5,8	Frieden & Leker, 2024	
Electrolisis sin especificar	2020	Promedio	4,9	IRENA 2020	Inversión 770 USD/MWh, eficiencia 65% (LHV), 53 USD/MWh, horas de operación 3200 (eólica onshore), costo capital 10%
Electrolisis sin especificar	2020	Mejor	2,7	IRENA 2020	Inversión 130 USD/MWh, eficiencia 76% (LHV), 20 USD/MWh, horas de operación 4200 (eólica onshore), costo capital 6%
Electrolisis sin especificar	2020	Máximo	7,2	World Energy Council, 2021	Datos estimados en función del análisis de 8 estudios
Electrolisis sin especificar	2020	Min	3,4	World Energy Council, 2021	Datos estimados en función del análisis de 8 estudios
Electrolisis sin especificar	2020	Promedio	4,1	World Energy Council, 2021	Datos estimados en función del análisis de 8 estudios
Electrolisis sin especificar	2021	Min	2,6	Li et al, 2024	Tecnología Alcalina
Electrolisis sin especificar	2021	Min	4,1	Li et al, 2024	Tecnología PEM
Electrolisis sin especificar	2021	Máx	7,1	Li et al, 2024	Tecnología Alcalina
Electrolisis sin especificar	2021	Máx	10,4	Li et al, 2024	Tecnología PEM
Electrolisis sin especificar	2023	Min	3	ESMAP et al., 2023	
Electrolisis sin especificar	2023	Máx	10,5	ESMAP et al., 2023	
Electrolisis sin especificar	2023	Promedio	5	ESMAP et al., 2023	Estimado del documento y de literatura basado en 26 estudios publicados después de 2021
Electrolisis sin especificar	2023	Min	4,5	Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023	Producción de 1 Mt, energía solar y eólica dedicada
Electrolisis sin especificar	2023	Máx	6,5	Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023	Producción de 1 Mt, energía solar y eólica dedicada
Electrolisis sin especificar	2030	Min	1	ESMAP et al., 2023	
Electrolisis sin especificar	2030	Máx	5	ESMAP et al., 2023	
Electrolisis sin especificar	2030	Promedio	2,4	ESMAP et al., 2023	Promedio de 26 estudios de literatura global
Electrolisis sin especificar	2030	Promedio	3	ESMAP et al., 2023	Estimado del documento
Electrolisis sin especificar	2030	Promedio	4,8	Frieden & Leker, 2024	
Electrolisis sin especificar	2030	Min	2,5	Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023	Producción de 1 Mt, energía solar y eólica dedicada
Electrolisis sin especificar	2030	Máx	4	Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023	Producción de 1 Mt, energía solar y eólica dedicada
Electrolisis sin especificar	2030	Min	4,5	Li et al, 2024	Tecnología PEM
Electrolisis sin especificar	2030	Máx	6,5	Li et al, 2024	Tecnología PEM
Electrolisis sin especificar	2030	Min	2,1	World Energy Council, 2021	Datos estimados en función del análisis de 8 estudios
Electrolisis sin especificar	2030	Máx	6	World Energy Council, 2021	Datos estimados en función del análisis de 8 estudios
Electrolisis sin especificar	2030	Promedio	3	World Energy Council, 2021	Datos estimados en función del análisis de 8 estudios
Electrolisis sin especificar	2040	Min	1	ESMAP et al., 2023	
Electrolisis sin especificar	2040	Máx	4,5	ESMAP et al., 2023	
Electrolisis sin especificar	2040	Promedio	1,5	ESMAP et al., 2023	Promedio de 26 estudios de literatura global
Electrolisis sin especificar	2040	Promedio	2,25	ESMAP et al., 2023	Estimado del documento
Electrolisis sin especificar	2050	Min	0,8	ESMAP et al., 2023	
Electrolisis sin especificar	2050	Máx	3,5	ESMAP et al., 2023	
Electrolisis sin especificar	2050	Promedio	1	ESMAP et al., 2023	Promedio de 26 estudios de literatura global
Electrolisis sin especificar	2050	Promedio	2	ESMAP et al., 2023	Estimado del documento
Electrolisis sin especificar	2050	Promedio	2,9	Frieden & Leker, 2024	
Electrolisis sin especificar	2050	Mejor	2,0	Frieden & Leker, 2024	Asia
Electrolisis sin especificar	2050	Min	1,5	Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023	Producción de 1 Mt, energía solar y eólica dedicada
Electrolisis sin especificar	2050	Máx	2,6	Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2023	Producción de 1 Mt, energía solar y eólica dedicada
Electrolisis sin especificar	2050	Mejor	0,8	IRENA 2020	
Electrolisis sin especificar	2050	Promedio	1,2	IRENA 2020	
Electrolisis sin especificar	2050	Máximo	4,8	World Energy Council, 2021	Datos estimados en función del análisis de 8 estudios
Electrolisis sin especificar	2050	Min	1,5	World Energy Council, 2021	Datos estimados en función del análisis de 8 estudios
Electrolisis sin especificar	2050	Promedio	2,5	World Energy Council, 2021	Datos estimados en función del análisis de 8 estudios
Gris (GN sin CC)	2021	Min	1	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 5-15. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2. Costos de capital 6%
Gris (GN sin CC)	2021	Máx	2,5	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 5-15. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2. Costos de capital 6%
Gris (GN sin CC)	2022	Min	1,2	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 6-36. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2. Costos de capital 6%
Gris (GN sin CC)	2022	Máx	6,1	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 6-36. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2. Costos de capital 6%
Gris (GN sin CC)	2023	Mejor	1	ESMAP et al., 2023	Costo en mejor locación.
Gris (GN sin CC)	2030	Mejor	2	ESMAP et al., 2023	Costo en mejor locación. Emisiones de carbono 100 USD/ton desde 2030 en adelante
Gris (GN sin CC)	2030	Min	0,5	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 1-8. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2. Costos de capital 6%
Gris (GN sin CC)	2030	Máx	2,7	IEA 2023	Precio gas natural (USD/Mbtu) 1-8. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2. Costos de capital 6%
Gris (GN sin CC)	2040	Mejor	2	ESMAP et al., 2023	Costo en mejor locación. Emisiones de carbono 100 USD/ton desde 2030 en adelante
Gris (GN sin CC)	2050	Mejor	2	ESMAP et al., 2023	Costo en mejor locación. Emisiones de carbono 100 USD/ton desde 2030 en adelante
Marrón b(carbón sin CC)	2021	Min	1,8	IEA 2023	Precio carbon (USD/ton) 40-180. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2 Costos de capital 6%
Marrón b(carbón sin CC)	2021	Máx	3,4	IEA 2023	Precio carbon (USD/ton) 40-180. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2 Costos de capital 6%
Marrón b(carbón sin CC)	2022	Min	1,9	IEA 2023	Precio carbon (USD/ton) 50-360. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2 Costos de capital 6%
Marrón b(carbón sin CC)	2022	Máx	4,8	IEA 2023	Precio carbon (USD/ton) 50-360. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2 Costos de capital 6%
Marrón b(carbón sin CC)	2030	Min	1,9	IEA 2023	Precio carbon (USD/ton) 30-70. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2 Costos de capital 6%
Marrón b(carbón sin CC)	2030	Máx	4,8	IEA 2023	Precio carbon (USD/ton) 30-70. Emisiones entre 15-140 USD/tonCO2 Costos de capital 6%

