Informe de Recomendaciones Legislativas para el Sector del Hidrógeno en España

Autores principales: [Alfonso Bernad, Miguel Zarzuela]
Contribuyentes: [Ana María Férriz, Alexandru Floristean]

Status: [Final]
Dissemination level: [public]

The information presented in this document is the Spanish contribution for the HyLaw project, in which the following members has participated during the last two years.

Acknowledgments:

The HyLAW project has received funding from the Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking under grant agreement No 737977. This Joint Undertaking receives support from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme, Hydrogen Europe and Hydrogen Europe Research.

Disclaimer:

Despite the care that was taken while preparing this document, the following disclaimer applies: The information in this document is provided as is and no guarantee or warranty is given that the information is fit for any particular purpose. The user thereof employs the information at his/her sole risk and liability. The report reflects only the authors' views. The FCH JU and the European Union are not liable for any use that may be made of the information contained herein.

Autores principales: [Alfonso Bernad, Miguel Zarzuela]

Contribuyentes: [Ana María Férriz, Alexandru Floristean]

Correo de contacto: hylaw@hidrogenoaragon.org

Tabla de contenidos

TABLA DE ABREVIATURAS 4

1. INTRODUCCIÓN Y ESTADO DE LA NORMATIVA 5
   - 1.1 El Proyecto HyLaw 5
   - 1.2 Estado actual de la normativa a nivel nacional 5
   - 1.3 Informe nacional de recomendaciones legislativas 6

2. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO 7
   - 2.1. Estatus legal actual 7
   - 2.2. Conclusiones 8
   - 2.3. Recomendaciones nacionales 9

3. ESTACIONES DE REPOSTAJE DE HIDRÓGENO E HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE 10
   - 3.1. Estatus legal actual 10
   - 3.2. Conclusiones 12
   - 3.3. Recomendaciones nacionales 13

4. ALMACENAMIENTO ESTACIONARIO DE HIDRÓGENO 14
   - 4.1. Estatus legal actual 14
   - 4.2. Conclusiones 15
   - 4.3. Recomendaciones nacionales 15

5. HACIA LAS CERO EMISIONES EN EL SECTOR TRANSPORTE 16
   - 5.1. Estatus legal actual 16
   - 5.2. Conclusiones 17
   - 5.3. Recomendaciones nacionales 17

6. HACIA LAS CERO EMISIONES EN EL SECTOR TRANSPORTES: BARCOS E HIDRÓGENO 19
   - 6.1. Estatus legal actual 19
   - 6.2. Conclusiones 20
   - 6.3. Recomendaciones nacionales 20

7. INTEGRACIÓN DE LOS VECTORES ENERGÉTICOS: *POWER TO GAS* EN ESPAÑA 21
   - 7.1. Estatus legal actual 21
   - 7.2. Conclusiones 23
   - 7.3. Recomendaciones nacionales 24

8. COGENERACIÓN EFICIENTE EN ESPAÑA 25
   - 8.1. Estatus legal actual 25
   - 8.2. Conclusiones 26
   - 8.3. Recomendaciones nacionales 26

REFERENCIAS 27

Tabla de abreviaturas

APQ	Almacenamiento de Productos Químicos
ATEX	Atmósferas Explosivas.
BEV	Vehículo Eléctrico de Batería, del inglés*: Battery Electric Vehicle*
CDTI	Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial
CHP	Cogeneración, del inglés*: Combined Heat and Power*
CO_2	Dióxido de Carbono
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
ERH	Estación de Repostaje de Hidrógeno
FC	Pila de Combustible, del inglés*: Fuel Cell*
FCEV	Vehículo Eléctrico de Pila de Combustible, del inglés*: Fuel Cell Electric Vehicle*
FCH JU	*Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*
GNC	Gas Natural Comprimido
GLP	Gases Licuados del Petróleo
GWh	Gigavatio-hora
H2	Hidrógeno
HGNC	Hidrógeno-Gas Natural Comprimido
IED	Directiva de Emisiones Industriales, del inglés*: Industrial Emissions Directive*
ISO	Organización Internacional de Normalización, del inglés: *International Standard Organization*
MOVALT	Plan de Apoyo a la Movilidad Alternativa
MOVEA	Plan de Impulso a la Movilidad de Vehículos de Energías Alterntaivas
MW	Magavatio
MWh	Megavatio-hora
NOx	Óxidos de Nitrógeno
OMI	Organización Marítima Internacional
P2G	Conversión de Electricidad en Gas, del inglés*: Power To Gas*
P2H	Conversión de Electricidad en Hidrógeno, del inglés*: Power To Hydrogen*
PACE	Proyecto PACE, del inglés: *Pathway to a Competitive European Fuel Cell micro-CHP Market*
RIS3	Estrategia Regional de Investigación e Innovación
SEA	Evaluación Ambiental Estratégica, del inglés*: Strategic Environmental Assessment*
SMR	Reformado de Vapor de Gas Natural, del inglés*: Steam Methane Reforming*
UE	Unión Europea

1. Introducción y estado de la normativa

1.1 El Proyecto HyLaw

HyLaw es un proyecto de referencia que tiene como objetivo principal incrementar la comercialización efectiva de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible facilitando a los agentes del mercado información clara acerca del estado de la legislación y los procedimientos administrativos y legales de cada aplicación. Al mismo tiempo, dentro del ánimo positivo y de progreso que subyace en el Proyecto **HyLaw**, se aboga por la eliminación de las barreras legales encontradas de cara a que las administraciones competentes puedan adecuar sus procedimientos con el sentido de las recomendaciones obtenidas durante el desarrollo de este proyecto.

El proyecto se lleva a cabo en el seno de la Unión Europa con la participación de 23 socios de 18 países cuyo resultados se presentarán en una base de datos pública (www.hylaw.eu) disponible para aquellos países en los que se ha llevado a cabo el proyecto, España entre ellos. Mediante estudios extensivos, entrevistas y análisis legal, los socios de **HyLaw** han identificado la legislación y regulación relevante para las aplicaciones del hidrógeno y las pilas de combustible así como las barreras legales para su comercialización o implantación.

El presente documento ha sido desarrollado a nivel nacional por cada socio del consorcio con el objetivo de informar a las autoridades públicas sobre el estado actual de la normativa y las recomendaciones en el sector del hidrógeno, incluyendo análisis específicos de relevancia en los sectores de mayor influencia energética nacional. Los resultados de **HyLaw** estarán disponibles en la página web del proyecto y serán expuestos en una conferencia nacional en cada país participante.

1.2 Estado actual de la normativa a nivel nacional

En la búsqueda de un futuro sostenible y libre de emisiones, el hidrógeno puede ser una alternativa que permita disminuir la contaminación tanto en el sector del transporte como de la energía, al mismo tiempo que ayude a la industria a mejorar su eficiencia energética y su viabilidad. Sin embargo, hoy en día, el hidrógeno es, en general, un gran desconocido para la sociedad española.

A pesar de esto, hay actores industriales que promueven, invierten y tratan de introducir el hidrógeno en España. El volumen de negocio actual de las tecnologías del hidrógeno en España es de 594 M€[1] y se espera que alcance los 22.000 M€ para 2030. A día de hoy hay empresas españolas comercializando equipos para la producción de hidrógeno sin emisiones (electrolizadores), sistemas de almacenamiento específicos para hidrógeno o pilas de combustible.

Actualmente hay 200 proyectos de demostración e I+D en ejecución con una inversión de 500 M€ que muestran el inmenso potencial económico y medioambiental del hidrógeno: como ejemplo, se está trabajando en proyectos para la producción de hidrógeno verde en sistemas aislados mediante energía renovable o la producción de gas natural sintético a partir de hidrógeno verde y CO_2 capturado. Se espera una inversión acumulada para 2030 de 57.400 M€.

España cuenta con 196 entidades con actividad en el sector, de las cuales el 45% son empresas y el 22% son centros tecnológicos. Todas estas entidades tienen capacidades en toda la cadena de valor: I+D+i, fabricación y distribución de equipos o componentes y servicios especializados. En cuanto a trabajadores, el sector cuenta con más de 850 profesionales, esperando alcanzar los 227.000 en 2030.

Actualmente, en España, hay cinco Estaciones de Repostaje de Hidrógeno (ERH) o hidrogeneras, desarrolladas con fondos privados o estatales que demuestran que la movilidad del hidrógeno es factible a día de hoy.

Como resultado del creciente interés industrial, el hidrógeno se ha incluido en los últimos años en las políticas nacionales. Ejemplos de estas políticas incluyen: la introducción del hidrógeno y los Vehículos Eléctricos de Pila de Combustible (FCEV, del inglés, *Fuel Cell Electric Vehicle*) en el Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas en el Transporte, donde el objetivo fijado es de 20 ERH y 500 FCEV para 2020, o la introducción del FCEV en el plan de movilidad MOVEA y MOVALT para promover e incentivar este tipo de vehículos libres de emisiones. A nivel regional, 11 de las 17 comunidades autónomas en España incluyen el hidrógeno en su RIS3 (Estrategia regional de investigación e innovación para una especialización inteligente). Sin embargo, estos ejemplos son los primeros pasos en un largo camino.

Aunque varias Comunidades Autónomas han apostado por esta tecnología, a nivel nacional, en España no hay financiación específica para el hidrógeno a nivel nacional, se incluye en la temática de energía y medioambiente. Entre 2010 y 2017, el Ministerio de Energía financió 8 proyectos con más de 18 M€[1] que, junto con los fondos del CDTI, suman un total de 30 M€ en 23 proyectos a nivel nacional. A nivel europeo, para el período 2014-2020 y sólo de la *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU), se han financiado un total de 226 proyectos con 841 M€, de los cuales 22 han tenido representación española.

[1] Plataforma Tecnológica Española Hidrógeno y Pilas de Combustible.

España, con 46 millones de habitantes, debe continuar promoviendo, ineludiblemente, la sostenibilidad. Una vía reconocida, eficaz y accesible de conseguir tal objetivo consiste en aprovechar el potencial económico y ambiental de la tecnología del hidrógeno. Para favorecer estos objetivos en España se propone:

- Promover la movilidad sostenible con hidrógeno a través de incentivos para vehículos e infraestructura.
- Introducir hidrógeno promoviendo grandes flotas FCEV como taxis, autobuses y camiones.
- Apoyar la integración de fuentes renovables en el sector de la energía con el fin de lograr una transición energética profunda que sea limpia, segura y de bajas emisiones. El hidrógeno, como almacenamiento de energía y vector energético, es esencial para apoyar este objetivo.
- Reducir las barreras legales y administrativas en la producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno.
- Promover un sector industrial con altos estándares medioambientales, que utiliza materias primas renovables y que minimice el uso de materiales o elimine los que no sean respetuosos con el medio ambiente.

Los principales actores industriales dentro de la cadena de valor del hidrógeno, aglutinados en el *Hydrogen Council* [1], estiman que para 2050, el hidrógeno representará el 18% del consumo total de energía en el mundo. Esto disminuiría la cantidad de CO_2 liberado en la atmósfera en 6 gigatoneladas por año (las emisiones de 3 años de España) y, al mismo tiempo, crearía 30 millones de empleos dentro de una industria por valor de 2,5 billones de dólares anuales.

