



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

Bogotá D.C. 14 de julio de 2025

CNOGas 158-2025

Doctor

Antonio Jiménez Rivera

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Ciudad

Asunto: Respuesta a su comunicación radicado No S2025004534. Solicitud estudio H₂.

Respetado Doctor Jiménez,

En atención a su comunicación citada en la referencia, mediante la cual señala que: *“Nos permitimos solicitar informe el estado del avance del análisis de blending de gas natural. Así mismo, una vez compartida la anterior información, nos gustaría agendar una reunión con el propósito de revisar con ustedes los estudios y aclarar las dudas que se puedan presentar y conocer la visión del CON-GAS sobre los sandbox que se están planteando en la industria”*; y, dentro del plazo indicado por la Comisión, nos permitimos dar respuesta en los siguientes términos, no sin antes precisar que la información remitida a la Comisión considera aspectos de blending de hidrógeno con gas natural para aplicar en sistemas de transporte-distribución en el país, y, de ninguna manera se refiere al combustible hidrógeno de manera particular e independiente, elemento en relación con el cual este Consejo carece de competencia alguna.

- Remisión de Informe del estado del avance del blending de gas natural a aplicar en la Costa Atlántica, como resultado del estudio realizado por Promigas, denominado “Impacto del blending de hidrógeno en redes de gas natural”.



Consejo Nacional de Operación
de Gas Natural

- Realización de un estudio técnico que identifique las diferentes variables sensibles de blending hidrógeno con gas, para la infraestructura del interior del país.

Una vez se finalice el mencionado estudio, revisaremos la pertinencia de complementar o no el documento desarrollado por Promigas en la Costa Atlántica, con el fin de remitirlo a esa Comisión de Regulación, en un plazo razonable.

En relación con la visión del CNOGas sobre los sandbox que se están planeando en la industria, nos permitimos informar que el CNOGas realizó gestión ante DNP entre marzo y abril de 2025, compartiendo información de las empresas interesadas, ECOPETROL, VANTI, EPM Y PROMIGAS, para asistencia a una reunión aclaratoria, sin que a la fecha, se haya podido concretar su realización. En este sentido, PROMIGAS participó en sandbox, información que estamos remitiendo. No obstante, lo anterior, estaremos atentos a contribuir en proyectos con sandbox futuros.

Saludos,

FREDI ENRIQUE LOPEZ SIERRA

Secretario Técnico CNOGas

Anexo: Impacto del blending de hidrógeno en redes de gas natural.

Documento técnico sobre el impacto del blending de hidrógeno en redes de gas natural

A continuación, se introduce documento técnico sobre el impacto del *blending* de hidrógeno en redes de gas natural, basado en los resultados experimentales obtenidos por Promigas en su programa de pruebas aceleradas que evalúan el efecto del hidrógeno en tuberías de acero envejecidas. Adicionalmente, se presenta los resultados publicados sobre experiencias internacionales en materia de estándares y lineamientos para garantizar una operación segura y confiable de la infraestructura de gas natural. La información secundaria aquí presentada proviene de artículos científicos y reportes técnicos que son referenciados en el documento.

Tabla de contenido

| | | |
|-----|--|----|
| 1 | Porcentajes viables de hidrógeno en la red de transporte del SNT | 2 |
| 1.1 | Pruebas aceleradas con hidrógeno: PROMIGAS evalúa el impacto en la integridad de tuberías de acero API envejecidas | 7 |
| 2 | Matriz de efectos en la red de transporte en función de porcentajes de blending con hidrógeno..... | 12 |
| 3 | Proyectos internacionales de blending con hidrógeno en redes de transporte de gas natural | 14 |
| 3.1 | Reino Unido - Proyecto HyDeploy | 14 |
| 3.2 | Reino Unido - Programa h21 | 15 |
| 3.3 | Dinamarca – Danish Gas Centre | 16 |
| 3.4 | Colaboración de entidades europeas – NaturalHy | 17 |
| 4 | Matriz con análisis de modificaciones del RUT al incluir el blending de gas natural | 17 |
| 5 | Referencias..... | 19 |

1 Porcentajes viables de hidrógeno en la red de transporte del SNT

El blending de hidrógeno utilizando infraestructura existente de gas natural enfrenta, por su parte, retos técnicos, económicos y regulatorios. Los retos técnicos están asociados a afectaciones en la integridad de materiales y funcionalidad de gasoductos, así como potenciales cambios en el desempeño, eficiencia y energía generada y gasodomésticos originalmente diseñados para operar sólo con gas natural [1].

A diferencia de la mayoría de otros combustibles líquidos y gaseosos, el hidrógeno requiere mayor flujo o presión de transporte debido a su baja densidad (respecto al metano), puede causar fragilización al acero y polímeros constituyentes de redes de transporte, y la gestión de sistemas de seguridad es crítica a razón del amplio rango de inflamabilidad en aire, la baja energía requerida para su ignición y la invisibilidad de la llama [2]. A razón de esto, cada vez es más relevante la evaluación del impacto del hidrógeno en infraestructura de gas natural, así como equipos de uso final de gas natural encontrándose que las etapas de transporte, almacenamiento y uso de final del gas tienen diferentes niveles de tolerancia al blending.

De acuerdo con la IEA, desde el 2016 hasta el 2024 se han entrado en operación 20 proyectos de blending de hidrógeno en la redes de transporte y/o distribución de gas natural [1]. En diciembre de 2023, el gobierno del Reino Unido anunció su decisión de apoyar la mezcla de hasta un 20% de hidrógeno por volumen en las redes de distribución de gas en Gran Bretaña [3]. Mezclas de gas natural e hidrógeno ya se utilizan en varias redes de gas en ciudades como Singapur, Hong Kong y Hawaii, con planes para sustituir gradualmente el hidrógeno de origen fósil por hidrógeno de bajas emisiones [4]. Por ejemplo, en mayo de 2024, Hawaii Gas anunció una alianza con Euros Energy America para aumentar el contenido de hidrógeno en su mezcla de gas del 15% actual al 20% vol., utilizando hidrógeno renovable [5].