Apéndice 2 – Información sobre proyectos en Galicia

[illegible]

Motores y barreras al desarrollo el mercado del hidrógeno verde

Identificación		Localización	Descripción	Categorización	Estado	Capacidad	Producto	Características principales		Plano de ejecución	Presupuesto	Fuentes de financiamiento	Proyecto estratégico	Impactos relevantes	Otras	Otros datos	Fuentes consultadas	
Nombre	Proponente							Forma de energía	Tecnología asociada									Destino/uso previsto
H2 ENDESA	Endesa	Atlix, Puebla	Producción de H2 verde	Ancorado	En trámite	10.000	Hidrógeno verde	Serpierman electrolizador 411 MW con 10 inversores a 70MW	Electrolizador 200 MW	Enero 2023	Diciembre 2024	127.000.000				130 directos, 1000 en construcción	Negociación con el sector para el H2	Declaración 2022, El Progreso (2023)
Che H2	NORIENTE Energía	Agüilero, Jalisco	Red de Producción de Hidrógeno en el CEE	Producción de H2 verde	En trámite	Fase 1: 1 Fase 2: 3	Hidrógeno verde	Fase 1: 100 MW y Fase 2: 250 MW, accionados por fuentes renovables (eólica, hidroeléctrica y solar)	Electrolizador PEM Fase 1: 100 MW Fase 2: 250 MW	2025-2026 (Fase 1) 2027 (Fase 2)		4.700.000				Presidente autoriza la administración industrial	La Voz Lago (2024) Nororient Energía S.L.	
H2 VERDE CRUCES	REGA Renovables S.L.	Villa de Chaves, Asturias	Producción de H2 verde	En trámite	En trámite	87	Hidrógeno verde	Central hidroeléctrica	Electrolizador Alkalino									Declaración 5, (2023) Ruta de Galicia (2024)
H2 POLE	REGADORA y SP Renovables	Atlix, Puebla	Planta de producción de H2 verde	Producción de H2 verde	En trámite	Fases de 20, 30, 30 y 100 MW 10.000 toneladas	Hidrógeno verde	Central hidroeléctrica de bombeo y parque eólico	Electrolizadores PEM		2026	156.000.000	15.000.000				49 empleos directos y 100 indirectos	Parque Polesa (2023) Regenera (2023, 26 de octubre)
Green H2 Longevity	ELCHOR ENERGY, COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA RENOVABLE S.A. DE CV	Punta Langueira, Asturias	Hidrógeno Verde para la movilidad en el CEE	Producción de H2 verde	En trámite	1 MW (17 t/año)	Hidrógeno verde	Centro de transformación (CT) del Parque Eólico Punta Langueira (Bachín)	Electrolizador PEM									Declaración 5, (2023) Ruta de Galicia (2024)
Atlix H2V	Atlix H2V	Atlix, A Coruña	Planta de producción de H2 verde	Producción de H2 verde	Planificado	2500 toneladas	Hidrógeno verde	Parque eólico de 100 MW y planta de producción de H2 verde	Electrolizador Alkalino		2027	45.000.000					25 empleos directos en el proyecto	Galicia Press (2023) La Voz Santiago (2023)
Farm de la energía verde	Reactor de Energía Verde, S.L.	Ferrol, A Coruña	Producción de H2 verde	Producción de H2 verde	Planificado	1000 toneladas	Hidrógeno verde	Volts, energía renovable de mar	Aplicaciones de H2 verde								20 empleos directos en el proyecto	Adrián Pousa (2023)
H2 Matarra	Naturgy, Repsol y Regenera	Castellón, A Coruña	Producción de H2 verde	Producción de H2 verde	En trámite	Fase 1: 30 MW Fase 2: 30 MW Fase 3: 30 MW 30.000 toneladas	Hidrógeno verde	Electrolizador Alkalino	Electrolizador Alkalino	Enero 2023	Diciembre 2026	67.000.000	15.000.000				238 directos en construcción y 100 indirectos	Secretaría General de Industria y Energía
Sistema de Energía Verde	REGA Renovables S.L.	Castellón, A Coruña	Producción de H2 verde	Producción de H2 verde	En trámite	10 MW (2000 toneladas)	Hidrógeno verde	Electrolizador Alkalino	Electrolizador Alkalino	No define							Trabaja en la gestión de la instalación de la planta de producción de H2 verde	Declaración 5, (2023) Ruta de Galicia (2024)
QUANTUM GROUP	QUANTUM GROUP	Castellón, A Coruña	Producción de H2 verde	Producción de H2 verde	Ancorado		Hidrógeno verde y amoníaco	Electrolizador Alkalino	Electrolizador Alkalino									Declaración 5, (2023) Ruta de Galicia (2024)
ALBERTO	ALBERTO	Castellón, A Coruña	Producción de H2 verde	Producción de H2 verde	En trámite	211	Hidrógeno verde	Electrolizador Alkalino	Electrolizador Alkalino	Diciembre 2024	Enero 2026	6.000.000	2.000.000				20 directos, 47 indirectos	Adrián Pousa (2023) Ruta de Galicia (2024)
H2 PUERTO DE FERROL	PUERTO DE FERROL	Ferrol, A Coruña	Producción de H2 verde	Producción de H2 verde	En trámite	300 toneladas	Hidrógeno verde	Electrolizador Alkalino	Electrolizador Alkalino									Adrián Pousa (2023)
Producción de H2 verde	Producción de H2 verde	Castellón, A Coruña	Producción de H2 verde	Producción de H2 verde	Planificado	157 toneladas	Hidrógeno verde	Electrolizador Alkalino	Electrolizador Alkalino									Declaración 5, (2023) Ruta de Galicia (2024)
H2 PROYECTO	H2 PROYECTO	Castellón, A Coruña	Producción de H2 verde	Producción de H2 verde	En trámite	Max: 37 A Neta (200 toneladas)	Hidrógeno verde en el gas natural	Electrolizador Alkalino	Electrolizador Alkalino									Declaración 5, (2023) Ruta de Galicia (2024)

