

Proyecto Fin de Grado

Ingeniería de la Energía

Sistema Power To Gas

Autor: Manuel Ortiz Pérez

Tutor: Felipe Rosa Iglesias

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Grado
Ingeniería de la Energía
Ahorro y Eficiencia Energética

Sistema Power To Gas

Autor:

Manuel Ortiz Pérez

Tutor:

Felipe Rosa Iglesias

Catedrático de Universidad

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Proyecto fin de grado: Sistema Power To Gas

Autor: Manuel Ortiz Pérez

Tutor: Felipe Rosa Iglesias

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

*A mi familia, amigos y maestros
que me han acompañado en el
camino*

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar me gustaría agradecer a toda mi familia, en especial a mis padres y mis hermanas por todo ese ánimo y apoyo durante todos estos años, tanto en los buenos como en los malos momentos, ya que sin ellos no hubiera sido posible.

A mi tutor Felipe Rosa Iglesias, por darme la oportunidad de realizar este proyecto con él y enseñarme y ayudarme tanto en la asignatura de Sistemas de producción de hidrógeno, la cual me inspiró a querer realizar este proyecto, como posteriormente en la realización del mismo.

A mis compañeros y amigos, con los que he compartido tanto duros momentos que nos enseñaron a aprender, pero también con los que he compartido momentos muy felices y de satisfacción.

A todos esos profesores que me han enseñado, animado y ayudado a continuar aprendiendo.

Por último, me gustaría agradecer a mi tío Manolo Rejano el apoyo y la confianza puesta en mí, y compartir con él la alegría de alcanzar el fin de esta etapa que marcará mi vida.

Manuel Ortiz Pérez

Sevilla, 2020

RESUMEN

La realización de este proyecto, engloba tanto el análisis de la situación actual correspondiente a la investigación de la viabilidad potencial de la tecnología Power to Gas fundamentada en pruebas y ensayos, como la posible evolución y desarrollo de dicha tecnología de cara al futuro a corto y a largo plazo.

En primer lugar, se cimentará la base de nuestro análisis introduciendo las características de la materia prima capital en esta tecnología, el hidrógeno; comprendiendo como tal su obtención, transformación, aplicación y almacenamiento, incluyendo sus ventajas y propiedades aportadas.

Tras esto, se expondrá la metodología y el desarrollo de la formación y la producción de la tecnología, incluyendo los aspectos técnicos que engloban la adicción en la red gasista, además de la situación actual en cuanto a prototipos y ensayos reales tanto nacionales como internacionales. Con ello se llegarán a unas primeras valoraciones de donde enfocar y explotar la tecnología, es decir, hablamos de lugares, infraestructuras, almacenamiento etc. Obteniendo unas primeras ventajas e inconvenientes de la implantación de la tecnología.

A continuación se abordará el ámbito legal, desde la normativa más básica hasta la creación de una normativa común a nivel europea, debido a la existencia de varias diferencias de criterio en cuanto a porcentajes de hidrógeno inyectado en cada país, mantenimiento, niveles de calidad, patrones de seguridad etc. Por ello en el apartado final destinado a las conclusiones, se realizará un planteamiento argumentado de las posibles soluciones a este tema legal.

Posteriormente, al haber analizado los primeros resultados, se desarrolla la posible ambición que ayudará a seguir avanzando en dicha tecnología; centrándonos en los proyectos actuales más punteros a nivel nacional y a nivel europeo, y también en sus ventajas para reducir la contaminación, en las cuáles será imprescindible el papel de las empresas. Seguidamente se analiza el posible impacto esperado, tanto tecnológico como económico, incluyendo para este último un desglose de costes y beneficios en todas las vertientes.

Finalmente se expondrán las conclusiones obtenidas tras el análisis del estudio de este proyecto, afrontando todas las vertientes mencionadas y priorizando las ventajas inmediatas que supone la tecnología P2G.

ABSTRACT

The realization of this project includes both the analysis of the current situation corresponding to the investigation of the potential viability of Power to Gas technology based on tests and trials, as well as the possible evolution and development of said technology for the short and long-term future.

Firstly, the basis of our analysis will be laid by introducing the characteristics of the capital raw material in this technology, hydrogen; understanding as such its obtaining, transformation, application and storage, including its advantages and contributed properties.

After this, the methodology and the development of the formation and production of the technology will be presented, including the technical aspects that include the addition in the gas network, in addition to the current situation in terms of prototypes and real tests, both national and international. With this, first evaluations will be reached on where to focus and exploit the technology, that is, we talk about places, infrastructures, storage etc. Obtaining first advantages and disadvantages of the implementation of the technology.

Next, the legal field will be addressed, from the most basic regulations to the creation of a common regulation at a European level, due to the existence of several differences of criteria regarding percentages of hydrogen injected in each country, maintenance, quality levels, safety standards etc. Therefore, in the final section devoted to conclusions, an argued approach to possible solutions to this legal issue will be made.

Subsequently, having analyzed the first results, the possible ambition is developed that will help to continue advancing in said technology; also focusing on its advantages to reduce pollution, in which the role of companies will be essential. We then analyse the possible expected impact, both technological and economic, including for the latter a breakdown of costs and benefits in all aspects.

Finally, the conclusions obtained after the analysis of the study of this project will be presented, dealing with all the mentioned aspects and prioritizing the immediate advantages of P2G technology.

Agradecimientos	8
Resumen	10
Abstract	11
Índice	12
Índice Tablas	14
Índice Ilustraciones	15
Notación	17
1 Objetivo	19
2 Introducción	20
2.1. <i>Hidrógeno molecular</i>	21
2.2. <i>El Hidrógeno como vector energético</i>	23
2.3. <i>Almacenamiento de Hidrógeno</i>	24
2.4. <i>Viabilidad y Trayectoria P2G</i>	26
2.4.1 <i>Plantas ensayos y aplicaciones iniciales</i>	27
2.4.2 <i>Primeros proyectos y aplicaciones</i>	31
3 Metodología y desarrollo de la tecnología	35
3.1 <i>Alternativas de inyección de Hidrógeno</i>	36
3.2 <i>Condiciones técnicas de la inyección de hidrógeno en la red gasista</i>	38
3.2.1 <i>Integridad de las redes de distribución</i>	38
3.2.2 <i>Almacenamiento subterráneo de Hidrógeno</i>	39
3.2.3 <i>Variables medidas en la inyección</i>	39
3.2.4 <i>Capacidad técnica de la red</i>	40
3.2.5 <i>Gestión de sistemas y redes de información</i>	41
3.3 <i>Infraestructura, almacenamiento y transporte</i>	42
4 Normativa Legal	45
4.1 <i>Situación Legal en Europa</i>	46
4.2 <i>Situación legal en España</i>	51
4.3 <i>Seguridad de la tecnología P2G</i>	58
5 Ambición	64
5.2 <i>Ambición y retos de la Unión Europea</i>	65
5.2 <i>Ambición y retos en España</i>	70
6 Impacto	74
6.1 <i>Impacto a nivel internacional</i>	75
6.2 <i>Impacto a nivel nacional</i>	80
6.3 <i>Impactos generales: eficiencia tecnología P2G</i>	83
7 Desarrollo Económico	84
7.1 <i>Costes de Biometano producido vía digestión anaerobia</i>	84
7.2 <i>Costes del Gas Natural Sintético</i>	87
7.3 <i>Costes del Hidrógeno producido vía electrólisis a partir de electricidad renovable</i>	88
7.4 <i>Costes de la Energía P2G en la Unión Europea</i>	90
8 Conclusiones	93

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1. Propiedades Hidrógeno. <i>Fuente: Lenntech</i>	21
Tabla 2. Diferencias de capacidad entre la electricidad y el gas natural. <i>Fuente: departamento de nuevas energías e innovación, Enagas</i>	44
Tabla 3. Especificaciones de calidad del gas introducido en la red gasista en España. <i>Fuente: Protocolo de Detalle PD01 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS, Enagas</i>	56
Tabla 4. Especificaciones de calidad de gases procedentes de fuentes no convencionales en España. <i>Fuente: Protocolo de Detalle PD01 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS, Enagas</i>	57
Tabla 5. Transición de eficiencia energética según los distintos campos de aplicación de la tecnología P2G. <i>Fuente: The Oxford Institute for Energy Studies</i>	83
Tabla 6. Tecnologías básicas de digestión anaerobia. <i>Fuente: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.</i>	85
Tabla 7. Costes de producción de biogás. <i>Fuente: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.</i>	85
Tabla 8. Coste de inyección del Biometano. <i>Fuente: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.</i>	86
Tabla 9. Coste total del Biometano. <i>Fuente: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.</i>	86
Tabla 10. Coste de la producción de GNS mediante gasificación. <i>Fuente: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa</i>	87
Tabla 11. Coste del GNS a partir de 10 MW de electricidad. <i>Fuente: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.</i>	88
Tabla 12. Valor energético y climático del gas y la electricidad. <i>Fuente: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.</i>	89

ÍNDICE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Ciclo energético del hidrógeno. Fuente: Dpto. de Física de Materiales. Facultad de Ciencias. Universidad Autónoma de Madrid (Mayo-agosto 2019)	23
Ilustración 2. Tipos de almacenamientos a pequeña escala. Fuente: Centro Nacional de Hidrógeno.	25
Ilustración 3. Esquema de fases de la tecnología P2G. Fuente: Fraunhofer ISE 2013	27
Ilustración 4. Electrolizadores y grupo electrógeno de 1,4 MW. Fuente: HYCHICO	29
Ilustración 5. Sistema híbrido renovable. Fuente: Juwi	30
Ilustración 6. Gráfico de la Planta P2G de Audi en Werlte, proyecto WOMBAT. Fuente: ENERGIE SPEICHER (Alemania)	31
Ilustración 7. Universidad de Keele, Reino Unido con uso doméstico de la red de gas natural con hidrógeno inyectado. Fuente: Hydeploy (UK)	33
Ilustración 8. Esquema de implantación P2G en el sistema de energía general. Fuente: The Oxford institute for energy studies	35
Ilustración 9. Alternativas de inyección de hidrógeno en la red de gas natural. Fuente: Enagás	37
Ilustración 10. Medición de hidrógeno en la red de gas natural. Fuente: Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks junio 2019, proyecto GRHYD (Francia).	41
Ilustración 11. Infraestructura en España para el gas natural y la tecnología P2G. Fuente: departamento de nuevas energías e innovación, Enagas.	43
Ilustración 12. Comparación de distintas capacidades de almacenamiento frente al tiempo de descarga. Fuente: California Hydrogen Business Council Power-to-Gas	44
Ilustración 13. Situación de la tecnología P2G a nivel europeo según: desarrollo-trabajando-parado (verde-naranja-azul). Fuente: The effects of hydrogen injection in natural gas networks for the Dutch underground storages' Final Report, Commissioned by the ministry of Economic Affairs	45
Ilustración 14. Porcentajes actuales en desarrollo de los distintos países europeos. Fuente: Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities, Hydrogen injection into the natural gas grid. Roland Berger, Bruselas 2017	47
Ilustración 15. Laboratorio de investigación de hidrógeno para la inyección al gas. Fuente: Gas Natural Fenosa	59
Ilustración 16. Pasos del procedimiento de la Directiva de evaluación del impacto ambiental. Fuente: European Legislative and Regulatory Framework on Power-to-Gas, 2017	61
Ilustración 17. Distribución de la potencia renovable instalada en España. Fuente: Red Eléctrica de España, Enagas	71
Ilustración 18. Producción fotovoltaica mensual. Fuente: Centro Tecnológico de Gas Natural Fenosa	71
Ilustración 19. Generación eólica mensual. Fuente: Centro Tecnológico de Gas Natural Fenosa	72
Ilustración 20. Duración de periodos de excedentes. Fuente: Centro Tecnológico de Gas Natural Fenosa	73
Ilustración 21. Planta piloto P2G. Fuente: Hystock, Aardgasbuffer Zuidwending, Holanda	79
Ilustración 22. Integración y desarrollo de la planta piloto de 15 kW. Fuente: Renovagas, Proceso de Generación de Gas Natural Renovable	81
Ilustración 23. Esquema de funcionamiento de la planta y su instalación.. Fuente: Parque Eólico Experimental de Sotavento, Naturgy (Gas Natural Fenosa).	82
Ilustración 24. Precios mensuales de la electricidad. Fuente: Energy prices and costs in Europe, European Comission, Bruselas 2019	91

Ilustración 25. Costes al por mayor a nivel mundial (azul-rojo-verde son UE-EEUU-ASIA). *Fuente: Energy prices and costs in Europe, European Comission, Bruselas 2019* 92

NOTACIÓN

P2G	Power To Gas
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono
UE	Unión Europea
GLP	Gas de petróleo licuado
PCI	Poder calorífico inferior
PCS	Poder calorífico superior
CP	Calor específico
CMNUC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
OMS	Organización Mundial de la Salud
MW	Potencia en megavatios
H ₂ S	Ácido sulfhídrico
CENELEC	Comité Europeo para Estandarización Electrotécnica
PTG	Sistemas Power To Gas
CEN	Comité Europeo de Normalización
CE	Conformidad Europea (marca europea)
ACER	Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía
GNS	Gas Natural Sintético
COS	Sulfuro de carbonilo
RSH	Mercaptanos
HC	Hidrocarburos
CH ₄	Metano
NH ₃	Amoniaco
NGTS	Normas de Gestión Técnica del Sistema

1 OBJETIVO

El objetivo de este proyecto es el análisis y la investigación de la tecnología Power To Gas, desde los inicios de su trayectoria como los últimos proyectos actuales. Mediante este análisis se pretenden abordar todas las competencias necesarias para presentar esta tecnología como una alternativa real a las existentes, hasta el punto que pueda convertirse en un sustituto del gas natural y en una complementación de la energía eólica.

La inmersión en estas competencias consiste en analizar en primer lugar la eficiencia de los sistemas P2G, evaluando sus aplicaciones y buscando las posibles innovaciones y mejoras en equipos y materiales. Con ello se verá reflejado su potencial en ejecución, almacenamiento, transporte... y si será capaz de alcanzar una eficiencia energética al nivel de la Unión Europea.

En segundo lugar implementar medidas de seguridad, regulatorias y legales para poder tanto gestionar su impacto en proyectos a pequeña y gran escala, como realizar un seguimiento de la calidad del gas. De esta forma las empresas podrán comercializar con las mejoras de esta tecnología, siguiendo una política legal común.

En tercer lugar, se analizará la parte económica, empezando por la inversión que requiere un sistema P2G y su puesta en marcha. A continuación se examinará el cambio que supondría sustituir esta tecnología por la distribución de gas natural, y que beneficios aportaría junto a la energía eólica. También se evaluará el personal necesario y su mantenimiento. Con todo este análisis financiero se busca reflejar la magnitud de la inversión con sus ventajas e inconvenientes.

Para concluir, se considerará el impacto medioambiental que supone los sistemas Power To Gas, ya que no hay mayor beneficio actual que reducir el coste de nuestra tierra. Por tanto, se verificará la influencia que tiene esta energía limpia en cuanto a emisiones y reducción del uso de combustibles fósiles.

2 INTRODUCCIÓN

La razón principal que lleva a la realización de este proyecto, no es otra que la búsqueda de implantar nuevas tecnologías limpias en la actualidad, analizando los campos de mejora y los puntos fuertes de contaminación, de forma que una sustitución de tecnología suponga en mayor o menor medida unos beneficios en eficiencia pero sobretodo unos beneficios en descontaminación. Este razonamiento lleva a considerar una tecnología en ascenso que busca convertirse en una alternativa puntera a nuestros ya conocidos combustibles fósiles, más concretamente como una alternativa a la red de gas natural.

Power To Gas (P2G) consiste en la adicción de hidrógeno al gas natural para usos domésticos y comerciales, por tanto lo convierte en una herramienta útil para la energía eléctrica y para el uso industrial. El objetivo no es otro que la introducción progresiva de esta tecnología en nuestra actualidad, para ello se pretende avanzar en los dos grandes bloques que capitalizan su desarrollo: la calidad y eficiencia de la producción y la legislación que la rige.

La metodología a seguir para el desarrollo de esta tecnología se divide principalmente en dos tipos, una de inyección directa y otra de transformación en gas sintético, metano o GLP. A su vez se reflejaran las distintas maneras de llevarla a cabo según la finalidad, desde la inmersión en hogares como la adherencia a plantas eólicas.

El posible alcance de este estudio dependerá de los límites máximos alcanzados dentro de la investigación, ya que esta tecnología se encuentra todavía en un periodo de consolidación. Sin embargo, siguiendo los objetivos de la Unión Europea de reducción de los gases por efecto invernadero, el sistema Power To Gas puede ser una pieza clave, como también lo es para la energía eólica, cuyo aprovechamiento mediante P2G es superior al 40%.

A continuación se llevará a cabo un completo desglose de estos apartados mencionados anteriormente, de forma que su desarrollo nos permita razonar y analizar los objetivos planteados para este proyecto.

2.1. Hidrógeno molecular

El hidrógeno molecular, es evidentemente la piedra angular de nuestro proyecto, ya que en base a ella se construye la tecnología P2G. Se define como el elemento químico de número atómico 1, masa atómica 1,007 y símbolo H. Además, se trata de un gas incoloro e inodoro muy reactivo y presente en todos los componentes de la materia viva y en muchos minerales, siendo el elemento más abundante en el universo. El hidrógeno es la sustancia más inflamable de todas las que se conocen, y es un poco más soluble en disolventes orgánicos que en el agua, lo que lo convierte en una herramienta altamente útil en la producción de energía. [1]

El hidrógeno molecular (H₂) es un combustible que al combinarse con el oxígeno genera una gran cantidad de energía (120 MJ/kg) y agua como residuo. Sin embargo, no existen yacimientos de hidrógeno en nuestro planeta. Por tanto, es necesario extraerlo de otros compuestos, empleando una cierta cantidad de energía para ello. A temperaturas ordinarias el hidrógeno es una sustancia poco reactiva a menos que haya sido activado de alguna manera (por ejemplo por un catalizador adecuado), pero a temperaturas elevadas es muy reactivo. La energía empleada para extraerlo, queda almacenada en forma de enlaces químicos en la molécula de hidrógeno y una parte de ella puede recuperarse después mediante su combustión. [2] [26]

Propiedades	Valores
Densidad (ρ)	0.0899 kg/Nm ³ (gas)
Masa atómica	1,00797 g/mol
Punto de ebullición	-252,7 °C
Punto de fusión	259,2 °C
Poder calorífico superior (PCS)	141.86 MJ/kg
Poder calorífico inferior (PCI)	120 MJ/kg
Calor específico (Cp)	14.2 J/kgK

Tabla 1. Propiedades Hidrógeno. Fuente: *Lenntech*

Existen distintos métodos de producción de hidrógeno. Se puede producir a partir de distintas materias primas, distintas fuentes de energía y por distintos procedimientos. Según sean la materia prima y la fuente energética utilizada para producirlo se podrá hablar de procesos 100% renovables, 100% fósiles o híbridos en un determinado porcentaje. Según estos procedimientos y estas fuentes de energía, los usos y las aplicaciones del hidrógeno variaran considerablemente, ya que los tipos de procesos están en concordancia con los fines planteados, distinguiendo dichos fines entre renovables y fósiles.

Cuando el hidrógeno se produce por procesos fósiles, su empleo más importante es en la síntesis del amoníaco. La utilización del hidrógeno está aumentando con rapidez en las operaciones de refinación del petróleo, como el rompimiento por hidrógeno (hydrocracking), y en el tratamiento con hidrógeno para eliminar azufre. Se consumen grandes cantidades de hidrógeno en la hidrogenación catalítica de aceites vegetales líquidos, insaturados para obtener grasas sólidas, y a su vez la hidrogenación se utiliza en la manufactura de productos químicos orgánicos. Grandes cantidades de hidrógeno se emplean como combustible de cohetes, en combinación con oxígeno o flúor, y como un propulsor de cohetes impulsados por energía nuclear.

Por otro lado, cuando el hidrógeno es producido usando fuentes de energía renovables y se aprovecha para la alimentación eléctrica de las pilas de combustible de alta eficiencia, los beneficios medioambientales del hidrógeno son aún mayores. Además, el hidrógeno puede ser producido y almacenado utilizando los excedentes de energía producida por las energías renovables, como la solar, la eólica, la hidráulica etc. Puede ser producido localmente, en grandes instalaciones centrales o en pequeñas unidades distribuidas ubicadas en o cerca del punto de uso; Esto significa que todas las zonas, incluso áreas remotas, puedan convertirse en productores de energía.

Finalmente, también se pueden aplicar muy diversos métodos para preparar hidrógeno gaseoso. La elección del método depende de factores como la cantidad de hidrógeno deseada, la pureza requerida y la disponibilidad y costo de la materia prima. Entre los procesos que más se emplean están las reacciones de metales con agua o con ácidos, la electrólisis del agua, la reacción de vapor con hidrocarburos u otros materiales orgánicos, y la descomposición térmica de hidrocarburos. La principal materia prima para la producción de hidrógeno son los hidrocarburos, como el gas natural, gas de aceite refinado, gasolina, aceite combustible y petróleo crudo.

Toda esta serie de usos, se da porque el hidrógeno es constituyente de un número muy grande de compuestos que contienen uno o más de otros elementos. Esos compuestos incluyen el agua, los ácidos, las bases, la mayor parte de los compuestos orgánicos y muchos minerales, y se denominan generalmente hidruros. De esta forma se comprueba su completa aparición en numerosas situaciones de la tierra.

A su vez, un kilogramo de hidrógeno puede liberar más energía que un kilogramo de cualquier otro combustible (casi el triple que la gasolina o el gas natural), y para liberar esa energía no emite nada de dióxido de carbono, tan sólo vapor de agua, por lo que el impacto ambiental es nulo. [3] [26]

2.2. El Hidrógeno como vector energético

La idea de usar el hidrógeno como vector energético se basa en un ciclo conceptualmente muy sencillo. En primer lugar, es necesario emplear energía (la energía que se desea almacenar, proveniente de los excedentes de producción de centrales renovables) para descomponer las moléculas de agua, generando así oxígeno e hidrógeno, de acuerdo con su reacción ($2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$). De esta manera, una parte de la energía empleada queda almacenada en los nuevos enlaces químicos formados. Una vez separados estos dos gases, el oxígeno puede enviarse directamente a la atmósfera, mientras que el hidrógeno debe almacenarse adecuadamente para su posterior transporte y/o uso. Este proceso puede requerir un paso previo de compresión o licuefacción del gas, o bien hacerse directamente en función del método de almacenamiento empleado. Finalmente, cuando se desee usar el combustible y recuperar la energía almacenada debe realizarse la combustión del hidrógeno para formar de nuevo agua (la reacción inversa a la de obtención de hidrógeno), cerrando así el ciclo.

Una de las ventajas de este ciclo energético es el uso de una materia prima muy abundante, el agua. Esto hace que sea susceptible de emplearse para acumular grandes cantidades de energía, con un impacto medioambiental muy bajo. Además, la tecnología en que se basan los distintos componentes del ciclo del hidrógeno (electrolizadores, separadores, acumuladores, pilas de combustible, etc.) está bastante madura. [2]

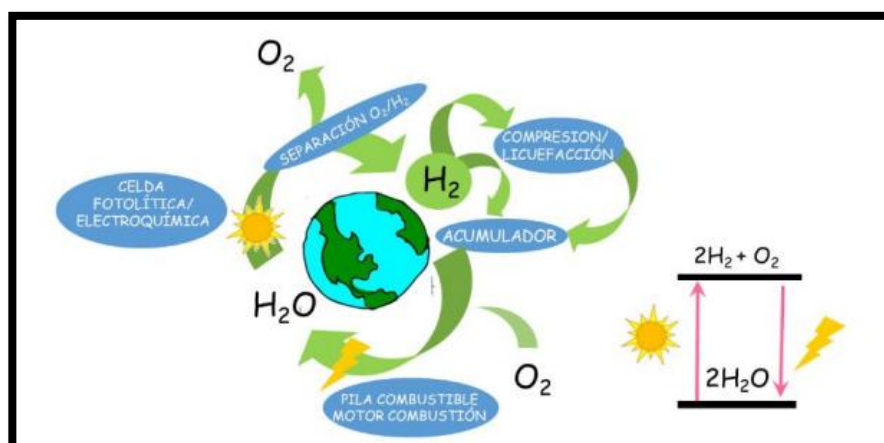


Ilustración 1. Ciclo energético del hidrógeno. Fuente: Dpto. de Física de Materiales. Facultad de Ciencias. Universidad Autónoma de Madrid (Mayo-agosto 2019)

La molécula de agua es muy estable y su descomposición en H_2 y O_2 gaseosos requiere una energía de 286 KJ/mol en condiciones normales de presión (1 atm) y temperatura (25°C), casi 6 veces más energía que la necesaria para obtener hidrógeno a partir de gas natural, naftas o carbón. Convencionalmente esta energía suele ser eléctrica (electrolizador) o energía térmica (reactores de alta temperatura). No obstante, la propuesta del sistema de hidrógeno es que la energía primaria provenga del sol.

La obtención de H_2 a partir de agua usando como fuente de energía el sol, se puede lograr por distintas vías. Las disponibles actualmente son aquellas que utilizan la energía solar para producir electricidad, de forma directa (energía fotovoltaica) o indirecta (energía eólica, biomasa, hidráulica...), para alimentar electrolizadores que descomponen el agua electroquímicamente aplicando una corriente eléctrica. Estas

tecnologías son comerciales actualmente, tanto las de generación de energía eléctrica como electrolizadores.

