

# GREENH<sub>2</sub>PIPES

DESARROLLO DE COMPONENTES INNOVADORES PARA LA GENERACIÓN DE H<sub>2</sub> POR ELECTROLISIS, SU INYECCIÓN A LA RED DE GAS NATURAL Y SU TRANSPORTE A PARTIR DE PORTADORES LÍQUIDOS

## ENTREGABLE 1.3

Definición de las especificaciones necesarias para la inyección del hidrógeno verde en la red de gas natural.

RESPONSABLE(S)	ENAGAS
PARTICIPANTE(S)	ENAGAS

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN DE LA ACTIVIDAD Y TAREA .....	3
2.	RESUMEN DE ACTIVIDADES .....	3
3.	RESULTADOS Y CONCLUSIONES .....	4
3.1.	MATERIALES.....	4
3.1.1.	Impacto del hidrógeno en el acero de los gasoductos.....	4
3.1.2.	Válvulas de línea.....	7
3.1.3.	Juntas.....	8
3.1.4.	Equipos .....	8
3.1.5.	Equipos estáticos de estaciones de compresión .....	9
3.1.6.	Equipos estáticos de almacenamientos subterráneos.....	9
3.1.7.	Análisis tensional de infraestructuras existentes .....	9
3.2.	MEDICIÓN DE LA ENERGÍA.....	9
3.2.1.	Contadores de gas .....	9
3.2.2.	Cromatógrafos.....	12
3.2.3.	Computadores de caudal (Flow computers) .....	13
3.3.	MÉTODOS DE SEPARACIÓN DE HIDRÓGENO .....	15
3.3.1.	Separación mediante membranas poliméricas .....	15
3.3.2.	Separación mediante membranas densas .....	16
3.3.3.	Separación mediante sistemas de adsorción por cambio de presión .....	17
3.3.4.	Separación criogénica .....	18
3.3.5.	Separación electroquímica de hidrógeno (EHS) .....	19
3.3.6.	Rendimiento de las tecnologías de separación .....	20
3.4.	POSICIÓN DE INYECCIÓN DE HIDRÓGENO EN EL GASODUCTO .....	21
3.4.1.	Punto de entrada de hidrógeno en el gasoducto .....	21
3.4.2.	Unidad de medida del hidrógeno .....	23
4.	PRÓXIMOS PASOS .....	26
5.	ANEXOS .....	26
	<i>Referencias</i> .....	26

## 1. INTRODUCCIÓN DE LA ACTIVIDAD Y TAREA

Resumir los objetivos de la actividad y tarea en la que se enmarca el entregable.

Este Informe tiene por objeto describir los resultados obtenidos por Enagás durante la realización de los trabajos correspondientes a la actividad **T1** del proyecto, **Definición de especificaciones**. Como parte de la actividad T1 Enagás es la responsable de los trabajos para alcanzar los objetivos **H1.3**, “*Definición de las especificaciones necesarias para la inyección del hidrógeno en la red de gas natural*”, y que constituyen el entregable identificado como **E1.3**.

Esta actividad ha sido realizada por el equipo de **Enagás y H2Site**. Enagás ha participado en la identificación de los principales retos y requisitos para la inyección de hidrógeno verde en la red de gas natural, principalmente en lo relativo a la calidad de los materiales, requisitos de medida de la energía entregada al sistema gasista en forma de hidrógeno y la propuesta de configuración del punto de interconexión del hidrógeno generado a la red de gas. Por otro lado, la colaboración de H2Site se orienta a la definición de los requisitos de los sistemas de separación de hidrógeno en las corrientes de mezclas de gas natural-hidrógeno (H2-GN) para aplicaciones con “alta” pureza de hidrógeno.

## 2. RESUMEN DE ACTIVIDADES

Los resultados presentados en este informe son un extracto de los publicados en un informe interno de ENAGAS TRANSPORTE SAU, identificado como “**INF-I-528/21: Impacto de la Inyección de hidrógeno en el sistema de gasoductos**. Dirección de Gestión de Proyectos y Servicios Técnicos. Gerencia de Instrumentación y Medición. Rev.0, 20.12.2021” [1], y que recopilan la información sobre el impacto que la inyección de hidrógeno puede tener en la red de transporte de gas, centrándose en aquellas áreas o subsistemas que tienen una implicación directa en las tareas que constituyen el alcance del proyecto GREENH2PIPES:

- Materiales
- Medición de energía
- Sistemas de separación H2-GN
- Punto de inyección de hidrógeno en el gasoducto

El análisis cubre el impacto de la inyección de hidrógeno tanto para los gasoductos donde las mezclas resultantes (H2-GN) alcancen hasta el 20% en volumen de dilución de H<sub>2</sub> como para los gasoductos reconvertidos al transporte de H<sub>2</sub> puro.

Estos resultados constituyen las bases de partida o especificaciones para el desarrollo de los trabajos sobre la inyección de H<sub>2</sub> en la infraestructura gasista.

### 3. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

En el presente informe se muestran los resultados y conclusiones de mayor interés para el proyecto en los que se definen los requisitos de los distintos subsistemas que tienen implicación en las siguientes tareas a desarrollar en el proyecto, **T5: Descarbonización de la red de gas natural mediante la inyección de hidrógeno verde**. Los subsistemas analizados son los enumerados anteriormente.

#### 3.1. MATERIALES

En este apartado se presentan los resultados del análisis realizado en relación con los materiales utilizados en los principales equipos que componen el sistema de gasoductos.

Los elementos de la red de gas natural analizados incluyen:

- Materiales de tuberías, válvulas y equipos de la red de gasoductos.
  - Acero de tuberías y equipos.
  - Materiales blandos.
- Estaciones de compresión (excepto lo indicado anteriormente).
- Medición e instrumentación.
- Almacenamientos subterráneos (excepto lo indicado anteriormente).

Para el resto de los componentes, si los materiales son similares a los de la tubería, los límites pueden ser los mismos.

Respecto a los materiales blandos, como juntas y materiales plásticos/cauchos utilizados para aislamientos, no se ha identificado incompatibilidad entre los utilizados habitualmente con gas natural cuando se le añade H<sub>2</sub>, aunque es necesario hacer un listado de los mismos para confirmarlo.

##### 3.1.1. Impacto del hidrógeno en el acero de los gasoductos

La presencia de H<sub>2</sub> en los aceros no es un fenómeno nuevo. El H<sub>2</sub> puede introducirse en la microestructura del acero durante la construcción (fabricación del acero o soldadura), como resultado de corrosión (particularmente en presencia de H<sub>2</sub>S) o directamente por la disociación del hidrógeno gas (H<sub>2</sub>) en hidrógeno atómico (H) en la superficie (*ley de Sievert*).

El mecanismo (o los mecanismos) exacto de daño del H<sub>2</sub> en los aceros es, a día de hoy, objeto de debate. Hay gran consenso en que, en la mayoría de los mecanismos, contribuye la concentración de H<sub>2</sub> en zonas de concentración de tensiones (por ejemplo, en el extremo de una grieta).

Los principales efectos del H<sub>2</sub> en los materiales metálicos (aceros al carbono) de los gasoductos son, fundamentalmente, tres:

- Disminución de la tenacidad a la fractura (*fracture toughness*).

- Incremento de la velocidad de crecimiento de grietas por fatiga (*fatigue crack growth rate; FCGR*).
- Disminución de la ductilidad.

La magnitud de estos efectos puede variar, entre otros motivos, según sean las características de los materiales empleados (afectando, a priori, más a los de alto límite elástico (p.e. X70) que a los de bajo (p.e. X52)), la presión parcial de H<sub>2</sub>, temperatura, etc. Se ha observado que la FCGR aumenta incluso a bajas concentración de H<sub>2</sub>.

En general, ante la presencia de H<sub>2</sub>, estadísticamente no se considera significativa la variación del límite elástico (*yield strength*) y la carga de rotura (*tensile strength*).

Existe cierta incertidumbre respecto de la importancia de la microestructura del acero y del grado del material. Si bien la creencia tradicional, recogida también en ASME B31.12 [2], asume que los materiales de menor límite elástico son menos susceptibles a la fragilización por H<sub>2</sub>, la realidad es que aceros *antiguos* de bajo límite elástico presentan peor comportamiento frente al H<sub>2</sub> que aceros *modernos* de mayor límite elástico y microestructura distinta.