Estas estimaciones, aunque ambiciosas, ya comenzaron a implementarse en diferentes naciones: entre otros casos paradigmáticos podemos reseñar que ya se planean 400 ERH en Alemania en 2023; en Japón, el hidrógeno se ha identificado como el principal vector de energía del futuro; en Francia, el "*Plan Hydrogène*" propone utilizar el hidrógeno como una solución clave para la transición energética del país; en Estados Unidos se está desarrollando el primer camión de transporte de largo recorrido para grandes flotas así como la infraestructura asociada de hidrogeneras; así mismo, en el estado de California ya hay desarrollada una amplia infraestructura de ERH y existen vehículos particulares que circulan por el estado. Estos son ejemplos que muestran que el mundo está comenzando a moverse hacia la **economía del hidrógeno**.

España tiene la oportunidad de realizar una mayor apuesta en la innovación para liderar la transición energética hacia las energías renovables y acelerar el despliegue del mercado de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible. España posee capacidades tecnológicas e industriales para hacerlo.

1.3 Informe nacional de recomendaciones legislativas

Este documento sintetiza el profundo análisis llevado a cabo en materia de legislación en hidrógeno del proyecto HyLaw para la situación particular de España, mediante un análisis crítico del estado actual, analizando no sólo la legislación sino los procedimientos administrativos asociados, las barreras que impiden el completo despliegue de la tecnología, y desarrollando a su vez las recomendaciones necesarias para facilitar dicha expansión en materia de hidrógeno y pilas de combustible.

El documento se divide en siete sectores o categorías en los que se analizan detalladamente los pormenores de la tecnología, así como la problemática a la que se enfrentan a la hora de realizar los trámites legales y administrativos necesarios para estar en operación en suelo español.

El objetivo de este documento es ayudar y asesorar a los agentes relevantes que tengan con capacidad de influir con cambios legales y administrativos para abogar por la máxima eliminación posible de las barreras detectadas, así como adoptar las mejores prácticas obtenidas de países miembros de la Unión Europea.

Se dispone de información adicional sobre este análisis en la página web del proyecto (www.hylaw.eu) en la que está disponible la base de datos europea sobre la legislación de hidrógeno, así como distintos documentos del proyecto **HyLaw**.

Los autores del documento se encuentran en total disposición de aclarar, ampliar o defender la información expuesta en este documento e invitan al lector a ponerse en contacto con los mismos.

2. Producción de hidrógeno

El consumo de energía primaria en España se basa en los combustibles fósiles. El 75% de la energía consumida en España en 2015 fue proveniente del petróleo, el gas natural y el carbón, mientras que las renovables aportaron un 15%. Las energías renovables están viendo incrementada su presencia en el mix eléctrico debido a que los costes ya se han igualado o incluso son más bajos que los costes de generación de los combustibles fósiles. La generación de electricidad año tras año está volviéndose cada vez más limpia y la electrificación del total de la demanda de la energía es un punto clave para cumplir los objetivos de reducción de emisiones firmados en el Acuerdo de París[2].

Dicho esto, la transición hacia una generación renovable intermitente necesitará de un almacenamiento a corto y largo plazo para poder aprovechar esta energía cuando sea necesario. El hidrógeno como vector energético es uno de los candidatos para aprovechar el uso de renovables por medio de la electrólisis. La energía puede ser almacenada durante largos periodos de tiempo (incluso meses) y ser usada en diversos sectores como el transporte, la calefacción, o como sustituto del gas natural en la red gasista.

La producción del hidrógeno se ha dado tradicionalmente en las industrias, sin embargo los nuevos usos y aplicaciones propicia que los electrolizadores se encuentren integrados en las propias instalaciones de energía renovable para regular su generación e intermitencia, o directamente en el lugar de consumo como las hidrogeneras para el repostaje de turismos, camiones o trenes.

2.1. Estatus legal actual

Existen distintos métodos para producir hidrógeno

El hidrógeno no existe en su forma elemental en la naturaleza. Puede ser producido por medio de fuentes de energía renovables a través de un electrolizador consumiendo exclusivamente agua y electricidad, evitando de este modo cualquier tipo de emisión al medio ambiente. El hidrógeno producido por electrólisis no contiene contaminantes ya que el agua y el oxígeno son las únicas impurezas presentes. Reduciendo el contenido de agua y oxígeno se puede fácilmente alcanzar un alto índice de pureza, el cual puede satisfacer holgadamente los requisitos para su uso en pilas de combustible.

Además, el hidrógeno puede producirse también por medio del reformado de gas natural, método más usado para la obtención de hidrógeno de bajo coste para usos industriales. El reformador de vapor usa gas natural para producir H_2 y CO_2. En este caso, las impurezas presentes en el hidrógeno producido requieren de procesos de purificación adicionales para poder cumplir los estándares de calidad para usos no industriales. Este hidrógeno no es libre de emisiones, pero puede jugar un papel importante inicialmente antes de que la electrólisis alcance una economía de escala competitiva a cualquier nivel.

Las instalaciones de producción de hidrógeno no son consideradas como instalaciones energéticas

El hidrógeno ha sido usado históricamente como reactivo en muchas industrias, desde la química, hasta la metalúrgica, la industria del gas o la electrónica. Sin embargo, su producción en una instalación energética (con un electrolizador, por ejemplo una central eléctrica) como vector energético para su ulterior uso en pilas de combustible (re-electrificación) es relativamente nuevo y no se ha reconocido en ningún estado miembro de la UE. Esto causa un problema ya que los nuevos usos del hidrógeno no tienen cabida en la legislación actual, resultando la falta de regulación en una barrera para su desarrollo y entrada en el mercado.

En España, así como en la mayoría de los estados miembros de la UE, la producción de hidrógeno está considerada como una actividad industrial al clasificarse como una industria química para la producción de un gas inorgánico sin importar el método de producción, la cantidad diaria producida, la capacidad del almacenamiento, ni el propósito de dicha producción. Esta consideración restringe la construcción de este tipo de infraestructuras en suelo no calificado como industrial, limitando así la implantación de electrolizadores en suelos calificados de otro modo. Es racional su construcción cerca plantas fotovoltaicas, parques eólicos, estaciones de servicio ubicadas en suelo urbano o incluso edificios para su uso como autoconsumo.

Tradicionalmente, la producción de hidrógeno en grandes cantidades ha tenido lugar por medio de procesos industriales como el reformado de metano, resultando razonable la limitación de estas actividades a suelo industrial. Sin embargo, los trámites legales y administrativos actuales pueden provocar que los métodos de producción libres de emisiones, como es la electrólisis, sufran de la misma limitación disminuyendo el número de lugares en los que esta actividad energética se pueda realizar.

Inadecuada evaluación de impacto ambiental y falta de legislación relevante

Mientras que la producción del hidrógeno sea considerada exclusivamente como uso industrial, la producción de pequeñas y grandes cantidades de hidrógeno queda sujeta a los mismos permisos y requisitos. La ausencia de umbrales claros que diferencien la cantidad de producción, implica que el desarrollo de pequeñas plantas pueda ser tan complejo como el de grandes instalaciones. Mientras que ésto carece de importancia para modelos de negocio basados en la producción centralizada, limita gravemente el potencial de desarrollo de producciones locales de menor escala, incluyéndose dentro de este campo las hidrogeneras con producción *in situ*[2].

Este problema es más pronunciado cuando se consideran las obligaciones ambientales requeridas por la Directiva de Emisiones Industriales (IED) que emanan de la interpretación del término "escala industrial" (la cual sigue siendo problemática, a pesar de las múltiples clarificaciones propuestas por la Comisión Europea) y la aplicación de los Estudios de Impacto Ambiental bajo el marco de las directivas EIA y SEA que se deja a libre interpretación de las autoridades que las transponen e implementan.

Adicionalmente, ninguno de los requisitos hace distinción entre los diversos métodos de producción del hidrógeno, a pesar de las significantes diferencias en términos de proceso, presencia de sustancias nocivas e impacto ambiental. Además, las reglas de aplicación varían entre comunidades autónomas, agravando la incertidumbre.

Es necesario revisar estas situaciones dado que un electrolizador tiene más similitudes con un transformador eléctrico que con una industria petroquímica, ya que no existen emisiones ni contaminantes en el proceso de la electrólisis. Por este motivo, los criterios de evaluación ambiental deben diferenciar entre métodos de producción de hidrógeno para usos industriales a gran escala, de la producción de hidrógeno como un vector energético por medio de electrólisis para fines energéticos.

Con la creciente penetración de energías renovables en la generación eléctrica, el almacenamiento de energía es una necesidad a corto plazo. Las posibilidades de almacenamiento de energía deben ser consideradas a día de hoy, para poder adaptar la legislación y los mecanismos vigentes y evitar las posibles barreras legales y administrativas a tiempo.

2.2. Conclusiones

En primer lugar, no hay un marco específico para la producción de hidrógeno considerándolo análogo a cualquier otro gas inorgánico. Además, no hay diferenciación entre reformado de metano y electrólisis del agua. La ausencia de métodos simplificados para pequeñas cantidades de producción conlleva unos procedimientos ambientales restrictivos que pueden desalentar a los inversores (los requisitos ambientales son equivalentes a plantas eólicas de más de 50 MW). Esta situación incrementa la dificultad de que pueda aparecer una economía de escala en las tecnologías del hidrógeno.

Tradicionalmente, se ha considerado una planta de producción de hidrógeno como una industria química, sin importar el tipo de producción o la presencia (o ausencia) de sustancias nocivas involucradas en el proceso. Esto da lugar a desproporcionados requisitos legales y ambientales para tecnologías con cero emisiones como la electrólisis, dado que se encuentran amparadas bajo los mismos requisitos que los procesos contaminantes.

Por otro lado, en términos de los procedimientos mismos, independientemente del método y la escala de producción, los trámites en la obtención de los permisos son largos, costosos y su resultado puede ser incierto. La discrecionalidad técnica de las autoridades es inadecuada para abordar la evaluación de los estudios ambientales y la gestión de las licencias de estas instalaciones productoras de hidrógeno fuera del ámbito industrial. Esto incrementa los costes y provoca retrasos en el desarrollo de las tecnologías de hidrógeno y las pilas de combustible.

Se encuentra en el ámbito de las autoridades locales y nacionales la consideración de poner a disposición del sector métodos y procedimientos que simplifiquen y acorten los trámites de ejecución y operación de instalaciones de producción de hidrógeno. Se echa en falta una normativa a nivel nacional que clarifique este aspecto técnico para "guiar" los procedimientos administrativos, aunque luego haya varias autoridades involucradas en el procedimiento completo.

[2] Producción de hidrógeno para una aplicación dada, en la propia instalación final, eliminando la necesidad de transporte del hidrógeno desde fuera de las instalaciones.

2.3. Recomendaciones nacionales

- Adaptar las reglas y las prácticas administrativas para promover métodos libres de emisiones para la producción de hidrógeno.
- Eliminar las barreras de producción *in situ* en estaciones de servicio existentes debido al hecho de que la producción de hidrógeno se considere una actividad industrial de producción química sin importar el método de producción. La propia consideración de actividad industrial limita la implantación de las hidrogeneras en suelo distinto al calificado como industrial.
- Establecer procedimientos simplificados para producción de hidrógeno en pequeña escala y para procesos libres de emisiones, por medio de límites claros que diferencien entre actividad doméstica, pequeña e industrial.
- Revisar los criterios de Evaluación Ambiental en todas las Comunidades Autónomas para garantizar unos procedimientos razonables y homogéneos a lo largo de la nación en lo referente a la producción de hidrógeno.
- Diseñar guías para la gestión ambiental y de permisos para la administración y los proyectistas.