Bibliografía

- ABANCA. (2023, 1 junio) *Nace ABANCA energy para apoyar a empresas y familias en la transición energética.* ABANCA Comunicación. <https://comunicacion.abanca.com/es/noticias/nace-abanca-energy-para-apoyar-a-empresas-y-familias-en-el-proceso-de-transicion-energetica>
<https://comunicacion.abanca.com/es/noticias/nace-abanca-energy-para-apoyar-a-empresas-y-familias-en-el-proceso-de-transicion-energetica/>
- AENOR. (2024, 26 febrero). *ISO/TS 19870: Determinación de emisiones GEI en la industria del hidrógeno.* AENOR. <https://tienda.aenor.com/Paginas/Noticias/isots-19870-determinacion-de-emisiones-gei-en-la-industria-del-hidrogeno-.aspx?TermStoreId=30422a6b-6877-4e28-82d6-96d5dac7e3b1&TermSetId=c0c24438-f227-4594-9eb7-30942b744d4d&TermId=204f25fb-4e3b-4219-b622-1c072018e26d>
- African Hydrogen Partnership. (2024) *African hydrogen partnership | About.* African Hydrogen Partnership. Recuperado 10 de Julio de 2024 de <https://ahp.africa/>
- Agora Industry, & Umlaut. (2023). *Levelised cost of hydrogen. making the application of the LCOH concept more consistent and more useful.* (No. 301/05-I-2023/EN). <https://www.agora-energie.wende.org/publications/levelised-cost-of-hydrogen>
- Ahmed, F. (2023). National green hydrogen council approves green hydrogen strategy | Egypt oil & gas. *Egypt Oil & Gas*, <https://egyptoil-gas.com/news/national-green-hydrogen-council-approves-green-hydrogen-strategy/>
- Akhtar, M. S., Khan, H., Liu, J. J., & Na, J. (2023). Green hydrogen and sustainable development – A social LCA perspective highlighting social hotspots and geopolitical implications of the future hydrogen economy. *Journal of Cleaner Production*, 395, 136438. <https://10.1016/j.jclepro.2023.136438>
- AlAzme, F., Della Vigna, M., Darwich, D., Jimma, W., Mohsin, W., Mehta, N., Revich, J., Mehta, H., Shalaeva, A., & Bocharnikova, Y. (2023). *The rise in low-carbon capex.* Goldman Sachs. <https://www.goldmansachs.com/intelligence/pages/gcc-capex-wave-series-the-rise-in-low-carbon-capex.html>
- Alverà, M. (2021). *The hydrogen revolution: A blueprint for the future of clean energy.* Hachette UK.

- Arrigoni, A., Dolci, F., Ortiz Cebolla, R., Weidner, E., D'agostini, T., Eynard, U., Santucci, V., & Mathieux, F. (2024). Environmental life cycle assessment (LCA) comparison of hydrogen delivery options within Europe. JRC Publications Repository. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC137953>
- Asociación Española del Hidrógeno. (2023). *Análisis del censo de proyectos*. Madrid: Autor. https://aeh2.org/wp-content/uploads/2023/07/AeH2_Informe-Censo-de-Proyectos-1.pdf
- Asociación Gallega del Hidrógeno (2023, 26 Abril). *Entrevista Luis Moreno, director del CTAG - AGH2*. Asociación Gallega del Hidrógeno. Recuperado 6 de Julio de 2024 de <https://agh2.org/luis-moreno-director-del-centro-tecnologico-de-automocion-de-galicia-ctag-es-necesario-desarrollar-las-capacidades-industriales-en-hidrogeno-para-evitar-la-dependencia-tecnologica-del-ext/>
- Asociación Gallega del Hidrógeno (s.f.). *Proyecto*. Asociación Gallega del Hidrógeno-AGH2. Recuperado 6 de Julio de 2024 de <https://agh2.org/proyectos-asociacion-gallega-del-hidrogeno-agh2/>
- Autoridad Portuaria de Ferrol-San Cibrao. (2022, 27 julio). El puerto de Ferrol, faro de la energía verde. *Autoridad Portuaria de Ferrol-San Cibrao Noticias* <https://www.apfsc.com/el-puerto-de-ferrol-faro-de-la-energia-verde/>
- Autoridad Portuaria de Ferrol-San Cibrao. (2023, 24 marzo). La autoridad portuaria de Ferrol-san cibrao tramita la instalación de una estación de servicio de hidrógeno verde en el puerto interior. *Autoridad Portuaria de Ferrol-San Cibrao Noticias*. <https://www.apfsc.com/la-autoridad-portuaria-de-ferrol-san-cibrao-tramita-la-instalacion-de-una-estacion-de-servicio-de-hidrogeno-verde-en-el-puerto-interior/>
- Autoridad Portuaria de Vigo. (2023, 2 marzo). Ya es oficial: El puerto de Vigo dispondrá del primer dispensador de hidrógeno verde de acceso público en Galicia y uno de los primeros en España. *Noticias de la Autoridad Portuaria*. <https://www.apvigo.es/es/paginas/noticias/app1/noticias/ver/566/ya-es-oficial-el-puerto-de-vigo-dispondra-del-primer-dispensador-de-hidrogeno-verde-de-acceso-publico-en-galicia-y-uno-de-los-primeros-en-espana>
- Bhashyam, A. (2023, 23 Agosto). *Hydrogen subsidies skyrocket to \$280 billion with US in the lead*. BloombergNEF. <https://about.bnef.com/blog/hydrogen-subsidies-skyrocket-to-280-billion-with-us-in-the-lead/>
- Blanco Silva, F., & Sarmiento Díez, O. (2023). O hidróxeno como oportunidade estratéxica para a economía galega. *Documentos De Traballo. Análise Económica*, (75), 1-31. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=9065291&orden=0&info=link> <https://dialnet.unirioja.es/servlet/extart?codigo=9065291>
- BloombergNEF (2020). *Hydrogen Economy Outlook. Key Messages*. © Bloomberg Finance L.P.2020 <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

