



OBS Business
School

Selección natural en el hidrógeno verde: Solo quedarán los mejores

Marcos Rupérez Cerqueda
Profesor de OBS Business School

Agosto, 2024

Partners Académicos:



[OBSbusiness.school](https://obsbusiness.school)

Autor

➤ **Marcos Rupérez Cerqueda**

Profesor 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 junto a otros socios fundó la empresa Quionne, empresa de ingeniería en la que realizó proyectos de hidrógeno, movilidad eléctrica y piezas de fibra de carbono. El equipo de ingeniería de Quionne fue el responsable de ingeniería eléctrica del primer coche eléctrico en participar en el rally Dakar en el año 2015. El coche fue originariamente diseñado como un vehículo de hidrógeno a pila de combustible.

En 2019, fundó junto a otros socios EWM soluciones (Energy and Waste Management) para aportar soluciones de ingeniería innovadoras al sector de los residuos, desde la perspectiva energética (<http://www.marcosruperez.com/>).

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, etc.



Índice

Capítulo 1	Contexto actual	5
Capítulo 2	Competitividad del H ₂ y precio	9
Capítulo 3	El precio del H ₂ con electrolizadores chinos	13
Capítulo 4	La curva de costes de energía eléctrica	16
Capítulo 5	Impacto del CAPEX	19
Capítulo 6	Optimización de horas de uso del electrolizador	22
Capítulo 7	Palo y zanahoria estatal	27
Capítulo 8	Todo lo paga el ciudadano	30
Capítulo 9	Diseñando un proyecto ganador	33
Capítulo 10	Conclusiones	35
	Referencias bibliográficas	38



Capítulo 1

Contexto actual

- ⊙ El hidrógeno verde lleva ya varios años en la escena del sector energético. Apareció en 2021 en forma de impulso de políticas públicas industriales mediante subvenciones, aunque ya existía mucho antes desde ámbitos del I+D. El salto de los laboratorios a la industria ha querido ser tan disruptivo y rápido que la tecnología no estaba preparada para la producción en masa con rentabilidad. Esa es la razón principal por la que a día de hoy no vemos en construcción los proyectos prometidos hace 3 años.

Como ya desgranamos en informes anteriores (hidrógeno burbuja o realidad), a nivel costes de producción, el hidrógeno no es competitivo en ninguno de los sectores en los que postula a ser una alternativa.

Es por eso que solo el impulso público mediante subvenciones a la implantación o penalizaciones a las alternativas puede hacer atractivos los proyectos de hidrógeno para los inversores. Esta es la razón por la que se deduce que la tecnología aún no está preparada para el desarrollo industrial con rentabilidad.

¿Por qué no está preparada? Principalmente por razones de costos. Actualmente, no existen economías de escala ni fábricas de electrolizadores a un nivel suficiente que permita reducir los costos y hacer rentables los proyectos. Además, las condiciones del mercado no son favorables: los precios de los combustibles fósiles siguen siendo bajos en comparación con los costos de la energía eléctrica, lo que impide que el hidrógeno alcance la paridad de mercado. Todo esto hace que los proyectos no sean rentables sin subvenciones en la actualidad, lo que ha llevado a que muchos proyectos estén anunciados pero paralizados, a la espera de condiciones de mercado más favorables o de mayores subsidios.

Al mismo tiempo, la Unión Europea está avanzando en restricciones, penalizaciones y obligaciones. En una primera etapa, se está impulsando el hidrógeno verde mediante subvenciones, pero en una segunda etapa se exigirán objetivos específicos y se impondrán cuotas. Así, se establecerán cuotas obligatorias de combustibles sintéticos para aviones y barcos, y se requerirá el consumo de hidrógeno verde por parte de los actuales consumidores de hidrógeno gris. La implementación de estas obligaciones y, más importante aún, las penalizaciones asociadas, aún están por definirse. No obstante, si se definen correctamente, estas medidas darán un impulso definitivo al mercado del hidrógeno verde, ya que la Comisión Europea estará creando un mercado específico para el hidrógeno verde, donde el precio no necesariamente competirá con los combustibles fósiles.

En este entorno de incertidumbre, la expectativa en torno al hidrógeno verde, que inicialmente era altísima, se está ajustando gradualmente a la realidad. A la luz de estas expectativas pasadas, se promovieron numerosos proyectos en España, muchos de los cuales deberán ser abandonados. Algunos dirán que la burbuja del hidrógeno se está desinflando, refiriéndose a aquellos que se involucraron en el sector esperando rentabilidad y altos volúmenes de inversión que no se están materializando. Sin embargo, esto no es una burbuja económica, sino una de expectativas. Simplemente, se está separando el grano de la paja. En esta travesía hacia la rentabilidad futura, se está revelando cuáles proyectos tienen una estrategia sólida detrás y cuáles no. Se está demostrando qué proyectos cuentan con un comprador de hidrógeno firme, a un precio rentable, y cuáles solo especulaban. Es por esto que este informe se llama "La selección natural de los proyectos de hidrógeno", porque en un entorno tan difícil como el actual para la promoción de proyectos de hidrógeno, donde la rentabilidad es escasa y en muchos casos no se alcanza ni con subvenciones, solo los mejores proyectos sobrevivirán a largo plazo.

¿Cuáles son los mejores proyectos?

Es una pregunta de respuesta compleja, ya que no se trata únicamente de aspectos técnicos o de parámetros de diseño del proyecto, sino más bien de la intencionalidad de sus promotores. Desde mi punto de vista, los mejores proyectos son aquellos cuyos promotores comprenden la situación del hidrógeno y están trabajando dentro del marco adecuado.

Y, ¿Cuál es la situación del hidrógeno?

La situación actual es de incertidumbre y apuesta a largo plazo, en colaboración con las instituciones públicas. Por tanto, considero buenos aquellos proyectos cuyo capital detrás comprende que no hay que apresurarse, que deben planificarse a varios años vista, pero tomando medidas desde hoy para posicionarse de la mejor manera posible. Estos proyectos deben ser los más optimizados y mejor diseñados, además de estar dispuestos a pivotar, ya que en un entorno cambiante, las condiciones varían y los proyectos deben adaptarse para encontrar el mejor encaje en cada momento. Por último, los proyectos ganadores serán aquellos que sepan interpretar mejor la dirección de las regulaciones europeas y, por qué no decirlo, aquellos que tengan un trato preferencial y una mejor relación con la Unión Europea.



Es importante invertir continuamente en el desarrollo de un proyecto para mejorarlo y tener paciencia hasta que se den las circunstancias propicias para la decisión de inversión. Sin embargo, eso no es suficiente. Aun con un comprador de hidrógeno comprometido y un proyecto optimizado en costes, los números no serán favorables sin apoyo en forma de subvenciones o penalizaciones al mercado que obliguen a la compra de hidrógeno verde mediante cupos. Por lo tanto, los proyectos ganadores, además de tener un diseño óptimo, deberán alinearse estrechamente con los lineamientos de la Comisión Europea. No sirve de nada que tu proyecto esté bien orientado hacia la venta de metanol verde a barcos si finalmente la Comisión decide ser más exigente con los cupos para SAF (combustible de aviación sostenible) y menos con el sector marítimo.

Además, el mercado está cambiando también en términos de costos, especialmente debido a la oferta de energía (OPEX) y los costos de los electrolizadores (CAPEX). Aunque los costos de inversión en electrolizadores europeos y americanos no están bajando al ritmo esperado y, de hecho, están subiendo, un nuevo competidor está apareciendo en el mercado: la todopoderosa China.

Los electrolizadores chinos tienen costes de inversión que en ocasiones son hasta cuatro veces menores que los de su competencia europea, y esto es claramente un factor crucial a tener en cuenta en los proyectos. Aunque hasta ahora todos los análisis indican que producir hidrógeno verde no es rentable en el mercado libre, una reducción significativa en los costos podría cambiar esta situación.

Sin embargo, nuevamente, el gran "estado" europeo será quien marque el paso aquí. Aún está por ver qué condiciones se impondrán a los proyectos que se basen en tecnología de electrolisis china. ¿Podrán optar a subvenciones? ¿Se enfrentarán a aranceles? Analizaremos los costes de un proyecto con electrolizadores chinos en apartados posteriores. No obstante, como en todos los factores, los proyectos que sean más flexibles y estén al día, dispuestos a pivotar entre electrolizadores europeos y chinos según los costes y las regulaciones europeas, serán probablemente los ganadores a largo plazo.