Aunque por lo general es diatómico, el hidrógeno molecular se disocia a temperaturas elevadas en átomos libres. El hidrógeno atómico es un agente reductor poderoso, aun a la temperatura ambiente, y reacciona con los óxidos y los cloruros de muchos metales, entre ellos la plata, el cobre, el plomo, el bismuto y el mercurio, para producir los metales libres. Reduce a su estado metálico algunas sales, como los nitratos, nitritos y cianuros de sodio y potasio, y reacciona con cierto número de elementos, tanto metales como no metales, para producir hidruros, además de producir peróxido de hidrógeno con oxígeno. Con compuestos orgánicos, el hidrógeno atómico reacciona para generar una mezcla compleja de productos, como etano y butano. El calor que se libera cuando los átomos de hidrógeno se recombinan para formar las moléculas de hidrógeno se aprovecha para obtener temperaturas muy elevadas en soldadura de hidrógeno atómico.

El hidrógeno reacciona con oxígeno para formar agua y esta reacción es extraordinariamente lenta a temperatura ambiente; pero si la acelera un catalizador, como el platino, o una chispa eléctrica, se realiza con violencia explosiva. Los óxidos de muchos metales son reducidos por el hidrógeno a temperaturas elevadas para obtener el metal libre o un óxido más bajo. El hidrógeno reacciona a temperatura ambiente con las sales de los metales menos electropositivos y los reduce a su estado metálico. En presencia de un catalizador adecuado, el hidrógeno reacciona con compuestos orgánicos no saturados adicionándose al enlace doble. [2] [26]

2.3. Almacenamiento de Hidrógeno

A diferencia de lo que sucede en otros sistemas, donde la energía se acumula frecuentemente en forma de combustibles líquidos o sólidos (gasolina, carbón,...), el hidrógeno es un gas en condiciones normales de presión y temperatura y, como tal, su acumulación plantea desafíos íntimamente relacionados con el aumento de su densidad energética por unidad de volumen y su seguridad. Así, la acumulación de 1 kg de hidrógeno implica, mediante diferentes vías, una drástica reducción del elevado volumen que ocupa (11 m^3) como gas a 25°C y a 1 bar de presión. Esta disminución debe mantener, además, ciertos requisitos de seguridad y económicos en función de la aplicación en la que va a ser utilizado. En este contexto, hay dos maneras básicas de reducir ese volumen: mediante un aumento de presión (Ley de Boyle-Mariotte) y/o mediante una disminución de la temperatura (Ley de Gay-Lussac)

En el primer caso, el hidrógeno se acumula en botellas bajo presiones elevadas. La tecnología actual permite comprimir y acumular el hidrógeno molecular en el interior de botellas de fibras de carbono reforzadas, hasta presiones de alrededor de 800 bar. Esto permite alcanzar valores de densidad volumétrica ($36 \text{ kgH}_2/\text{m}^3$) más de dos órdenes de magnitud superiores que en condiciones normales ($0,09 \text{ kgH}_2/\text{m}^3$).

El segundo caso es la acumulación en estado líquido de las moléculas de H_2 . Para ello, se necesita mantener el hidrógeno en el interior de botellas a una temperatura inferior a -251°C . En esas circunstancias la capacidad volumétrica es el doble que la obtenida a alta presión ($74 \text{ kgH}_2/\text{m}^3$), pudiendo ser un método válido para

ciertas aplicaciones. [2]

Y en un tercer caso encontramos el almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos, donde el hidrógeno se puede almacenar en forma gaseosa a presiones bajas mediante una reacción química con una aleación absorbente de hidrógeno por la que se forma un hidruro sólido. Existen varias aleaciones metálicas y compuestos inter-metálicos que reaccionan con el hidrógeno, donde controlando la temperatura y la presión de manera adecuada se puede ajustar el sentido de la reacción química, es decir, estos metales se pueden cargar o descargar de hidrógeno. [4]



Ilustración 2. Tipos de almacenamientos a pequeña escala. *Fuente: Centro Nacional de Hidrógeno.*

Posteriormente a lo largo de este proyecto, desarrollaremos otra forma de almacenamiento en concordancia con la tecnología P2G referente a los excedentes de energías renovables, como se ha nombrado previamente en este proyecto. Cabe adelantar, que este método de almacenamiento da la opción de abarcar mucha más capacidad y por tanto utilizarse con unos objetivos a mayor escala, lo cual supone un importante adelanto. Sin embargo, más adelante se analizarán las cuestiones técnicas además de las ventajas e inconvenientes que suponen ese tipo de almacenamiento.

2.4. Viabilidad y Trayectoria P2G

Durante varios años, los principales operadores de la industria del gas han abogado por que, dado que el gas natural tiene las emisiones de dióxido de carbono más bajas entre los combustibles fósiles, la forma "obvia" de reducir las emisiones de carbono era cambiar de otros combustibles fósiles al gas natural. En particular, en el sector de generación de energía, se observó que el cambio del carbón al gas, con cierta justificación, producía importantes ahorros de CO₂. De esta forma se allanaría el camino hacia el objetivo a largo plazo de que el sistema energético debería acercarse a la neutralidad de carbono para 2050. [5]

Por otro lado, la electricidad es el principal vector energético en la actualidad, ya que permite transportar la energía desde las centrales de producción hasta los usuarios, a través de la red eléctrica. Sin embargo, es difícil de almacenar. En la actualidad disponemos de una capacidad de almacenamiento de energía eléctrica muy baja (inferior al 5%), lo que implica que su producción debe estar sincronizada con la demanda, encendiendo y apagando las centrales de producción según las predicciones de consumo, que se van actualizando constantemente. Por tanto, la implantación de centrales de producción renovables requiere, dado su carácter intermitente, el desarrollo de nuevas formas de acumulación de energía a gran escala. [6]

Ante estas circunstancias encontramos los sistemas P2G, una tecnología capaz de afrontar ambas vertientes, reduciendo el consumo de gas natural acoplando la generación con la demanda y transformando los excedentes de energía renovables en H₂ que es fácilmente transportable como aditivo en la red de Gas Natural (dependiendo del %) o como Gas Natural sintético, además de colocarse a disposición de esas energías como generador para incrementar el suministro de electricidad.

El poder de la tecnología Power To Gas, se basa en el principio de la electrólisis, es decir usar electricidad para separar el agua en sus partes componentes de hidrógeno y oxígeno. Si bien el principio se conoce desde mediados del siglo XIX, las plantas piloto experimentales P2G se desarrollaron a fines de la década de 1990 y a principios de la década de 2000, una vez que el potencial para un despliegue comercial generalizado ha surgido en primer plano. No obstante los avances más remarcables aparecen en los últimos cinco años, debido a particularmente la disponibilidad de renovables. [5]

Y es que la disponibilidad de esta tecnología hacia las energías renovables define su importante flexibilidad en el sistema eléctrico: flexibilidad con respecto al tiempo, ubicación y almacenamiento. La flexibilidad de tiempo de un sistema P2G es que es capaz de adaptar el tiempo usando electricidad al tiempo que produce hidrógeno. A su vez, dado que las líneas de la red eléctrica de alto voltaje son un capital intensivo, pueden conducir a reducciones significativas durante el transporte de energía renovable, especialmente cuando se genera en forma remota, es decir si las ubicaciones están alejadas de los centros de demanda con distancias muy grandes; Es por ello que P2G aventaja pudiendo suministrar a los usuarios consumidores de electricidad con energía renovable sin la necesidad de transformar sus propios sistemas de energía.

Y finalmente, si una planta está equipada con una instalación para almacenar el hidrógeno, el momento de la producción del proceso puede adaptarse completamente a las fluctuaciones de los precios de la electricidad, y ser entregado al mercado.[7]

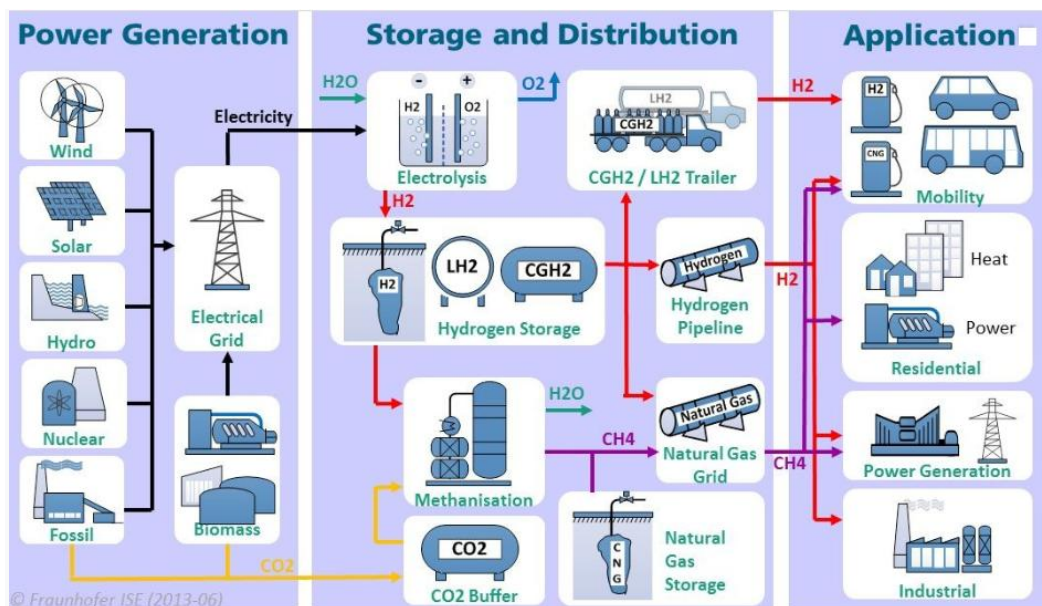


Ilustración 3. Esquema de fases de la tecnología P2G. Fuente: Fraunhofer ISE 2013

2.4.1 Plantas ensayos y aplicaciones iniciales

El incremento del trabajo y la investigación en el desarrollo de tecnologías limpias despegó considerablemente con dos acontecimientos en forma de tratados. Ambos acontecimientos reúnen a representantes de todo el mundo por el compromiso en la reducción de gases de efecto invernadero que provocan el cambio climático y el calentamiento global.

El Tratado de Kioto (Japón), celebrado en 1997, es un protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causantes del calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), y los otros tres son gases industriales fluorados: hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆). El Tratado de Kioto sienta las bases para la concreción del compromiso de reducir las emisiones un 7% en la década siguiente, compromiso que habían alcanzado los países que se reunieron en Río cinco años antes.

En 1998, los países industrializados aumentaron sus emisiones hasta un 10%, entre ellos EE.UU., que sobrepasó los límites aumentándolas más de un 20%. Para evitar los controles, muchos de estos países han trasladado sus fábricas a naciones en vías de desarrollo, donde las emisiones están creciendo a una

media de un 6% anual. [8]

El Tratado de París que tiene lugar el 12 diciembre de 2015, dio lugar a un acuerdo histórico de las Partes de la CMNUC para combatir el cambio climático y acelerar e intensificar las acciones e inversiones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono. El Acuerdo de París se basa en la convención y, por primera vez, hace que todos los países tengan una causa común para emprender esfuerzos ambiciosos para combatir el cambio climático y adaptarse a sus efectos, con un mayor apoyo para ayudar a los países en desarrollo a hacerlo. El objetivo central del Acuerdo de París es reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático manteniendo el aumento de la temperatura mundial en este siglo muy por debajo de los 2 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar aún más el aumento de la temperatura a 1,5 grados centígrados. [8]

Para alcanzar estos ambiciosos objetivos, es preciso establecer un marco tecnológico nuevo y mejorar el fomento de la capacidad, con el fin de apoyar las medidas que adopten los países en desarrollo y los países más vulnerables, en consonancia con sus propios objetivos nacionales, y movilizar y proporcionar los recursos financieros necesarios. Estos acuerdos también prevén un marco mejorado de transparencia para la acción y el apoyo. En base a esta nueva situación y ante los nuevos objetivos mundiales se desarrollan tecnologías como los sistemas Power To Gas, y empezamos a encontrar las primeras plantas pilotos y los primeros proyectos iniciales.

Para organizar los proyectos desde los inicios y poder evaluarlos, hay que reunir la información correspondiente al uso del producto y sus condiciones que le rodean. Comenzando por el año de inicio del proyecto, su ubicación, la puesta en servicio, el estado operativo y la inyección de la red de gas. Además de información referente a la entrada de energía del electrolizador, producción de hidrógeno, tecnología de metanización, producción de metano y fuente de dióxido de carbono.

Los proyectos son evaluados con respecto a sus gases producto objetivo. El análisis posterior se centra en la elección de la tecnología de electrolizadores y si se produce o no mediante metanización, junto con la elección de tecnologías de reactores para dicha metanización. Las fuentes de carbono se cuantifican para proyectos en los que se implementa la metanización. También se cuantifica la capacidad instalada y se proporciona una proyección.

Para los países con mayor actividad de P2G, el desarrollo de la energía eléctrica instalada y del número de proyectos se da en los años 2003 a 2020, diferenciando entre proyectos de hidrógeno y metano. El tamaño medio de la planta se examina con respecto al rendimiento anual desde 1993 por un lado, y el desarrollo por país, por otro. Se evalúan las fases de utilización del gas del producto y se cuantifica la producción total de gas y la eficiencia media en proyectos activos. El tamaño medio de la planta también se examina con respecto al rendimiento anual desde 1993 por un lado, y al desarrollo por país, por otro.

Inicios de la tecnología P2G

La primera propuesta seria de uso del hidrógeno aparece en 1994, tras la cumbre de la tierra de 1992 que planteaba el problema del conflicto ecológico. Con el fin de dejar atrás esa dependencia de los combustibles fósiles, se inicia una nueva transición hacia tecnologías renovables. Sin embargo, el inicio de ese primer proyecto relacionado con el hidrógeno data de 1986, en el que toman parte la comunidad europea y el gobierno de Quebec. El proyecto piloto llamado Hidro-Hidrógeno, prepara una planta piloto de hidrólisis de 80-100 MW de potencia listo para ponerse en marcha en 1995, para producir unos 20.000 m³ de hidrógeno por hora que es almacenado y transportado. Finalmente, este mismo proyecto es destinado también a la electricidad. [28]

El primero de los proyectos de instalación de una planta de hidrógeno fue en 2008, por parte de la compañía HYCHICO, cuya planta se encuentra ubicada aproximadamente a 20 Km de la Ciudad de Comodoro Rivadavia (Argentina). La planta cuenta con dos electrolizadores con una capacidad total de 120 Nm³/h de hidrógeno y 60 Nm³/h de oxígeno. El hidrógeno de alta pureza es mezclado con gas natural para alimentar un generador de 1,4 MW, que posee un motor de combustión interna adaptado especialmente para operar con gas rico y/o pobre mezclado con hidrógeno. Es importante destacar que la pureza del hidrógeno producido lo hace especialmente apto para su uso en Celdas de Combustible, y cabe señalar además que las proporciones alcanzadas de hasta un 42% de hidrógeno en mezcla, se encuentran por encima de los rangos internacionales usuales para estos motores de alta potencia, logrando buenos desempeños en cuanto a rendimientos y reducción de emisiones. El oxígeno producido, también de alta pureza (99,998%), es comercializado a alta presión en el mercado de gases industriales. [9]



Ilustración 4. Electrolizadores y grupo electrógeno de 1,4 MW. Fuente: HYCHICO

La primera planta piloto con CO₂ atmosférico es construida en Stuttgart en 2009 por la empresa alemana Fraunhofer, puntera en energías renovables y la compañía Solarfuel, líder en paneles solares en México y uno de los líderes a nivel mundial. Este proyecto además de ser el pionero en este ámbito, sirve de referente a los próximos que le suceden en cuanto al uso del dióxido de carbono atmosférico, ya que eleva los resultados de producción en la tecnología a unos rendimientos del 40 %. De hecho, en 2011 las compañías Juwi y Solarfuel realizan una Segunda prueba, con CO₂ almacenado, testeando una planta eólica adherida a una de P2G, la cual llegó a un rendimiento del 60% y una potencia de 25 kW. [10], [11]



Ilustración 5. Sistema híbrido renovable. *Fuente: Juwi*

Por último, en 2013 E.ON energía, S.L. creada a partir de la fusión entre las empresas VEBA y VIAG (Alemania) y la compañía Electra de Viesgo (España), construye la primera planta alimentada por un parque eólico y usando electrólisis alcalina para inyectar hidrógeno a la red de gas natural. Esta planta consigue una potencia de 2 MW. [12]

2.4.2 Primeros proyectos y aplicaciones

Plantas Industriales

La Primera planta industrial de P2G en el mundo, corresponde al proyecto alemán WOMBAT, y está situada en la localidad germana de Werlte. En este proyecto los investigadores persiguen la idea de combinar la red de electricidad y gas utilizando el excedente de electricidad de fuentes renovables para generar hidrógeno. La planta piloto obtiene unos resultados mayores de 5 MW.

Su sistema buscaba demostrar formas de hacer que la tecnología fuera generalmente rentable y lograr la optimización ecológica en todo el sistema de energía y movilidad. Estos incluyen la optimización técnica de las operaciones combinadas de la planta, el análisis sistémico de la retroalimentación a las redes y en el sector de la movilidad, así como el establecimiento de canales de comercialización practicable para la energía almacenada en el lado de los ingresos. Esto es debido a que las plantas de P2G solo serán capaces de proporcionar el servicio del sistema requerido si se puede lograr la rentabilidad general, lo que abre la posibilidad de que la tecnología se extienda aún más en función de la inversión. En consecuencia, un enfoque particular del proyecto es analizar y optimizar los factores que tienen una mayor influencia en los costos e ingresos.

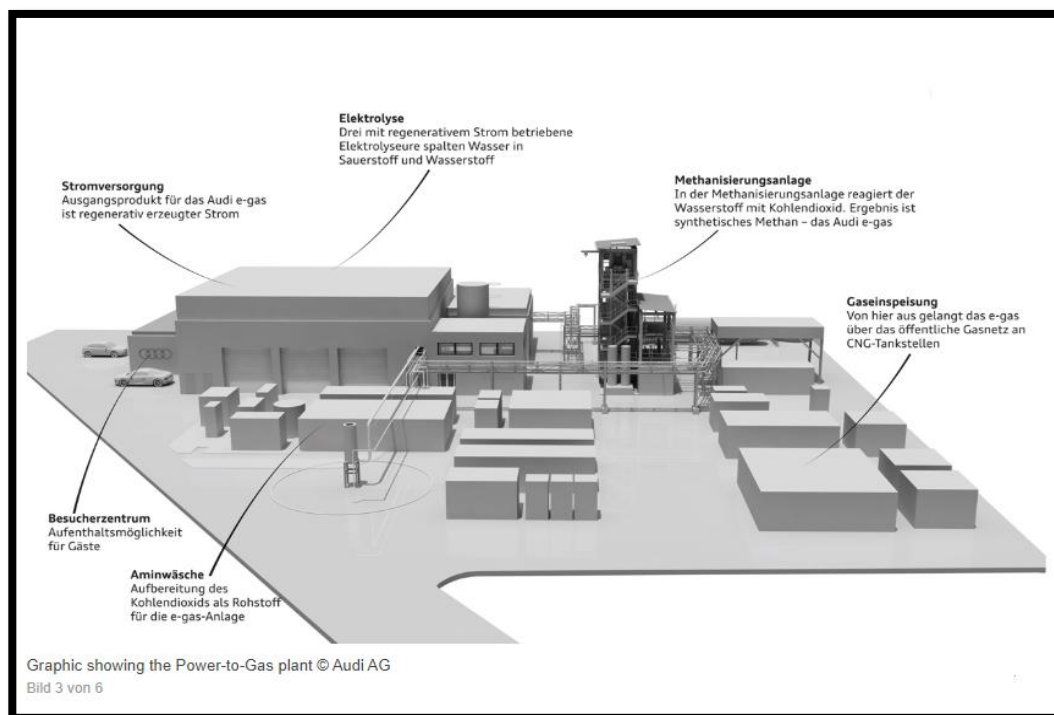


Ilustración 6. Gráfico de la Planta P2G de Audi en Werlte, proyecto WOMBAT. Fuente: ENERGIE SPEICHER (Alemania)

En 2011 la empresa toma la decisión, junto con el constructor de plantas SolarFuel, de construir una planta industrial de energía a gas adyacente a una planta de biometano existente operada por la compañía eléctrica EWE en la región de Emsland del norte de Alemania. La idea era obtener el CO₂ requerido para la metanización de la planta de biogás. La planta de energía a gas estuvo en operación regular hasta finales de 2013, combinando los trabajos básicos en relación con el control de la gestión del calor, el abastecimiento de electricidad, así como el análisis del ciclo de vida y la logística del gas electrónico.

En 2013, otras medidas incluirían la optimización de la planta de biometano destinada a garantizar un mejor suministro a la planta de gas electrónico de dióxido de carbono altamente concentrado. La puesta en servicio de la planta de gas electrónico durante el verano permite que se recopilen datos de las instalaciones de monitoreo y, posteriormente, se puedan iniciar las primeras medidas de optimización técnica para la operación combinada de las dos plantas. Finalmente, en 2014 y años posteriores, se incluyen la optimización ecológica y económica de las operaciones de ambas plantas, particularmente en el contexto de la disponibilidad de sustratos para la planta de biogás y la situación de la red conjunta (electricidad y gas). [13]

Inyección Hidrógeno para uso doméstico

Los primeros ensayos de hidrógeno inyectados en la red para uso doméstico comienzan en Staffordshire, Reino Unido en 2016. Este proyecto piloto llamado HyDeploy, inyecta hidrógeno con cero carbonos en la red de gas natural de la Universidad de Keele, la cual como resultado representa un 20% de hidrógeno de la mezcla de gases en la red, y que suministra a 30 edificios de facultad y 100 propiedades domésticas.

HyDeploy desarrolla la proporción más alta que se está probando en Europa en la actualidad, dado que la legislación vigente del Reino Unido impide que el hidrógeno represente más del 0.1% de la mezcla de la red nacional en cualquier momento. Sin embargo, antes del lanzamiento el consorcio tuvo que solicitar una exención al límite actual de hidrógeno en la red de gas del Reino Unido. Su aplicación fue respaldada por pruebas de laboratorio en aparatos de gas y materiales encontrados dentro de la red de gas de la universidad.

El objetivo de la prueba es proporcionar evidencia práctica de que un gas mezclado con hidrógeno puede integrarse sin interrumpir los servicios de gas a los clientes, además que el hidrógeno representará hasta un 20% del suministro de gas de la Universidad. La firma de soluciones del Laboratorio de Salud y Seguridad supervisa todos los aspectos de seguridad del proyecto, conocido como el programa HyDeploy. La primera fase lleva a cabo controles de seguridad de gas en hogares y edificios en el área cercana, la segunda de una realización de pruebas de laboratorio en aparatos de gas domésticos, mientras que la tercera fase examina el impacto del hidrógeno en diferentes materiales en la red de tuberías de gas.

Esta planta piloto está vigente en la actualidad y se utilizará para probar los aspectos prácticos del aumento de hidrógeno en la mezcla de gases, incluidos el coste, la seguridad y la facilidad de suministro. En caso de que el modelo sea exitoso y se amplíe en toda Inglaterra, los modelos de los investigadores de Keele son de mitigación de las emisiones en seis millones de toneladas de emisiones de CO₂e anualmente. Esto permitiría a los consumidores reducir las emisiones de carbono sin cambiar nada de lo que hacen y convertirse en la plataforma de lanzamiento para una economía de hidrógeno más amplia. [14]

A continuación se muestra una imagen de la universidad de Keele donde se desarrolla el proyecto mencionado.



Ilustración 7. Universidad de Keele, Reino Unido con uso doméstico de la red de gas natural con hidrógeno inyectado. Fuente: Hydeploy (UK)

P2G para el almacenamiento de energía

El primer proyecto consolidado entre América y Europa para el almacenamiento de energía ocurre en Mississauga, Ontario en julio de 2014, por la empresa Hydrogenics Corporation, un desarrollador y fabricante líder de generación de hidrógeno y módulos de potencia basados en hidrógeno. Este proyecto es seleccionado por el Operador del Sistema de Electricidad Independiente (IESO) para llevar a cabo en Ontario el Almacenamiento de Energía de la Red. El sistema de Power-to-Gas entregaría 2MW de capacidad de almacenamiento y se ubica en el área metropolitana de Toronto, cuyos electrolizadores son suministrados por Hydrogenics, para desarrollar, construir y operar la instalación de almacenamiento de energía y para proporcionar servicios de regulación.

Las instalaciones de almacenamiento en la red suponen un verdadero cambio, ya que el sistema eléctrico se basaba en el concepto de que no se podían almacenar grandes cantidades de electricidad, produciendo electricidad al mismo tiempo que se consumía. Los proyectos de almacenamiento de energía proporcionaron más flexibilidad y ofrecieron más opciones para administrar el sistema de manera eficiente. Hoy día se continúa demostrando que la tecnología de almacenamiento de energía basada en hidrógeno transforma el sector energético al proporcionar servicios a los operadores de la red para convertir la generación renovable cuando no se necesita en energía renovable, combustible o calor cuando y donde se necesita.

Hydrogenics es pionera en el Power-to-Gas como solución de almacenamiento de energía utilizando la electrólisis del agua que integra fuentes de generación renovables intermitentes, convirtiendo el excedente de electricidad para producir hidrógeno. La convergencia de los impulsores de la industria, incluido el aumento de los despliegues de generación renovable, combinada con el alto coste de la gestión del exceso de energía de la red, está creando un interés cada vez mayor en las soluciones de almacenamiento de energía a gran escala de la red.