- Bressant, C & Chvika, E. (2024, 17 junio). How banks can support private financing of 'green' hydrogen. *Pinsent Masons*. <https://www.pinsentmasons.com/out-law/analysis/how-banks-support-private-financing-green-hydrogen>
- Brión Insua, R. (2024, 16 Junio). La SGHN se opone a la localización de la planta de hidrógeno planteada en Guitiriz y Aranga. *Galicia Press* <https://www.galiciapress.es/articulo/empresas/2024-06-16/4871694-sghn-e-opone-localizacion-planta-hidrogeno-planteada-guitiriz-aranga>
- Caruncho, J. (2024, 27 Marzo). Seguridad, independencia e infraestructuras, claves del futuro energético e industrial gallego. *La Opinión A Coruña* <https://www.laopinioncoruna.es/galicia/2024/03/27/seguridad-independencia-infraestructuras-claves-futuro-100010939.html>
- Clean Hydrogen Joint Undertaking. (2022). *Annex to GB decision no. clean hydrogen-GB-2022-02. strategic research and innovation agenda 2021-2027*. Clean Hydrogen Partnership. <https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2022-02/Clean%20Hydrogen%20JU%20SRIA%20-%20approved%20by%20GB%20-%20clean%20for%20publication%20%28ID%2013246486%29.pdf>
- Clean Hydrogen Joint Undertaking. (2023). *Awareness of hydrogen technologies: Survey report*. Clean Hydrogen Partnership. https://www.clean-hydrogen.europa.eu/media/publications/awareness-hydrogen-technologies-survey-report_en
- Clean Hydrogen Partnership. (s.f.). *Financial tools and incentives*. European Hydrogen Observatory. Recuperado 24 Junio 2024 de <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/financial-tools-and-incentives#:~:text=Following%20an%20assessment%20by%20the,8.8%20billion%20in%20private%20investments.>
- COAG Energy Council Hydrogen Working Group. (2019). *Australia's national hydrogen strategy*. Department of Industry, Innovation and Science Australian Government. <https://www.dccew.gov.au/sites/default/files/documents/australias-national-hydrogen-strategy.pdf>
- Collins, L. (2023, 3 Mayo). World's largest solid-oxide hydrogen electrolyser installed at nasa facility in California. *Hydrogen Insight*. Recuperado 5 de Junio 2024 de <https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/world-s-largest-solid-oxide-hydrogen-electrolyser-installed-at-nasa-facility-in-california/2-1-1445358>
- Comisión Europea. (2024, 30 Abril). *European hydrogen bank auction provides €720 million for renewable hydrogen production in Europe*. European Commission Press Corner. Recuperado 25 de Junio 2024 de https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_24_2333
- Comisión Europea. (s.f.). *Ley europea del clima*. Comisión Europea. Recuperado 25 de Abril 2024 de https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-climate-law_es

- Consejo de la Unión Europea. (2024, enero). *Fit for 55: Increasing the uptake of greener fuels in the aviation and maritime sectors*. Consejo de la Unión Europea. <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/fit-for-55-refueu-and-fueu/>
- Consellería de Economía Industria e Innovación (2023, 23 octubre). DOG 201 del 23/10/2023 - RESOLUCIÓN de 14 de septiembre de 2023, de la Dirección General de Planificación Energética y Recursos Naturales, por la que se otorga la autorización administrativa previa y se aprueba el proyecto de ejecución de la infraestructura gasista consistente en un módulo de mezcla e inyección, en la red de distribución de gas natural en Lugo, del hidrógeno verde producido en el centro de innovación Norvento energía en Lugo, promovida por la empresa Nedgia Galicia, S.A. (expediente IN627A 2023/3-0). Diario Oficial Galicia https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2023/20231023/AnuncioG0692-180923-0012_es.html
- De Aragón, E. (2023, 29 marzo). Zona franca de Vigo despliega una planta de hidrógeno híbrida. *H2 Hidrógeno Verde* <https://hidrogeno-verde.es/zona-franca-vigo-plantas-h2-y-fotovoltaica/>
- De Aragón, E. (2024, 19 enero). La Xunta de Galicia declara IEP el proyecto de Greenalia y P2X. *H2 Hidrógeno Verde*. <https://hidrogeno-verde.es/xunta-galicia-proyecto-breogan-greenalia-y-p2x-europe/>
- Díaz Pardo, C., & Ares Heres, P. (2023, 12 octubre). Así es la 'red verde' entre Inditex y el puerto de A coruña para lograr la autosuficiencia energética. *Economía Digital Galicia* <https://www.economiadigital.es/galicia/empresas/red-verde-inditex-puerto-coruna-2.html>
- Dirección General de Energía de la Comisión Europea. (2020a). *COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES impulsar una economía climáticamente neutra: Una estrategia de la UE para la integración del sistema energético*. Eur-Lex <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=COM:2020:299:FIN>
- Dirección General de Energía de la Comisión Europea. (2020b). *COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301> Eur-Lex. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>
- DNV. (2022). *Hydrogen forecast to 2050*. Noruega: Autor <https://www.dnv.com/news/hydrogen-at-risk-of-being-the-great-missed-opportunity-of-the-energy-transition-226628/>
- Economía Digital Galicia. (2022, 3 junio). Alianza de gigantes en ferrol: Navantia, Repsol y Enagás proyectan una planta de electrolizadores. *Economía Digital Galicia*, <https://www.economiadigital.es/galicia/empresas/alianza-de-gigantes-en-ferrol-navantia-repsol-y-enagas-proyectan-una-planta-de-electrolizadores.html>

- Economía Digital Galicia. (2023, 13 julio). Bruselas financiará las plantas de metanol de Forestal del Atlántico, Iberdrola y Foresa. *Economía Digital Galicia*, <https://www.economiadigital.es/galicia/empresas/bruselas-financiara-los-proyectos-en-galicia-de-forestal-del-atlantico-iberdrola-y-foresa.html>
- Economía Digital Galicia. (2024, 6 Abril). El sector pesquero protesta en Burela contra la eólica marina: “Es incompatible con la biodiversidad”. *Economía Digital Galicia*, <https://www.economiadigital.es/galicia/empresas/sector-pesquero-burela-eolica-marina.html>
- El Progreso (2021). La planta de hidrógeno que Endesa promueve en As Pontes será de las más eficientes de España. *El Progreso* <https://www.elprogreso.es/articulo/a-chaira/planta-hidrogeno-endsa-promueve-pontes-sera-mas-eficientes-espana/202104171617311497687.html>
- Endesa. (2022, 19 septiembre). Futur-e in As Pontes. *Endesa Projects*, <https://www.endesa.com/en/projects/all-projects/energy-transition/futur-e/as-pontes-project>
- Energy Sector Management Assistance Program, Organisation for Economic Co-operation and Development, Global Infrastructure Facility, & Hydrogen Council. (2023). *Scaling hydrogen financing for development*. ESMAP Paper. © Washington, DC: World Bank. <http://hdl.handle.net/10986/41125> License: CC BY 3.0 IGO.
- Europa Press. (2023, 26 octubre). Declaración de impacto ambiental favorable para la planta de hidrógeno verde en as Pontes. *Europa Press Galicia*, <https://www.europapress.es/galicia/digital-01089/noticia-declaracion-impacto-ambiental-favorable-planta-hidrogeno-verde-as-pontes-20231026121247.html>
- European Commission, Directorate-General for Energy, Cihlar, J., Villar Lejarreta, A., Wang, A. et al., Hydrogen generation in Europe – Overview of costs and key benefits, Publications Office, 2020, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/122757>
- European Investment Bank. (2024, *Green hydrogen trust fund*. Retrieved 24/06/24, from <https://www.eib.org/en/products/mandates-partnerships/donor-partnerships/trust-funds/green-hydrogen-fund>
- Federal Ministry of Education and Research Germany. (2022, 16 Mayo). *National hydrogen strategy: Green hydrogen as energy source of the future*. BMBF News. <https://www.bmbf.de/bmbf/en/news/national-hydrogen-strategy.html#:~:text=The%20National%20Hydrogen%20Strategy%20integrates,to%20become%20a%20new%20brand.>
- Fernández, F., & Cabrero, S. (2022, 3 noviembre). Maersk elige el potencial eólico de Galicia para fabricar metanol verde. *La Voz De Galicia* <https://www.lavozdeg Galicia.es/noticia/economia/2022/11/03/maersk-impulsara-galicia-andalucia-megaproyecto-biocombustibles-10000-millones-euros/00031667475361758298515.htm>

