



OBS Business
School

El hidrógeno verde, ¿burbuja o una realidad energética?

Analizando la rentabilidad del sector

Marcos Rupérez Cerqueda

Colaborador de OBS Business School

Septiembre, 2023

PartnersAcadémicos:



OBSbusiness.school

Autor

➤ **Marcos Rupérez Cerqueda**

Colaborador de OBS Business School

Marcos Rupérez es **Ingeniero Industrial** por la universidad de Zaragoza, **máster en hidrógeno y pilas de combustible** en la universidad de Aalborg (Dinamarca) y **MBA** del instituto de empresa (IE Business School Madrid) con especialidad en finanzas corporativas.



Comenzó su carrera profesional como ingeniero responsable de proyectos en hidrógeno y energías renovables dentro del centro tecnológico Fundación Hidrógeno Aragón. Entre otros fue responsable de diseño y construcción, del sistema de hidrógeno y de tracción eléctrica del primer velero 100% renovable en dar la vuelta al mundo navegado en la regata Vendee Globe.

En 2014 fue cofundador de Quionne, empresa de ingeniería en la que realizó proyectos de hidrógeno, movilidad eléctrica y piezas de fibra de carbono, siendo su equipo el responsable de ingeniería eléctrica del primer coche eléctrico en participar en el rally Dakar en 2015, coche originariamente diseñado como un vehículo de hidrógeno a pila de combustible.

En 2019 fue cofundador de EWM soluciones (Energy and Waste Management) para aportar soluciones de ingeniería innovadoras al sector de los residuos, desde la perspectiva energética.

Actualmente se dedica a la consultoría y ejecución de proyectos de ingeniería relacionados con el hidrógeno como vector energético. Asesora a empresas en sus inversiones y proyectos, así como a centros tecnológicos en base a su experiencia en integración de pilas de combustible, movilidad con hidrógeno, diseños de piping, dimensionamiento y planificación de proyectos complejos industriales, gestión de residuos, valorización energética de residuos, entre otros.

<https://www.marcosruperez.com/>



Índice

Capítulo 1	Contexto actual _____	5
Capítulo 2	¿Cuánto cuesta el H ₂ verde? Los cost drivers de un proyecto de H ₂ _____	9
Capítulo 3	Mercado Eléctrico: la presión de inyección del sector fotovoltaico _____	16
Capítulo 4	Cuánto pesa el coste de emisiones en el precio del hidrógeno _____	20
Capítulo 5	Competencia con el gas natural _____	22
	5.1 El blending como replicación del modelo eléctrico	
	5.2 Competencia con el hidrógeno gris	
Capítulo 6	Competencia con el petróleo _____	28
Capítulo 7	Competencia con el carbón metalúrgico _____	33
Capítulo 8	Financiación, pública y privada _____	37
Capítulo 9	Conclusiones _____	39
Referencias bibliográficas	_____	43



Capítulo 1

Contexto actual

- En los últimos años el hidrógeno ha ganado relevancia en la esfera social, económica y energética. Dicha relevancia se refleja en un continuo de noticias y anuncio de grandes proyectos con inversiones del mismo nivel.

Y si bien esta tendencia hacia el desarrollo del hidrógeno verde existe, ¿por qué no acaba de saltar a la realidad y no vemos proyectos reales construyéndose como setas en nuestros territorios?, y más bien parece que por el momento el hidrógeno es una expectativa y anuncios de proyectos, a la espera de materializarse.

Es por ello que cabe preguntarse:

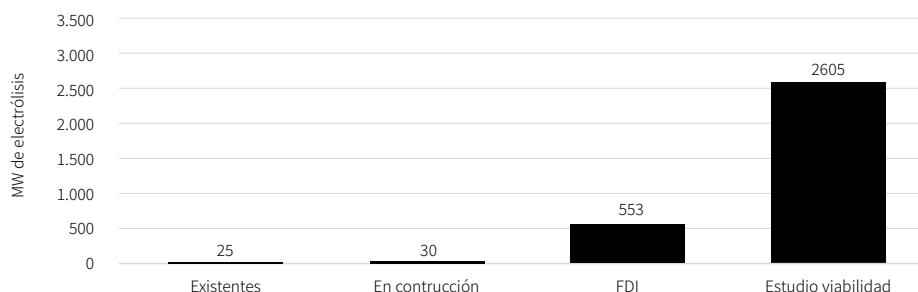
¿Se va a materializar la alta expectativa del sector hidrógeno?

Y es precisamente a esta pregunta a la que vamos a intentar poner luz en este informe. Analizaremos cuáles son las barreras y externalidades de las que depende el desarrollo del hidrógeno verde. O, mejor dicho, cuáles son las barreras para cada sector del hidrógeno verde; porque el hidrógeno es solo un gas, y las aplicaciones son tan diversas que requieren de análisis sectoriales diferentes, ya que las barreras a vencer en cada sector son distintas y la competencia también.

Como veremos, la rentabilidad de los proyectos es el principal aspecto a analizar en todos los casos.

Figura 01 →**PROYECTOS DE HIDRÓGENO ANUNCIADOS EN ESPAÑA, DONDE SE PUEDE OBSERVAR QUE LA GRAN MAYORÍA SE HALLAN EN FASE DE ESTUDIO DE VIABILIDAD**

Fuente: Real Instituto El Cano [1].



Como ya se explicó en nuestro informe precedente de 2022 "¿Por qué hidrógeno y por qué ahora?" [2], el motivo principal del impulso mundial al hidrógeno renovable, es la necesidad de realizar una transición energética hacia fuentes de energía no emisoras de CO₂. Teniendo en cuenta que el 80% del consumo energético mundial no es eléctrico, y en cambio, las principales fuentes de energía renovable generan únicamente electricidad (solar, eólica, hidroeléctrica...). Esto genera una descompensación entre el consumo de energía eléctrica y de combustibles fósiles, y por tanto se requiere de tecnologías que permitan "electrificar la economía", convirtiendo usos finales no eléctricos en eléctricos, bien sea de forma directa o indirecta y de esta forma esos usos finales que hoy en día son consumos de fósiles directos (Calor industrial, movilidad, ...) puedan optar a ser suministrados por energías renovables.

Es en esa función electrificadora indirecta donde se posiciona el hidrógeno renovable electrolítico, ya que es un gas combustible, que puede ser generado partiendo de electricidad renovable, y que no emite CO₂ en su combustión (u oxidación en general). De esta forma el hidrógeno opta, en términos absolutos, a descarbonizar buena parte de ese 80% de consumos que a día de hoy no son eléctricos sino consumos de fósiles directos.

A su vez, el hidrógeno es un fluido combustible (que contiene energía) al igual que los fósiles, y es por eso que puede realizar funciones similares a los combustibles fósiles sin emitir CO₂. Esta potencialidad enorme es la que hace que la expectativa sobre el hidrógeno sea altísima, hablamos de un mercado objetivo de hasta el 80% del consumo energético primario.

Sin embargo, como desgranaremos a lo largo del informe, que el hidrógeno como herramienta sea capaz de realizar una acción, no quiere decir que sea la mejor opción. El hidrógeno a nivel herramienta se podría asemejar a una navaja multi usos, que sirve para muchísimas funciones y es muy versátil, pero en muchas ocasiones existen herramientas específicas que realizan mejor cada una de las funciones específicas. De este modo la navaja multiusos del hidrógeno sirve para casi todos los usos donde hoy utilizamos los fósiles, pero cuando desgranemos sus mercados veremos que en muchos casos existen otras alternativas o simplemente el hidrógeno no es competitivo en ese sector.

Como el lector ya se estará dando cuenta el mensaje de este informe es que difícilmente se va a cumplir la expectativa creada bajo el paraguas de las tecnologías del hidrógeno, ya que se ha creado con la visión superficial de ser una "navaja multiusos" que sirve para todo, pero cuando se van desgranando los mercados y proyectos reales se va descubriendo que en muchos casos existen otras "herramientas energéticas" que realizan mejor la función concreta.

Y con esto no se está diciendo que el hidrógeno no tenga funciones en una transición energética, sino que tiene funciones específicas muy relevantes, pero probablemente no la función genérica como gran transmisor de energía eléctrica a los consumos fósiles (80%) que ha generado la expectativa actual.

Como veremos, una de las principales razones por las cuales no acabamos de ver caminar la economía del hidrógeno es porque todos los proyectos planteados están en fase de análisis interno. Están descubriendo las características específicas del hidrógeno, sus datos económicos, así como de sus sustitutos específicos en cada aplicación. Y es por ello que muchos proyectos están, no parados, sino indagando para descubrir si el hidrógeno es la mejor opción para su necesidad energética, o no, antes de lanzarse a invertir.



Al mismo tiempo no debemos llevarnos a engaños y conviene recordar que en el mundo en el que vivimos impera la economía de mercado, muy por encima de los valores ecologistas o de sostenibilidad/cambio climático, y por tanto la principal competencia del hidrógeno no es otra que los propios combustibles fósiles a los que pretende sustituir. Y es por eso que dedicaremos en este informe varios apartados a analizar como compite el H₂ (hidrógeno) con diferentes combustibles fósiles para poder entender numéricamente como de cerca o lejos está el hidrógeno de ser competitivo en precios.

Para ello analizaremos como están evolucionando los mercados de los 3 principales combustibles fósiles que representan el 80% del consumo energético mundial (Petróleo, Gas natural y Carbón) y dentro de los múltiples usos de estos combustibles analizaremos en cuáles el hidrógeno podría ser un sustituto y cuáles son los datos económicos comparativos. De forma que veremos a qué precio tendría que estar el combustible fósil a sustituir en comparación al precio posible del hidrógeno verde.

A lo largo del informe compararemos los precios a los que es posible generar hidrógeno verde con los precios que harían competitivo el hidrógeno verde en cada mercado. De esta forma si el precio que hace competitivo el hidrógeno verde en cada mercado es un precio igual o superior al que es posible producirlo, el hidrógeno verde se considerara competitivo en ese mercado.

Cabe remarcar también que la expectativa del hidrógeno verde se vio muy reforzada por los altos precios del gas natural a raíz de la guerra de Ucrania, ya que, en esos momentos de altos precios, el hidrógeno verde fue una opción más rentable que consumir gas natural, pero esos precios se han moderado y esa moderación es también en parte responsable de que los proyectos de hidrógeno caminen a menor velocidad y más reflexivamente.

Realizaremos un profundo análisis sobre cuáles son los drivers del coste del hidrógeno verde (como se calcula su coste y de que depende) y cuanto tendrían que mejorar para llegar a paridad de mercado con los fósiles, en función de los precios de los fósiles en el mercado.

También hablaremos sobre los costes de las emisiones de CO₂, lo cual supone una ventaja competitiva del hidrógeno verde respecto a su competencia fósil, ya que es un coste que el hidrógeno verde no debería pagar y los fósiles sí. Y es por ello que incluso en clave puramente de mercado, se puede asumir un sobre coste energético cuando usamos hidrógeno verde en lugar de fósiles ya que muy probablemente ese consumo fósil, si no es ya en el medio plazo, tendrá que pagar las emisiones de CO₂ que genera.

También analizaremos como Europa (USA y otros países) están generando programas de financiación pública que tratan de impulsar esta "nueva" tendencia del hidrógeno verde como vector energético que vehicule las energías renovables. Buen ejemplo de esta financiación es el PERTE ERHA español que busca invertir 1555 millones de euros de dinero público europeo en el desarrollo de hidrógeno verde en el país [3]. Y veremos de qué forma están intentado impulsarlo, analizando si los flujos económicos están orientados de forma adecuada y si son suficientes para hacer competitivo el hidrógeno renovable.



Capítulo 2

¿Cuánto cuesta el H₂ verde? los cost drivers de un proyecto de H₂

- ② En este apartado vamos a tratar de poner luz a los factores que entran en juego para determinar el coste del hidrógeno verde, para en posteriores apartados, poder comparar estos costes con los mercados competencia y de esta forma poder comprender mejor cuan cerca está el hidrógeno de ser competitivo en precios y de que factores dependerá su competitividad.

A lo largo del informe compararemos los precios posibles del hidrógeno verde calculados en este apartado con aquellos precios para los que el hidrógeno sería competitivo en cada mercado.

EL hidrógeno verde, o renovable, es un gas que se produce principalmente por el proceso de electrólisis; un proceso por el cual se inyecta electricidad a un electrolizador que contiene agua en su interior y con esa energía se disocia el hidrógeno y oxígeno del agua. En este proceso se obtiene hidrógeno como gas combustible, en el que reside gran parte de la energía aportada de origen eléctrico, y también se obtiene oxígeno que es un gas de menor valor económico que habitualmente se vende, aunque podría valorizarse mejorando algo los números de la inversión.