De otra parte, la susceptibilidad al daño por H<sub>2</sub> es a priori dependiente de la cantidad de H<sub>2</sub> presente. Pero es importante saber que el factor limitante no es exclusivamente la concentración del H<sub>2</sub>, como recogen los códigos, sino que el factor que limita es la *presión parcial* (estrictamente hablando, dicho factor limitante es la fugacidad del H<sub>2</sub>), la cual depende tanto de la concentración de H<sub>2</sub> como de la presión total. Se prevé que en adelante los códigos y normas de referencia consideren el concepto *presión parcial* en lugar de *concentración de H<sub>2</sub>* como parámetro de referencia.

### **Espesor de pared/Presión máxima de operación**

La principal referencia de aplicación internacional existente para determinar los criterios que ha de cumplir una conducción para el transporte de H<sub>2</sub> es el código ASME B31.12<sup>1</sup>. Hay que indicar que, de acuerdo con este código, se considera que los gasoductos diseñados para gas natural (generalmente basados en ASME B31.8 [3] son perfectamente válidos para el transporte de mezclas con menos de 10% en volumen de H<sub>2</sub>)<sup>1</sup>

Este código indica, entre otros aspectos, como calcular el espesor de pared de una tubería, para una presión de operación determinada, función de las propiedades del acero de la tubería y también que requisitos se deben

---

<sup>1</sup> Esta situación se mantendrá hasta que se disponga de una norma europea (EN).

contemplar para transportar mezclas H<sub>2</sub>-GN o sólo H<sub>2</sub> por un gasoducto de gas natural existente.

El principal impacto del H<sub>2</sub> se refleja en el espesor de pared necesario para la MAOP del gasoducto. La fórmula de cálculo utilizada es la misma que para gas natural, pero con algún parámetro adicional que penaliza el cálculo del espesor en función de los requisitos de fabricación y exigencias que debe de cumplir el acero.

El procedimiento descrito en el código ASME B31.12 se puede aplicar tanto al diseño de un gasoducto/hidroducto de nueva construcción, como a la adaptación de un gasoducto ya existente que se reacondiciona para transportar mezclas H<sub>2</sub>-GN con más de un 10% de H<sub>2</sub> en volumen.

Si se aplica el código ASME B31.12 a un gasoducto ya construido, esto es con un espesor de pared ya conocido, la MAOP admisible se obtiene de aplicar uno de los tres criterios indicados como se describe a continuación:

1. Opción A: Esta opción permite operar un gasoducto con H<sub>2</sub>, pero limitando su MAOP con un coeficiente máximo de diseño de 0.5 (0.4 en zonas próximas a concentración de personas) y siempre que se demuestre que el material tiene propiedades adecuadas respecto a los siguientes puntos:

- Material resistente a la rotura frágil (*Charpy DWTT*, % rotura dúctil).
- Material resistente propagación rotura dúctil (*Charpy Tenacidad*).
- Máxima carga de rotura del material: 690 MPa.
- Máxima carga de rotura del material aportado: 690 MPa.
- Máximo valor del Límite elástico mínimo especificado: 483 MPa<sup>2</sup>.
- Mínimo valor de Impacto en metal aportado y ZAT: 29 J.

En el caso de un gasoducto construido, sería necesario, al menos para determinar las propiedades de tenacidad, *llevar a cabo ensayos sobre muestras extraídas de la tubería*, tanto en metal base como en metal aportado (soldadura). Esto presenta complicaciones a la hora de obtener las muestras, así como el riesgo de que el material (perfectamente adecuado para el transporte de gas natural y fabricado con las mejores técnicas disponibles en su día) no alcance las exigencias que establece ASMS B31.12 para el transporte de mezclas H<sub>2</sub>-GN con más de un 10% de H<sub>2</sub>.

2. Opción B: Esta opción considera los coeficientes de diseño originales empleados para su construcción lo que no afectaría a la MAOP, pero exige condiciones que corresponden en realidad con los requisitos propios de una conducción nueva, destacando los siguientes:

---

<sup>2</sup> Correspondiente a un acero de Grado X70.

- Cualificación del material y soldaduras midiendo sus propiedades de resistencia a la fractura en atmósfera de H<sub>2</sub>.
- Contenido en fósforo ≤ 0.015% (0.025% es la exigencia de Enagás).
- Tubería fabricada con material hecho mediante prácticas que proporcionen alta tenacidad.

Las prácticas de fabricación del material para la obtención de alta tenacidad implican tratamientos termomecánicos y microaleantes más exigentes, que no estaban disponibles hace años.

3. Material sin cualificar: Esta tercera opción es la más conservadora, ya que la presión máxima de operación (o el espesor de pared correspondiente a una presión de operación) queda reducida al valor de la tensión de membrana que no exceda del 40% del límite elástico del material de la tubería, es decir un factor de diseño máximo de 0.4.

En base a esta información, los trabajos de Enagás [1] recogen algunos aspectos sobre la MAOP de distintos gasoductos de la red de transporte al considerar la inyección de H<sub>2</sub>, con diluciones mayores al 10% en volumen de H<sub>2</sub> en gas natural.

### 3.1.2. Válvulas de línea

Uno de los puntos clave en la definición de la idoneidad de un sistema de gas natural para vehicular mezclas con H<sub>2</sub>, es la posibilidad de fugas de este último a través de las válvulas de los gasoductos. El razonamiento es que dado el menor tamaño de la molécula de H<sub>2</sub> frente al metano (principal componente del gas natural), el H<sub>2</sub> podría fugas por juntas y empaquetaduras de válvulas.

La información obtenida de proyectos de investigación internacionales, parecen indicar que, si las válvulas son estancas al gas natural, permanecen estancas al H<sub>2</sub>.

En la información publicada recientemente de los resultados del proyecto británico *H21* [4], centrado en la investigación de la utilización de redes de distribución y acometidas de gas natural para H<sub>2</sub> puro, el punto relativo a fugas indica lo siguiente:

- Todos los elementos de la red que son estancos para el metano, lo son también para el H<sub>2</sub>, esto es, no hay fugas de H<sub>2</sub> si antes no las había de metano.
- Cuando se identificó una fuga de metano y se reparó posteriormente, la reparación fue igualmente efectiva para el H<sub>2</sub>.

Estos resultados confirman un proyecto anterior realizado en Dinamarca [5], donde los ensayos en un lazo de pruebas con varios niveles de presión de operación (con una presión de ensayo real de hasta 65 bar) y hasta 15% de H<sub>2</sub> en el gas natural, no presentaron fugas de éste superiores a las que pudiera haber con el gas natural.

En cualquier caso, Enagás ha realizado ensayos de estanqueidad en válvulas representativas de las instaladas en los gasoductos, con el fin de evaluar las posibles fugas. Los resultados se han publicado en un informe interno [1], de referencia para la elaboración de este documento.

### 3.1.3. Juntas

Para H<sub>2</sub>, se precisan de juntas doble sello. Este tipo de junta es conforme a los estándares ASME B16.5 (Apéndice B Grupo Ib) [6], ASME B16.47 (Apéndice B, Grupo Ib) [7] o MSS SP-44 [8] y ASME B16.20 [9]. El espesor de la junta será el indicado en la requisición de materiales. Todas las juntas dispondrán de anillo exterior de centrado y serán para instalar entre bridas RF.

Este tipo de junta de doble sello está conformada por una junta espirometálica, constituidas por un arrollamiento de material metálico de acero inoxidable AISI 316, con una inserción de grafito flexible. Como aro interior de refuerzo dispone de una junta Kammprofile (o junta dentada) de acero inoxidable AISI 316 con grafito. Dispone de aro de centrado exterior de acero al carbono, de acuerdo con B16.20.

Enagás está trabajando en la homologación de varios proveedores de este tipo de juntas.

### 3.1.4. Equipos

En este apartado cubre equipos estáticos:

- Filtros.
- Intercambiadores de calor.
- Trampas de rascadores.

Las conclusiones extraídas de los estudios relativos al impacto del H<sub>2</sub> en el acero son extrapolables para los materiales y soldaduras, pues estos equipos están hechos a partir de chapa o de tubo.