A su vez, Hydrogenics es pionera en plataformas de apilamiento de electrolizadores en serie, aplicada a la innovadora tecnología de membranas de intercambio de protones (PEM), para proporcionar a las instalaciones P2G una capacidad de alta sobrecarga sin precedentes, un mejor rendimiento operativo dinámico y eficiencias líderes en la industria.

Actualmente muchas empresas, clientes y servicios públicos, buscan soluciones de almacenamiento de energía a escala de megavatios que ofrezcan el máximo rendimiento y eficiencia al menor coste posible. Hydrogenics además de servir de modelo para proyectos posteriores sobre el almacenamiento, con la introducción de la plataforma de electrolizadores se ha convertido en un socio referente para los proyectos de conversión de energía en gas. [29]

3 METODOLOGÍA Y DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA

La tecnología Power To Gas, como se menciona anteriormente, se basa en el principio de la electrólisis: usar electricidad para separar el agua en sus partes componentes de hidrógeno y oxígeno; El proceso de electrólisis se aplica al agua, después de un proceso de purificación inicial, y es en el reverso del proceso donde se produce electricidad en una celda de combustible. Existen diversas formas en las que P2G puede implementarse en el sistema de energía general, el punto de partida para ello es utilizar el exceso de energía eléctrica para producir hidrógeno de forma que la alimentación de gas depende de que haya suficiente electricidad de bajo coste y bajo nivel de carbono.

El hidrógeno se puede usar directamente como combustible de transporte, usarse directamente para producir calor, particularmente adecuado para aquellas aplicaciones industriales donde se requieren temperaturas más altas que las que se pueden lograr fácilmente con electricidad, y podría almacenarse y utilizarse más tarde para generar electricidad (ya sea a través de la combustión o una pila de combustible), ayudando así a equilibrar la red eléctrica. Sin embargo, es en los sistemas P2G donde desarrolla un papel más versátil, adoptando conjuntamente los usos mencionados e incrementando su uso.

Con la tecnología P2G aún en una etapa temprana de desarrollo y comercialización, existe una amplia gama de alternativas aún sin consenso, sobre cómo el hidrógeno producido a partir de P2G puede desplegarse mejor en un sistema de energía de descarbonización. Por ello encontramos tanto el término "power to hydrogen" como "power to methane". [5]

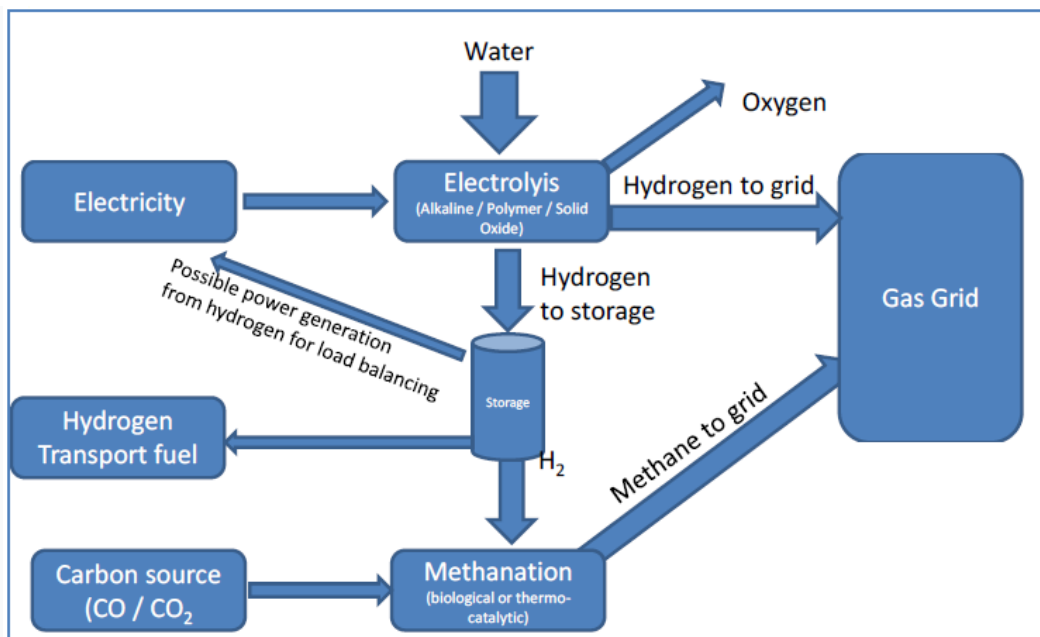


Ilustración 8. Esquema de implantación P2G en el sistema de energía general. Fuente: *The Oxford institute for energy studies*

3.1 Alternativas de inyección de Hidrógeno

Dentro de la inyección de hidrógeno en la red de gas natural, se puede realizar de dos formas independientes acorde a una serie de procedimientos y pautas a tener en cuenta, sin embargo, ambas soluciones son relativamente conjuntas en cuanto a finalidad y resultados:

Inyección Directa

La primera opción corresponde a la inyección directa de hidrógeno a la red de gas natural. Esta inyección se realiza en base a un estudio determinado de las condiciones y características del hidrógeno a introducir, teniendo un peso mayor aquellas propiedades relacionadas con su composición y su comportamiento energético, mostradas previamente en la tabla 1 adjuntada en este proyecto. A su vez, se realizan una serie de pruebas de presión y temperaturas para la correcta inyección en la red, de forma que dicha introducción no cause unas variaciones negativas en cuanto a las condiciones del gas que circula por la red gasista. Es más trascendente las condiciones operacionales que la propia mezcla, ya que como hemos mencionado anteriormente los beneficios de dicha mezcla son notablemente altos.

Los beneficios hacia la red eléctrica, no solo corresponden a una mayor penetración de renovables y a la reducción de emisiones de CO₂, sino que también permite la absorción de energía reactiva y ajustarse a la demanda de energía eléctrica. Lo mismo ocurre para las industrias, que no solo reduce las emisiones de GEI sino que también revaloriza los activos de transporte y distribución. Por último, a nivel social crea una mayor independencia energética y una mayor seguridad del suministro, además de la creación de puestos de trabajo y beneficios de salud esenciales debidos a la reducción de emisiones.

Sin embargo, y pese a que el hidrógeno generado en los electrolizadores puede ser inyectado en las redes de distribución de gas natural en un porcentaje de hasta el 10%, se encuentran una serie de limitaciones: en primer lugar si se inyecta en almacenamientos subterráneos donde puedan existir bacterias sulfato reductoras, se puede fomentar la producción de H₂S. En segundo lugar, los depósitos metálicos para almacenamiento de gas comprimido sólo permiten concentraciones de hidrógeno del 2%, al igual que las turbinas de gas de las centrales térmicas o de cogeneraciones pueden trabajar con concentraciones máximas de H₂ de entre el 1 y el 5%. Y por último los procesos de análisis cromatográfico estándar no son capaces de determinar con precisión las concentraciones de hidrógeno, lo cual puede dificultar el análisis en determinadas situaciones. [5][15][16]

Como se puede observar, los porcentajes en la inyección de hidrógeno suponen una serie de restricciones que se estudiarán más adelante en este proyecto.

Inyección con Metanización

La segunda alternativa corresponde a un previo paso antes de la inyección de hidrógeno y más directamente relevante para la descarbonización de la red de gas natural. En este paso el hidrógeno se puede usar en un proceso de metanización en el que se hace reaccionar con carbono (generalmente dióxido de carbono) para producir biometano de una calidad adecuada para la inyección en la red de gas natural. Existen varios métodos catalíticos y biológicos para la metanización que se han desarrollado en una escala de demostración (en el rango de 1 a 10 MW de consumo de electricidad) en los últimos años.

El proceso de producción de H₂ se realiza con una fuente externa de CO o CO₂ a CH₄ a partir del exceso de energía eólica o solar mediante la tecnología Power-to-Gas. En el proceso se utilizan microorganismos altamente especializados que convierten el hidrógeno y el dióxido de carbono en metano puro. Estos microorganismos funcionan a presión y temperatura ambiente. No hay requisitos especiales para la pureza de los gases de salida. El metano sintético obtenido conocido como gas natural sintético (SNG) puede almacenarse en un tanque de almacenamiento de gas y convertirse en electricidad de acuerdo con la demanda mediante una unidad combinada de calor y energía o inyectarse directamente a la red de suministro de gas natural. Además puede ser utilizado como combustible de motor CNG.

Por ello, la electricidad se convierte en la energía primaria y se puede utilizar a través de la red para generar calor o reconvertirse en electricidad mediante la cogeneración de calor y energía según la demanda. Este enlace de las redes de electricidad y gas es un requisito previo importante para el éxito de la transición energética. Además de que la capacidad de almacenamiento mundial total de gas natural es > 3600 TWh, de ahí la importancia de P2G para el manejo de altas cuotas de renovables. De esta forma, la metanización se convierte en una alternativa seria a la Inyección directa de H₂ en la red de gas. La eficiencia de la conversión de electricidad en gas natural sintético se sitúa entre el 55% y el 60%. [16][17][18]

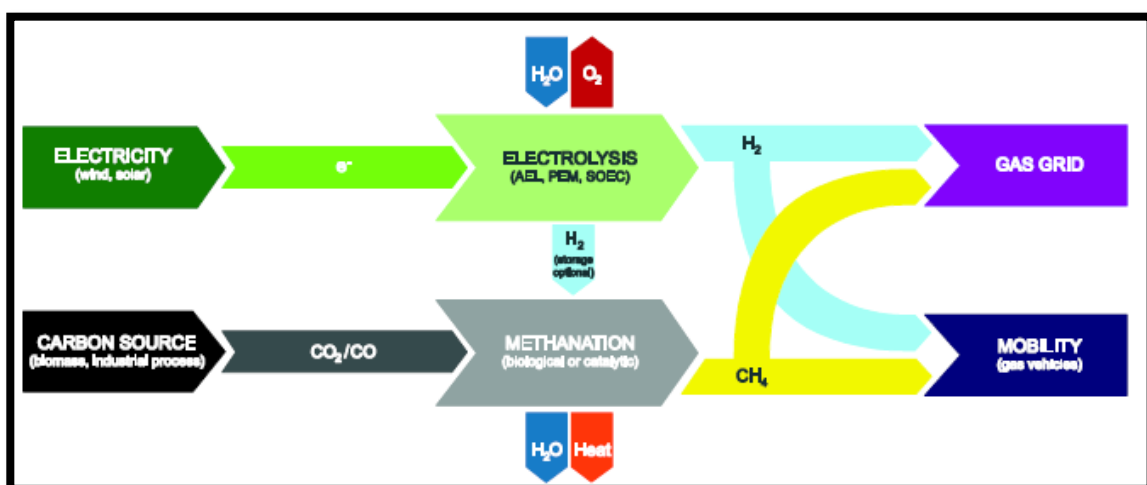


Ilustración 9. Alternativas de inyección de hidrógeno en la red de gas natural. Fuente: Enagás

3.2 Condiciones técnicas de la inyección de hidrógeno en la red gasista

3.2.1 Integridad de las redes de distribución

Al realizarse la inyección, el hidrógeno se difunde más fácilmente en la malla cristalina de los aceros generalmente utilizados para los gasoductos (aceros de baja aleación de carbono). Este fenómeno puede provocar un debilitamiento del acero reduciendo la ductilidad y aumentando la velocidad de propagación de los defectos. Esto se conoce como "fragilización por hidrógeno". Sin embargo los diferentes tubos de acero de las redes no tienen la misma sensibilidad a la fragilización por hidrógeno.

Esta sensibilidad depende de varios factores: el diámetro, ya que las redes regionales con diámetros de acero más pequeños y con un bajo límite de elasticidad son en principio menos sensibles a la fragilización por hidrógeno que algunas grandes columnas vertebrales de transmisión, las cuales pueden estar hechas de aceros tecnológicamente avanzados. Es también relevante el año y el método de fabricación del tubo, así como la pureza de los aceros en los que están presentes los compuestos de azufre/fósforo, y las características surgidas de los procedimientos de soldadura. Por último, tienen un gran peso tanto la composición del gas como sus condiciones de funcionamiento (presión, amplitud de la tensión y frecuencia de variación de la presión), en particular para instalaciones de almacenamiento de muy alta presión.

Las condiciones de funcionamiento necesitan por lo tanto llegar a una definición específica de los vínculos entre la mecánica característica de los aceros, las condiciones de funcionamiento y las condiciones de inspección. Para ello es necesario realizar una serie de pruebas de los materiales presentes en la red. Estas pruebas constan de un estudio de la propagación de los defectos planares bajo carga estática en diferentes contenidos de hidrógeno, un estudio de la resistencia a la fatiga en una atmósfera bajo presión de hidrógeno, un estudio de las soldaduras de acero en contacto con diferentes mezclas de CH₄/H₂ y finalmente un estudio del impacto del agua y el sulfuro de hidrógeno en presencia de hidrógeno.

La inyección de hidrógeno probablemente requerirá la adaptación de los métodos y herramientas de inspección de tuberías y el estudio del revestimiento. Entre esas otras tuberías encontramos aquellas hechas de polietileno, hierro fundido, cobre etc. No obstante la situación inicial es que las tuberías de polietileno, que aparecen predominantemente en la red de distribución (~150.000 km), no se ven afectadas por la presencia de hidrógeno. Esta afirmación es acordada por todos los diversos interesados europeos que trabajan con el hidrógeno, y la retroalimentación del experimento de campo debería confirmarlo este 2020.

Sin embargo, existe un riesgo relacionado con la permeabilidad del polietileno, aunque no plantea ningún riesgo particular para los niveles de hidrógeno contemplados en la mezcla (hasta el 20%). Aun así, se necesitan estudios adicionales para analizar la reacción al hidrógeno de otros materiales de la red. [22]

3.2.2 Almacenamiento subterráneo de Hidrógeno

Hay dos tipos de almacenamiento subterráneo: los tanques de acuíferos y las cavidades salinas.

Las cavidades salinas parecen adecuadas para almacenar hidrógeno, ya que existen instalaciones de almacenamiento de hidrógeno puro en cavidades salinas, como por ejemplo en Gran Bretaña o Estados Unidos. Recientemente, también se han utilizado para almacenar helio en Alemania, demostrando la impermeabilidad de la sal, incluso para moléculas muy pequeñas. En cuanto al almacenamiento en roca porosa, ya sea en tanques acuíferos o en depósitos, la disolución y el transporte de hidrógeno en el agua, y su confinamiento en el almacenamiento, son bien conocidos y del mismo orden de magnitud como para el gas natural.

La principal laguna técnica es la identificación de posibles reacciones químicas en la solución. Éstas podrían dar lugar a que los microorganismos consuman el hidrógeno disuelto, y dando lugar a la producción de sulfuro de hidrógeno, y al desarrollo de biopelículas cerca de los pozos (riesgo de corrosión). A su vez, en el caso de que ciertos acuíferos sean incompatibles con el hidrógeno, se pueden considerar dos soluciones: la instalación de un equipo de filtrado de hidrógeno a la entrada de la instalación de almacenamiento, o la instalación en la red de transmisión de circuitos libres de hidrógeno a estas instalaciones de almacenamiento. Con ello se dará lugar a un nivel aceptable de hidrógeno para cada tanque acuífero que se defina.

Como las instalaciones de almacenamiento están directamente conectadas a la red nacional, inicialmente se podría considerar la posibilidad de limitar la inyección de hidrógeno en las redes de transmisión y distribución que no impacten bajo tierra instalaciones de almacenamiento, no obstante los resultados están a la espera de los estudios realizados sobre la tolerancia de los tanques acuíferos. Así se hizo para el biometano, cuya inyección sólo se autorizó en el almacenamiento y por lo tanto en la red de transmisión principal, en junio de 2017. [22] [16]

3.2.3 Variables medidas en la inyección

La inyección de hidrógeno provoca variaciones en el poder calorífico, lo que significa que los métodos deben ser desarrollados para determinar el contenido energético del gas en todos los puntos de la red. Dado el estado actual de los equipos de medición, la inyección de hidrógeno en las redes eleva el problema de la medición del hidrógeno por volumen y la conversión en energía (PCS); por tanto hay que evaluar las variaciones en la medición de la mezcla en relación con el 100% de gas natural y cumplir con los rangos metrológicos.

En cuanto a los medidores, las incertidumbres de medición deben ser comprobadas en los medidores de turbina debido a la baja densidad de la mezcla de CH₄/H₂. Sin embargo, otras tecnologías, y en particular los ultrasonidos, aceptan un contenido de hidrógeno de hasta el 15% con poca o ninguna dispersión. Las pruebas realizadas como parte del proyecto francés GRHYD muestran que la presencia de hidrógeno (hasta un 20% de volumen) en el gas llevaría a una diferencia de medición de entre el -1% y el +2,5%. Sin embargo, hay que señalar que estas pruebas no se realizaron en todas las situaciones meteorológicas y que el CENELEC ha validado el uso de medidores de turbina para una mezcla de hasta un 10% de hidrógeno.

Por ello, son necesarias las pruebas adicionales en un banco de pruebas metrológicas y en una gama más amplia de medidores para llegar a una decisión final sobre el despliegue más amplio de la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural. El objetivo es comprender mejor el posible impacto de los nuevos gases y el hidrógeno en particular, además de la precisión y la vida útil de los medidores, cumpliendo con los requisitos de la Directiva Europea de Instrumentos de Medición (MID, 2014/32/UE). [22] [5]

3.2.4 Capacidad técnica de la red

El hidrógeno tiene una densidad de energía tres veces menor que el metano. Por lo tanto, el volumen de hidrógeno transportado debe ser aproximadamente tres veces mayor que el del gas natural para satisfacer la misma demanda de energía. Como la presión de la tubería está limitada por el diseño, el parámetro variable será, por lo tanto, la velocidad del flujo, que es tres veces mayor para el hidrógeno que para el gas natural. Así, para una red de 100% de hidrógeno, la energía de compresión será aproximadamente tres veces mayor para la transmisión con una caída de presión equivalente. A corto plazo y para las mezclas de CH₄/H₂ con un contenido de hidrógeno que no exceda del 6 al 10%, el impacto será limitado y aceptable dentro del sistema de gas actual.

El diseño, la construcción, la adaptación y el funcionamiento de las redes requerirán iniciativas de formación y profesionalización de los empleados. Con este fin, se llevan a cabo programas de formación específicos a medida que se desarrolle el hidrógeno, ya que tiene características específicas y características intrínsecas únicas que requieren una comprensión adecuada para garantizar la seguridad de las instalaciones y las personas.

Esta preparación profesional de los trabajadores corresponde a un factor tan trascendental como es la seguridad de la red, la necesidad de aplicar medidas de seguridad adicionales en cada caso construyen un marco estable en el que pueda ser desarrollado el trabajo de inyección con una total garantía. Este procedimiento se hará evaluando conjuntamente la mayor volatilidad del hidrógeno y su naturaleza más inflamable. [22]

3.2.5 Gestión de sistemas y redes de información

El progreso de los sectores de gas renovable dará lugar a la descentralización de los puntos de inyección del sistema de gas. A medida que los volúmenes inyectados aumentan, los operadores de la red deben coordinar estas inyecciones manteniendo el control de la calidad del gas en todos los puntos de la red y controlando el equilibrio entre la producción y el consumo local.

La gestión en zonas de alta producción y bajo consumo, y/o en zonas de menor aceptabilidad del hidrógeno, implican la metanización para manejar el nivel de hidrógeno, el flujo inverso de la red de distribución a la red de transmisión regional, o incluso a la red nacional y la separación de hidrógeno y gas natural para proteger a los consumidores más sensibles.

Para hacer frente a estos desafíos, la red de gas dependerá cada vez más de las nuevas tecnologías y de la mejora de los datos de la gestión. Para ello se debe maximizar la integración de las energías renovables al mejor coste para el mercado y aumentar la eficiencia de las redes, además de acoplar las redes eléctricas y de gas, de las cuales se profundizará en el siguiente apartado de este proyecto, y mejorar la comunicación en la red, tanto transmisión como distribución.[22]



Ilustración 10. Medición de hidrógeno en la red de gas natural. Fuente: *Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks junio 2019, proyecto GRHYD (Francia).*

3.3 Infraestructura, almacenamiento y transporte

Una vez planteado el procedimiento para introducir el hidrógeno, se aspira a integrar gradualmente el hidrógeno renovable en las redes de gas, lo que podría contribuir sustancialmente a la "ecologización" de la infraestructura de gas y a la descarbonización de los sectores de la calefacción y la refrigeración, así como a la reducción de las importaciones de gas natural. Además, destacamos que el hidrógeno verde inyectado por electrólisis podría mejorar el uso eficiente de la energía renovable variable e intermitente. Y a su vez, el hidrógeno verde ofrece amplias posibilidades de aplicación en las industrias convencionales, posiblemente sustituyendo a los procesos intensivos en carbono.

En primer lugar, la infraestructura correspondiente a la tecnología P2G es la misma que la que se utiliza para el gas natural y que está ya instalada y operativa, permitiendo una mayor penetración de las renovables y con una capacidad de transmisión de la red de gas natural casi un orden superior a la red eléctrica. Por tanto los sistemas Power To Gas no requieren el desarrollo de otras infraestructuras distintas a las ya existentes.

De esta forma, la infraestructura queda organizada en distintas etapas: la primera consta de un punto de extracción, en el cual se extrae el gas natural de los yacimientos mediante pozos de producción. Posteriormente se transporta mediante una red de gaseoductos que en España cuenta con hasta 11.000 km. Una vez transportado hasta una central de licuefacción, donde se pasa a estado líquido para disminuir su volumen, vuelve a ser transportado mediante buques hasta plantas de regasificación.

En las plantas de regasificación, El gas se transporta en buques metaneros a 160 °C bajo cero en estado líquido y se descarga en dichas plantas. Mediante un proceso físico, para el que normalmente se utilizan vaporizadores con agua de mar, se aumenta la temperatura del gas natural licuado (GNL) y, de este modo, se transforma en estado gaseoso. A continuación, se inyecta en los gasoductos para transportarlo por toda la red. Y finalmente el gas es nuevamente transportado o bien a puntos de almacenamiento subterráneo donde se extrae según el ajuste de la oferta y la demanda, o bien a plantas de generación eléctrica, industrias viviendas etc.

La máxima presión de trabajo son 72 u 80 bar (dependiendo de la presión de diseño de cada sección) y la mínima son 30 bar. Por ello, la infraestructura cuenta con estaciones de compresión donde se eleva la presión a las condiciones de trabajo para maximizar la capacidad del transporte de los gaseoductos. También se cuenta con estaciones de regulación en las que se reduce la presión hasta 16 bar y se efectúa la medición del gas entregado a la red de distribución. [6][16][17]



Ilustración 11. Infraestructura en España para el gas natural y la tecnología P2G. Fuente: departamento de nuevas energías e innovación, Enagas.

Otro desafío para los sistemas P2G, es el almacenamiento temporal de hidrógeno necesario, debido a la fluctuación del suministro de energía y el consiguiente funcionamiento intermitente del electrolizador. Para el almacenamiento de hidrógeno, el tamaño y el equipo periférico necesario son altamente variables y dependen de la configuración y el funcionamiento de parámetros del sistema. Existen varios métodos existentes para el almacenamiento de hidrógeno: tanques de gas comprimido, tanques de hidrógeno líquido comprimido criogénico, almacenamiento de hidruro metálico, almacenamiento físico y almacenamiento subterráneo (por ejemplo, cavernas de sal). De los cuales los subterráneos se han analizado anteriormente.

El almacenamiento de hidrógeno como líquido criogénico es un desafío técnico así como energéticamente ineficiente. La presión inestable, fugas continuas de gas y un aislamiento caro, hacen que el almacenamiento criogénico de hidrógeno líquido sea una mala elección para aplicaciones de los sistemas Power To Gas. Por ello, el almacenamiento físico del hidrógeno en las cavernas subterráneas o el almacenamiento en la red de gas natural, son los más adecuados para el almacenamiento de hidrógeno de alta capacidad y a largo plazo; además de ser la opción más barata de todos los métodos de almacenamiento, permite ajustar la oferta a la demanda y a hacer frente a los picos de consumo motivados por variaciones estacionales u otros escenarios. Sin embargo, no es una opción viable para los sistemas PtG, que requieren a pequeña escala, in situ y almacenamiento temporal de hidrógeno. Para esa pequeña escala, las dos mejores opciones para el almacenamiento temporal de hidrógeno son tanques de gas de alta presión (350e700 bar) o tanques de hidruro metálico. [5][16][17]

	Unidad	Electricidad	Gas Natural
Consumo	TWh/año	610	930
Potencia Media	GW	70	105
Capacidad Almacenamiento	TWh	0.04	210

Tabla 2. Diferencias de capacidad entre la electricidad y el gas natural. *Fuente: departamento de nuevas energías e innovación, Enagas*

Sin embargo, los sistemas P2G alcanzan su pico de versatilidad para otro tipo de reserva, ya que son una solución óptima para el almacenamiento de los excedentes de energías renovables, aumentando el aprovechamiento eólico hasta en un 50% y convirtiéndose en una herramienta de almacenamiento muy económica. Además de Flexibilizar la generación y distribución energética nacional, garantiza el suministro y disminuye costes (considerando el transporte de energía vía tubería vs transporte eléctrico).