Las principales tecnologías de electrólisis disponibles a escala industrial (mayor de 1 megavatio, >1MW) en 2023 son PEM (Proton Exchange Membrane) y Alcalina, ambas tienen eficiencias similares del orden del 60% sobre el poder calorífico inferior (PCI). Lo cual quiere decir que el consumo de energía eléctrica para generar 1 kg de hidrógeno es de aproximadamente 56 kWh/kg. Por tanto, si el hidrógeno al combustionarse, en su uso posterior, puede aportar 33,33 kWh/kg (PCI), implica como resultado el 60% de eficiencia expuesto ($56/33,33$). Este es uno de los parámetros más importantes para calcular el precio del hidrógeno ya que el coste de la energía es el parámetro que más pesa, por encima de la inversión en el equipo. La eficiencia implica hacer un mejor uso de ese coste de energía y eso es primordial.

En el futuro se plantea que se pueda utilizar tecnología SOE (Solid Oxide Electrolyzer) que se espera eleve la eficiencia un 10% adicional, pero por el momento no está disponible para proyectos industriales a gran escala. También se plantea que en un futuro que existan electrolizadores AEM (Anion Exchange Membrane) con menores costes, pero aún no están disponibles a escala industrial, es por eso que en este informe vamos a asumir solo PEM y Alcalino como tecnologías disponibles.

Otro factor a tener en cuenta para el coste del hidrógeno, es cómo baja la eficiencia del electrolizador a lo largo de la vida del mismo, ya que la membrana va perdiendo capacidades. Esto implica que, aunque la eficiencia del equipo sea un 60% al inicio de la vida útil, probablemente será de un 50% al final de su vida útil (80.000 horas habitualmente). Por el momento, en hipótesis optimistas asumiremos que se mantiene constante la eficiencia a lo largo de toda la vida. No obstante, es importante que los fabricantes de electrolizadores comiencen a garantizar esas caídas de eficiencia por contrato al igual que se hace en el sector fotovoltaico, ya que actualmente este tipo de "batallas legales" están ralentizando algunos proyectos.

Al mismo tiempo conviene preguntarse cuál es la durabilidad de dichos equipos para poder entender mejor cuanto tiempo van a tardar en amortizarse y cuál es el riesgo de la tecnología. En este caso cabe remarcar que la tecnología alcalina tiene un histórico de funcionamiento muy superior y por tanto es una tecnología con una durabilidad más contrastada. Si bien es cierto que dicha durabilidad es en base a sus antiguas membranas de amianto (asbestos), que fueron prohibidas y la actual membrana no tiene ese "track record" que garantice la durabilidad real. La tecnología PEM tiene históricos de funcionamiento mucho más limitados que hacen que el riesgo de cumplimiento de la durabilidad comunicada por el fabricante de los equipos sea más cuestionable. De hecho, este es otro de los factores por los que los proyectos se están retrasando, la reticencia de los fabricantes a asegurar unas horas de funcionamiento garantizadas (con penalizaciones) o directamente por el riesgo implícito que los inversores ven en la usencia de experiencia previa relevante en durabilidad de los equipos. En cualquier caso, la durabilidad declarada tanto de fabricantes de alcalino como PEM suele estar en 80.000 horas para la membrana del stack, y tema aparte es si lo garantizan o si es fiable ese dato con base a la experiencia.

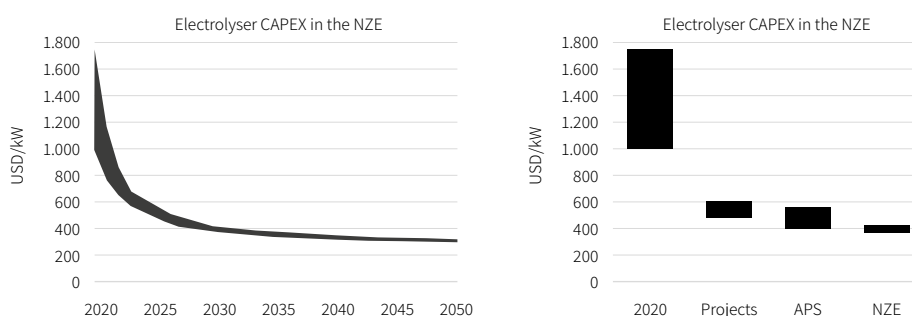
La incertidumbre en durabilidad real y caídas de eficiencia por degradación, es uno de los riesgos actuales de una tecnología de electrólisis. La tecnología está queriendo hacer una industrialización acelerada asumiendo riesgos que están muy mitigados en procesos de industrialización a ritmos más comedidos, donde el tamaño de las instalaciones se va escalando conforme se tienen experiencias relevantes, en años de funcionamiento, de instalaciones inmediatamente inferiores en tamaño. El hidrógeno electrolítico está queriendo correr antes de andar, pasando de instalaciones inferiores a megavatios con experiencias de pocos años a inversiones multi megavatio con operaciones de 20 años y eso tiene un riesgo que alguien tiene que asumir.

Si bien es cierto que el stack (componente principal del electrolizador), o mejor dicho la membrana del stack, se pueden reacondicionar una vez degradada o rota y eso supone un coste de reinversión de entre un 30 o 40% del CAPEX inicial. Cambiar la membrana permite amortizar todo el resto de la inversión del electrolizador hasta los 20 años de vida de los periféricos y bombas del balance de planta (BOP, Balance Of Plant). EL BOP si tiene garantías por transferencias de otros sectores y porque en Alcalino hay histórico de muchos años de operación en tamaños multi megavatio.

Figura 02 →

PROYECCIONES DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA EN PRECIOS DE INVERSIÓN (CAPEX) DE SISTEMAS DE ELECTRÓLISIS

Fuente: International Energy Agency [4]



Una vez definida la eficiencia y durabilidad del electrolizador conviene aproximarnos a cuál es su coste de inversión y como está evolucionando. En términos generales se podría decir que el coste de inversión de una planta de electrólisis esta entre los 750€ y 1200€ por kilovatio instalado. Y aunque la previsión es que los costes bajen exponencialmente conforme se instalen plantas de fabricación en cadena, en el último año estos costes han subido incluso un 20% en algunas ocasiones. En la Figura 2 se puede observar cual es la tendencia de precios esperada por la IEA (Internacional Energy Agency).

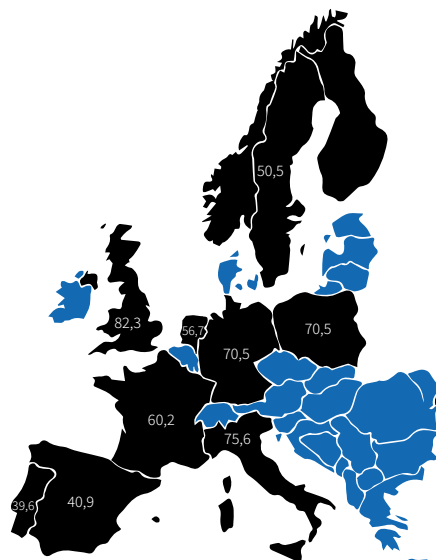
Conocidos el coste de inversión del electrolizador su durabilidad y eficiencia, el parámetro necesario para poder hacer una estimación de costes es la disponibilidad y precio de energía verde que inyectar al mismo. Y en este caso conviene diferenciar dos parámetros, uno el propio coste medio de la energía en euros por megavatio (€/MWh) y por otro lado las horas anuales en las que hay disponibilidad de energía a ese precio y con garantías de origen verde.

El coste de energía renovable es variable en función de la ubicación de la planta, pero para este caso vamos a tomar como ejemplo España. Según el informe “PPA Times – May 2023 Edition”, elaborado por Pexapark [5], el precio de un PPA (Power Purchase Agreement) en España sería de 40,9 €/MWh. En la Figura 3 se pueden observar los precios medios para los países europeos de referencia. Este coste del PPA quiere decir que es posible en España firmar un contrato de intercambio de energía verde a largo plazo a ese precio medio y es por tanto el precio medio que asumiremos para nuestro cálculo. Si bien es cierto que a ese precio se le deberían añadir las tarifas y peajes de acceso por lo que estimamos un precio medio de energía para nuestro modelo financiero en España de 50 €/MWh. La evolución de estos precios se prevé a la baja conforme se instalen más renovables y haya más excedente de energía eléctrica.

Figura 03 →

COSTES MEDIOS DE LOS PPA RENOVABLES EN ESPAÑA EN 2023, SIN INCLUIR PEAJES

Fuente: Pexapark [5]



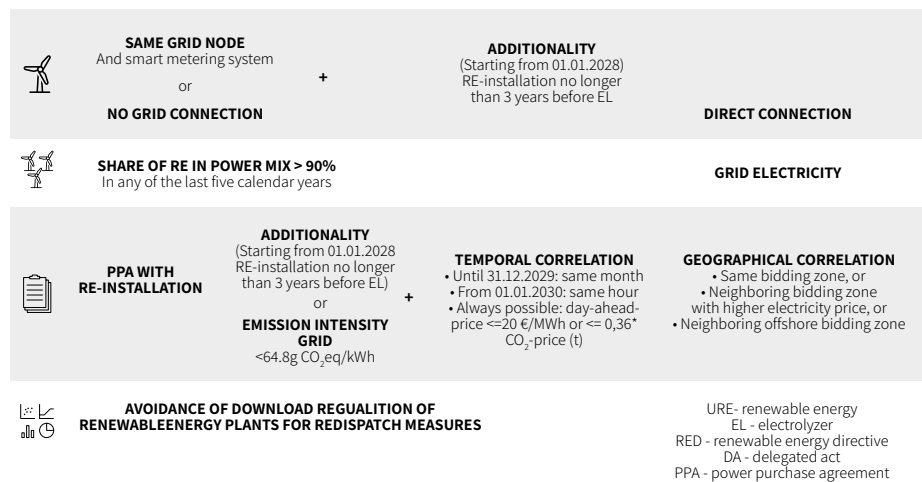
Por último, cabría reflexionar sobre las horas anuales en las que hay disponibilidad de dicha energía con garantías verdes, a ese precio de definido (50 €/MWh), y por tanto las horas que podremos operar y amortizar el electrolizador al año. Y esa es una reflexión compleja ya que las garantías de origen dependen de la normativa que las dicta y en el caso europeo son los actos delegados de la Comisión Europea (CE) referentes al hidrógeno verde [6], los cuales dicen que hasta 2030 se va a exigir correlación temporal mensual entre generación eléctrica y de hidrógeno, y a partir de 2030 correlación temporal horaria.

Como los proyectos de H₂ están retrasados en su instalación y además son proyectos que, desde ingeniería a puesta en marcha, fácilmente de media se demoraran dos años, hablamos de que en 2026 podríamos empezar a ver concretados los proyectos de hidrógeno que hoy se anuncian. Este factor junto con que la vida útil de esos proyectos es 20 años hace que la mayor parte de su vida útil dichos proyectos van a estar sujetos a correlación temporal horaria (según acto delegado de la UE [6]). Y es por ello que en este análisis vamos a considerar correlación horaria durante toda la vida del proyecto.

Lo cual implica que a partir de 2030 un kilovatio hora (kWh) generado por una fuente renovable tendrá que ser consumido en la hora siguiente por un electrolizador para ser considerado hidrógeno verde. ¿Qué significa esto? Principalmente que no se puede producir hidrógeno por la noche con paneles fotovoltaicos (bastante coherente) y tampoco si no hay generadores eólicos funcionando e inyectando la cantidad de energía que se necesita en el momento que se utiliza.

Figura 04 → **ESQUEMA EXPLICATIVO DEL ACTO DELEGADO RESPECTO A CERTIFICADOS DE ORIGEN VERDE DEL H₂**

Fuente: FfE [7]



¿Qué implica la correlación horaria en términos de horas de operación equivalentes del electrolizador (factor de carga)?