3. Estaciones de repostaje de hidrógeno e hidrógeno como combustible

Los vehículos de pila de combustible de hidrógeno (FCEV, por sus siglas en inglés) pueden suponer un 3% de las ventas de vehículos de pasajeros en el 2030 (lo que equivaldría a 4 millones de vehículos en las carreteras), aumentando hasta un 35% en 2050[3]. La infraestructura de repostaje de hidrógeno es esencial para la operación libre de emisiones de los FCEV. Esta infraestructura de repostaje sirve no sólo para turismos, autobuses o camiones que circulen por la vía pública, sino que también es necesaria para flotas cautivas como las carretillas elevadoras, trenes u otro tipo de vehículos especiales. Solo la electrificación de la flota europea de camiones supondría reducir el consumo anual de petróleo en 1.000 millones de barriles.

Una vez que el hidrógeno ha sido producido y almacenado, puede ser usado en aplicaciones de movilidad sin generar emisiones en su uso. El despliegue de Estaciones de Repostaje de Hidrógeno (ERH) o hidrogeneras, dedicadas o integradas en las estaciones de servicio ya existentes, es necesario para la introducción de estos vehículos. A diferencia de otros combustibles, el hidrógeno puede ser producido *in situ* en la ERH requiriendo exclusivamente electricidad y agua. Esta ventaja productiva evita las etapas de extracción, refino y distribución, propias de combustibles fósiles, al mismo tiempo que retiene la creación de valor en la zona regional de influencia y disminuye la dependencia energética externa. De este modo, garantizando un suministro de energía renovable, se puede alcanzar el ciclo de hidrógeno completo, limpio y sin emisiones.

3.1. Estatus legal actual

La movilidad del hidrógeno requiere de una infraestructura de repostaje

España lanzó en Diciembre de 2016 el Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas en el Transporte, el cual incluye como objetivo alcanzar 20 hidrogeneras en 2020. A pesar de esto, este plan no detalla los esfuerzos ni las medidas necesarias para cumplir este hito. En 2018 ya hay 5 hidrogeneras operando en España, todas ellas desarrolladas dentro de proyectos demostrativos financiados parcialmente por la UE, sin embargo, ninguna está abierta al público ya que tampoco hay FCEV privados. Mientras que en otros países, una pequeña pero creciente infraestructura ya existe gracias a los gobiernos nacionales, en España, las hidrogeneras son todavía testimoniales y están asociadas a proyectos de demostración.

Hay diferentes métodos de producir hidrógeno

El hidrógeno como combustible puede ser producido a partir de energías renovables cuando se hace uso de electrolizadores, consumiendo exclusivamente electricidad y agua, en un proceso con cero emisiones asociadas. El hidrógeno producido por electrólisis no contiene impurezas más allá de las derivadas del agua y del oxígeno, por lo que la producción de hidrógeno de elevada pureza debe ser sencilla y económica de certificar. El hidrógeno electrolítico puede satisfacer adecuadamente la calidad requerida por de las pilas de combustible, reflejada en las normas ISO 14687-2 y la SAE J2719. Sin embargo, pese a que la pureza del hidrógeno pueda ser muy elevada, es complicado certificar que todos los contaminantes estén en por debajo del umbral exigido por estas normas, como se analiza posteriormente.

El hidrógeno puede ser producido también por medio del reformado de gas natural, el principal proceso de producción de hidrógeno de bajo coste a nivel industrial. El reformador de vapor usa hidrocarburos para producir hidrógeno y dióxido de carbono, y este hidrógeno requiere una etapa de purificación posterior para cumplir los requisitos de usos no industriales. Este hidrógeno no es libre de emisiones, pero puede jugar un papel importante en un periodo de transición, antes de que la electrólisis se convierta en un proceso ampliamente usado y económicamente viable a distintas escalas productivas.

Los problemas regulatorios y técnicos continúan siendo una barrera para el desarrollo del hidrógeno como combustible

Actualmente, sólo el Real Decreto 639/2016 [3] establece en la ley española un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos en la cual se definen las especificaciones técnicas mínimas de los puntos de repostaje de hidrógeno, indicado exclusivamente que deben de cumplir con varios estándares ISO relacionados con el suministro de hidrógeno gaseoso. El Real Decreto traspone al ordenamiento jurídico nacional lo que dispone la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014 relativa a los combustibles alternativos sin alcanzar el nivel de detalle a nivel legislativo de otras estaciones de repostaje como la de gas natural.

Además, debido a que los requisitos de pureza para el hidrógeno establecidos por la norma ISO 14687–2:2012 son muy restrictivos, el cumplimiento de dicha norma es costoso tanto de implementar como de asegurar. La verificación de los requisitos de calidad del hidrógeno como combustible es muy importante, sin embargo no hay en España ningún ente

[3] Hydrogen Council, Scaling up study, November 2017

capaz de hacerlo. La razón de todo ello es que sólo existen unos pocos laboratorios en el mundo que pueden verificar el nivel de pureza de todos los contaminantes tal y como se requiere en la ISO 14687-2. En otras palabras, la pureza del hidrógeno para los FCEV no puede ser garantizada porque los requisitos son muy costosos de verificar, o incluso puede resultar imposible su medición. Proyectos como MetroHyVe[4] ya trabajan para solventar estos problemas.

La calidad del combustible es de obvia importancia, pero se debe abordar de un modo razonable, sin obstaculizar el desarrollo del hidrógeno debido a requisitos técnicos extremadamente altos que no pueden ser garantizados de un modo económico a día de hoy. Los estrictos requisitos de la ISO 14687-2 en el surtidor son importantes, pero no imprescindibles para la operación de los FCEV, y la imposición prematura de esta norma supone un freno al desarrollo del hidrógeno mientras no existan medios para poder certificarla.

La producción de hidrógeno puede tener como potenciales contaminantes el oxígeno, el nitrógeno o el agua, y ninguno de ellos puede afectar a la durabilidad de la pila de combustible. Pese a que otro tipo de contaminantes pueden aparecer en el proceso de compresión o almacenamiento, la certificación del hidrógeno proveniente de la electrólisis debiera ser más sencilla y económica que el hidrógeno proveniente de otro tipo de métodos productivos.

El hidrógeno verde requiere de incentivos y la certificación de origen

La certificación y la Garantía de Origen del hidrógeno renovable y libre de emisiones no existen todavía en España. El proyecto CertifHy[5] trabaja en esta dirección y es previsible que la nueva Directiva Europea de Energías Renovables defina el carácter renovable y libre de emisiones del hidrógeno a nivel europeo, allanando el camino para el establecimiento de las Garantías de Origen. Independientemente de la normativa comunitaria, diversos países miembros (Alemania, Dinamarca, Bélgica) han definido el carácter del hidrógeno renovable en sus legislaciones nacionales.

El Real Decreto 235/2018 [4] ya da herramientas para la determinación de las emisiones equivalentes de CO_2 en los vehículos en función de los diversos combustibles que utilizan. Ya en este documento aparece citado el hidrógeno comprimido, con una serie de emisiones asociadas a su fuente de producción. No obstante, y para poder garantizar que el hidrógeno pertenece al grupo del hidrógeno comprimido producido por la electrólisis totalmente alimentada por energías renovables con origen no biológico, la existencia de la Garantía de Origen se vuelve necesaria.

Estudios ambientales no adecuados y carencia de legislación específica relevante

En España, todavía no se ha desarrollado legislación relativa al diseño, permisos, construcción y operación de hidrogeneras como sí que se ha hecho para otras infraestructuras asociadas a los combustibles alternativos como el GNC o GLP. Por tanto, un potencial operador de hidrogeneras se encuentra con múltiples dificultades, complejos procedimientos para obtener los permisos requeridos, como requisitos desproporcionadamente restrictivos en materia ambiental y de seguridad, todo proveniente de la falta de experiencia por parte de la administración y la falta de una legislación adecuada. En ausencia de un marco jurídico propio para las hidrogeneras, las administraciones competentes tratan una potencial hidrogenera como un conjunto de instalaciones independientes para la producción de hidrógeno, el almacenamiento de productos químicos y la propia actividad de repostaje, resultando todo ello en un incremento de costes, requisitos y prohibiciones innecesarios. La discrecionalidad técnica de las autoridades y la carencia de regulación relevante están endureciendo los procedimientos administrativos para obtener los permisos necesarios, a costa de incrementar los costes y el tiempo de ejecución.

Los órganos ambientales, quienes establecen las evaluaciones de impacto ambiental de los proyectos, no tienen en cuenta las diferencias en los diversos tipos de producción de hidrógeno (como la electrólisis y el reformado) o sus aplicaciones, causando en ocasiones restricciones y estudios ambientales desmedidos. Añadido a esto, los procedimientos y criterios varían sustancialmente entre comunidades autónomas agravando la incertidumbre.

Las hidrogeneras con producción propia son las más afectadas

Las ERH con producción *in situ* tienen claras ventajas en términos de repostaje, y a la vez, de gestión de la energía, almacenando los excedentes de energías renovables para satisfacer las demandas del transporte con cero emisiones. Sin embargo, este tipo de hidrogeneras son desalentadas por la administración debido a la presencia de barreras para su construcción. Conforme a los criterios de evaluación ambiental, las hidrogeneras con producción *in situ* son directamente consideradas como una industria química para la producción de gas inorgánico como el hidrógeno, sin importar el método de producción, la cantidad diaria y la capacidad de almacenamiento. Esta consideración restringe este tipo de infraestructura a ser construidas en suelo calificado como industrial, limitando así su implementación en otras ubicaciones como son las estaciones de servicio ya existentes.

Lo más importante de esta consideración, es que la mera clasificación como industria química implica la realización de los estudios de impacto ambiental más severos, que prácticamente elimina la viabilidad de ERH de baja o media

[4] MetroHyVe Project. Metrology for Hydrogen Vehicles. EMPIR.

[5] Proyecto CertifHy: Developing a European Framework for the generation of guarantees of origin for green hydrogen. FCH JU. Grant nº 633107.

producción al no existir un umbral mínimo de aplicación por su producción y verse equiparadas, como se menciona en la sección 2, a los mismos requerimientos que un parque eólico de 50 MW.

Es necesario revisar estas situaciones dado que el electrolizador tiene más similitudes con equipo eléctrico como puede ser un transformador que con una industria petroquímica al no tener asociadas emisiones contaminantes. Por esta razón, los estudios de impacto ambiental necesarios deben diferenciar entre producción de hidrógeno para usos industriales y para usos como vector energético a partir de la electrólisis.

La perspectiva completa actual, muestra la ausencia de una red nacional de hidrogeneras, la inexistencia de mecanismos que fomenten el almacenamiento energético, y a unos fabricantes de FCEV que todavía no ven España como un mercado potencial donde invertir, desarrollar y vender su tecnología.

3.2. Conclusiones

La descarbonización efectiva del transporte incluye la electrificación de todos los medios de transporte, mediante el uso directo de la electricidad (catenaria), el almacenamiento de la energía en dispositivos electroquímicos (baterías) o en combustibles que actúen como un vector energético (hidrógeno) para generar la electricidad de nuevo a bordo de los propios vehículos.

En el caso del hidrógeno, el método de producción preferido es el que se basa en fuentes renovables locales, de este modo se favorece la gestión de la intermitencia asociada a ellas, mientras que simultáneamente se retiene la creación de riqueza en el área regional de influencia, evitando así la dependencia energética externa basada en combustibles fósiles, generando un hidrógeno que no contiene impurezas.