La necesidad de almacenamiento de energía a escala de la red para gestionar la intermitencia y el exceso de generación de energía renovable es evidente en Europa, donde los grandes despliegues de recursos de energía renovable suelen producir un exceso de energía que supera la demanda. Por ello, la conversión de los excedentes de las energías renovables en hidrógeno para posteriormente depositarlos en cavernas, en la red de gas natural o usarlo en los procesos de metanación mencionados anteriormente, representa un enfoque viable y potencialmente de bajo coste para el almacenamiento de energía a gran escala, y los electrolizadores también pueden servir para otras funciones de la red, como la respuesta rápida de la demanda o la oferta, la reserva giratoria y la regulación de la frecuencia y el voltaje. P2G es una tecnología que puede ser similar en escala a la hidráulica bombeada y al aire comprimido, pero es mucho más modular y flexible en su ubicación y puede utilizar la enorme capacidad de almacenamiento de la red de gas natural existente. [19][17]

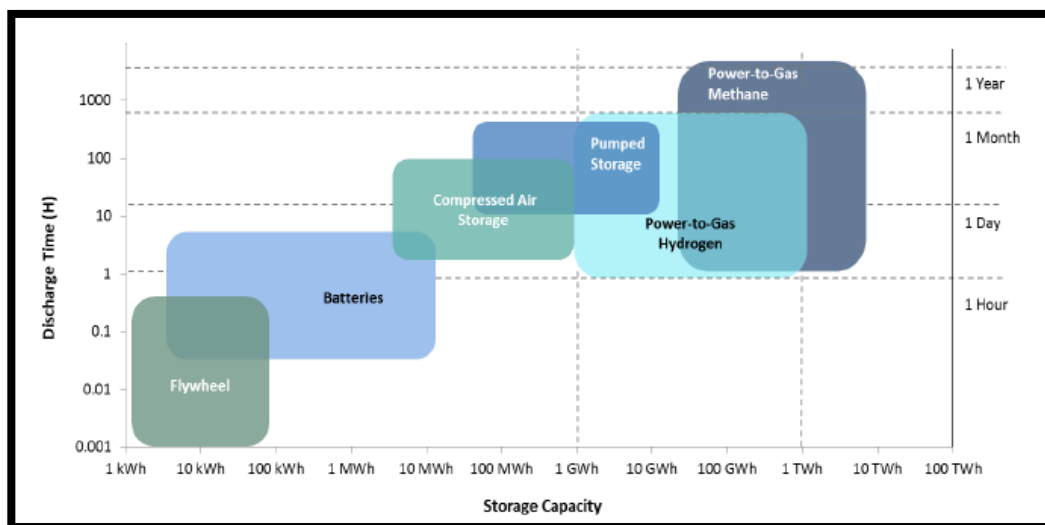


Ilustración 12. Comparación de distintas capacidades de almacenamiento frente al tiempo de descarga. *Fuente: California Hydrogen Business Council Power-to-Gas*

4 NORMATIVA LEGAL

La existencia de una normativa común que regule la inyección de hidrógeno en los sistemas P2G es además de una obligación un objetivo de gran complejidad. Se trata de una de las piezas clave necesarias para acotar la tecnología, ya que sin ella sería muy difícil organizarla y operar conjuntamente entre los diferentes países. Sin embargo, como se analiza en este proyecto, no se trata de un reto que abordar sino más bien un problema que solucionar, por ello a medida que se pretende avanzar en el desarrollo de los sistemas P2G también se busca encontrar una política conjunta que regule los porcentajes de hidrógeno, la calidad y la seguridad del gas.

El máximo nivel reglamentario de inyección de hidrógeno en la red de gas varía entre los países europeos e incluso dentro de los mismos, ya que la composición varía debido a su origen en los diferentes yacimientos de gas. La concentración apropiada de H₂ en la mezcla puede variar significativamente entre los sistemas de redes de tuberías y los sistemas naturales composiciones de gas (5 - 25%). Además de la calidad de gas suministrado a través de gasoductos, los parámetros de calidad del GNL y del biometano causan más cambios. Incluso sin añadir hidrógeno a la red de gas, los proveedores de un país corren el riesgo de que su gas sea rechazado por los operadores del sistema de transmisión en otro porque no es de la calidad adecuada. La alimentación de hidrógeno en la infraestructura de gas natural afecta a los parámetros de calidad del gas. La mezcla de gas pueden llegar a los países vecinos a través del sistema de transmisión de gas (transporte transfronterizo), por tanto es muy importante cumplir con los reglamentos de calidad del gas de los países vecinos.

Niveles más altos de mezcla de H₂ podrían requerir tuberías adicionales y actualización de la infraestructura debidos a la degradación del hidrógeno, además de monitorización y mantenimiento. La investigación de las cantidades de inyección de hidrógeno se ha puesto en marcha en proyectos de demostración en varios sitios de Europa, pero a gran escala la implementación de la tecnología todavía está por delante de nosotros. [20] [23]

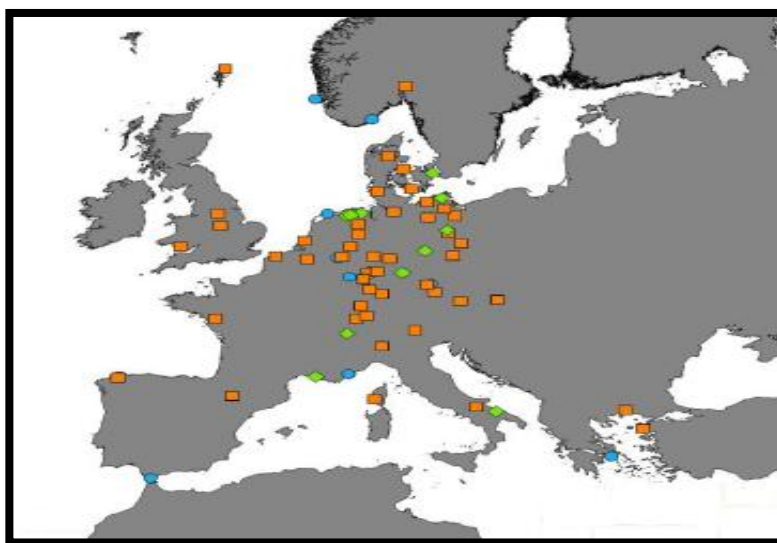


Ilustración 13. Situación de la tecnología P2G a nivel europeo según: desarrollo-trabajando-parado (verde-naranja-azul). Fuente: *The effects of hydrogen injection in natural gas networks for the Dutch underground storages' Final Report, Commissioned by the ministry of Economic Affairs*

4.1 Situación Legal en Europa

Los objetivos energéticos y climáticos de la Unión Europea y la seguridad del suministro de energía pueden convertirse en importantes impulsores de la conversión de energía en gas. La Comisión Europea ha desarrollado una visión sobre el almacenamiento de energía y la integración sectorial, reconociendo explícitamente los beneficios de la conversión de energía en gas. De esta forma según la Comisión Europea, el almacenamiento de energía debe poder participar plenamente en los mercados de la electricidad, buscando la igualdad y la flexibilidad con otros proveedores, lo que implica una política regulatoria.

La calidad del gas para su uso en la red de gas natural está estandarizada en Europa. El Comité Europeo de Normalización (CEN) elaboró una norma "Infraestructura de gas - Calidad del gas - Grupo H" (EN 16726:2015) que se publicó en 2015. En ella se especifica que las concentraciones admisibles de hidrógeno en los sistemas de gas natural se tratan por separado en el Anexo E (informativo). Sin embargo la norma CEN resume: "Actualmente no es posible especificar un valor límite de hidrógeno que sea válido en general para todas las partes de la infraestructura de gas europea y, por consiguiente, se recomienda un análisis caso por caso". Este procedimiento de control, deja la regulación de la tecnología prácticamente en un estado indeterminado.

Dado que la concentración de hidrógeno admisible no puede ser determinada por las normas internacionales o europeas de los reglamentos nacionales (Alemania, Dinamarca, Bélgica, Reino Unido...), las restricciones se derivan al examen de los expertos en esta materia, los cuales determinan una serie de regulaciones para la concentración de hidrógeno admisible y otras regulaciones para operar en instalaciones de inyección de hidrógeno en la red gasista.

La concentración puede estar limitada por parámetros de calidad del gas, por ejemplo, el índice de Wobbe o el número de metano. Los parámetros varían entre las calidades de gas natural según los diferentes orígenes (Rusia, Noruega, Países Bajos...) y puede determinarse mediante el cálculo; Sin embargo, la regulación se concentra en los umbrales de las concentraciones de hidrógeno en la mezcla. En ausencia de tales normas armonizadas, los parámetros heterogéneos de los estados miembros siguen vigentes. Cuando esos parámetros son demasiado estrictos o difieren entre dos estados miembros, ello puede obstaculizar la inyección de gases alternativos y más sostenibles en el sistema de gas natural y el comercio transfronterizo del mismo. [20] [23] [24]

Los estándares regulatorios actuales generalmente imponen límites muy bajos a la cantidad de hidrógeno en la red de gas, por ejemplo, el límite del Reino Unido es de 0.1 por ciento en volumen, y Holanda entre 0.02 y 0.5 por ciento. Existe un consenso cada vez mayor de que un contenido de hidrógeno más alto, ciertamente hasta un uno por ciento y en algunos casos tan alto como un cinco por ciento, podría acomodarse sin afectar la red de gas o el equipo del usuario final. Estos porcentajes de mezcla son volumétricos: el hidrógeno tiene una densidad de energía de aproximadamente 1/3 del gas natural, por lo que el porcentaje de mezcla de energía es correspondientemente más bajo. Un contenido de hidrógeno demasiado elevado plantea problemas técnicos y de seguridad, y requiere una consideración muy detallada de las características específicas de la red de gas natural y las aplicaciones de uso final. Por ejemplo, el gas con composiciones de hidrógeno superiores puede no ser compatible con algunas formas de almacenamiento de gas y puede causar fragilidad de los componentes como se ha mencionado anteriormente.

Actualmente, los países europeos que principalmente desarrollan esta tecnología han aumentado considerablemente los porcentajes de inyección, aunque muchos se encuentran aún en estado de pruebas. Sin embargo, otras plantas piloto están en su etapa final de desarrollo constituyendo un importante paso en la evolución de los sistemas P2G, pero los niveles de inyección varían según los países como se ha mencionado anteriormente. [20] [24]

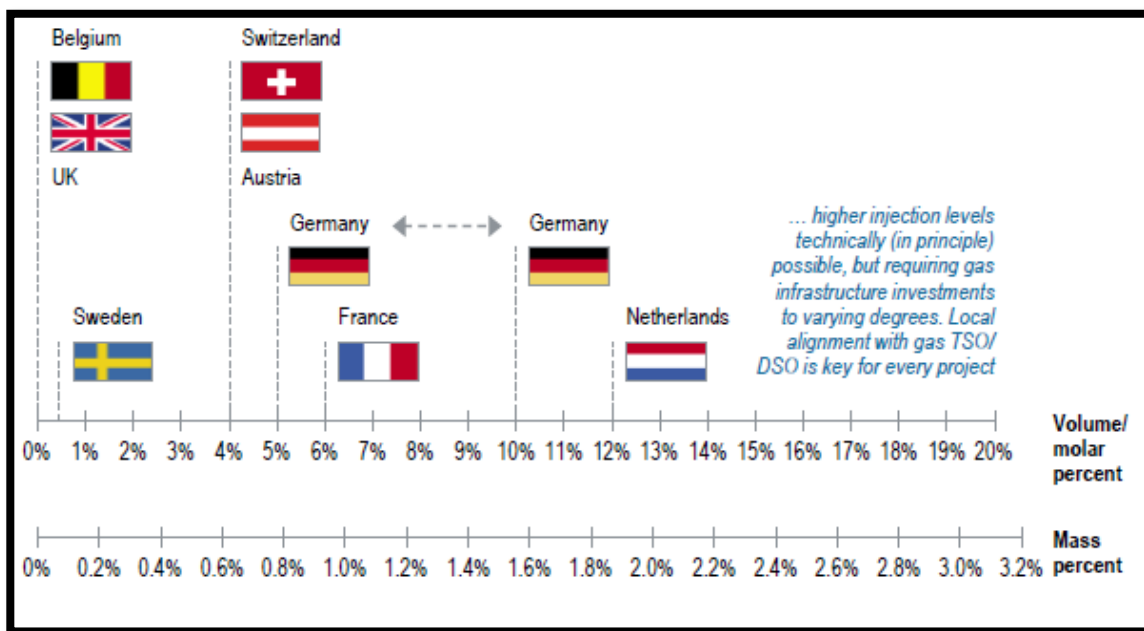


Ilustración 14. Porcentajes actuales en desarrollo de los distintos países europeos. Fuente: *Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities, Hydrogen injection into the natural gas grid. Roland Berger, Bruselas 2017*

Ley actual de Energía de la UE

La actual legislación de la UE en materia de energía consiste en varias directivas y reglamentos de la UE sobre el mercado interior de la electricidad y el gas y la promoción de la energía renovable que entraron en vigor en 2009, sustituyendo así a las directivas y reglamentos anteriores. El marco actual se conoce también como el "Tercer Paquete Energético de 2009". La Directiva de Gas de 2009 también se aplica al GNS en la medida en que pueda ser técnicamente y con seguridad inyectado y transportado a través del sistema de gas natural.

Sin embargo, no fue hasta el documento de 1988 "Hacia un mercado interior de la energía" que se prestó especial atención a los mercados descendentes de la electricidad y el gas, que en ese momento estaban dominados por empresas monopolísticas integradas que combinaban la producción, el transporte y el suministro dentro de una misma entidad. La necesidad de regular y liberalizar los mercados europeos de la electricidad y el gas ha dado lugar finalmente a una legislación sectorial específica sobre el mercado interior de la energía. La primera generación de directivas se remonta a 1996 (electricidad) y 1998 (gas).

En 2003, estas Directivas fueron sustituidas por nuevas Directivas sobre el mercado interior de la electricidad y el gas y fueron acompañadas por un Reglamento de 2003 sobre la electricidad y otro de 2005 sobre el gas, que se centran especialmente en el comercio transfronterizo. Las Directivas de 2003 sobre la electricidad y el gas tenían por objeto completar el mercado interior de la electricidad y el gas aumentando la libertad de los consumidores de elegir el proveedor de su preferencia y la mayor desagregación de las actividades de transporte y producción de energía. Sin embargo, dado que la legislación de 2003 se quedó corta en la realización de un mercado interior de la energía suficientemente liberalizado, competitivo e integrado, en 2009 se introdujo de nuevo una nueva legislación cuyo contenido, conocido como Tercer Paquete Energético, sigue siendo la ley vigente de hoy y consta de las siguientes leyes:

- Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (en adelante "Directiva sobre la electricidad de 2009"); Reglamento (CE) N° 714/2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad (en adelante "Reglamento sobre la electricidad de 2009").
- Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural (en adelante "Directiva sobre el gas de 2009"); Reglamento (CE) N° 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural (en adelante "Reglamento sobre el gas de 2009").
- Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (en adelante "Directiva sobre energías renovables de 2009").

La Directiva sobre energía renovable de 2009 tiene por objeto promover el uso de la energía renovable. En ella se establecen objetivos nacionales obligatorios para la consecución de los mencionados objetivos de toda la Unión para 2020. Además, la Directiva establece normas sobre garantías de origen, procedimientos administrativos simplificados, incentivos para el uso de energía procedente de fuentes renovables y criterios de sostenibilidad para los biocombustibles.

Por último, el Reglamento de Electricidad y Gas de 2009 prescribe la necesidad de elaborar códigos y directrices de red europeos vinculantes en relación con diversos temas que contribuyen a la integración y competitividad del mercado. Estos códigos y directrices son elaborados por la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad o Gas sobre la base de las directrices de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER). Tras la adopción de estos códigos de red por la Comisión Europea y un comité de expertos de los Estados miembros, éstos deben ser aprobados por el Consejo de la Unión Europea y el Parlamento. Una vez aprobados, los códigos y directrices constituyen instrumentos legislativos jurídicamente vinculantes y directamente aplicables para los Estados Miembros. [24]

Ley actual de Energía de la UE referente a los sistemas P2G

En cuanto a la aplicabilidad sobre el gas, el título de la Directiva del Gas de 2009 establece que la Directiva se refiere a "normas comunes para el mercado interior del gas natural". La Directiva establece normas comunes para el transporte, la distribución, el suministro y el almacenamiento de gas natural. Dado que el título sólo contiene una referencia al gas natural, es necesario evaluar en qué medida la Directiva del gas de 2009 también se aplica al GNS. En cuanto a su ámbito de aplicación, la Directiva de Gas de 2009 establece que: "las normas establecidas por la presente Directiva para el gas natural, incluido el GNL, se aplicarán también de forma no discriminatoria al biogás y al gas obtenido a partir de la biomasa o de otros tipos de gas en la medida en que dichos gases puedan inyectarse y transportarse en forma técnica y segura a través del sistema de gas natural". En ausencia de una legislación europea armonizada sobre normas de calidad del gas, los estados miembros mantienen la discreción de establecer estas normas técnicas y de seguridad y las condiciones para la inyección de gas.

Lo que se desprende de lo anterior es que cuando la composición química del GNS es totalmente análoga a la del gas natural, la Directiva sobre el gas de 2009 se aplica a la transmisión, distribución, suministro y almacenamiento del mismo. Aunque sólo es relevante para el proceso de conversión de energía en gas de una sola etapa, la respuesta a la pregunta de si las normas sobre el gas natural también se aplican a la mezcla de hidrógeno en el flujo de gas natural es menos directa. Todavía no se ha resuelto el debate sobre los límites técnicos y de seguridad para la inyección de hidrógeno en el flujo de gas natural. Podría argumentarse que la Directiva sobre el gas de 2009 se aplica en la medida en que no se supere la norma legal sobre el volumen máximo permitido de hidrógeno. A este respecto, se recomienda una norma sobre aditivos de hidrógeno para toda la UE, en combinación con una aclaración de la aplicabilidad de la Directiva sobre el gas de 2009 al hidrógeno.

Actualmente al igual que el sistema energético que engloba esta tecnología en su conjunto, la legislación energética europea está en marcha. El año 2016 la UE reveló que también el Tercer Paquete Energético de 2009 tendría una fecha de vencimiento. A finales de noviembre de este año, la Comisión Europea presentó el "Paquete de energía limpia para todos los europeos". El cual incluye revisiones de la Directiva y el Reglamento de Electricidad de 2009, y de la Directiva de Energías Renovables de 2009. Dado que en este documento se examinarán tanto la legislación actual como las propuestas de 2016, la falta de un sistema claro y diferenciado de referencia puede generar dudas. Para evitar esa confusión, todas las propuestas legislativas presentadas en el marco del conjunto de medidas para una energía no contaminante irán precedidas del término "refundido", por ejemplo, "Directiva sobre la electricidad refundida".

De estas novedades legislativas se desprende claramente que la Comisión Europea ha sido muy activa en la introducción de propuestas legislativas sobre energía para la era posterior a 2020. Sin embargo, es importante tener en cuenta que no es la Comisión Europea la que finalmente decide el contenido definitivo de la legislación. Son el Consejo de la Unión Europea y el Parlamento Europeo quienes deben llegar a un consenso sobre un texto final para cada Directiva o Reglamento individual. En el caso del Paquete de Energía Limpia, este proceso de negociación y adopción sólo ha comenzado recientemente y puede llevar hasta dos años para su finalización. Por lo tanto, las diversas propuestas legislativas que se examinan en este documento pueden seguir siendo objeto de cambios. [24]

4.2 Situación legal en España

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 mercado 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.

Como se ha mencionado anteriormente, la transición hacia una generación renovable intermitente necesita de un almacenamiento a corto y largo plazo para poder aprovechar esta energía cuando sea necesario, y por tanto 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 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.

Las instalaciones de producción de hidrógeno, a nivel legal, 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 y su uso para determinadas aplicaciones son relativamente nuevos 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 español.

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 de plantas fotovoltaicas, parques eólicos, estaciones de servicio ubicadas en suelo urbano o incluso edificios para su uso como autoconsumo. 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. [21]

Esto se traduce a una inadecuada evaluación de impacto ambiental y falta de legislación relevante, ya que 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. El hecho de que esto carezca de importancia para modelos de negocio basados en la producción centralizada, limita gravemente el potencial de desarrollo de producciones locales de menor escala.

Este problema se ve incrementado cuando se consideran las obligaciones ambientales requeridas por la Directiva de Emisiones Industriales 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. Finalmente la aplicación de los estudios de impacto ambiental se deja a libre interpretación de las autoridades que las transponen e implementan, y las reglas de aplicación varían entre comunidades autónomas, agravando la incertidumbre. [6] [21]

Situación legal actual para el transporte de hidrógeno en España

En el apartado del transporte a nivel nacional, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo incide sobre tres aspectos del transporte del hidrógeno: el transporte por carretera, el transporte a través de las redes existentes de gas natural y el transporte a través de redes de distribución exclusiva de hidrógeno.

En primer lugar, para el transporte por carretera las condiciones de seguridad del transporte del hidrógeno se encuentran reguladas en el Acuerdo Europeo sobre Transporte Internacional de Mercancías Peligrosas por Carretera (ADR) por lo que no es necesario el desarrollo de normativa adicional en la materia.

En segundo lugar, encontramos el transporte a través de las redes existentes de gas natural, que como se menciona anteriormente es uno de los posibles usos del hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables, además de ser uno de los puntos clave de este proyecto. El hidrógeno es introducirlo en las redes de transporte y distribución de gas natural aumentando el porcentaje de hidrógeno ya presente en la mezcla de gases del gas natural. Según lo establecido en el artículo 64 de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, corresponde al Gestor Técnico del Sistema, gestionar las entradas y salidas de gas natural en el sistema gasista.

Además, las Normas de Gestión Técnica del Sistema contempladas en el artículo 65 de esa misma ley tienen entre su objeto los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas natural hacia el sistema gasista nacional. Tales procedimientos, según lo contemplado en el artículo 54 de la Ley 34/1998, han de ser tales que sean también de aplicación, de manera no discriminatoria, al biogás y al gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas siempre y cuando resulte técnicamente posible y seguro inyectar tales gases en la red de gas natural y transportarlos por ella. Las NGTS actuales ya tienen en consideración las condiciones singulares de la inyección de gases en la red, relativas tanto a su calidad como a la medición para el balance del sistema.

Actualmente, el Protocolo de Detalle PD – 01 de las NGTS establece una limitación de composición de los gases procedentes de fuentes no convencionales introducidos en el sistema que fija una composición mínima de metano del 90 % y máxima del hidrógeno del 5 %, mientras que para el biogás admite otras opciones de inyección. Posteriormente en este proyecto se desarrollan dichas condiciones de calidad del gas.

Finalmente, encontramos el transporte a través de redes de distribución exclusivas de hidrógeno. Las características del hidrógeno, su efecto sobre los materiales de las tuberías que los trasiegan y los riesgos que comporta en caso de fuga son diferentes en determinados aspectos de los del gas natural por lo que habría que realizar un desarrollo reglamentario y de normalización. Además, sería necesario regular el régimen de la actividad cuando se tratara de un suministro a varios usuarios dada la condición de monopolio natural que tienen las redes de suministros energéticos a través de infraestructuras fijas. No se aprecia que se trate de una prioridad para facilitar el desarrollo de la utilización del hidrógeno como vector energético. [30]

Situación legal actual para el almacenamiento de hidrógeno en España

Se considera necesario distinguir el almacenamiento de hidrógeno en el lugar de producción para su posterior traslado a las instalaciones de consumo y el almacenamiento del hidrógeno en las instalaciones de consumo.

En cuanto al almacenamiento en el lugar de producción para su posterior distribución, las condiciones de seguridad de este tipo de almacenamientos ya se encuentran reguladas por diferentes reglamentos de seguridad industrial, entre los que se identifican como los más significativos el Reglamento de Equipos a Presión, aprobado mediante el Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, y el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus instrucciones técnicas complementarias, aprobados mediante el Real Decreto 656/2017, de 23 de junio. Por tanto, no se considera el desarrollo regulatorio ni promover la redacción de nuevas normas en este ámbito.

En cuanto al almacenamiento en el lugar de consumo o dispensación, este grupo de instalaciones de almacenamiento se distinguen dos situaciones diferenciadas:

a) El almacenamiento en estaciones de servicio a vehículos de transporte terrestre, cuya situación regulatoria y normativa del almacenamiento de hidrógeno en estaciones de servicio a vehículos queda solventada con la próxima modificación del Reglamento Técnico de Distribución y Utilización de Combustibles Gaseosos, aprobado mediante el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, que se está promoviendo por el Departamento Ministerial competente en materia de Industria.

Así, se plantea introducir en ese reglamento al hidrógeno y en su instrucción técnica complementaria, referente a determinadas normas que incluyen los requisitos de seguridad aplicables al almacenamiento del H₂ en las estaciones de servicio. En ausencia de ese desarrollo, a través de la aplicación de los requisitos de seguridad recogidos en el Reglamento de Equipos a Presión y sus instrucciones técnicas complementarias, existe un marco regulatorio claro y aplicable que permite acometer los proyectos que se planteen, aunque es necesario que se desarrolle la normativa específica por las singularidades del propio hidrógeno.

b) El almacenamiento en el lugar de consumo, en cuyo grupo habría que diferenciar la situación de instalaciones en establecimientos industriales y de aquellas que se ubiquen en edificios de uso residencial o terciario.