- **En una fotovoltaica o eólica sin punto de conexión a red:** Las horas equivalentes serán iguales a las de la fuente renovable (si no hay sobredimensionamiento) y por tanto en una fotovoltaica conectada a electrolizador no podremos asumir mucho más de 2100 horas al año y en una eólica 3000 horas al año.
- **En una renovable con punto de vertido a red:** Si se dispone de punto de vertido a red suficiente, se puede utilizar la carga base de la renovable y verter los picos a red. De esta forma, por ejemplo, una fotovoltaica puede sobredimensionarse para operar el electrolizador a plena carga desde las primeras horas de salida del sol y en las horas centrales verter toda la energía sobrante a red. En estos supuestos se podrían lograr hasta 3000 horas/año con una fotovoltaica y quizás cerca de 4000h/año con una eólica. Aunque estos parámetros serían muy dependientes de la ubicación y el sobredimensionamiento.
- **En un mix de fotovoltaica y eólica con conexión a red:** Por último, la opción más optimizada es tener un mix de fotovoltaica, eólica y conexión a red para poder sobredimensionarlas. De esta forma siempre que haya sol o viento se podría operar el electrolizador y además incrementar las horas dada la posibilidad de sobredimensionar las fuentes y verter a red el sobrante. En estos casos se podría llegar a 5000 o incluso 5500 horas al año.

También hay que tener en cuenta que las horas de funcionamiento en ocasiones se compensan con el precio, de forma que por ejemplo instalaciones conectadas a fotovoltaica directamente tienen un coste menor de la energía (sin peajes de red) pero una menor disponibilidad de energía en horas anuales (2000h).



Por tanto, hemos concluido que una instalación actual de producción de hidrógeno verde tiene aproximadamente:

- Una eficiencia energética del 60% (sobre PCI, 56kWh/kg).
- Una duración media del stack de 80.000 horas, del BOP 20 años.
- La reinversión del stack es del 40% de CAPEX.
- Un coste de inversión de 0,75 a 1,2 €/W (instalaciones >5MW).
- Un factor de uso que varía entre 2000 y 5500h.

Dados estos parámetros se han planteado 3 escenarios aproximados para estimar una horquilla de precios probables de los proyectos de hidrógeno renovable en España que se muestra en la Figura 5:

Figura 05 →

MODELO FINANCIERO REALIZADO POR EL AUTOR EN BASE A LOS PARÁMETROS DEFINIDOS PARA DEFINIR UNA HORQUILLA DE PRECIOS DE H₂ RENOVABLE

Fuente: Elaboración propia

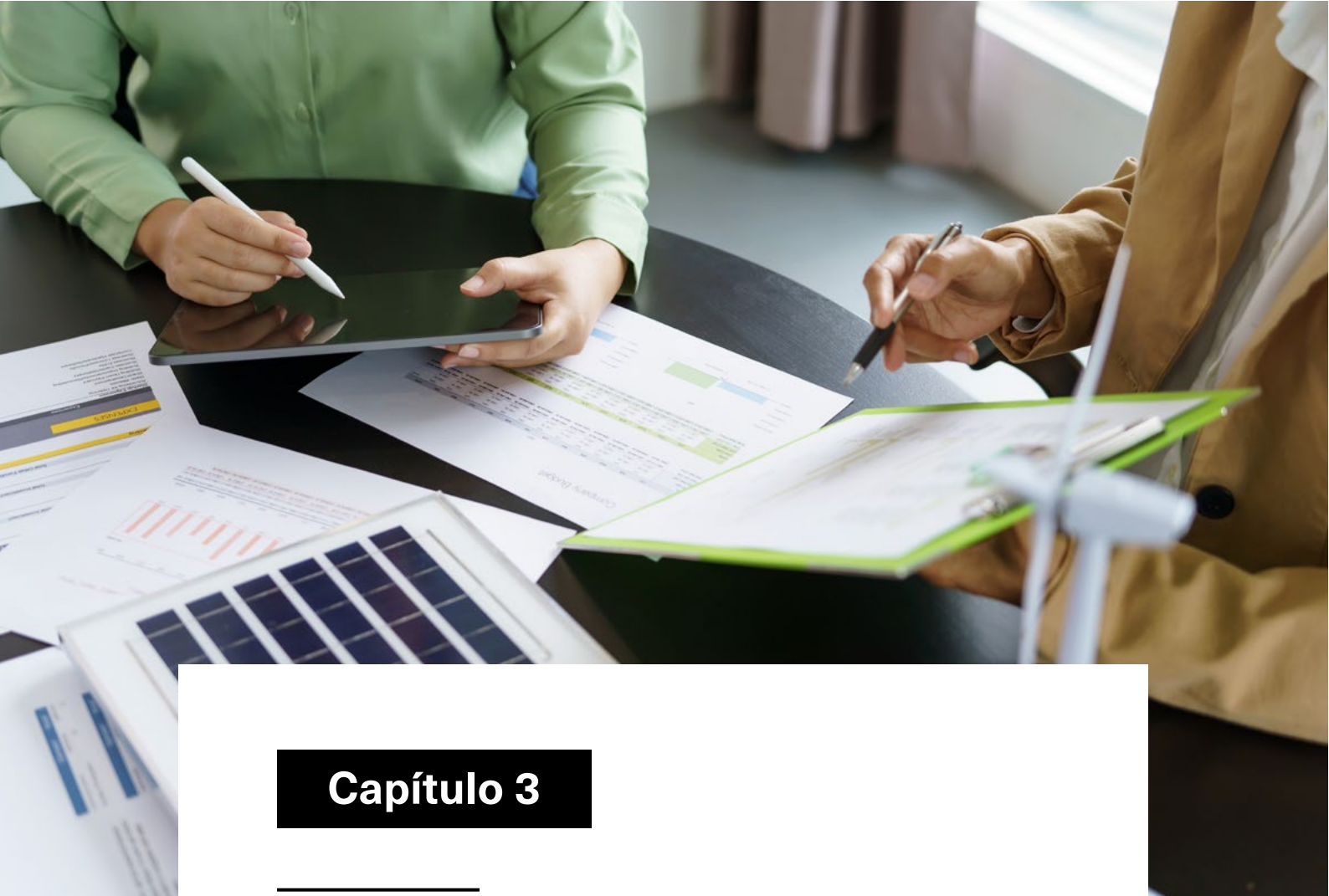
PRECIOS ESTIMADOS DE HIDROGENO VERDE (RENOVABLE EOLICA + SOLAR)				
	Conservador	Probable	Optimista	
VIDA ÚTIL DEL ELECTROLIZADOR	60.000	80.000	100.000	
Horas de operación diarias	8	12	15	h/day
Horas de operación Anuales	2920	4380	5475	h/year
Años de operación del electrolizador (stack)	20,55	18,26	18,26	years
Eficiencia Electrolizador	60%	60%	60%	eff
Producción de H ₂ de MW eléctrico	18	18	18	kg/H ₂ h
Producción anual de H ₂	53091	79636	99545	kg/H ₂ Year
Coste de energía eléctrica	60	50	40	€/MW
Coste anual de electricidad / por MW	175.200	219000	219000	€/year
Ingresos por ventana de H ₂	292000	294655	298636	€/year
Flujo de cada anual	116800	75655	79636	€/year
CAPEX (electrolizer)	1.200.000€	850.000€	750.000€	€/MW
Coste producción H ₂	5,5	3,7	3	€/kg H ₂
Rendimiento de la inversión (TIR)	165	111	90	€/MW
	7,7%	7,7%	7,7%	

Del modelo financiero presentado se puede deducir que la horquilla de precios que hacen rentable producir el hidrógeno verde en proyectos multi megavatio (>5MW) en España esta aproximadamente entre los 3 y 5,5 €/kg, lo cual implica un coste energético del gas (hidrógeno) de entre 90 y 165 €/MWh.

Los cálculos realizados en este informe quedan contrastados en orden de magnitud por la Figura 13, donde se muestran resultados similares de una fuente externa.

Cabe remarcar que, en un análisis de sensibilidad, el factor primordial del que depende el precio del H₂ en el modelo financiero es el coste de la energía, ya que el modelo es mucho menos sensible al resto de parámetros.

No obstante, los parámetros mostrados en este informe son aproximados y pretenden mostrar el método de cálculo y los factores implicados, así como un orden de magnitud de precios y horquilla, nunca un precio real de proyecto.



Capítulo 3

Mercado eléctrico: la presión de inyección del sector fotovoltaico

- ⊙ La electricidad supone aproximadamente un 20% del consumo primario en un país desarrollado actualmente, pero, si el plan de electrificación de la economía europea fijado en los objetivos Net Zero [8] se cumple, la electricidad debería subir hasta acercarse al 100% del consumo primario. De esta forma las energías renovables eléctricas (Solar y eólica, principalmente) podrían suministrar sin emitir CO₂ una parte importante del consumo energético primario.

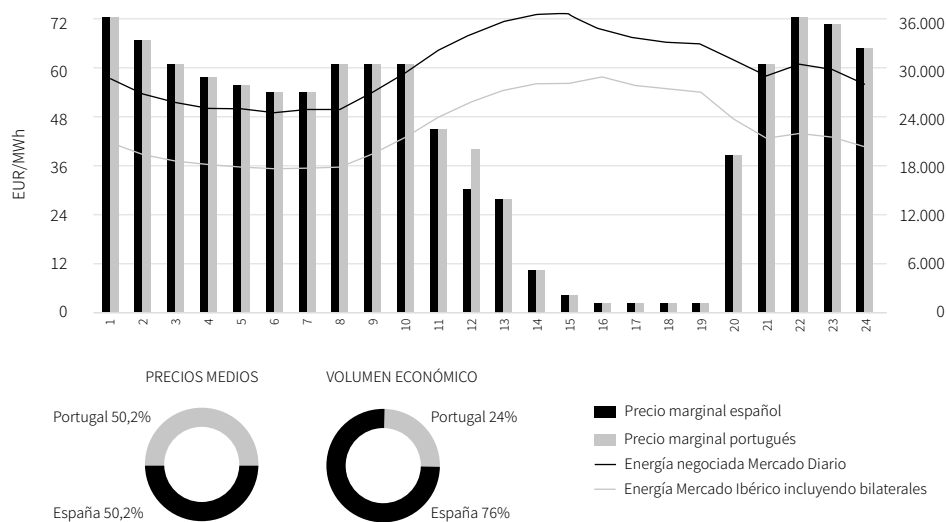
Ese es el plan, la realidad es mucho más compleja, y es que ya solo lograr que el actual 20% de consumo primario que es eléctrico fuera 100% renovable es todo un reto; porque las energías renovables son intermitentes (por la noche no generan los paneles y si no hay viento no general las turbinas eólicas) y la red eléctrica requiere de una estabilidad energética y en frecuencia. Es decir, para aproximarnos a que toda la red actual fuera renovable harían falta sistemas de regulación y almacenamiento de energía que almacenaran cuando sobran renovables para poder inyectar a la red cuando faltan. Y así un desarrollo organizado de la red podría, quizás, lograr una alta inserción de renovables.

El problema es que el desarrollo no está siendo organizado y la promoción de sistemas de almacenamiento y regulación de la red brilla por su ausencia. El resultado es que como las renovables (sobre todo la fotovoltaica) genera energía a costes bajísimos (los más bajos) se están instalando masivamente parques fotovoltaicos hasta saturar la red de los mismos. Y ese límite de saturación de la red se está comenzando a alcanzar, ya que, al no haber sistema suficiente de almacenamiento, sobra mucha energía renovable cuando hay sol y falta cuando no hay sol. Actualmente el sector fotovoltaico está beneficiándose de la garantía de suministro que generan otras tecnologías (fósiles, nuclear, hidroeléctrica...), y está forzando al sistema a la saturación sin pagar por el efecto realiza en la red. Es decir, las renovables tienen limitaciones en su acceso a la red, que se solucionarían con almacenamiento, pero nadie quiere pagarlo, porque es más rentable solo instalar paneles (tampoco hay regulación para ello). A día de hoy ya se puede observar, en muchos días, como el precio eléctrico cae a cero por exceso de oferta renovable, en la llamada curva de pato [9].

Figura 06 →

EJEMPLO DE PRECIOS HORARIOS DE LA RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA EL 15 DE MAYO DE 2021, DONDE SE PUEDE OBSERVAR COMO EL PRECIO CAE A CERO ALGUNAS DE LAS HORAS SOLARES

Fuente: Red Eléctrica [10]



EL hidrógeno en ocasiones ha sido propuesto a solucionar este problema, como método de almacenar energía de la red eléctrica, en horas de sobre oferta renovable, para después volver a convertir ese hidrógeno en energía eléctrica en las horas de carencia de renovables. El problema es que la eficiencia del ciclo completo (Electricidad-->electrolizador--> Almacenamiento de H₂ -->pila de combustible-->electricidad) tiene eficiencias inferiores al 25%. Lo cual quiere decir que el 75% de la energía que se pretende almacenar se pierde por el camino y es por eso que el hidrógeno se debería descartar como método de almacenamiento eléctrico masivo.