Lamento no traer buenas noticias para los promotores de proyectos que no quieran trabajar día a día en su desarrollo y que pensaban que el mundo del hidrógeno era fácil. No es así. El entorno de promoción de proyectos de hidrógeno es altamente competitivo, ya que actualmente no hay rentabilidad en estos proyectos. Por lo tanto, aquellos que más trabajen e inviertan en el desarrollo de su proyecto año tras año, antes de la decisión de inversión, tendrán el proyecto mejor preparado para aprovechar las oportunidades cuando surjan, probablemente en forma de nuevas regulaciones de la Comisión Europea.





Capítulo 2

Competitividad del H₂ y precio

- ⌚ Como ya es tradicional en mis informes, en este apartado se calcula una estimación del precio actual del hidrógeno verde. Habitualmente, estos análisis han sido muy optimistas en lo que a inversiones se refiere, ya que solo se ha tenido en cuenta el precio del electrolizador.

En esta ocasión, se considerará que el electrolizador es solo una parte de la inversión total y que, en un proyecto medio, el costo del resto de los equipos, la ingeniería y la obra civil puede duplicar la inversión inicial. Por ello, en este informe se han contemplado diferentes escenarios de precios del electrolizador y del precio de la energía, así como diversos escenarios de costes totales de inversión del proyecto.

Como aproximación suficientemente válida, se ha asumido que la inversión total del proyecto (sin fuentes renovables) podría ser dos veces la inversión del electrolizador. No obstante, este es un número arbitrario que, si bien puede estar cerca de la realidad en algunos proyectos, podría no estarlo en otros más complejos.

La variedad y heterogeneidad de proyectos de producción de hidrógeno es muy alta y, por tanto, en este informe solo se puede dar una aproximación generalista suficiente.

En la figura 01 se pueden observar los cálculos realizados para obtener una aproximación al precio del hidrógeno.

Figura 01 →

CÁLCULO DE PRECIOS HIDRÓGENO EN BASE A ELECTROLIZADOR CHINO

Precios estimados de hidrógeno verde (Julio 2024) (Electrolizadores europeos)				
	Conservador	Probable	Optimista	
Coste de energía eléctrica	60	50	40	€/MW
CAPEX (electrolizador)	1.200.000€	850.000€	750.000€	€/MW
Horas de operación anuales	2.920	4.015	4.745	h/año
CAEX instalación incluida	2.400.000€	1.700.000€	1.500.000€	MW
Vida útil del electrolizador	60.000	80.000	100.000	h
Horas de operación diarias	8	11	13	h/día
Eficiencia Electrolizador (% PCI)	55%	60%	65%	eff
Años de operación del electrolizador (stack)	20,55	19,93	21,07	años
Producción de H2 por MW eléctrico	17	18	20	kg/H ₂ h
Producción anual de H2	48.667	73.000	93.462	kg/H ₂ año
Coste anual de electricidad /por MW	175.200€	200.750€	189.800€	€/año
OPEX mantenimiento	48.000€	34.000€	30.000€	€/año
Ingresos por venta de H ₂	538.737€	458.255€	417.011€	€/año
Flujo de cada anual	363.537€	257.505€	227.211€	€/año
Coste producción H₂	11,07€	6,28€	4,46€	€/kg H₂
	332	188	134	€/MW
WACC	10,0%	10,0%	10,0%	

Respecto a los supuestos relevantes asumidos para cada uno de los escenarios, cabe remarcar que se han creado tres escenarios: uno probable y sus extremos, optimista y pesimista. Para el cálculo del precio del hidrógeno esperado en cada uno de los escenarios, se ha estimado un precio medio de la energía eléctrica, un CAPEX (inversión) en el electrolizador y unas horas de uso del mismo. Es importante comprender que para una inversión en producción de hidrógeno, las horas disponibles de energía renovable deben cumplir los criterios de certificados de origen de energía especificados en el acto delegado de hidrógeno verde. Este acto delegado establece que a partir de 2030 se exigirá correlación horaria, lo cual implica que la energía utilizada por el electrolizador debe haber sido generada en la hora anterior.

En este análisis, se asume que dicho criterio debe ser seguido por los proyectos desde el inicio, ya que la vida de los proyectos es muy larga y, aunque comenzaran a construirse hoy, la mayor parte de su operación sería después de 2030. En base a este criterio, cabe entender que a mayor número de horas disponibles de energía renovable, el coste unitario de la energía subirá en la práctica, ya que la disponibilidad de renovables está concentrada en unas horas del día que tienden a ser muy baratas.



En base a estos criterios se define un escenario probable como aquel en el que el precio de la energía es de 50€/MWh con una disponibilidad horaria de 4015 horas al año. Disponibilidad horaria y precio que podría ser previsible atendiendo a un PPA mixto de energía fotovoltaica y eólica. El escenario optimista asume precios inferiores de la energía y más horas de disponibilidad de energía anuales y el pesimista lo contrario (menos horas y más precio). En última instancia estos parámetros dependen de la negociación del contrato de compra de energía eléctrica firmado (PPA, Power Purchase Agreement).

Por otro lado se ha definido un CAPEX o inversión para el electrolizador como probable de 850 k€ por inversión de electrolizador, asumiendo una instalación de gran tamaño con tecnología alcalina europea de electrolisis.

No obstante, se ha asumido que los costes totales del proyecto en funcionamiento serían el doble, dado que hay más equipos, almacenamiento, compresión, permisos, obra civil y otros costes que añadir al propio coste del electrolizador. Por tanto, en el escenario probable se asume un CAPEX de 1700 €/kW para el electrolizador instalado y produciendo, en el escenario conservador un precio superior, y en el optimista, uno inferior.

En base a estas condiciones, se calcula un plan de negocio para cada escenario, incluyendo un 2% de costes anuales de mantenimiento (OPEX no energético) y un coste del dinero del 10% (WACC, con una rentabilidad exigida del 10% a la inversión).

El resultado de este análisis es una horquilla de coste para la generación de hidrógeno verde de entre 4,46 y 11,07 €/kg. Esta horquilla refleja la gran incertidumbre que existe hoy en día tanto en los precios de los electrolizadores como en los costes energéticos asociados a las garantías renovables de hidrógeno verde. En cualquier caso, este análisis concluye que el precio mínimo posible es de 4,46 €/kg en los escenarios más favorables, lo cual supone un coste energético equivalente de 134 €/MWh.

Este precio es más elevado que el de cualquier combustible fósil, lo que refuerza el argumento de la no competitividad de mercado del hidrógeno verde a día de hoy y, por tanto, la necesidad de subvenciones u obligatoriedad para lanzar el mercado en Europa.





Capítulo 3

El precio del H₂ con electrolizadores chinos

- ⊙ Uno de los mayores cambios en el sector en el último año ha sido la aparición de proveedores de electrolizadores de origen chino. En su mayoría, se trata de electrolizadores alcalinos de baja presión (<15 bar), una tecnología que, en principio, podría considerarse "antigua" o al menos menos avanzada en comparación con la tecnología europea actual.

El factor diferencial en este caso, como suele ocurrir con las tecnologías chinas, es el precio. Mientras que un electrolizador alcalino europeo tiene precios cercanos a los 1000 €/kW (el equipo), un electrolizador chino de características similares puede ofrecer precios de hasta 300 €/kW o incluso menos. Estos precios son orientativos y están dirigidos a proyectos de gran escala. El objetivo de este informe no es proporcionar datos precisos de precios, sino destacar que los electrolizadores chinos pueden ofrecer precios que son actualmente la mitad o incluso un tercio de los precios de los electrolizadores europeos.

Evidentemente, este factor marca una gran diferencia en los modelos de negocio para la generación de hidrógeno verde. Aunque aún existe una considerable reticencia por parte de los promotores europeos a adquirir electrolizadores chinos debido a la reputación habitual de la calidad de estos equipos, esta resistencia está disminuyendo rápidamente. Esto se debe a que el sector de la energía renovable, particularmente el fotovoltaico, ya está acostumbrado a adquirir la mayor parte de sus paneles solares e inversores de China.

Si realizamos cálculos de precios similares a los del apartado 2, pero considerando la instalación de electrolizadores chinos en Europa, obtenemos costes de hidrógeno notablemente más bajos. Los cálculos detallados se presentan en la siguiente figura.

