ANDERSEN®

Hidrógeno verde:
Estado de la cuestión y desafíos regulatorios

Índice

Resumen ejecutivo

1. Introducción

2. Tipos de hidrógeno

3. Iniciativas públicas

   3.1. Unión Europea
   3.2. España
   3.3. Next GenerationEU

4. Marco regulatorio español

   4.1. Normativa industrial

   - Autorizaciones sectoriales
   - REACH
   - CLP
   - SEVESO
   - APQ

   4.2. Legislación ambiental

   - IPPC
   - Evaluación ambiental
   - Restricciones urbanísticas
   - Gases de efecto invernadero
   - Responsabilidad medioambiental

ANDERSEN®

Resumen ejecutivo

Los últimos meses han sido testigos del creciente interés despertado por el hidrógeno en foros técnicos, económicos y, al fin, mediáticos. El abaratamiento del coste de producción de las energías renovables ha abierto la posibilidad de producir hidrógeno a precios cada vez más competitivos y, con ello, a convertirlo, en el medio plazo, en un sustituto real del gas natural y otros combustibles fósiles.

La Comisión Europea y el Gobierno de España han presentado sus respectivas hojas de ruta del hidrógeno renovable. El hidrógeno se ha convertido en un elemento clave para la transición ecológica del modelo productivo y energético europeo en su proceso de descarbonización. La UE ha hecho una decidida apuesta por ello. El Plan Europeo de Recuperación (*Next GenerationEU*) y el recién aprobado Mecanismo Europeo de Recuperación y Resiliencia han puesto el foco sobre los objetivos climáticos, a donde irán dirigidos, al menos, el 37% de los fondos, y en cuya consecución tanta confianza hay depositada en los proyectos de hidrógeno renovable.

La gobernanza de estos proyectos constituirá, en los próximos años, un reto capital en el diseño e implementación de una senda exitosa de las actuaciones públicas y privadas que converjan sobre este nuevo vector energético. El foco público y privado está decididamente puesto sobre el hidrógeno. Su marco regulatorio plantea desafíos legales de primer orden.

Este desafío deberá superarse en el corto plazo, dada la apuesta que de ellos se pretende hacer en el marco del *Next GenerationEU*.

La inclusión de estos proyectos de inversión en el inminente Plan Nacional de Recuperación, Transformación y Resiliencia exigirá la asunción de unos compromisos de elegibilidad y ejecución referidos a fechas que ya no suenan tan lejanas: 31 de diciembre de 2022, fecha en la que deberá estar jurídicamente comprometido el 70% de las ayudas directas del Mecanismo Europeo de Recuperación y Resiliencia (“MERR”); y 31 de agosto de 2026, fecha en la que deberán estar ejecutados los proyectos declarados elegibles para obtener el correspondiente retorno financiero.

Los proyectos aterrizarán en un marco normativo que debe brindar seguridad jurídica a la par que máxima celeridad en su tramitación y puesta en explotación. Esta reflexión ha llevado al Grupo de Práctica de Energía y Recursos Naturales de Andersen a preparar este documento que sintetiza el estado de la cuestión en España. Confiamos en ofrecer a administraciones, operadores, investigadores y actores financieros una visión 360º que enriquezca el necesario debate sobre la definición del marco regulatorio óptimo que fomente el desarrollo de este nuevo vector energético, llamado a desempeñar un papel protagonista en la transición ecológica de nuestra economía.

Introducción

Bloomberg New Energy Outlook (BNEF[1]) señala que el desarrollo de las tecnologías basadas en el hidrógeno permitirá una disminución del 34% de las emisiones de gases de efecto invernadero antes de 2050, siempre que el precio de producción del hidrógeno se sitúe entre 0,8 y 1,6 $/kg.

Cualquier pronóstico sobre la condición del hidrógeno como vector energético de futuro se ve superado en un breve plazo de tiempo. BNEF ha estimado en 2020 que el hidrógeno renovable alcanzará el 24% de la demanda mundial de energía en 2050. Solo tres años antes, en 2017, los principales actores industriales de la cadena de valor del hidrógeno, reunidos en el Hydrogen Council[2], estimaron una participación inferior en seis puntos a aquélla.

De acuerdo con información de la Agencia Internacional de la Energía[3] ("**AIE**"), el coste de producción de un kilo de hidrógeno producido a partir de gas natural en Europa se situaba, en 2019, entre 0,9 y 3,2 $/khH2 (sin captura, almacenamiento y uso de carbono) cuando se produce a partir de gas natural. El coste de producción se situaba entre 1,5 y 2,9 $/khH2 (con captura, almacenamiento y uso de carbono, también conocida como tecnología CCUS[4]). Estos datos varían en función del lugar de producción.

[1] Bloomberg NEF Hydrogen Economy Offers Promising Path to Decarbonization [en línea] 30 de marzo 2020. [Consultado el 15 de febrero de 2021: BloombergNEF].

[2] Hydrogen Council, Scaling up study, November 2017.

[3] Agencia Internacional de la Energía (2019) The future of Hydrogen. [Consultado el 24 de febrero de 2021: IEA].

[4] La tecnología CCUS es una alternativa a la técnica tradicional de captura y almacenamiento de CO2. Esta tecnología CCUS permite utilizar el CO2 como materia prima, convirtiendo los productos derivados del CO2 en plásticos o combustibles.

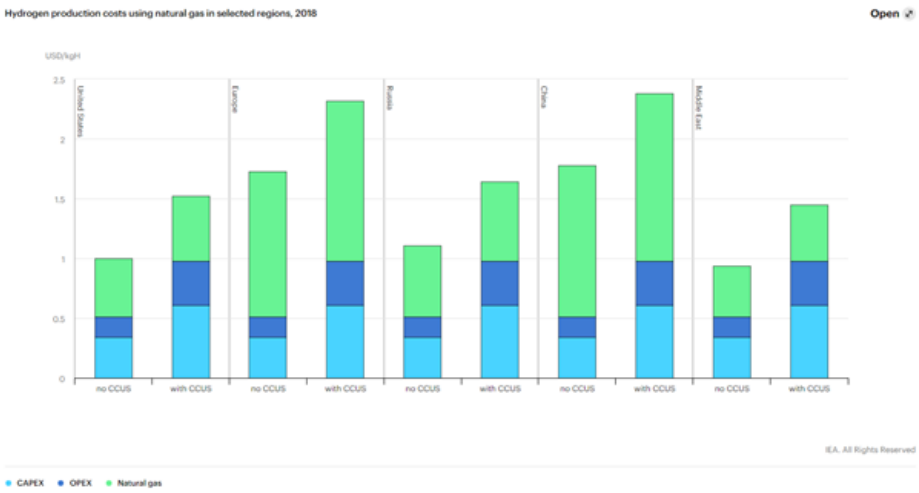

Figura 1. Coste de producción del hidrógeno por regiones, The Future of Hydrogen[5]

La demanda de hidrógeno se ha triplicado desde 1975 alcanzando, según la AIE, 70 millones de toneladas en 2019:

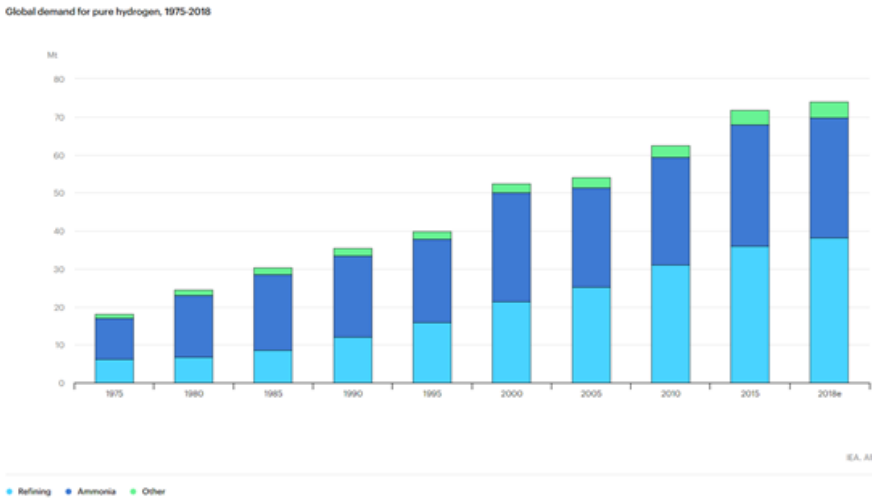

Figura 2. Evolución de la demanda de hidrógeno puro de 1975 a 2018. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, The Future of Hydrogen

[5] Agencia Internacional de la Energía, The future of Hydrogen, seizing today's opportunities [en línea] Junio 2019 [Consultado el 25 de febrero de 2021: IEA].