En el 2019, la Asociación Técnica de la Industria Europea del Gas Natural (MARCOGAZ) publicó la primera versión de los límites técnicos y regulatorios para la admisión de hidrógeno en infraestructura existente de gas natural (transporte y distribución) y en usuarios finales [6]. Basado en investigaciones previas y las políticas definidas a nivel internacional, el informe resalta que se espera que elementos principales de la red de transporte, distribución y equipos de uso final puedan tolerar porcentajes de blending con hidrógeno de hasta el 10% vol sin modificaciones. Para lograr exceder este porcentaje, recomienda que vía investigación y desarrollo se estudie el efecto del hidrógeno en las redes de transmisión (potencial fragilización) y unidades compresoras. En el 2023, MARCOGAZ actualiza el reporte porque nuevas experiencias y resultados de investigación se han obtenido y nuevos componentes se han incluidos, tales como unidades turbocompresoras y de pistón. La Figura 1 presenta última infografía desarrollada por MARCOGAZ [7]. Para las tuberías de acero, mantiene que hasta el 10% vol no se presentar problemas significativos. Sin embargo, anota que el porcentaje final dependerá de las condiciones específicas de operación (i.e., magnitud y variación de presión), niveles de esfuerzos, tipos y características de las uniones soldadas y la presencia de defectos activos como grietas. Con respecto a válvulas shut-off y de alivio, el porcentaje admisible pasó del 10% al 30% vol basado en las experimentaciones realizadas en el proyecto H₂-Netz.

Por otro lado, la Asociación Técnica y Científica Alemana del Gas y el Agua (DVGW) desarrolló junto al Comité Europeo de Normalización el reporte técnico DIN CEN/TR 17797:2022-09 como punto de partida para la estandarización y definir lineamientos en como la inyección de hidrógeno en la infraestructura de gas natural puede impactar los diferentes segmentos de la cadena, desde la entrada del hidrogeno a la red de transporte hasta el punto de consumo [8]. Particularmente, este reporte presenta una revisión de varios estudios, en función de la presión y tipo de material, del potencial impacto del hidrógeno en la infraestructura de gas natural ante porcentajes de blending del 2% vol, 5% vol, 10% vol, 20% vol y 100% vol (ver Figura 2). Para el caso de aceros (material predominante en la infraestructura de gas) y presiones máximas de operación (MOP) de hasta 10 barg (145 psig), es posible realizar blending de hasta 10%vol sin causar algún efecto en el material. Sin embargo, establecen que estos limites no son fijos y que deben considerarse variables como la edad del material, composición química, grado del acero, estado de esfuerzos, microestructura, temperatura, cargas mecánicas y defectos, dado que pueden influir en la fragilización del acero. Para el caso de MOP de hasta 16 barg (232 psig), el DVGW propone que la infraestructura pudiera ser recalificada siguiendo los lineamientos definidos por la Asociación Industrial de Gases Industriales (EIGA) en su estándar IGC Doc 121/14 para condiciones de blending superior al 10% vol [9].

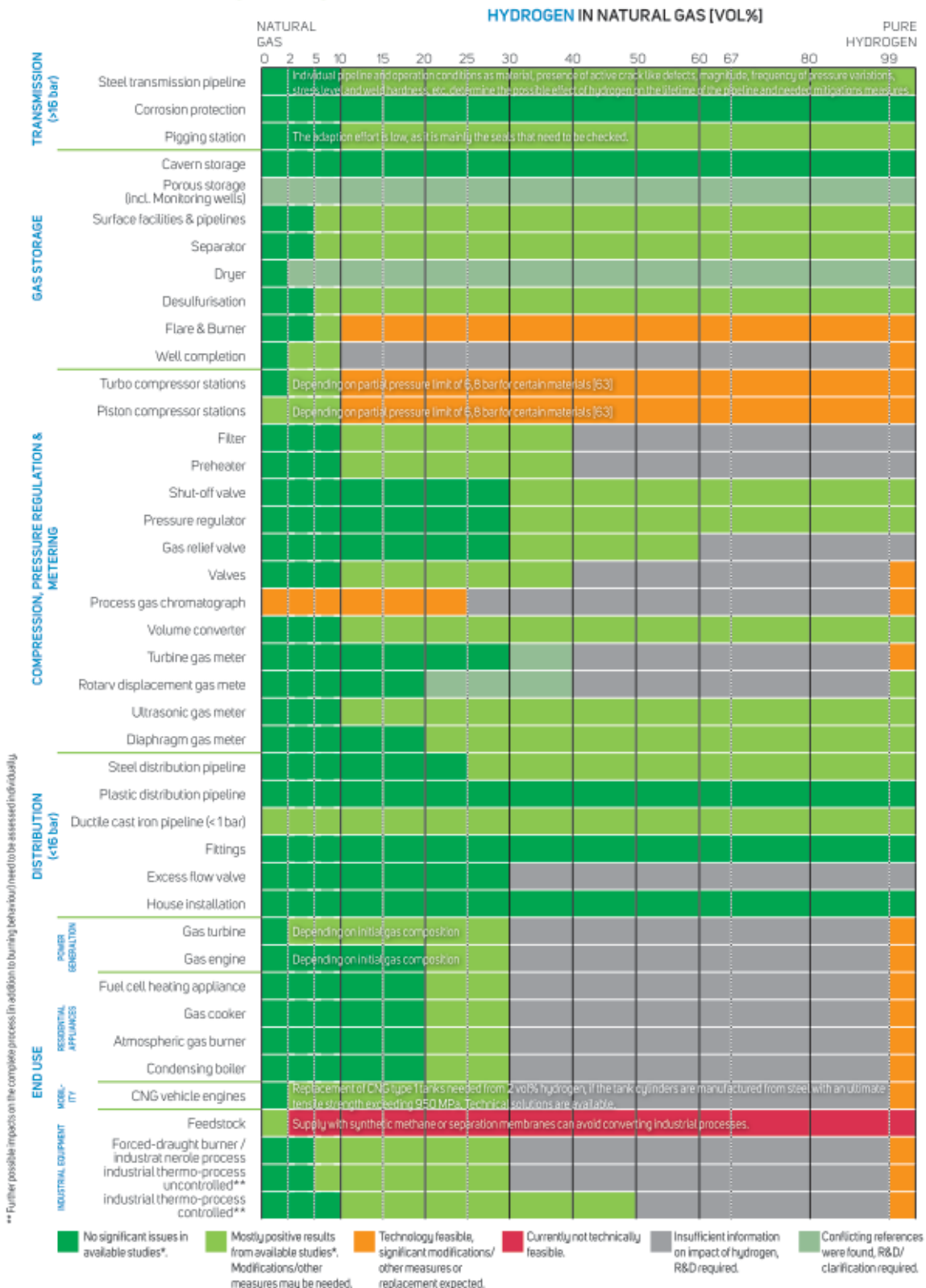


Figura 1 Resumen de resultados experimentales y límites regulatorios para la admisión de hidrógeno en la infraestructura existente de gas natural y uso final. Fuente: MARCOGAZ, 2023 [7].

| Pressure [bar g] | Materials | ≤ 2 Vol.-% | ≤ 5 Vol.-% | ≤ 10 Vol.-% | Up to 100 Vol.-% |
|--|-----------------|------------|------------|-------------|------------------|
| < 5,0 | Steel | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ ^a |
| | Stainless steel | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| | Copper (alloys) | ✓ | ✓ | ✓ | — |
| | Multilayer/PEX | ✓ | | | |
| | PE | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| < 8,0 | Steel | ✓ | ✓ | ✓ | — |
| | Stainless steel | ✓ | ✓ | ✓ | — |
| | Copper (alloys) | ✓ | — | — | — |
| | PE | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| < 10,0 | Steel | ✓ | ✓ | ✓ | |
| | Stainless steel | ✓ | ✓ | ✓ | |
| | Copper (alloys) | ✓ | | | |
| | PE | ✓ | | | |
| < 60,0 | Steel | | | | |
| | Stainless steel | | | | |
| | Copper (alloys) | | | | |
| | PE | | | | |
| Key ✓: No effect expected —: No short-term effect expected empty box: not part of the study findings at time when drafting this document | | | | | |
| ^a till 20 Vol.-% | | | | | |

NOTE Consideration should be given to historic materials remained in networks.