Figura 02 →

CÁLCULO DE PRECIOS HIDRÓGENO EN BASE A TECNOLOGÍA CHINA DE ELECTROLISIS

Precios estimados de hidrógeno verde (Julio 2024) (Electrolizadores chinos)				
	Conservador	Probable	Optimista	
Coste de energía eléctrica	60	50	25	€/MW
CAPEX (electrolizador)	500.000€	400.000€	300.000€	€/MW
Horas de operación anuales	2.920	4.015	1.460	h/año
CAEX l instalación incluida	1.000.000€	800.000€	600.000€	€/MW
Vida útil del electrolizador	60.000	80.000	100.000	h
Horas de operación diarias	8	11	13	h/día
Eficiencia Electrolizador (% PCI)	55%	60%	65%	eff
Años de operación del electrolizador (stack)	20,55	19,93	68,49	años
Producción de H2 por MW eléctrico	17	18	20	kg/H ₂ h
Producción anual de H2	48.667	73.000	28.758	kg/H ₂ año
Coste anual de electricidad /por MW	175.200€	200.750€	36.500€	€/año
OPEX mantenimiento	20.000€	16.000€	12.000€	€/año
Ingresos por venta de H ₂	326.674€	321.929€	127.384€	€/año
Flujo de cada anual	151.474€	121.179€	90.884€	€/año
Coste producción H₂	6,71€	4,41€	4,43€	€/kg H₂
	201	132	133	€/MW
WACC	10,0%	10,0%	10,0%	

Para comparar los electrolizadores chinos, se han considerado tres escenarios de precios, que varían entre 500.000 € y 300.000 € por kilovatio de inversión en el electrolizador. Se ha asumido que el coste total del equipo instalado implica duplicar la inversión inicial.

El coste de la energía eléctrica se ha estimado de manera similar a los cálculos europeos: en el escenario conservador, el coste sería de 50 €/MWh, y en el escenario probable, de 40 €/MWh. Sin embargo, en el escenario optimista, dado que los costos de los electrolizadores son significativamente bajos, se podría reducir considerablemente el coste eléctrico. Esto es posible al aprovechar las horas en las que la energía tiene un precio cercano a cero en el mercado libre, suponiendo un uso limitado a 1460 horas al año. Por ello, se considera que el coste de la energía podría llegar a ser tan bajo como 25 €/MWh. Este fenómeno se expondrá y analizará en detalle en el apartado 4, explorando las diferentes estrategias de uso de energía posibles.

Con base en estos datos, se estima que el precio del hidrógeno verde generado en Europa con electrolizadores chinos podría situarse entre 6,71 y 4,43 €/kg. Esta horquilla de precios se aproxima mucho más a la rentabilidad de los proyectos, ya que precios inferiores a 3 o 4 euros podrían competir con el hidrógeno gris en el mercado.





Capítulo 4

La curva de costes de energía eléctrica

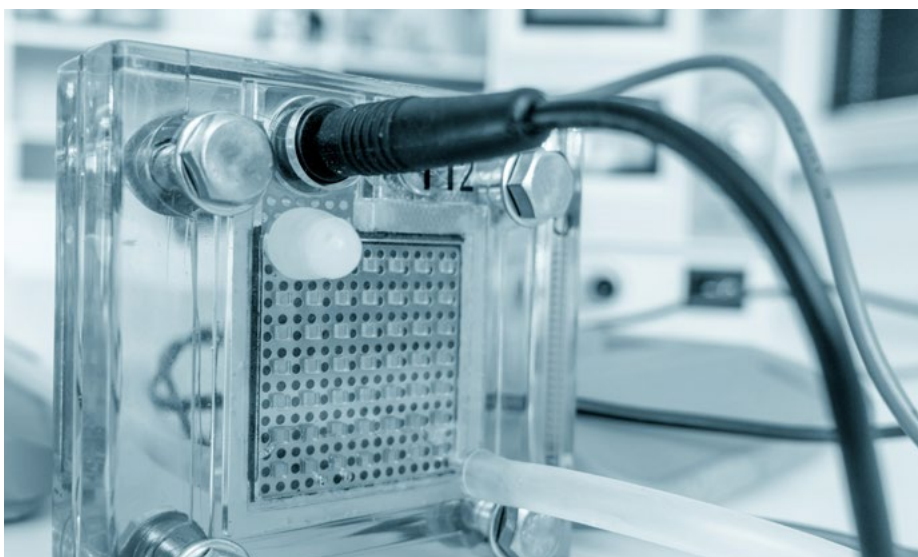
- ⊙ Atendiendo a las condiciones establecidas por la Unión Europea para la certificación del hidrógeno verde, podemos deducir que el precio de la energía no será constante en todos los proyectos. A partir de 2030, las garantías de origen exigirán una correlación horaria, lo que significa que la energía renovable debe generarse como máximo una hora antes de ser consumida por el electrolizador.

Esto implica que la electricidad con estos certificados de origen podría ser más cara a medida que aumenten las horas de funcionamiento del electrolizador al año. Por ejemplo, en el caso más extremo, si operamos el electrolizador menos de 700 horas al año, es probable que en 2030 podamos acceder a electricidad a precio cero en el mercado libre, simplemente operando el electrolizador durante los picos de producción fotovoltaica nacional. Sin embargo, esto resultaría en una producción de hidrógeno muy desestacionalizada.

Si quisiéramos operar el electrolizador más horas, podríamos conectarlo directamente a una planta fotovoltaica, con un coste aproximado de 30 €/MWh, lo que permitiría una operación de la planta durante unas 1800 horas al año.

Si deseamos ir un paso más allá, podríamos contratar un PPA (Contrato de Compra de Energía) fotovoltaico de carga base con una planta conectada a la red. Por ejemplo, podríamos contratar una planta fotovoltaica de 50 MWp y demandar solo 10 MWp para el electrolizador, mientras que la planta inyectaría los otros 40 MWp restantes a la red. De este modo, estaríamos consumiendo la base de la curva de producción fotovoltaica. Esta estrategia permitiría operar el electrolizador durante más de 3000 horas al año. Sin embargo, esto también implicaría un mayor coste de la energía, ya que la base de la curva de producción fotovoltaica tiene un precio más alto. Los picos fotovoltaicos suelen tener un precio cercano a cero, por lo que las áreas de la curva con menor producción (la base) tienden a tener un coste mayor. Se estima que en 2030, el coste de esta energía base fotovoltaica podría ser de aproximadamente 40 €/MWh.

Para superar las 4000 horas de funcionamiento del electrolizador, sería necesario incluir energía eólica junto con solar en nuestra instalación. De esta forma, podríamos firmar un PPA combinado de solar y eólica que permitiría hasta 4500 horas al año, aunque a precios superiores. Para este informe, hemos estimado un precio de referencia de 50 €/MWh para esta energía combinada.



Por último, si quisiéramos operar el electrolizador al 100% de su capacidad, es decir, durante 8760 horas al año, necesitaríamos un mix de energías renovables con almacenamiento en baterías u otro tipo de almacenamiento. Esto elevaría significativamente el coste de la energía, que podría alcanzar probablemente entre 100 y 120 €/MWh.

Es importante señalar que en este apartado se está exponiendo una tendencia con precios aproximados para ilustrar la dinámica del mercado. Los precios mostrados y los datos presentados no son representaciones exactas del mercado actual, sino estimaciones futuras probables destinadas a mostrar la tendencia general.

A lo largo de esta sección, hemos descrito cómo la curva de precios de la energía tiende a aumentar a medida que crece el factor de carga del electrolizador. Los proyectos de electrólisis que cumplen con los certificados de origen verde se verán afectados por esta dinámica creciente en el coste de la energía.

Dicha curva ha sido definida de manera aproximada para poder argumentar la optimización de la misma, y si bien no es una curva exacta, sí que refleja la realidad creciente del precio de la energía con el factor de carga. La curva ejemplo queda definida en la figura 3.