Para que cualquiera de estas soluciones sea viable, es necesaria una legislación apropiada para facilitar el desarrollo de la infraestructura necesaria. Para promover las hidrogeneras, es necesario que el concepto de hidrógeno como vector energético sea conocido por la administración y las autoridades, al mismo tiempo que los procedimientos legales y administrativos requeridos para estas infraestructuras estén claros y no produzcan incertidumbre.

Una legislación específica para en este ámbito puede afianzar a España como un país adecuado para la comercialización de FCEV como de camiones de hidrógeno, o para facilitar que en almacenes logísticos se puedan incorporar carretillas elevadoras de hidrógeno en sus flotas. Una legislación proporcionada y ambiciosa promoverá que las compañías nacionales que desarrollan estas tecnologías vean incrementadas sus ventas y cuota de mercado, promoviendo la reducción de costes por economía de escala y una mayor penetración en el mercado, reduciendo al mismo tiempo las emisiones globales nacionales.

En especial, las ERH con producción *in situ* de hidrógeno están sujetas a los estudios de impacto ambiental más rigurosos, pese a que la electrólisis es un proceso de obtención de hidrógeno a partir de energía eléctrica sin emisiones, con un dispositivo similar a un transformador eléctrico.

3.3. Recomendaciones nacionales

- Desarrollar legislación específica para hidrogeneras, estableciendo requisitos técnicos a nivel nacional, limitando la incertidumbre de la administración y delimitando los permisos necesarios para su construcción y gestión.
- Eliminar las barreras a la producción *in situ* en las ERH que son debidas de manera muy importante a la consideración de que la producción del hidrógeno es una actividad industrial química sin importar la fuente de producción o su fin.
- Asegurar que las hidrogeneras sean consideras de un modo equivalente a las estaciones de repostaje tradicionales desde la perspectiva del uso de suelo, permitiendo introducir surtidores de hidrógeno en las estaciones de servicio actuales.
- Revisar los criterios para las Evaluaciones de Impacto Ambiental en todas las Comunidades Autónomas de la producción de hidrógeno por electrólisis y sin emisiones para garantizar un proceso razonable y homogéneo a lo largo de la nación.
- Incrementar y asegurar cierta financiación pública para las hidrogeneras propuestas en el Marco de Acción Nacional de los Combustibles Alternativos considerando cuáles son las acciones necesarias para la materialización de estos objetivos.
- Establecer y promover e nivel europeo los certificados de Garantía de Origen de una manera similar a la que se aplica para la electricidad, para poder determinar la intensidad de carbono en la producción de hidrógeno y poder promover el hidrógeno verde.
- Considerar la exigencia de que una fracción mínima del hidrógeno suministrado en las hidrogeneras sea de origen renovable, tal y como se hace en hidrogeneras para suministro público de California.
- Habilitar o clarificar a quién competente la autoridad para verificar idóneamente la calidad del hidrógeno como combustible.

4. Almacenamiento estacionario de hidrógeno

El hidrógeno como vector energético es producido por medio de electrólisis y consumido por una pila de combustible para obtener de nuevo electricidad. Sin embargo, es necesaria una etapa de almacenamiento intermedio para que este proceso tenga lugar.

El hidrógeno presenta la mayor densidad energética de todos los combustibles, sin embargo, a temperatura ambiente, su baja densidad hace que presente una baja energía por unidad de volumen si se almacena en estado gaseoso, requiriendo el almacenamiento a alta presión para alcanzar una densidad energética adecuada.

El almacenamiento de hidrógeno a altas presiones es el modo más económico y fiable de almacenar hidrógeno. Este sistema permite el almacenamiento masivo de energía en el orden de MWh para un uso posterior sin que se produzcan pérdidas con el paso del tiempo. Por esta razón, el almacenamiento energético de hidrógeno es el único que permite trasladar el excedente de energía renovable de una estación a otra en la que exista un déficit en la generación (renovable).

Las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno se encontrarán principalmente en las cercanías de las Estaciones de Repostaje de Hidrógeno (ERH) actuando como *buffer*, garantizando así una elevada disponibilidad de la ERH durante el día. Otros emplazamientos con producción de hidrógeno pueden tener etapas intermedias de almacenamiento de hidrógeno, previo al transporte, su uso o, la inyección a la red de gas natural. El almacenamiento de hidrógeno en la red de gas natural se tratará en la sección 7. Integración de los vectores energéticos: *Power to Gas* en España.

4.1. Estatus legal actual

El hidrógeno requiere un tratamiento energético distinto al industrial

El hidrógeno es considerado desde un punto de vista legal y administrativo como un producto químico inflamable y peligroso en casi toda la Unión Europea. Como cualquier otro gas inflamable considerado en la reglamentación aplicable de seguridad industrial en materia de Almacenamiento de Productos Químicos (APQ) el lugar de almacenamiento debe estar ligado a unas condiciones y distancias de seguridad donde los depósitos son situados. Las distancias de seguridad del APQ habitualmente están basadas en buenas prácticas, es por ello, que ciertas aplicaciones del hidrógeno no sean compatibles con esta normativa (e.g. instalación de surtidores de hidrógeno en una gasolinera ya existente). Es necesario que se evalúe individualmente la seguridad del hidrógeno en las instalaciones, valorando su interacción con los elementos más comunes de las estaciones de servicio, como pueden ser los surtidores, los edificios, o los tanques de almacenamiento de otros combustibles. Las restricciones actuales prohíben almacenar hidrógeno en la mayoría de estaciones de servicio ya existentes.

Con el aumento de la utilización del hidrógeno en diferentes aplicaciones comerciales (por ejemplo, como combustible vendido en ERH, o consumido en pilas de combustible estacionarias de cogeneración o de *back-up*), el almacenamiento de hidrógeno debería estar permitido, con carácter general, en los lugares donde se produzca la demanda, incluyendo áreas residenciales. Las nuevas estaciones de repostaje de varios combustibles pueden verse disuadidas de la utilización de hidrógeno debido a restricciones de calificación del suelo o por distancias de seguridad en el almacenamiento. Dada la naturaleza inflamable y explosiva del hidrógeno es lógico que existan restricciones para el almacenamiento del mismo, siempre que dichas medidas estén justificadas con la realidad del hidrógeno y no sean desproporcionadas.

Para poner en práctica y codificar esta información es necesario definir correctamente el significado de uso energético del hidrógeno, lo que supone distinguirlo del uso industrial, dándole una oportunidad realística dentro del marco legal y administrativo, diferenciando ambos dos.

Son necesarios procedimientos simplificados para proyectos a pequeña escala

El almacenamiento masivo de hidrógeno y sus aplicaciones deben seguir complejos procedimientos administrativos para obtener los permisos necesarios para su instalación y operación. Sin embargo, sus aplicaciones a pequeña escala (e.g. autoconsumo energético con hidrógeno o estaciones de repostaje de hidrógeno para pequeñas flotas) tendrían que estar asociadas únicamente a procedimientos simplificados para legalizar su instalación. Es necesario establecer un límite claro que distinga entre las aplicaciones a gran escala o industriales y las de pequeña escala para uso comercial o doméstico.

Por otro lado, los criterios para requerir una evaluación ambiental pueden necesitar de cantidades inusualmente altas de hidrógeno, ya que de nuevo, el hidrógeno se considera genéricamente como una instalación industrial para el almacenamiento de productos petroquímicos y químicos. Por ejemplo, la Ley 11/2014 de Proyección Ambiental en Aragón [5] establece que si el almacenamiento de hidrógeno es menor a 200.000 toneladas y superior a 100 m^3, es necesario una Evaluación de Impacto Ambiental simplificada, y cuando almacenamiento supera las 200.000 toneladas de hidrógeno (lo que equivale a 7.200 GWh, la mitad del consumo eléctrico mensual en España) se requiere una Evaluación de Impacto Ambiental ordinaria. Esto pone de manifiesto que los límites para el almacenamiento de hidrógeno, extraídos genéricamente de otros productos químicos, no son coherentes en España, tanto en su límite superior como en el inferior.

Tampoco se analiza específicamente que la fuga de hidrógeno a la atmósfera es inocua en caso de incidente, puesto que no se trata de un una emisión nociva bajo ningún criterio. Adicionalmente su rápida difusión en la atmósfera hace prácticamente imposible la probabilidad de detonación al no alcanzar el límite inferior de explosividad del 4% en volumen en el aire.

La administración y los órganos ambientales necesitan directrices

Para facilitar la labor de la administración pública, puede ser útil la elaboración de un documento donde se establezcan las necesidades de almacenamiento para distintas aplicaciones del hidrógeno, que ya se encuentran listas para su despliegue comercial, podría ayudar a la hora de los trámites administrativos.

En este estudio se puede incluir información referente a:

- Modelos de ERH (por ejemplo, "ERH pública de ciudad" - aquella que atienden un pequeño número de FCEV de tamaño mediano, "ERH privada flotas cautivas", aquellos que atienden una pequeña flota (por ejemplo, taxis) de FCEV de tamaño medio diariamente; "ERH autovía" - aquellos que dan servicio a un gran número de pasajeros FCEV así como autobuses/camiones, "ERH portuaria" - aquellos que sirvan para barcos/buques FC.
- Aplicaciones de autoconsumo y cogeneración - residencial/comercial.
- Aplicaciones a gran escala de electrolizadores en combinación con energías renovables.

Dicho documento puede servir como base para recomendación de la administración competente para enmendar su legislación y práctica administrativa y permitir el almacenamiento de ciertas cantidades por debajo de dichos límites predeterminados junto con la aplicación para la que se van a utilizar.

4.2. Conclusiones

Los trámites legales para el almacenamiento de hidrógeno se basan en reglas generales aplicables al almacenamiento de productos químicos y gases inflamables. Pese a que aparentemente esta situación no es problemática en sí misma, puede conducir a incertidumbres con respecto al alcance de las obligaciones y requisitos aplicables, en particular, a los asociados con las distancias de seguridad. Un exceso en las medidas de precaución puede conducir a barreras que impidan el desarrollo de aplicaciones comercialmente viables.

Además, las obligaciones de protección ambiental asociadas al almacenamiento (y la posible fuga) de productos químicos, se aplica automáticamente al hidrógeno, a pesar del mínimo riesgo de daño ambiental como resultado de su posible fuga o vertido.

Someter el almacenamiento de hidrógeno a evaluaciones de riesgo, de acuerdo con la Directiva SEVESO y ATEX está en línea con el propósito e intención de estos actos, sin embargo, la aplicación de las Directivas EIA y SEA y otros permisos ambientales puede resultar en una carga administrativa desproporcionada para los desarrolladores de proyectos e interesados que desean llevar al mercado las aplicaciones de hidrógeno (por ejemplo: ERH y micro-cogeneración) a pesar del riesgo ambiental extremadamente bajo que representan las fugas y almacenamiento de hidrógeno. Además, el proceso en sí (que implica la solicitud y autorización de varios permisos,) impone altos costos a los operadores y retrasa aún más el despliegue comercial de estas aplicaciones.