Sin embargo, la inversión en fotovoltaica es tan rentable que ha atraído muchísimos capitales, sobre todo a España, por ser el país europeo que ofrece mayor rentabilidad fotovoltaica [11] y esos mismos capitales ahora ven como la propia sobre inversión podría ir en su contra; ya que esa sobre inversión (sin control ni medidas de regulación de red) está generando los citados precios cero de la electricidad y a su vez bajadas en los precios de los PPA (Power Purchase Agreement, acuerdos de intercambio de energía a largo plazo). Lo cual hace que sus inversiones estén en riesgo, ya que supusieron en el plan de negocio unos ingresos que se van a ver minorados y la rentabilidad con ellos. Además, mientras eso sucede con las inversiones ya realizadas se podría dar un parón fuerte en la promoción de nuevas instalaciones, si no son rentables las antiguas con menor razón las nuevas.

Y es ahí donde aparece de nuevo el hidrógeno, porque los inversores fotovoltaicos en su impulso inversor quieren continuar con el negocio fotovoltaico, pero como la red está saturada, piensan en generar hidrógeno y venderlo en otros mercados. Y si bien la intención es en la línea correcta, el hidrógeno sirve exactamente para eso, para desplazar consumos fósiles mediante generación del mismo con energías renovables, los proyectos se deberían impulsar desde el otro lado, desde el lado de los consumos fósiles que se quieren descarbonizar; ya que son estos los que conocen los detalles de su consumo y particularidades para poder discernir si el hidrógeno es una buena opción o no para su aplicación.



El problema es que dichos inversores fotovoltaicos están acostumbrados a vender electricidad, un mercado de gran liquidez y regulado, y el hidrógeno es un mercado diverso, complejo, en muchas aplicaciones aun inexistente y cautivo en los casos en que existe. Por otro lado, la inversión fotovoltaica es sencilla y de bajo riesgo y por ello muchos inversores con no demasiada cualificación industrial se han "animado" a invertir, pero el hidrógeno supone instalaciones complejas que a día de hoy ofrecen escasa o nula rentabilidad.

Por todo ello este impulso inversor está hinchando mucho el "hype" por el hidrógeno, dada la ambición inversora de los fotovoltaicos; aunque dichos inversores deberán reconvertirse mucho para invertir en hidrógeno que es un sector químico con mucha más ingeniería y riesgos. Además, dichos inversores están acostumbrados a unas altas rentabilidades debido al desajuste transitorio que se ha generado en el mercado eléctrico, rentabilidades que difícilmente se van a dar en el hidrógeno a corto plazo.

Esta es una de las presiones que está forzando la economía del hidrógeno desde la producción del mismo sin tener en cuenta a los consumidores, lo cual junto con la financiación pública está impulsando proyectos en los que el hidrógeno probablemente no es, ni va a ser, la mejor opción. Lo que a su vez está llevando a que muchos proyectos se queden parados porque la rentabilidad no es la deseada.

Como hemos remarcado desde el inicio del informe, un proyecto de hidrógeno ha de trabajarse desde la necesidad de la aplicación final (El camión, barco, la industrial...) y desarrollarlo desde ahí a la producción del gas, y no al revés. Ya que lo primero a chequear es si el hidrógeno es una buena opción para la aplicación final, mucho antes de plantearse siquiera como o quien va a generarlo.

El motivo principal de la exposición de este apartado es hacer comprender cuáles son las fuerzas que están impulsando el hidrógeno a crecer de forma más acelerada de lo que convendría para el orden del sector; ya que está siendo impulsada por agentes que poco comprenden de la naturaleza de la tecnología del hidrógeno y no están dedicando tiempo a comprenderla.



Capítulo 4

Cuanto pesa el coste de emisiones en el precio del hidrógeno

Cuando hablamos de competencia de mercado entre hidrógeno y los diferentes combustibles fósiles, no podemos pasar por alto el coste de las emisiones. Y es que, aunque la mayoría de las aplicaciones que queman combustibles fósiles no están sujetas a pagar por las emisiones que generan (mercado obligatorio), la tendencia a nivel global es que cada vez más aplicaciones tengan que pagar por sus emisiones. Y es por tanto al menos un factor a tener en cuenta para evaluar la competencia del hidrógeno respecto a los fósiles.

En el momento de escritura de estas líneas el coste de las emisiones de CO₂ es aproximadamente 80 €/tonelada emitida [12].

Figura 07 →

MODELO FINANCIERO REALIZADO POR EL AUTOR EN BASE A LOS PARÁMETROS DEFINIDOS PARA DEFINIR UNA HORQUILLA DE PRECIOS DE H₂ RENOVABLE

Fuente: Elaboración propia

IMPACTO DE LAS EMISIONES EN COMBUSTION VS H ₂			
	Emisiones Kg Co ₂ / MWh	Coste emisiones €/MWh	Coste emisiones respecto a combustion de H ₂ €/kg de H ₂
Carbón	400	32,0	1,1
Gasoil	275	22,0	0,7
Gas Natural	207,65	16,6	0,6

De los cálculos de la Figura 7 se puede extraer que asumiendo un precio de 80 €/tonelada de emisiones de CO₂, cada MWh (térmico) de carbón cuesta 32 € en emisiones, 22 euros para el gasoil y 16,6 para el gas natural. Esto quiere decir que en una aplicación que sustituyamos por hidrógeno nos estaríamos ahorrando esas cantidades en euros por cada MWh de calor generado y por tanto se puede asumir que ese sobre coste del MWh de hidrógeno seguiría estando en paridad de mercado.

Expresado de otra forma, por cada Kg de hidrógeno quemado nos estaríamos ahorrando 1.1€/kg de H₂ en costes de emisiones, si el hidrógeno está sustituyendo a carbón en la aplicación, 0,7€/kg de H₂ si sustituye a gasoil y 0,6 €/kg de H₂ si sustituye a gas natural.

Tomaremos estos parámetros de referencia para compararlos en otros apartados.





Capítulo 5

Competencia con el gas natural

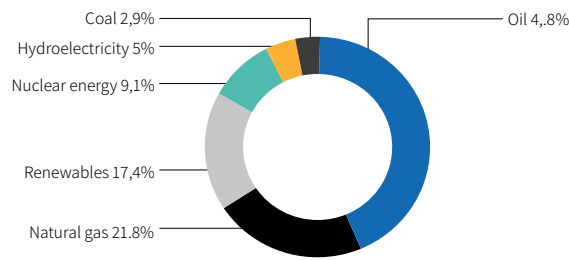
- ⊙ El gas natural es uno de los principales combustibles que utiliza a día de hoy la humanidad, en países como España representa el 21% del consumo primario de energía [13]. Sus principales usos finales son: la generación de calor (tanto residencial como industrial) y la generación de energía eléctrica. Además, el gas natural es utilizado como insumo químico para la generación de hidrógeno gris mediante el proceso de reformado. Dicho hidrógeno gris emite CO_2 en el proceso de generación y habitualmente se utiliza para producir amoníaco en industria de fertilizantes, metanol para la industria química e hidrogenación de combustibles fósiles.

El hidrógeno verde como sustitutivo del gas natural tiene su uso más claro, en la sustitución del propio hidrógeno gris, desplazando el gas natural como fuente primaria de ese hidrógeno. Además, en ese caso no existe otra posibilidad energética, ya que dichos procesos necesitan hidrógeno específicamente, no un suministro energético. La competencia del hidrógeno verde con el gris la analizaremos en el apartado 5.2.

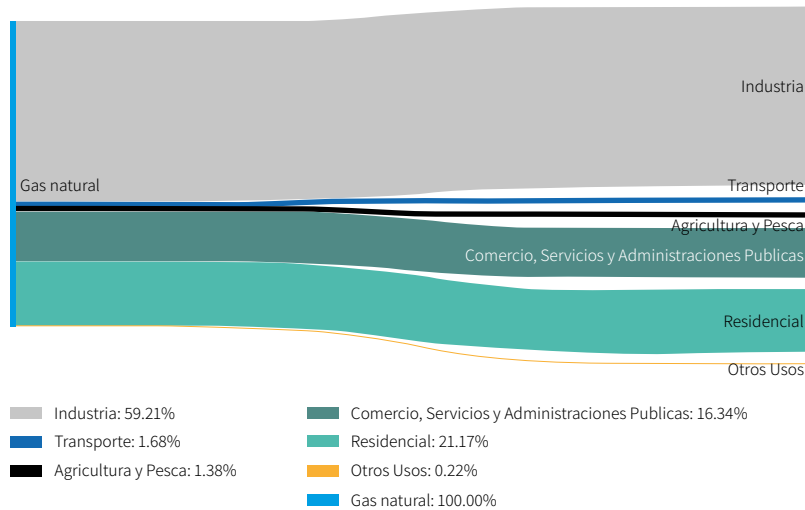
Por otro lado, el hidrógeno como gas combustible puede sustituir al gas natural directamente en sus usos tradicionales de generación de calor. Nunca en sus usos de generación de energía eléctrica ya que es un gas que se genera con electricidad, como hemos explicado en el apartado 3. De la idea de sustitución directa del gas natural por hidrógeno nace el fenómeno del blending (mezclado y quemado conjunto de gas natural e hidrógeno). Dicho fenómeno y la competencia del gas natural con hidrógeno como combustible lo estudiaremos en el apartado 5.1.

Figura 08 →**DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA, POR TIPOS DE COMBUSTIBLE**

Fuente: Statista [14]

**Figura 09** →**CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES EN ESPAÑA**

Fuente: Fundación Renovables [15]



5.1 El blending como replicación del modelo eléctrico

El blending, del inglés mezclar, es el proceso según el cual se mezcla hidrógeno con gas natural para ser utilizado indistintamente, principalmente en quemadores para generar calor. Es una iniciativa muy impulsada por el lobby gasista ya que tratan de reaprovechar la existente red de tuberías de gas de la que disponen en el territorio, sustituyendo parcial y progresivamente el gas natural por hidrógeno [16].

Además, es un modelo del gusto del sector renovable (Fotovoltaica y eólica) ya que como se ha explicado en el apartado 3, la red eléctrica comienza a estar saturada de fotovoltaica en las horas de sol. Y el sector renovable ve la red de gas como una equivalente a la eléctrica en la que poder verter su energía de la misma forma que actualmente lo hace en la red eléctrica. En este caso el modelo pasaría por instalar parques fotovoltaicos o eólicos que produzcan hidrógeno y lo inyecten a la red de gas natural. Replicando de esta forma el modelo de mercado líquido eléctrico en el mercado del gas mediante el hidrógeno como vector.



El problema es que la generación de calor es un consumo energético de bajo valor añadido en el que difícilmente podrá competir un gas que se genera partiendo de electricidad, la energía de mayor valor añadido. Y esa es la razón principal de que la combustión de hidrógeno, sola o mezclada avance muy despacio.

Pero, vamos a analizar los números: El precio del gas natural ha oscilado mucho en Europa en los últimos años como puede verse en la Figura 10 existiendo picos de hasta 300 €/MWh cuando los valores típicos previos a la pandemia eran de 20 €/MWh. Actualmente en España los futuros del gas para 2024 rondan los 40-50 €/MWh tal y como puede apreciarse en la Figura 11.

Figura 10 →

VARIACIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN EUROPA DESDE 2020, €/MWh

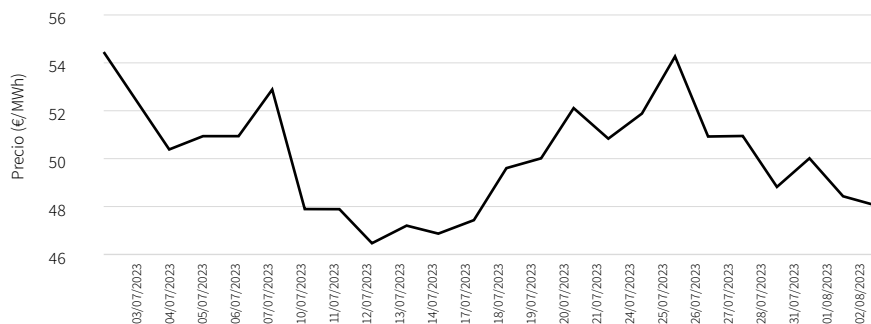
Fuente: ICE [17]



Figura 11 →

FUTUROS DEL GAS NATURAL ACTUAL EN ESPAÑA PARA 2024

Fuente: MIBGAS [18]



Para el análisis de competencia de combustión directa (blending) vamos

a considerar un rango de precios del gas natural desde los 25 €/MWh pre pandemia hasta los 200 €/MWh que podrían darse en algún pico futuro (extremo). Compararemos estos datos con el precio equivalente que tendría que tener el hidrógeno verde para aportar la misma energía, teniendo en cuenta que el hidrógeno verde no debería pagar las emisiones de CO₂ definidas en el apartado 4.