Figura 2 Tolerancia de los materiales típicos usados en la infraestructura de gas natural ante distintos porcentajes de blending con hidrógeno. Fuente: DIN CEN/TR 17797:2022-09 [8].

En el caso de MOP superiores a 16 barg (232 psig) y hasta 210 barg (3045 psig), proponen la aplicación del estándar ASME B31.12 – parte PL-3.21 para reclasificar la infraestructura existente para servicios con hidrógeno. Pero al igual que el estándar de la EIGA, solo se puede aplicar siempre que la concentración de hidrógeno sea superior al 10% vol. El no cubrimiento de porcentajes inferiores al 10%vol de estos estándares se debe mayormente por la falta de resultados experimentales a bajas concentraciones. Sin embargo, la DIN CEN/TR 17797:2022-09 realizó una evaluación preliminar para bajos niveles de blending en dos frentes: a) integridad de la red de transporte (ver Figura 3a) y b) potenciales modificaciones de los sistemas de control de presión (ver Figura 3b).

| Aspect in pipeline | ≤ 1 Vol.-% | ≤ 2 Vol.-% | ≤ 5 Vol.-% | ≤ 10 Vol.-% | > 10 up to 100 Vol.-% |
|---|---|---|---|---|---|
| Integrity of pressure bearing parts (weldments, seamless and welded pipes, bends, reducers, tees, valves, Isolation Couplings, Flanges, etc.) | yes ^a | yes ^a | yes ^a | yes ^a | yes ^a |
| Leak tightness of valves, isolation couplings, flanges, ... | not different from natural gas ^b | not different from natural gas ^b | not different from natural gas ^b | not different from natural gas ^b | not different from natural gas ^b |
| Operations | monitor on fatigue loading | monitor on fatigue loading | monitor on fatigue loading | monitor on fatigue loading | monitor on fatigue loading |
| Corrosion Protection | not different from natural gas | not different from natural gas | not different from natural gas | not different from natural gas | not different from natural gas |

^a The allowable hydrogen concentration depends on the severity of HE mechanism hydrogen-enhanced fatigue
^b First experiments show that valves which are normally used with natural gas can also show the same leakage rate either filled with 100 % H₂ or filled with 100 % natural gas. This toned to be checked for each valve and flange which is intended to be used with H₂ for instance by application of EN 12266.

(a)

| Component | ≤ 2 Vol.-% | ≤ 5 Vol.-% | ≤ 10 Vol.-% | ≤ 20 Vol.-% | > 20 Vol. % up to 100 % |
|---|------------|--------------------------------|--------------------------------|---|---|
| Pressure control systems — pressure regulators — safety shut-off devices — pressure relief devices | ✓ | ✓ | ✓ | > 16 bar individual assessment required | individual assessment required |
| Valves | ✓ | ✓ | ✓ | > 16 bar individual assessment required | individual assessment required |
| Sensors | ✓ | individual assessment required | individual assessment required | individual assessment required | individual assessment required |
| Membranes/Diaphragm/O-Ring/Sealings | ✓ | ✓ | Initial inspection advised | > 16 bar individual assessment required | individual assessment required |
| Filters (Upstream the stations)/ Separators-Dust/Liquid/ Scrubbers — performance | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | Flow rate to be assessed |
| Pre-heating-system | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | System to be assessed with regard to Joule Thomson effect |
| Leakage of valves and other control equipment | ✓ | ✓ | ✓ | > 16 bar individual assessment required | individual assessment required |
| Apertures | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | Zones might change, ATEX equipment to be assessed (explosion group) |

(b)

Figura 3 (a) potencial impacto del hidrógeno en la infraestructura y (b) evaluación preliminar de modificaciones requeridas en los componentes del sistema de control de presión de la infraestructura de gas para presiones superiores a 16 barg (232 psig) a diferentes niveles de blending. Fuente: DIN CEN/TR 17797:2022-09 [8].

Con respecto a la integridad de la infraestructura (ver Figura 3a), indica que cuando el hidrógeno es transportado a temperatura ambiente y presiones moderadas, podría existir una afectación potencial por el mecanismo de fragilización por hidrógeno (HE) llamado crecimiento de grietas por fatiga potenciado por el hidrógeno. La severidad de este mecanismo depende principalmente de la presión, el grado del material y las cargas cíclicas inducidas sobre la tubería. Por lo tanto, el estándar no sugiere ningún porcentaje de hidrógeno permitido y debe evaluarse cada caso. Por otro lado, indican que la mayoría de los elementos en las estaciones de regulación podrían tolerar hasta 10%vol de hidrógeno (ver Figura 3b). Sin embargo, identificaron que no existe información suficiente del comportamiento al largo plazo del desempeño componentes críticos como válvulas cuando operan a altas presiones. Por ello, recomiendan que se ejecuten compañías experimentales para evaluar como podrían cambiar las curvas características de operación de estos elementos ante condiciones variables de blending.

1.1 Pruebas aceleradas con hidrógeno: PROMIGAS evalúa el impacto en la integridad de tuberías de acero API envejecidas

En el 2024, PROMIGAS ejecutó un plan de experimentación que tuvo como alcance la evaluación del impacto del hidrógeno sobre las propiedades mecánicas y metalográficas de tuberías de acero usadas para transporte de gas natural a través de la exposición acelerada a mezclas de hidrógeno (5%, 10% y 100% vol.) y gas natural. Como parámetros de estudio, se consideraron tuberías de acero API 5L X42 y X60 mayores de 20 años. El fenómeno de permeación se aceleró a través del calentamiento sostenido de los materiales expuestos. La Figura 4 ilustra los hitos dentro de las etapas de experimentación: i) planeación y diseño, ii) ensayos de línea base, iii) exposición de vasijas a blending, iv) ensayos post-exposición y v) análisis de resultados



Figura 4 Metodología experimental diseñada y ejecutada por PROMIGAS en estudio de integridad de tuberías ante mezclas con hidrógeno. Fuente: Elaboración propia.