En cuanto al almacenamiento en establecimientos industriales, no se considera necesario acometer ningún tipo de desarrollo regulatorio ni promover la redacción de nuevas normas en este ámbito puesto que las condiciones de seguridad vendrían recogidas en los mismos reglamentos, incluyendo la regulación recogida en la instrucción técnica complementaria, de almacenamiento de gases en recipientes a presión móviles, en caso de que el hidrógeno se almacenara en este tipo de recipientes

En cuanto al almacenamiento en el suministro a instalaciones de edificios de uso residencial o terciario, el ámbito de aplicación del Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos no se ajusta a las necesidades que podrán surgir, en caso de que se desarrolle, de utilización de pilas de combustible para cubrir parte de la demanda de energía eléctrica o de climatización de los edificios. Se detecta por tanto una carencia de regulación de las condiciones mínimas de seguridad que habría que exigir a las instalaciones de almacenamiento del hidrógeno en esos casos, ya sea suministrado a partir de envases o producido “in situ” mediante fuentes de energía renovables. Por tanto, se propone promover la elaboración de una disposición de carácter general que establezca unas condiciones mínimas de seguridad para este tipo de almacenamientos (incluyendo las instalaciones que los conecten con los aparatos consumidores) que sean adecuadas, que tengan en cuenta la singularidad de los riesgos del empleo del hidrógeno y que no restrinjan su posible implantación. Se sugiere que se valore la posibilidad de incluir estas instalaciones dentro del ámbito de aplicación del Reglamento Técnico de Distribución y Utilización de Combustibles Gaseosos, con una nueva instrucción técnica complementaria específica, para aprovechar las similitudes con la infraestructura de seguridad asociada a la aplicación de ese reglamento. [30]

Situación legal actual para los sistemas P2G en España

En los sistemas P2G los electrolizadores tienen un papel clave en el almacenamiento de energía y son los principales equipos electroquímicos que utilizan las tecnologías del hidrógeno, además de que 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 interrumpido de energía. Adicionalmente, para poder optar a este servicio es necesario que el electrolizador ofrezca una demanda interrumpible de al menos 5 MW limitando que unidades más pequeñas puedan participar. En el caso de balance de frecuencia, la regulación no está disponible para electrolizadores, ya que 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. 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. 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. De esta forma, en referencia a la energía eléctrica renovable que se transporta 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.

En definitiva, 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 ellos se encuentra España, donde es necesario definir 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. [21]

Nivel de Calidad del gas

La concentración admisible de hidrógeno tiene grandes variaciones entre países, incluido España. 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 actualmente no está permitida la inyección directa de hidrógeno, sin embargo como se ha mencionado anteriormente, en otras redes europeas 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 tiene unas afecciones despreciables en la red. Diversos estudios analizan la problemática del uso de hidrógeno en las redes gasistas, existiendo proyectos los cuales se mencionarán posteriormente en este proyecto que plantean 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.

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 H₂ en el caso de que proceda de fuentes no convencionales. De esta forma todos los gases inyectados en la red deben seguir el Protocolo de Detalle PD01 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS de especificaciones de calidad del gas natural. [6] [21]

Todo gas introducido en los puntos de entrada del sistema gasista español deberá cumplir con las especificaciones de calidad de la siguiente tabla (Las capacidades se expresan bajo las siguientes condiciones de referencia: [PCS a 0°C; V (0°C, 1,01325 bar)]):

Propiedad	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	kWH/m ³	13.403	16.058
PCS	kWH/m ³	10.26	13.26
Constante “d”	m ³ /m ³	0.555	0.7
Azufre	mg/m ³	-	50
H ₂ S + COS	mg/m ³	-	15
RSH	mg/m ³	-	17
Oxígeno	mol%	-	0.01
CO ₂	mol%	-	2.5
H ₂ O (Punto de rocío)	°C a 70 bar	-	+2
HC (Punto de rocío)	°C a 1-70 bar	-	+5
Polvo/partículas	-	Técnicamente puro	-

Tabla 3. Especificaciones de calidad del gas introducido en la red gasista en España. Fuente: Protocolo de Detalle PD01 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS, Enagas

Los gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como biogás, el gas obtenido a partir de biomasa u otro tipo de gas producido mediante procesos de digestión microbiana, deberán cumplir con las especificaciones de calidad de la siguiente tabla (Las capacidades se expresan bajo las siguientes condiciones de referencia: [PCS a 0°C; V (0°C, 1,01325 bar)]):

Propiedades	Unidad	Mínimo	Máximo
CH ₄	mol%	95	-
CO	mol%	-	2
Hidrógeno	mol%	-	5
Compuestos Halogenados	-	-	-
Flúor	mg/m ³	-	10.1
Cloro	-	-	-
NH ₃	mg/m ³	-	3
Mercurio	µg/m ³	-	1
Siloxanos	mg/m ³	-	10
Benceno ,Tolueno, Xileno	mg/m ³	-	500
Microorganismos	-	Técnicamente Puro	-
Polvos/Partículas	-	Técnicamente Puro	-

Tabla 4. Especificaciones de calidad de gases procedentes de fuentes no convencionales en España. *Fuente: Protocolo de Detalle PD01 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS, Enagas*

4.3 Seguridad de la tecnología P2G

La seguridad del suministro es una de las tres dimensiones del triángulo de la política energética. Este concepto no sólo abarca la disponibilidad de la oferta, sino también la capacidad de las redes de energía para transportar la energía desde los lugares de producción hasta los de consumo. Debido a la creciente electrificación del sector transporte y del entorno de los edificios, la seguridad del suministro de seguridad será cada vez más importante.

La tecnología P2G proporciona múltiples funciones que mejoran la flexibilidad y la seguridad del suministro del sistema eléctrico. Una de estas funciones es el almacenamiento de energía a gran escala, como se ha mencionado anteriormente, para cubrir los cambios estacionales en la producción de electricidad de una forma más segura. A fin de vigilar y garantizar la disponibilidad de la generación y el suministro de electricidad, en el futuro será necesario realizar las denominadas evaluaciones de "adecuación de los recursos" tanto a nivel europeo como dentro de cada uno de los estados miembros.

Las redes de gaseoductos existentes están diseñadas, construidas y operadas en base a la premisa de que el gas natural es el material a transportar. Sin embargo, el hidrógeno tiene diferentes propiedades químicas y físicas que pueden afectar aumentando negativamente el riesgo presentado al público. El riesgo es una combinación de la probabilidad de un evento adverso, como la frecuencia de fallo de las tuberías o la probabilidad de ignición, y la consecuencia del evento, como la gravedad de un incendio o explosión. Agregar hidrógeno a la infraestructura de gas puede afectar tanto la probabilidad como la gravedad de los eventos adversos y, por lo tanto, potencialmente aumentar el riesgo para el público.

Para lograr estos objetivos, el trabajo de seguridad reexamina los riesgos que presentan las situaciones de incendio y explosión pertinentes a la infraestructura del gas, basándose en una mezcla de hidrógeno y gas natural. Esto se logra mediante la realización de experimentos a gran escala y el desarrollo de modelos matemáticos. Además, se revisa la información sobre la probabilidad de eventos accidentales para garantizar que fuera relevante para el nuevo combustible, por ejemplo, las frecuencias de fallo de la tubería y las probabilidades de ignición y fugas. El riesgo para el público podría ser reevaluado temporalmente.

Los experimentos llevados a cabo en laboratorios para evaluar el cambio de consecuencias de las emisiones de gas y proporcionar datos para ayudar al desarrollo y validación del modelo son los siguientes:

- Experimentos de laboratorios para evaluar las velocidades de combustión de las mezclas de metano e hidrógeno.
- Experimentos a gran escala de acumulación de un gas en un entorno doméstico e industrial.
- Experimentos a gran escala de explosiones ventiladas confinadas y explosiones de nubes de vapor en regiones congestionadas.
- Experimentos a gran escala para estudiar incendios de chorros y fallos de tuberías subterráneas

Los modelos se desarrollan y validan utilizando estos datos obtenidos, para posteriormente evaluar el impacto de diferentes niveles de hidrógeno en la gravedad de los riesgos que pueden surgir de una amplia gama de escenarios de accidentes. Se descubrió que el comportamiento de acumulación de gas era similar en naturaleza al gas natural, aunque las concentraciones alcanzadas serían ligeramente más altas a medida que se agregara más hidrógeno. Este aumento es leve para la adición de hidrógeno hasta en un 50% en volumen, pero más significativo para niveles de adición más altos, especialmente más del 70 %. La gravedad de la explosión también aumenta a medida que se añade hidrógeno, aunque el aumento es mínimo para hasta un 30% de hidrógeno. Para un 40% o más de adición de hidrógeno hay un aumento más significativo en la gravedad de la explosión, que puede ser importante en casos de confinamiento elevado o donde se pueden generar llamas a alta velocidad. Por el contrario, el peligro que representan los incendios disminuye ligeramente a medida que se agrega hidrógeno asociado con la reducción de la salida de masa.

La probabilidad de ignición y la energía mínima de ignición de las mezclas de gases se determinaron mediante experimentos de laboratorio y juicio de ingeniería, adoptando un enfoque conservador. Esta energía mínima de ignición se reduce significativamente a medida que se agrega hidrógeno al gas natural, y el riesgo aumenta el límite superior de inflamabilidad.

Finalmente en cuanto al riesgo para el público en sus hogares debido a explosiones debidas a fugas o escapes accidentales también es evaluado. Concluyendo que la adición de hidrógeno aumentaría la frecuencia de explosiones en las propiedades, ya que la adición de un 20% aumentaría la frecuencia de explosiones por dos y un porcentaje del 50% las aumentaría por cuatro. No obstante, ese riesgo sigue dentro de límites generalmente aceptados. [25]

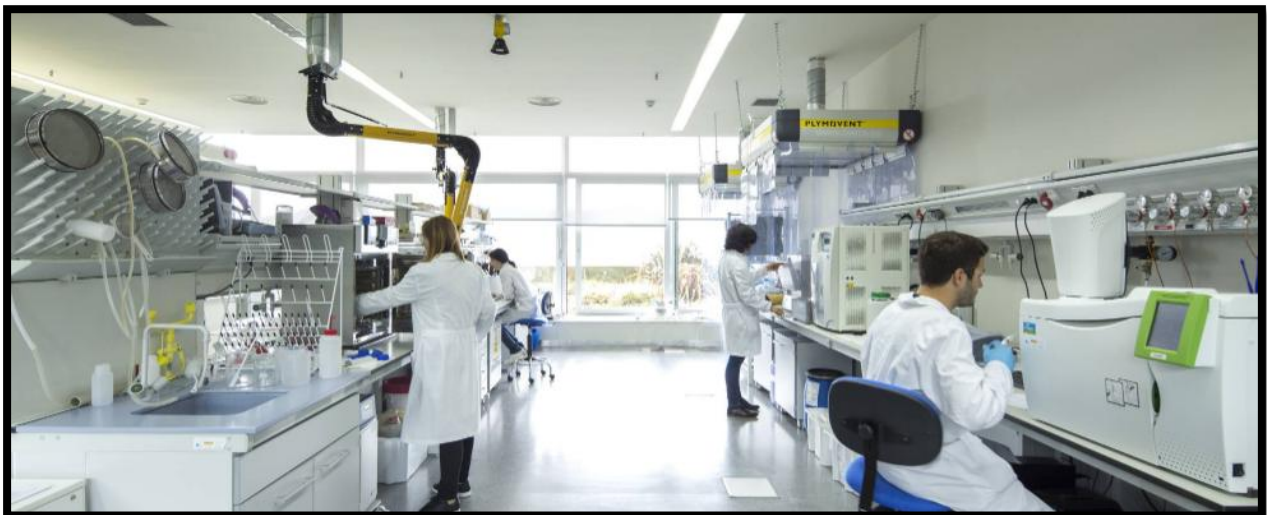


Ilustración 15. Laboratorio de investigación de hidrógeno para la inyección al gas. *Fuente: Gas Natural Fenosa*

Ley europea sobre el medio ambiente y la seguridad para instalaciones P2G

El derecho ambiental y de seguridad tiene por objetivo prevenir o limitar los efectos adversos de una actividad para la salud humana y el medio ambiente. Un mecanismo importante para que las autoridades se aseguren de que los promotores de proyectos otorguen suficiente consideración a los posibles riesgos es el procedimiento de autorización. La obligación de los Estados miembros de someter una determinada actividad a un procedimiento de autorización suele derivarse de la legislación europea en materia de medio ambiente y seguridad, aunque también afectan a la construcción y explotación de una central eléctrica a gas.

En esta sección sobre el derecho ambiental europeo se examinan determinados instrumentos y los requisitos contenidos en ellos que deberán tener en cuenta las autoridades de los Estados miembros y los promotores de instalaciones de conversión de energía en gas durante la etapa de autorización. A su vez, se plantea la necesidad de una evaluación de impacto ambiental, los requisitos de autorización derivados de la Directiva sobre emisiones industriales, la influencia de la Directiva sobre hábitats en la ubicación de las instalaciones de conversión de energía en gas, la pertinencia de la Directiva marco sobre el agua y la Directiva sobre responsabilidad ambiental.

La Directiva de evaluación del impacto ambiental (Directiva 2011/92/UE), también denominada Directiva EIA, prescribe qué actividades deben someterse a una evaluación del impacto ambiental. La evaluación del impacto ambiental es una evaluación de los posibles efectos ambientales de determinados proyectos y actividades. El objetivo de esta Directiva es garantizar que, antes de que se conceda la autorización de desarrollo, los proyectos que puedan tener efectos significativos en el medio ambiente en virtud, entre otras cosas, de su naturaleza, dimensiones o ubicación, se sometan a un requisito de autorización de desarrollo y a una evaluación con respecto a sus efectos en el medio ambiente.

La obligación de realizar una evaluación del impacto ambiental existe para aquellos proyectos que probablemente tengan un efecto significativo en el medio ambiente. La Directiva de EIA hace una distinción entre los proyectos que se supone que tienen un efecto significativo definido y los que tienen un efecto significativo no definido. Los proyectos pertenecientes a la primera categoría siempre deben ser objeto de una evaluación. En el caso de los proyectos incluidos en la segunda categoría, los estados miembros tienen la facultad discrecional de determinar si un proyecto debe ser objeto de una evaluación. Los estados miembros pueden determinar esto caso por caso o basándose en umbrales o criterios predeterminados. Entre esos criterios figuran el tamaño y el diseño de la instalación, la utilización de los recursos naturales, la producción de desechos, la contaminación y las molestias, el riesgo de accidentes graves, el riesgo para la salud humana, los efectos ecológicos, la densidad de la población en la zona etc.

Cuando se centra únicamente en la instalación de P2G para la producción de hidrógeno y GNS, la cuestión principal es si dicha instalación se considera una instalación química integrada para la producción de productos químicos. Según el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas, el hecho de que una instalación química esté "integrada" depende de la existencia de unidades de producción interrelacionadas que constituyan en cuanto a su funcionamiento una sola unidad de producción. Por consiguiente, es muy probable que una unidad electrolítica autónoma no entre en la definición de "instalación química integrada", mientras que una instalación que consiste en un electrolizador y una unidad de metanización interrelacionadas sí lo hará. En consecuencia, la obligación de realizar una evaluación del impacto ambiental sólo para la instalación de un electrolizador parece quedar a discreción de los estados miembros.

En cuanto al procedimiento de la evaluación del impacto ambiental, el primer paso del procedimiento es la preparación de una evaluación del impacto por parte del promotor de un proyecto. Esto incluye una descripción de las características de la fase operacional (por ejemplo, la demanda de energía y el uso de recursos naturales), los posibles efectos ambientales adversos y las medidas preventivas. Dado que la consulta pública es un elemento importante de la Directiva de EIA, los estados miembros deben permitir que el público y las autoridades locales expresen su opinión sobre la solicitud de autorización de desarrollo. El resultado de la consulta debe tenerse en cuenta en el procedimiento general de autorización. [24]

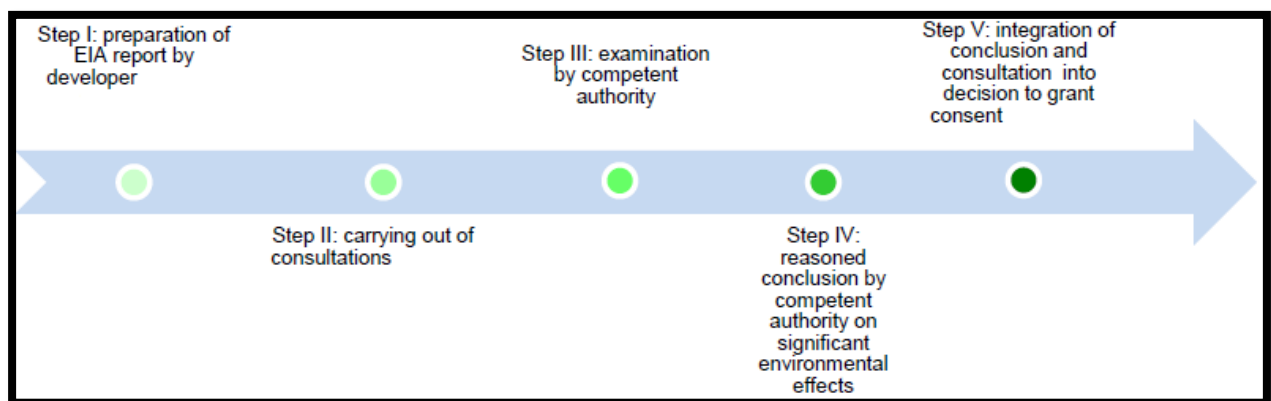


Ilustración 16. Pasos del procedimiento de la Directiva de evaluación del impacto ambiental. Fuente: *European Legislative and Regulatory Framework on Power-to-Gas, 2017*

En cuanto a las Emisiones de la industria P2G, La Directiva sobre emisiones industriales (Directiva 2010/75/UE) (en adelante "Directiva EI") tiene como objetivo prevenir y controlar la contaminación y las emisiones derivadas de las actividades e instalaciones industriales mediante la adopción de un enfoque integrado de la protección del medio ambiente. Por consiguiente, el objetivo de la Directiva EI no se limita a la mera protección del aire, el agua o la tierra, sino que tiene por objeto prevenir o reducir las emisiones y la contaminación dentro de esos ámbitos ambientales y entre ellos. La idea subyacente es que las mejoras en un ámbito del medio ambiente pueden dar lugar a efectos perjudiciales en otro. Al adoptar ese enfoque integrado, la Directiva EI tiene por objeto lograr un alto nivel de protección del medio ambiente en su conjunto.

Esta directiva no se aplicará a las actividades de investigación y desarrollo ni a los ensayos de nuevos productos y procesos. En el caso de las instalaciones de conversión de energía en gas, distintas de las instalaciones piloto o de investigación, como las plantas de almacenamiento y producción que producen hidrógeno y/o GNS, es necesario evaluar si esas actividades entran en el ámbito de aplicación. En definitiva la mayoría de los países evaluados consideran la producción de hidrógeno mediante electrolisis una actividad comprendida en esta directiva.

En el ámbito de obligaciones, no sólo se deben reducir las emisiones, la generación de desechos, el consumo y mejorar la eficiencia energética, sino que los estados miembros, la industria y otros interesados deben intercambiar información sobre las mejores técnicas disponibles. La información intercambiada es recopilada por la Comisión Europea a fin de elaborar un documento de referencia, pero los estados miembros deben asegurarse de que las condiciones del permiso estén en consonancia con estas conclusiones, con el fin de fomentar el desarrollo y la aplicación de las tecnologías emergentes. Este documento está titulado como Mejores Técnicas Disponibles.

Por último en cuanto a la Directiva de Responsabilidad Ambiental, cuando el funcionamiento de una instalación P2G da lugar a daños ambientales a las especies y hábitats protegidos, a daños causados por el agua o a daños causados por el suelo, el operador de esa instalación puede ser considerado responsable en virtud de la Directiva sobre responsabilidad ambiental (Directiva 2004/34/CE). La Directiva es una expresión del principio de que el contaminador debe pagar. La perspectiva de que los operadores sean considerados responsables de los daños ambientales tiene como objetivo tener un efecto precautorio y preventivo. En el caso de las actividades que deben realizarse con un permiso de conformidad con la Directiva EI, entre las que se encuentran las instalaciones de energía a gas, la Directiva sobre responsabilidad ambiental impone un régimen de responsabilidad, aunque la responsabilidad existe simplemente cuando se produce un daño.

Además del establecimiento de un régimen de responsabilidad en caso de daños ambientales, la Directiva obliga también a los explotadores a adoptar las medidas preventivas necesarias cuando existe una amenaza inminente de daños. Cuando esas medidas preventivas parecen insuficientes y, a pesar de ello, se producen daños ambientales, los explotadores tienen que informar sin demora a las autoridades competentes, adoptar todas las medidas prácticas para contener o eliminar el origen de los daños y adoptar otras medidas correctivas legales razonables. [24]

Efectos del hidrógeno sobre la salud

El hidrógeno es extremadamente inflamable, y muchas reacciones pueden causar fuego o explosión. La mezcla del gas con el aire es explosiva, ya que la sustancia puede ser absorbida por el cuerpo por inhalación. Las altas concentraciones de este gas pueden causar un ambiente deficiente de oxígeno, y los individuos que respiran esta atmósfera pueden experimentar síntomas que incluyen dolores de cabeza, pitidos en los oídos, mareos, somnolencia, inconsciencia, náuseas, vómitos y depresión de todos los sentidos. La piel de una víctima puede presentar una coloración azul y bajo algunas circunstancias extremas se puede producir la muerte. También las enfermedades respiratorias pre-existentes pueden ser agravadas por la sobreexposición al hidrógeno.

En cuanto a peligros químicos, el calentamiento puede provocar combustión violenta o explosión. Reacciona violentamente con el aire, oxígeno, halógenos y oxidantes fuertes provocando riesgo de incendio y explosión. Los catalizadores metálicos, tales como platino y níquel, aumentan enormemente estas reacciones. Elevadas concentraciones en el aire provocan una deficiencia de oxígeno con el riesgo de inconsciencia o muerte, por tanto es necesario comprobar el contenido de oxígeno antes de entrar en la habitación. No hay advertencia de olor si hay concentraciones tóxicas presentes, por tanto hay que medir concentraciones de hidrógeno con un detector de gas adecuado (un detector normal de gas inflamable no es adecuado para este propósito). [26]

En cuanto a la Directiva de Hábitats aunque la huella espacial de las plantas P2G es limitada, la elección de la ubicación puede verse influida por el funcionamiento de la Directiva sobre Hábitats (92/43/CEE). La Directiva sobre los hábitats prevé medidas para la protección tanto de las zonas especiales de conservación como de determinadas especies animales. En lo que respecta a las zonas especiales de conservación, el objetivo es establecer una red ecológica europea coherente de las denominadas zonas naturales. Los proyectos que se pretende ubicar dentro de una zona especial de conservación designada requieren la aprobación previa de las autoridades competentes, pero no antes de que se haya ofrecido al público en general la posibilidad de responder. La aprobación debe basarse en una evaluación que debe establecer con certeza que el proyecto no afectará negativamente a la zona, y si la evaluación revela efectos adversos, pero hay razones importantes para que un proyecto se ubique en una zona natural, el impacto negativo debe compensarse ampliando o mejorando el hábitat en otro lugar. Las especies animales no pueden ser sacrificadas, capturadas o perturbadas deliberadamente, y las plantas enumeradas no pueden ser recogidas, cortadas o destruidas. Actualmente, no se dispone de evidencia sobre el efecto del hidrógeno en la vida acuática, además que, en lo que respecta al riesgo de contaminación de las aguas residuales de los procesos, los planes de ingeniería de las plantas piloto de P2G indican que no se requiere ningún tratamiento previo antes de que las aguas residuales de los procesos se puedan verter en las aguas residuales.

Por lo tanto, no es necesario examinar la legislación ambiental europea relativa a la protección de las fuentes de agua, por ejemplo, la Directiva marco sobre el agua (2000/60/CE), cuyo principal objetivo es la protección de la calidad del agua. [24]

5 AMBICIÓN

Una vez presentada la tecnología P2G y el marco normativo que la engloba, entendiendo como tal tanto el desarrollo de la misma en cuanto a sus condiciones y sus cuestiones técnicas como en las leyes que rigen dichas condiciones y que controlan dicho desarrollo, este proyecto continúa mediante el análisis de retos y objetivos por parte tanto del ámbito europeo como del ámbito nacional, como se ha organizado previamente en algunos apartados anteriores.

Este capítulo corresponde al siguiente nivel de crecimiento de los sistemas Power To Gas, ya que como se ha mencionado anteriormente la tecnología se encuentra en un periodo de consolidación y de investigación, lo cual aumenta el rango de avance en el desarrollo de la misma. Una muestra de ello son los proyectos mencionados previamente en este proyecto, los cuales han seguido evolucionando y han dado lugar a más retos y más posibles mejoras. Posteriormente en este proyecto se analizarán aquellos proyectos más punteros y consolidados.

El nivel de los desafíos por parte de los países, regiones y ciudades, viene acompañado de las crecientes capacidades de las energías renovables, lo que incrementa la búsqueda de lugares adecuados para la alimentación de proyectos de hidrógeno con inyección en la red de gas, y la mejora de los ya instalados.

Entre los ámbitos de mejora encontramos desde aquellos a gran escala, correspondientes a las intersecciones de las redes de distribución de gas y de electricidad, los límites de inyección de hidrógeno suficientemente altos para la red de gas local y opciones de monetización para el hidrógeno verde en la red de gas natural. Para una pequeña escala, se encuentran desde mejoras de los equipos y la mejora de aparatos de medición, hasta la mejora en tuberías, conductos, puntos de sustracción etc.