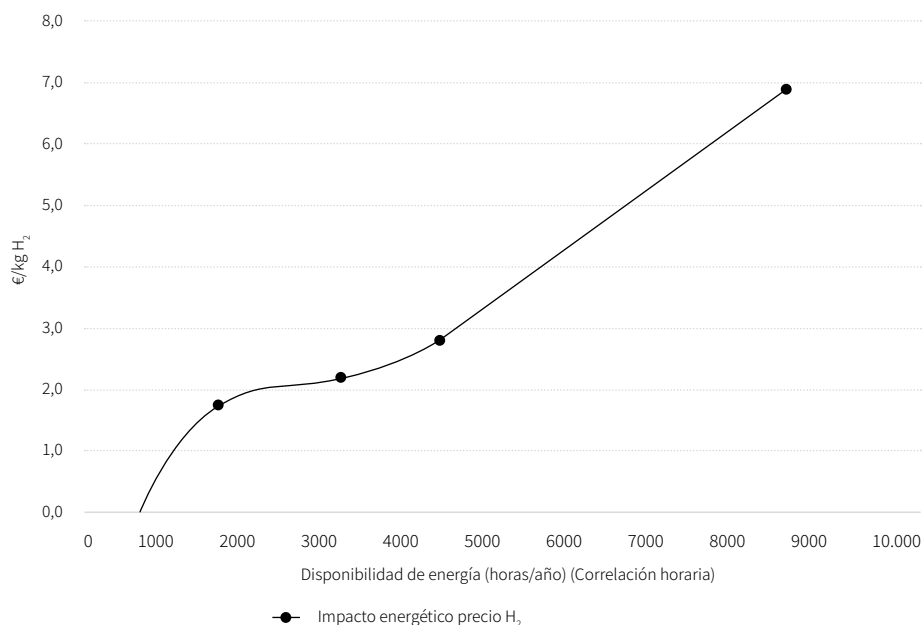
Figura 03 → CURVA DE PRECIOS DE LA ENERGÍA CON GARANTÍAS DE ORIGEN DE HIDRÓGENO VERDE

Estimación coste energético						
	Horas cero (mercado libre)	Solar	Solar carga base	Solar + Eólica	Rebovable + Batería	
Coste energético	0	30	40	50	120	€/MWh
Horas de disponibilidad (Correlación horario)	700	1800	3285	4500	8560	h/año
Impacto energético precio H ₂	0,0	1,7	2,3	2,8	6,8	€/kg H ₂

Esta curva de costes de energía se traduce directamente en el impacto sobre el precio de cada kilogramo de hidrógeno generado. A medida que aumenta la producción anual de un electrolizador, el impacto del coste de la energía también crece, como se ilustra en la Ilustración 5. En esta ilustración, se puede observar que el impacto del coste energético puede variar de 0 a 7 euros por kilogramo de hidrógeno producido, dependiendo del factor de carga del electrolizador.

En los siguientes apartados, analizaremos cómo cada promotor de un proyecto de hidrógeno debe identificar su propia curva de costes de energía eléctrica para optimizar su proyecto de manera efectiva.

Figura 04 CURVA DE EJEMPLO DEL POTENCIAL IMPACTO DEL PRECIO DE LA ENERGÍA EN HIDRÓGENO GENERADO CON GARANTÍAS DE ORIGEN VERDE PARA DIFERENTES FACTORES DE CARGA



A large wind turbine is shown in silhouette against a clear, light blue sky. The turbine's three blades are spread out, and its tower is visible. The overall scene is a clean, minimalist representation of renewable energy technology.

Capítulo 5

Impacto del CAPEX

Los costes de producción de hidrógeno no se limitan únicamente a los energéticos (OPEX) mencionados anteriormente; también incluyen el coste de inversión en el electrolizador y su instalación, que debe amortizarse a lo largo de la vida del proyecto. Además, existen costes de mantenimiento y otros gastos operativos que, por simplicidad, no se han considerado en este análisis, el cual se centra en mostrar una tendencia general.

Cuando analizamos cómo los costes de inversión (CAPEX) se repercuten en el coste del hidrógeno, observamos que muestran una curva inversa a la de la energía en relación con el factor de carga. A medida que el electrolizador se utiliza más horas al año (es decir, mayor factor de carga), se produce más hidrógeno, y la inversión se diluye en cada kilogramo de hidrógeno generado. Para ilustrar este fenómeno, hemos planteado tres posibles escenarios de inversión (CAPEX). Primero, se consideran los dos escenarios descritos en los apartados 2 y 3, basados en precios estimados para electrolizadores de tecnología china y europea.

A estos se añade un tercer escenario, denominado "CAPEX 2050", que contempla una reducción drástica en los costes de inversión en el futuro, permitiendo hipotéticamente operar el electrolizador solo unas pocas horas al año.

Figura 05 →

CÁLCULOS DEL IMPACTO DE LA INVERSIÓN CAPEX EN LOS PRECIOS DE HIDRÓGENO PARA DIFERENTES ORÍGENES DEL EQUIPO CON DIFERENTES FACTORES DE CARGA DE LA INSTALACIÓN

Curva de dilución de CAPEX						
CAPEX Electrolizador Europeo + Instalación	2.400.000€	€/kWp				
CAPEX Electrolizador Chino + Instalación	800.000€	€/kWp				
Años amortización	10	años				
Producción electrolizador	18	Kg/h				
Horas de disponibilidad (Correlación horaria)	700	1800	3285	4500	8560	h/año
Impacto amortización CAPEX europeo	19,0€	7,4€	4,1€	3,0€	1,5€	€/kg
Impacto amortización CAPEX Chino	6,3€	2,5€	1,4€	1,0€	0,5€	€/kg
Impacto amortización CAPEX 2050	2,4€	0,9€	0,5€	0,4€	0,2€	€/kg

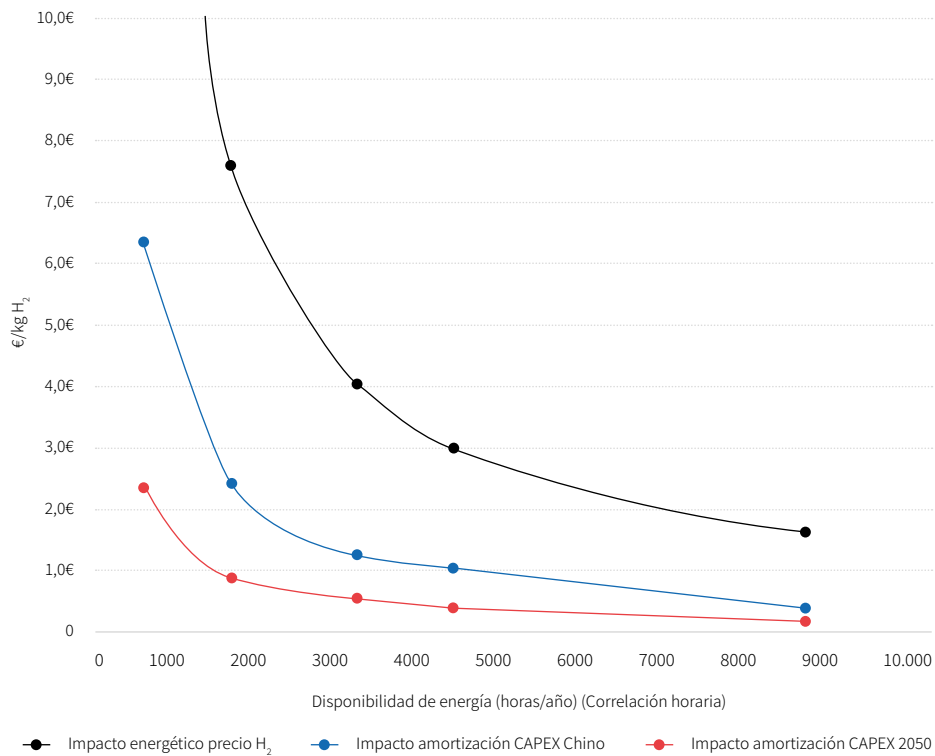
En la Figura 05 se puede observar el cálculo estimado de cómo impactaría el precio del electrolizador en la producción de hidrógeno para diferentes factores de carga. Para este cálculo, se ha asumido una amortización homogénea en 10 años del equipo, lo cual se considera una aproximación suficiente para mostrar la tendencia.

Los datos calculados en la lustración 5 se han mostrado gráficamente en la Ilustración 6; de esta forma se puede ver cómo el impacto de la inversión en el hidrógeno producido decrece cuando aumenta el factor de carga, ya que al utilizarse más horas el electrolizador, se producen más kilogramos de hidrógeno y, por tanto, cada kilo de hidrógeno producido debe soportar una cantidad menor de inversión económica.

Además, se puede observar cómo el impacto es diferente dependiendo del coste del electrolizador, siendo la tecnología europea de mayor impacto en precio que la china. El escenario de 2050 se ha diseñado artificialmente para mostrar un supuesto teórico de precios de instalación de electrolisis muy bajos.