- En la etapa 1, se definieron los parámetros anteriormente mencionados y también la temperatura de calentamiento. Por medio de la segunda ley de Fick, se calculó como temperatura de calentamiento el valor de 150 °C. Con dicha temperatura se podría alcanzar un 90% del valor final de concentración de hidrógeno en las tuberías en 30 días. Teniendo en cuenta las condiciones de mezcla y las edades de las tuberías, se definieron doce condiciones experimentales aleatorias, resumidas en la Tabla 1. Cada una de las condiciones experimentales representa una vasija como la ilustrada en la Figura 5.

Tabla 1 Condiciones experimentales. Las siglas CC indican costura circunferencial y CL costura longitudinal

| Condición experimental | %H ₂ | Edad | Material | Tipo | Costura |
|------------------------|-----------------|------|----------|------------|---------|
| 1 | 0 | 20 | X42 | Línea base | CC |
| 2 | 5 | 20 | X42 | Exposición | CC |
| 3 | 10 | 20 | X42 | Exposición | - |
| 4 | 100 | 20 | X42 | Exposición | CC |
| 5 | 0 | 26 | X60 | Línea base | CL |
| 6 | 5 | 26 | X60 | Exposición | CL |
| 7 | 10 | 26 | X60 | Exposición | CL |
| 8 | 100 | 26 | X60 | Exposición | CL |
| 9 | 0 | 47 | X60 | Línea base | CL |
| 10 | 5 | 47 | X60 | Exposición | CL |
| 11 | 10 | 47 | X60 | Exposición | CL |
| 12 | 100 | 47 | X60 | Exposición | CL |

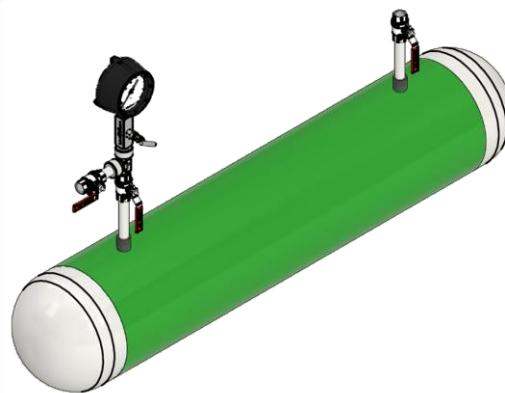


Figura 5 Esquema tipo de vasijas usadas. Fuente: Elaboración Propia

- En la etapa 2, se extrajeron 84 probetas de las tuberías sin exposición a blending con hidrógeno (i.e., condiciones experimentales 1, 5 y 9 de la Tabla 1) con el fin de ejecutar ensayos mecánicos y metalográficos (metalografías y microdureza Vickers) de línea base. El objetivo de construir la línea base es identificar el estado mecánico y metalográfico (potencial detección de defectos) en las tuberías después de más de 20 años de operación.

- En la etapa 3, se construyó una cámara de calentamiento con aire que pudiese contener las nueve vasijas (i.e., condiciones experimentales 2, 3, 4, 6, 7, 8, 10, 11, 12 de la Tabla 1). Cada vasija se llenó con las diferentes mezclas. Posteriormente, se inició el calentamiento haciendo circular el aire caliente por la cámara y un grupo de resistencias eléctricas hasta alcanzar la temperatura objetivo i.e., 150 °C. Esta temperatura se sostuvo de manera continua por 30 días. Finalmente, se inició el proceso de enfriamiento con descensos graduales de la temperatura para evitar choques térmicos en las tuberías.
- En la etapa 4, se extrajeron 675 probetas para ejecutar los mismos ensayos que se hicieron en la etapa 2
- En la etapa 5, se evalúan los resultados experimentales en dos frentes: i) efecto de la edad de las tuberías ante condiciones variables de blending y ii) efecto del tipo de especificación (material) ante condiciones variables de blending.

Con respecto al efecto de la edad de las tuberías ante condiciones variables de blending (frente 1), se compararon los efectos en la microdureza Vickers entre las tuberías API X60 de 26 y 47 años (ver Tabla 2) para las zonas afectadas térmicamente (ZAT) en uniones soldadas. Las tuberías API X60 de 47 años presentaron aumento promedio de dureza de 15% con respecto a la API X60 de 26 años y para blending de 10%vol de hidrógeno en gas natural. En las ZAT se incrementan la dureza en más de 20% para concentraciones de 10%vol hidrogeno en gas natural.

Tabla 2 Resultados de microdureza Vickers en zona afectada térmicamente de material X60. Fuente: Elaboración propia

| %blending | 26 años | 47 años | Efecto |
|-------------------------|----------------|----------------|---------------|
| Línea base | 190 | 194 | Dif < 1% |
| 5% vol H ₂ | 226 | 208 | -10% |
| 10% vol H ₂ | 211 | 234 | +11% |
| 100% vol H ₂ | 201 | 213 | +6% |

En el caso del efecto del tipo de especificación (material) ante condiciones variables de blending (frente 2), se compararon los efectos en la microdureza vickers entra tuberías API X42 y API X60 en el rango de dos décadas. Aquí se observó que en la zona de material base, las tuberías X60 presentaron durezas superiores a la X42 (~8%), indistinto del % de blending. Así mismo, entre las zonas de fusión y la ZAT, la dureza en las tuberías tiene cambio de dirección, lo cual podría indicar una potencial zona de fragilización por hidrógeno.

Tabla 3 Resultados de microdureza Vickers en zona afectada térmicamente de material X42. Fuente: Elaboración propia

| %blending | X42 | X60 | Efecto |
|------------------------|------------|------------|---------------|
| Línea base | 185 | 190 | Dif < 3% |
| 5% vol H ₂ | 177 | 226 | +28% |
| 10% vol H ₂ | 159 | 211 | +33% |

| | | | |
|-------------------------|-----|-----|-----|
| 100% vol H ₂ | 214 | 201 | -6% |
|-------------------------|-----|-----|-----|

A nivel granular, en las metalografías de la línea base presentadas en la Figura 6a y Figura 7b se identifica una microestructura ferrítico-perlítica bandeada y con presencia de algunos precipitados de cementita sobre los granos de ferrita. La orientación de los granos, en la zona de unión, presentan una alta direccionalidad hacia la parte interna de la tubería, mientras que, en el material base alejado de la zona afectada por la costura, conserva la direccionalidad del conformado del material. Así mismo, se ilustra la nucleación de grietas transgranulares desde el 10%vol de hidrógeno indistinto del material o la edad. En atmosferas con 100%vol de hidrógeno la grieta atraviesa el grano afectado por el hidrógeno (i.e., grieta transgranular). Estos resultados van en línea con la pérdida de capacidad de los materiales para absorber energía, dado que después de nucleada una grieta, la tubería fallará de manera frágil en el sentido de la grieta (ver Figura 8). En el ensayo de impacto, para tuberías envejecidas (+20 años) ante pruebas aceleradas de hidrógeno se presentan reducciones entre 15% y 40% de la capacidad de absorber energía de impacto, pero por encima del valor mínimo exigido por API para tuberías de acero.