El incremento de la demanda ha sido escalonado en los últimos años. Sin embargo, se espera un incremento exponencial[6] hasta 2030:

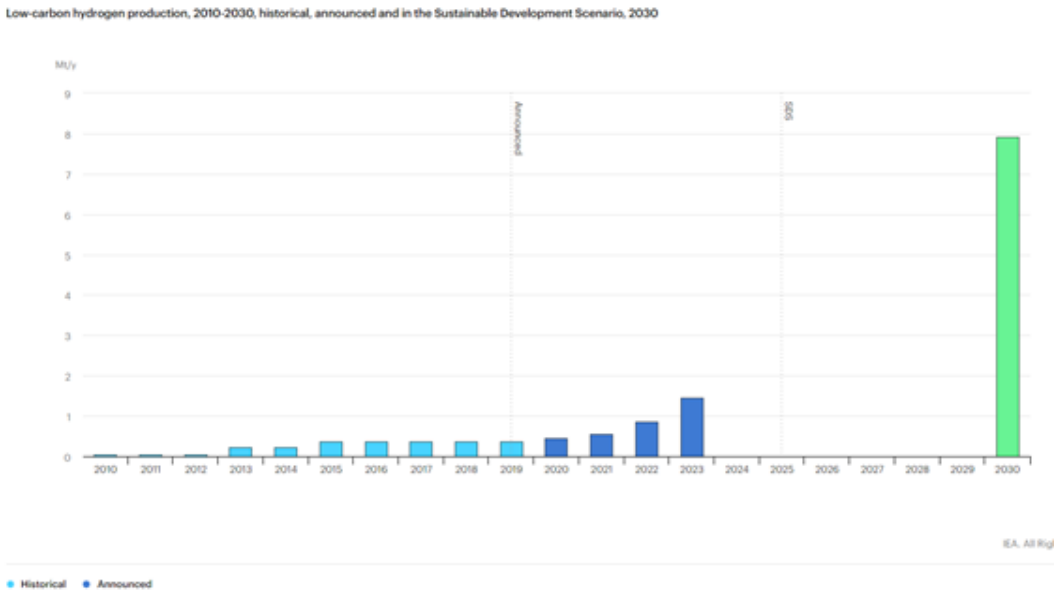

Figura 3. Evolución de la demanda de hidrógeno hasta 2030. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, The Future of Hydrogen

La evolución de la demanda se explica por los atributos del hidrógeno y su atractivo para la gran industria: es ligero, almacenable, reactivo, tiene un alto contenido energético por unidad de masa y se puede producir fácilmente a escala industrial[7].

El creciente interés por el hidrógeno se basa en dos motivos adicionales[8]: (i) se puede utilizar sin provocar emisiones directas de contaminantes atmosféricos o gases de efecto invernadero; y (ii) se puede producir a partir de una amplia gama de fuentes de energía bajas en carbono.

El hidrógeno se puede extraer de combustibles fósiles y biomasa, del agua o de una mezcla de ambos[9]. El gas natural es actualmente la principal fuente de producción de hidrógeno, y representa alrededor de tres cuartas partes de la producción mundial anual de hidrógeno. El 6% del gas natural mundial se dedica a la producción de hidrógeno. El carbón es la siguiente fuente de producción de hidrógeno debido a su papel predominante en China, y sólo una pequeña parte (menos del 0,1% en 2019, según la AIE) se produce a partir de agua y electricidad.

[6] *Ibid.*

[7] *Ibid.*

[8] *Ibid.*

[9] *Ibid.*

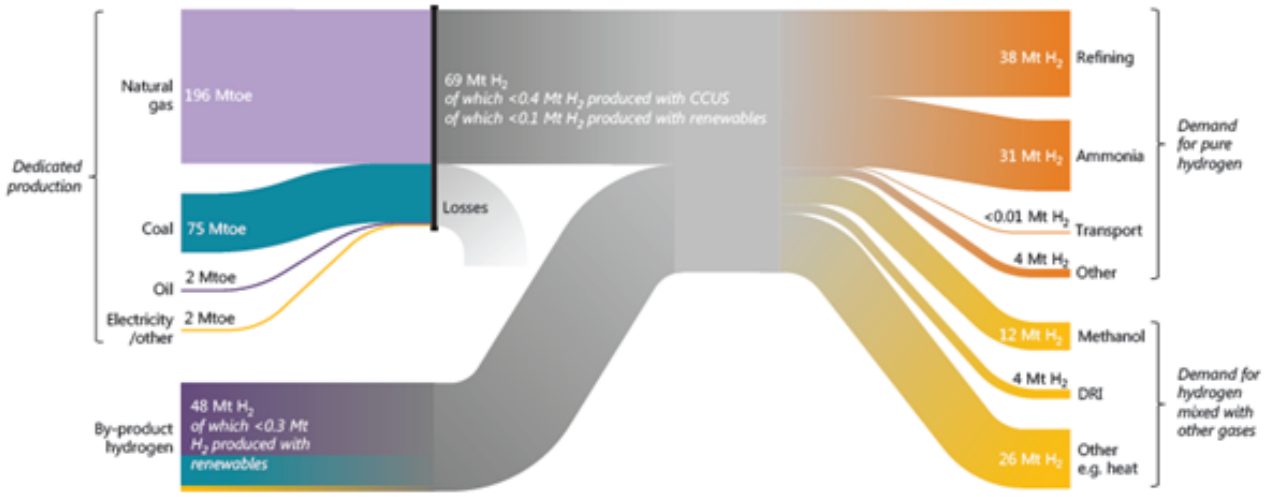

Figura 4. Origen y aplicaciones del hidrógeno. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, The Future of Hydrogen

El coste de producción del hidrógeno viene dado, fundamentalmente, por el tipo de combustible empleado, que representa entre el 45% y el 75% de los costes totales[10], la utilización de tecnología CCUS y su lugar de producción[11].

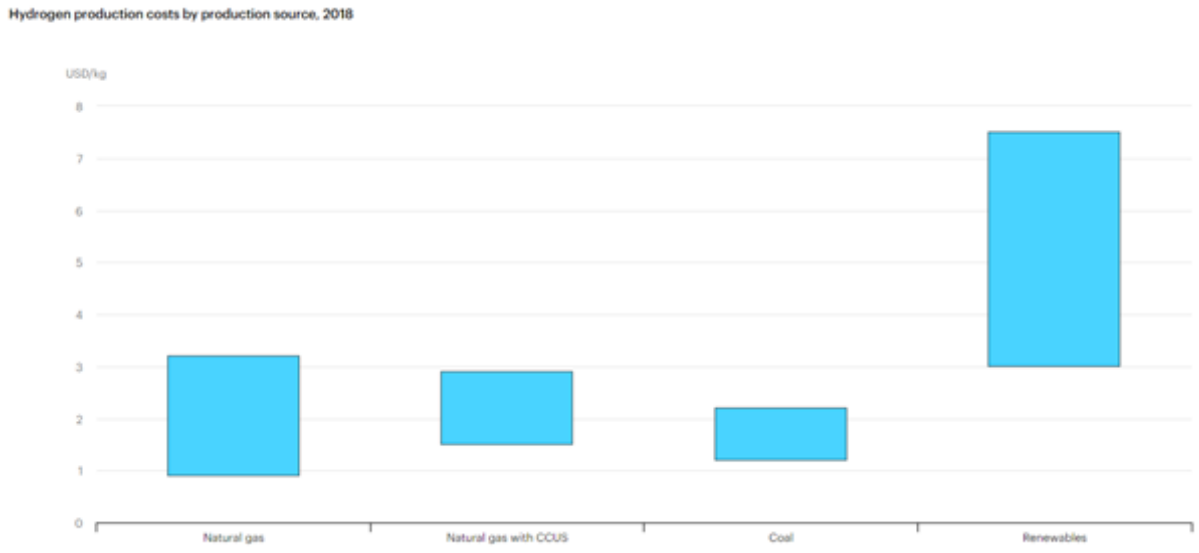

Figura 5. Costes de producción del hidrógeno. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, The Future of Hydrogen

[10] *Ibid.*

[11] En Oriente Medio, Rusia y América del Norte, el precio del gas es muy bajo, lo que explica que, en estas regiones, los costes de producción sean más bajos que en Europa. Por otra parte, Japón, Corea, China e India tienen que lidiar con los costes de importación del gas, lo que encarece el proceso de producción. El siguiente gráfico contiene una comparativa de los distintos costes de producción en función de las zonas y del empleo —o no— de la tecnología CCUS.

La AIE considera que el coste de producción de hidrógeno a partir de electricidad renovable podría caer hasta un 30% en 2030 como resultado de la disminución del coste de las energías renovables. Esta circunstancia, permitirá, a juicio de la AIE, hacerlo competitivo si recibe los estímulos adecuados durante la próxima década. Según la AIE, la combinación de energía solar y eólica en una planta híbrida permitirá reducir los costes de producción de hidrógeno. España se encuentra en una buena situación de partida en el marco europeo:

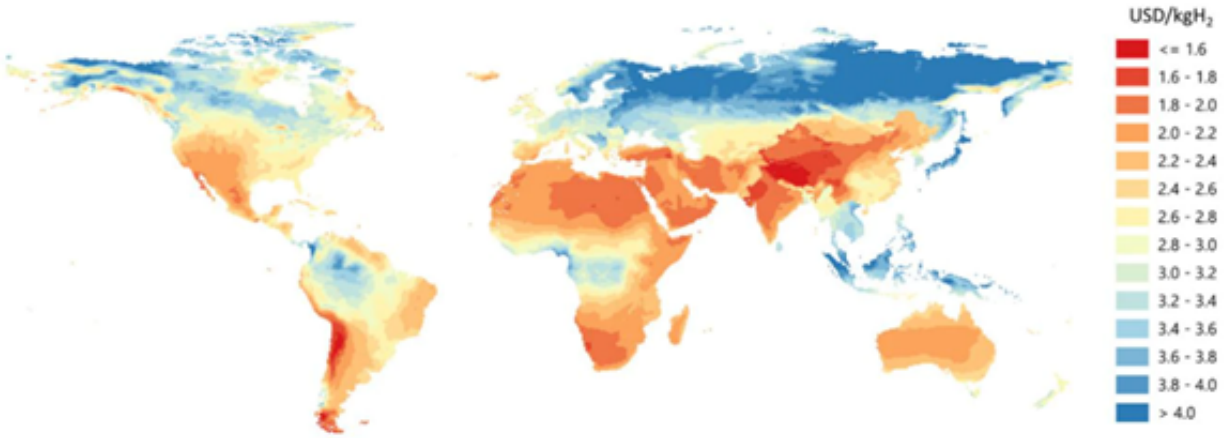

Figura 6. Impacto del empleo de energías renovables en los costes de producción de hidrógeno. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, The Future of Hydrogen

La disminución del coste de las energías renovables, la evolución tecnológica (que permitirá reducir el coste de los electrolizadores en un 40% en los próximos cinco años y un 50% en 2030[12], según BNEF) y la urgencia política, climática[13], económica[14] y social por reducir drásticamente las emisiones de gases de efecto invernadero ("**GEI**") explican por qué el "*hidrógeno verde*" se está convirtiendo en una referencia, casi obligatoria, para cualquier profesional del sector.