Por último, y no menos importante, encontramos los retos enfocados a la política de regulación común, aunque el desarrollo de éstos como se menciona anteriormente en el apartado de la normativa se encuentre en un periodo de estancamiento y queda a responsabilidad de cada país. Sin embargo, en cuanto a la situación del mercado del gas se pretende aumentar su flexibilidad física de acuerdo con las necesidades de gas del mercado. [6] [22]

5.2 Ambición y retos de la Unión Europea

En la búsqueda de mejorar las condiciones técnicas y económicas para inyectar hidrógeno en las redes de gas natural, la Unión Europea plantea 10 claves para maximizar la inyección de hidrógeno. Las solicitudes para conectar a los productores de hidrógeno, mezclas de CH₄/H₂ o metano sintético ya han sido transmitidas a los operadores de infraestructuras de gas. Por lo tanto, los operadores de redes de gas continúan su labor de preparación de sistemas de gas para la integración del hidrógeno y el metano sintético, a fin de facilitar el desarrollo de estas nuevas cadenas de valor de gas renovable. Para alcanzar estos retos, los investigadores y operadores de gas recomiendan la implementación y el seguimiento de las siguientes 10 cuestiones clave:

1. Identificar las áreas adecuadas en las que se aplica la tasa de mezcla del 6%. Cuando se cumplan las condiciones, adaptar las especificaciones del gas para inyectar primero el 10%, luego el 20%.

Las especificaciones de gas de los transportistas, unidades de almacenamiento y distribuidores prevén actualmente un nivel máximo de hidrógeno del 6% en volumen. El trabajo realizado por los operadores muestra que este índice puede alcanzarse a corto plazo en la mayoría de las subzonas de la red, con la excepción de los equipos de uso final o las instalaciones de clientes sensibles (por ejemplo, las estaciones de gas natural comprimido o los fabricantes de vidrio). Dadas las características y el plazo previsto para la conexión de los proyectos identificados en esta etapa, los operadores no consideran necesario adaptar las especificaciones actuales.

En los próximos años, los operadores trabajarán en la identificación más precisa de las zonas propicias para la inyección de hidrógeno en las diferentes subzonas, teniendo debidamente en cuenta las limitaciones técnicas de las infraestructuras y los usos finales del gas.

De cara al futuro, y cuando el sector de la inyección se desarrolle, el trabajo de investigación avanzará, y la red y el equipo de extracción o salida está ya adaptado para el hidrógeno. Las especificaciones del gas se actualizarán en coordinación con servicios del estado, al 10% inicialmente y subiendo al 20%. Dejando de lado los contextos locales específicos, este umbral del 20% parece ser el límite superior por encima del cual se necesitarán inversiones importantes, en particular para usos posteriores.

2. Invitar a los operadores a coordinar y compartir los esfuerzos de investigación y desarrollo de todas las rutas técnicas de inyección.

Los operadores de gas hicieron un esfuerzo conjunto inicial para identificar y priorizar las acciones de investigación y desarrollo necesario para permitir el desarrollo de las diversas rutas de integración del hidrógeno en la red. Estos temas se desglosarán en hojas de ruta por cada operador.

Más adelante, estos procesos serán coordinados para optimizar los esfuerzos de investigación. El objetivo es lograr los objetivos lo más rápido posible y de la forma más rentable. Este esfuerzo conjunto entre los operadores se unirá a un ejercicio de intercambio con los operadores de otros países de gran escala que trabajan en la integración del hidrógeno en sus redes. La intención es mejorar y disfrutar de los beneficios conjuntos de estos esfuerzos de investigación y desarrollo. Para ello, se ha creado una estrategia técnica y estratégica y se organizará un "taller de expertos" con voluntarios europeos durante los próximos años. Los operadores compartirán su hoja de ruta consolidada con los organismos gubernamentales pertinentes.

Es importante que estas inversiones en I+D se integren en los gastos cubiertos por los aranceles para que las infraestructuras de gas natural puedan desempeñar plenamente su papel en el desarrollo del hidrógeno europeo y conservar su valor en la transición energética. También es importante que los costes correspondientes estén cubiertos en los modelos económicos en el marco de los procesos existentes.

3. Establecer una especificación del 10% de hidrógeno mezclado como objetivo del sector para 2030.

El objetivo es movilizar a los fabricantes de equipos y a los usuarios intermedios, y gestionar las inversiones de los operadores caso por caso. La capacidad de generalizar y ampliar la inyección de hidrógeno en las redes depende de la tolerancia del equipo, de las infraestructuras de gas y de los usuarios posteriores. Para los clientes (en particular, los clientes difusos), en su conjunto, representando un importante desafío financiero. Esta aceptabilidad implica, por un lado, el desarrollo y suministro de dispositivos compatibles con las mezclas de CH₄/H₂ y, por otra parte, la adquisición de estos equipos por parte de los operadores y usuarios finales en las regiones situadas.

La anticipación de esta adaptabilidad es un factor real para optimizar los costes de integración del hidrógeno en la cadena de gas. Para facilitar esta anticipación, se recomienda fijar de aquí a 2030 un objetivo de compatibilidad de las infraestructuras y de los equipamientos posteriores con un nivel de hidrógeno del 10% en volumen, en condiciones que se definirán en concordancia con los servicios del Estado. Además de ser alcanzable con unos costes de adaptación limitados, fomenta la cooperación potencial, la interoperabilidad de las redes europeas y los efectos masivos en las compras de equipos.

4. Dirigir un grupo de trabajo sobre inyección de hidrógeno que reúna a los interesados en la cadena de gas y los servicios del estado, junto con los productores de hidrógeno, para facilitar la ejecución de los proyectos iniciales de inyección

En abril de 2019 se fundó un grupo de trabajo sobre la inyección de hidrógeno, dirigido por la empresa francesa GRTGAZ, para definir y enmarcar los diferentes elementos técnicos y contractuales del proceso de inyección de hidrógeno, incluso en forma de metano sintético, para todos los interesados. El objetivo es trasladar este proyecto a un nivel internacional, que trabaje para habilitar proyectos pioneros y asegurar la coherencia con las prácticas existentes en materia de biometano, garantizando que se tengan debidamente en cuenta los aspectos reglamentarios. Los temas que se están estudiando actualmente son:

- Procedimientos y límites de responsabilidades para cada uno de los componentes del sistema de conexión,
- Trazabilidad y garantías de origen del hidrógeno,
- Calidad del gas,
- Visiones futuras para la evolución de los sistemas de energía.

5. Asegurar una posición coordinada y unificada en lo que respecta a los trabajos de normalización europea sobre infraestructuras y equipos posteriores

Los operadores de gas participan activamente en los trabajos de los grupos europeos de normalización y prenormalización para apoyar las posiciones relacionadas con la adaptación de los puntos de referencia normativos. El objetivo es asegurar que estos se alinean para el desarrollo del sector del hidrógeno y la interoperabilidad de las redes. Los principales trabajos en los que participan los operadores de gas son calidad del gas, tuberías, medición, compresión, puntos de entrega y almacenamiento.

6. Realizar una evaluación de las externalidades de la inyección de hidrógeno en las redes de gas y de la metanización, incluyendo un análisis del ciclo de vida de estos sectores

Los cálculos económicos externos que se realicen no pueden solo estar limitados a las infraestructuras y los usos posteriores. La pertinencia de esos costes debe evaluarse en relación con las externalidades y servicios derivados de la inyección de hidrógeno en las redes. Este trabajo debe ser integrado en consideraciones más amplias relativas a las externalidades del sector del hidrógeno. En particular, deben ser evaluarse:

- Evitar las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Mejora de la balanza comercial de la porción de hidrógeno producida en Europa.
- Creación de empleo y otros beneficios económicos locales.

Un análisis del ciclo de vida del hidrógeno según los diferentes tipos de producción y rutas de inyección debe ser realizado también para evaluar las externalidades ambientales, analizando el impacto sobre el área geográfica en la que se sitúe el proyecto.

7. Integrar el papel de las infraestructuras de gas en el desarrollo del hidrógeno en la previsión de la mezcla de energía y aplicar un programa de trabajo específico sobre el acoplamiento de las redes de gas y electricidad

En relación con el trabajo europeo sobre el acoplamiento de sectores y la reforma del mercado del gas de la UE, las autoridades públicas deben desarrollar visiones de futuro sobre el papel que el hidrógeno puede desempeñar en la transición energética. Su objetivo debería ser movilizar conjuntamente los ecosistemas de gas y electricidad aprovechando sus fortalezas complementarias. Para ello se deberán poner los operadores de gas a disposición de las autoridades públicas para ayudar en estos esfuerzos. Son esperables las proposiciones de diferentes escenarios para integrar el hidrógeno inyectado, lo que aumentaría el abanico de mejoras en las previsiones del gas.

A su vez, los operadores de gas están trabajando actualmente con las partes interesadas de la industria para evaluar y optimizar el papel de las infraestructuras de gas natural en el desarrollo del hidrógeno descarbonizado y los diversos usos asociados, con el objetivo común de ayudar a lograr la neutralidad del carbono para 2050 a un coste óptimo. En el contexto actual, los operadores de gas están comprometidos con la sostenibilidad de las vías de transición propuestas. Están convencidos de que los escenarios basados en las infraestructuras existentes pueden ofrecer una solución sin dar lugar a inversiones masivas en un momento dado para los clientes finales. El fin de esto cumpliría las preferencias de los operadores, haciendo que los poderes públicos establezcan un marco que reúna el gas y las redes eléctricas con miras a lograr una consolidación.

8. Definir y aplicar un marco favorable para experimentar con el desarrollo y el funcionamiento de las primeras mezclas de 100% hidrógeno

Para ir más allá de la labor de investigación y desarrollo de los operadores de gas y anticipar la forma de los futuros marcos técnicos y reglamentarios para el suministro, la transmisión, el almacenamiento y la distribución de la energía del hidrógeno, sería útil poner en marcha un experimento de campo a corto plazo para convertir un bucle local de gas natural en hidrógeno, o incluso poner en marcha un nuevo bucle 100% de hidrógeno. Sabiendo los costes de la conversión en sentido descendente, la zona objetivo inicial sería una zona industrial o una zona de tamaño limitado.

Un experimento de este tipo debe llevarse a cabo con el apoyo del estado, como parte de un plan nacional de despliegue de hidrógeno para la transición energética. Contribuirá a una mejor comprensión de los desafíos a los que se enfrenta esta ruta de descarbonización del gas, además de una impulsión económica por parte de nuevos contribuyentes estatales.

9. Crear un marco para el desarrollo de la tecnología P2G en caso de fallo del mercado

A pesar de los beneficios claramente identificados, los modelos económicos de los sistemas P2G pueden ser difíciles de establecer en ausencia de mecanismos para compensar los servicios que garantizan el beneficio. De hecho, actualmente no existe ningún mecanismo para evaluar el valor del acoplamiento, y menos aún para remunerarlo. Por otra parte, este punto es objeto de numerosos debates a nivel europeo. Con toda probabilidad, es la base de los trabajos encomendados a los operadores de redes eléctricas en el marco del plan del hidrógeno. La identificación de este valor es una tarea compleja, ya que hay potencialmente múltiples parámetros a considerar: valor en los productores de energías renovables, valor en la flexibilidad de la red eléctrica, valor más global de la optimización de las inversiones en infraestructuras energéticas, valor en el arbitraje del coste y por lo tanto de los vectores de descarbonización para los diferentes usos posteriores.

Será necesario un marco transitorio temporal para permitir que se concreten los proyectos que se consideren pertinentes dentro de cada país. Este marco asegurará su modelo económico integrando los largos períodos vinculados a este tipo de inversión y las incertidumbres actuales en cuanto al valor de los servicios prestados a lo largo del tiempo. Las formas que podría adoptar este marco se debatirán con todos los interesados que puedan participar en este tipo de trabajo. Se evaluarán según los beneficios y el grado de transparencia previsto para los proyectos. Es importante poder capitalizar estos proyectos de acoplamiento iniciales para diseñar un marco técnico-económico.

10. Establecer exámenes periódicos de la marcha de los trabajos entre los operadores y los servicios estatales interesados y actualizar el informe cada cinco años

Los operadores mantendrían su grupo de trabajo conjunto para continuar el diálogo y los efectos secundarios relacionados con Trabajo de I+D sobre la inyección de hidrógeno en las redes. Se establecerían intercambios regulares de información, aunque la frecuencia de los cuales aún está por determinar, con los servicios del estado para compartir los resultados de sus acciones. Los operadores también proponen que el informe sobre la inyección de hidrógeno en las redes se actualice cada cinco años a fin de disponer de un documento oficial que pueda compartirse y que permita debatir con otras partes interesadas del sector, así como con los demás países y la Comisión Europea. [22]

5.2 Ambición y retos en España

La situación actual en cuanto a los retos y objetivos de cara al futuro en España no está tan alejada de la situación europea, ya que aunque es cierto que hay países por delante de España en esta tecnología como Alemania, España debido a su posición en la cabeza de los desarrollos renovables en Europa la colocan como otra referente en el acoplamiento de los sistemas Power To Gas a las energías renovables.

No obstante, como se mencionará posteriormente y observaremos en las referencias, en España la iniciativa la recogen pocos proyectos de gran escala, aunque estas empresas encabezan mundialmente los sectores referentes.

En España, la situación eólica y solar es muy beneficiosa por tanto los excedentes de energía serán muy abundantes, lo que invita al desarrollo de la tecnología P2G. Esto supone que nuestro país sea un terreno favorable para la investigación y el desarrollo de las posibles mejoras y avances dentro de los sistemas Power To Gas.

Retos del sector energético

La necesidad de reducción de la dependencia energética europea y de los compromisos de reducción de gases de efecto invernadero promueven los objetivos 20-20-20, los cuales para 2020 fijan un 20% de energía proveniente de fuentes renovables, un 20% de reducción de consumo por mejora de la eficiencia y un 20% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Dichos objetivos se ven superados en el 2030 (27% renovables) y en la hoja de ruta de 2050 (55%-97% renovables).

España, conjuntamente con el resto de los 27 Estados miembros que forman la Unión Europea, ha presentado una única Contribución Nacional que establece objetivos de reducción al 2030. Estos objetivos son los que se aprobaron por el Consejo Europeo en octubre de 2014, también conocidos como el Paquete de Clima y Energía al2030, que supone una reducción de Gases de Efecto Invernadero del 40% respecto a 1990. Dentro de las energías renovables, la generación eólica y fotovoltaica son las que se prevé que tendrán un mayor desarrollo. La generación a partir de fuentes renovables tiene las siguientes características: dependencia del recurso primario (viento, sol), gran variabilidad y bajo ratio de energía generada por potencia instalada.

De cara a esos objetivos previstos para 2030, como ya se menciona anteriormente en este proyecto, también se busca la mejora de la eficiencia energética a nivel de la UE de al menos el 27%, que se revisará para finales de este mismo año, y la interconexión eléctrica existente del 10% para finales de 2020 y con miras a alcanzar el 15% para 2030. [17] [31]

En este ámbito de la interconexión eléctrica, las renovables representan ya el 49,3 % del total del parque generador de energía eléctrica en nuestro país, y según los datos publicados por Red Eléctrica de España, la previsión de la demanda de energía eléctrica nacional en 2019 ha sido de 264.843 GWh.

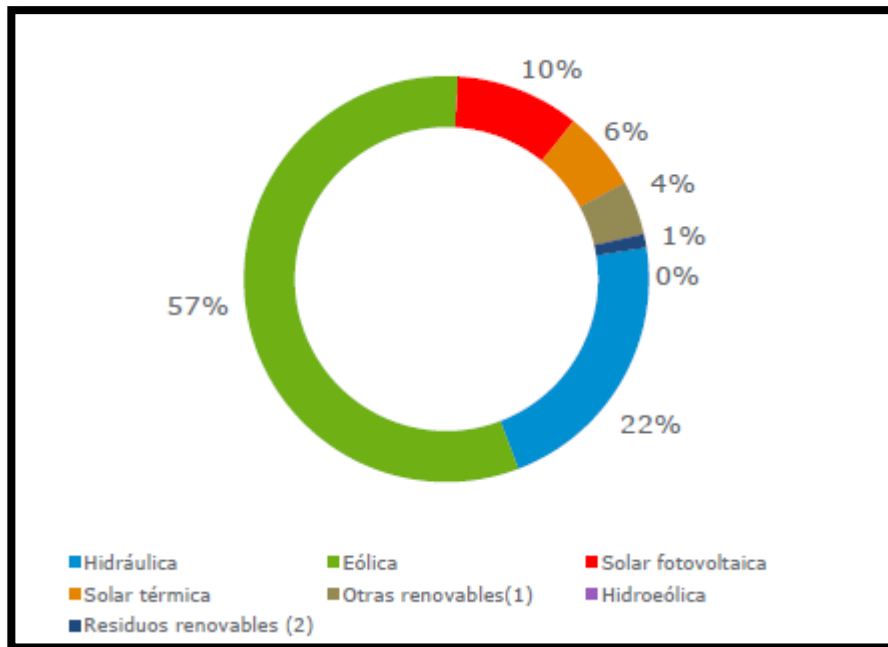


Ilustración 17. Distribución de la potencia renovable instalada en España. Fuente: Red Eléctrica de España, Enagas

El escenario actual de producción fotovoltaica y generación eólica plantean una situación muy prometedora, cuya curva de evolución pese a haber descendido se encuentra en constante evolución. Sin embargo, muestran una gran variabilidad según el mes del año y las condiciones meteorológicas, creando importantes diferencias de producción (La punta de demanda no tiene porqué coincidir con la máxima producción renovable):

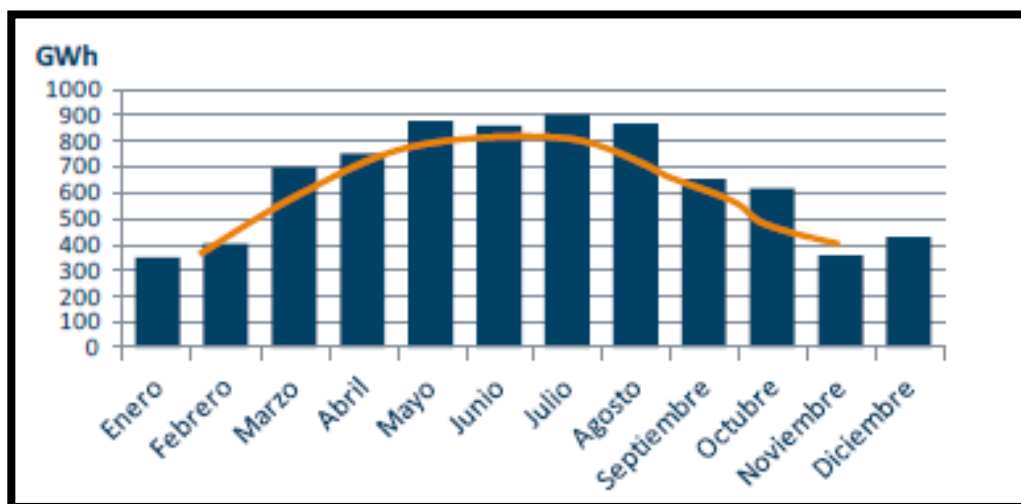


Ilustración 18. Producción fotovoltaica mensual. Fuente: Centro Tecnológico de Gas Natural Fenosa

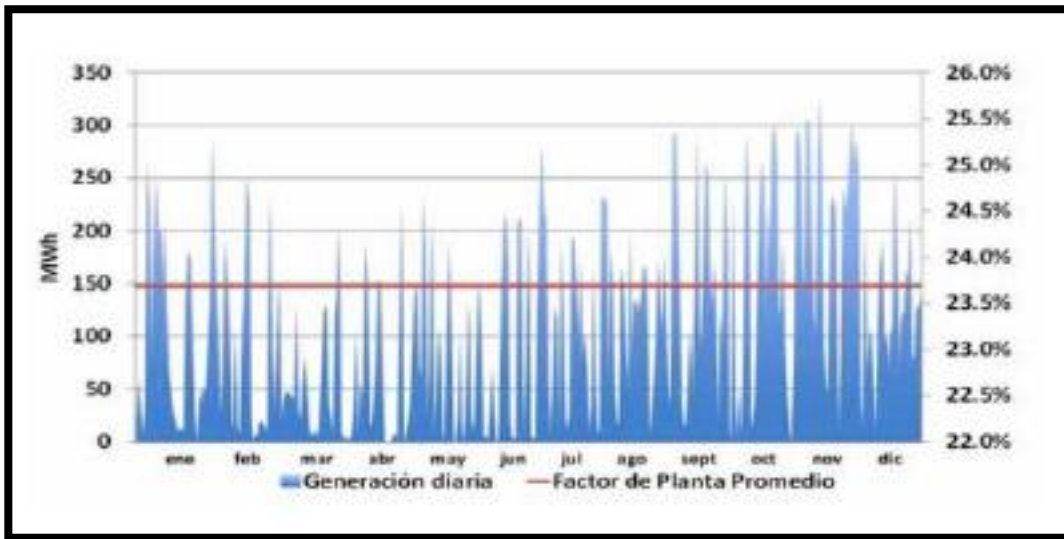


Ilustración 19. Generación eólica mensual. Fuente: Centro Tecnológico de Gas Natural Fenosa

Debido a estos excesos de generación y producción se originan vertidos de renovables, unos debidos a las restricciones técnicas y otros a los desvíos en la producción en tiempo real. Para observar la magnitud de estos vertidos de renovables, por ejemplo en 2013 los vertidos de la energía eólica hubieran abastecido 300.000 viviendas ese mismo año. Por ello los objetivos de flexibilidad energética europea se comparten también en España.

Entre los posibles retos para cambiarlo, destacan la generación convencional de rápida respuesta, cambios en las reglas de los mercados y mayor capacidad de interconexión. Sin embargo, encontramos nuevas soluciones como la participación de la demanda y el almacenamiento energético, donde entran en juego los sistemas P2G. [17] [31]

Retos de la tecnología P2G

Las tres vertientes hacia las que enfocar los retos de la tecnología P2G en España, corresponden al almacenamiento energético, el aprovechamiento de los excedentes de energía y la mejora de la inyección de hidrógeno, tanto en porcentajes como en cuestiones técnicas y propiedades de la mezcla.

En primer lugar, para afrontar el almacenamiento energético, la red gasista nacional cumple los requisitos correspondientes. La capacidad útil de almacenamiento subterráneo de gas en España es de 29.141 GWh, aproximadamente el 8% del consumo anual, es decir, aproximadamente un mes de consumo medio. A su vez, transformando ese gas en electricidad, se podría cubrir un 6% de la demanda eléctrica, es decir unos 25 días/año de consumo medio. Por tanto, el desarrollo de esta herramienta de almacenamiento supondría importantes beneficios, además de la producción de ácido sulfhídrico.

En segundo lugar, en cuanto al excedente de generación renovable para 2030 se pretende una cobertura de los sistemas P2G a la demanda del 68 %, con un valor de 342.000 GW/h y un excedente eléctrico del 5,8%. Además, la tecnología Power To Gas se adaptaría a la duración de los periodos de los excedentes, ganando 20.000 GWh/año.

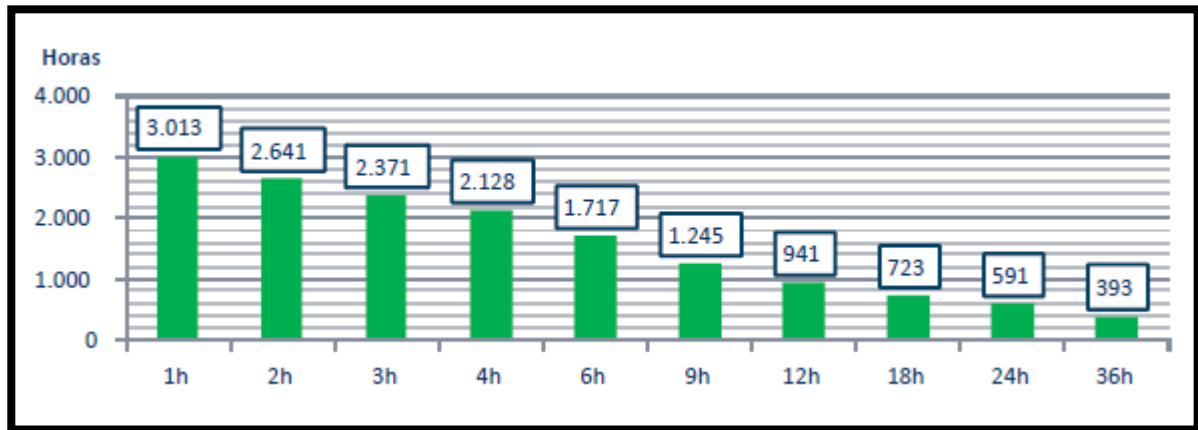


Ilustración 20. Duración de periodos de excedentes. Fuente: Centro Tecnológico de Gas Natural Fenosa

Por último, en cuanto a la inyección de hidrógeno en la red gasista, en base al protocolo de detalle actualmente no puede inyectarse H_2 puro en la red de gas. Solo pueden inyectarse mezclas de máximo 5% de hidrógeno y si éstas llevan al menos un 95% de metano procedente de fuentes no convencionales. Por tanto se pretende aumentar estos porcentajes de hidrógeno como los porcentajes en los depósitos metálicos para el almacenamiento de gas comprimido que actualmente está en un 2%, como también se pretende aumentar el porcentaje admisible en las turbinas de gas. A su vez, se pretende avanzar en el análisis cromatográfico con el fin de determinar con precisión las concentraciones de hidrógeno.

En este último apartado de determinación de concentraciones de hidrógeno, también se pretenden controlar las variaciones de determinadas propiedades del gas las cuáles serían:

- Densidad y viscosidad además de otras propiedades termodinámicas
- Factor de compresibilidad
- Calor específico a presión constante
- Calor específico a volumen constante
- Coeficiente isentrópico
- Coeficiente Joule-Thomson

[17] [31]

6 IMPACTO

Para poder analizar el impacto esperado en la tecnología P2G, hay que diferenciar entre lo que serían impactos actuales o inmediatos y los posibles impactos en el futuro, los cuales están estrechamente relacionados con la ambición y los retos mencionados anteriormente. Los impactos actuales están reflejados en los proyectos más avanzados en la actualidad, y en las posibles mejoras a corto plazo que se desarrollen en los mismos. Mientras que los impactos futuros están relacionados con los resultados que se obtendrían si se siguieran los caminos establecidos en el avance de la tecnología y se cumplieran todos los requisitos que la engloban, es decir, corresponderían a un relativo premio si se realizarán todos aquellos retos y objetivos mencionados en el capítulo anterior.