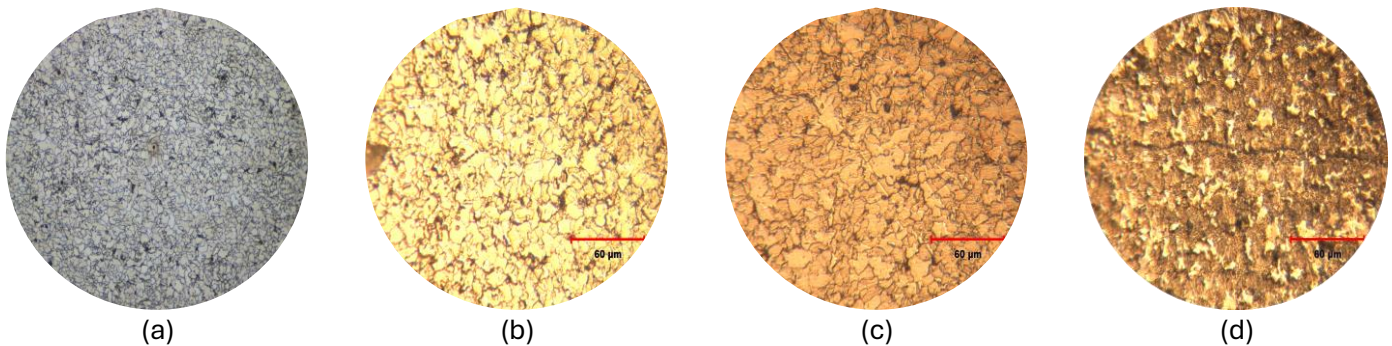


Figura 6 Metalografías resultantes de tubería X60 de 47 años para a) línea base, b) 5%vol H₂, c) 10%vol H₂ y c) 100%vol H₂

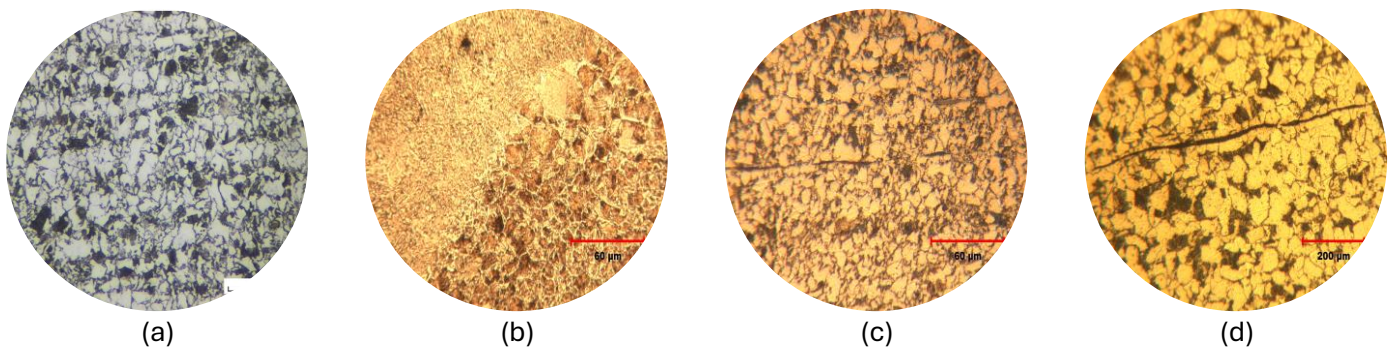


Figura 7 Metalografías resultantes de tubería X42 de 20 años para a) línea base, b) 5%vol H₂, c) 10%vol H₂ y c) 100%vol H₂

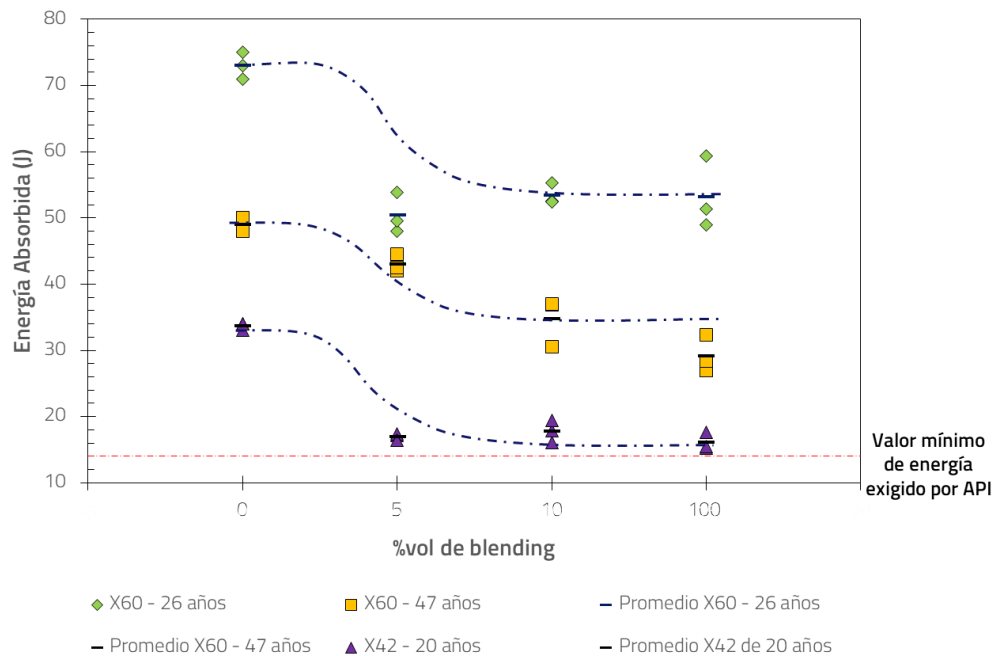


Figura 8 Resultado de pruebas de impacto de tuberías estudiadas en función del porcentaje de blending. Fuente: Elaboración propia

Con base en los resultados obtenidos, se presentan las siguientes conclusiones:

- Para tuberías de acero envejecidas (mayores a 40 años), el blending de hidrógeno con gas natural es seguro en concentraciones menores a 5% vol. Para blending de hidrógeno en mayores concentraciones se recomienda hacer reposición a nuevo de tubería de transporte o un blending sobre tubería nueva o de distribución.
- La edad de la tubería es un factor relevante. Tuberías de mayor edad e igual grado, presentaron reducciones de ductilidad medidas en ensayos de dureza e impacto. Esto podría limitar el rango de blending en zonas con tuberías envejecidas.
- Para porcentajes de blending mayores al 10% vol H₂, se presentan picos de dureza en las zonas afectadas por temperatura (uniones soldadas). Este aumento de dureza implica retos en las operaciones de soldadura de las tuberías del gasoducto.
- Para tuberías expuestas a blending mayor a 10% H₂, se nuclearon grietas intragranulares. Estas grietas son potenciales zonas de aceleración de fatiga, que pueden generar fallas prematuras en el gasoducto.