En el caso de intercambiadores, no serán necesarios cuando se transporte H<sub>2</sub> puro, ya que por sus propiedades termodinámicas (coeficiente Joule-Thomson) al reducirse la presión la modificación de la temperatura no será significativa (de hecho, aumenta ligeramente). Únicamente serán necesarios en casos de transporte de mezclas H<sub>2</sub>-GN, y habrá que determinar hasta qué porcentaje de H<sub>2</sub> en dicha mezcla (intervendrán simultáneamente otras variables como caudal, presión y temperatura), aunque una indicación preliminar puede encontrarse en el trabajo de Enagás de 2014.

En cuanto a los propios equipos, para las uniones embridadas se propondrá emplear únicamente juntas espirometálicas de doble sello.

#### 3.1.5. Equipos estáticos de estaciones de compresión

Las conclusiones extraídas de los estudios sobre el acero serán extrapolables para los materiales y soldaduras de las tuberías instaladas en las EECC.

Se evaluará la posible afección del H<sub>2</sub> en equipos a presión estáticos (filtros, etc.), tanto en material base como en soldaduras.

Igualmente, en válvulas, donde deberá evaluarse casos particulares donde se requiera la debida estanqueidad, para proponer las modificaciones oportunas.

En estas instalaciones hay numerosas partes aéreas en las que se conectan tuberías y equipos por medio de uniones embridadas. Para ello se propondrá instalar las juntas espirometálicas de doble sello.

#### 3.1.6. Equipos estáticos de almacenamientos subterráneos

Aplica todo lo descrito para EECC.

#### 3.1.7. Análisis tensional de infraestructuras existentes

Enagás está desarrollando un modelo de stress de varias infraestructuras para el análisis tensional a partir de la información obtenida del último paso de pistón inteligente.

El estudio permitirá verificar el cumplimiento con las tensiones de código (ASME B31.12) y, además, generar un caso de operación que identifique aquellas tensiones máximas que excedan un valor de tensión circunferencial (*hoop stress*) igual al 40% del límite elástico mínimo especificado. Esto permitirá, entre otros, establecer en qué puntos debe limitarse la presión y definir hasta qué valor.

Se considera recomendable realizar estos mismos trabajos para aquellos tramos de gasoducto que puedan ser reutilizados para el transporte de H<sub>2</sub>.

Con la misma filosofía, aunque sin información de ILI, podrán analizarse también ERM/EM, estaciones de compresión y almacenamientos subterráneos, verificando en todos los casos el cumplimiento con las tensiones de código, y en la medida de lo posible, verificando las presiones de operación recomendadas.

Resultados preliminares del estudio se publican en el informe de referencia elaborado por Enagás [1].

### 3.2. MEDICIÓN DE LA ENERGÍA

#### 3.2.1. Contadores de gas

##### **Antecedentes**

En la información consultada en 2019 se identificó que, de forma general, los contadores podían ser utilizados con composiciones que tuvieran hasta un 10% de H<sub>2</sub> en gas natural [10] [11] [12]. Sin embargo, no se consiguió información

adicional, sobre la validez metrológica de los mismos, al no existir ningún laboratorio de calibración de contadores que pudiera hacer pruebas con mezclas H<sub>2</sub>-GN. Igualmente, no se tenía información sobre la compatibilidad de materiales de los mismos con el H<sub>2</sub>.

### ***Situación actual***

Desde entonces, a través de los contactos directos de Enagás con fabricantes y de la colaboración H2GAR, con otros TSOs europeos [13], se ha accedido a información adicional.

Se ha identificado que muchos fabricantes de contadores europeos disponen de una *Declaración del fabricante*, en la que expresan que sus equipos son adecuados para su utilización con un 10% (e incluso algunos con un 20% y 100%) de H<sub>2</sub> en el gas natural, aunque en la misma también se indica que todas las características de funcionamiento de los contadores se basan en pruebas con gas natural, al no existir un laboratorio acreditado capaz de realizar ensayos de calibración con mezclas H<sub>2</sub>-GN. Esta declaración se hace de acuerdo con los requisitos exigidos por la autoridad metrológica alemana PTB en su guía técnica G19 [14].

En cualquier caso, la idoneidad de los contadores para su utilización con mezclas con hasta el 20% H<sub>2</sub>, parece haberse confirmado con los resultados de un proyecto europeo finalizado en 2021 (ver siguiente apartado para detalles adicionales) [15].

Igualmente, las declaraciones de fabricantes incluyen la de compatibilidad de los materiales y componentes utilizados por los contadores para el % de H<sub>2</sub> definido. También se indica la idoneidad de los contadores para instalarse en zonas clasificadas por riesgo de presencia de atmósferas explosivas en las que pueda existir presencia de H<sub>2</sub> (clases IIB+H<sub>2</sub> y IIC,).

En el informe interno [1] se presentan aquellos contadores de gas industriales, similares a los utilizados y homologados por Enagás, que cuentan con esta declaración para su uso con H<sub>2</sub> a fecha de este informe.

Por otro lado, se ha investigado también la disponibilidad de contadores domésticos, tecnología de membrana. Además de la información genérica [11], por lo menos un fabricante declara que sus contadores son idóneos para su uso con H<sub>2</sub> [13]. Este tipo de contadores también están siendo estudiados en el proyecto europeo de investigación *Newgasm<sup>3</sup>*, del que todavía no se disponen de resultados definitivos a fecha de este informe.

### ***Proyecto Suitability of natural gas flow meters for renewable gases***

---

<sup>3</sup> *NewGasMet*: Flow metering of renewable gases, <https://newgasm<sup>3</sup>.eu/> (noviembre 2021)

Este proyecto ha sido organizado por DNV (Holanda) con el objeto de comprobar mediante ensayos en un banco de pruebas que los contadores industriales utilizados habitualmente en la industria del gas eran adecuados para su utilización con gases renovables: biogás (no biometano) e H<sub>2</sub>. El proyecto se ha desarrollado entre 2020 y 2021 [15].

Además de Enagás participaron otros 9 TSOs europeos. Los contadores fueron proporcionados por 9 fabricantes.

En total se probaron 13 contadores:

- contadores de turbina.
- contadores de ultrasonidos, con precisión para medida fiscal.
- contadores de ultrasonidos, con precisión para control de proceso.

Entre ellos se incluían 1 contador de turbina y 1 de ultrasonidos con una antigüedad de más de 20 años y que habían estado en servicio en alguna de las compañías participantes. Todos los contadores estaban calibrados/ajustados para trabajar con gas natural, como línea base de comparación, no con mezclas con otros gases.

Los ensayos compararon los contadores con:

- Gases puros: nitrógeno, metano.
- Gas natural tipo Groningen (11% N<sub>2</sub>, con un PCS e IW inferior a los distribuidos en España).
- 5, 10, 15, y 20% H<sub>2</sub> en el gas de Groningen.
- 10 y 20% CO<sub>2</sub> (representando la adición de biogás) en el gas de Groningen.
- 2 rangos de presión: 16 y 32 bar.

El banco de ensayos construido para las pruebas contó con un sistema de referencia de caudal basado en toberas sónicas, diseñado y supervisado por el organismo metrológico PTB alemán, con lo que puede considerarse que sus mediciones tienen la trazabilidad y fiabilidad requerida para el objetivo del proyecto.

- Los principales resultados del proyecto se pueden resumir en:
- La desviación en la medida de los diferentes contadores, con respecto a la línea base solo con GN, cuando miden con mezclas de H<sub>2</sub> o CO<sub>2</sub>,
- permanece dentro de lo que se puede considerar un error aceptable, es decir, no se sobrepasan las tolerancias de EMP para contadores de gas Clase 1 ( $\pm 1\%$ ) según la MID [16].
- No obstante, queda a decisión de cada TSO la calibración/ajuste de los contadores de sus redes en las condiciones más próximas a las de operación (presión y composición de gas), para conocer el error y proceder a su corrección en operación.