4.3. Recomendaciones nacionales

- Convocar a una comisión de expertos para desarrollar un documento-guía con las necesidades de almacenamiento de varias aplicaciones de hidrógeno que se encuentran listas para el despliegue comercial y que requieren del almacenamiento de hidrógeno fuera de las zonas industriales para mostrar las necesidades a la administración.
- Adaptar la regulación y los trámites administrativos nacionales y locales para garantizar que el almacenamiento de hidrógeno, en las cantidades en las que se requiera, se sitúe en las mismas zonas donde se encuentre o se puede ubicar la aplicación en la que se consume el hidrógeno.
- Evitar la aplicación innecesaria de evaluaciones de impacto ambiental, como se prevé en la Directiva EIA y SEA, y otros permisos relativos a equipos a presión, para instalaciones que almacenan pequeñas cantidades de hidrógeno para usos comerciales (por ejemplo, ERH de pequeña escala) o domésticos (por ejemplo, autoconsumo).
- Adaptar los criterios de evaluaciones de impacto ambiental específicamente al hidrógeno, con el objetivo de que el hidrógeno no se considere genéricamente un producto químico.

5. Hacia las cero emisiones en el sector transporte

El transporte, tanto de personas como de mercancías, es a nivel nacional el principal productor de CO_2 según el avance de datos del antiguo Ministerio de Agricultura, Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, representando un 26% del total de la nación. Entre todos los subsectores cubiertos por el transporte, el principal contaminante es el transporte por carretera.

Estos datos demuestran que si España quiere alcanzar sus objetivos en la reducción de emisiones propuestas para 2050, se debe promover la introducción de vehículos alternativos de cero emisiones. Estos vehículos, como su nombre indica, no generan ningún tipo de emisión durante su funcionamiento, pero la introducción de los mismos debe venir acompañada de una transición hacia las energías renovables para conseguir que las emisiones del pozo a la rueda sean lo más próximas a cero.

Los vehículos de propulsión alternativos han demostrado son fiables y viables en toda Europa. Ejemplos de esta movilidad son los Vehículos Eléctricos de Baterías (BEV) y los Vehículos Eléctricos de Pila de Combustible (FCEV). Hoy en día, existen vehículos comerciales de ambas alternativas, sin embargo, en España hay una falta de infraestructura para el último, por lo que los FCEV todavía no se comercializan en España.

El enfoque no debe centrarse exclusivamente en los FCEV como turismos, ya que las principales ventajas del sistema de propulsión de las pilas combustibles se dan en vehículos pesados. El uso de furgonetas de reparto, autobuses y camiones puede satisfacer los requisitos de este tipo de aplicaciones con elevada disponibilidad y autonomía y corto repostaje, como así requieren los vehículos industriales. El mercado para este tipo de vehículos pese a haber alcanzado una alta madurez tecnológica, todavía no está disponible comercialmente por parte de muchos fabricantes tradicionales. Sin embargo, el hidrógeno es una tecnología prometedora para este tipo de vehículos pesados que presentan una elevada demanda de energía por kilómetro recorrido.

Los vehículos de pila de combustible son una alternativa real para reducir las emisiones en este sector. Sin embargo, como toda alternativa, presenta ventajas y desventajas. Como ejemplo, la autonomía que presentan estos vehículos es competitiva en comparación con los vehículos tradicionales, como es el caso del camión de pila de combustible Nikola One Truck (en desarrollo), con casi 1.500 kilómetros de autonomía. Esta autonomía permite a los operadores logísticos mantener sin modificaciones las rutas de transporte de largo recorrido, contando adicionalmente con un repostaje rápido similar a los camiones diésel tradicionales. Los FCEV recargan sus tanques en las Estaciones de Repostaje de Hidrógeno (ERH), que tienen una tipología y una operación similar a las gasolineras actuales, evitando que los usuarios finales de los vehículos tengan que cambiar sus hábitos, evitando de este modo una posible barrera en la introducción de los FCEV.

En España, la infraestructura de ERH actualmente es testimonial y está muy lejos de alcanzar los 20 ERH que se han fijado como objetivo para el año 2020 en el Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas en el Transporte. Inicialmente, el desarrollo de esta infraestructura tendría que provenir de iniciativas nacionales como está ocurriendo en otros países como Alemania, Reino Unido, Francia o Dinamarca. Con una legislación adecuada, un operador de flotas que implante el uso de FCEV (autobuses, camiones o trenes) puede construir en paralelo sus propias ERH para su cubrir su demanda de hidrógeno.

El desarrollo de los FCEV y de su infraestructura, vinculada con la promoción de los BEV, son imprescindibles para reducir las de emisiones nacionales. El transporte de largo recorrido, los trenes en líneas no electrificadas, el transporte de cargas pesadas son los nichos de mercado que ya tienen productos comerciales y están listos para introducirse efectivamente con soluciones confiables, ambientales y económicamente viables.

5.1. Estatus legal actual

La homologación de vehículos está preparada

Para poder circular en la vía pública, cualquier vehículo debe contar con una homologación. Gracias a la información proporcionada por los fabricantes, se sabe que el proceso de homologación de turismos no será una barrera al estar previsto en las normas europeas. Sin embargo, en casos de conversiones de vehículos, o modificaciones en las que se añade un sistema de pila de combustible a un vehículo eléctrico, las diferencias entre los distintos procedimientos existentes entre los países de la Unión Europea son notables a nivel de plazos y costes.

De hecho, existe la necesidad de que se produzca una unificación de normas aplicables en todos los países, considerando no solo la protección del medio ambiente sino también la seguridad de las personas, desarrollando reglas ambiciosas y que consideren nuevas aplicaciones como los camiones o las motos de hidrógeno.

En sectores como el ferroviario, la homologación de estos vehículos continúa siendo un reto. Exclusivamente en Alemania se ha preparado una normativa al respecto de los trenes de hidrógeno que han comenzado a operar en septiembre de este mismo año.

Es necesario promocionar los vehículos cero emisiones

Pese a ser clasificados como vehículos de cero emisiones, los FCEV no tienen suficientes incentivos. Para mejorar la situación, se propone incrementar las restricciones que afectan a los vehículos propulsados por combustibles fósiles. Medidas como las tomadas por el Ayuntamiento local de Madrid o Barcelona que permite a los vehículos eléctricos funcionar sin restricciones durante los episodios de contaminación atmosférica, deberían considerarse en el ámbito estatal, y no depender exclusivamente de la voluntad del gobierno municipal. Es necesario, por el bien del medio ambiente, limitar la circulación a los vehículos más contaminantes a nivel nacional y se necesita clarificar el futuro de los combustibles fósiles desde la perspectiva del gobierno nacional. La neutralidad tecnológica es adecuada siempre que las tecnologías consideradas cumplan con los objetivos de descarbonización para los hitos de 2030 y 2050.

Es necesario garantizar la capacitación del personal técnico

Finalmente, un punto de especial importancia y preocupación, no solo para los profesionales, sino para los fabricantes de vehículos, es la formación de los técnicos de las Inspecciones Técnicas Vehiculares. Con el desarrollo tecnológico, los vehículos son cada vez más complejos y tienen más sistemas, como baterías de alto voltaje. Estos sistemas sumados al almacenamiento y uso de sistemas de gas comprimido que presentan los FCEV, hace que se pueda requerir un mayor grado de especialización por parte de estos profesionales. Es necesario que la formación que reciben los técnicos cuente con capacitación práctica para poder trabajar con las nuevas tecnologías.

Los nuevos vehículos como los FCEV y los propulsados por gas natural pueden requerir una nueva capacitación, no solo a los técnicos, sino también de los talleres de reparación de vehículos convencionales, debiendo dotar a estos talleres de medidas activas y pasivas de seguridad en su diseño inicial, para evitar problemas con el hidrógeno u otros gases en caso de fuga o accidente. Esta nueva situación también debe contemplarse de cara al futuro.

5.2. Conclusiones

La homologación de los FCEV como coches y furgonetas no presenta grandes dificultades, sin embargo, otro tipo de vehículos como camiones o trenes necesitarán de una revisión de las bases de la homologación debido a la inexistencia previa de este tipo de vehículos.

Haciendo referencia a la comercialización de los FCEV, los vehículos comerciales no se venderán en España hasta que esté disponible una amplia red de ERH. Por lo tanto, mejorar el desarrollo de las ERH y favorecer los trámites legales y administrativos facilitará el desarrollo público y privado.

A nivel nacional debería constituir como una de sus prioridades estudiar qué tecnologías descarbonizarán realmente el transporte, y por ende fomentar las tecnologías limpias con medidas adecuadas para alcanzar objetivos intermedios en 2030 y 2050.

Dado que la gran mayoría de los desplazamientos diarios se realiza en el entorno urbano, son en las administraciones locales en las quien recae el desarrollar zonas y programas de aire limpio, teniendo en cuenta directrices a nivel autonómica y/o nacional a la vez de tener conocimiento de modelos y experiencias ya implantados en ciudades de Europa con restricciones para los vehículos más contaminantes.

5.3. Recomendaciones nacionales

Homologación

- España debe trabajar en la dirección marcada por el Reglamento 858/2018 [6], participando activamente en el Foro de Intercambio de Información sobre la Garantía de Cumplimiento, promoviendo así una mejor comunicación entre todos los países de la Unión Europea, para evitar duplicidades y asegurar un alto nivel en la protección de la salud y el medio ambiente.
- En el Foro, la representación española debería promover los cambios legislativos para mejorar los objetivos del estudio, incluyendo los vehículos de pila de combustible nuevos de categoría M, N, O y L.

Promoción de los FCEV

- Asegurar una implementación efectiva y prolongada de las Directivas de Combustibles Alternativos, permitiendo el crecimiento del mercado a un ritmo progresivo para todos los vehículos de hidrógeno a través de:
    - Incentivos suficientes para la compra de vehículos e implementación de infraestructura, a través de planes de impulso a la movilidad como MOVEA, MOVALT o VEA.
    - Disminución de los impuestos fiscales para este tipo de vehículos cero emisiones, como el IVA superreducido.

- Uso de los recursos públicos en aras de favorecer la movilidad alternativa, por ejemplo, creando una cuota de compra mínima para las entidades públicas.

- Fomentar el uso de trenes de pila de combustible para líneas férreas sin electrificar al ser una alternativa cero emisiones económicamente viables a la electrificación por catenaria.
- Fomentar por transporte de carretera a las tecnologías con menores emisiones asociadas por km recorrido vinculando las cargas fiscales a las emisiones de CO_2.
- Ofrecer incentivos financieros para flotas cautivas, promoviendo la movilidad alternativa: transporte de larga distancia, vehículos policiales, flotas de taxis, autobuses y compañías de distribución.
- Establecer exenciones de tráfico nacional para promover los vehículos alternativos. Estas reglas pueden ser limitación de tráfico dentro de las zonas de interés natural, cultural o científico.
- Promover zonas urbanas limpias, fomentando el uso de vehículos de cero emisiones en detrimento de los combustibles fósiles. Como ejemplos: prohibición de automóviles combustibles fósiles dentro de los centros de las ciudades (Madrid, Barcelona), tasas por acceder a centros urbanos a vehículos con emisiones (Londres).

Formación para los talleres de reparación de vehículos

- Diseñar planes de formación para empleados de talleres con objeto de transmitir el conocimiento de cómo trabajar con esta nueva tipología de vehículos.
- Colaborar con fabricantes y diseñadores de vehículos tipo M, N, O y L y con los talleres con objeto de crear guías y manuales para los talleres en previsión a futuras operaciones de mantenimiento de vehículos de hidrógeno, teniendo en cuenta no solo el almacenamiento de gas si no también los sistemas de alto voltaje.
- Desarrollar directrices para los bomberos, los equipos de rescate, la policía y las personas que pueden estar involucradas en un accidente, para enseñarles cómo actuar y cómo trabajar con estos nuevos vehículos.