2 Matriz de efectos en la red de transporte en función de porcentajes de blending con hidrógeno

La revisión realizada por la Unión Europea con respecto a los retos en la integridad, vida útil y seguridad del transporte de hidrógeno en infraestructura de gas natural presenta puntos importantes [10]. Por ejemplo, se espera que los defectos típicos de las tuberías de gas natural desempeñen un papel importante en las tuberías de hidrógeno. Por lo tanto, es necesario investigar el comportamiento de estos defectos bajo la influencia del hidrógeno, indistinto del porcentaje de blending. Estos defectos incluyen, por ejemplo, grietas, abolladuras, estrías y corrosión. Se espera que la fragilización por hidrógeno haga que la tubería sea menos resistente a algunos de estos defectos. Así mismo, la mayoría de las mediciones sobre los efectos de la fragilización por hidrógeno en las tuberías de acero proceden de experimentos de laboratorio a pequeña escala que pueden no ser representativos de las condiciones y comportamientos esperados en infraestructuras completas. El informe subraya la necesidad de validar a escala real los resultados de las mediciones de laboratorio a pequeña escala para garantizar la reutilización, diseños seguros y eficaces de las tuberías para el transporte de hidrógeno. Es importante realizar pruebas a escala real para investigar el comportamiento de los defectos típicos de los gasoductos que funcionan con hidrógeno. Las instalaciones de ensayo con capacidad para probar secciones de tuberías completas o a gran escala en un entorno de hidrógeno desempeñan un papel importante a este respecto.

Con respecto a los costos requeridos para habilitar la inyección de hidrógeno a la infraestructura, MARCOGAZ desarrolló una metodología para la estimación de los costes de la admisión de hidrógeno en las infraestructuras existentes de gas natural y su uso final [7], [11]. Dado que el potencial impacto y las medidas requeridas varían en función del segmento, MARCOGAZ define 5 grupos sobre los cuales se puede aplicar la metodología, dentro del que están los segmentos de transporte y distribución de gas (ver Figura 9). Como primer paso, cuantifican los volúmenes de los activos para todos los grupos de interés. Dado que realizar una auditoría global de todos los activos necesarios (válvulas, contadores, reguladores de presión, etc.) a lo largo de toda la cadena de valor de las infraestructuras podría ser impráctico, proponen un enfoque más factible y estratégico. Usan como base para este estudio determinados países que disponen fácilmente de estos datos para calcular una cantidad específica (media ponderada, por ejemplo, en función de la longitud de la tubería correspondiente) para cada zona de interés. A continuación, se evalúa la idoneidad de estos activos para las concentraciones clave de hidrógeno: 2% vol, 5% vol, 10% vol, 15% vol, 20% vol, 25% vol, 30% vol y 100% vol. Por último, estiman los costos de adecuación de toda la cadena de valor del gas para cada escenario específico de concentración de hidrógeno.

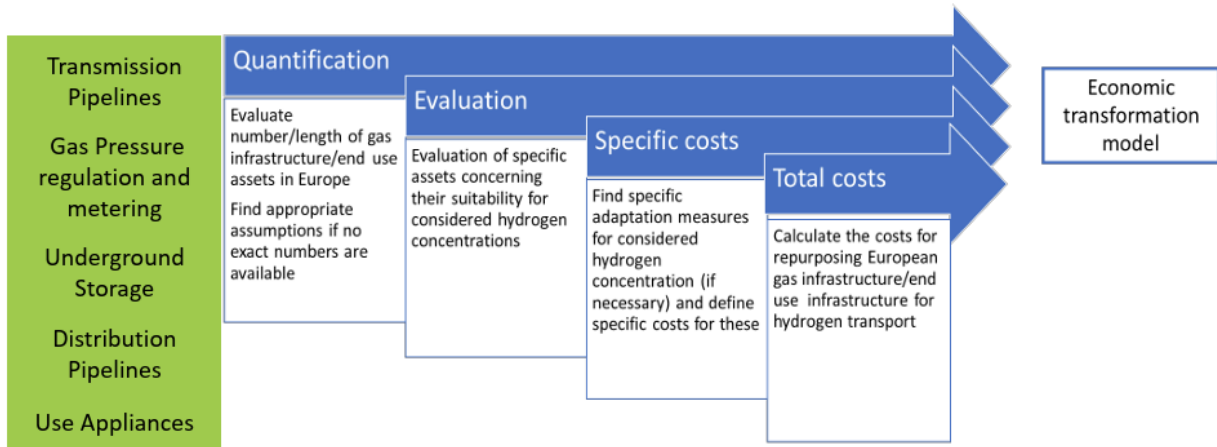


Figura 9 Procedimiento de cálculos de costos para adaptación de infraestructura de gas propuesto por MARCOGAZ. Fuente: MARCOGAZ, 2023 [11].

Como resultado, estimaron las inversiones necesarias para modificar la infraestructura existente de gas natural en la Unión Europea en función de las inversiones que se necesitarían si se instalara infraestructura nueva para distintos porcentajes de blending (ver Figura 10). El estudio concluye que i) para la admisión de mezclas con un contenido de hidrógeno de hasta 10% vol., el costo total de adaptación de la infraestructura es inferior al 1% de las inversiones de una infraestructura nueva, ii) para niveles de blending de hasta 30% vol., el costo total de adaptación de la infraestructura es inferior al 10% de las inversiones de una infraestructura nueva y iii) para la admisión de hidrógeno puro, el costo total de adaptación de la infraestructura es inferior al 20% de las inversiones de una infraestructura nueva. Estos resultados deben interpretarse a la luz del impacto multifactorial (tipo de material de la tubería, edad de la tubería, presión de operación, entre otros) que tiene el hidrógeno sobre infraestructura de gas natural.