Figura 06

CURVAS DE IMPACTO DEL CAPEX EN EL COSTE DEL HIDRÓGENO SEGÚN PAÍS PROVEEDOR Y FACTOR DE CARGA DE LA INSTALACIÓN





Capítulo 6

Optimización de horas de uso del electrolizador

- ③ En apartados anteriores, hemos definido los costes esperados relacionados con el precio de la energía del electrolizador, tanto CAPEX (coste de inversión) como OPEX (costes operativos), y cómo ambos impactan en el precio del hidrógeno en función del factor de carga. Ahora, procederemos a cruzar estos datos para entender mejor la dinámica del precio del hidrógeno en función del factor de carga.

Como primer ejemplo, utilizaremos la instalación de un electrolizador europeo. En la Ilustración 7, se muestra el precio de la energía (idéntico para todos los supuestos), el impacto del CAPEX y el coste final del hidrógeno. De este escenario se puede concluir que el precio del hidrógeno más bajo se alcanza cuando el electrolizador opera durante 4500 horas al año. En este caso, el elevado CAPEX de un electrolizador europeo se diluye en un mayor número de horas de producción, lo que reduce el coste unitario del hidrógeno.

Operar el electrolizador durante más horas no resulta óptimo, ya que el coste de la energía aumenta significativamente y no compensa la dilución del CAPEX. Para una visión más detallada, en la Figura 07 se desglosan los datos presentados en la gráfica de la Figura 08.

Figura 07

COSTES DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO ESTIMADOS CON TECNOLOGÍA EUROPEA DONDE SE PUEDE OBSERVAR QUE EL PRECIO MÁS BAJO POSIBLE SE ENCUENTRA EN LAS 4500 HORAS DE OPERACIÓN, PRECIO MÍNIMO ESTIMADO 5,8€/KG

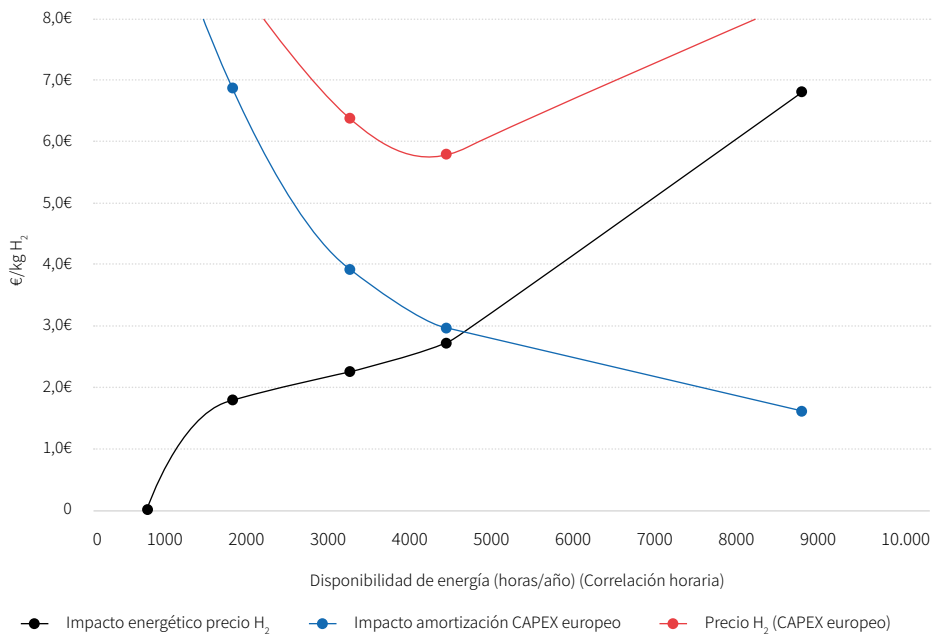


Figura 08 →

DATOS DE REFERENCIA COSTES DE INSTALACIÓN DE ELECTROLISIS CON TECNOLOGÍA EUROPEA

Costes H ₂ Electrolizador Europeo						
Horas de disponibilidad (Correlación horaria)	700	1800	3285	4500	8560	h/año
Impacto energético precio H ₂		1,7€	2,3€	2,8€	6,8€	€/kg H ₂
Impacto amortización CAPEX Europeo	19,0€	7,4€	4,1€	3,0€	1,5€	€/kg
Precio H₂ (CAPEX Europeo)	19,0€	9,1€	6,3€	5,8€	8,3€	€/kg

Repitiendo el mismo análisis para una instalación con tecnología de electrolisis china (ver Figura 09), observamos que el punto óptimo de operación se desplaza hacia un menor número de horas de uso anuales (menor factor de carga). Esto ocurre porque el menor impacto del CAPEX permite diluir los costes en un número reducido de horas, aprovechando los precios más bajos de la energía.

En este supuesto, el coste mínimo teórico del hidrógeno sería de 3,6 €/kg, operando el electrolizador durante 3285 horas al año utilizando la carga base de una planta fotovoltaica. Cabe destacar que estos datos son orientativos y que el coste real del hidrógeno sería superior a los 3,6 €/kg, ya que deberían incluirse los peajes de red, los costes de mantenimiento y otros gastos no considerados en este análisis simplificado.

El estudio pretende demostrar cómo las horas de operación óptimas, dadas las variaciones en los precios de la energía, tienden a reducirse a medida que disminuye el CAPEX de la tecnología. Los datos numéricos detallados de la Figura 09 están disponibles en la Figura 10.

Figura 09

COSTES DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO ESTIMADOS CON TECNOLOGÍA CHINA DONDE SE PUEDE OBSERVAR QUE EL PRECIO MÁS BAJO POSIBLE SE ENCUENTRA EN LAS 3200 HORAS DE OPERACIÓN, PRECIO MÍNIMO ESTIMADO 3,6€/KG

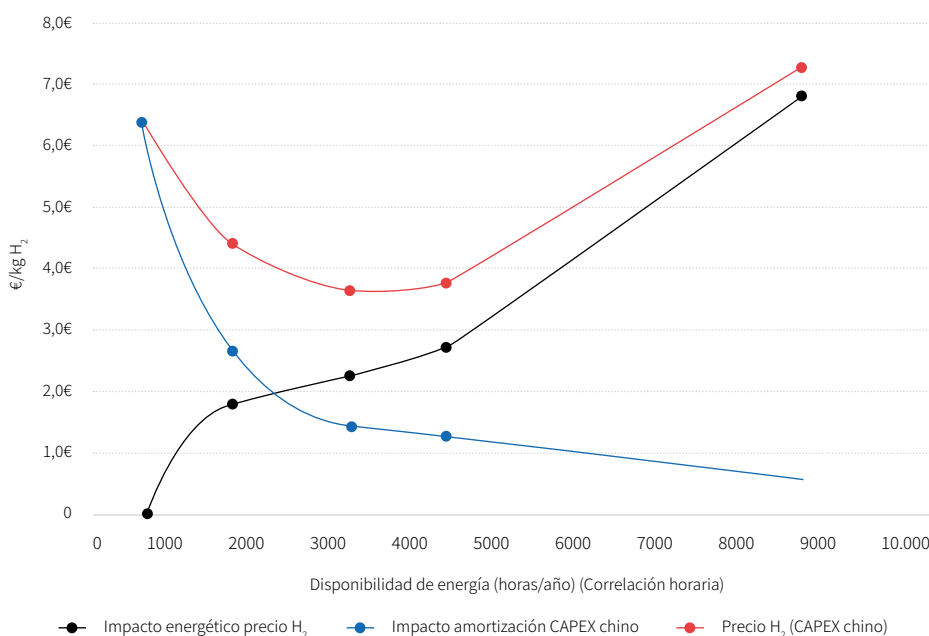


Figura 10 →**DATOS DE REFERENCIA COSTES DE INSTALACIÓN DE ELECTROLISIS CON TECNOLOGÍA CHINA**

Costes H₂ Electrolizador Chino						
Horas de disponibilidad (Correlación horaria)	700	1800	3285	4500	8560	h/año
Impacto energético precio H ₂		1,7€	2,3€	2,8€	6,8€	€/kg H ₂
Impacto amortización CAPEX Europeo	6,3€	2,5€	1,4€	1,0€	0,5€	€/kg
Precio H₂ (CAPEX Europeo)	6,3€	4,2€	3,6€	3,8€	7,3€	€/kg

Finalmente, es interesante considerar un escenario teórico con precios mucho más bajos para los electrolizadores, denominado en este informe como "CAPEX 2050". Este supuesto se ha diseñado artificialmente para ilustrar que, con un CAPEX suficientemente bajo, el punto óptimo de operación del electrolizador podría ser durante las horas en que el precio de la energía es cero o cercano a cero en el mercado libre. Este escenario, representado en la Figura 11, muestra que el precio más bajo del hidrógeno se alcanzaría operando el electrolizador durante 700 horas al año, cuando el precio de la energía es cero. Es importante subrayar que este supuesto es altamente teórico y extremo, destinado únicamente a mostrar un caso límite. En la práctica, es poco probable que se vean instalaciones de este tipo, no solo porque el CAPEX tendría que bajar a niveles imprevisibles, sino también porque implicaría una alta estacionalidad en la producción, ya que las horas con precios cero de energía fotovoltaica ocurren en períodos y momentos específicos del año..