El hidrógeno verde no genera emisiones de dióxido y monóxido de carbono. Es neutro en carbono y genera, únicamente, vapor de agua. Por ello, puede calificarse como limpio y no contaminante. La segunda ventaja del hidrógeno verde reside en el hecho de que puede producirse en cualquier lugar del planeta donde haya agua y energía eléctrica, por lo que su producción no está limitada a determinadas localizaciones.

[12] La Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y social Europeo y al Comité de las Regiones: Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra; COM (2020) 301 (en adelante, "Estrategia Europea del Hidrógeno") ofrece esta cifra sobre la base de las evaluaciones de coste de la Agencia Internacional de la Energía, la Agencia Internacional de las Energías Renovables y BNEF. Los costes de los electrolizadores bajarán de 900 EUR/kW a 450 EUR/kW o menos en el período posterior a 2030, y a 180 EUR/kW después de 2040. Los costes de la captura y almacenamiento de carbono aumentan los costes del reformado de gas natural de 810 EUR/kWh2 a 1 512 EUR/kWh2. Se calcula que, para 2050, los costes ascenderán a 1 152 EUR/kWh2 (AIE, 2019).

[13] Si los pronósticos se cumplen, la cantidad de CO2 liberado en la atmósfera descenderá en 6 gigatoneladas por año y se crearán 30 millones de empleos en 2050. La liberación anual de CO2 en la Unión Europea se sitúa entre 70 y 100 millones de toneladas de acuerdo con la información proporcionada por la Comisión Europea en la Estrategia Europea del Hidrógeno.

[14] El precio de la tonelada de CO2 se ha situado en el mes de febrero en 37,49€. BNEF señala que cuando el precio alcance los 50 $/tCO2 será rentable económicamente sustituir las tecnologías de carbón por el hidrógeno en la industria acerera, cuando alcance los 60$/tCO2 lo será en la producción de cemento, cuando alcance los 78$/tCO2 lo será en la producción de químicos y cuando alcance los 145 $/tCO2 lo será para la propulsión de cargos si el precio del hidrógeno alcanza el dólar por kilo.

Es una fuente de energía más eficiente, sostenible y accesible que, si llega a ser competitiva, desplazará a las fuentes tradicionales basadas en el carbono.

La electrólisis requiere de agua y electricidad. La producción de 1 kilo de hidrógeno necesita alrededor de 9 litros de agua. A través de este proceso, se producen 8 kilos de oxígeno que podría ser empleado, a su vez, con fines industriales. La producción mundial actual de hidrógeno (aprox. 70 millones de toneladas de hidrógeno) requeriría 617 millones de metros cúbicos, que se corresponden con el 1,3% del agua consumida por el sector de la energía en 2016, según la AIE.

A modo de ejemplo, si la capacidad del embalse de la Serena (el mayor embalse en España), se empleara solo en su mitad para la producción de hidrógeno, su caudal sería suficiente para cubrir la actual producción anual mundial.

El acceso al agua dulce puede convertirse, no obstante, en un obstáculo, por lo que en las zonas costeras debería aprovecharse el agua de mar desalada a través de ósmosis inversa[15]. En ese caso, el impacto en coste sería menor. Según la AIE, el coste de producción del hidrógeno se incrementaría entre 0,01 y 0,02 $/kg de hidrógeno. La Comisión Europea[16] estima que la cuota de hidrógeno en la combinación energética de Europa pasará del 2% actual a un 13% o 14% en 2050.

El hidrógeno puede transformar otros combustibles y ofrecer una amplia gama de usos en el transporte, como el metano sintético, metanol, amoníaco y combustibles líquidos sintéticos. La aplicación industrial de las tecnologías del hidrógeno verde tiene un enorme potencial ya que podría sustituir el uso actual del gas natural entre otros usos industriales.

Sector	Papel actual del hidrógeno	Demanda prevista para 2030	Demanda prevista a largo plazo
Refinerías de petróleo	Utilizado mayoritariamente para eliminar impurezas (por ejemplo, azufre). En menor medida, en arenas petrolíferas y biocombustibles	Incremento del 7%	La demanda depende de la del petróleo. Es probable que siga siendo una gran fuente de demanda en 2050, incluso en una vía compatible con el Acuerdo de París
Industria química	Utilizado en la producción de amoníaco y metanol y otros químicos a menor escala	Incremento del 31%	La demanda está vinculada a los usos existentes. Se prevé un incremento en la demanda de amoníaco y metanol para usos como los combustibles basados en hidrógeno
Industria del hierro y del acero	Utilizado en la producción de acero. El 7% de la producción de acero se lleva a cabo a través de la reducción directa de la ruta del hierro (DRI), que requiere hidrógeno	Incremento del 50%	La demanda seguirá incrementándose. A largo plazo, esta industria podría basarse en su integridad en el hidrógeno bajo en carbono
Producción de calor-altas temperaturas	Apenas hay usos del hidrógeno previstos para la generación de calor. Existen algunos ejemplos en los sectores de hierro, acero y en la industria química	Incremento de 9%. No se espera incremento adicional sin impulso público	La demanda de calor aumentará, si puede competir en costes con el resto de combustibles

Figura 7. Usos actuales y potenciales del hidrógeno. Fuente: Agencia Internacional de la Energía (2019)

[15] Agencia Internacional de la Energía,... *cit.*

[16] Estrategia Europea del Hidrógeno,...*cit.*

2. Tipos de hidrógeno

El hidrógeno es un elemento que no se encuentra como tal en la naturaleza. Se encuentra combinado con otras sustancias, como los hidrocarburos o el agua.

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria, como los combustibles fósiles. Es un vector energético que se obtiene mediante diferentes procesos que demandan un consumo energético. Se trata de un producto manufacturado, en el que el balance energético final y la repercusión ambiental derivada de su uso están fuertemente ligados a su proceso de obtención.

Se obtiene de dos fuentes:

1. **Fuentes fósiles**. El hidrógeno se obtiene al descomponer las moléculas de hidrocarburos (CxHy) de los combustibles fósiles (i.e. petróleo, gas natural, carbón), generando CO2 como subproducto.

2. **Electricidad**. El hidrógeno se obtiene al descomponer la molécula de agua (H2O) mediante la aplicación de una corriente eléctrica (hidrólisis) para obtener hidrógeno y oxígeno. El consumo de electricidad es importante en este proceso. El origen de la energía determinará el impacto ambiental del proceso.

La huella de carbono del hidrógeno debe evaluarse a lo largo del ciclo de vida del producto, y no solo durante su utilización. Esta circunstancia da pie a que pueda existir hidrógeno obtenido a partir de hidrólisis con un impacto reseñable en términos de huella de carbono, si el combustible empleado para ello es de origen fósil.

La neutralidad de carbono del proceso de obtención del hidrógeno se puede lograr mediante:

1. **La captura del CO2 emitido**. El límite técnico se sitúa, en este momento, en el 90 % del CO2[17]. La huella de carbono cero puede alcanzarse mediante acciones adicionales como la reforestación, o la creación de sumideros de carbono;

[17] La Estrategia Europea del Hidrógeno, con base en el estudio referido de la Agencia Internacional de la Energía, reconoce que las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles con captura de carbono o pirólisis son inferiores a las del hidrógeno a partir de combustibles fósiles, pero debe tenerse en cuenta la eficacia variable de la captura de gases de efecto invernadero (90 % como máximo).

2. **El uso de electricidad de origen renovable**. La condición de renovable del hidrógeno depende del recurso a un mix eléctrico generado exclusivamente por energías renovables (eólica, solar, etc.).

El hidrógeno recibe la denominación de renovable cuando las emisiones, a lo largo de todo su ciclo de vida, tienden[18] a cero. El hidrógeno renovable se identifica en la actualidad con el término "hidrógeno verde". La clasificación del hidrógeno según colores trae causa de la distinción realizada en 2019 por la Agencia Internacional de la Energía en el informe *The Future of Hydrogen*[19]:

1. **Hidrógeno gris**. Es obtenido a partir de gas natural u otro origen fósil no renovable. El hidrógeno gris representa el 99% del hidrógeno consumido en España.

2. **Hidrógeno azul**. Es obtenido a partir de gas natural u otro origen fósil no renovable, si bien las emisiones de CO2 que se generan en el proceso de obtención del hidrógeno azul se capturan para ser almacenadas o reutilizadas (por ejemplo, para fabricar *ecocombustibles*).

3. **Hidrógeno verde**. Es obtenido a partir de fuentes de energía renovable. Su impacto climático es neutro ya que no genera, prácticamente, ningún tipo de emisión durante su producción.

La Comisión Europea ha empleado otra clasificación en su Estrategia del Hidrógeno, en función de la tecnología y las emisiones generadas[20]:

1. **Hidrógeno electrolítico**. Es producido mediante electrólisis, independientemente de la fuente de electricidad empleada para ello. Las emisiones vinculadas dependen del modo de producción de la electricidad utilizada[21].

2. **Hidrógeno renovable o limpio**. Es producido mediante electrólisis alimentada por electricidad procedente de fuentes renovables. Las emisiones de GEI durante todo el ciclo de vida de la producción de hidrógeno renovable son casi cero.

3. **Hidrógeno a partir de combustibles fósiles**. Es obtenido mediante procesos que utilizan combustibles fósiles como materia prima. Las emisiones del GEI son elevadas.

4. **Hidrógeno a partir de combustibles fósiles con captura de carbono**. Es producido a partir de combustibles fósiles, pero con captura de las emisiones de GEI como parte del proceso de producción de hidrógeno.

5. **Hidrógeno con bajas emisiones de carbono**. Es producido a partir de combustibles fósiles con captura de carbono e hidrógeno electrolítico.