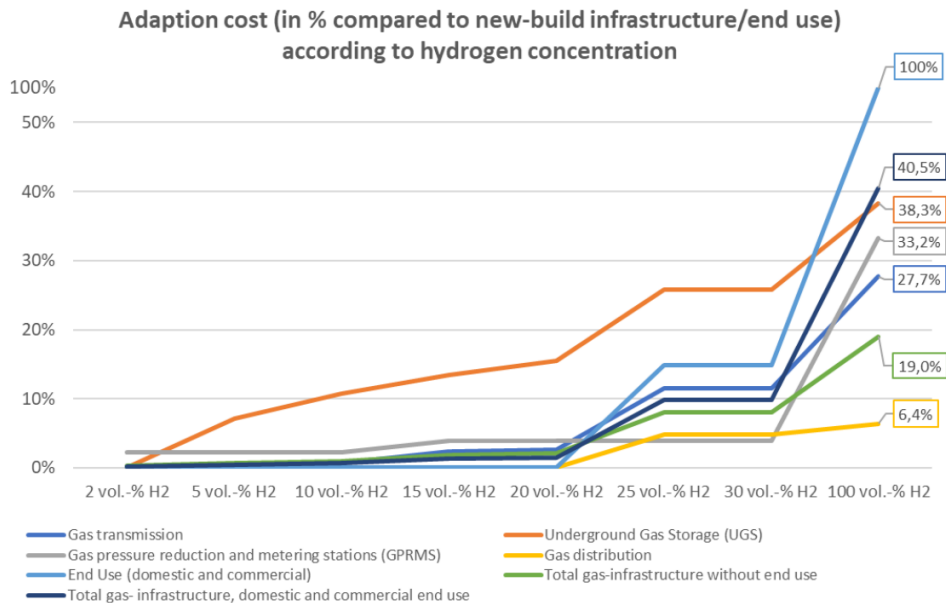


Figura 10 Relación entre costo de adecuación de infraestructura existente y costo de infraestructura nueva apta para hidrógeno en la Unión Europea. Fuente: MARCOGAZ, 2023 [11].

3 Proyectos internacionales de blending con hidrógeno en redes de transporte de gas natural

3.1 Reino Unido - Proyecto HyDeploy

HyDeploy es el principal proyecto experimental de Reino Unido que busca demostrar que el hidrógeno (20% vol.) puede ser mezclado con el gas natural en sistemas de distribución sin la necesidad de implementar cambios en los electrodomésticos y afectar la seguridad de los usuarios finales. El proyecto fue dividido en tres fases:

- Fase 1 – Keele University Trial

En octubre de 2019, inició la campaña de prueba de mezcla de gas natural e hidrógeno en parte de la red privada de gas del campus de la Universidad de Keele, en Staffordshire. Durante los 18 meses de prueba, 101 hogares y 26 áreas universitarias recibieron la mezcla. La prueba concluyó en la primavera de 2021.

Para la producción e inyección de H₂ en las redes de gas natural de la universidad, se instaló un electrolizador PEM de 0.5 MW con un buffer de 5 m³ a 20 bar (290 psi), una unidad de inyección de H₂ a la red que controlaba que el índice de Wobbe estuviese en el rango permitido por GS(M)R y, una red de monitoreo compuesta por seis estaciones distribuidas en toda la red de blending. Cada estación contaba con mediciones de presión y puntos de extracción manual de gas para evaluación de composición. Así mismo, se instaló e instrumentó un banco de calderas de diferentes fabricantes para estudiar su comportamiento ante regímenes de operación como carga total, parcial y cíclica, así como haciendo uso de gas natural y blending con H₂.

Durante la ejecución de esta fase, se inyectaron 42 SCM de H₂ sin afectar la seguridad de las áreas donde la mezcla fue usada. El máximo porcentaje de mezcla estudiado en esta fase fue del 28.4 %mol, el cual se usó para estudiar el desempeño de quemadores de estufas. Se evidenció una diferencia marginal entre la llama producida con metano puro y con blending. La temperatura en los elementos críticos de las estufas al usar blending aumentaron dentro de los rangos permitidos sin causar sobrecalentamiento o degradación prematura. En términos del impacto en la integridad de la tubería de la universidad (4.3 km de polietileno de baja densidad y 100 m de tubería de acero), se sometieron especímenes en un horno a condiciones de temperatura de hasta 75°C, 1.5 bar (22 psi) y una atmosfera con blending de 23 %mol de H₂ en metano. No se presentaron variaciones en las propiedades mecánicas de los materiales evaluados.

- Fase 2 – Winlaton Trial

Entre agosto del 2021 y junio de 2022 (10 meses) se ejecutó la segunda fase del programa. Esta fase se desarrolló en Winlaton, dado que cuenta con una red de gas natural que cuenta con los componentes típicos de la infraestructura de reino unido. El objetivo de esta fase es aumentar la confianza en la base general de pruebas para definir la evaluación del riesgo de forma más precisa. Esto permite adoptar una posición más pragmática sobre las mitigaciones físicas necesarias, con el objetivo último de eliminar la

necesidad de cualquier mitigación adicional activa dentro del hogar o en la red para acelerar el despliegue del blending de gas natural con hidrógeno de hasta un 20 %mol.

En esta fase se demostró que no hubo cambios en propiedades mecánicas en materiales como hierro fundido y aceros, además se complementó el análisis con simulaciones de defectos y grietas en líneas de hierro fundido. Se estudió el impacto de la mezcla en una caldera de 1.2 MW, un horno de vidrio de 55 MW, donde más de 10 ton H₂ se usaron. Los resultados mostraron que ni la calidad del vidrio ni la operación del horno se vieron negativamente impactados por el uso de la mezcla.

- Fase 3 - Enabling Government Policy

El Gobierno británico se ha comprometido a autorizar el uso de mezclas de hidrógeno en la red de distribución de gas, siempre que se presenten argumentos económicos y de seguridad positivos antes de finales de 2023. Sobre la base de los exitosos ensayos de la Universidad de Keele y Winlaton, HyDeploy está trabajando con la industria para completar las pruebas de seguridad necesarias para que el gobierno del Reino Unido pueda tomar esta decisión. Ya demostraron con éxito la mezcla de hasta un 20% mol de hidrógeno con gas natural en dos entornos industriales vivos en Pilkington Glass y Unilever para producir láminas de vidrio "flotado" y productos de consumo como Persil y TRESemmé.

También están trabajando con Lucideon para probar cómo puede utilizarse el programa HyDeploy en la industria cerámica. Como parte de este trabajo, Lucideon ha invertido en un horno de cerámica de última generación diseñado para funcionar con una mezcla de hidrógeno y gas natural. Están trabajando juntos para investigar las consideraciones de seguridad en la cocción de diversos productos cerámicos, incluidos materiales de construcción como ladrillos y tejas.

3.2 Reino Unido - Programa h21

Es un conjunto de proyectos pioneros de la industria del gas impulsados por The Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem – ente regulador en UK) y dirigidos por Northern Gas Networks, centrados en demostrar que la red de gas del Reino Unido puede reconvertirse para transportar el 100% de hidrógeno, con el fin de ayudar a cumplir los objetivos de descarbonización del Gobierno británico.