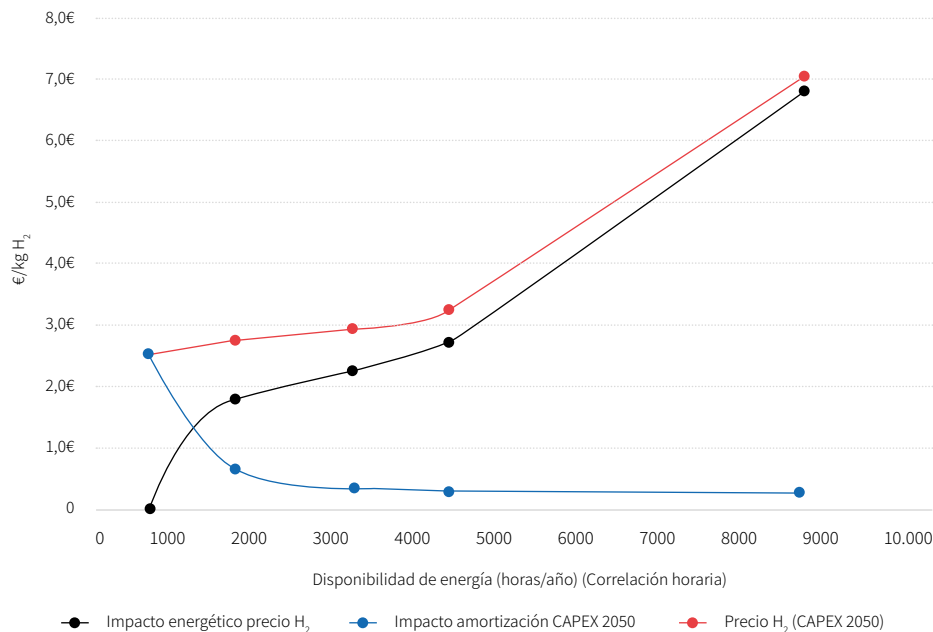
Figura 11**COSTES DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO ESTIMADOS CON TECNOLOGÍA 2050 DONDE SE PUEDE OBSERVAR QUE EL PRECIO MÁS BAJO POSIBLE SE ENCUENTRA EN LAS 700 HORAS DE OPERACIÓN, PRECIO MÍNIMO ESTIMADO 2,4€/KG**

Figura 12 →**DATOS DE REFERENCIA COSTES DE INSTALACIÓN DE ELECTROLISIS CON TECNOLOGÍA 2050**

Costes H₂ Electrolizador 2050						
Horas de disponibilidad (Correlación horaria)	700	1800	3285	4500	8560	h/año
Impacto energético precio H ₂		1,7€	2,3€	2,8€	6,8€	€/kg H ₂
Impacto amortización CAPEX 2050	2,4€	0,9€	0,5€	0,4€	0,2€	€/kg
Precio H₂ (CAPEX 2050)	2,4€	2,6€	2,8€	3,2€	7,0€	€/kg

La conclusión de este apartado es que, dado que la curva de costes de energía es creciente, a medida que el CAPEX de la instalación disminuye, el punto óptimo de operación se desplaza hacia menores horas de funcionamiento. Esto ocurre porque alargar las horas de operación para diluir el CAPEX resulta cada vez menos rentable, ya que el aumento en el coste energético supera los beneficios de diluir el CAPEX.

Como se ha destacado a lo largo del análisis, los números presentados son indicativos de tendencias y no datos absolutos. Los proyectos exitosos serán aquellos que consigan optimizar tanto la curva de costes de energía como la de CAPEX, encontrando el equilibrio que les permita alcanzar el precio más bajo posible y ser competitivos en el mercado.

No existen fórmulas mágicas; cada proyecto deberá desarrollar sus propias curvas basadas en sus capacidades de negociación y en su situación específica. Este informe tiene como objetivo incentivar a los promotores a trabajar en la optimización exhaustiva de sus proyectos para maximizar su competitividad.





Capítulo 7

Palo y zanahoria estatal

- ⌚ Como se ha señalado repetidamente, los costes de producción del hidrógeno verde suelen ser, en casi todos los casos, superiores a los de las alternativas fósiles. Esto crea una necesidad imperiosa de intervención estatal para equilibrar la rentabilidad y atraer inversiones privadas en el sector.

La herramienta más efectiva que tienen los gobiernos para lograr este equilibrio son los subsidios públicos. Estos subsidios consisten en transferencias de fondos públicos hacia determinados proyectos, cubriendo parcialmente el CAPEX (coste de inversión) o el OPEX (coste operativo) para reducir los gastos y permitir que, con ingresos similares por la venta de hidrógeno, los proyectos puedan alcanzar la rentabilidad. En los últimos años, hemos observado diversas convocatorias de Programas Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) y otras iniciativas nacionales e internacionales que han centrado su apoyo principalmente en la inversión, buscando facilitar el avance y la viabilidad de estos proyectos.

Por otro lado, recientemente hemos comenzado a observar subastas públicas que ofrecen subsidios al OPEX, en las cuales se asigna una cantidad específica de dinero por kilogramo de hidrógeno producido. Esta medida busca reducir artificialmente el coste de producción del hidrógeno para los proyectos.

Sin embargo, la realidad es que estas subvenciones no están logrando el impacto deseado. Los proyectos que reciben estas ayudas a menudo avanzan a un ritmo lento y, en ocasiones, incluso rechazan la subvención. Este informe no se adentrará en detalle sobre las razones del fracaso de esta política de incentivos (subvenciones), aunque adelantamos que el principal problema radica en que los montos de las subvenciones son insuficientes. Además, es probable que la selección de proyectos beneficiarios no se haya hecho en función de su probabilidad de éxito, su proximidad a la rentabilidad o la garantía de compradores de hidrógeno.

A pesar de la falta de eficacia de la política de incentivos actuales y del aparente estancamiento del mercado del hidrógeno, los inversores podrían inclinarse a pensar que el mercado no progresará y optar por alejarse. Sin embargo, esta es una visión a corto plazo y desconectada de la realidad del sector.



Las subvenciones han representado solo la primera fase de estímulo a los proyectos por parte de la Unión Europea. Como suele ocurrir cuando los incentivos (la "zanahoria") no logran los resultados esperados, se recurre a medidas más coercitivas. En este caso, el "palo" tomará la forma de obligaciones y cupos.

Aunque el hidrógeno verde no será competitivo en comparación con los combustibles fósiles en términos de costo, su mercado no se medirá por esta competencia directa. Esto se debe a que la Unión Europea está implementando normativas que obligarán el uso de hidrógeno en diversas industrias mediante cupos obligatorios. Así como hoy el diésel en nuestras gasolineras debe contener un porcentaje de biodiésel, en los próximos años los aviones tendrán cuotas para combustibles sintéticos. Además, los barcos deberán incorporar un porcentaje de metanol o amoníaco, y las fábricas de fertilizantes y otras industrias similares estarán obligadas a consumir una proporción de hidrógeno verde.

Es importante recordar que los combustibles sintéticos, como el metanol y el amoníaco, se derivan del hidrógeno verde, por lo que estas obligaciones crearán automáticamente una nueva demanda para el hidrógeno.

¿Y a qué precio se venderá este hidrógeno verde? Se venderá al costo mínimo de producción más un margen comercial, sin tener que competir directamente con los precios de los combustibles fósiles. La demanda garantizada por estas obligaciones permitirá asegurar operaciones a precios que, aunque no sean los más bajos posibles, sí harán viables los proyectos de hidrógeno verde.

La efectividad de la estrategia de cupos obligatorios para fomentar el mercado del hidrógeno verde dependerá en gran medida de la rigurosidad de estas cuotas. Imponer un cupo del 1% de SAF (Sustainable Aviation Fuel) en lugar del 5% puede tener un impacto muy diferente en los costos operativos de las aeronaves. Un cupo menor desbalanceará menos los costos y precios finales, facilitando su aceptación en el mercado.