6. Hacia las cero emisiones en el sector transportes: Barcos e hidrógeno

Entre los países costeros dentro de la Unión Europea, España tiene el gran potencial de estar abierto tanto al Mar Mediterráneo como al Océano Atlántico. Debido a esta característica, el transporte marítimo en España es una parte importante del transporte mundial, y como resultado, parece obvio investigar formas de hacerlo más eficiente, no solo desde el punto de vista logístico sino también desde la perspectiva ambiental.

Dentro del sector marítimo, las embarcaciones tienen tamaños muy diferentes: desde pequeñas embarcaciones recreativas, ferries de tamaño mediano hasta grandes buques mercantes que transportan una gran cantidad de carga a través de los océanos. En todas las categorías, los buques propulsados por combustibles fósiles se caracterizan por altos consumos de combustible, altas emisiones de gases de efecto invernadero y por lo tanto, exhiben un alto potencial de mejora.

La Organización Marítima Internacional (OMI) reconoce el potencial de mejora del sector marítimo en términos de emisiones y otros contaminantes y se ha comprometido con el sector a reducir su impacto ambiental mediante el uso de combustibles alternativos como biogás, hidrógeno y otras fuentes de energía más respetuosas con el mar y el medio ambiente.

Las pilas de combustibles y las tecnologías de hidrógeno están evolucionando continuamente a una velocidad que las coloca como una solución potencial para la preservación del medio ambiente. Mientras tanto, proyectos como el Energy Observer, están enviando un mensaje claro a la sociedad, mostrando la dirección en la que el sector marítimo evolucionará en un futuro cero emisiones. Reconociendo la necesidad de adoptar nuevas tecnologías como el hidrógeno, las grandes empresas activas en el sector han comenzado el desarrollo de ferries eléctricos de pila de combustible y están comenzando a considerar la introducción de estas tecnologías en aplicaciones reales a escala comercial. En consecuencia, España debería participar lo máximo posible en esta evolución, para ser pioneros en el transporte marítimo limpio y sostenible.

La Península Ibérica es una zona estratégica para la reconversión de los tradicionales buques. Gracias al hidrógeno, como un vector energético, España tiene la oportunidad de exportar energía y generar riqueza y prosperidad en el país al mismo tiempo que cambiar la situación actual de dependencia energética externa vinculada a los combustibles fósiles.

6.1. Estatus legal actual

La flota de barcos tiene que reducir sus emisiones

El compromiso de la OMI de reducir las emisiones de CO_2 (reducción del 50% para 2050) y las normas sobre otros contaminantes como SO_x (máximo del 0,5 % a partir de 2020) o el NO_x (límites del 0,1% - 0,5%) requieren que el sector marítimo considere el hidrógeno o combustibles basados en hidrógeno, junto con otros combustibles alternativos de bajas emisiones para impulsar la industria del transporte marítimo mundial del futuro.

La tecnología de las pilas de combustible a bordo de los buques comienza a estar presente en España, sin embargo, estas pilas de combustibles consumen metanol y solo se utilizan como unidades auxiliares de energía. Varios buques de pilas de combustibles desarrollados en Europa están empezando a mostrar el uso de la energía utilizando hidrógeno como combustible y demuestran la viabilidad y eficiencia de esta tecnología como medio de propulsión, libre de emisiones.

El proceso de homologación de un barco de pila de combustible necesita desarrollo

Para que esta tecnología sea una realidad en el sector marítimo español, es necesario crear reglas que clarifiquen y simplifiquen el proceso de homologación de dichos buques para uso marítimo. Actualmente, este proceso se basa en el proceso de homologación de diseño alternativo, proceso extremadamente complicado y prolongado y no adecuado para un despliegue comercial, limitando el potencial de descarbonización del sector marítimo.

Estos problemas, nacidos de la falta de experiencia y la ausencia de reglas específicas se pueden resolver trabajando mediante una fuerte cooperación con las organizaciones marítimas internacionales como la OMI. Mientras que la OMI está trabajando actualmente en el desarrollo de normas para la homologación de buques propulsados por pilas de combustible, estos solo contemplan el gas natural como combustible y no el hidrógeno.

La infraestructura marítima de hidrógeno debe planificarse

En el futuro, será necesario evaluar el mantenimiento de estos barcos y sus equipos, las inspecciones técnicas y los problemas relacionados con amarre y repostaje en los puertos nacionales. Las mismas recomendaciones mostradas en el apartado de Estaciones de Repostaje de Hidrógeno deben tenerse en cuenta para los puertos y las grandes instalaciones de abastecimiento de combustible.

Sin embargo, esta infraestructura de repostaje necesitará un enfoque diferente al de las ERH terrestres debido a la gran cantidad de combustible que requieren las embarcaciones marítimas. Este es un problema importante que debe tratarse a largo plazo, considerando que las tecnologías que dependen de combustibles fósiles no cumplirán los requisitos de reducción de emisiones a partir de 2050.

6.2. Conclusiones

La propulsión por medio de hidrógeno presenta un cambio de dirección y una tendencia para el futuro del sector marítimo. Es cierto, no obstante, que presenta un gran cambio de paradigma. El uso del hidrógeno como combustible para la propulsión o como elemento de la hibridación del hidrógeno con otras tecnologías como baterías o biogases será una realidad en el futuro, dada la necesidad de una profunda descarbonización del sector en el futuro y la incapacidad de los combustibles fósiles de cumplir esos objetivos.

La infraestructura de repostaje jugará un papel muy importante en los flujos energéticos del país, y esto se debe de tener en cuenta años antes de que suceda para poder satisfacerla con anticipación.

Adicionalmente, es importante considerar que en caso de un incidente en la mar, el escape masivo de hidrógeno no causaría un problema ambiental como es el caso de los combustibles convencionales.

6.3. Recomendaciones nacionales

- Promulgar y ayudar a la descarbonización del este sector, promoviendo la introducción de estas nuevas tecnologías como las pilas de combustible y el hidrógeno, no solo en buques mercantes sino también en embarcaciones recreativas, para preservar el medio ambiente.
- Desempeñar un papel activo y positivo en los comités marítimos internacionales para ayudar y participar activamente en el desarrollo de normativa que respalde esta tecnología.
- Centrar los esfuerzos nacionales para desarrollar en un futuro la infraestructura nacional portuaria de repostaje de hidrógeno para satisfacer la demanda de buques de pila de combustible de hidrógeno.

Adicionalmente, a nivel local, autonómico y nacional se pide a los reguladores que miren por medidas para promover y fomentar el uso de nuevas tecnologías cero emisiones en nuestras costas y puertos, atrayendo así la inversión y el desarrollo tanto nacional como internacional.

7. Integración de los vectores energéticos: *Power to Gas* en España

España es un país con un elevado potencial para la implantación de fuentes renovables no gestionables como son la fotovoltaica y la energía eólica. Este escenario permitiría una creciente generación eléctrica basada en energías renovables. No obstante, es un hecho reconocido que cuando la penetración de las renovables es superior al 60%, deben incorporarse mecanismos que gestionen el carácter intermitente de estas nuevas fuentes de energía en el sistema eléctrico. Esto es imperativo si se quiere evitar el uso de centrales tradicionales como las centrales térmicas de carbón o gas natural, que aportan la demanda base del sistema eléctrico en España.

Existen diversas alternativas de almacenamiento y gestión de energía válidas para afrontar la transición energética. Diversas tecnologías como las baterías, las redes inteligentes o de estas tecnologías está optimizada para trabajar en una franja temporal, resultando el hidrógeno el idóneo para el almacenamiento de energía a medio y largo plazo. Los electrolizadores tienen la capacidad de absorber el excedente de la energía renovable para romper la molécula de agua y generar hidrógeno que luego es almacenado. Este hidrógeno se podrá usar con posterioridad cuándo y dónde sea necesario. Las principales aplicaciones en las que se usa el hidrógeno son los vehículos de pila de combustible para el sector transporte, las pilas de combustible como sistemas de respaldo, calefacción o cogeneración así como la inyección directa de hidrógeno en la red de gas natural.

Los electrolizadores modernos permiten variaciones rápidas de la potencia que absorben de la red eléctrica con un doble objetivo: *(1)* acceder a los tramos horarios en los que el coste de la electricidad es el menor y *(2)* variar la potencia absorbida conforme a los requisitos de la red (para lo que deben existir mecanismos de ajuste de la demanda apropiados). Una vez el hidrógeno ha sido producido este puede ser almacenado indefinidamente (traspasar excedentes de energía entre estaciones o años), ser usado, o directamente inyectarse en la red de gas natural.

La transformación de energía eléctrica en hidrógeno se define como *Power to Hydrogen* (P2H) y todavía no ha sido reconocido como un sistema de almacenamiento de energía ni desde la perspectiva de la red eléctrica ni desde la del sistema gasista.

La inyección de hidrógeno electrolítico a la red de gas natural se denomina *Power to Gas* (P2G) y puede realizarse directamente o mediante la metanización con CO_2, creando gas natural de síntesis. Estas alternativas junto con nuevas fuente de producción de biogás, tienen la capacidad de generar un cambio intrínseco en un sector clave como el gasista. La inyección de hidrógeno y otros gases de origen renovable y local fomentan los objetivos de descarbonización e independencia energética al desplazar el uso del gas natural importado. Signo del avance en esta dirección es el convenio firmado entre el transportista de la red gasista Enagás y el Gobierno de Aragón.

En el caso de la inyección de hidrógeno en la infraestructura de gas natural, ya existen estudios de viabilidad para saber cuánto se puede verter en la red. Por ejemplo, en Reino Unido se estima que se puede llegar al 30% de hidrógeno en la red sin afectar a los usos de los consumidores domésticos [7]. Sin embargo, es necesaria una revisión de otro tipo de usos como las turbinas de gas, el almacenamiento en tanques de acero de vehículos a gas o el almacenamiento en cavernas salinas que puede tener una incidencia cuando la proporción de hidrógeno es elevada [8].

Este hidrógeno puede ser utilizado como sustituto del gas natural, para su uso en calderas de hidrógeno, para la propulsión de vehículos y también puede usarse para producir energía eléctrica por medio de pilas de combustible. Las pilas de combustible y la re-electrificación del hidrógeno permiten cerrar el ciclo del hidrógeno, que integra el sistema eléctrico y el gasista, aprovechando ambas infraestructuras. Esto permite que cuando la generación eléctrica (de renovables) sea superior a la demanda, el exceso se pueda almacenar en forma de hidrógeno gas para usarlo cuando la producción no sea suficiente, evitando el consumo de combustibles fósiles y permitiendo una mayor penetración de fuentes de energía renovables.

7.1. Estatus legal actual

Los electrolizadores pueden jugar un papel clave en el almacenamiento de energía y el balance de red

Los principales equipos electroquímicos que utilizan las tecnologías del hidrógeno son los electrolizadores y las pilas de combustible. La conexión de los electrolizadores a la red eléctrica carece de complicación al tratarse de un consumidor de energía.

Sin embargo, los electrolizadores en España no pueden participar en diversos mecanismos de ajuste del sistema eléctrico que podrían proveer. Esto se debe básicamente a que no existe ningún servicio de ajuste en el lado de la demanda más allá del servicio de interrumpibilidad. Adicionalmente, para poder optar al servicio de interrumpibilidad es necesario que el electrolizador ofrezca un demanda interrumpible de al menos 5 MW limitando que unidades más pequeñas puedan participar. En el caso de balance de frecuencia, la regulación primaria, secundaria y terciaria no está disponible para electrolizadores, principalmente porque este tipo de servicios sólo está disponible en la parte de generación.