- Frieden, F., & Leker, J. (2024). Future costs of hydrogen: A quantitative review. *Sustainable Energy Fuels*, 8(9), 1806-1822. <https://10.1039/D4SE00137K>
- Galicia Press. (2023, 14 diciembre). La planta de hidrógeno verde Arteixo H2V avanza tras respaldo de la Xunta y del estado. *Galicia Press* <https://www.galiciapress.es/articulo/economia/2023-12-14/4650333-declarada-iniciativa-empresarial-prioritaria-construccion-planta-hidrogeno-verde-arteixe>
- García, D. (2024, 29 febrero). La inversión de la planta de hidrógeno de Fistera energy en A coruña será finalmente de 1.100 millones. *La Voz De Galicia* <https://www.lavozdeg Galicia.es/noticia/coruna/coruna/2024/02/29/inversion-1100-millones-planta-hidrogeno-puerto-exterior-coruna/00031709200887345885913.htm>
- Gobierno de Canadá. (2020). HYDROGEN STRATEGY FOR CANADA. Seizing the opportunities for hydrogen. A call for action. Gobierno de Canadá. <https://natural-resources.canada.ca/climate-change/canadas-green-future/the-hydrogen-strategy/23080>
- Gobierno de Emiratos Árabes Unidos. (2024, 7 Mayo). *National hydrogen strategy*. The Official Portal of the UAE. <https://u.ae/en/about-the-uae/strategies-initiatives-and-awards/strategies-plans-and-visions/environment-and-energy/national-hydrogen-strategy#:~:text=The%20National%20Hydrogen%20Strategy%202050,producers%20of%20hydrogen%20by%202031>.
- Gobierno de España. (2023, junio 28). *El gobierno lanza a consulta pública la actualización del plan nacional integrado de energía y clima*. Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia. Gobierno de España. Recuperado el 27 de Abril 2024 de <https://planderecuperacion.gob.es/noticias/gobierno-lanza-consulta-publica-actualizacion-plan-nacional-integrado-energia-clima-prtr>
- Gobierno de Estados Unidos de América. (2023). U.S. national clean hydrogen strategy and roadmap. Hydrogen Program: Energy.gov <https://www.hydrogen.energy.gov/library/roadmaps-vision/clean-hydrogen-strategy-roadmap>
- Gobierno de Francia. (2020). Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France. Dossier de presse. Gobierno de Francia. https://www.iphe.net/files/ugd/45185a_eb89c38fe1b1418db4b36ee110ac8e32.pdf
- Greenalia. (2023, 24 octubre). Greenalia y P2X-Europe solicitan que su proyecto para producir e-fuels en Galicia sea iniciativa empresarial prioritaria. *Greenalia The Green Company*. <https://greenalia.es/noticia/greenalia-y-p2x-europe-solicitan-que-su-proyecto-breogan-para-producir-efuels-neutros-en-co2-en-galicia-sea-clasificado-como-iniciativa-empresarial-prioritaria/>
- Greenesal. (2022, 25 octubre). Apostamos por el concepto HYDROGENSET. HYDROGENSET - Greenesal. <https://greenesal.com/tag/hydrogenset/>

- Gül, T., & van Hulst, N. (2023, 29 junio). *Why clearer terminology for hydrogen could unlock investment and scale up production analysis*. International Energy Agency. Recuperado 21 Abril 2024 de <https://www.iea.org/commentaries/why-clearer-terminology-for-hydrogen-could-unlock-investment-and-scale-up-production>
- Gulli, C., Wilthaner, M., Waardenburg, M., Noffsinger, J., & Heid, B. (2024). *Global energy perspective 2023: Hydrogen outlook*. McKinsey & Company. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023-hydrogen-outlook>
- H2LAC (s.f.). *Plataforma para el desarrollo del hidrógeno verde en Latinoamérica y el caribe*. H2LAC. Recuperado el 10 de Julio de 2024 de <https://h2lac.org/>
- Hanusch, F., & Schad, M. (2021). Hydrogen research: Technology first, society second? *GAIA - Ecological Perspectives on Science and Society*, 30, 82-86. <https://10.14512/gaia.30.2.5>
- Hi_MOV (s.f.) Proyecto – HI_MOV. *Hi_mov Corredor Tecnológico Transfronterizo de Movilidad con Hidrógeno Renovable*. Recuperado 7 de julio 2024 de <https://himov.eu/proyecto/>
- Hieminga, G., & Zhang, C. (2024, 29 enero). *A return to reality in the path towards scaling up hydrogen*. Economic and Financial Analysis Division of ING Bank N.V. <https://think.ing.com/articles/hold-back-to-reality-paving-the-way-for-future-growth-in-hydrogen/>
- Hydrogen Council & McKinsey & Company. (2021). *Hydrogen for net zero: A critical cost-competitive energy vector*. Hydrogen Council. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf>
- Hydrogen Council & McKinsey & Company. (2022). *Global hydrogen flows: Hydrogen trade as a key enabler for efficient decarbonization*. Hydrogen Council. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2022/10/Global-Hydrogen-Flows.pdf>
- Hydrogen Council & McKinsey & Company. (2023a). *Global hydrogen flows - 2023 update. considerations for evolving global hydrogen trade*. Hydrogen Council <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2023/11/Global-Hydrogen-Flows-2023-Update.pdf>
- Hydrogen Council, & McKinsey & Company. (2023b). *Hydrogen insights 2023. the state of the global hydrogen economy with a deep dive into renewable hydrogen cost evolution*. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2023-december-update/>
- Hydrogen Europe. (2024). *Clean hydrogen production pathways report 2024*. Hydrogen Europe. https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2024/06/2024_H2E_CleanH2ProductionPathwaysReport.pdf
- Iberdrola. (2022, 22 setiembre). Iberdrola y Foresa avanzan en su alianza para liderar la producción de metanol verde en España - Iberdrola. *Iberdrola*.