- Las turbinas se comportaron mejor, menor desviación, que los contadores ultrasónicos, lo que tiene sentido dado el impacto de la composición del gas en la determinación de la velocidad de sonido, según la configuración establecida solo para GN.
- A la vista de los resultados obtenidos, en presencia de H<sub>2</sub>, se recomienda que en caso de aplicarse la corrección de la curva de error del contador se haga en base al número de Reynolds y no solo del caudal (como se hace actualmente en Enagás y en la mayoría de TSO).

### 3.2.2. Cromatógrafos

El comportamiento habitual es que el H<sub>2</sub> no detectado no se contabilice, por lo que su proporción en el gas se reparte entre los demás componentes, con una mayor aportación al metano. Esto significa que se calcula un poder calorífico superior (PCS) mayor que el real.

También puede ocurrir que el cromatógrafo detecte el H<sub>2</sub>, pero no lo reconozca, por lo que la suma de todos los componentes será menor al 100% y se podría producir una alarma. Sin embargo, este comportamiento es diferente según los cromatógrafos y la cantidad de H<sub>2</sub>, por lo que no es posible solventarlo mediante una calibración diferente.

La única opción en este caso es instalar un nuevo cromatógrafo, capaz de medir el contenido en H<sub>2</sub>.

El principal reto para el análisis de H<sub>2</sub> era la incompatibilidad de los cromatógrafos actuales para analizar H<sub>2</sub>, utilizando únicamente helio como gas portador.

Este reto ha sido afrontado por los fabricantes de dos formas diferentes:

- Unos fabricantes han optado por introducir un segundo gas portador, que tenga una conductividad térmica diferente con respecto al H<sub>2</sub> (principal problema por el que los cromatógrafos no analizaban correctamente).
- Otros fabricantes han conseguido que el cromatógrafo sea capaz de analizar H<sub>2</sub> con helio como único gas portador. Esto tiene como consecuencia una reducción de la sensibilidad del cromatógrafo y una disminución en el límite de detección para este componente, pero contando con la aprobación metrológica para medida fiscal.

Actualmente, ya están disponibles cromatógrafos con aprobación metrológica capaces de analizar mezclas H<sub>2</sub>-GN hasta el 20%.

Para la adquisición e instalación de los cromatógrafos se debe tener en cuenta en primer lugar:

- La actualización de la especificación de homologación de cromatógrafos para que considere mezclas H<sub>2</sub>-GN de hasta el 10% de H<sub>2</sub>.
- Homologar los nuevos equipos.

- Definir un gas patrón que contenga H<sub>2</sub> para los cromatógrafos de campo.

Enagás está en contacto con los proveedores de estos cromatógrafos para solicitar la información de cara a su incorporación en la infraestructura gasista. Información detallada de los cromatógrafos con aprobación metrológica para el análisis de mezclas de hidrógeno hasta el 20% se ha publicado en el informe interno de Enagás [1].

### 3.2.3. Computadores de caudal (Flow computers)

Los computadores de caudal son necesarios para normalizar el volumen de gas a partir del volumen bruto medido en condiciones reales de presión y temperatura (condiciones de operación) en los contadores, y para ello han de calcular el factor de compresibilidad (Z) del gas según las ecuaciones establecidas y con una precisión mínima del 0.1%.

#### ***Ecuaciones de estado para el cálculo del factor de compresibilidad***

Todos los computadores de caudal modernos utilizados para gas natural, admiten la realización del cálculo del factor de compresibilidad según diferentes ecuaciones de estado. Las más utilizadas en Europa son la SGERG-88 [17] y el AGA-8 [18]. En el caso de España, a día de hoy la ecuación indicada por la reglamentación vigente (PD-01) [19] es la SGERG-88, detallada en la norma UNE-EN-ISO 12213:2005 Parte 3 [17].

Según las normas que definen el procedimiento de cálculo y el alcance de utilización de estas ecuaciones, la precisión de las mismas para su utilización con mezclas H<sub>2</sub>-GN es la requerida por debajo del 10% de H<sub>2</sub>. Para concentraciones de H<sub>2</sub> superior, se podría utilizar la ecuación GERG2008, que tiene la precisión exigida hasta con un 40% de H<sub>2</sub> [20]. Aunque esta norma ya está recogida en una norma, la aceptación de la misma no.

Las principales diferencias de las ecuaciones de estado está en la información que precisan para el cálculo del factor de compresibilidad, además de la presión y temperatura del gas:

- SGERG-88: utiliza una combinación de cuatro propiedades del gas entre cinco opciones:
  - Dióxido de Carbono.
  - Nitrógeno.
  - Hidrógeno.
  - Densidad relativa del gas.
  - Poder calorífico superior.

En principio, los fijados por la norma ISO12213-3 son CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, DR y PCS.

- AGA-8: composición completa del gas natural (o su mezcla con H<sub>2</sub>).
- GERG2008: composición completa del gas natural (o su mezcla con H<sub>2</sub>).

A través de la colaboración H2GARcon otros TSOs europeos, se ha tenido acceso a los trabajos realizados por la empresa Fluxys (Bélgica), en el cual se han comparado las medidas físicas<sup>4</sup> de la compresibilidad de tres gases de referencia que contenían H<sub>2</sub> (10, 15 y 20%) con los cálculos realizados con las tres ecuaciones de estado indicadas. El trabajo se ha hecho a tres presiones diferentes.

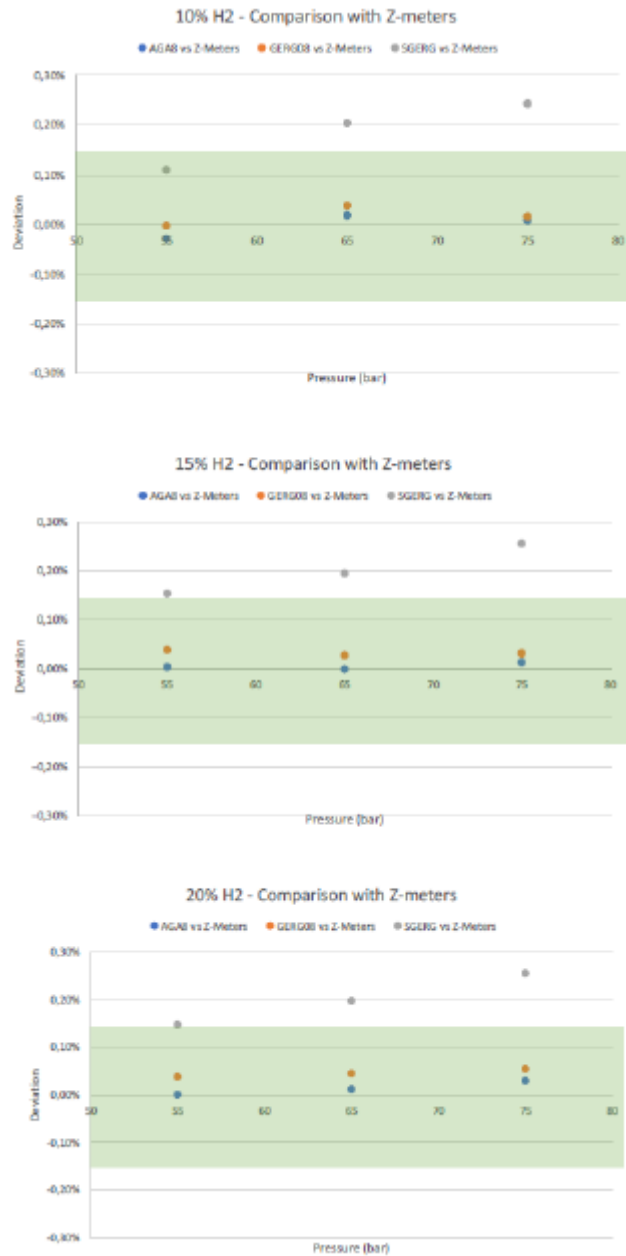


Fig. 1.- Desviación porcentual del factor de compresibilidad respecto al método de cálculo la concentración de H<sub>2</sub> y la presión.

<sup>4</sup> Para la medida del factor de compresibilidad de los gases se ha utilizado un dispositivo denominado Z-meter, que proporciona el valor del factor de compresibilidad de un gas natural en las condiciones de presión y temperatura en la que se realicen las medidas.