El impacto de los sistemas P2G está fundamentado por las innovaciones y mejoras de equipos y materiales, regulado por la implementación de marcos legales y de seguridad, acompañado por el seguimiento de la calidad del gas, y reflejado en la mejora de la eficiencia energética a nivel de la UE y a nivel mundial. Todo ello, converge en una gran viabilidad para numerosas aplicaciones y en una reducción de los costes. Y queda demostrado con la difusión y el comercio de la tecnología entre las empresas a nivel mundial.

En este proyecto, se centrará la investigación en los impactos inmediatos, es decir en los proyectos actuales más significativos, ya que es la mejor manera de traducir y explicar los impactos que está teniendo esta tecnología en todos los ámbitos. De esta forma, analizaremos los “proyectos abanderados” de los sistemas Power To Gas, tanto a escala nacional como internacional, y con ello se observará la fase en la que se encuentra esta tecnología y las siguientes fases que están por llegar.

Sin embargo, no se abandonará la perspectiva futura, ya que como se ha mencionado anteriormente esta tecnología se encuentra en un estado de crecimiento, y por tanto queda más camino que recorrer en cuanto a avances que el ya recorrido. Esto implica que los impactos actuales serán señales de ir en la buena dirección hacia los impactos futuros, como son aumentar el aprovechamiento eólico en un 50%, elevar los porcentajes de hidrógeno en la red de gas natural aumentando la calidad y seguridad del suministro o la reducción de las emisiones de efecto invernadero entre otros.

A continuación se desarrollarán los proyectos más evolucionados y consolidados de la tecnología P2G, y como se ha organizado en apartados anteriores, se dividirán entre los nacionales y los internacionales. No obstante, los mayores avances en los sistemas P2G los encontramos nuevamente en la Unión Europea, por tanto como queda reflejado en apartados anteriores, cuando hablamos de situación internacional hablamos generalmente a nivel europeo.

6.1 Impacto a nivel internacional

Según los expertos de la Universidad Técnica de Ciencias Aplicadas (OTH) de Ratisbona, Alemania, que recientemente revisaron los proyectos existentes de hidrógeno y metano de energía a gas, alrededor de 143 proyectos P2G han operado desde 1988 en 22 países. Aunque solo 56 proyectos de hidrógeno y 38 de metanización estuvieron activos en 2019. Si bien la flota existente comprende principalmente proyectos piloto o de demostración de menos de 1 MW, casi el 45% de estos proyectos alimentaron o planearon alimentar gas a la red o reconvertirlo en energía o calor.

A continuación se destacarán aquellos que muestran mayores niveles de eficiencia, seguridad y nivel tecnológico, además de tener márgenes de trabajo para mejorar. Que tengan perspectiva de futuro, es una de las razones que potencian más el proyecto, y que lo sitúan además en ese rango de impactos futuros los cuáles se han explicado anteriormente. No obstante, la capacidad energética seguirá siendo la característica más valorable a la hora de marcar una escala de nivel.

Proyecto 1: Inyección del 20% de hidrógeno en la red de gas natural

Empresa: HanseWerk, Hamburgo

Este proyecto alemán, en proceso de crecimiento e investigación, tiene como objetivo la inyección de hidrógeno en la red de gas natural con hasta un 20% de porcentaje de H₂. Esta investigación, esta complementada por la empresa Schleswig-Holstein Netz AG (SH Netz), que investiga si los sistemas de calefacción y otros aparatos de gas pueden tolerar dichos niveles de inyección, y a su vez, bajo el liderazgo de su compañía hermana Avacon con la Asociación Alemana de Administración de Gas y Agua, realizan una prueba de campo conjunta. El experimento tiene lugar en la ciudad de Schopisdorf en Sajonia-Anhalt.

La red de gas existente representa un almacenamiento ideal para el gas verde, que se obtiene de la electricidad mediante electrólisis. La tecnología de energía a gas puede impulsar la descarbonización del sector de calefacción previamente descuidado. Por ejemplo, la filial de HanseWerk, Schleswig-Holstein Netz, encargó recientemente la primera planta de Schleswig-Holstein para agregar hidrógeno verde a la red de gas natural en Brunsbüttel. Sin embargo, tras los problemas iniciales que solo permitían agregar un pequeño porcentaje a la red de gas natural, se inició previamente el proyecto "Prueba piloto 20.-Vol% de hidrógeno". Para que la transición energética sea sostenible, se necesita una transición de movilidad y calefacción además de una transición de electricidad pura. Esto alivia la expansión de la red y contribuye al hecho de que más energía generada localmente también se utilice localmente como parte del acoplamiento del sector.

Pero hasta ahora las condiciones en Alemania no han sido las correctas, ya que sólo se permite una inyección del 10 % en las redes locales. No obstante, la concentración de doble mezcla se probará ahora en Schopsdorf, por primera vez en Alemania, y aunque los dispositivos finales están sujetos a una prueba de compatibilidad, la prueba se ejecuta hasta finales de 2022. Por lo tanto, la sección de red específica de la red de distribución de gas en Schopsdorf es adecuada para el proyecto, ya que la infraestructura de red y la tecnología de terminal instalada allí son representativas y los resultados son escalables para diferentes operadores de las redes de distribución. Si esta prueba llega a la conclusión de que el 20% de hidrógeno en las redes locales es compatible con el dispositivo final y, por lo tanto, está permitido, el límite en las regulaciones podría aumentar hasta ese 20%.

Por otro lado. Para observar la dimensión de este proyecto, desde 2015, Schleswig-Holstein Netz ya demostró en una prueba de campo en Klanxbüll en el norte de Frisia que los electrodomésticos pueden tolerar el diez por ciento de hidrógeno. Con la prueba de campo actual en Schopsdorf, Schleswig-Holstein Netz y Avacon ahora están dando el siguiente paso. Si la prueba fuera exitosa, el almacenamiento de energía de la red de gas natural sería cada vez más importante, siempre que se ajustaran las condiciones marco para el sistema de archivo y recaudación. [32]

Proyecto 2: Power To Gas para uso industrial

Empresa: Proyecto Júpiter 1000, GRTgaz, Francia

Júpiter 1000 es un innovador proyecto de demostración industrial de energía a gas, basada en una plataforma destinada a la transición energética, la instalación tiene como objetivo transformar la electricidad renovable en gas para poder almacenarla. De hecho, el exceso de electricidad se convertirá en hidrógeno por dos electrolizadores, pero también en metano sintético por medio de un reactor de metanización y una estructura para capturar CO₂ de los humos industriales vecinos.

GRTgaz y sus socios están desarrollando actualmente el proyecto en Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône) en la plataforma Innovex dedicada a acoger proyectos manifestantes en relación con la transición energética. El proyecto se ubica en la intersección de las redes de gas y electricidad y cerca de una fuente industrial de CO₂.

Con el proyecto Jupiter 1000, GRTgaz y sus socios tienen como objetivo implementar a escala industrial una innovadora instalación de producción de hidrógeno de 1 MW, que consta de dos electrolizadores de dos tecnologías diferentes: PEM (membrana) y alcalina . El demostrador también incluye una unidad de captura de CO₂ en las chimeneas de un industrial vecino y una unidad de metanización para convertir el hidrógeno producido y el CO₂ así reciclado en metano sintético.

Este gas neutro en carbono se inyectará en la red de transporte de gas. Una estación de inyección / mezcla asegura el cumplimiento del gas de síntesis y la electricidad consumida es producida directamente por turbinas eólicas ubicadas cerca del Gran Puerto Marítimo de Marsella. En este proyecto la inyección de hidrógeno alcanza los 200 m³/h y la producción de metano los 25m³/h. [33]

Proyecto 3: Integración de tecnología P2G en edificios existentes

Empresa: Strategieplattform Power To Gas, Deutsche Energie-Agentur

El siguiente proyecto, tiene como objetivo la integración de tecnología P2G en edificios. El metano y el hidrógeno sintéticos además de ser respetuosos con el clima, pueden reemplazar el gas natural fósil y pueden alimentar las infraestructuras de energía y sistemas de calefacción existentes. De esta forma Power To Gas puede ayudar a reducir las emisiones de CO₂ en el sector de la construcción.

Una gran ventaja es que no hay ningún esfuerzo técnico y los sistemas de calefacción existentes pueden continuar utilizándose. Esto es particularmente relevante ya que actualmente alrededor del 75% de la calefacción de las habitaciones en los edificios se genera con gas. Dado que el intercambio de sistemas de calefacción es lento, se puede suponer que los sistemas de calefacción de gas continuarán utilizándose después de 2040. Por lo tanto, la tecnología P2G puede desempeñar un papel importante en el logro de los objetivos de protección climática, especialmente si las medidas de renovación en el área del edificio no se implementan tan rápidamente.

Por ello este proyecto se centra en la contribución a un suministro de energía de bajo CO₂ en los edificios existentes y para ser la base de los sistemas de calefacción existentes e infraestructuras energéticas. El sector de la construcción, con sus 22 millones de edificios, ofrece un gran potencial técnico para aumentar la eficiencia energética y el uso de energías renovables. Al mismo tiempo, el sector de la construcción es sumamente heterogéneo, por ejemplo en lo que respecta a la propiedad y la estructura de los usuarios, los diferentes tipos de edificios, la condición energética del edificio y las tecnologías utilizadas y fuentes de energía. El uso sensato de estas medidas relacionadas con la energía o con las tecnologías de calefacción y fuentes de energía con bajo contenido de CO₂ depende en gran medida de la situación inicial y las respectivas necesidades, además de la envoltura del edificio.

Finalmente, este proyecto también tiene en cuenta los largos ciclos de inversión en el sector de la construcción. Debido a la lentitud de las tasas de sustitución de los sistemas de calefacción, cabe suponer que los sistemas de calefacción de gas probablemente seguirán existiendo, sin embargo, el metano sintético y el hidrógeno producidos de forma neutra podrían introducirse sucesivamente en las infraestructuras existentes y, de este modo, sustituir al gas natural fósil en los sistemas de calefacción existentes progresivamente. [34]

Proyecto 4: Almacenamiento de metano y de energía eléctrica de fuentes renovables en la red de gas natural: electrólisis de H₂O y síntesis de componentes de gas. Estudios a largo plazo de electrolizadores de presión PEM para aplicaciones P2G

Empresa: Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar ISE

En este proyecto conjunto, el dióxido de carbono y el hidrógeno producidos por la electrólisis se convierten en metano, que puede almacenarse y transportarse en la red de gas natural sin dificultad. La electrólisis PEM (membrana de electrolito de polímero) es un proceso particularmente adecuado para producir hidrógeno: el uso de una membrana como electrolito sólido da como resultado una alta densidad de potencia. Debido a su excelente robustez frente a la sobrecarga y la carga parcial, la electrólisis PEM se puede operar de forma muy dinámica. La configuración de la celda permite el funcionamiento a alta presión, por lo que no hay necesidad de compresores adicionales para la producción de metano.

Para comprender mejor el subsistema de electrólisis en el contexto del sistema completo de energía a gas, se establece una instalación de prueba con la que se pueden reproducir diferentes perfiles de carga y se puede probar la estabilidad a largo plazo a nivel del sistema de manera realista. Además, el comportamiento de degradación en condiciones estacionarias se probó durante varios miles de horas a nivel de pila.

Para optimizar la gestión dinámica de la operación, se caracteriza un sistema de electrolisis PEM de 6 kW, y se analizan los componentes individuales en detalle. Se determinan los balances de energía para el electrolizador completo en diferentes puntos de carga y durante la aplicación externa, los perfiles de potencia fluctuantes. Los resultados no sólo sirven para detectar pérdidas, sino también para desarrollar de forma iterativa el hardware y la gestión del funcionamiento en casos de aplicación típicos. Los experimentos han demostrado que la respuesta dinámica de un electrolizador de presión PEM, acoplado a la generación de electricidad eólica o fotovoltaica, satisface completamente las demandas de los sistemas P2G.

Se obtuvieron buenos valores de eficiencia, que pueden seguir optimizándose en el rango inferior de carga parcial. Los factores de utilización dependen esencialmente de la relación entre la potencia nominal del electrolizador y la del sistema generador. La calidad del gas del hidrógeno producido fue excelente durante todo el período de medición, y bajo las condiciones límite seleccionadas, se pueden lograr hasta 4700 horas de carga completa por año con el modelo comercial simulado. [35]

Proyecto 5: Hystock

Empresa: Aardgasbuffer Zuidwending, Holanda

Este proyecto situado en los Países Bajos, corresponde a la primera instalación en este país en la que, en una escala de 1 MW, se gana energía con la conversión de electricidad generada de manera sostenible en hidrógeno. EnergyStock y colaboradores han comenzado un proyecto piloto con el fin de conseguir la producción a gran escala de hidrógeno verde necesaria para alcanzar los objetivos climáticos de 2050. Este llamado principio de poder a gas apenas se aplica en los Países Bajos, sin embargo, puede desempeñar un papel importante en esto a largo plazo y puede convertirse en uno de sus centros de energía.

Las subsidiarias de Gasunie EnergyStock y Gasunie New Energy han comenzado un proyecto de demostración en Natural Gas Buffer Zuidwending con el que se puede obtener experiencia con la conversión de electricidad generada de manera sostenible en hidrógeno. Se han instalado aproximadamente 8.500 paneles solares con una capacidad combinada de 2,4 MW en las paredes de tierra alrededor de la instalación. De esto, 1,4 MW están destinados a hacer que el suministro de energía propio de la instalación sea más sostenible. Además, se han colocado tres contenedores marítimos en la instalación para este propósito. Un recipiente contiene un electrolizador que divide el agua en hidrógeno y oxígeno, el segundo contiene la electrónica necesaria y el tercero un pequeño compresor que luego llena un llamado remolque tubular con hidrógeno.

A su vez, hay una estación en Meeden para el suministro de electricidad. Los clientes pueden usar esto para suministrar electricidad sostenible, por ejemplo, de los parques eólicos sobre las islas Wadden, un excedente temporal de energía eólica a través del cable Cobra de Dinamarca y el excedente de energía eólica de los parques eólicos y solares alemanes. También hay infraestructura de gas en el área a través de la cual el hidrógeno, ya sea mezclado o no con gas natural, puede eliminarse a largo plazo. Finalmente, EnergyStock tiene permisos para el almacenamiento de gas en cavernas especialmente lixiviadas en la montaña de sal debajo de Zuidwending. Parte de la fase piloto es investigar si el hidrógeno se puede almacenar de manera rentable. [36]



Ilustración 21. Planta piloto P2G. Fuente: Hystock, Aardgasbuffer Zuidwending, Holanda

6.2 Impacto a nivel nacional

El impacto de la tecnología Power To Gas en nuestro país, viene de la mano de las principales empresas de la energía, las cuales prácticamente en su totalidad están inmersas en proyectos de investigación de los sistemas P2G. Estas empresas a su vez participan en proyectos conjuntos con países como Alemania, en los proyectos GERM liderados por E.ON y con Holanda en proyectos para el desarrollo de construcción de plantas piloto. A continuación se reflejarán los dos más importantes.

Proyecto 1: Renovagas, Proceso de Generación de Gas Natural Renovable

Empresas participantes: Enagas con la ayuda del Consejo Superior de Investigaciones Científicas, Centro Nacional de Hidrógeno, Tecalia, Abengoa Hidrógeno, Gas Natural Fenosa y FCC Aqualia

El objetivo principal de este proyecto es el desarrollo de una planta de producción de gas natural sintético a partir de hidrógeno electrolítico y su metanación con biogás, siendo el gas obtenido totalmente renovable. Este proyecto tiene como apoyo financiero el Ministerio de Economía y Competitividad. El sistema está desarrollado en base a energía eólica y solar, y la infraestructura está adaptada a la introducción en la red gasista. Estas energías solar y eólica producen grandes excedentes que deben ser almacenados, por tanto, para ello se utiliza un sistema de almacenamiento modular y flexible que puede trabajar intermitentemente para estabilizar la red.

La gran motivación de este proyecto, además de los fines renovables, es la utilización de la red de gas natural existente, ya que tanto la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución está ya construida en España. Sin embargo el hecho de potenciar el Gas Natural Sintético, es debido a la densidad energética del metano que es tres veces superior al hidrógeno, como hemos mencionado anteriormente. Además el transporte de gas vía tubería es mucho más barato que el transporte de electricidad.

Para la reacción de metanación, el dióxido de carbono necesario se obtiene de la atmósfera mediante métodos de adsorción, absorción y membrana, aunque también se utiliza el CO₂ residual producido por fuentes fósiles mediante captura de carbón en plantas de carbón o como subproducto de procesos industriales. También tiene la posibilidad de combinarse con plantas de biogás, para la cual España cuenta con la materia prima suficiente para suplir el consumo de gas natural anual en un 12%.

A día de hoy, este proyecto es demostrativo a escala piloto de implantación de P2G e inyección directa en la red de Gas Natural en España. Pero a su vez es referente en integración de sistemas de electrolisis avanzados, desarrollo de catalizadores específicos para la metanación de biogás y control optimizado de procesos para trabajar frente a cargas variables.

Entre los principales impactos que supondrá este proyecto se encuentran producir hidrógeno por vía electrolítica hasta una potencia eléctrica de 15 kW, producción de GNS de calidad según el protocolo PD-01 para inyección a la red, diseño de la instalación para operación en discontinuo y control avanzado para la integración optimizada de energías renovables. Entre los posibles impactos futuros, se encuentra el escalado de la planta P2G hasta 250 kW de potencia y el estudio de prospectiva económica y estrategia de implantación de plantas P2G. [37]

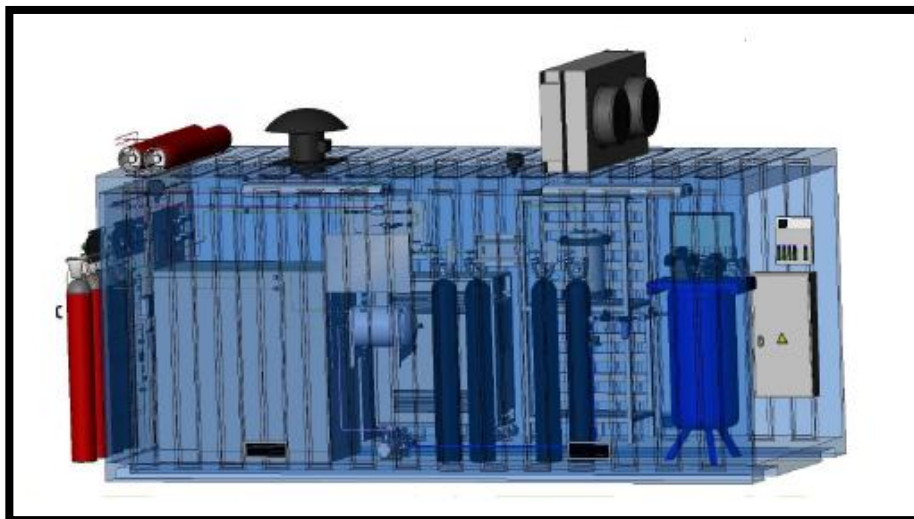


Ilustración 22. Integración y desarrollo de la planta piloto de 15 kW. Fuente: Renovagas, *Proceso de Generación de Gas Natural Renovable*

Proyecto 2: Parque Eólico Experimental de Sotavento

Empresa: Naturgy (Gas Natural Fenosa) con la colaboración de la Consejería de Innovación, Industria y Comercio de la Xunta de Galicia.

En su apuesta por el hidrógeno como uno de los vectores energéticos del futuro, Gas Natural Fenosa inauguró en 2008 una planta experimental de producción y almacenamiento de hidrógeno, la primera de estas características en España y en la Europa peninsular. La instalación, ubicada en el Parque Eólico Experimental de Sotavento, supuso una inversión cercana a los 1,7 millones de euros.

Este proyecto innovador, desarrollado en colaboración con la Xunta de Galicia y la Fundación Sotavento Galicia, tiene como finalidad estudiar la idoneidad del hidrógeno como medio de almacenamiento de energía en forma gaseosa, aprovechando el excedente energético del Parque Eólico de Sotavento.

La planta experimental de Sotavento permite emplear el hidrógeno como almacenamiento del excedente de energía eléctrica producida en el parque. En los momentos en que la generación eólica del parque exceda de la prevista, esa energía se usa para producir hidrógeno: se comprime y se almacena para posteriormente utilizarla para la producción de energía eléctrica cuando haya poco viento o se quiera satisfacer una mayor demanda. La planta cuenta con 280 MW de potencia en los que se obtienen rendimientos estables de producción de hidrógeno del 75% con caudales de 60 Nm³/h.

El Parque Eólico Experimental de Sotavento, promovido por la Xunta de Galicia, es el lugar ideal para esta instalación, ya que una de sus finalidades es acoger actividades de I+D+i y ser un centro de formación y divulgación de las energías renovables. Por sus instalaciones ubicadas en los términos municipales de Xermade (Lugo) y Monfero (A Coruña) pasan cada año más de 20.000 visitantes para conocer de cerca el mundo de las energías renovables y de los últimos avances tecnológicos, como es este proyecto de hidrógeno, entre otros que se desarrollan en sus instalaciones.

Entre los objetivos de este proyecto, se encuentra demostrar la operación de un sistema de gestión de energía eólica empleando H₂ evaluando costes actuales e identificando áreas susceptibles de mejora de costes y eficiencia, además de desarrollar y validar modelos de comportamiento de los componentes que constituyen un sistema de energías renovables-hidrógeno. Sin embargo, entre esos objetivos también se encuentra explorar retos y oportunidades de sistemas de almacenamiento energético relacionados con fuentes variables que permiten una generación eléctrica distribuida, además de obtener la información y conocimientos técnicos y económicos necesarios para evaluar la adecuación de una instalación de gestión eólica a gran escala. Esto implica que el proyecto se encuentra en permanente estado de investigación y búsqueda de innovación.

En cuanto al impacto del proyecto, se ha conseguido gestionar la producción renovable del parque eólico convirtiendo la energía eólica, cuya naturaleza es intermitente y variable, en una generación totalmente gestionable. La instalación produce electricidad en horas punta y genera hidrógeno en horas valle, evitando los desvíos en la producción del parque eólico respecto a la producción anunciada y tratando de satisfacer una determinada carga. A su vez, se ha operado la instalación persiguiendo distintos objetivos de optimización técnica y económica del parque eólico, así como de soporte al sistema eléctrico, generando hidrógeno renovable a precios muy competitivos. [38]



Ilustración 23. Esquema de funcionamiento de la planta y su instalación.. Fuente: Parque Eólico Experimental de Sotavento, Naturgy (Gas Natural Fenosa).

6.3 Impactos generales: eficiencia tecnología P2G

A continuación se reflejarán los incrementos de rendimiento esperados para todos los campos de la tecnología P2G. De esta forma se puede observar en términos matemáticos los aumentos de la eficiencia previstos de cara al futuro, lo que supone otra manera complementaria a las anteriores de reflejar los avances en los sistemas P2G. [5]

Campos de desarrollo P2G	Tecnología	Eficiencia actual	Eficiencia a largo plazo
P2G usuarios finales	Electrolizador, almacenamiento de hidrógeno a baja presión e inyección a la tubería	59-83%	64-86%
	Calor uso residencial	52-76%	56-79%
	Micro chip	40-72%	55-74%
	Turbinas de gas a gran escala	18-26%	23-31%
Contenido renovable en los combustibles de petróleo	Electrolizador, almacenamiento de hidrógeno a baja presión y compresión	55-83%	59-86%
Power to Energy	Electrolizador, almacenamiento de hidrógeno a baja y alta presión y compresión para celdas de combustibles	17-40%	27-43%
P2G almacenamiento eléctrico	Electrolizadores, y almacenamiento subterráneo, tuberías, plantas de P2G	16-24%	22-29%
P2G para cero transporte de emisiones	Electrolizador, almacenamiento de hidrógeno a baja y alta presión y estaciones	50-79%	54-82%
P2G almacenamiento para transporte	Tecnología de separación y compresión a alta presión	36-68%	43-66%
P2G metanación	Reactores de metanación e inyección de gas renovable en la red de gas natural	40-63%	45-65%
P2G almacenamiento estacionario	Almacenamiento subterráneo reactores de metanación e inyección en las tuberías de la red de gas	34-60%	43-58%

Tabla 5. Transición de eficiencia energética según los distintos campos de aplicación de la tecnología P2G.

Fuente: The Oxford Institute for Energy Studies

7 DESARROLLO ECONÓMICO

El desarrollo económico de este proyecto englobaría tres campos importantes que formarían la tecnología en sí. Sin embargo dos de ellos, tanto el correspondiente a la infraestructura que engloba el almacenamiento, el transporte y la distribución, como el correspondiente a los operarios y trabajadores de las instalaciones P2G, son prácticamente invariables de toda la plataforma tanto edificada como en cuanto a personal destinada al desarrollo del gas natural. Es por ello, que en este proyecto el análisis se centra en el tercer campo, el correspondiente a la producción del gas natural renovable, y que cuenta con una tipología determinada y una variabilidad de precios. A su vez, este análisis depositará el enfoque a nivel nacional debido a la estrecha cercanía con los demás costes a nivel europeo, aunque se desarrollará también un balance de precios europeos.