Además, cualquier sistema de obligatoriedad debe ir acompañado de sanciones por incumplimiento. La clave está en diseñar estas sanciones de forma que resulten disuasorias. Si las sanciones son menores que el coste de integrar los cupos, las empresas simplemente pagarán las multas sin crear un mercado real de hidrógeno. En cambio, si las sanciones son suficientemente altas como para superar el sobrecoste de cumplir con los cupos, se fomentará la creación de un mercado genuino para el hidrógeno verde.

En opinión del autor, el éxito de esta estrategia en la Unión Europea dependerá de cómo la Comisión Europea logre equilibrar una ambición moderada en los cupos con sanciones suficientemente estrictas para garantizar el cumplimiento.



Capítulo 8

Todo lo paga el ciudadano

- ⊗ Como ya se ha expuesto a lo largo del informe, el hidrógeno verde debe ser impulsado por el estado para que florezca como sector. Existen principalmente dos métodos de impulso que los gobiernos pueden utilizar: Por un lado, pueden subsidiar con dinero público los proyectos de producción y uso y, por otro lado, pueden obligar a cupos que generen un mercado obligatorio.

Es fácil pensar que los cupos obligatorios, al parecer no afectar directamente al ciudadano, son una mejor opción. Desde una perspectiva más crítica y simplista, uno podría argumentar que las empresas deberían asumir el sobre coste sin apoyo estatal. No obstante, esta visión no considera completamente la realidad del sector. La transición al hidrógeno verde es un proceso costoso y complejo que necesita un equilibrio entre subsidios y regulaciones para ser viable a gran escala.



La realidad es que todo lo paga el ciudadano; la realidad es que si utilizamos fuentes y formas de gestionar la energía que tienen un coste mayor, el ciudadano pierde poder adquisitivo. ¿Por qué? Porque la sociedad en su conjunto ha de dedicar más rentas, más esfuerzo humano e incluso energía al sector energético, y esos recursos se detraen de otros usos.

En el caso de los subsidios es muy evidente: si el dinero público se utiliza para proyectos de hidrógeno, no se utiliza para otros usos del estado (hospitales, pensiones...).

O bien se sigue utilizando el mismo presupuesto para el resto de usos y se suben los impuestos, con lo que los ciudadanos tienen menos dinero en su bolsillo y deben renunciar a otras cosas (pérdida de poder adquisitivo).

El caso de los cupos, en realidad, es lo mismo, pues si se obliga a cupos de hidrógeno, el precio de dichos mercados subirá y el ciudadano verá precios más altos. No caigamos en el error de pensar que lo pagan las empresas; las empresas mantendrán sus márgenes (son empresas) y, por ende, si suben sus costes, deberán subir su precio o quebrar.

Si, por ejemplo, se fija un cupo de combustibles sintéticos en base a hidrógeno en los aviones, el combustible de aviones se encarecerá y, por tanto, los vuelos para los ciudadanos también lo harán.

Es importante reconocer que el modelo energético basado en petróleo es muy eficiente y ha sido optimizado a lo largo de más de 100 años de inversión y desarrollo. En contraste, el nuevo modelo energético que estamos tratando de implementar implica la adopción rápida de tecnologías aún no completamente optimizadas, lo que las hace significativamente más costosas.

Estos costes adicionales, inevitablemente, los va a pagar el ciudadano en forma de subida de precios o de impuestos; no queda otra. Teniendo esto en cuenta, la pregunta que debería hacerse a los ciudadanos es: ¿Estáis dispuestos a pagar más por emitir menos? Y, si es así, ¿qué usos son los que son más interesantes para el H₂?

Puede parecer un delirio de democracia preguntar a los ciudadanos qué usos del H₂ son los que merecen su dinero y por los que están dispuestos a pagar más. Pero, en el fondo, creo que al menos la Comisión Europea debería informar claramente sobre estos costes adicionales y rendir cuentas sobre la asignación del dinero.

Otra opción es establecer cupos obligatorios y evaluar los resultados en términos de emisiones obtenidas. De este modo, los ciudadanos podrían tener una visión clara de si los proyectos de hidrógeno seleccionados están generando el mayor beneficio social posible, reduciendo las emisiones al menor costo.

Aunque estos factores pueden parecer indirectos, tienen un impacto directo en los ciudadanos, quienes, si no están de acuerdo, ejercerán presión para cambiar las políticas. Como hemos señalado, el hidrógeno no prosperará sin políticas de estímulo. Por lo tanto, es crucial definir cupos y subvenciones razonables, cuyos sobrecostes los ciudadanos estén dispuestos a asumir. De lo contrario, habrá descontento y justificada presión.



A man with glasses and a blue sweater is looking at a large solar panel. The panel is blue with a grid of white lines. The background is a factory or laboratory setting.

Capítulo 9

Diseñando un proyecto ganador

➤ Después de todas estas reflexiones, la pregunta es:

¿Cómo se diseña un proyecto ganador de hidrógeno?

La respuesta no es sencilla, ya que el éxito de un proyecto dependerá en gran medida de su alineación con las políticas de la Unión Europea, así como con las subvenciones y los cupos obligatorios. Sin embargo, en general, cuanto más cerca esté un proyecto de alcanzar la rentabilidad, menos estimulación en forma de subvenciones necesitará y mejor se posicionará en los mercados de cupos.

Por lo tanto, el primer factor a optimizar en un proyecto exitoso debe ser el precio del hidrógeno. Es esencial trabajar para reducir el precio de producción del hidrógeno sin obsesionarse únicamente con la rentabilidad inmediata. Es crucial desarrollar números sólidos y alcanzar los mejores resultados posibles dentro de lo razonable. No tener rentabilidad hoy no implica que no se pueda lograr en el futuro, especialmente con la evolución de nuevas normativas y cupos europeos.

La segunda gran línea de trabajo debe ser encontrar un offtaker (comprador de hidrógeno). De nada sirve tener una producción de hidrógeno muy barata si no hay compradores dispuestos a adquirirlo. Un proyecto exitoso debe contar con un offtaker comprometido, no solo con un Memorando de Entendimiento (MOU), sino verdaderamente comprometido con el éxito del proyecto y dispuesto a pagar precios elevados por el hidrógeno, reconociendo su valor verde. Los proyectos que se enfocan primero en generar hidrógeno y luego buscan venderlo a compradores no comprometidos, que solo buscan reducir costos, tienen altas probabilidades de fracasar. El offtaker debe estar lo más integrado posible en el proyecto y comprometido con él. La secuencia ideal para diseñar un proyecto es primero encontrar un offtaker y diseñar un proyecto a medida para él, y luego buscar el offtaker adecuado.

La tercera línea importante es el alineamiento con las leyes europeas. En un entorno de baja rentabilidad, es esencial estar al tanto de la normativa europea y los pasos futuros para conocer cómo y dónde se aplicarán los cupos, y así estar en una posición privilegiada para reconocer el mercado y lanzarse a él. Cuanta más información tenga un proyecto sobre las decisiones futuras de la UE, mejor podrá alinear su desarrollo.

Por último, los proyectos integrados también juegan un papel crucial. Los proyectos que, por su integración vertical, no solo se relacionan con el offtaker sino que también transmiten el valor del hidrógeno verde hasta etapas cercanas al consumidor final, pueden ser muy exitosos. Por ejemplo, un proyecto de una empresa de fertilizantes que desea ofrecer un fertilizante verde premium podría estar dispuesto a pagar más por el hidrógeno verde utilizado en su producción. La clave está en empezar con el producto final, como el fertilizante, y diseñar el proyecto de manera que se adapte a las necesidades desde la planta de hidrógeno. Sin embargo, muchos proyectos se diseñan al revés: crean una planta de hidrógeno y luego buscan vender ese hidrógeno verde. Cuando no encuentran compradores dispuestos a pagar el precio, se frustran. Este enfoque no es el más efectivo.



Capítulo 10

Conclusiones

- ⌚ A lo largo de este informe se ha tratado de explicar y analizar un fenómeno definido como "la selección natural de los proyectos de hidrógeno verde", fenómeno según el cual una gran cantidad de proyectos anunciados no se ejecutarían y solo los proyectos mejor posicionados conseguirían llevarse a cabo. En los últimos años, la expectativa que se ha creado sobre el sector es, a todas luces, excesiva. Está llegando el momento de ejecución de los proyectos y solo los mejor diseñados sobrevivirán.

En el informe se ha analizado cómo podría optimizarse un proyecto para ser uno de los ganadores. Para ello se ha remarcado la importancia de estar alineado con las políticas públicas europeas, ya que en un entorno de no rentabilidad a libre mercado, el impulso público es un punto estrictamente necesario para la rentabilidad de un proyecto.