Los resultados obtenidos indican que los factores de compresibilidad calculados con la ecuación SGERG-88 son peores que con las ecuaciones AGA-8 y GERG2008. En la Fig. 1 se muestran 3 gráficas con los resultados, en las que se observa la desviación porcentual del factor de compresibilidad calculado respecto al valor medido (valor físico), para cada una de las ecuaciones y las diferentes presiones [21].

Los resultados obtenidos con la ecuación SGERG88 se desvían del valor real mucho más que los calculados por las otras dos ecuaciones, llegando a superar el límite tolerable del  $\pm 0.15\%$  en casi todos los casos estudiados. Sin embargo, los resultados obtenidos, hasta el 20% de H<sub>2</sub> y presiones de 75 bar, con las ecuaciones AGA-8 y GERG2008 muestran que pueden utilizarse en estas condiciones sin un impacto apreciable en la incertidumbre asociada a la medida.

Por otro lado, hay que indicar que en estos momentos no hay ninguna ecuación de estado que esté normalizada para el cálculo del factor de compresibilidad por encima del 40% de H<sub>2</sub> en el gas natural o para el 100% de H<sub>2</sub>.

Finalmente indicar que, a través de H2GAR, se ha recibido la información de que la ecuación AGA8 va a ser admitida en Alemania para cálculos del factor de compresibilidad con mezclas H<sub>2</sub>-GN con hasta un 30% H<sub>2</sub>, tan pronto se emita la nueva revisión de la especificación DVGW G685 [22].

Enagás ha llevado a cabo un análisis de los computadores de caudal instalados en la red de gas para conocer su idoneidad para la presencia de hidrógeno. Los resultados se recogen en el informe interno [1], de referencia para la elaboración de este documento.

### 3.3. MÉTODOS DE SEPARACIÓN DE HIDRÓGENO

Se han identificado cuatro tecnologías de separación de H<sub>2</sub> del gas natural que se describen brevemente a continuación.

#### 3.3.1. Separación mediante membranas poliméricas

La tecnología de separación por permeación a través de membranas está basada en el paso de una mezcla de gases a través de haces de fibras huecas que difunden uno o varios componentes de forma selectiva a través de las paredes de las mismas.

Un módulo de membrana se compone de los haces de fibra fijados a ambos extremos de un tubo metálico, a través del cual pasa la mezcla de gases. En el caso de membranas poliméricas la separación está controlada por diversos mecanismos, como son la adsorción selectiva de uno de los gases en el polímero y su consecuente difusión, o la separación en base al diámetro cinético de los gases. En una mezcla de H<sub>2</sub> y gas natural, el H<sub>2</sub>, fundamentalmente, difunde rápidamente a través de la pared de la membrana debido al menor diámetro

cinético, mientras que los otros componentes del gas natural pasan en una menor cantidad, con lo que se obtiene una corriente concentrada en H<sub>2</sub> y otra de gas natural con una concentración baja de H<sub>2</sub> (ver Figura 6). Cabe resaltar, además, que el sistema puede trabajar en continuo.

La pureza del H<sub>2</sub> obtenido depende del tipo de membrana polimérica utilizada, las condiciones de operación, y la concentración de H<sub>2</sub> presente en la red de gas. En este caso, la pureza del H<sub>2</sub> obtenido está en torno al 85-95% para los casos más desfavorables (menor concentración de H<sub>2</sub> en la red), y pueden llegar al 98% para casos más favorables.

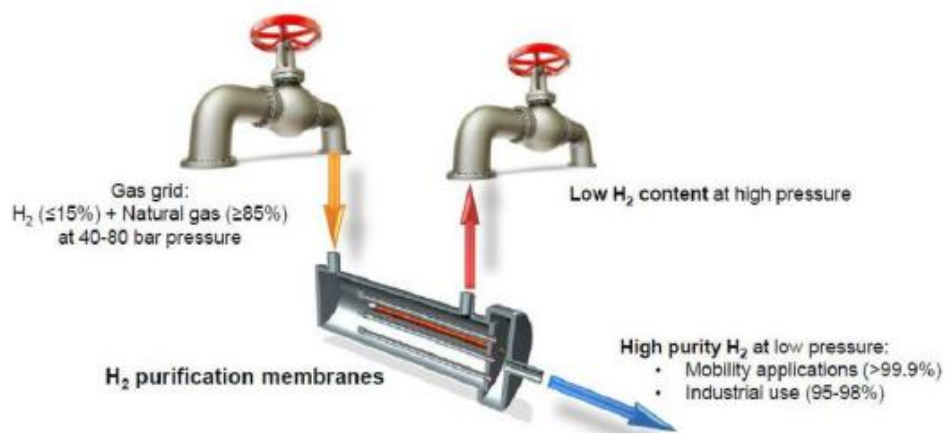


Fig. 2.- Esquema de funcionamiento de un sistema de separación de mezclas de H<sub>2</sub>-GN. Fuente: Proyecto HIGGS12.<sup>5</sup>

### 3.3.2. Separación mediante membranas densas

En una membrana densa la separación selectiva del H<sub>2</sub> en una mezcla de gases se realiza por medio de un proceso de adsorción selectiva del H<sub>2</sub> seguida de difusión a través del espesor de la membrana. Dentro de las membranas selectivas, las membranas en base paladio y sus aleaciones son las más comunes, al presentar una alta difusión de H<sub>2</sub> a través de su matriz, y además poseer la propiedad termodinámica de disociar la molécula de H<sub>2</sub>.

Estas membranas se usan en la industria para la recuperación de H<sub>2</sub> en corrientes en presencia de N<sub>2</sub>, si bien tienen el potencial de ser ideales para separar H<sub>2</sub> en una corriente de gas natural. En este caso, al ser el H<sub>2</sub> el único gas que se adsorbe en el paladio, la pureza obtenida del H<sub>2</sub> es 99.99%, lo cual hace viable la recuperación de dicho gas con alta pureza en una única etapa, al contrario de lo que ocurre con membranas poliméricas, que necesitan de una etapa de compresión intermedia y un mínimo de tres módulos para alcanzar pureza

<sup>5</sup> <https://hydrogeningasgrids.eu/index.php?id=2> (noviembre 2021).

elevadas. Una imagen de un módulo de membranas para separar H<sub>2</sub> de la red de gas se presenta en la Fig. 3.



*Fig. 3.- Imagen de un módulo de membranas densas de recuperación de H<sub>2</sub>.*

Estas membranas van a ser usadas por H<sub>2</sub>SITE para la recuperación selectiva de H<sub>2</sub> dentro del proyecto.

### 3.3.3. Separación mediante sistemas de adsorción por cambio de presión

Este efecto utiliza un procedimiento de cambio de presión para separar un determinado componente de una mezcla de gases. La técnica de adsorción se basa en la utilización de la capacidad que tienen las sustancias porosas de adsorber gases. Los diferentes componentes de una mezcla de gases son adsorbidos en las enormes superficies interiores de los adsorbedores con rapidez e intensidad diversa.

La mezcla H<sub>2</sub>-GN se hace circular por tamices moleculares de carbono (CMS) como medios de adsorción. Estos tamices adsorben los principales componentes del gas natural por presión, dejando que el H<sub>2</sub> pase a través de los orificios del filtro. Al cabo del tiempo el tamiz se satura en gas natural y pierde eficacia, por lo que hay que regenerarlo, para ello se efectúa una reducción de presión que conlleva la desorción de los componentes del gas natural. Esto se denomina Pressure Swing Adsorption (PSA).

Para poder trabajar en continuo, es necesario disponer de dos o más columnas de adsorción paralelas trabajando alternativamente a intervalos periódicos. En Figura 8 se muestra un ejemplo de un sistema basado en cuatro columnas de adsorción. Mientras un adsorbedor está en la fase de producción, adsorbiendo el gas natural en el tamiz bajo presión y dejando pasar el H<sub>2</sub>, el segundo está en despresurización, el tercero se está regenerando al liberar los componentes

principales del gas natural hasta presión próxima a la atmosférica y, finalmente, el cuarto comienza el ciclo de presurización antes de entrar en producción.

El rendimiento de las instalaciones PSA depende de la pureza y la presión demandada al H<sub>2</sub> o el gas natural. En principio, es el sistema, entre los identificados, que permite obtener un H<sub>2</sub> de mayor pureza.