- <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-y-foresa-avanzan-en-su-alianza-para-liderar-produccion-metanol-verde-espana>
- Iberdrola. (2024). E-Methanol GREEN MEIGA Project. *Iberdrola*. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/green-meiga>
- Iberdrola. (s.f.). *Iberdrola construye la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa*. Iberdrola. Recuperado 20 de Junio de 2024 de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>
- IGNIS. (2023, 8 abril). IGNIS promueve una nueva planta de amoniaco verde en Galicia. *IGNIS - Noticias*. <https://ignis.es/ignis-planta-de-amoniaco-verde-galicia/>
- Interempresas. (2023, 20 febrero). Soermar participa en diversos proyectos tecnológicos aplicados al naval - industria naval. *Interempresas Industria Naval*. <https://www.interempresas.net/construccion-naval/Articulos/467470-Soermar-participa-en-diversos-proyectos-tecnologicos-aplicados-al-naval.html>
- International Energy Agency. (2020). *Iron and steel technology roadmap*. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/eb0c8ec1-3665-4959-97d0-187ceca189a8/Iron_and_Steel_Technology_Roadmap.pdf
- International Energy Agency (2023). *Global hydrogen review 2023*. (CC BY 4.0). Paris: Autor <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>
- International Maritime Organization. (2023) *2023 IMO strategy on reduction of GHG emissions from ships*. International Maritime Organization. Recuperado el 21 de Junio de 2024 de <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/2023-IMO-Strategy-on-Reduction-of-GHG-Emissions-from-Ships.aspx>
- Instituto Energético de Galicia [INEGA] (2024a) *Evolución de la energía en Galicia*. Instituto Enerxético de Galicia. Recuperado 4 de Julio de 2024 de <https://www.inega.gal/es/publicaciones/energia-en-galicia/evolucion-de-la-energia-en-galicia>
- Instituto Energético de Galicia [INEGA] (2024b) *Subvenciones para proyectos de gases renovables para el año 2024 - IN421Z*. Instituto Enerxético de Galicia. Recuperado el 6 de julio de 2024 de <https://www.inega.gal/es/ayudas/subvenciones-para-proyectos-de-gases-renovables-para-el-ano-2024-in421z#acceso-rapido-1>
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2018). *Calentamiento global de 1,5 °C Resumen para responsables de políticas*. Intergovernmental Panel on Climate Change. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/09/SR15_Summary_Volume_spanish.pdf
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2023). *Climate change 2023: Synthesis report. contribution of working groups I, II and III to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change*. Geneva, Switzerland: Autor.

<https://10.59327/IPCC/AR6-9789291691647> <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>

International Renewable Energy Agency (2020). *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal*. Abu Dhabi: Autor https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

International Renewable Energy Agency (2022). Geopolítica de la transformación energética: El factor hidrógeno. (). Abu Dhabi: Autor. <https://search.proquest.com/docview/2726718856>

International Renewable Energy Agency & Ammonia Energy Association (2022). *Innovation outlook: Renewable ammonia*. Abu Dhabi: Renewable Energy Agency Brooklyn.: Ammonia Energy Association, <https://www.irena.org/publications/2022/May/Innovation-Outlook-Renewable-Ammonia>

International Renewable Energy Agency & Methanol Institute. (2021). *Innovation outlook: Renewable methanol*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf

ISO. (2024, 8 Mayo). *ISO/CD 19870-1 - hydrogen technologies — methodology for determining the greenhouse gas emissions — part 1: Emissions associated with the production of hydrogen up to production gate*. ISO. Recuperado 2 de Julio de 2024 de <https://www.iso.org/standard/88686.html>

La Voz Lugo. (2024, 10 enero). La Xunta otorga a Norvento la declaración de impacto ambiental para su futura planta de hidrógeno verde en Lugo. *La Voz De Galicia*, <https://www.lavozdeg Galicia.es/noticia/lugo/lugo/2024/01/09/xunta-otorga-norvento-declaracion-impacto-ambiental-futura-planta-hidrogeno-verde-lugo/00031704820406547416239.htm>

La Voz Santiago. (2023, 14 diciembre). Arteixo albergará una planta de hidrógeno verde de 50 millones de euros que generará 25 empleos. *La Voz De Galicia* <https://www.lavozdeg Galicia.es/noticia/coruna/arteix/2023/12/14/arteix-albergara-planta-hidrogeno-verde-50-millones-euros-generara-25-empleos/00031702575448371191846.htm>

Li, Y., Lin, R., O'Shea, R., Thaore, V., Wall, D., & Murphy, J. D. (2024). A perspective on three sustainable hydrogen production technologies with a focus on technology readiness level, cost of production and life cycle environmental impacts. *Heliyon*, 10(5), e26637. <https://10.1016/j.heliyon.2024.e26637>

Liebreich, M. (2023, 20 Octubre). Hydrogen ladder version 5.0. [Post]. LinkedIn. <https://www.linkedin.com/pulse/hydrogen-ladder-version-50-michael-liebreich/>

- López de Benito, J. (2022, 7 septiembre). Julio Verne, el proyecto de hidrógeno verde del puerto de Vigo. *H2 Hidrógeno Verde* <https://hidrogeno-verde.es/julio-verne-proyecto-hidrogeno-verde-vigo/>
- Methanol Market Services Asia, (2024, Mayo). *Methanol price and supply/demand*. Methanol Institute. Recuperado 10 de Junio 2024 de <https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/>
- Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. (2020). *Estrategia nacional de hidrógeno verde. Chile, fuente energética para un planeta cero emisiones*. Gobierno de Chile. https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- Ministerio de Energías Nuevas y Renovables del Gobierno de India. (2023). *National green hydrogen mission*. Gobierno de India. <https://mnre.gov.in/national-green-hydrogen-mission/>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO]. (2020). *Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*. MITECO https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO]. (2021). Resolución de 25 de marzo de 2021, conjunta de la dirección general de política energética y minas y de la oficina española de cambio climático, por la que se publica el acuerdo del consejo de ministros de 16 de marzo de 2021, por el que se adopta la versión final del plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 77, de 31 de marzo de 2021, pp. 36796 a 37220 https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-5106
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO]. (2023). *Balance energético de España 2021-2022*. MITECO, <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/balances/balances.html>
- Moreira, S., & Laing, T. J. (2022). *Sufficiency, sustainability, and circularity of critical materials for clean hydrogen*. World Bank. <http://hdl.handle.net/10986/38413>
- Muñoz, B. (2024, 21 junio). Freno judicial a 49 parques eólicos en Galicia: "Poco cuidado" de la Xunta en la revisión ambiental y activismo ecologista. *ElDiario.Es* https://www.eldiario.es/galicia/freno-judicial-49-parques-eolicos-galicia-cuidado-xunta-revision-ambiental-activismo-ecologista_1_11463721.html
- National Development and Reform Commission, P. (2022, 29 Marzo). *China maps 2021-2035 plan on hydrogen energy development*. Recuperado 28 de Abril 2024, de https://en.ndrc.gov.cn/news/pressreleases/202203/t20220329_1321487.html
- Naturgy. (s.f.). Proyecto ZEPPELIN - naturgy. *Naturgy*. Recuperado 10 de mayo de 2024 de <https://www.naturgy.com/innovacion/nuestros-proyectos/proyecto-zepelin/>