Mientras que la generación se programa con antelación para cada periodo de 15 minutos, la respuesta de la demanda no es gestionable y en la actualidad únicamente se estima en dichos periodos. Los electrolizadores pueden variar en muy breves periodos de tiempo (orden de segundos) la energía absorbida de la red eléctrica pudiendo participar en servicios que puedan requerirlo. Otro tipo de incentivos a este tipo de tecnologías son variaciones reales del precio horario de la energía, sin embargo, España experimenta una de las curvas más planas con respecto al precio horario de la energía a lo largo del día, no correspondiéndose los costes con el excedente o déficit de generación eléctrica. Adicionalmente, el diseño actual de los electrolizadores está alcanzado la escala de varios MW para su uso en grandes instalaciones energéticas, permitiendo que puedan absorber grandes cantidades de potencia durante el tiempo necesario mientras producen hidrógeno.

De cara a la conexión de los electrolizadores a la red eléctrica, se ha podido comprobar que no existe ningún impedimento legal, más allá del tener que mantener y asegurar los criterios de conexión exigidos por el distribuidor, y solicitar los permisos de conexión. Al ser similar a una carga industrial, permite equiparar a ella la conexión. Será, por tanto, necesario seguir los mismos requisitos de solicitud de permisos de conexión que en el caso de una carga industrial.

La energía eléctrica renovable se puede transportar en la red de gas mediante la inyección de hidrógeno

Los electrolizadores o las plantas de *Power to Gas* no están reconocidas como plantas energéticas dedicadas al almacenamiento energético ni por parte del sistema eléctrico, ni por parte del sistema gasista. La capacidad de inyectar directamente hidrógeno a la red de gas natural a partir de los excedentes de energía eléctrica permite la interacción de las redes de transporte de energía más importantes de España, permitiendo reducir las emisiones de CO_2 y la dependencia de los combustibles fósiles.

La inyección de hidrógeno se debe considerar tanto a nivel de transmisión a alta presión como en la fase de distribución a baja presión. El transporte indirecto de energía eléctrica a través de la inyección de hidrógeno renovable permite un uso efectivo de las capacidades de almacenamiento y transporte de la red gasista ya existente. Esta interacción permite incrementar el almacenamiento de energía al mismo tiempo que cumplir las metas de descarbonización al desplazar el uso del gas natural, teniendo como consecuencia una disminución de las emisiones asociadas a su uso y una menor dependencia energética externa.

Aunque las ventajas del *Power to Gas* son claras, las restricciones legales, normativas, técnicas y de seguridad no son triviales y deben ser estudiadas con detalle. Existen diferencias muy importantes en los distintos países europeos en los que se ha estudiado la problemática de la inyección de hidrógeno. Entre otros, es necesario definir en España: los procedimientos administrativos para la conexión/inyección de hidrógeno, el régimen de pago, los requisitos de calidad del gas, las medidas de seguridad para la inyección y los equipos del usuario final.

La concentración admisible de hidrógeno tiene grandes variaciones entre países

Es posible inyectar hidrógeno puro directamente en la red de gas natural, evitando procesos adicionales para producir gas natural de síntesis. Tras la inyección directa de hidrógeno se produce una mezcla homogénea en una distancia muy corta dentro del gasoducto, aunque la mezcla dependerá sustancialmente de la velocidad de la corriente presente. En España no está permitida la inyección directa de hidrógeno, sin embargo en otras redes como la alemana o la austriaca, están definidos los procedimientos de inyección y esta se realiza actualmente con todas las garantías.

La inyección de hidrógeno hasta alcanzar el 10% o más en volumen (la concentración admisible en Alemania) tiene unas afecciones despreciables en la red. Diversos estudios analizan la problemática del uso de hidrógeno en las redes gasistas, en concreto, el proyecto *H21 Leeds City Gate*[6] plantea convertir la red actual hasta una basada en hidrógeno 100%. Cualquier porcentaje de hidrógeno elevado en la red es asumible, pero sería necesario adaptar los quemadores y diversas válvulas para adecuar su funcionamiento a las nuevas características del gas, sin embargo, se trata de un tema de requisitos técnicos estandarizados.

En la actualidad las restricciones técnicas de los operadores de gas varían desde una concentración (básicamente como impureza) del 0,1% de hidrógeno admisible en la composición del gas natural de la red, o que alcanza hasta el 10% en Alemania, donde sí se permite la inyección. La red germana es la única que tiene desarrollada los procedimientos legales y administrativos para promover la inyección de hidrógeno considerando todos los requisitos técnicos necesarios, incluida la remuneración por dicha inyección. Mientras tanto en otros países, como es el caso de España, ni siquiera se permite la inyección directa de este hidrógeno.

España se encuentra muy atrasada en el desarrollo de una normativa técnica y legal con respecto a otros socios comunitarios. Exclusivamente se permite una concentración del 5% de H_2 en el caso de que proceda de fuentes no convencionales según el PD-01 Medición, calidad y odorización de gas [9].

[6] Proyecto *H21 Leeds City Gate* – Northern Gas Networks, Wales&West Utilities, UK

La mezcla de gas natural e hidrógeno puede ser beneficiosa para los vehículos a gas

Los vehículos que funcionan con Gas Natural Comprimido (GNC) pueden ver afectado su repostaje cuando este se haga desde una red de gas natural enriquecida con hidrógeno. Los depósitos metálicos de almacenamiento de este gas tienen unas restricciones técnicas conservativas de una concentración admisible del 2% de hidrógeno. Sin embargo, los operadores de camiones de GNC ya han realizado pruebas con la mezcla de hidrógeno y gas natural comprimido (HGNC) con el resultado de una disminución de las emisiones de NO_x y CO_2 comparadas con la combustión original de GNC.

La adición de hidrógeno supone una combustión más limpia, con una menor generación de carbonilla, reduciendo el mantenimiento e incrementando la durabilidad de estos motores. Por estas razones es necesario revisar el impacto de la adición de hidrógeno a los vehículos de GNC, que actualmente suponen una restricción al enriquecimiento con hidrógeno, pudiendo resultar finalmente un aliciente.

Los temas abordados en este documento tienen una influencia muy visible tanto en el sector eléctrico como el gasista, resultando complejas todas las reformas que se plantean en estos sectores, las cuales tendrán una afección a las conexiones internacionales de electricidad y gas.

Las pilas de combustible no están reconocidas como generadores de energía y/o de calor

La pila de combustible, la cual produce electricidad a partir de hidrógeno, no está contemplada como una fuente de generación específica dentro del régimen especial *de energía renovable, cogeneración y residuos*. Se puede registrar dentro del régimen general de productores, pero no disfruta de ningún tipo de denominación (renovable o cogeneración) o incentivo económico que pueda promover su uso. La pila de combustible, como productor, sí que puede participar en los servicios de balance de red de frecuencia. Sin embargo, en el resto de Europa, existe una discrepancia acerca de en qué servicios deben y pueden participar estos equipos, que aún debe ser resuelta.

Grandes pilas de combustible se pueden encontrar directamente en instalaciones renovables que cuenten con un ciclo de hidrógeno como sistema de almacenamiento. Pilas de combustible de elevada potencia (varios MW) son capaces de inyectar energía a la red eléctrica cuando su instalación renovable asociada no tenga producción instantánea y esta sea necesaria en la red eléctrica. Este tipo de instalaciones suelen estar hibridadas con un almacenamiento con baterías para las actuaciones a corto plazo, resultando en sistemas completos que permiten almacenar energía eléctrica a gran escala a la vez que se estabiliza la red eléctrica. En ningún caso está contemplado en el sistema eléctrico español las ventajas en el almacenamiento y la estabilidad de la red de este tipo de instalaciones energéticas.

Lo más sorprendente es que en el ya derogado Real Decreto 661/2007 [10] las pilas de combustible se consideran como equipos de cogeneración, sin embargo, el nuevo Real Decreto 413/2014 [11] elimina totalmente el concepto de pila de combustible con la consecuencia de que no pueden beneficiarse del régimen especial, evitando así su fomento.

Un enfoque común a nivel europeo es necesario con el objetivo de definir las mismas restricciones técnicas en el mercado europeo. Al mismo tiempo no se debe olvidar que una revisión de todos estos conceptos es necesaria a nivel nacional para poder implementar el uso del hidrógeno como vector energético.

7.2. Conclusiones

La integración del sector eléctrico y gasista será de sumo valor en el futuro, proporcionando una versatilidad a los sistemas energéticos nunca antes vista, manteniendo el compromiso con el medio ambiente, y reduciendo la dependencia energética de España, al ser capaz de producir con recursos autóctonos el gas y la electricidad.

Es esencial que se proporcione una definición legal y técnica de las instalaciones *Power to Gas* como sistemas de almacenamiento de energía así como que se ponga en valor las ventajas que pueden proporcionar. Estas instalaciones deben contemplar la combinación de electrolizadores y sistemas de almacenamiento de energía como baterías, depósitos de hidrógeno, la inyección a la red de gas y las pilas de combustible, y su funcionamiento como demandante y generador de energía así como la capacidad de prestar servicios de red.

También es prioritario que los requerimientos de seguridad estén recogidos por la legislación vigente y sus marcos regulatorios y que no se agreguen como requisitos adicionales. Se debe evitar una “doble legislación” aplicable así como clarificar los procedimientos legales y administrativos y los mecanismos de soporte al servicio y operación de las instalaciones *Power to Gas*.

Es necesario dotar a estas instalaciones de un status legal, así como facilitar que estos equipos que ya han demostrado su capacidad para ello, participen en los mecanismos de balance tanto de la red eléctrica como gasista. Este hito podrá marcar un antes y un después en la flexibilidad y la sostenibilidad del sistema energético.

Para asegurar una mayor utilización de los electrolizadores en la prestación de servicios de red es esencial que los requisitos y las capacidades técnicas (y su remuneración) se enmarque de una forma más coherente y cumplan las

directivas aplicables establecidas por Comisión Europea, para así no propiciar diferencias en la aplicación de estos balances de red en la Unión Europea.

Las redes de trasporte de gas natural se han gestionado tradicionalmente desde el lado de la seguridad, la integridad del sistema y los requisitos de calidad del gas. El hidrógeno como un vector energético para el almacenamiento de energía y el uso del hidrógeno como herramienta para cumplir los objetivos de descarbonización todavía no está ampliamente reconocido en la red gasista, y existen límites ampliamente divergentes respecto a la concentración de hidrógeno admisible en las redes nacionales de gas. Por ello todavía no se ha identificado la necesidad de definir un marco normativo y regulatorio coherente para permitir la conexión / inyección de hidrógeno a la red.

7.3. Recomendaciones nacionales

Para promover en Europa el *Power to Gas*, se hace imprescindible que la base legal de estas centrales sea clarificada para este tipo de instalaciones con producción de hidrógeno mediante electrólisis y el almacenamiento de hidrógeno, y extenderla para evaluar los requisitos de seguridad que ya están recogidos bajo regulaciones existentes, revisando los mecanismos de apoyo de los que el *Power to Gas* pueda, tanto beneficiarse como beneficiar. Esta revisión debe ser realizada a nivel Europeo y también a nivel nacional, tendiendo hacia una tónica general que pueda fomentar esta tecnología en Europa.