Figura 12 →

PRECIOS DEL HIDRÓGENO PARA SER COMPETITIVO CON EL GAS NATURAL EN COMBUSTIÓN DIRECTA

Fuente: Elaboración propia

PARIDAD GAS NATURAL HIDRÓGENO					
	Actualidad				
Precio gas natural	25	50	100	200	€/MWh
Coste emisiones	16,6	16,6	16,6	16,6	€/MWh
Precio competitivo H ₂ verde	1,4	2,2	3,9	7,2	€/kg
Coste producción H ₂ (Apartado 4)	3 a 5,5	3 a 5,5	3 a 5,5	4 a 5,5	€/kg

Como puede observarse en la Figura 12, para el precio esperado en 2024 del gas natural (50€/MWh) y teniendo en cuenta que el hidrógeno no debería pagar emisiones de CO₂ (lo cual le supone una ventaja en costes) el hidrógeno verde debería tener un coste de 2,2 €/kg para ser competitivo.

Como hemos visto en el apartado 2, en los escenarios más optimistas (poco realistas) el coste de producción de hidrógeno verde sería de como mínimo 3 €/kg y probablemente de 4 €/kg o más en la mayoría de los proyectos. Y esta es por tanto la razón principal por la que los proyectos de combustión directa de hidrógeno o blending no son rentables actualmente y su desarrollo camina lento o está parado a la espera de algún subsidio público. El precio del gas es simplemente demasiado bajo para que el hidrógeno verde pueda competir en combustión directa.

Tendríamos que volver a ver precios del gas natural por encima de 100 €/MWh en el corto plazo para que el hidrógeno fuera competitivo, ya que estos precios harían competitivo el hidrógeno a 3,9 €/kg.

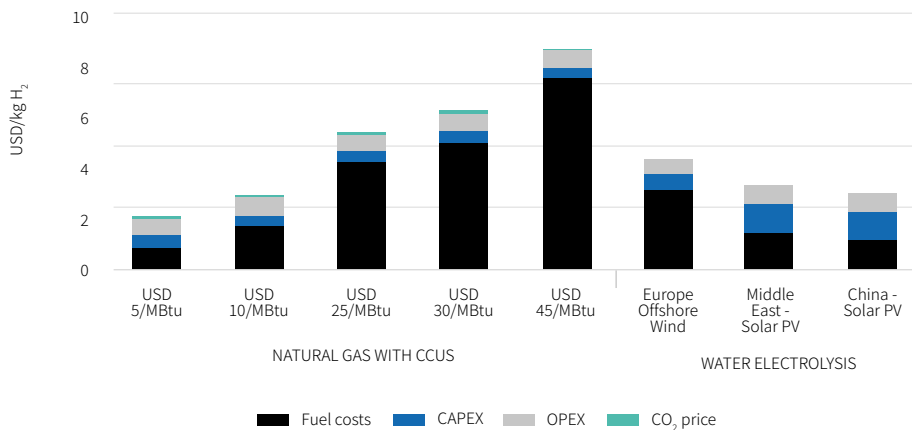
Es complejo que la combustión de hidrógeno sea competitiva con la combustión de gas natural en el medio plazo y además en muchos casos existen tecnologías alternativas a la combustión de gas para generar calor, como la electrificación directa o las bombas de calor, que tienen mejores eficiencias y rentabilidades. Para que llegara a rentabilidad sería necesaria subidas mantenidas de más del 50% por ciento el precio del gas actual junto con subidas de más del 100% del precio del CO₂, escenarios poco probables en opinión del autor.

El futuro de la generación de calor pasara más por la electrificación directa (Resistencias, calderas eléctricas, plasma.), la solar térmica y por las bombas de calor allí donde la temperatura de impulsión sea baja, el hidrógeno probablemente quedará relegado a nichos específicos donde la temperatura necesaria sea muy alta, pero probablemente en el corto plazo no habrá un consumo masivo e inyección en la red de gas.

Figura 13 →

Fuente: EA, «Global Hydrogen Review 2022» [19].

PRECIOS ESTIMADOS DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO POR GAS NATURAL CON CAPTURA DE CO₂ Y POR ELECTRÓLISIS DE ENERGÍAS RENOVABLES. DONDE PUEDE OBSERVARSE QUE ESTIMAN PRECIOS DE HIDRÓGENO VERDE ENTRE 3 Y 4,5 DÓLARES KG. (3,75 MBTU SON APROXIMADAMENTE 1MWH, ES APROXIMADAMENTE, POR LO QUE 10MBTU SERÁN 37,5USD/MWH)



5.2 Competencia con el hidrógeno gris

Como ya hemos explicado, el gas natural también se utiliza hoy en día para generar hidrógeno mediante reformado, para ser usado en industria química, que necesita la molécula para combinarla con otras, no como insumo energético, sino como insumo químico. En estos casos la única opción posible para descarbonizar, es generar el hidrógeno con otra tecnología no emisora de CO₂, es decir hidrógeno verde (o azul). Pero es que además, como para generar hidrógeno gris se debe utilizar un reformador con eficiencias del 70%, la competitividad del hidrógeno verde mejora en este caso respecto a la competencia directa en combustión de gas natural como en el apartado 5.1.

En este caso hemos tomado la misma horquilla de precios potenciales del gas natural 25 a 200 €/MWh que en el apartado 5.1 (tomando como precio para 2024 más probable 50 €/MWh). El resultado teniendo en cuenta el ahorro en costes de emisión de CO₂ es que el hidrógeno verde tendría que tener un coste de 2,9 €/kg para ser competitivo con el gris a día de hoy. Siendo este un valor muy próximo a los cálculos de precios posibles de hidrógeno verde más optimistas calculados en el apartado 2, de 3€/kg. Aunque el precio más probable del hidrógeno verde en los grandes proyectos será 4 €/kg y por tanto aun estaría algo lejano a rentabilidad.

Figura 14 →**CÁLCULOS DE PRECIOS DE HIDRÓGENO VERDE
NECESARIOS PARA COMPETIR EN MERCADO CON EL
HIDRÓGENO GRIS**

Fuente: Elaboración propia

PARIDAD ENTRE H ₂ GRIS Y H ₂ VERDE					
	Actualidad				
Precio gas natural	25	50	100	200	€/MWh
eff reformado (aprox)	70%	70%	70%	70%	
Precio H ₂ gris	35,7	71,4	142,9	285,7	€/MWh
Coste emisiones	16,6	16,6	16,6	16,6	€/MWh
Precio eq H ₂ (verde)	52,3	88,0	159,5	302,3	€/MWh
Precio competitivo H ₂ verde	1,7	2,9	5,3	10,1	€/kg
Coste producción H ₂ (Apartado 4)	3 a 5,5	3 a 5,5	3 a 5,5	3 a 5,5	€/kg

La rentabilidad del hidrógeno verde y gris esta cercana. Con ligeras subidas en el precio estimado del gas natural en 2024 más los costes de CO₂ junto con subsidios a la inversión de electrolizadores, este tipo de proyectos si podrían comenzar a instalarse en los próximos años. Además, cabe remarcar que en estos casos el hidrógeno verde es la única opción de descarbonización por lo que el impulso de los subsidios públicos en este caso está siendo más fuerte.

El hidrógeno verde como insumo químico sustituyendo al hidrógeno gris es la apuesta más firme y rentable de todo el universo del hidrógeno verde. Con total seguridad serán los primeros proyectos de tamaño importante en ponerse en funcionamiento. De hecho, en España ya hay ejemplos, como la planta de 20MW de electrólisis que ya tiene en funcionamiento Iberdrola en Puertollano para producir amoniaco para Fertiberia [20].





Capítulo 6

Competencia con el petróleo

El consumo de petróleo en países como España supone un 43% de todo el consumo de energía primaria, tal y como puede apreciarse en la Figura 8. La gran mayoría de ese consumo se dedica al transporte en todas sus formas: tierra, mar y aire.

El hidrógeno aspira a ser candidato, directa o indirectamente, a sustituir muchos de los consumos de petróleo en movilidad, sobre todo aquellos que tienen alto tonelaje y largas distancias. Caso excepcional sería el de los vehículos tipo turismo que pueden descarbonizarse con baterías de litio, opción mucho más eficiente, y que si no hay problemas de suministro de minerales podría ser la clara ganadora en la descarbonización de dichos vehículos. Ahora bien, cuando los vehículos crecen de tamaño y autonomía la electrificación directa cada vez se hace más compleja. Siendo el caso límite los aviones o grandes barcos cargueros, imposibles de electrificar directamente con baterías. La frontera entre hidrógeno y electrificación directa, son los camiones de larga distancia que por su tamaño están en el límite entre lo que se podría impulsar con baterías eléctricas o que quizás deberán utilizar hidrógeno.

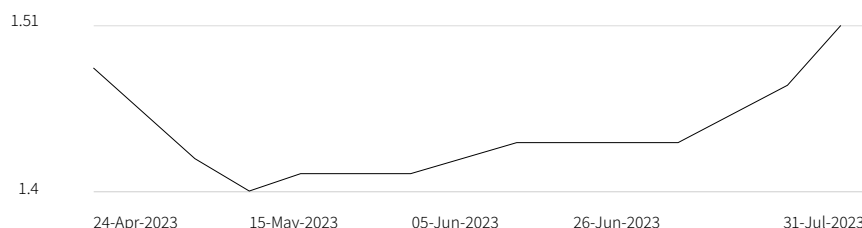
En cualquier caso, en términos de comparación económica de competitividad del petróleo con el hidrógeno verde vamos a emplear dos de sus subproductos principales.

- A.** Por un lado, el gasoil, como líquido portador de energía para toda la maquinaria pesada de tierra, parte de la marítima y en versiones similares al gasoil (Jet fuel) para los aviones. Y lo vamos a comparar con la sustitución directa de ese combustible por hidrógeno para ver su competitividad en términos aproximados.
- B.** Por otro lado, vamos a comparar el fueloil (bunker fuel), combustible por excelencia de los grandes barcos cargueros. Pero en este caso lo vamos a comparar con el precio del metanol verde que podría ser su sustitutivo. Recordar que el metanol verde es una síntesis de hidrógeno verde y CO₂ capturado, por lo que indirectamente está indexado al precio del hidrógeno verde.

(A) Como puede observarse en la Figura 15, el precio del Gasóleo en 2023 está rondando los 1.4/1.5 € el litro, precio de venta en gasolineras en España.

Figura 15 → **PRECIOS DEL DIESEL EN ESPAÑA EN 2023**

Fuente: Global Petrol Prices [21]



Si partimos de ese precio y asumimos que un operador de flotas de vehículos podría autogenerarse su propio hidrógeno, veremos que el precio equivalente de hidrógeno para la misma energía sería 5,66 €/kg de H₂ (Figura 16). Lo cual hace que aparentemente el hidrógeno verde a los precios actuales del diesel podría estar en rentabilidad ya que en el apartado 2 se calculó que el hidrógeno verde podría ser producido probablemente en una horquilla de entre 3 y 5,5 €

Figura 16 →

CÁLCULOS DE PARIDAD DEL GASÓLEO CON RESPECTO AL HIDRÓGENO VERDE

Fuente: Elaboración propia

PARIDAD GASOLEO HIDRÓGENO					
	Actualidad				
Precio gasoil	0,80	1,00	1,50	2,00	€/litro
Densidad gasoleo	850,00	850,00	850,00	850,00	kg/m3
Precio gasoil	0,94	1,18	1,76	2,35	€/kg
PCI gasoil	11,94	11,94	11,94	11,94	kWh/kg
Precio gasoleo	79	99	148	197	€/MWH
Coste emisiones	22	22	22	22	€/MWH
Precio competitivo H ₂ verde	3,36	4,02	5,66	7,30	€/kg
Coste producción H ₂ (Apartado 4)	3 a 5,5	3 a 5,5	3 a 5,5	3 a 5,5	€/kg

Aunque a este resultado aparentemente muy positivo para el hidrógeno verde habría que hacerle varios matices. El primero es que una instalación de suministro de hidrógeno a vehículos tiene unos costes de compresión, almacenamiento y dispensado muy superiores a una instalación de simple generación de hidrógeno y eso impacta negativamente en su competitividad. Además, el tamaño de la instalación de producción en una hidrogenera suele ser menor, lo cual también hace más costoso el hidrógeno dispensado a vehículos.