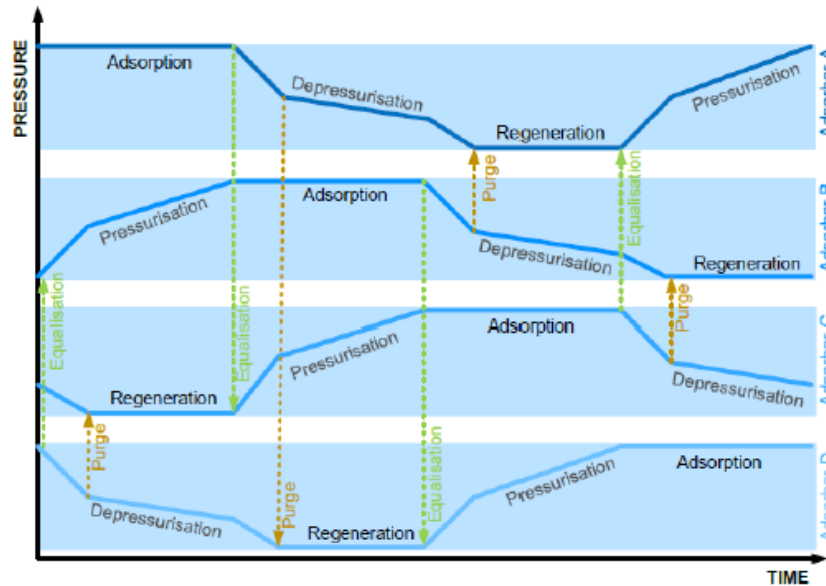


Fig. 4.- Ciclo del proceso de separación mediante PSA [23]

### 3.3.4. Separación criogénica

El proceso criogénico fracciona los componentes de la mezcla H<sub>2</sub>-GN por medio de la rectificación, utilizando las diferentes temperaturas de evaporación de los componentes de la mezcla. Una planta criogénica consta principalmente de una parte caliente (warm end) y una parte fría (coldbox) con la columna de rectificación, donde realmente tiene lugar el proceso de fraccionamiento de la mezcla, que separa el H<sub>2</sub> del gas natural.

En la columna de fraccionamiento, el gas natural se condensa (a unos -163 °C/111 K) y sale por la parte inferior de la columna como una corriente de líquido. El H<sub>2</sub> permanece en fase gas y sale por la parte superior de la columna.

Para optimizar el proceso, es necesario utilizar la presión inicial de la mezcla para facilitar su enfriamiento en un proceso en cascada (sería similar al utilizado en la producción de gas natural licuado). En la Figura 9 se muestra un esquema del mismo.

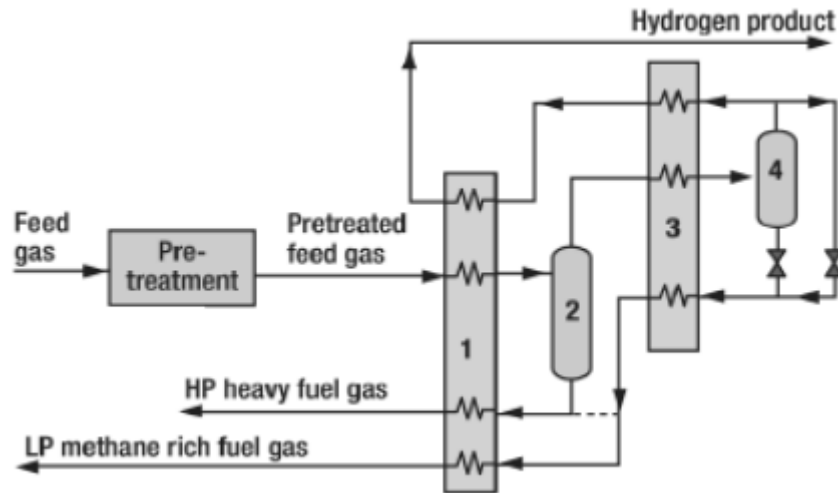


Fig. 5.- Diagrama de flujo de un proceso de separación criogénica [23].

### 3.3.5. Separación electroquímica de hidrógeno (EHS)

La separación electroquímica de  $H_2$  utiliza pilas de combustible que separan el  $H_2$  de mezclas de éste con gas natural. De este modo, mediante una disociación electroquímica, las moléculas de  $H_2$  en forma de iones  $H^+$  se eliminan de la mezcla de gases. Esta separación se realiza en una célula con membrana de intercambio iónico.

Se establece un potencial a través de la membrana que produce protones  $H^+$  en el lado del ánodo (baja presión) en presencia de un catalizador. Los iones de  $H_2$  pasan a través de la membrana hacia el lado del cátodo (alta presión) donde se recombinan con electrones para formar moléculas de  $H_2$ .

El  $H_2$  que se forma en el cátodo tiene una pureza muy alta, hasta 99.999 %. Se puede operar con concentraciones bajas de  $H_2$  de alrededor de un 10 % molar.

Los módulos comercializados en la actualidad son para producciones muy pequeñas de  $H_2$  (10 kg/día), aunque se pueden colocar varios en paralelo.



Fig. 6.- Separador electroquímico [23].

### 3.3.6. Rendimiento de las tecnologías de separación

En base a la información obtenida del proyecto *Gas Goes Green* [23], los productos obtenidos y la pureza final del H<sub>2</sub>, la Tabla 8 resume de forma general el rendimiento de cada tecnología en su nivel de desarrollo actual.

Por otro lado, según la información identificada y los contactos con suministradores [24], las tecnologías que parecen más adecuadas para el *deblending* son la separación por membranas poliméricas y la adsorción por cambio de presión (PSA). Es necesario indicar que ambas tecnologías sirven tanto para la obtención de gas natural como de H<sub>2</sub>, pero en función del objetivo buscado, será más favorable la utilización de una u otra. Las diferencias principales entre las mismas se muestran en la Tabla 2.

Tabla 1.- Rendimiento general de las tecnologías de separación.

Tecnología de separación	Pureza de H <sub>2</sub>	Presión H <sub>2</sub> obtenida	Presión GN obtenida
Membrana de permeación polimérica	> 85 % H <sub>2</sub>	↓ Presión	↑ presión
Membrana de permeación densa	> 99.9 % H <sub>2</sub>	↓ Presión	↑ presión
Sistemas de adsorción por cambios de presión (PSA)	> 99.9 % H <sub>2</sub>	↑ presión	↓ Presión
Destilación criogénica	> 90 % H <sub>2</sub>	↑ presión	↓ Presión
Separación electroquímica	> 99 % H <sub>2</sub>	↑ presión	↑ presión

Tabla 2.- Tabla comparativa entre las tecnologías PSA y membrana polimérica.

	PSA (pressure swing absorption)	Membrana polimérica
Utilización/Objeto	Obtención de una corriente con <i>alta concentración de H<sub>2</sub></i> y baja concentración de GN	Obtención de una corriente con <i>alta concentración de GN</i> y baja concentración de H <sub>2</sub>
Corriente de salida principal	H <sub>2</sub> de pureza alta y a alta presión	GN de alta pureza y a alta presión
Requisitos de la corriente de alimentación	Alta Presión y alta concentración de H <sub>2</sub> (40-99%)	La concentración de H <sub>2</sub> puede ser variable
Recuperación de hidrógeno	Hasta el 90%	No aplica

### 3.4. POSICIÓN DE INYECCIÓN DE HIDRÓGENO EN EL GASODUCTO

Este en un aspecto que, a fecha de este informe, todavía no está resuelto, pero, en cualquier caso, ya existen unos diseños preliminares de los elementos a tener en cuenta. El diseño mostrado a continuación es una propuesta que podría sufrir modificaciones en función de los trabajos que se realicen en el marco del presente proyecto.

El punto de inyección de hidrógeno está compuesto, básicamente, de dos elementos:

- Punto de entrada del H<sub>2</sub> en el gasoducto  
Es donde el H<sub>2</sub> se incorpora físicamente a la corriente de GN y se forma la mezcla de los dos.
- Estación de medida del H<sub>2</sub>  
Conjunto de equipos que permite la medida y control de la calidad fiscal del H<sub>2</sub> que entra en el gasoducto.