- Establecer una base legal para las plantas energéticas de *Power to Hydrogen* / *Power to Gas* y las instalaciones de energía relacionadas que convierten la electricidad en hidrógeno por medio de la electrólisis.
- Clarificar el marco operacional para que los electrolizadores participen en los servicios de red así como las bases legales para su participación.
- Revisar los aspectos técnicos y de calidad del gas relevantes para la inyección y el uso de hidrógeno en las redes de gas de Unión Europea y establecer los mecanismos legales para fomentar el *Power to Gas* y el uso creciente del hidrógeno en la red gasista.
- Establecer los marcos legales, jurídicos y técnicos para que el hidrógeno pueda acceder a las redes de transporte de gas europeas.
- Revisar los requisitos de seguridad y los mecanismos de medición, facturación y administración y los marcos legales correspondientes para permitir una mayor concentración de hidrógeno en las redes de gas europeas, y en concreto en la española.
- Evaluación conjunta de la necesidad de modificar los dispositivos que utilizan gas natural para permitir un funcionamiento seguro con concentraciones mayores de hidrógeno.
- Evaluación conjunta de las implicaciones para vehículos de gas natural que usen una mezcla enriquecida con hidrógeno (HGNC).

8. Cogeneración eficiente en España

En línea con el Acuerdo de París, España busca formas de mejorar e incrementar la eficiencia energética desde el punto de vista del consumidor. Alternativas como las mejoras en los aislantes o las casas pasivas o de bajas emisiones son, a día de hoy, una realidad. Siguiendo esta tendencia, los equipos de cogeneración son una alternativa en España para cubrir la demanda térmica y eléctrica de los edificios con un único equipo de manera eficiente.

La pila de combustible requiere consumir hidrógeno, o bien, gas natural de la red. Las pilas de combustible cubren la demanda propia de calor y electricidad de un edificio y, en función de la demanda y del dimensionamiento del equipo, estos equipos pueden producir un extra de electricidad que puede ser vertido a la red bajo una remuneración. El uso de estos equipos, que promueve la generación distribuida, puede reducir la necesidad de otras centrales eléctricas con altas emisiones de CO_2.

Hay fabricantes que ya han comenzado a comercializar equipos de cogeneración de pila de combustible. A nivel europeo, hay proyectos que ya están demostrando la viabilidad de estas tecnologías como el proyecto *ene.field* [7]o la iniciativa PACE[8]. Siguiendo la tónica europea, es comprensible que España siga pasos equivalentes en el corto plazo.

España tiene la oportunidad de adquirir un compromiso con estas tecnologías, buscando una solución lo más diversa y eficiente posible. Además, esta tecnología puede ayudar a promover el *Power to Gas* e integrar los dos sistemas energéticos principales (gas y electricidad) que a día de hoy están presentes en España, por medio de la actuación del hidrógeno como vector energético.

8.1. Estatus legal actual

En España, no hay precedente conocido de la instalación de pilas de combustible comerciales con propósito de cogeneración, lo cual no significa que no se puedan conectar a la red de gas natural. No hay un procedimiento específico para conectar una pila de combustible en España, lo que implica que el procedimiento a seguir será el mismo que para un equipo normal. Las pilas de combustible pueden funcionar, como se ha comentado previamente, tanto con gas natural, como con hidrógeno, entre otros combustibles.

Dada la falta de experiencia con las pilas de combustible domésticas en España, pueden darse retrasos en el plazo de legalización de estas instalaciones. Sin embargo, y como ha ocurrido en otros lugares de la Unión Europea, la conexión de las pilas de combustible es equivalente a la de una caldera convencional. Esta equivalencia debe evitar nuevos procedimientos legales y administrativos innecesarios para las pilas de combustible domésticas, facilitando al mismo tiempo el trabajo a los técnicos encargados de su instalación.

Para el funcionamiento de las pilas de combustible, el gas puede venir de la red de gas o de un depósito de almacenamiento independiente de la red. En este último caso, el hidrógeno puede ser producido *in situ*, por medio de fuentes de energía renovables, permitiendo así el uso de ese hidrógeno verde cuando la electricidad no esté disponible, produciendo calor al mismo tiempo y mejorando la disponibilidad en una instalación de autoconsumo.

Es interesante mencionar que las pilas de combustible son equipos modulares, lo que permite adaptarlas a diversas demandas que distintos edificios puedan presentar. Las pilas de combustible pueden ser de tamaño doméstico para cubrir la demanda de calefacción y electricidad de una vivienda, o pueden ser de tamaño industrial, de varios MW de potencia capaces de satisfacer la demanda de grandes edificios como hoteles. Sin embargo, la falta de un marco jurídico para estos equipos puede perjudicar y frenar la implementación de las pilas de combustible en España.

Las pilas de combustible, como cualquier otro equipo de cogeneración, pueden tener periodos en los que produzca un exceso de energía eléctrica que puede inyectar en la red eléctrica. Dada esta situación, es necesario garantizar el acceso e inyección a la red eléctrica de la energía producida por los equipos de cogeneración de alta eficiencia basados en pila de combustible, así como dotar a estos de los mecanismos necesarios para garantizar su comercialización. De este modo se contribuye a mejorar la rentabilidad de estos sistemas así como a un mix eléctrico más sostenible.

Mientras que en otros países de la Unión Europea como Alemania, la aplicación de las pilas de combustible ha demostrado que su operación es fiable y rentable, y cuenta con mecanismos de ayuda para su incorporación al mercado, estos mecanismos a nivel nacional son inexistentes.

Buscando la base legal para estas pilas de combustible, cabe destacar que no están contempladas bajo la definición de equipo de cogeneración del Real Decreto 413/2014, a pesar de que en el ya derogado Real Decreto 661/2007 sí que

[7]Proyecto ene.field. *Fuel Cells x Combined Heat and Power*. FCH JU. Grant No 700339.

8 *Pathway to a Competitive European Fuel Cell micro-Cogeneration Market*

aparecían. Esta situación implica que los sistemas de pila de combustible no tienen los mismos beneficios que las unidades de cogeneración de gas natural, limitando su entrada en el mercado español.

Además, al no estar considerados en España como generador eléctrico en régimen especial, ni como productores de calor, no disponen de etiqueta de eficiencia energética, lo que hace más difícil su comparación con las calderas.

8.2. Conclusiones

En un futuro que sigue el camino de la integración de las energías renovables, una mejora de la eficiencia energética, hacia la gestión de la producción de la energía sostenible en España, se necesita ir en cabeza y promover de la mejor manera posible estas tecnologías las cuales pueden ayudar al país con sus objetivos de reducción de emisiones para 2050.

De acuerdo con la Directiva de Eficiencia Energética, los Estados Miembros deben particularmente facilitar la conexión a la red eléctrica de la electricidad generada por las unidades de alta eficiencia de cogeneración. Por ello, los operadores de la red de gas deben adoptar procedimientos sencillos de conexión a la red de gas ("instalar y notificar") de estos equipos. Adicionalmente los operadores de la red eléctrica deben garantizar el acceso a red eléctrica, así como dar prioridad a la generación y distribución de electricidad producida desde fuentes de cogeneración de alta eficiencia. Pese a ello, en España, las pilas de combustible simplemente no están reconocidas como equipos de cogeneración de alta eficiencia por tanto no se pueden beneficiar a tal efecto ni tampoco pueden optar al régimen especial de productores de electricidad.

La Directiva de Eficiencia Energética requiere que los Estados Miembros evalúen el potencial de la cogeneración, incluyendo la cogeneración, así como introducir medidas que promocionen la misma. Todo ello depende de la implementación y transposición nacional de las directivas, momento en el que la pilas de combustible de cogeneración deben ser reconocidas como una tecnología elegible para la reducción de emisiones de CO_2 de los edificios, proporcionando eficiencia energética y soluciones de redes inteligentes. Todo ello debe ser revisado en el panorama nacional puesto que las pilas de combustible fueron reconocidas en el Real Decreto 661/2007, ya derogado, y no en el nuevo Real Decreto 413/2014. Adicionalmente debe considerarse que el combustible de estas pilas puede ser el hidrógeno, el gas natural, o el metanol, debido a la flexibilidad que ofrecen estos equipos.

Las pilas de combustible son también una alternativa para los sistemas aislados, porque gracias a las energías renovables, la integración del ciclo del hidrógeno y el uso de las nuevas tecnologías, es posible proveer con electricidad y calor zonas aisladas sin la necesidad de tendido eléctrico, al mismo tiempo que se evitan emisiones y se protege el medio ambiente.

8.3. Recomendaciones nacionales

- Establecer una política integral y el desarrollar el estatus legal por el que se reconozca la eficiencia energética y la funcionalidad de "red eléctrica inteligente" de las pilas de combustible en el ámbito residencial, considerando al mismo tiempo las mismas como sistemas de cogeneración de alta eficiencia.
- Disminuir los procedimientos legales y administrativos para la conexión y el uso de infraestructuras de gas y electricidad, evitando una doble regulación para las pilas de combustible.
- Reintroducir las pilas de combustible específicamente como productor de electricidad en régimen especial para promover su introducción en el mercado al mismo tiempo que se fomente su conocimiento en la sociedad, como ya estaba en el Real Decreto 661/2007, haciendo que las pilas de combustible se consideren bajo el amparo de los equipos de cogeneración, incluidas aquellas que funcionen con hidrógeno.
- Garantizar el acceso y la inyección a la red de la electricidad producida por pilas de combustibles como cogeneración de alta eficiencia y promover los mecanismos de soporte necesarios para su introducción.
- Incluir los sistemas de pilas de combustible de cogeneración como tecnologías de alta eficiencia en las estrategias nacionales y en los requisitos de contratación públicos para la descarbonización del sector de los edificios.
- Realizar un estudio para considerar las posibles integraciones de las pilas de combustible en el sector de la edificación, creando una alternativa para mejorar la eficiencia energética, sobre todo en viviendas para beneficiar a pequeños consumidores.

Referencias

[1] Hydrogen Council, «Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition.», Hydrogen Council, Roadmap, nov. 2017.

[2] Convención Marco sobre el Cambio Climático, «Acuerdo de París sobre el Cambio Climático», UNCCC, Paris, 2015.

[3] Ministerio de la Presidencia y de las Administraciones Territoriales, *Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos*. 2016, p. 7.

[4] Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, *Real Decreto 235/2018, de 27 de abril, por el que se establecen métodos de cálculo y requisitos de información en relación con la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía en el transporte; se modifica el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo; y se establece un objetivo indicativo de venta o consumo de biocarburantes avanzados.* .

[5] Gobierno de Aragón, *LEY 11/2014, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón.* p. 78.

[6] Parlamento Europeo y Consejo, «REGLAMENTO (UE) 2018/ 858 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO - de 30 de mayo de 2018 - sobre la homologación y la vigilancia del mercado de los vehículos de motor y sus remolques y de los sistemas, los componentes y las unidades técnicas independientes destinados a dichos vehículos, por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.o 715/ 2007 y (CE) n.o 595/ 2009 y por el que se deroga la Directiva 2007/ 46/ CE», p. 218.

[7] D. R. Jones, W. A. Al-Masry, y C. W. Dunnill, «Hydrogen-enriched natural gas as a domestic fuel: an analysis based on flash-back and blow-off limits for domestic natural gas appliances within the UK», *Sustainable Energy & Fuels*, vol. 2, n.º 4, pp. 710-723, 2018.

[8] Altfeld K., Pinchbeck D., «Admissible Hydrogen Concentrations in Natural Gas Systems», *Gas to Europe*, p. 16, 2013.

[9] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Resolución de 22 de septiembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 «medición» de las normas de gestión técnica del sistema gasista.* .

[10] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.* p. 66.

[11] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*