Además, la Comisión Europea incluye en esta clasificación a los combustibles sintéticos derivados del hidrógeno. La Comisión acuña este término para aludir a combustibles gaseosos y líquidos producidos a base de hidrógeno y carbono donde la parte de hidrógeno del gas de síntesis es renovable.

[18] El proceso de fabricación de hidrógeno por hidrólisis puede venir precedido de operaciones no renovables. Por otro lado, la combustión directa del H2 puede producir emisiones de NOx. [Consultado el 24 de febrero de 2021: Blog Ferrovial].

[19] Agencia Internacional de la Energía… *cit*.

[20] Estrategia Europea del Hidrógeno… *cit*.

No obstante, en términos de contaminación atmosférica, la quema de combustibles sintéticos produce emisiones de contaminantes atmosféricos similares a las emisiones que producen los combustibles fósiles, según la Comisión. Con independencia de la clasificación que se utilice, ni el hidrógeno verde, ni el hidrógeno obtenido a partir de combustibles fósiles con bajas emisiones pueden competir todavía, en términos de coste, con el hidrógeno obtenido a partir de combustibles fósiles. El coste estimado de producción de este hidrógeno se sitúa en torno a 1,5 €/kg en la UE sin CCUS.

La rápida disminución del coste de la energía, el incremento del precio de los derechos de emisión y el abaratamiento de los electrolizadores y su mejora tecnológica permiten, no obstante, aventurar un rápido incremento que será estimulado por la inversión pública. En este contexto y debido a las grandes oportunidades que ofrece el hidrógeno para descarbonizar la matriz energética, la Unión Europea y algunos países han comenzado a impulsar políticas públicas para acelerar la transición energética con tecnologías basadas en el uso del hidrógeno.

[21] Las emisiones de gases de efecto invernadero para la combinación eléctrica de la UE son de 14 kg equivalentes de CO2 / kg de H2 (sobre la base de los datos de EUROSTAT de 2018, 252 t equivalentes de CO2 / GWh), mientras que la combinación eléctrica mundial media daría lugar a 26 kg equivalentes de CO2 / kg de H2 (AIE, 2019).

3. Iniciativas públicas

3.1. Unión Europea

La Unión Europea pretende liderar el mercado global de hidrógeno verde. La Unión Europea aprobó el 8 de julio de 2020 la hoja de ruta para la tecnología de hidrógeno. La hoja de ruta identifica el hidrógeno como un vector energético indispensable para cumplir los objetivos fijados en el Acuerdo de París[22].

Este liderazgo se ha traducido en una serie de iniciativas, de entre las que destacan:

1. La inclusión del hidrógeno renovable en la **Directiva 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, a efectos de que los Estados Miembros establezcan mecanismos de garantía de origen**.

   La Directiva prevé también la ampliación de la infraestructura de red de gas para posibilitar que el gas renovable pueda integrarse sin dificultad en esa infraestructura, así como la elaboración de normas de conexión en cuanto a los requisitos de calidad, olor y presión.

   La Directiva pretende garantizar que los consumidores tengan la posibilidad de ser productores de su propia energía a partir de recursos renovables. Se incorpora también el concepto de "*comunidades de energías renovables*" con la idea de que los consumidores finales participen en ellas.

   La Directiva incide en la necesidad de incorporar las energías renovables en el sector de la calefacción y refrigeración, bien de manera individual e independiente, o bien en forma de instalaciones colectivas como los denominados "sistemas urbanos" (redes de distrito). En el sector del transporte, cada Estado miembro tendrá que fijar una obligación a los proveedores de combustibles para asegurar que la cuota de energías renovables en el consumo final de energía sea como mínimo del 14% en 2030.

2. **La Iniciativa del Hidrógeno**, lanzada en Linz en septiembre de 2018. La Iniciativa es una declaración en la que los Estados

[22] "Energías renovables 2019: Reporte de la situación mundial", (París: REN21, Secretaria, 2019), UNEP.

miembros, la Comisión Europea, y otros países y organizaciones, destacaron la capacidad de las tecnologías de hidrógeno renovable para lograr una descarbonización eficiente de múltiples sectores de la economía, garantizar la seguridad de suministro en el largo plazo y sostener la competitividad de la economía europea.

3. **El Pacto Verde Europeo**[23] (*European Green Deal*) prevé la aprobación de varias estrategias y mecanismos de financiación para la promoción y el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno renovable.

4. La **Estrategia Europea del Hidrógeno** (*EU Hydrogen Strategy*), establece las pautas del papel que debe desempeñar el hidrógeno renovable en la descarbonización eficiente de la economía de la UE. La Estrategia aborda los principales campos de actuación, en particular, inversiones, marco regulatorio, nuevo liderazgo de mercados, I+D en tecnologías y mercados, red de infraestructuras y cooperación con terceros países[24].

   La Estrategia Europea del Hidrógeno vincula el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno con los fondos *Next GenerationEU*. La Estrategia prevé unas inversiones acumuladas en hidrógeno renovable de entre 180.000 y 470.000 millones de euros hasta 2050 y de entre 3.000 y 18.000 millones de euros en inversiones acumuladas para el hidrógeno a partir de combustibles fósiles. La Comisión prevé que el desarrollo de esta tecnología conllevará la creación de un millón de nuevos empleos.

   La Estrategia Europea identifica el hidrógeno como el elemento esencial para alcanzar la neutralidad en carbono en 2050 y cumplir el Acuerdo de París. La Comisión plantea un objetivo ambicioso de instalación de 6 GW de electrolizadores antes de 2024 y de 40 GW de electrolizadores antes de 2030[25]. La potencia eléctrica instalada[26] de España fue en 2020 de 110 GW.

   Según la Estrategia, la producción de electrolizadores[27] debe aumentar en una primera fase (objetivo 2024) en la que deben instalarse en las refinerías, acerías[28] y los complejos químicos. La Comisión considera que las necesidades de infraestructura de transporte serán limitadas en esta primera fase, dado que la demanda se satisfará mediante producción *in situ*, no siendo necesarias infraestructuras de transporte[29].

   La Comisión prevé que el hidrógeno renovable se convierta en un elemento relevante del sistema energético en la

[23] El Pacto Verde Europeo es la hoja de ruta de la Comisión para dotar a la Unión de una economía sostenible. Comunicación de la Comisión El Pacto Verde Europeo, COM(2019), 640 final [Consultado el 24 de febrero de 2021: Comisión Europea].

[24] Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra de 8 de julio de 2020.

[25] *Íbid*.

[26] Consultado el 25 de febrero de 2021: REE.

[27] Según la Estrategia Europea del Hidrógeno...*cit*, 280 empresas europeas operan en la cadena de producción y suministro de electrolizadores. *Íbid.*

[28] Según la Estrategia Europea del Hidrógeno...*cit*, una acería al final de su vida útil necesita entre 160 y 200 millones de euros para convertirse al hidrógeno.

[29] *Íbid*.

segunda fase (objetivo 2030). La Comisión considera que el hidrógeno verde podrá competir con otras formas de producción y su aplicación comercial podrá extenderse a otros ámbitos como el transporte.

La Comisión sitúa la tercera fase en 2050 cuando el hidrógeno renovable habrá alcanzado ya su madurez. Para entonces, la Comisión estima que la producción de hidrógeno absorberá la cuarta parte de la electricidad de procedencia renovable de la Unión.

5. **La Alianza Europea del Hidrógeno Limpio** (*European Clean Hydrogen Alliance*) se creó de manera simultánea a la aprobación de la Estrategia Europea del Hidrógeno. La Alianza se constituye como un foro de coordinación para impulsar proyectos viables de hidrógeno renovable.

3.2. España

El volumen de negocio actual de las tecnologías de hidrógeno en España es de 594 millones de euros. Se espera que ese volumen alcance los 22.000 millones de euros en 2030 y que el sector emplee 227.000 trabajadores en 2030, según Hylaw[30].

El hidrógeno forma parte de las políticas industriales y energéticas nacionales y está llamado a tener un papel protagonista en los proyectos que se financiarán con los fondos *Next GenerationEU*. Entre 2010 y 2017, el Ministerio de Energía financió 8 proyectos con más de 18 millones de euros que, junto con los fondos del CDTI, han sumado 30 millones de euros en 23 proyectos.

A nivel europeo, para el período 2014-2020 se han financiado un total de 226 proyectos con 841 millones de euros vinculados a *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU), de los cuales 22 han tenido representación española. A nivel autonómico, 11 de las 17 comunidades autónomas en España incluyen el hidrógeno en su RIS3 (Estrategia regional de investigación e innovación para una especialización inteligente).

El 6 de octubre de 2020, el Consejo de Ministros aprobó, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ("MITECO"), la Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el *hidrógeno renovable*[31].

La Hoja de Ruta enlaza con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030[32] ("**PNIEC**").

[30] HYLAW. Informe de Recomendaciones Legislativas para el Sector del Hidrógeno en España. [Consultado el 25 de febrero de 2021: HyLaw].

[31] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Hoja de Ruta del Hidrógeno. [Consultado el 15 de febrero de 2021: MITECO].

[32] Ministerio para la Transición Ecológica y el reto demográfico. Plan Nacional Integrado de Energía y Cima 2021-2030 en adelante "PNIEC". [Consultado el 15 de febrero de 2021: MITECO].

El PNIEC pretende alcanzar en 2030 una reducción del 23% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto de 1990, que el 42% de la energía consumida proceda de fuentes renovables, una mejora en un 39,5% de la eficiencia energética y un origen renovable de 74% de la energía producida[33].

El objetivo final es alcanzar la neutralidad en carbono en 2050, con un 100% de energía renovable generada en línea con los objetivos fijados por la Comisión en el *Green Deal*.

El hidrógeno renovable es parte de la solución para lograr la neutralidad climática en 2050, junto a la definitiva penetración de las renovables y el desarrollo de la tecnología de almacenamiento energético.