En segundo lugar, hay que matizar también que, aunque el supuesto en el que nos basamos es realista, está comparando el precio de venta en gasolineras con impuestos respecto a un hidrógeno autogenerado que no pagaría impuestos. Si comparáramos ambos combustibles en términos puramente energéticos deberíamos reflejar en la comparativa el precio del diesel sin impuestos, que probablemente sería de 0,8€/litro y entonces la rentabilidad del hidrógeno como combustible alternativo se vería más comprometida.

En cualquier caso, la realidad para un operador logístico hoy es que puede autogenerarse su propio hidrógeno a precios en competencia cercana con el precio que tiene que pagar impuestos incluidos en una gasolinera. No obstante, si este fenómeno se popularizara probablemente aparecerían ciertos impuestos al hidrógeno autoproducido para movilidad. Aunque a su vez es una oportunidad para propiciar fiscalmente el hidrógeno en movilidad para flotas cautivas de alto tonelaje sin necesidad de una acción estatal especial.



En cualquier caso, el hidrógeno podría llegar a ser competitivo también sin tener en cuenta los impuestos en ciertos supuestos. Ya que 0,8 €/litro que sería el precio aproximado sin impuestos del gasóleo hoy, y este implicaría un precio necesario de hidrógeno verde a 3,36€/kg, precio que se podría alcanzar en los supuestos más optimistas calculados en el apartado 2. Sin embargo, hay que tener en cuenta que dichos supuestos son instalaciones muy grandes, difícilmente aplicables a estaciones de suministro de hidrógeno para vehículos, y además no incluyen los sobrecostos de la compresión, almacenamiento y dispensado de una hidrogenera (estación de generación y dispensado de hidrógeno a vehículos).

(B) Pensando en el segundo supuesto planteado, sustitución de fueloil de barcos por metanol verde, debemos primero aproximarnos al mercado del fueloil. En este caso hemos tomado de referencia el mercado de Rotterdam en el que puede observarse que en los últimos años ha habido una fuerte variación del precio. Tal y como puede apreciarse en la Figura 17, de 2020 a 2023 el precio del fueloil ha pasado por un pico de 1000 USD/tonelada, viniendo de precios de 300USD/tonelada en 2020 y, actualmente en 2023, se ha moderado algo quedándose en unos 600USD/tonelada. Esta es la horquilla de precios de referencia que vamos a utilizar para ver la competitividad con el metanol verde.

Figura 17 →

PRECIO DEL FUELOIL EN EL MERCADO DE ROTTERDAM

Fuente: Ship & Bunker [22]



Atendiendo a esta horquilla de precios del fueloil (300-1000USD/tonelada) se ha calculado la equivalencia y en base a ella, cual debería ser el precio de hidrógeno que permitiera sintetizar un metanol competitivo con el fueloil.

Figura 18 →

CÁLCULOS DE EQUIVALENCIA DE PRECIOS DE FUEL OÍL CON METANOL VERDE

Fuente: Elaboración propia

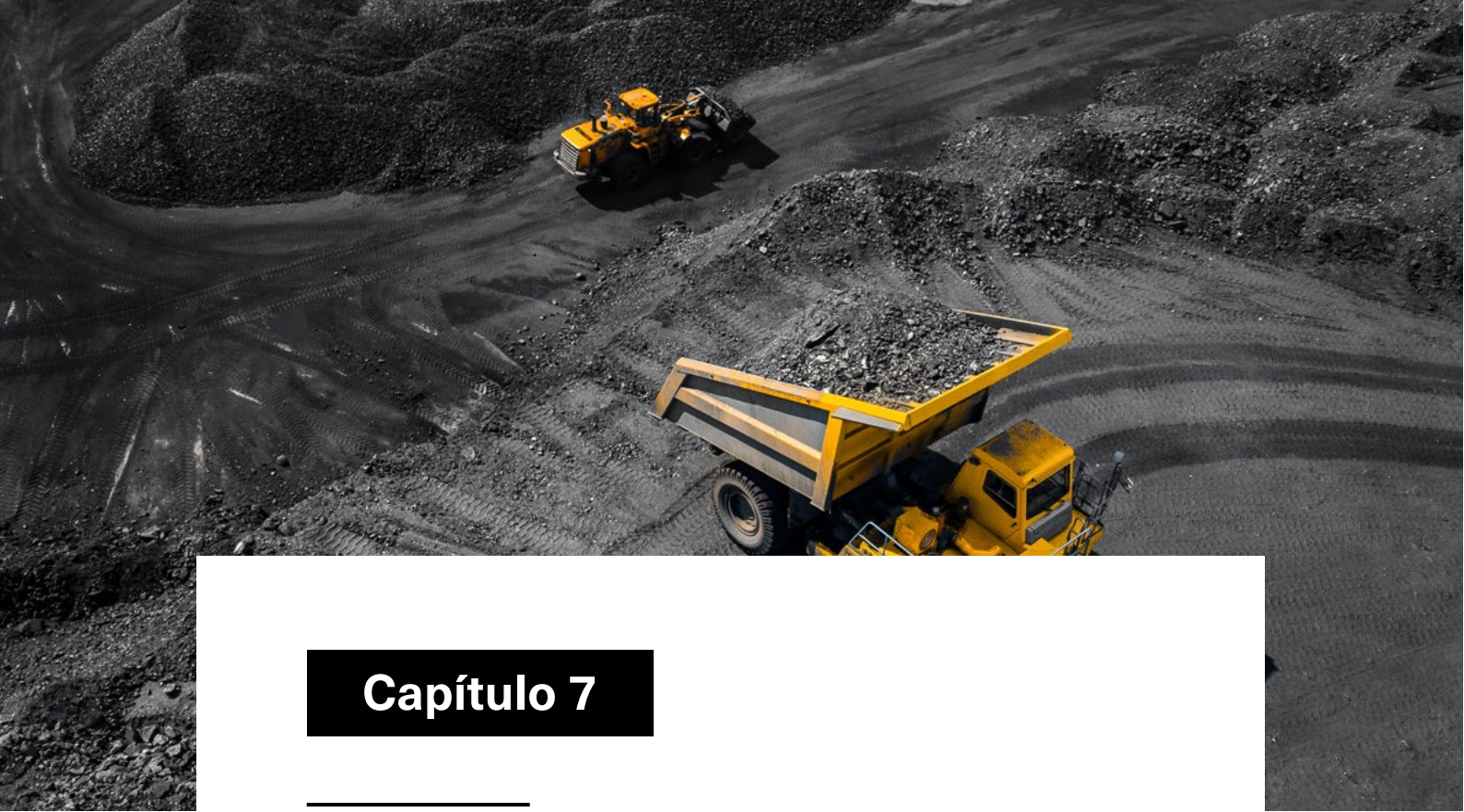
PARIDAD FUEL OIL VS METANOL (H ₂)					
	Actualidad				
Precio Fueloil	300	600	800	1000	USD/ton
PCI Fueloil	11,22	11,22	11,22	11,22	MWh/ton
USD/Euro	1,09	1,09	1,09	1,09	
Precio Fueloil	29	58	78	97	€/MWh
Metanol síntesis eficiencia	75%	75%	75%	75%	
Precio Hidrogeno eq	22	44	58	73	€/MW
Coste emisiones (aprox)	22	22	22	22	€/MW
Precio competitivo H ₂ verde	1,46	2,19	2,68	3,16	€/kg
Coste producción H ₂ (Apartado 4)	3 a 5,5	3 a 5,5	3 a 5,5	3 a 5,5	€/kg

En los cálculos realizados en la Figura 18 se puede apreciar como la horquilla de precios necesarios de hidrógeno verde, para que el metanol verde generado con el fuera competitivo con el fueloil, es de 1,46 a 3,16€/kg de H₂. Siendo el precio de hidrógeno necesario al precio actual de mercado de 2,19€/kg. Por lo que se puede concluir que el metanol verde generado desde hidrógeno verde electrolítico está lejos de ser competitivo. Además, hay que tener en cuenta que son precios optimistas, ya que se ha asumido que obtener CO₂ necesario para sintetizar el metanol no tiene coste. Capturar CO₂ puede tener costes medio de 40€ por tonelada que encarecerían el metanol. Con los datos y los precios posibles de hidrógeno verde hoy calculados en el apartado 2 (3-5,5 €/kg) el fueloil tendría que volver a su máximo histórico de los últimos 2 años 1000€/kg para que pudieran existir proyectos cercanos a rentabilidad en la actualidad.

Y a pesar de la no rentabilidad a día de hoy, se anuncian proyectos largo plazo como el de Maersk en España, que pretende invertir 10.000 millones de euros para producir metanol para sus barcos [23], en un momento en los que la empresa presenta malos resultados económicos [24]. Este hecho hace reflexionar sobre que a pesar de que el metanol verde pueda llegar a ser entre 2 o 3 veces más caro que el combustible tradicional [25], siguen siendo una de las pocas opciones para el sector marítimo para dejar atrás los combustibles fósiles. La pregunta es cómo van a evolucionar a largo plazo los precios del fueloil y el del hidrógeno verde. Para que se llegara a una paridad deberían darse escenarios en los que el fueloil sube al menos un 70% con respecto al momento actual y los precios del hidrógeno verde se moderan a medio plazo para hacer rentables proyectos de 2.5 – 3 €/kg con normalidad.

La otra opción es que a nivel global decidamos como humanidad dejar atrás los fósiles en navegación oceánica y asumir la subida del coste de los fletes debido al incremento del precio del combustible con un valor añadido de sostenibilidad. Este suceso es complejo ya que requeriría poner a muchos países de acuerdo.





Capítulo 7

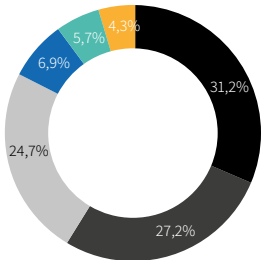
Competencia con el carbón metalúrgico

⊙ El último combustible a analizar en este informe es el carbón. Aunque el carbón en España representa apenas el 2,9% del consumo (Figura 8), no es así en otros países. En el mix mundial representa el 27,2% de toda la energía primaria (Figura 19). El uso principal en el mundo es la generación de electricidad, pero ese uso no puede ser sustituido por hidrógeno ya que éste viene de la propia electricidad, como mucho podrá servir para almacenarla (aunque muy ineficientemente) como discutimos en el apartado 3.

Figura 19 → ORÍGENES DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL MUNDO POR COMBUSTIBLES

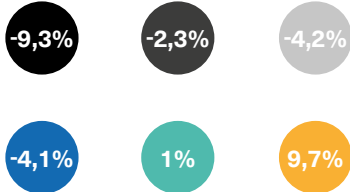
Fuente: InterEmpresas [26]

MIX DE ENERGÍA PRIMARIA MUNDIAL



-6,3% EMISIONES DE CO₂

VARIACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA 2020 vs 2019



-4,5% EL CONSUMO DE ENERGIA

Sin embargo, el carbón es un material muy utilizado incluso en España para la reducción del mineral de hierro en altos hornos. Y en este proceso el hidrógeno es prácticamente el único candidato a descarbonización.

Y es que, el hierro se extrae en forma de óxido de hierro en las minas y para convertirlo en hierro, o acero, se le deben extraer los átomos de oxígeno que contiene. Para esa función se requiere de un agente reductor (un combustible) y es ahí donde aparece el carbón metalúrgico. En los procesos habituales de altos hornos el carbón se combina con el oxígeno del óxido generando CO_2 y hierro o acero. ($\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{C} \rightarrow 3/2\text{CO}_2 + 2\text{Fe}$)

Éste no es un proceso en el que el carbón sea únicamente un combustible y que pueda ser sustituido por cualquier otra fuente de energía. Es un proceso en el que el carbón sirve de agente químico reductor y es por eso que para sustituirlo se necesitan otros agentes reductores.

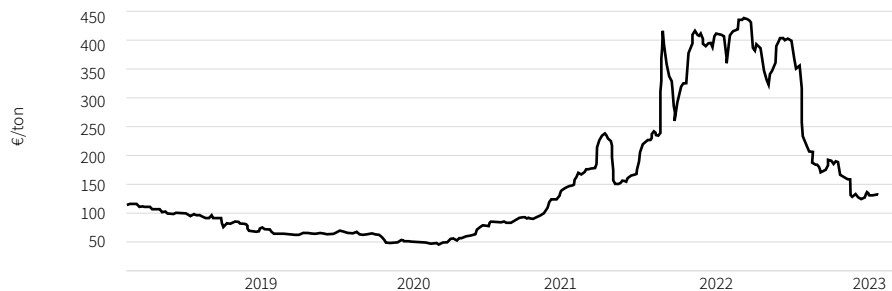
Últimamente se están potenciando las plantas de reducción directa de mineral de hierro (DRI, Direct Reduction Iron) por las menores emisiones que suponen. Dichas plantas utilizan el gas natural como agente reductor del mineral de hierro. Además, estas plantas se pueden reconvertir a hidrógeno, utilizándolo como agente reductor. La diferencia es que el hidrógeno como agente reductor "roba" el oxígeno al mineral de hierro y genera únicamente agua, no CO_2

($\text{Fe}_2\text{O}_3 + 2\text{H}_2 \rightarrow 3\text{H}_2\text{O} + 2\text{Fe}$). Es por esto que el Hidrógeno es una de las vías principales de descarbonización del sector metalúrgico de reducción de mineral de hierro.