#### 3.4.1. Punto de entrada de hidrógeno en el gasoducto

El diseño presentado es una propuesta que se podría modificar en función del resultado de los trabajos en curso para ver la idoneidad de los gasoductos ante el H<sub>2</sub>.

Aunque, en principio, según el código ASME B31.12 [2] los aceros utilizados habitualmente en la construcción de un gasoducto son válidos hasta una concentración de H<sub>2</sub> del 10%, en el momento en que el H<sub>2</sub> es inyectado en el gasoducto, y hasta la dilución del mismo en la corriente de gas natural, se produce un gradiente de concentración entre el 100% de H<sub>2</sub> y la concentración final que hace que el acero esté en contacto con más de un 10% de H<sub>2</sub> a lo largo de una sección del mismo (la longitud afectada dependerá de las condiciones de operación). Esto se muestra en la simulación del proceso de inyección en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, en la sección del gasoducto próxima al punto de inyección la concentración puntual de H<sub>2</sub> en la pared del mismo es más alta que la concentración final, lo que puede afectar a la integridad del gasoducto hasta la dilución del H<sub>2</sub> [13].

Por otro lado, es aceptado en muchas referencias técnicas [10], [25] que los gasoductos fabricados en acero de grado X52 o inferior, según API 5L [26], se pueden aceptar para el servicio en conducciones de H<sub>2</sub> puro.

Por lo tanto, en función de la susceptibilidad del acero a sufrir deterioro por parte del H<sub>2</sub>, se pueden proponer dos opciones para el punto de inyección, Fig. 7:

#### 1. Inyección directa de H<sub>2</sub> en el gasoducto.

Aplicaría para tuberías construidas en un material de grado igual o inferior a X52, según API 5L [26], o en gasoductos de acero de grado superior cuyo

acero cumpla con los requisitos de cualificación de la opción B de ASME B31.12 [2] (ver Apartado 3.1).

2. Inyección con estación de premezcla H<sub>2</sub>-GN y bypass del gasoducto.

Aplicaría para tuberías construidas en un material de grado igual o superior a X56, según API 5L [26], o que no cumplan con los requisitos de cualificación de la opción B de ASME B31.12 [2] y siempre que la concentración final de la mezcla H<sub>2</sub>-GN en el gasoducto no sea superior al 10% en volumen.

En el caso de una mezcla H<sub>2</sub>-GN final superior al 10% en H<sub>2</sub>, servirían los mismos tipos de puntos de inyección, pero exigiría una evaluación previa de la idoneidad del acero de la tubería para la concentración de H<sub>2</sub> objetivo.

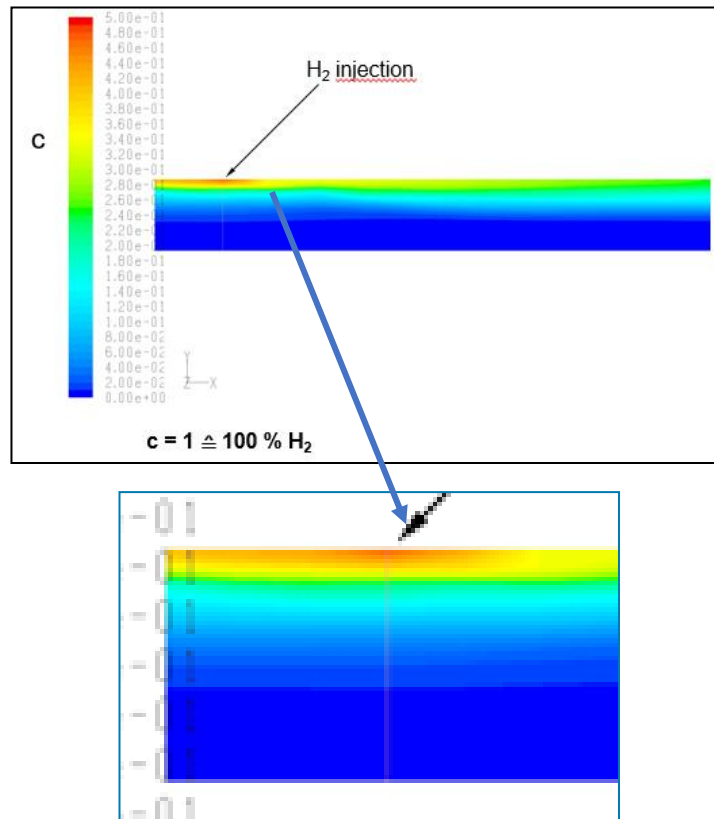


Fig. 7.- Simulación de la inyección de H<sub>2</sub> en un gasoducto [25].

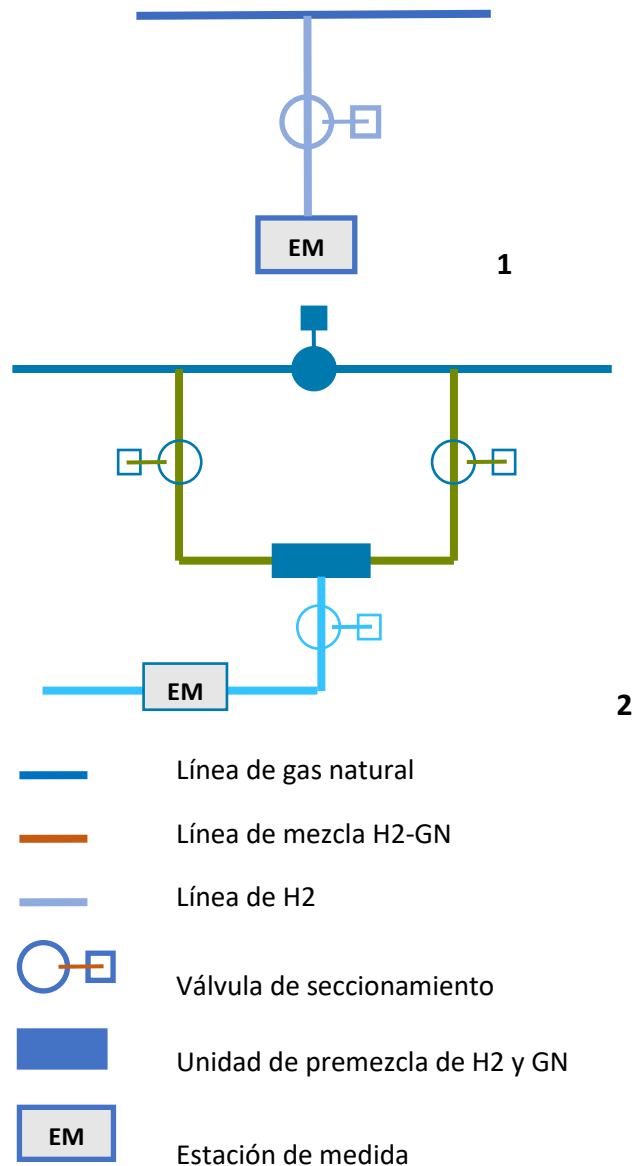


Fig. 8.- Esquema de las dos opciones de punto de inyección de hidrógeno en el gasoducto.

1: Inyección directa de H<sub>2</sub>

2: Inyección de H<sub>2</sub> con premezcla previa con GN

### 3.4.2. Unidad de medida del hidrógeno

Previo a la inyección del H<sub>2</sub> en el gasoducto, es necesario realizar la medida de la cantidad del mismo que se inyecta, esto es así por varias razones:

- Medir la cantidad y calidad del H<sub>2</sub>, con el fin de poder realizar la facturación de la energía incorporada al gasoducto y el balance energético del mismo.
- Impedir que la cantidad de H<sub>2</sub> que se inyecta supere el % de H<sub>2</sub> establecido.

Con el fin de normalizar este tipo de instalaciones en Enagás trabajará, dentro del alcance de este proyecto, en el desarrollo de una especificación técnica que

recoja todos los requisitos de diseño, constructivos, de materiales y de precisión de los elementos de medida que debe de contener la unidad de medida de H<sub>2</sub>.

La unidad de medida deberá de disponer de un sistema de control del caudal de H<sub>2</sub> inyectado, asociado al flujo de gas natural real que circula por el gasoducto, de forma que en ningún momento se supere en la mezcla final H<sub>2</sub>-GN el % de H<sub>2</sub> prefijado.