La Hoja de Ruta fija los objetivos-país a 2030, siguiendo la estela de la Estrategia Europea:

Figura 8. Objetivos 2030. Fuente: Hoja de Ruta del Hidrógeno

[33] El PNIEC prevé que para el año 2030 haya una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW de los que 50 GW serán energía eólica; 39 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas3; 16 GW hidráulica; 9,5 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear.

El MITECO considera esencial la creación y el fomento de un entorno favorable para la oferta y demanda de hidrógeno renovable, priorizando los proyectos de producción de hidrógeno vinculados al uso final de la industria, así como los de movilidad sobre otras opciones. La Hoja de ruta apuesta por la creación[34] de "*valles o clústeres de hidrógeno*" y subraya el papel clave del hidrógeno para almacenar energía procedente de un sistema eléctrico cuyo carácter íntegramente renovable se prevé alcanzar en 2050. La Hoja de ruta incide también en la necesidad de disponer de normas comunes en la UE (objetivos, etiquetado, garantías de origen) que faciliten el despliegue de este vector.

El Proyecto de Ley de Cambio Climático remitido por el Consejo de Ministros a las Cortes Generales el 19 de mayo de 2020 prevé que el Gobierno fomente el uso de gases renovables como el hidrógeno mediante la aprobación de planes específicos. El hidrógeno es uno de los aspectos en el que se ha incidido en el trámite de enmiendas[35]. De entre las propuestas, destacan el fortalecimiento del rol del hidrógeno como solución para el almacenamiento de energía y la obligación de establecer infraestructuras de distribución y transporte para este y otros gases renovables. Sin embargo, no se plantea la incorporación de disposiciones que modifiquen las normas ambientales, y sectoriales, entre otras, que afectan a la tramitación de estos proyectos.

3.3. Next GenerationEU

El desarrollo de las tecnologías del hidrógeno renovable requiere del impulso público. El Plan Europeo de Recuperación (*Next GenerationEU*) está llamado a ser decisivo en la expansión del hidrógeno renovable en la próxima década.

La Comisión Europea reconoce en la Estrategia Europea del Hidrógeno que el despliegue del hidrógeno a un ritmo rápido es clave para alcanzar la neutralidad climática. La Comisión reconoce que el desarrollo del sector requiere de ayudas directas que generen un efecto multiplicador: "*La consecución de los objetivos de despliegue esbozados en esta hoja de ruta estratégica para 2024 y 2030 requiere un sólido programa de inversión que aproveche las sinergias y garantice la coherencia de la ayuda pública en los distintos fondos de la UE y la financiación del BEI, aprovechando el efecto multiplicador y evitando un apoyo excesivo*".

El Plan Europeo de Recuperación (*NextGenerationEU*) dotado con 750.00 millones de euros[36] es decisivo para el impulso de la competitividad de Europea y el desarrollo de tecnologías innovadoras que permitan liderar la transición ecológica hacia una economía descarbonizada, autosuficiente y sostenible. El Mecanismo Europeo de Recuperación y Resiliencia es uno de los pilares del Plan Europeo de Recuperación y es el instrumento y símbolo, en palabras de la

[34] La Hoja de Ruta del Hidrógeno,...*cit* señala en su Medida 10 la creación de mesas de hidrógeno industrial en los polos petroquímicos de Huelva, San Roque-Los Barrios, Cartagena, Sagunto, Tarragona, Bilbao, Avilés-Gijón, A Coruña y Puertollano.

[35] Boletín Oficial de las Cortes Generales de 28 de octubre de 2020. Al menos 15 de las enmiendas presentadas al articulado del proyecto de ley están relacionadas con las tecnologías del hidrógeno.

[36] Consultado el 16 de febrero de 2021: Comisión Europea.

[37] Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Banco Central Europeo, al Comité Económico y social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones: estrategia de crecimiento anual sostenible para 2021; COM (2020) 575 final.

propia Comisión[37], que permitirá afrontar los desafíos de esta nueva etapa y alcanzar los objetivos del milenio[38].

El Reglamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia ("**MERR**" o "**el Mecanismo**") se aprobó el 12 de febrero y publicó, en el Diario Oficial de la Unión Europea, el 18 de febrero ("**Reglamento MERR**"). El Reglamento MERR puede suponer un crecimiento adicional del 2% del producto interior bruto y la creación de 2 millones de puestos de trabajo en 2024.

El MERR se ha dotado con 672.500 millones de euros[39] de los cuáles 360.000 millones se destinarán a préstamos y 312.500 millones de euros a ayudas no reembolsables. España podría recibir 72.700 millones de euros en transferencias no reembolsables y el resto en préstamos de los cuáles, 59.000 millones de euros de transferencias se movilizarán entre 2021 y 2023 que se suman a los 79.000 millones de euros previstos por los fondos estructurales y la Política Agraria Común para 2021-2027.

Esta apuesta financiera se alinea con los objetivos fijados en el *Green Deal* de la Comisión. Según este, los Estados miembros deberán dedicar, al menos, el 37% de los fondos del Mecanismo a proyectos vinculados con la consecución de los objetivos climáticos[40] en los que la reducción de las emisiones en un 55% para 2030 respecto los niveles de 1990, juega un papel fundamental para alcanzar la neutralidad climática en 2050.

El 70% de las ayudas directas del MERR deberán comprometerse jurídicamente antes del 31 de diciembre de 2022. El 30% de los préstamos deberá estar, en su caso, comprometidos antes del 31 de diciembre de 2023. Los proyectos financiados deberán estar ejecutados antes del 31 de agosto de 2016. Ello muestra la celeridad que se va a requerir en el desarrollo de los proyectos y en la tramitación de los permisos que requiera su ejecución para lograr cumplir con los hitos fijados por el Reglamento MERR.

Los Estados deberán presentar proyectos de inversión y reformas que apoyen la transición a una economía neutra en carbono en los ámbitos de la energía, el transporte, la industria, la economía circular, la gestión del agua y la biodiversidad. El Reglamento (UE) 2020/852 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de junio, relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles ("**Reglamento de taxonomía**") también está llamado a tener un papel protagonista.

La primera versión del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España[41] presentado por el Gobierno el 7 de octubre de 2020 se estructura en torno a diez políticas palanca[42]. La transición energética justa e inclusiva se dota con el 8,9% de los fondos. Esta transición conforma, a su vez, una de las líneas directrices del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia presentado por el Gobierno (*España verde*).

[38] Declaración del milenio aprobada por la Asamblea General de las Naciones Unidad el 13 de septiembre de 2020. Resolución 55/2.

[39] La Comisión ha avanzado que se presentarán, a más tardar en junio de 2021, propuestas sobre fuentes de ingresos vinculadas a impuesto digital, un mecanismo de ajuste en frontera de las emisiones de carbono y el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE.

[40] El borrador de Reglamento por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia que se está tramitando en el Parlamento Europeo incluye en su artículo 3, como uno de los seis pilares del Mecanismo, la transición ecológica.

[41] El Reglamento MERR obligará al Gobierno a presentar un documento definitivo de Plan a la Comisión antes del 30 de abril de 2021 que deberá ser evaluado y aprobado antes del 30 de junio de 2021 por las instituciones comunitarias.

[42] La presentación del Plan por el Presidente del Gobierno. [Consultado el 25 de febrero de 2021. La Moncloa].

Los fondos pueden generar un efecto multiplicador de la inversión privada[43] que coadyuve a la aceleración de la madurez tecnológica e industrial de las tecnologías basadas en el empleo de hidrógeno verde. La *Comunicación de la Comisión sobre la estrategia de crecimiento anual sostenible para 2021* destaca los proyectos de hidrógeno verde como ejemplo de proyectos cuya inclusión en los planes de recuperación y resiliencia[44] se solicita encarecidamente por la Comisión a los Estados miembros.

Las ayudas públicas requieren de un marco regulatorio eficaz que haga viables los proyectos, en el imperioso corto plazo en el que estos fondos deberán gestionarse. Las inversiones deberán estar ejecutadas antes del 31 de agosto de 2026, de acuerdo con el Reglamento MERR.

El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia incide en la necesidad de una correcta planificación temporal ya que la crisis exige movilizar un gran volumen de inversión pública que debe ir unida con la priorización de proyectos (entre los que se encuentran, sin duda, aquéllos vinculados al desarrollo de las tecnologías del hidrógeno), a través, en ciertos supuestos, de mecanismos de colaboración público-privada.

Sin embargo, ni la Comisión ni el Gobierno[45] han adoptado, hasta la fecha, ninguna iniciativa — más allá de una bien intencionada declaración *ex lege* de urgencia y despacho prioritario[46] pero con escaso efecto práctico reconocible para quien conoce el funcionamiento de las administraciones— que permita, dado el marco regulatorio actual, hacer viables esos proyectos en el corto plazo.

Las principales medidas con incidencia directa en los plazos de tramitación de los proyectos que se han incorporado en el Real Decreto-ley 36/2020, de 30 de diciembre, por el que se aprueban medidas urgentes para la modernización de la Administración Pública y para la ejecución del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia ("**RDL 36/2020**") consisten en (i) la potencial acreditación como Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica ("**PERTE**") que acortará el plazo para la obtención de ayudas y para la tramitación de los proyectos así como (ii) la posible exención del trámite de evaluación ambiental de algunos proyectos de modernización o mejora de instalaciones existentes.

El margen de mejora es amplio. Nuestro sistema regulatorio puede no estar en la mejor de las condiciones para facilitar el desarrollo de un vector energético, como el hidrógeno renovable, que será tan transcendental en la próxima década. Sin embargo, este es (por el momento) el marco regulatorio aplicable que habrá de considerarse.

[43] El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia del Gobierno de España estima un apalancamiento privado de 1:4 (4 euros privados por cada euro público) lo que supone un potencial de 500.000 millones de euros para España.