Vamos a tratar de estudiar la paridad del precio del carbón como combustible y agente reductor con el hidrógeno verde. Para ello vamos a partir del precio del carbón que ha oscilado en los últimos años entre los 50 y 450€/kg, estando actualmente en 134€/Ton (Figura 20)

Figura 20 → PRECIOS DEL CARBÓN

Fuente: Trading Economics [27]



Teniendo en cuenta que para realizar la misma función reductora que hacen 3 kg de carbón es necesario 1kg de hidrógeno (estequiometría de la reacción), y que además por cada kilogramo de H_2 que se emplee para sustituir carbón como reductor se ahorran 11kg de emisiones de CO_2 (estequiometría de la reacción). Se han realizado en la Figura 21 los cálculos del precio de H_2 que sería necesario para ser competitivo con el carbón como agente reductor de mineral de hierro.

Figura 21 →**PRECIOS DEL CARBÓN CÁLCULOS DEL HIDRÓGENO
COMO SUSTITUTO DEL CARBÓN AGENTE REDUCTOR**

Fuente: Elaboración propia

PARIDAD CARBON HIDROGENO (COMO REDUCTOR)				
	Actualidad			
Relacion oxidantes Carbono vs H ₂	3	3	3	
Precio Carbon	134	300	450	€/ton
Precio H ₂ (sin emisiones)	0,402	0,9	1,35	€/kg
Ahoro CO ₂ por kg de H ₂	11	11	11	
precio CO ₂	80	80	80	
Precio competitivo H ₂ verde	1,282	1,78	2,23	€/kg
Coste producción H ₂ (Apartado 4)	3 a 5,5	3 a 5,5	3 a 5,5	€/kg

El resultado es que incluso a 450€/tonelada de carbón (pico de precio) y teniendo en cuenta el coste de las emisiones (80€/ton CO₂) sería necesario producir hidrógeno a un precio de 2,23€/kg para hacerlo competitivo. Este coste de producción de H₂ está fuera de la horquilla de precios posibles a los que se puede producir el hidrógeno verde hoy. De hecho, hoy el precio del carbón está más bien en 134€/kg y a ese precio serían necesarios costes de hidrógeno de 1,2€/kg, lo cual hace aún menos rentable la operación. Sin embargo cabe remarcar que el carbón metalúrgico suele tener precios superiores al carbón "común" con el que se ha realizado la comparativa, lo cual daría ventaja al hidrogeno como agente reductor en algunos mercados.

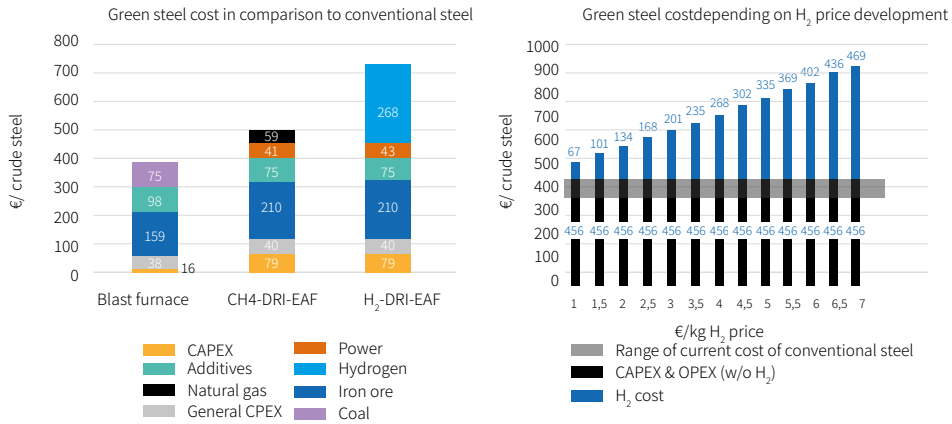
En cualquier caso, para que el hidrógeno verde entrara en rentabilidad con el carbón como agente reductor sería necesario al menos que el precio del carbón volviera a sus máximos de 450€/kg y que además los costes de emisiones de CO₂ se duplicaran hasta los 160€/tonelada. En ese supuesto y asumiendo que se puede generar hidrógeno verde por debajo de 3 €/kg el hidrógeno verde sería competitivo con el carbón como agente reductor. Como referencia externa se puede observar en la Figura 22, Comparativa de costes de la tonelada de acero por diferentes métodos [28], como el precio estimado del acero verde generado por DRI de hidrogeno casi duplica el de los altos hornos de carbón. A su vez puede observarse como el precio del hidrogeno tendría que estar al menos a precios menores de 2 € por kilogramo para aproximarse al precio actual del DRI de gas natural. Por lo que de la Figura 22, se puede concluir al igual que de este informe que el hidrógeno verde es demasiado caro a día de hoy para sustituir a los reductores convencionales (Carbón y gas natural) y por tanto si se implanta se deberán asumir altos sobrecostes, con la contrapartida del ahorro de CO₂.



Figura 22 →

COMPARATIVA DE COSTES DE LA TONELADA DE ACERO POR DIFERENTES MÉTODOS

Fuente: LBST [28]



Además, como el carbón se utiliza en el mundo como combustible para otro tipo de procesos (calderas, cementeras...etc.), se ha creído relevante también analizar su competitividad como combustible energético general (no como agente reductor). En la Figura 23 se pueden observar los cálculos de competitividad con el hidrógeno para la horquilla de precios (134-450 €/tonelada).

Figura 23 →

CÁLCULOS DEL HIDRÓGENO COMO SUSTITUTO DEL CARBÓN COMBUSTIBLE

Fuente: Elaboración propia

PARIDAD CARBON HIDROGENO (COMO COMBUSTIBLE)				
	Actualidad			
PCI	7	7	7	MWh/ton
Precio Carbon	134	300	450	€/ton
Precio Carbon	19	43	64	€/MWh
Coste emisiones	32	32	32	€/MWh
Precio competitivo H ₂ verde	1,7	2,5	3,2	€/kg
Coste producción H ₂ (Apartado 4)	3 a 5,5	3 a 5,5	3 a 5,5	€/kg

Y si bien la horquilla de precios necesarios del hidrógeno para hacerlo rentable este lejos de los precios de producción actuales (apartado 2) si están más cerca de rentabilidad que en el caso del carbón como agente reductor. En este caso en el pico de precio de carbón a 450 €/tonelada habría bastado con hidrógeno a 3,2 €/kg para hacerlo competitivo, y ese si es un precio en la horquilla de los precios posibles del hidrógeno verde hoy. Aun así, al precio actual del carbón (134 €/tonelada) sería necesario producir hidrógeno verde a 1,7 €/kg lo cual es inviable en el mercado actual.



A woman in a beige suit is presenting in a classroom. Behind her is a large screen displaying various business charts, including a donut chart on the left and a dashboard with five circular gauges on the right. The gauges show percentages: 20%, 15%, 30%, 25%, and 20%. The background is a blurred classroom setting with desks and chairs.

Capítulo 8

Financiación, pública y privada

Como se ha podido observar a lo largo de todo el informe, prácticamente ninguno de los usos del hidrógeno verde es rentable a día de hoy, en base a los precios competencia de los combustibles fósiles actuales. Y aun así el hidrógeno se cree necesario como sociedad para descarbonizar, al menos, algunos de los procesos industriales. Es por ello que los organismos de muchos países han planteado programas de financiación pública de los proyectos de hidrógeno, para así promover su ejecución temprana. Con la esperanza, de que una vez comiencen a desarrollarse proyectos y a producir electrolizadores, a raíz de ello los precios de los mismos caigan por economías de escala (fabricación en serie) y entonces el hidrógeno pueda entrar en rentabilidad.

El problema, al menos en los programas europeos de financiación tipo NEXT GENERATION, es que están planteando financiaciones al CAPEX de los equipos (la inversión) y ésta representa menos del 50% de los costes totales del proyecto a lo largo de toda la vida del electrolizador. Y sin embargo la mayoría de los costes dependen de la energía disponible, la cual no está siendo financiada. Además, el altísimo volumen de inversión en proyectos anunciados hace imposible que el impulso sea público ya que implicaría una altísima intervención del mercado por parte del estado, de manera que gran parte de los proyectos anunciados no van a poder optar a financiación pública.

Un planteamiento más eficaz sería financiar el precio final del hidrógeno como se hizo con las instalaciones fotovoltaicas en el pasado, financiando el precio de la energía. Financiar el euro por kilogramo en los primeros años hasta que sea rentable por sí mismo o por encarecimiento de los otros combustibles. De esta manera no se perdería dinero en proyectos dejados a medias pues solo se paga el hidrógeno fabricado y vendido, y además se financiaría el proyecto completo, no solo el CAPEX.

Por otro lado, incluso en proyectos que ya disponen de financiación pública están teniendo problemas para financiar bancariamente el resto del proyecto. Esto es debido a que los bancos no tienen capacidad de evaluar los riesgos de la tecnología y el mercado. No existe experiencia previa relevante como para asegurar las inversiones y en muchos proyectos no está garantizado el consumo final del hidrógeno (y flujos de caja asociados).

Como se ha remarcado en el apartado 1 del informe el problema es el ritmo al que se quiere hacer crecer la tecnología, que no permite una curva de aprendizaje orgánica. Al contrario, se está forzando a avanzar a la tecnología a ritmos para los que no están preparadas ni la tecnología ni la financiación pública o privada.

Una tecnología que no es rentable aún, puede crecer en base a subsidios públicos, pero el ritmo al que puede crecer en sus inicios es lento, ya que el dinero público es limitado y además sin el test del mercado puedes incurrir en errores graves de perspectiva. La experiencia dice que se debe crecer en base a experiencias solidas relevantes en el escalón anterior de volumen, y en base a ese, crear la siguiente etapa. El hidrógeno verde era un ente inexistente en el panorama energético hace 4 años y es complejo impulsarlo públicamente al ritmo que se necesita en el sector, porque implica saltar varios escalones de golpe y eso tiene altos riesgos.



Capítulo 9

Conclusiones

- ⊙ En este informe se ha tratado de analizar la competitividad del hidrógeno, así como las barreras por las cuales, si bien actualmente existen multitud de anuncios de proyectos, la mayoría no acaba de convertirse en proyectos reales.

Por un lado, se ha analizado cómo la necesidad de una descarbonización general de la economía está impulsando el sector del hidrógeno más rápido de lo que sería su crecimiento orgánico y eso está llevando a tratar de utilizar el hidrógeno para usos en los que probablemente no sea la mejor opción o en los que ahora mismo está muy lejos de ser competitivo.

A su vez, se ha expuesto la presión existente por parte del sector inversionista fotovoltaico en seguir promoviendo instalaciones, a pesar de los problemas crecientes que encuentran con el acceso a red, al comenzar está a estar saturada en las horas solares. Dicha presión se está trasladando al sector del hidrógeno, como canalizador para dar salida a esa energía. Pero la realidad es que el sector no está aún preparado para el volumen de inversiones y rentabilidades a las que operan los fotovoltaicos y, además, los promotores fotovoltaicos, desconocen las dinámicas del mismo y muchas veces erran en sus planteamientos de negocio, lo cual lleva a estancamiento en proyectos anunciados.

Posteriormente se han hecho unos supuestos para realizar un cálculo aproximado del coste hidrógeno verde en proyectos en España, del cual se ha obtenido una horquilla de precios posibles en diferentes proyectos de hidrógeno verde situada entre 3 y 5,5 € por kilogramo de hidrógeno producido. También se ha remarcado las dificultades en las que se están viendo los proyectos por parte de los fabricantes, en términos de falta de garantías de los electrolizadores o de experiencia reseñable de operación de los equipos, por parte de los fabricantes, lo cual genera incertidumbre en la durabilidad y rendimiento a largo plazo de los equipos, riesgos que están ralentizando algunos proyectos.