El diseño básico de la estación de medida debe de cumplir con los requisitos básicos que se indican a continuación.

- Dado que actualmente no existe una reglamentación concreta para hidrógeno, por el momento no se ha considerado incluir cromatografía en la EM.
- Consecuencia de lo anterior, se identifican únicamente dos “zonas” en este tipo de EM:
  - *Zona de control*
  - *Zona de gas*. En ésta última se incluirá la unidad de control de la cantidad de H<sub>2</sub> que se inyecte en el gasoducto, que dispondrá de certificación ATEX.
    - Si por cuestiones normativas fuese requerida cromatografía del gas, se deberán contemplar dos zonas adicionales: *zona de analizadores* y *zona de botellas*.

Enagás ha identificado algunos requisitos mínimos que deben considerarse para esta Unidad de Medida y que deben de ser completados y concretados dentro del alcance de este proyecto. Estos requisitos han sido enumerados en el informe interno **[1]**, de referencia para la elaboración de este documento.

Un esquema de la línea de medida se aprecia en la Fig. 9.

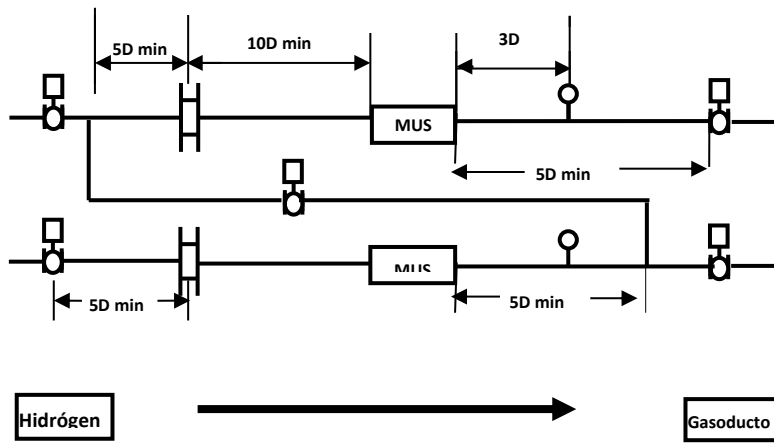


Fig. 9.- Esquema de la estación de medida con contador de ultrasonidos.

#### 4. PRÓXIMOS PASOS

Como resultado del análisis realizado sobre el potencial impacto del hidrógeno de los subsistemas que conforman una instalación de inyección de hidrógeno a la red de gas, i.e., en materiales, unidad de medida, conexión a la red y unidad de separación de H<sub>2</sub>-GN, se han identificado aquellos puntos más críticos en los que deberían centrarse las distintas actividades a desarrollar dentro de la tarea T5 liderada por Enagás y que, para el próximo ejercicio se centrarán principalmente en:

- Diseño conceptual de una planta de inyección de H<sub>2</sub> en la red de gas para que se cumplan los requisitos establecidos sobre calidad de gas y seguridad, atendiendo a los puntos identificados sobre materiales, diseño de la instalación para una rápida homogeneización de la mezcla resultante y correcta medida de la energía suministrada a la red en forma de H<sub>2</sub>. Todo ello permitirá desarrollar las especificaciones necesarias para su implantación destacando el diseño del sistema mecánico para la conexión de la tubería y el nudo de válvulas, el sistema de mezcla o blending, el sistema de control, el sistema de medida de energía y el sistema de seguridad.
- Estudio de la red de gas natural para la inyección de H<sub>2</sub> mediante la construcción de una instalación de referencia para la realización de ensayos de componentes y materiales de la red de gas en condiciones reales de operación (alta presión) con distintas mezclas de gas natural e hidrógeno que permita caracterizar el impacto del hidrógeno en los materiales, realizando estudios del comportamiento mecánico tanto en materiales base como en uniones soldadas y recubrimientos, así como en los componentes de la red. Asimismo, se analizará el uso de ciertos inhibidores de fragilización del acero durante el transporte del gas por tubería que retarden o eviten el fenómeno de agrietamiento del material por la presencia de H<sub>2</sub>.

Se comenzará el análisis detallado de las distintas tecnologías de separación de hidrógeno por parte de H2Site para determinar la viabilidad técnico-económica del proceso.

#### 5. ANEXOS

##### *Referencias*

- [1] Dirección de Gestión de Proyectos y Servicios Técnicos. Gerencia de Instrumentación y Medición., *INF1528/21: Impacto de la Inyección de hidrógeno en el sistema de gasoductos. Rev.0*, Enagás Transporte, S.A.U., 20.12.2021.
- [2] ASME B31.12, *Hydrogen piping and pipelines*, 2019.

- [3] ASME B31.8, *Gas transmissions and distribution piping systems*, 2020.
- [4] H21 Project, *H21 Phase 1, Technical Executive Summary*, United Kingdom, May 2021.
- [5] Energy Storage, *Hydrogen injected into the gas grid via electrolysis field test*, Denmark, May 2020.
- [6] ASME B16.5, *Pipe flanges and flanged fittings*, 2003.
- [7] ASME B16.47, *Large diameter steel flanges*, 2011.
- [8] MSS SP-44, *Steel pipe line flanges*, 1996.
- [9] ASME B16.20, *Metallic gaskets for pipe flanges*, 2012.
- [10] HYREADY, *Engineering guidelines for the preparation of natural gas systems for hydrogen/NG mixtures. Guidelines for the transmission and distribution, Revision 4.*, DNV GL, 28th November 2018.
- [11] *Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use, TH-H2-427*, MARCOGAZ, Octubre, 2019.
- [12] *The use of conventional meters for non-conventional gases*, MARCOGAZ & FARECOGAZ, 28th September 2018.
- [13] H2 Gas Assets Readiness (H2GAR), *Working Group 4: Metering/Other instrumentation, Activity Report*, May 2021.
- [14] PTB, *Messgeräte für gas (Dispositivos de medición de gas), Technical Guideline TR G 19*, versión 12/2014.
- [15] *JIP on suitability of natural gas flow meters for renewable gases. Performance assessment report for users, report 10246727-U1*, Holanda: DNV, November 2021.
- [16] *Directiva 2014/32/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014 sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de comercialización de instrumentos de medida (refundición)*, Diario Oficial de la Unión Europea (COUE), nº 96, de 29 de marzo de 2014.
- [17] UNE-EN ISO 12213-3:2005, *Gas natural. Cálculo del factor de compresibilidad. Parte 3: Calculo a partir de las propiedades físicas. (ISO 12213-3:1997)*.

- [18] UNE-EN ISO 12213-2:2010, *Gas natural. Cálculo del factor de compresibilidad. Parte 2: Cálculo a partir del análisis de la composición molar (ISO 12213-2:2006)*..
- [19] *Protocolo de detalle PD-01 «Medición, calidad y odorización de gas», aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 13 de marzo de 2006, modificado por la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 21 de diciembre de 2012, modificado por la Resolución de 8 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas.*
- [20] UNE-EN ISO 20765-1:2019, *Gas natural. Cálculo de las propiedades termodinámicas. Parte 1: Propiedades de la fase gaseosa para aplicaciones de transporte y distribución. (ISO 20765-1:2005)*.
- [21] *Natural Gas Compressibility with High Hydrogen Content Comparison between calculation based on existing standards and physical measurement performed with Z-meters*, Fluxys Metering Operations, 2021 .
- [22] DVGW G 685-1 (A), *Gasabrechnung – Grundlagen der Energieermittlung (Gas Billing – Fundamentals of Energy Determination)*, Alemania, August 2020.
- [23] *Hydrogen deblending in the GB gas network. Feasibility Study (Ref.: 7409348-0200-075-01-001-0001 Rev R3)*, NIA\_NGGT0156, ,, UK: National Grid, 2021.
- [24] *H2 Gas Assets Readiness (H2GAR), Activity Report Working Group 3: Separation Systems*, 10th June 2021.
- [25] European Industrial Gases Association (EIGA), *Hydrogen pipeline systems, IGC Doc 121/14*, 2014.
- [26] American Petroleum Institute, *API Specification 5L, Specification for Line Pipe*, EEUU, 2012.