- Net Zero Tracker. (2023). *Net zero stocktake 2023: Assessing the status and trends of net zero target setting*. <https://zerotracker.net/analysis/net-zero-stocktake-2023>
- Nodosa Group. (2023, 7 noviembre). Prototipo de buque con propulsión dual de hidrógeno. - nodosa - noticias. *Nodosa Group*. <https://www.nodosa.com/noticias/prototipo-de-buque-con-propulsion-dual-de-hidrogeno/>
- Norvento Enerxía. (s.f.). Hidrógeno. *Norvento Enerxía*. Recuperado 10 de mayo 2024 de <https://www.norvento.com/hidrogeno/>
- Omelchenko, E. (2021, Diciembre). Focus on hydrogen: Russia's energy and low-carbon strategy up to 2050. *Clifford Chance*, <https://www.cliffordchance.com/content/dam/cliffordchance/briefings/2021/12/focus-on-hydrogen-russias-energy-and-low-carbon-strategy-up-to-2050.pdf>
- Organización Meteorológica Mundial (2024, 12 Enero) *La organización meteorológica mundial confirma que en 2023 la temperatura mundial batió todos los récords*. Organización Meteorológica Mundial. <https://wmo.int/es/news/media-centre/la-organizacion-meteorologica-mundial-confirma-que-en-2023-la-temperatura-mundial-batio-todos-los>
- Pérez, S. (2023, 7 Agosto). La Xunta declara la sequía prolongada en el norte de A coruña y en A Mariña. *La Voz De Galicia*, <https://www.lavozdegalia.es/noticia/galicia/2023/08/07/xunta-declara-sequia-prolongada-norte-coruna-marina/00031691410528340595567.htm>
- Red Eléctrica. (2024, Enero). *Potencia instalada*. Red eléctrica | Informes del sistema. Recuperado el 7 de Julio 2024 de <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/potencia-instalada>
- Redexis. (s.f.). Proyecto misiones Zeppelin. *Redexis*. Recuperado 10 de mayo 2024 de <https://www.redexis.es/sobre-redexis/con-la-innovacion/proyecto-misiones-zeppelin>
- Reganosa. (2022, 5 junio). La primera gran planta de hidrógeno verde de Galicia inicia su tramitación. *Reganosa*. <https://reganosa.com/es/la-primera-gran-planta-de-hidr%C3%B3geno-verde-de-galicia-inicia-su-tramitaci%C3%B3n>
- Reganosa. (2023, 26 octubre). La primera gran planta de hidrógeno verde de Galicia obtiene la declaración de impacto ambiental favorable. *Reganosa*. <https://www.reganosa.com/es/la-primera-gran-planta-de-hidr%C3%B3geno-verde-de-galicia-obtiene-la-declaraci%C3%B3n-de-impacto-ambiental>
- Roca, R. (2024, 24 Febrero). Así es Triskelion, el proyecto de metanol verde que revolucionaría Galicia. *El Periódico De La Energía* <https://elperiodicodelaenergia.com/asi-es-triskelion-el-proyecto-de-metanol-verde-que-revolucionaria-galicia/>
- Rodríguez, M., & Cuartas, J. (2024, 12 Abril). La red de hidrógeno a la que se conectará A coruña logra la validación final de la UE. *La Opinión A Coruña*

<https://www.laopinioncoruna.es/economia/2024/04/12/red-hidrogeno-conectara-coruna-logra-100948688.html>

Rodríguez Vázquez, R. (2023, 5 junio). La planta de amoníaco verde de Langosteira costará 177 millones y se construirá en fases. *Economía Digital Galicia*, <https://www.economiadigital.es/galicia/empresas/la-planta-de-amoniaco-verde-de-langosteira-costara-177-millones-y-se-construira-en-fases.html>

S&P Global. (2023, 25 septiembre). *Middle east's clean hydrogen capacity plans double year on year | S&P global commodity insights*. S&P Global. Recuperado el 10 de Julio 2024, de <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/092523-middle-easts-clean-hydrogen-capacity-plans-double-year-on-year>

Saudi & Middle East Green Initiatives. (2024) *SGI initiatives*. Saudi & Middle East Green Initiatives. Recuperado el 10 de Julio 2024, de <https://www.greeninitiatives.gov.sa/sgi-initiatives>

Secretaría General de Industria - Xunta de Galicia. (2024, 22 marzo). DOG 59 del 22/3/2024 - ANUNCIO de 15 de marzo de 2024, de la secretaria general de industria, por el que se somete a información pública la solicitud de autorización ambiental integrada (AAI) para el proyecto de planta de producción de hidrógeno renovable de 50 MW en Meirama, promovido por H2Meirama, S.L. y declarado proyecto industrial estratégico (PIE) por el acuerdo del consello de la Xunta de Galicia de 27 de julio de 2023, que se implantará en el ayuntamiento de Cerceda (A coruña). *Diario Oficial De Galicia* https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2024/20240322/AnuncioG0692-180324-0012_es.html

Secretaría General de la Comisión Europea. (2022). *COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ EUROPEO DE LAS REGIONES Plan REPowerEU* <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:52022DC0230>

Secretary of State for Business, Energy and Industrial Strategy. (2021). *UK hydrogen strategy*. Gobierno UK. www.gov.uk/official-documents

Shiva Kumar, S., & Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports*, 8, 13793-13813. <https://10.1016/j.egy.2022.10.127>

Sievernich, J., & Fokeer, S. (2023, septiembre). *Financial instruments for a green hydrogen transition | industrial analytics platform*. Industrial Analytics Platform UNIDO. <https://iap.unido.org/articles/financial-instruments-green-hydrogen-transition>

Soutelo, S. (2023, 8 agosto). Tasga renovables promueve una planta de hidrógeno verde en Vila de cruces - faro de Vigo. *Faro De Vigo* <https://www.farodevigo.es/deza-tabeiros-montes/2023/08/08/tasga-renovables-promueve-planta-hidrogeno-90755334.html>