[44] Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo, al Banco Central Europeo, al Comité Económico y social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones: estrategia de crecimiento anual sostenible para 2021; COM (2020) 575 final. Punto IV: "The Commission strongly encourages Member States to include in their recovery and resilience plans investment and reforms in the areas listed below. Pursuing these flagships will ensure the success of the recovery of Europe; it will make Europe a digital and greener continent and will increase the cohesion among Member States. 1. Power up - Future-proof clean technologies should be frontloaded and the development and use of renewables should be accelerated as well as their integration through modernised networks and enhanced interconnectivity. The flagship will lay the foundation for hydrogen lead markets in Europe and the related infrastructure. It aims to support the building and sector integration of almost 40% of the 500 GW of renewable power generation needed by 2030, support the instalment of 6 GW of electrolyser capacity and the production and transportation of 1 million tonnes of renewable hydrogen across the EU by 2025".

[45] Se puede consultar el Plan anual normativo del Gobierno de España 2020 aprobado por el Consejo de Ministros el 8 de septiembre de 2020 en Gobierno de España [Consultado el 16 de febrero de 2021].

[46] Artículo 48.1 del Real Decreto-ley 36/2020, de 30 de diciembre, por el que se aprueban medidas urgentes para la modernización de la Administración Pública y para la ejecución del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

4. Marco regulatorio español

El marco regulatorio no se ha preparado todavía para la eclosión inminente de las tecnologías del hidrógeno. La normativa ambiental e industrial no considera la producción de hidrógeno como una industria vinculada a la generación o almacenamiento de energía sino como una actividad propia de la industria química. El marco legal no prevé la existencia de instalaciones de generación de energía a partir de hidrógeno ni distingue el tratamiento en función de la tecnología o impacto ambiental que generan los distintos procesos de producción del hidrógeno.

Las consideraciones anteriores son vicarias del hecho de que ni la normativa europea ni la normativa española regulan el hidrógeno como vector energético sino como sustancia química. El marco regulatorio español tiene puntos de convergencia con el marco existente en los países de nuestro entorno, pero también plantea diferencias significativas, ya que España no ha aprobado ninguna norma específica en este ámbito.

Alguno de los aspectos más relevantes tienen que ver con (i) la falta de regulación de inyección de hidrógeno en la red de gas; (ii) los permisos necesarios para las estaciones de reabastecimiento de hidrógeno; y (iii) a la introducción de combustibles a base de hidrógeno en el sector marítimo, puertos y vías navegables interiores; en particular, a la homologación de buques de hidrógeno y combustibles a base de hidrógeno[47].

La falta de regulación da lugar a una serie de barreras legales y condiciona la intervención pública sobre la industria. Las normas no atienden a umbrales de producción, no contemplan su integración con otras instalaciones (i.e. metalúrgicas o de generación de energía eléctrica) ni plantean regímenes de autoconsumo que, como apunta HyLaw en el *Informe de recomendaciones legislativas para el sector del Hidrógeno en España*, limita los lugares[48] en los que esa actividad se puede realizar al tiempo que implica importantes barreras de entrada a su desarrollo.

La Estrategia Europea del Hidrógeno no concreta ninguna medida legislativa a nivel comunitario. La *Hoja de Ruta del Hidrógeno* aprobada por el Gobierno de España propone

[47] HyLaw, Deliverable 4.2 List of Legal Barriers, 2019, p. 17.

[48] En España la actividad únicamente podrá tener lugar en suelo industrial. Este tratamiento es común en los demás países de la Unión salvo en la región belga de Flandes donde se permite la instalación de hidrogeneras si están vinculadas a otras instalaciones propias de la zona como, por ejemplo, estaciones de combustibles.

medidas como (i) modificar la clasificación de la actividad industrial de producción de hidrógeno verde *in situ* en las estaciones de servicio; (ii) analizar los distintos procedimientos para la tramitación de la operación y ejecución de instalaciones de producción de hidrógeno verde a pequeña escala y evaluar su simplificación; (iii) promover el desarrollo de medidas regulatorias que simplifiquen y faciliten el despliegue de líneas directas de electricidad dedicadas a la producción de hidrógeno renovable; (iv) crear un sistema de garantías de origen del hidrógeno renovable; y (v), crear un marco fiscal[49] favorable al desarrollo de las tecnologías del hidrógeno verde.

Algunas de estas medidas dependen, en primera instancia, de las decisiones que se adopten a nivel comunitario. Los países de la Unión Europea no han definido el carácter del hidrógeno renovable en sus legislaciones nacionales, con algunas excepciones como Dinamarca o Bélgica.

La inexistencia de ese marco legal adaptado no significa que éste no exista ni que no aplique a los proyectos que pudieran lanzarse en el corto plazo. Las instalaciones de producción de hidrógeno quedan sometidas a la Directiva IPPC y a la normativa SEVESO. Además, quedan sujetas a evaluación de impacto ambiental, aunque con las particularidades procedimentales propias de cada Estado.

La intervención administrativa en España es intensa y diversa[50] y corresponde, fundamentalmente, a las comunidades autónomas y entidades locales.

El marco regulatorio definirá la estructura de los negocios jurídicos en torno al hidrógeno[51]. Las obligaciones que recaigan sobre los promotores de estos proyectos diferirán sustancialmente en función de la posición que adopten en la tramitación de los permisos necesarios para la puesta en funcionamiento de una instalación de producción de hidrógeno y ello se traducirá en procesos autorizatorios más ágiles o complejos. La definición del *permitting* será vital para que los objetivos temporales y estratégicos se puedan alcanzar.

4.1. Normativa industrial

La normativa industrial regula la producción y almacenamiento de hidrógeno en función de su peligrosidad. La normativa industrial no discrimina el origen del hidrógeno.

4.1.1. Autorizaciones sectoriales

La producción y almacenamiento de hidrógeno no están sujetos a autorización sectorial.

[49] Este paper será completado con una Adenda fiscal que valorará el marco tributario aplicable al hidrógeno renovable.

[50] HyLaw advierte en el documento *List of legal barriers...cit* sobre el riesgo derivado de la intervención de diversas autoridades ("Up to seven authorities can be involved! Moreover, the responsible authorities vary within Member States or even within regions, depending on the territorial organisation of the countries concerned, meaning that a learning curve cannot manifest itself. The interpretation and demands from the responsible authorities can be different from one case to another") frente a países como Austria o Reino Unico donde opera una única autoridad a efectos de la concesión de los permisos.

[51] Estos modelos van desde los contratos de suministro de hidrógeno (Hydrogen Purchase Agreement, HPA) a modelos alternativos que permiten la integración del módulo en la instalación del comprador a efectos autorizatorios y que no tienen por qué implicar ni cesión de la propiedad del módulo ni de la tecnología.

La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural ("**Directiva 2009/73/CE**") y la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos ("**LSH**") resultan aplicables a todo tipo de gases siempre que sea posible transportarlos por la red de transporte de gas natural. La LSH sujeta a autorización administrativa previa las plantas de fabricación[52] de gases combustibles manufacturados o sintéticos o de mezcla de gases combustibles por aire cuando su destino sea el suministro a los usuarios por canalización.

La regulación sectorial liga la intervención administrativa al vertido a la red. Aunque no han prosperado, ha habido iniciativas legislativas a nivel comunitario[53] para incluir expresamente el hidrógeno verde y el metano sintético en los gases objeto de regulación por la Directiva 2009/73/CE. La inyección de hidrógeno a la red de gas natural se denomina *Power to Gas* (P2G). En España se permite una concentración del 5% de H2 de acuerdo con el PD-01 Medición, calidad y odorización de gas, aprobado por Resolución de 21 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas[54].

La LSH se separa de otras normativas sectoriales, como la energética, que someten a autorización administrativa previa, incluso, las instalaciones de generación de energía eléctrica sin excedentes. Un módulo de hidrólisis vinculado con una instalación de generación de energía estaría exento de autorización administrativa previa mientras que la instalación de generación estaría sujeta al régimen de intervención administrativa previsto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico ("**LSE**") y en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica ("**RD 1955/2000**").

La producción de hidrógeno *in situ* (i.e. en el emplazamiento industrial que lo consumirá) no está sujeta a autorización administrativa previa, en tanto que la producción de hidrógeno no tenga como destino su vertido a la red de canalización del gas natural. La producción de hidrógeno para su vertido a la red de gas natural, en caso de resultar técnicamente posible, estará sujeta a autorización. Este aspecto es crítico, en el momento actual, pues esta posibilidad se encuentra con mayores barreras por la falta de adaptación técnica de la red de gaseoductos y de sus instalaciones técnicas.

4.1.2. REACH

La regulación industrial incide en la producción de hidrógeno a través del Reglamento REACH[55]. El Reglamento REACH tiene por objeto la protección de la salud humana y el medio ambiente, así como la libre circulación de sustancias (*vide* Cdo. 1º). El

[52] La norma ISO 22734:2019 define los requisitos de construcción, funcionamiento y seguridad de los equipos generadores de hidrógeno que emplean reacciones electroquímicas para electrolizar el agua y producir gas de hidrógeno y oxígeno. Sin embargo, de acuerdo con el artículo 8.3 de la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, esta norma no es de observancia obligatoria.

[53] Ver en Parlamento Europeo [Consultado el 15 de febrero de 2021].

[54] De acuerdo con el Cross Country Comparison de Hylaw, en Reino Unido, resultaría improbable que la incorporación de hasta 20% de hidrógeno en el metano inyectado en red incrementara el riesgo de la red gasista.

[55] Reglamento (CE) nº 1907/2006 del Parlamento Europeo y el Consejo de 18 de diciembre de 2006 relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos ("REACH").

Reglamento REACH se aplica a la fabricación, comercialización o uso de sustancias que se definen como un elemento químico y sus compuestos naturales o aquellos compuestos obtenidos por medio de un proceso industrial. Sin embargo, el Reglamento REACH dispensa a las sustancias elementales básicas como el hidrógeno, el oxígeno, o los gases nobles (argón, helio, neón, xenón) de las obligaciones contenidas en sus títulos II (Registro de sustancias —arts. 5 a 24—), V (Usuarios intermedios —arts. 37 a 39—) y VI (Evaluación —arts. 40 a 66—). El productor de hidrógeno no tendrá que cumplir con las obligaciones de registro y evaluación del hidrógeno ya que podrá acogerse a la exención del apartado 2.7 del Reglamento REACH, siempre que produzca hidrógeno como sustancia elemental básica[56].