Para poder realizar un desarrollo económico de la tecnología P2G, hay que distinguir los diferentes tipos que hay, ya que cada uno sigue un patrón económico distinto. En la actualidad el gas renovable hace referencia fundamentalmente a tres tipos de combustible gaseoso: El biometano producido vía digestión anaerobia, el gas natural sintético (GNS) producido por dos vías, gasificación y electrólisis del agua a partir de electricidad renovable y metanación con dióxido de carbono, y por último el hidrógeno producido vía electrólisis a partir de electricidad renovable. Es importante recordar estas tres formas ya mencionadas anteriormente.

Aunque los sustratos que se utilizan para su producción son en general diferentes, el biometano y el gas natural sintético tienen una composición muy similar entre sí y con el gas natural. Es importante también distinguir los distintos usos del gas natural, como son calor, electricidad, carburantes para automoción y materia prima para la industria. [5] [39]

7.1 Costes de Biometano producido vía digestión anaerobia

La digestión anaerobia es una tecnología madura pero con un potencial de mejora notable, especialmente para aumentar su eficiencia. Además, su estado de evolución es bastante avanzado y desarrolla distintas tecnologías básicas de digestión anaerobia. En cuanto a los costes de la producción del biogás depende fundamentalmente del tipo de sustrato procesado y de la escala de la planta. Para monomateriales y escalas medianas, se pueden distinguir cuatro niveles de costes.

En cuanto a los costes de inyección del biometano en la red, dependen también de unos procesos adicionales que precisa la inyección. Estos procesos son odorización, compresión en función de la presión de la red en la que se inyecte, control de calidad, medición del volumen inyectado y ajuste del poder calorífico. [39]

Digestión húmeda Reactor de mezcla completa	Digestión seca en continuo Reactor de pistón	Digestión seca en batch Sistema de túnel
Materia sólida < 15%	Materia sólida 15-30%	Materia sólida > 30%
Termofílico o Mesofílico	Termofílico	Mesofílico

Tabla 6. Tecnologías básicas de digestión anaerobia. Fuente: *Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.*

Nivel de coste (€/MWh)	Sustrato	Hipótesis de Cálculo
5	Residuos biodegradables en depósito controlado	Producción eléctrica a red = 50 €/MWh Contenido en metano = 50%
30-35	Fracción orgánica y lodos EDAR	Autoconsumo eléctrico = 100 €/MWh Coste motores = 20 €/MWh Capacidad = 20.000 t/año, producción de biogás = 100 Nm ³ /t,
45-50	Rastrojo de maíz	Producción ensilado 22-26 €/t Capacidad = 20.000 t/año Producción biogás = 210 Nm ³ /t
65-75	Maíz, planta entera y purines de cerdo	Producción ensilado 32-36 €/t Capacidad = 20.000-100.000 t/año Producción biogás = 15-170 Nm ³ /t

Tabla 7. Costes de producción de biogás. Fuente: *Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.*

El coste de la inyección depende de cuatro factores principales:

- La escala, medida en Nm³/h
- La necesidad de inyectar GLP (propano, butano) para corregir el poder calorífico
- La longitud de la canalización del GR hasta la red de gas
- La presión de la red en la que se inyecta el GR

Por ejemplo, a partir de la experiencia alemana, la más completa de Europa, los costes de inyección para 500 m³/h de biogás se sitúan entre 8 y 14 €/MWh. Si en el caso español no hubiera necesidad de añadir GLP, los costes se reducirían de forma notable.

Biogás (m ³ /h)	200	500	1000	2000
Coste (€/MWh)	12-16	6-10	4-6	2-4

Tabla 8. Coste de inyección del Biometano. *Fuente: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.*

De forma orientativa, el coste total de producir biometano varía entre 9 y 97 €/MWhPCI, en función del tipo de sustrato procesado y de la escala de operación. Si no hay que añadir GLP, la inyección a la red tiene un coste adicional entre 2 y 16 €/MWh. Por tanto los costes totales distinguiendo los tipos de producción y la inyección son:

Etapa	Producción de Biogás	Producción de Biometano	Inyección del Biometano
Tecnologías principales	Digestión anaerobia	Upgrading	Control de calidad y odorización
Madurez tecnológica (1-10)	7-8	7-8	8-9
Coste (€/MWh)	0-75	9-22	2-16

Tabla 9. Coste total del Biometano. *Fuente: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.*

7.2 Costes del Gas Natural Sintético

Vía Gasificación

La gasificación y la metanación para la producción de GNS son tecnologías todavía en desarrollo, como se menciona anteriormente. La eficiencia energética de la conversión de biomasa a GNS se sitúa por encima del 60 %. En cuanto a la clasificación de sustratos para la producción de gas sintético mediante gasificación encontramos:

- Restos forestales de silvicultura
- Podas de viñedos, olivos, frutales y otros restos leñosos agrícolas
- Cultivos energéticos leñosos
- Residuos combustibles como el papel, plástico, cartón y textiles.

Etapa	Producción de gas de síntesis	Producción de GNS bruto	Producción de GNS Neto	Total
Tecnologías principales	Gasificación	Metanación	Upgrading	-
Coste Biomasa (€/MWh)	40-60	30-40	10-15	90-110
Coste Residuo CDR (€/MWh)	10-20	30-40	10-15	50-70

Tabla 10. Coste de la producción de GNS mediante gasificación. Fuente: *Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa*

La producción de GNS a partir de biomasa puede competir con la producción de biometano mediante mono digestión de purines, pero las tecnologías involucradas no están maduras. La producción de GNS a partir de residuos CDR/CSR podría ser a medio plazo una alternativa limpia y eficiente a la incineración. [39]

Vía Electrólisis

En esta vía, el gas de síntesis se obtiene mezclando CO₂ capturado (por ejemplo, del upgrading de biogás) con hidrógeno obtenido mediante la hidrólisis del agua a partir de electricidad excedente y, por tanto, de menor valor. Mediante metanación, el gas de síntesis se transforma en GNS y posteriormente se acondiciona para su uso vehicular o inyección a la red de gas natural. Es importante esta introducción recordatorio para referirnos a la eficiencia de la conversión de electricidad en GNS, que se sitúa entre el 55-60%, y al fin y al cabo los factores que más influyen en el coste final son el precio de la electricidad y alcanzar un factor de carga de 2.500-3.000 h/a. La etapa de metanación se puede suprimir y obtener hidrógeno como gas renovable con menor coste. También son posibles soluciones mixtas. [39]

	Coste Electricidad (€/MWh)	Coste GNS (€/MWh)
Actual	50	200
2030	40	160
2050	14	100

Tabla 11. Coste del GNS a partir de 10 MW de electricidad. *Fuente: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.*

7.3 Costes del Hidrógeno producido vía electrólisis a partir de electricidad renovable

Aunque la digestión anaerobia tiene un importante margen de mejora de la eficiencia, se trata de una tecnología en estado comercial, fiable y de coste razonable. Por el contrario, la electrólisis y la metanación requieren todavía inversiones importantes en I+D para cumplir estos requisitos. De hecho, la producción masiva de hidrógeno a partir de electricidad renovable está limitada en gran medida por el alto coste de la electrólisis.

Por otra parte, las características propias del hidrógeno hacen que su compatibilidad con las infraestructuras gasistas presente algunas incertidumbres en cuanto al aumento de los costes:

- El H₂ puede dañar las tuberías de metal y suponer costes adicionales de vigilancia y mantenimiento de la red. También puede tener efectos indeseables en las turbinas de gas y en los depósitos de almacenamiento, lo que podría suponer un aumento de costes para suplir esos daños. Por el contrario, el biometano y el GNS se pueden inyectar a la red de GN sin ninguna restricción.

- Todos los vehículos, electrodomésticos, procesos industriales, etc. que funcionan con gas natural pueden seguir funcionando con biometano y GNS sin ninguna modificación. El hidrógeno requeriría introducir cambios en los electrodomésticos y la aplicación a gran escala de las células de combustible para automoción, entre otras adaptaciones lo que supondrían aumento en los costes extras.
- A igualdad de presión, el almacenamiento del H₂ requiere un volumen 3,5 veces mayor (por tanto más caro) que el biometano y el GNS para la misma cantidad de energía.

Por todo ello, la producción de biometano o GNS se puede considerar prioritaria. Ahora bien, cuando el consumo principal es electricidad, la producción de hidrógeno es más barata que la de GNS vía metanación. Por tanto, si a medio o largo plazo los costes de la electricidad renovable y la electrólisis se reducen notablemente, los ahorros en metanación y, en menor medida, en aporte de CO₂ podrían compensar los costes de adaptación al hidrógeno, particularmente en la red de distribución y en los equipos de consumo final. Sin embargo, salvo para usos puntuales la generalización de los sistemas P2G no se espera antes de 2030.

En los próximos años, en el marco de los costes y beneficios de la transición energética, se debería analizar cuál ha de ser el papel del H₂ renovable o bajo en carbono en el futuro de la red de gas y, en función de ello, planificar los cambios económicos y adaptaciones de los costes necesarios en la infraestructura gasista. Sobre todo por su influencia climática, el progreso está asegurado. [39]

	€/MWh	CO2 equivalente (t/MWh)	Precio CO2 (€/t)	Valor total (€/MWh)
Gas Natural	22	0,20	10	24
Electricidad	50	0,28	10	53

Tabla 12. Valor energético y climático del gas y la electricidad. Fuente: *Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa.*

7.4 Costes de la Energía P2G en la Unión Europea

El sector de la energía y la política energética están evolucionando para permitir la transición a la energía limpia. En toda la UE y sus estados miembros se están poniendo en marcha planes y vías para alcanzar los objetivos energéticos y climáticos acordados para 2030, y por tanto el diseño de los mercados de la electricidad y el gas está evolucionando y se están aplicando mejoras. Las políticas y medidas de apoyo a la innovación y la inversión se elaboran continuamente y la Comisión Europea ha adoptado recientemente su estrategia a largo plazo para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2050.

Para poder completar este desarrollo económico, es necesario presentar los costes directos de la electricidad y el gas natural desde el punto global europeo. Es importante reflejar la constante volatilidad de los precios de la energía, en particular de los precios de la energía a nivel mundial. Los aumentos de precios subrayan la fuerte lógica económica de aumentar los beneficios económicos de la descarbonización. Esto es importante porque los mercados de energía eficiente reducirán los costes de energía para mantener la competitividad de la industria, pero también entregarán los ingresos necesarios para financiar futuras grandes inversiones en el sector.

Al abordar estos aspectos de transición y distribución de la transición energética se garantizan que la transición y el cumplimiento por parte de la UE de los compromisos contraídos en el marco del Acuerdo de París sobre el clima ofrezcan oportunidades económicas tanto a la industria como a los hogares. [40]

Costes de la Electricidad

En el mercado mayorista de la electricidad, el creciente acoplamiento de mercados e interconectores está creando claramente una convergencia de precios (un indicio de mercados más eficientes), excepto durante las subidas y bajadas extremas de los precios, cuando las diferencias de suministro local son demasiado grandes como para poder superarlas. Si bien el aumento de la penetración de la energía renovable generalmente hace bajar los precios en mercados al contado, las tendencias generales de los precios siguen dominadas por los precios del carbón y el gas, que suelen fijar el precio marginal.

En cuanto a los precios en los hogares, en 2017 los precios de venta al por menor de los hogares de la UE disminuyeron por primera vez desde 2008. Se detuvo la tendencia al alza de las tarifas de la red y de los impuestos y gravámenes. Los gravámenes no aumentaron, en parte debido a la disminución de los costes unitarios de las inversiones en energía renovable, lo que redujo los ingresos necesarios para invertir. Los impuestos y gravámenes representan el 40% de los precios medios de la electricidad en la UE.

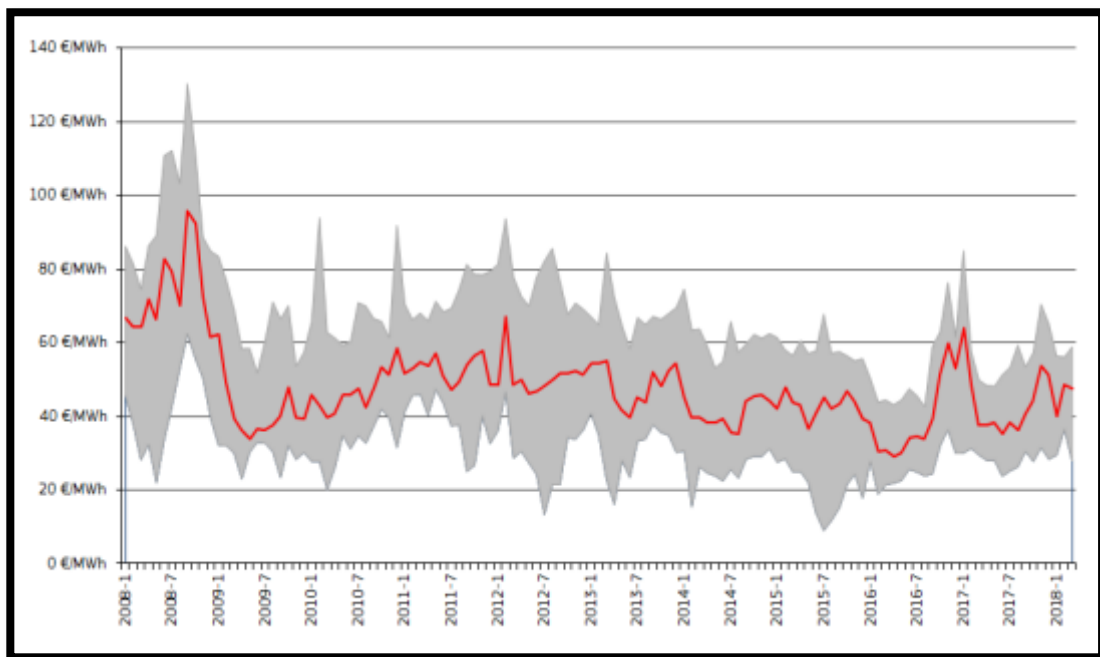


Ilustración 24. Precios mensuales de la electricidad. Fuente: *Energy prices and costs in Europe, European Commission, Bruselas 2019*

Habida cuenta del apoyo prestado a la industria y de la preocupación general por que la industria europea pueda competir lealmente en los mercados internacionales, también es útil estudiar las comparaciones de los precios de venta al por menor de la UE con los de los socios comerciales internacionales. Las comparaciones más recientes muestran que en general, la tendencia histórica sigue siendo la misma: los precios minoristas (reales) de la UE son más altos que en los Estados Unidos, Canadá, Rusia, China y Turquía, pero más bajos que en Japón y Brasil. Los precios minoristas son en general menos volátiles que los de los mercados mayoristas, ya que los minoristas ofrecen en su mayoría contratos de precio fijo con poca dinámica de precios hasta ahora para reflejar los verdaderos costos del suministro de energía invisible en el mercado mayorista precios

Los cambios en los precios de la electricidad están dominados por los impuestos y gravámenes, que se han mencionado anteriormente y que han aumentado hasta hace poco, aunque recientemente se ha producido un ligero descenso debido a una caída a corto plazo de los precios del gas y a la estabilidad de las tarifas de la red. [40]

Coste del Gas natural

Mientras que los precios de la electricidad se fijan en parte como resultado de los precios de los combustibles fósiles (con otros factores más nacionales o regionales que también determinan el precio), los precios del gas natural se basan en los precios mundiales de los combustibles fósiles, incluido el petróleo. Es evidente que la gran dispersión entre los precios del gas ha disminuido con el crecimiento de los mercados mundiales de GNL y GNS además de otros suministros; sin embargo, el aumento de los precios del petróleo han dado lugar a un aumento de los precios del gas. Esto es debido a que la UE sigue siendo un mercado abierto para el aumento de las exportaciones de gas de los Estados Unidos, y la convergencia de los precios europeos y asiáticos en los meses de primavera y verano podrían ser particularmente ventajosos para reponer el almacenamiento. Los países productores (EE.UU., Rusia, Canadá) siguen teniendo precios más bajos que los importadores netos (Japón, China, Corea), con la UE en medio.

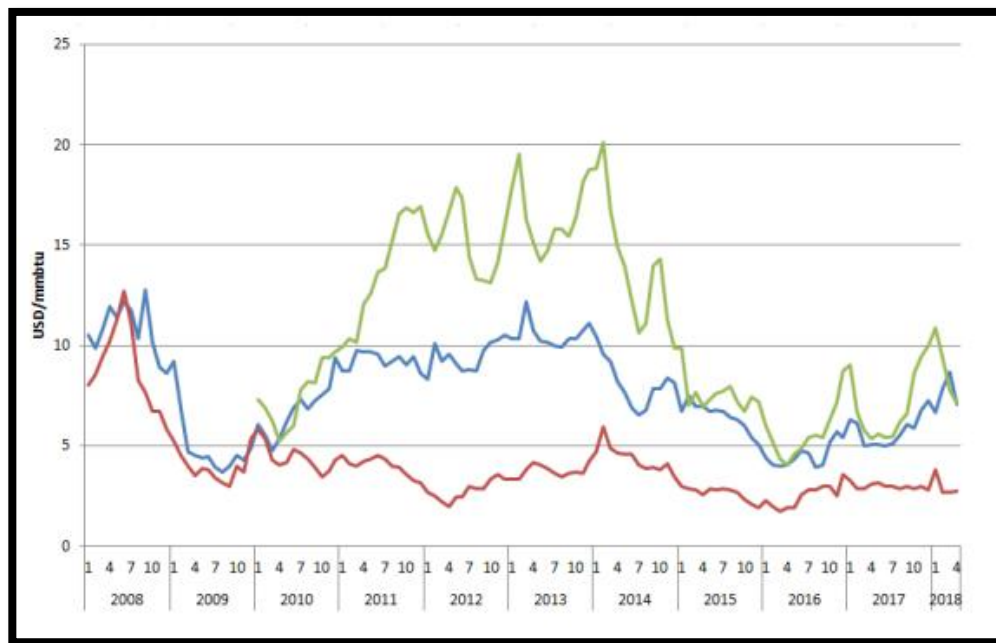


Ilustración 25. Costes al por mayor a nivel mundial (azul-rojo-verde son UE-EEUU-ASIA). Fuente: *Energy prices and costs in Europe, European Commission, Bruselas 2019*

Los mercados de gas al por menor de la UE están gravados con tasas más bajas para las empresas, ya que por razones de competitividad y necesidad para los hogares, en algunos estados miembros, el gas ha sido la principal fuente de calefacción de los hogares. Así pues, los precios al por menor están determinados en gran medida por los precios al por mayor y el componente energético representa hasta el 80 % del precio. En términos absolutos, el componente energético disminuyó en un 2,4% anual para los consumidores industriales y se redujo en un 11% durante el último decenio, lo que indica que se está avanzando hacia la realización del mercado único del gas. [40]

8 CONCLUSIONES

Para concluir este proyecto, se plantearán una serie de conclusiones obtenidas una vez desarrolladas todas las partes que componen el completo análisis de la tecnología P2G. Para desarrollar dichas conclusiones, hay que tener en cuenta varios enfoques además del tecnológico, como son el administrativo, el de mercado y el legal. Esta serie de conclusiones están fundamentadas en los documentos leídos para realizar este proyecto que referenciarán al final del mismo.

1. La tecnología de la conversión de energía en gas está actualmente en sus inicios con un gran número de plantas piloto/demostrativas en funcionamiento, principalmente en Europa. Sin embargo, la tecnología ofrece un enfoque prometedor como fuente de gas renovable con bajo contenido de carbono: ya sea hidrógeno o, con un paso de procesamiento posterior, metanación. Los sistemas P2G pueden introducir una flexibilidad considerable en el sistema energético, lo que da lugar a un "acoplamiento del sistema", es decir, una integración mucho más estrecha entre el sistema de gas y el de electricidad que la que existía anteriormente. La integración de las diferentes formas de energía supone una mejora de la eficiencia en el uso de infraestructuras, tanto en el transporte de electricidad como en el sistema gasista, además de contribuir al cumplimiento de los objetivos de reducción de dependencia energética y de reducción de emisiones.
2. No existe una visión a largo plazo sobre el papel del gas renovable en el sistema energético español, las especificaciones de calidad del gas para su inyección a red y uso vehicular son demasiado estrictas y encarecen el acondicionamiento, siendo el oxígeno, el CO₂ y el poder calorífico los parámetros más sensibles. Por ello es necesario 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. También es necesario 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.
3. 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. La política energética europea supone un impulsor del desarrollo tecnológico en el campo del almacenamiento por los nuevos retos que impone ante escenarios de alta penetración de renovables.

4. 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 las 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, y 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.
5. Las redes de transporte 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, así que, establecer los marcos legales, jurídicos y técnicos para que el hidrógeno pueda acceder a las redes de transporte de gas europeas es otro de los retos necesarios.
6. En los sistemas P2G, algunas tecnologías no están todavía maduras o comercialmente consolidadas. Su fiabilidad, eficiencia y coste tienen un amplio margen de mejora, y a corto y medio plazo, se requiere una atención especial en las siguientes tecnologías: Digestión anaerobia, Upgrading, Gasificación, Metanación. A su vez, para obtener una viabilidad técnica y comercial de la solución Power To Gas, se requiere avance en nuevos dispositivos y materiales, que mejoren los rendimientos de los procesos asociados. El escalado de estas soluciones supone un reto en el medio plazo.
7. El precio de la energía para el metano es mayor que el precio del biometano derivado de la digestión anaeróbica. Si bien la producción de biometano está limitada por la disponibilidad de materias primas adecuadas, el P2G no tiene la misma limitación, siendo la principal justificación de las inversiones necesarias. Así pues, si bien el P2G podría desempeñar un papel potencialmente importante en la descarbonización de la red de gas existente, requeriría una inversión importante, y es poco probable que esto se haga sin una dirección estratégica clara, marcos reglamentarios de apoyo e incentivos financieros de los gobiernos pertinentes.

8. Por último, y para concluir valga la redundancia este apartado de conclusiones, es importante señalar que la tecnología Power To Gas, aunque sea una tecnología en desarrollo, cuenta con importantes ventajas para convertirse en el sistema de transformación y almacenamiento de energía imprescindible en el futuro. Esto se refleja en la enorme incidencia global que está teniendo, ya que tanto la Unión Europea como importantes países de todo el mundo se hallan inmersos en un proceso de investigación para el crecimiento de la tecnología, y exponiendo sus ideas en conjunto mediante congresos y foros tecnológicos

9 REFERENCIAS

- [1] Dictionary of Cambridge, hydrogen
- [2] José R. Ares, Fabrice Leardini, Carlos Sánchez, José F. Fernández e Isabel J. Ferrer-Dpto. de Física de Materiales. Facultad de Ciencias. Universidad Autónoma de Madrid (Mayo-agosto 2019)
- [3] Centro Nacional de Hidrógeno.
- [4] Comisión Europea
- [5] The Oxford Institute for Energy Studies
- [6] Enagas, Empresa Nacional del Gas
- [7] Faculty of Economics and Business, University of Groningen, Nettelbosje 2, 9747 AE Groningen, the Netherlands
- [8] Organización Mundial de la Salud, OMS
- [9] HYCHICO, developing sustainable future from Patagonia
- [10] Institute Fraunhofer (Germany)
- [11] Juwi (Germany)
- [12] E.ON energía, S.L.
- [13] Energie Speicher, Forschungsinitiative der Bundesregierung, Power To Gas
- [14] Hydeploy, first-grid-injected-hydrogen-trials-begin-in-Staffordshire, Reino Unido
- [15] Applied energy J. Yan science-direct
- [16] Renewable Energy A.A.M. Sayigh
- [17] Enagás, departamento de nuevas energías e innovación
- [18] Sckmack, storage of power to gas and gas-treatment
- [19] California Hydrogen Business Council Power-to-Gas: The Case for Hydrogen White Paper
- [20] Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities, Hydrogen injection into the natural gas grid. Roland Berger, Bruselas 2017
- [21] HyLaw, informe legislativo para el sector del hidrogeno en España
- [22] Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks, final report junio 2019, Francia
- [23] The effects of hydrogen injection in natural gas networks for the Dutch underground storages' Final Report, Commissioned by the ministry of Economic Affairs

- [24] European Legislative and Regulatory Framework on Power-to-Gas, 2017
- [25] NaturalHy, Project in Work Package 2. Universidad de Loughborough
- [26] Lenntech, Water treatment
- [27] Power-to-Gas: revisión del estado de electrólisis y metanización, septiembre 2019
- [28] La conexión del Hidrógeno, Quebec
- [29] Hydrogenics, Ontario 2014
- [30] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Grupo de trabajo de unidad de mercado, subgrupo de trabajo sobre tecnologías del Hidrógeno
- [31] Gas natural Fenosa, Almacenar electricidad con gas natural: Power to Gas-Alezeia González García, Centro Tecnológico de Gas Natural Fenosa, Zaragoza, 30 de marzo de 2017
- [32] HanseWerk, Inyección del 20% de hidrógeno en la red de gas natural, Hamburgo
- [33] Proyecto Júpiter 1000, GRTgaz, Francia
- [34] Integración de tecnología P2G en edificios existentes, Strategieplattform Power To Gas, Deutsche Energie-Agentur
- [35] Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar ISE
- [36] Hystock, Aardgasbuffer Zuidwending, Holanda
- [37] Renovagas, Proceso de Generación de Gas Natural Renovable, Grupo de Trabajo Técnico de Almacenamiento y Distribución de Hidrógeno, Enagas
- [38] Naturgy, Parque Eólico Experimental de Sotavento
- [39] I Fórum Tecnológico: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España, Gas Natural Fenosa
- [40] Energy prices and costs in Europe, European Comission, Bruselas 2019