De esta forma, se ha analizado cómo la Unión Europea, hasta ahora, ha intentado motivar los proyectos mediante subsidios públicos. Sin embargo, se está demostrando que este método no ha sido del todo efectivo, ya que los proyectos no se están ejecutando adecuadamente, incluso cuando se les han concedido subsidios. Por ello, la estrategia de impulso público para los proyectos de hidrógeno de la Comisión Europea está cambiando. La nueva estrategia consistirá en la obligatoriedad de cupos por sectores, de manera que será obligatorio en ciertos sectores utilizar hidrógeno verde de forma directa o indirecta. Así, el alineamiento con estas políticas públicas se convertirá en un factor aún más crucial para el éxito de los proyectos.

Como es habitual en estos informes, se ha calculado el precio estimado del hidrógeno verde en la actualidad. En esta ocasión, se ha optado por un enfoque más realista, considerando los costes de instalación de los equipos, ingeniería y obra civil. El resultado es que, con tecnología de electrolizadores europeos, el coste estimado más probable del hidrógeno verde es de 6,28 €/kg. En escenarios más optimistas, el precio podría bajar hasta 4,46 €/kg, mientras que en escenarios más pesimistas podría aumentar hasta 11,07 €/kg.



Además, se ha examinado una nueva tendencia en el sector: la aparición de electrolizadores alcalinos de origen chino a bajo coste. Este avance podría ser un factor crucial para optimizar los proyectos ganadores. Con un coste estimado medio para estos electrolizadores, se ha calculado que el precio medio del hidrógeno podría reducirse hasta 4,41 €/kg.

En cuanto a la optimización de los costes de los proyectos, se ha analizado cómo la curva de precios de la energía disponible con garantías de origen (correlación horaria) aumenta conforme aumentan las horas de uso del electrolizador. A modo de ejemplo, se ha definido una curva tipo que podría representar una media aproximada del coste en España. En esta curva, el precio de la energía sería cero para usos del electrolizador menores a 700 horas al año (horas de energía solar cero), mientras que en el extremo opuesto, para un uso de 8700 horas al año, el coste podría alcanzar hasta 120 €/MWh debido a la necesidad de utilizar baterías.

En cuanto al segundo coste a optimizar, se ha analizado cómo el CAPEX (inversión) se diluye en función del factor de carga del electrolizador. Así, el impacto de estos costes sigue una tendencia opuesta a la de la energía: su impacto en cada kilogramo de hidrógeno disminuye a medida que aumentan las horas de uso. Se ha definido esta curva para tres escenarios posibles de OPEX.

Una vez definida la curva de impacto de los costes de energía y la curva de dilución del CAPEX, se ha demostrado que existe un óptimo para cada uno de los supuestos de CAPEX. Este óptimo en el precio del hidrógeno varía en función de la inversión requerida. A medida que disminuye la inversión inicial necesaria, las horas óptimas de uso del electrolizador son menores. Esto se debe a que, con menores costes de inversión en el electrolizador, resulta rentable diluir el CAPEX en menos horas para acceder a precios de energía más bajos.

También se ha demostrado que, para precios de electrolizadores instalados inferiores a 300 €/kWp, sería posible operar el electrolizador a mercado libre exclusivamente durante las horas de energía solar cero.

Finalmente, se ha reflexionado sobre cómo los sobrecostes del hidrógeno verde serán asumidos por el ciudadano, ya sea a través de impuestos que se transforman en subvenciones o mediante sobrepagos en los productos y servicios.

Para concluir, cabe remarcar que este informe ha sido dirigido a todos los promotores de proyectos de hidrógeno que ven alargados sus plazos en busca de una rentabilidad que nunca acaban de lograr en sus excels. Las noticias no son halagüeñas para ellos, porque existe un negocio limitado y muchos competidores queriendo optar a él. Además, este mercado estará fuertemente influenciado por las decisiones de la Comisión Europea.

Por lo tanto, la conclusión final de este informe es que solo aquellos proyectos dispuestos a trabajar intensamente día a día, enfocados en una ejecución a medio plazo y en una optimización constante, serán capaces de aprovechar las oportunidades, probablemente en forma de regulaciones europeas. Los proyectos que no cumplan con estos requisitos probablemente no sobrevivirán. Sin embargo, esto no debería considerarse negativo para el sector; por el contrario, marcará un renacimiento en el que solo permanecerán los actores realmente comprometidos con la tecnología a largo plazo, dispuestos a aprender y evolucionar con ella.

Referencias bibliográficas

1. M. Rupérez, *Hidrogeno: ¿Burbuja o realidad energetica?* → [IRA ENLACE](#)
2. Energía Estratégica. → [IRA ENLACE](#)
3. www.interempresas.net → [IRA ENLACE](#)
4. pv magazine. → [IRA ENLACE](#)
5. Comisión Europea, *La Comisión establece normas para el hidrógeno renovable.* → [IRA ENLACE](#)
6. Comisión Europea, *Questions and Answers on the EU Delegated Acts on Renewable Hydrogen.* → [IRA ENLACE](#)
7. C. P. L. C. AMBIENTAL, *Emisiones atmosféricas de las centrales eléctricas en América del Norte.* → [IRA ENLACE](#)
8. M. Rupérez, *¿Por qué hidrógeno y por qué ahora?*. OBS Business school, 2022.
9. Ignacio Urbasos Arbeloa y Gonzalo Escribano, *La dimensión internacional de la visión española del hidrógeno.* → [IRA ENLACE](#)
10. P. d. R. T. y. Resiliencia, *PERTE ERHA.* → [IRA ENLACE](#)
11. IEA, *Global Hydrogen Review 2021.* → [IRA ENLACE](#)
12. IEA, *Global Hydrogen Review 2022.* → [IRA ENLACE](#)
13. Pexapark, *PPA Times – May 2023 Edition.* → [IRA ENLACE](#)
14. FFE, *How is green hydrogen defined according to the EU's delegated act?* → [IRA ENLACE](#)
15. SENDECO₂ → [IRA ENLACE](#)
16. El periódico de la energía, *La curva de pato ya está aquí: la solar provoca esta temida figura en el 'pool' los fines de semana.* → [IRA ENLACE](#)
17. Red eléctrica. → [IRA ENLACE](#)
18. El periódico de la energía, *España es el país europeo que ofrece la mayor rentabilidad para los inversores en energía solar.* → [IRA ENLACE](#)
19. ONU, *Acción por el clima.* → [IRA ENLACE](#)
20. Statista, *Distribution of primary energy consumption in Spain in 2021, by fuel type.* → [IRA ENLACE](#)
21. Statista, *Distribution of primary energy consumption in Spain in 2021, by fuel type.* → [IRA ENLACE](#)
22. F. Renovables, *El papel del gas fósil en España.* → [IRA ENLACE](#)

- 23.** MIBGAS. → [IRA ENLACE](#)
- 24.** ICE, *Dutch TTF Natural Gas Futures*. → [IRA ENLACE](#)
- 25.** La información económica, *Enagás dibuja la España del hidrógeno verde con 3.000 kilómetros de tuberías*. → [IRA ENLACE](#)
- 26.** Iberdrola, *Planta de hidrógeno verde de Puertollano*. → [IRA ENLACE](#)
- 27.** Globalpetrolprices. → [IRA ENLACE](#)
- 28.** Ship&Bunker.com. → [IRA ENLACE](#)
- 29.** La información económica, *Maersk elige España para crear un "hub" de metanol verde por 10.000 millones*. → [IRA ENLACE](#)
- 30.** Diario Canal, *Los contenedores hacen caer un 40% los ingresos de Maersk*. → [IRA ENLACE](#)
- 31.** EcolInventos, *Ampace presenta nuevas baterías de ciclo de vida ultralargo con hasta 15.000 ciclos de carga*. → [IRA ENLACE](#)
- 32.** EcolInventos, *Maersk lanza el primer buque portacontenedores propulsado por metanol verde*. → [IRA ENLACE](#)
- 33.** Trading Economics. → [IRA ENLACE](#)
- 34.** Free emissions steel making. → [IRA ENLACE](#)
- 35.** El Economista.es, *El 'boom' del hidrógeno se desinfla: los costes se elevan hasta un 50%*. → [IRA ENLACE](#)



OBS Business School

School of **Business Administration & Leadership**

School of **Innovation & Technology Management**



 **Planeta Formación y Universidades**