Por otro lado, el hidrógeno no presenta condiciones para ser considerado como una sustancia altamente preocupante, de conformidad con el Anexo XIV del Reglamento REACH, de modo que la sustancia tampoco queda sujeta a autorización. La aplicación del título IV (arts. 31 a 36) del Reglamento REACH no queda excluido. El artículo 31 obliga a los proveedores de sustancias a proporcionar una ficha de seguridad a sus destinatarios. Cuando la persona productora y destinataria coincidan, no será necesario proporcionar esta ficha. En conclusión, la normativa REACH no exige el registro[57] ni una autorización de producción del hidrógeno como sustancia básica. Los productores de hidrógeno deberán, no obstante, conforme al título IV del REACH, proporcionar una ficha de seguridad a los destinatarios de las sustancias.

4.1.3. CLP

El Reglamento CLP[58] regula la comercialización de sustancias, mezclas y artículos armonizando su clasificación e imponiendo la obligación de clasificar las sustancias y mezclas comercializadas. El Reglamento CLP impone, además, a los fabricantes e importadores la obligación de notificar a la Agencia Europea de Sustancias y Mezclas Químicas ("**ECHA**") las clasificaciones realizadas.

La Tabla 3.1 del Anexo VI del Reglamento CLP establece que el hidrógeno es un gas inflamable de categoría 1, con indicación de peligro H220. Se trata de un gas extremadamente inflamable. Dicha indicación de riesgo es un peligro físico. En consecuencia, el hidrógeno es una sustancia peligrosa. La ficha del hidrógeno del sitio web de la ECHA confirma dicha calificación.

El Reglamento CLP resulta aplicable a las sustancias que son comercializadas. Las sustancias que no son comercializadas[59] y no están sujetas a registro o notificación, de acuerdo con el reglamento REACH, no están sujetas a clasificación.

Las obligaciones del productor serán distintas en función de si la sustancia se comercializa o no. La incorporación de los módulos de fabricación del hidrógeno en la instalación podrá resultar determinante dado que se podría sostener que, si el operador industrial integra los módulos en su instalación, no habrá comercialización.

[56] Si el hidrógeno se presenta en forma de preparado (como mezcla de dos o más sustancias) habrá que evaluar, a partir de los datos de las sustancias mezcladas si se mantiene la exención o si el preparado está sujeto a obligaciones de registro.

[57] Los fabricantes de sustancias o preparados en cantidades iguales o superiores a (1) tonelada deben presentar una solicitud de registro a la ECHA (art. 6.1). Por su parte, si las sustancias se califican como altamente preocupantes por tratarse de sustancias carcinógenas, mutágenas o tóxicas para la reproducción de categorías 1 o 2, sustancias persistentes, bioacumulativas y tóxicas, así como sustancias que presenten riesgos graves para la salud humana o el medio ambiente, deberá obtenerse autorización.

[58] Reglamento (CE) n º 1272/2008 sobre clasificación, etiquetado y envasado de sustancias y mezclas ("CLP").

[59] El Reglamento CLP define comercialización (art. 2.18) como "suministro de un producto o puesta a disposición de un tercero, ya sea mediante pago o de forma gratuita".

El titular de la instalación devendrá fabricante del hidrógeno y se autoabastecerá.

El Reglamento CLP dispensa al fabricante que no comercialice la sustancia de proceder a la notificación obligatoria a la ECHA.

4.1.4. SEVESO

La clasificación del hidrógeno como una sustancia peligrosa obliga a considerar el Real Decreto 840/2015, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas ("**SEVESO**").

La *presencia* de hidrógeno en una instalación en cantidades superiores a 50 toneladas determinará que el establecimiento deba caracterizarse como un establecimiento de nivel superior. Si la cantidad es superior a 5 toneladas e inferior a 50 toneladas, el establecimiento será de nivel inferior.

La presencia de hidrógeno se define como "*la presencia actual o anticipada de sustancias peligrosas en el establecimiento, o de sustancias peligrosas que sea razonable prever que pueden generarse a consecuencia de la pérdida de control de los procesos, incluidas las actividades de almacenamiento*"[60].

La aplicación de la normativa SEVESO tiene una incidencia transversal porque sujetará el conjunto de la instalación donde la instalación de producción o almacenamiento se implante a cumplir con la normativa de prevención de accidentes graves, obligando al operador u operadores a cumplir con las obligaciones de notificación y elaboración de informe de seguridad, planes de emergencia exterior e interior. La normativa SEVESO permite a la Administración prohibir la puesta en servicio o la continuación de la actividad de nivel superior. Esta normativa y sus efectos deberá considerarse, especialmente, en el diseño del *permitting* de aquellas instalaciones que prevean acoger un proyecto de producción o almacenamiento de hidrógeno superior a 50 toneladas.

4.1.5. APQ

El hidrógeno es un gas extremadamente inflamable (H220, categoría 1), conforme a lo establecido en el Reglamento CLP. El Real Decreto 656/2017, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias MIE APQ 0 a 10 resulta aplicable al almacenamiento, carga, descarga y trasiego del hidrógeno a partir de 0 [cero] Nm3.

El titular de la instalación deberá presentar una comunicación de la puesta en servicio de las instalaciones (artículo 3) ante el organismo competente de la Comunidad Autónoma.

Además, deberá depositar una garantía de, al menos, 400.000 euros y someterse a las certificaciones de los organismos de control acreditados en los términos previstos en la norma cada cinco años.

[60] Artículo 3.16 de Real Decreto 840/2015, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.

4.2. Legislación ambiental

Las instalaciones de producción y almacenamiento de hidrógeno están sujetas a la normativa de control integrado de la contaminación ("IPPC") y de evaluación de impacto ambiental así como a las restricciones derivadas por la normativa urbanística.

La obtención de los permisos ambientales con carácter previo a su construcción y explotación resulta esencial y, de nuevo, el planteamiento de estos trámites definirá los plazos de ejecución y de puesta en marcha del proyecto.

4.2.1. IPPC

La normativa IPPC[61] establece el marco comunitario de prevención y control integrado de la contaminación procedente de las actividades industriales. La normativa IPPC tiene por objeto evitar y reducir las emisiones a la atmósfera, el agua y el suelo, así como evitar la generación de residuos y garantizar, en su caso, su correcta gestión.

La normativa IPPC no se aplica a aquellas instalaciones que tengan por objeto la investigación, desarrollo y experimentación de nuevos productos o procesos, como sucede en la actualidad en aquellas instalaciones que están acometiendo primeros desarrollos a partir de tecnologías de hidrógeno verde. Esta circunstancia no les exime, sin embargo, de las obligaciones de seguridad industrial referidas en el apartado anterior.

La normativa IPPC sujeta la producción de hidrógeno a Autorización Ambiental Integrada ("**AAI**") dentro de la industria química. La normativa IPPC clasifica las actividades de producción de hidrógeno en el grupo de la industria química por razón de la peligrosidad de las sustancias para el medio ambiente y las personas, sin tomar en consideración su dimensión como vector energético. La producción de hidrógeno estará sujeta a AAI siempre que se produzca a escala industrial mediante transformación química o biológica.

La normativa IPPC no fija umbrales cuantitativos ni cualitativos (i.e en función del origen verde de la sustancia) que determinen la sujeción de una instalación al régimen IPPC. La normativa IPPC recurre al concepto de fabricación "a escala industrial".

La Comisión Europea[62] ha señalado que se dará el requisito de *escalado industrial* si la actividad se lleva a cabo con fines

[61] Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales ("Directiva IPPC") y Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación ("RDL 1/2016").

[62] El Informe de Recomendaciones Legislativas para el Sector del Hidrógeno en España de Hylaw señala identifica el concepto de "escala industrial" como una problemática en la aplicación de la norma. Sin embargo, la Comisión Europea ha emitido, con amparo legal, el criterio de interpretación de este concepto (ver en Comisión Europea [Consultado el 15 de febrero de 2021]): "The scale of chemical manufacture can vary from a few grams of a highly specialised product to many tonnes of a bulk chemical product, yet both scales may correspond to "industrial scale" for that particular activity. If the activity is carried out for "commercial purposes", it should be considered as production on an industrial scale, even if the material is an intermediate product and therefore not itself traded. By contrast, other activities producing chemicals exclusively for their own consumption - for example domestic, academic or laboratory activities - would not be covered".

comerciales[63], con independencia de que la sustancia se comercialice finalmente o no, o cuál sea su cantidad.

La sujeción a IPPC también requiere que la fabricación de hidrógeno tenga lugar por medio de una transformación química. La Comisión define como transformación química aquellos cambios que se produzcan a causa de una o varias reacciones químicas. Los módulos de electrólisis producen hidrógeno mediante transformación química, y en tanto que se prevea su comercialización, se sujetarán a AAI.

La construcción y puesta en explotación de una instalación[64] de producción de hidrógeno *in situ* como vicaria de otra instalación industrial principal puede tener lugar, *a priori*, a través de:

1. La modificación del permiso existente, de modo que éste integre ambas partes (la principal y la accesoria) de la instalación existiendo, a efectos IPPC, **una única instalación, un único operador y un único permiso**;

2. La obtención de una AAI propia que permita que, a efectos IPPC, haya **dos instalaciones, con dos operadores y dos permisos**. La viabilidad de esta opción dependerá de que la administración califique la unidad de generación de hidrógeno como una instalación distinta de la principal;

3. La obtención de una AAI propia que permita que, a efectos IPPC, **haya dos operadores con dos permisos en una única instalación**. En este caso, se exigirá un acuerdo de delimitación de responsabilidades entre los operadores que será evaluado y autorizado por la administración ambiental.