- Sovacool, B. K. (2021). Who are the victims of low-carbon transitions? towards a political ecology of climate change mitigation. *Energy Research & Social Science*, 73, 101916. <https://10.1016/j.erss.2021.101916>
- Stangarone, T. (2021). South korean efforts to transition to a hydrogen economy. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 23(2), 509-516. <https://10.1007/s10098-020-01936-6>
- Stones, J. (2023, 13 septiembre). *ICIS EXPLAINS: RED III and its implications for hydrogen / ICIS*. ICIS: Independent Commodity Intelligence Services. Recuperado el 2 de Julio 2024 <https://www.icis.com/explore/resources/news/2023/09/13/10924662/icis-explains-red-iii-and-its-implications-for-hydrogen/>
- The Ministerial Council on Renewable Energy, Hydrogen and Related Issues Japan. (2023). Basic hydrogen strategy. *Ministerio De Economía, Comercia E Industria De Japón* https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/20230606_5.pdf
- The World Bank & Hydrogen Council (2022). *Sufficiency, sustainability, and circularity of critical materials for clean hydrogen*. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2022/12/WB-Hydrogen-Report-2022.pdf>
- Unidad Mixta de Gas Renovable (s.f.). Hidrogeno verde. Recuperado 7 Julio 2024 de <https://umgasrenovable.es/>
- Usman, M. R. (2022). Hydrogen storage methods: Review and current status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167, 112743. <https://10.1016/j.rser.2022.112743>
- van Rossum, R., Jens, J., La Guardia, G., Wang, A., Kühnen, L., & Overgaag, M. (2022). *European hydrogen backbone. A european hydrogen infrastructure vision covering 28 countries*. Guidehouse.
- Wilkinson, J., Mays, T., & McManus, M. (2023). Review and meta-analysis of recent life cycle assessments of hydrogen production. *Cleaner Environmental Systems*, 9, 100116. <https://10.1016/j.cesys.2023.100116>
- Xesgalicia. (s.f.). *Vehículos de inversión*. Xesgalicia. Recuperado 7 de Julio de 2024 de https://www.xesgalicia.org/es/content/vehiculos-de-inversion?_gl=1*ynm7r8*_up*MQ..*_ga*NjA2MjQxNDUxLjE3MjAzNTI4NDA.*_ga_OWT3GPPDEJ*MTcyMDM1Mjg0MC4xLjEuMTcyMDM1MzEwOS4wLjAuMA..
- Xunta de Galicia. (2022). *Axenda enerxética de galicia 2030*
- Xunta de Galicia. (2023a, 5 junio). ANUNCIO de 31 de marzo de 2023, de la Dirección General de Calidad Ambiental, Sostenibilidad y Cambio Climático, por el que se someten a información pública la solicitud de autorización ambiental integrada y el estudio de impacto ambiental para una planta de producción de amoníaco verde, situada en el puerto exterior de A Coruña, ayuntamiento de Arteixo (A Coruña). Titular: Armonía Green Galicia, S.L. (expediente 2023-IPPC-I-11). Diario Oficial De Galicia (DOG) https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2023/20230605/AnuncioG0532-030423-0001_es.html

- Xunta de Galicia (2023b, 3 agosto). REFERENCIA DO CONSELLO DA XUNTA DE GALICIA QUE TIVO LUGAR EN SAN CAETANO O 3 DE AGOSTO DE 2023, BAIXO A PRESIDENCIA DE ALFONSO RUEDA VALENZUELA (pp. 29–30). <https://www.xunta.gal/documents/35297/40357/030823+REFERENCIA.pdf?version=1.0>
- Xunta de Galicia. (2023c, 20 Noviembre). La futura planta de hidrógeno del puerto exterior de A coruña recibe informe ambiental favorable de la xunta. *Xunta de Galicia - Sala de comunicación - Actualidad - Noticias*. <https://www.xunta.gal/notas-de-prensa/-/nova/85205/futura-planta-hidrogeno-del-puerto-exterior-coruna-recibe-informe-ambiental-favorable>
- Xunta de Galicia. (2023d, Diciembre). *Programa de CPI de la industria y de la energía de Galicia*. Consellería de Economía e Industria - Xunta de Galicia. Retrieved Jul 6, 2024, from <https://economia.xunta.gal/alianzaindustrialh2-cpi>
- Xunta de Galicia. (2024). DOG 38 del 22/2/2024 - ANUNCIO de 8 de febrero de 2024, de la dirección general de calidad ambiental, sostenibilidad y cambio climático, por el que se hace pública la declaración de impacto ambiental del proyecto de la planta de producción de hidrógeno en el embalse de Touro, en el ayuntamiento de Vila de cruces (Pontevedra) (expediente 2024/0016). *Diario Oficial De Galicia* https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2024/20240222/AnuncioG0691-080224-0002_es.html
- Xunta de Galicia. (s.f.a). *Alianza industrial gallega del hidrógeno verde*. Consellería de Economía e Industria, Xunta de Galicia. Recuperado 6 de julio 2024, de https://economia.xunta.gal/alianzaindustrialh2?langId=es_ES
- Xunta de Galicia. (s.f.b). *IN230B - declaración de iniciativa empresarial prioritaria*. Sede Electrónica - Xunta de Galicia. Recuperado 7 de julio 2024 de https://sede.xunta.gal/detalle-procedemento?langId=es_ES&codtram=IN230B&ano=2023&numpub=1
- Xunta de Galicia. (s.f.c). *Proyectos industriales estratégicos*. Oficina Económica de Galicia - Xunta de Galicia. Recuperado 7 de julio 2024 de <https://oficinaeconomicagalicia.xunta.gal/es/proyectos-industriais-estratexicos>
- Yang, M., Hunger, R., Berrettoni, S., Sprecher, B., & Wang, B. (2023). A review of hydrogen storage and transport technologies. *Clean Energy*, 7(1), 190-216. <https://10.1093/ce/zkad021>
- Yara International. (2024, 10 Junio). *Yara opens renewable hydrogen plant: "A major milestone"*. Yara International. Recuperado 10 de julio de 2024 <https://www.yara.com/corporate-releases/yara-opens-renewable-hydrogen-plant-a-major-milestone/>
- Yuki. (2022, 6 Abril). *China's national hydrogen development plan - energy iceberg*. Energy Iceberg: Chinese Clean Power Policy intelligence and Market Insights. Retrieved Jul 10, 2024, from <https://energyiceberg.com/national-hydrogen-development-plan/>

Zainal, B. S., Ker, P. J., Mohamed, H., Ong, H. C., Fattah, I. M. R., Rahman, S. M. A., Nghiem, L. D., & Mahlia, T. M. I. (2024). Recent advancement and assessment of green hydrogen production technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 113941. <https://10.1016/j.rser.2023.113941>