Por otro lado, las emisiones ahorradas al utilizar hidrógeno en lugar de combustible fósil son una ventaja no solo ambiental sino económica, al verse muchas de las aplicaciones obligadas a pagar por dichas emisiones. En este informe, se han cuantificado económicamente dichas ventajas, respecto a los principales combustibles fósiles, obteniendo datos de cuantos euros por kilogramo de hidrógeno utilizado se ahorran en emisiones, al sustituir cada combustible por hidrógeno (1,1 €/kg carbón, 0,7 €/kg gasoil, 0,6 €/kg gas natural).

Atendiendo a los combustibles fósiles, se ha expuesto que la sustitución total o parcial del gas natural por hidrógeno para combustión tiene su máximo exponente en el fenómeno denominado "blending". Este fenómeno permitiría una nueva red donde las renovables podrían descargar su energía en forma de hidrógeno, mezclándolo con el gas natural. Sin embargo, se ha analizado que la competencia del hidrógeno con el gas natural para combustión a los precios actuales del gas es muy mala ya que el hidrógeno verde es mucho más caro que el gas natural para esa función. El precio del gas es simplemente demasiado bajo para que el hidrógeno verde pueda competir en combustión directa. Tendríamos que volver a ver precios del gas natural por encima de 100 €/MWh en el corto plazo para que el hidrógeno fuera competitivo.

Sin embargo, en el caso del hidrógeno gris (hidrógeno generado con gas natural) que se utiliza como insumo de la industria química (no energética), los números son más favorables al hidrógeno verde, y además es la única opción actual de descarbonización. El resultado en este caso es que el hidrógeno verde tendría que tener un coste de 2,9 €/kg para ser competitivo con el gris a día de hoy. Siendo este un valor muy próximo a los cálculos de precios posibles de hidrógeno verde más optimistas calculados en el apartado 2. La rentabilidad del hidrógeno verde y gris esta cercana, y solamente con ligeras subidas en el precio estimado del gas natural en 2024 y los costes de CO₂, junto con subsidios a la inversión de electrolizadores, este tipo de proyectos si podrían comenzar a instalarse a corto plazo. Además, cabe remarcar que en estos casos el hidrógeno verde es la única opción de descarbonización por lo que el impulso de los subsidios públicos en este caso está siendo más fuerte. El hidrógeno verde como insumo químico sustituyendo al hidrógeno gris es la apuesta más firme y cercana a la rentabilidad de todo el universo del hidrógeno verde. Con total seguridad serán los primeros proyectos de tamaño importante en ponerse en funcionamiento.

Analizando los precios del gasoil se ha llegado a la conclusión de que un operador logístico podría autogenerarse su propio hidrógeno a precios cercanos a rentabilidad. Sin embargo, este fenómeno sucede principalmente porque el gasoil paga muchos impuestos y el H_2 no. Sin embargo, podría ser un hecho propiciado por las administraciones como incentivo al uso del hidrógeno en movilidad. Quitando los impuestos de la ecuación, la rentabilidad del hidrógeno como combustible en movilidad se ve comprometida, asumiendo el escenario de precios más probable, de 3,7 €/kg H_2 .

En el mercado de los grandes navíos se ha analizado el metanol verde como posible sustituto del fueloil como combustible. El metanol verde se sintetiza de hidrógeno verde y CO_2 . Y se ha llegado a la conclusión de que el fueloil debería de volver a sus precios máximos de los últimos 3 años (1000€/tonelada) para que el metanol verde pudiera optar a ser competitivo, y aún en ese caso sería necesario generar el hidrógeno verde a 3,16 €/kg, precio muy optimista.



A pesar de la no rentabilidad actual, se anuncian proyectos a largo plazo como el de Maersk en España que pretende invertir 10.000 millones de euros para producir metanol para sus barcos [23], en una coyuntura económica complicada para la empresa [24]. Este hecho hace reflexionar sobre que a pesar de que el metanol verde pueda llegar a ser entre 2 o 3 veces más caro que el combustible tradicional [25], sigue siendo una de las pocas opciones del sector marítimo para dejar atrás los combustibles fósiles.

Atendiendo al carbón como último de los tres grandes combustibles fósiles, su principal uso sustituible por hidrógeno es la reducción de mineral de hierro. Para dicho uso se ha calculado que incluso a los más altos precios del carbón de los últimos dos años (450 €/tonelada), sería necesario un hidrógeno verde a 2,23 €/kg para ser competitivo, en torno a un 35% más barato que el escenario de precios de hidrógeno más optimista en la actualidad. Y a los precios actuales (134 €/kg) el precio de hidrógeno necesario sería de 1,28 €/kg. A la luz de estos datos cabe concluir que difícilmente el hidrógeno verde será competitivo para la reducción de mineral de hierro en el medio plazo, por lo que si se quiere descarbonizar este proceso probablemente habrá que asumir unos mayores costes energéticos y del precio del hierro resultante.

Por último, en este informe se ha analizado cómo la financiación pública está tratando de compensar la baja o nula rentabilidad del hidrógeno como sustituto de los fósiles. Pero dado el gran nivel de inversión privada anunciada es imposible que todos los proyectos reciban cofinanciación pública, ya que supondría una inmensa intervención pública en el mercado. Además, al menos en Europa, se está financiando principalmente el CAPEX (la inversión) y no el OPEX (gasto operativo) cuando este último es la parte más importante de los costes de vida completa de la planta, lo que hace que la contribución pública no tenga en muchos casos la intensidad suficiente para hacer rentables las inversiones privadas.

La expectativa en el hidrógeno como vector energético es altísima y difícilmente se va a cumplir. La principal razón es que está siendo impulsado hacia su crecimiento acelerado asumiendo riesgos que no se contemplarían en el caso de un crecimiento orgánico. Considerando que la mayor parte de sus aplicaciones están lejos de rentabilidad, los proyectos consiguientes dependen de la disponibilidad de financiación o subvenciones públicas. Y al ser estas limitadas existen multitud de proyectos en periodo de análisis, constatando que no hay rentabilidad en ellos y a la espera de subvenciones o de cambios en el mercado de los fósiles que los comiencen a hacer rentables. Esta es la razón principal de la lenta evolución de los proyectos anunciados.

Merece la pena recordar que el hidrógeno está en sus inicios como tecnología en industrialización, y a pesar de la altísima expectativa, una nueva tecnología no suele ser rentable en sus inicios, por lo que no es candidata a inversión privada directa en solitario. Gran parte de la expectativa se basa en inversores que desconociendo la tecnología creen que está en rangos de rentabilidad, cuando no es así. Y estos mismos se encuentran con decepciones cuando realizan los números de sus propios proyectos, al constatar que no suele existir rentabilidad sin subvención en la mayoría de los casos. Por tanto, el volumen y la dirección que adquiera el sector lo va a definir un ente público en base a subsidios que, muy probablemente, no van a ser, por la limitación del dinero público, del volumen anunciado de proyectos. Además, se incurre en el riesgo de que se financien públicamente proyectos que nunca lleguen a rentabilidad por no tener el ente público el testeo del mercado, que dicta la cercanía a viabilidad de los proyectos en un escenario de desarrollo orgánico del sector.

Para concluir, y como se ha visto claro en todo el informe, el hidrógeno es una interesante opción para descarbonizar muchos procesos. Pero muy probablemente su coste es y será en el medio plazo mayor que el de sus alternativas fósiles. Por tanto, solo quedan dos caminos, o bien esperar a que los fósiles suban de precio y hagan rentable el hidrógeno verde o asumir como sociedad que ser sostenibles va a suponer un coste mayor del esperado y financiar dicho sobre coste en forma de intervención pública o de un aumento del precio de los productos de consumo y servicios.



Referencias bibliográficas

1. I. U. A. (. I. e. c. Gonzalo Escribano, «La dimensión internacional de la visión española del hidrógeno,» [En línea]. Available: <https://www.realinstitutoelcano.org/documento-de-trabajo/la-dimension-internacional-de-la-vision-espanola-del-hidrogeno/>
2. M. Rupérez, «¿PORQUE HIDROGENO Y PORQUE AHORA?,» OBS Bussines school, 2022.
3. P. d. R. T. y. Resiliencia, «PERTE ERHA,» [En línea]. Available: https://planderecuperacion.gob.es/sites/default/files/2021-12/PERTE_Energias%20renovables_RE_14122021.pdf
4. IEA, «Global Hydrogen Review 2021,» [En línea]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
5. Pexapark, «PPA Times – May 2023 Edition,» [En línea]. Available: <https://energiaestrategica.es/los-ppa-renovables-a-10-anos-siguen-bajando-de-precios-y-la-peninsula-se-lleva-todas-las-miradas/>
6. E. Comision, «Questions and Answers on the EU Delegated Acts on Renewable Hydrogen,» [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_23_595
7. FFE, «How is green hydrogen defined according to the EU’s delegated act?,» [En línea]. Available: <https://www.ffe.de/en/publications/how-is-green-hydrogen-defined-according-to-the-eus-delegated-act/>
8. ONU, «Accion por el clima,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/net-zero-coalition>
9. E. p. d. l. energia, «La curva de pato ya está aquí: la solar provoca esta temida figura en el ‘pool’ los fines de semana,» [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-curva-de-pato-ya-esta-aqui-la-solar-provoca-esta-temida-figura-en-el-pool-los-fines-de-semana/>
10. R. E. E. REE. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es>
11. E. p. d. l. energia, «España es el país europeo que ofrece la mayor rentabilidad para los inversores en energía solar,» [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-es-el-pais-europeo-que-ofrece-la-mayor-rentabilidad-para-los-inversores-en-energia-solar/>
12. «SENDECO2,» [En línea]. Available: <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
13. Statista, «Distribution of primary energy consumption in Spain in 2021, by fuel type,» [En línea]. Available: <https://www.statista.com/statistics/1230294/share-of-primary-energy-consumption-by-source-in-spain/>

- 14.** Statista, «Distribution of primary energy consumption in Spain in 2021, by fuel type,» [En línea]. Available: <https://www.statista.com/statistics/1230294/share-of-primary-energy-consumption-by-source-in-spain/>
- 15.** F. Renovables, «El papel del gas fósil en España,» [En línea]. Available: <https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2021/06/El-papel-del-gas-fosil-en-Espana.pdf>
- 16.** L. información, «Enagás dibuja la España del hidrógeno verde con 3.000 kilómetros de tuberías,» [En línea]. Available: <https://www.lainformacion.com/clima/enagas-espana-hidrogeno-verde/2880070/>
- 17.** ICE, «Dutch TTF Natural Gas Futures,» [En línea]. Available: <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?span=3&marketId=5600523>
- 18.** MIBGAS, «MIBGAS,» [En línea]. Available: <https://www.mibgas.es/>
- 19.** IEA, «Global Hydrogen Review 2022,» [En línea]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- 20.** Iberdrola, «PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE DE PUERTOLLANO,» [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>
- 21.** «globalpetrolprices,» [En línea]. Available: https://www.globalpetrolprices.com/Spain/diesel_prices/
- 22.** shipandbunker.com, «shipandbunker.com,» [En línea]. Available: <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam>
- 23.** «lainformacion.com,» [En línea]. Available: <https://www.lainformacion.com/empresas/maersk-elige-espana-crear-hub-metanol-verde-10-000-millones/2876138/>
- 24.** «diarioelcanal.com,» [En línea]. Available: <https://www.diarioelcanal.com/contenedores-ingresos-maersk/>
- 25.** «ecoinventos-com,» [En línea]. Available: <https://ecoinventos-com.cdn.ampproject.org/c/s/ecoinventos.com/maersk-lanza-el-primer-buque-portacontenedores-propulsado-por-metanol-verde/amp/>
- 26.** www.interempresas.net, «www.interempresas.net,» [En línea]. Available: <https://www.interempresas.net/Estaciones-servicio/Articulos/356418-El-consumo-de-energia-primaria-se-desplomo-en-Espana-en-2020.html>
- 27.** tradingeconomics.com. [En línea]. Available: <https://tradingeconomics.com/commodity/coal>
- 28.** «Free emissions steel making,» [En línea]. Available: https://lbst.de/wp-content/uploads/2022/04/2022-03-30-HySteel-LBST_Emissionsfreie_Stahlerzeugung.pdf
- 29.** C. P. L. C. AMBIENTAL, «EMISIONES ATMOSFÉRICAS DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS EN AMÉRICA DEL NORTE,» [En línea]. Available: <http://www.cec.org/sites/default/napp/es/greenhouse-gases.php>



OBS Business School

School of **Business Administration & Leadership**

School of **Innovation & Technology Management**



 **Planeta Formación y Universidades**