A priori, la primera opción sería la opción más ágil. Si en una instalación en funcionamiento amparada por una AAI se decidiera implantar una instalación de producción de hidrógeno como vicaria de la instalación principal, el proyecto debería tramitarse como una modificación sustancial ya que las instalaciones de producción de hidrógeno quedan sujetas a evaluación de impacto ambiental ordinario y a la normativa SEVESO, aunque no se hayan establecido umbrales de capacidad.

La normativa no diferencia entre distintos niveles de intervención ambiental en función del origen del hidrógeno ni de ciertos umbrales de producción. La normativa IPPC respeta el principio de neutralidad tecnológica[65] en relación con la producción de hidrógeno de origen renovable.

El debate se plantea, en este punto, acerca de la necesidad de adaptar la normativa a los diferentes métodos de producción de hidrógeno y a diferentes escalados. Es lógico pensar que, cabalmente, no deba recibir el mismo tratamiento una planta de generación de hidrógeno que abastece una gran siderúrgica que un módulo de electrólisis que abastece una hidrogenera.

[63] El concepto de escalado industrial no incluiría el autoconsumo de productos químicos fabricados para el desarrollo de actividades domésticas, académicas o de investigación.

[64] El RDL 1/2016 define instalación como "*Cualquier unidad técnica fija en donde se desarrolle una o más de las actividades industriales enumeradas en el anejo 1 de esta ley, así como cualesquiera otras actividades directamente relacionadas con aquellas que guarden relación de índole técnica con las actividades llevadas a cabo en dicho lugar y puedan tener repercusiones sobre las emisiones y la contaminación*".

[65] La normativa IPPC no respeta este principio en relación con otras industrias como la de producción de energía eléctrica donde se somete a AAI, únicamente, a las instalaciones de potencia térmica igual o superior a 50 MW que produzcan energía a partir de combustibles fósiles, residuos o biomasa.

4.2.2. Evaluación ambiental

La normativa europea[66] y nacional[67] de evaluación ambiental incluyen las instalaciones químicas de fabricación de hidrógeno a escala industrial entre los proyectos que deben ser objeto de una evaluación ambiental de sus efectos. No obstante, la normativa nacional y europea tratan de manera diferente estos proyectos.

La Directiva EIA incluye en el Anexo I y, por tanto, somete a evaluación ambiental, las instalaciones químicas para la fabricación a escala industrial de sustancias mediante transformación química, así como las instalaciones de almacenamiento de productos químicos, con una capacidad de, al menos, 200.000 toneladas[68]; mientras que incluye en el Anexo II y deja a los Estados Miembros la decisión de realizar un análisis caso por caso y/o de fijar umbrales a efectos de su sometimiento a este trámite en proyectos de fabricación de productos químicos y de almacenamiento de productos petrolíferos, petroquímicos y químicos.

El legislador español ha precisado el contenido de la Directiva EIA para someter a evaluación de impacto ambiental ordinaria las instalaciones de producción, a escala industrial, de sustancias mediante transformación química que tengan por objeto la producción de hidrógeno.

Por su parte, las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno con más de 100 metros cúbicos de capacidad quedan sujetas a evaluación de impacto ambiental simplificada. La normativa de evaluación ambiental está alineada con la normativa IPPC y, por tanto, los proyectos de instalaciones de fabricación de hidrógeno estarán sujetos a evaluación de impacto ambiental ordinaria. De *lege ferenda*, y al margen de una posible modificación de la Directiva EIA[69], cabría establecer criterios para la exclusión de ciertos proyectos de hidrógeno renovable del trámite de evaluación de impacto ambiental.

Actualmente, la normativa de evaluación ambiental no establece umbrales cuantitativos ni cualitativos. Las comunidades autónomas no podrán establecer umbrales que permitan simplificar la autorización de proyectos vinculados a tecnologías de hidrógeno verde. El RDL 36/2020 ha previsto la exclusión del trámite de evaluación ambiental de aquellos proyectos[70] financiados total o parcialmente mediante el MERR cuando se trate de modernizaciones o mejoras de instalaciones ya existentes, que no supongan construcción de nueva planta, aumento de la superficie afectada o adición de nuevas construcciones ni afección sobre recursos hídricos.

[66] Directiva 2011/92/UE de 13 de diciembre de 2011 relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente ("Directiva EIA").

[67] Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental ("Ley 21/2013").

[68] La densidad del hidrógeno hace que sea prácticamente imposible concebir que una instalación de almacenamiento quede sujeta a evaluación de impacto ambiental ordinaria. El límite de 200.000 tm de hidrógeno equivaldría a la posible generación a 7.200 GW, de acuerdo con el National Policy Paper de España elaborado por Hylaw. Esta circunstancia pone de manifiesto que los límites para el almacenamiento, extraídos genéricamente de otros productos químicos, no son coherentes.

[69] Una hipotética modificación de la Directiva EIA podría tener por objeto la modificación de los epígrafes para establecer umbrales en proyectos de hidrógeno verde o suprimir la evaluación de impacto ambiental para este tipo de proyectos.

[70] Los proyectos deberán mejorar las condiciones ambientales (mejora de la eficiencia energética, reducción de empleo de recursos naturales, reducción de impacto ambiental o mejora de la sostenibilidad de la instalación) para beneficiarse de la exención.

La previsión del RDL 36/2020 únicamente beneficiará la modernización o mejora de instalaciones ya existentes. Será necesario definir si la ejecución de plantas de producción de hidrógeno vicarias de instalaciones ya existentes se puede acoger a esta excepción como actuaciones de modernización y mejora de instalaciones ya existentes para lo que podrá tomarse en consideración la configuración de los permisos, a efectos IPPC y de la propia instalación de producción de hidrógeno, como unidad técnica susceptible de ser configurada de forma independiente.

4.2.3. Restricciones urbanísticas

Las restricciones derivadas de la normativa urbanística constituyen otro aspecto a considerar en el desarrollo de estos proyectos. La aptitud del suelo para la implementación de nuevas instalaciones viene determinada por los planes generales de ordenación urbana de cada municipio y la legislación urbanística de cada comunidad autónoma. El único elemento común es que, con carácter general y salvo autorización excepcional, las instalaciones solo podrán ubicarse sobre suelo urbano que resulte compatible con la actividad industrial. Por lo demás, resultarán necesarias las autorizaciones municipales que habiliten a la ejecución de las obras e instalaciones recogidas en el proyecto del promotor.

El análisis de la viabilidad urbanística y territorial de la ubicación será un elemento esencial a considerar en la promoción de cualquier proyecto dada la diversidad normativa que caracteriza a este ámbito.

4.2.4. Gases de efecto invernadero

La Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero ("**Ley 1/2005**") incluye en su ámbito de aplicación la producción de hidrógeno y gas de síntesis mediante reformado u oxidación parcial, con una capacidad de producción superior a 25 toneladas por día.

La producción de hidrógeno a partir de tecnología que no implique reformado u oxidación, como la electrólisis, determina que la actividad no quede sujeta a su ámbito de aplicación[71]. La producción de hidrógeno mediante electrólisis (*hidrógeno verde*) no genera dióxido de carbono. La producción de hidrógeno mediante electrólisis no estaría sujeta al régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y a las obligaciones a él vinculadas.

La captura de CO2 está estrechamente vinculada con la producción del denominado *hidrógeno azul*. La Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono ("**Ley 40/2010**") establece el marco jurídico para el almacenamiento geológico permanente de dióxido de carbono en estructuras subterráneas. Si bien la Ley 40/2010 ha sido escasamente aplicada y su ámbito se remite al almacenamiento geológico permanente de CO2, contiene determinados aspectos relativos al tratamiento de la captura en sede de comercio de derechos de emisión y de control ambiental de la actividad que ilustran cuál puede ser el marco regulatorio que ordene el desarrollo de las tecnologías de captura de gases de efecto invernadero, en el marco de proyectos de *hidrógeno azul*[72].

[71] Sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea (Sala Sexta) de 17 de mayo de 2018 (C-229/17, asunto Evonik).

[72] La Estrategia Europea del Hidrógeno se hace eco de que en el Reino Unido, en Teesside de Yorkshire, una empresa británica almacena un millón de m³ de hidrógeno puro (95 % de H2 y entre 3 y 4 % de CO2) en tres cavernas de sal a una profundidad de unos 400 metros a 50 bares. El potencial técnico de Europa para almacenar hidrógeno en cavernas de sal es de aproximadamente 85 PWh (Caglayan et al. 2020).

4.2.5. Responsabilidad medioambiental

La producción de hidrógeno está sujeta a las previsiones de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental ("**LRM**") al estar sujeta al régimen IPPC y SEVESO.

Los productores de hidrógeno[73], con independencia de la tecnología que empleen para su producción, estarán obligados a la constitución de garantías a partir del 16 de octubre de 2021 salvo que (i) la actividad pudiera ocasionar daños cuya reparación se evalúe por una cantidad inferior a 300.000 euros o (ii) que la actividad pudiera ocasionar daños cuya reparación se evalúe por una cantidad comprendida entre 300.000 y 2.000.000 de euros, siempre que acrediten mediante la presentación de certificados expedidos por organismos independientes, que están adheridos con carácter permanente y continuado, bien al sistema comunitario de gestión y auditoría medioambientales (EMAS), bien al sistema de gestión medioambiental UNE-EN ISO 14001 vigente.

El Gobierno está habilitado para eximir la fabricación de hidrógeno de la constitución de garantía si se acredita su "*escaso potencial de generar daños medioambientales y bajo nivel de accidentalidad*".

[73] La Orden ARM/1783/2011, de 22 de junio como una actividad de nivel de prioridad 3.

Para más información puede contactar con:

Grupo de Energía y Recursos Naturales de Andersen

energia@es.andersen.com

ANDERSEN®