En el marco de este proyecto, se realizaron modelados y pruebas con los parámetros actuales de 3 scm/h y 6scm/h de caudal de gas natural. Suponiendo que el poder calorífico del gas natural sea de 39MJ/m³ y el del hidrógeno de 12,11MJ/m³, se necesita 3,25 veces el volumen de hidrógeno para igualar el valor poder calorífico del gas natural. Utilizando este factor, los caudales equivalentes de hidrógeno al 100% para 3scm/h y 6scm/h de gas natural son, por tanto, de 9,75 scm/h (redondeado a 10 scm/h) y 19,5 scm/h (redondeado a 20 scm/h) respectivamente. Las primeras conversaciones con Worcester Bosch en el marco del proyecto H21 revelaron que sus aparatos de hidrógeno necesitan entre 11 m³/h para la variante de 30 kW y 18 m³/h para los modelos de mayor potencia calorífica que suelen elegir los clientes. Es, por tanto, una suposición razonable que cualquier servicio para el 100% de hidrógeno debería instalarse con

un diámetro que pueda pasar el equivalente a 6 scm/h de gas natural -20 scm/h de hidrógeno. y esto se alinea con la capacidad de los medidores.

Tal y como predecía los modelos, las longitudes de servicio y los accesorios probados provocaron caídas de presión más elevadas y mayores velocidades a través de las tuberías que las que se experimentarían al transportar gas natural. Los resultados se acercaron a las predicciones del modelo de Synergi, por lo que el modelo es adecuado para su uso con servicios. La restricción actual de velocidad máxima de servicio es de 15 m/s, según se detalla en el procedimiento NGN/SP/NP/14/E. De los diámetros de tubería ensayados, sólo las tuberías de 32 mm y 25 mm de diámetro serían adecuadas para el hidrógeno a 10 scm/h, y sólo las de 32 mm de diámetro para el hidrógeno a 20 scm/h si se aplica una restricción de velocidad de 15 m/s. Por lo tanto, debería revisarse la restricción de velocidad de 15 m/s, ya que así se descarta un número significativo de diámetros de servicios que serían adecuados si no se restringiera por la velocidad. En la norma IGEN IGE/TD/4 no se establece ninguna restricción a la velocidad de servicio, por lo que este factor limitador de 15 m/s debería revisarse más a fondo.

3.3 Dinamarca – Danish Gas Centre

El Danish Gas Centre de Dinamarca desde el 2003 ha investigado el impacto del hidrógeno en las redes de distribución danesas. Monitorearon durante más de 340 días el impacto del hidrógeno[12] Este banco (Figura 1) prueba 2 líneas de acero API X42 de distribución de gas a 19 barg (275.6 psig) y 6 líneas (nuevas y usadas) poliméricas (PE80 y PE100) de distribución. Las pruebas se realizan a presión constante y sin variaciones de flujo.

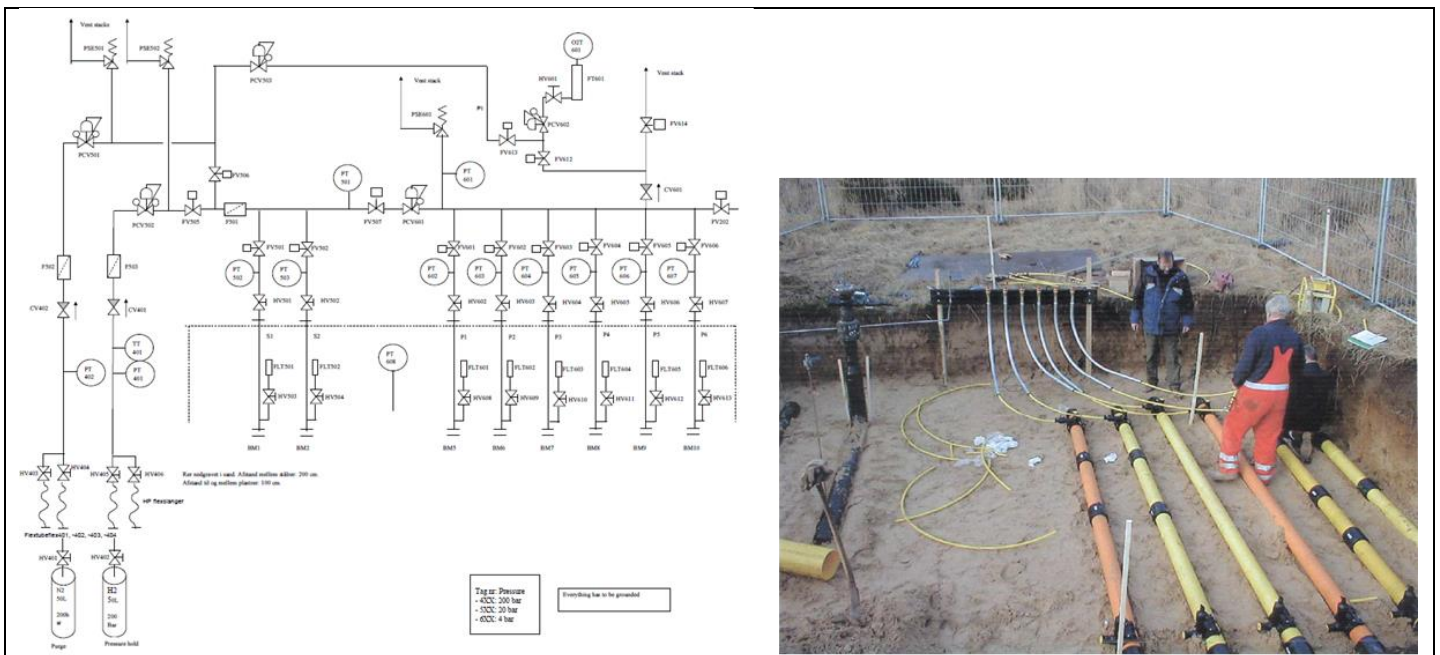


Figura 11 Banco de prueba Danish Gas Centre 2010. Fuente: DGC, 2010 [12].

Como el proyecto es a presiones estáticas, resultó un reto realizar mediciones de flujo para la detección de las fugas dado que no se necesitaba un incremento en presión del hidrógeno. Se usó una solución comercial (Figura 2) de medidor de flujo para bajas diferencias de presiones. Las fugas se midieron al inicio después del llenado del hidrógeno, y mensualmente. Una fuga ligera de uno de los medidores de gas se detectó todo el periodo. Al inicio, más de la mitad de las juntas de transición plásticas típicas de la red (que conecta la línea de suministro con las de prueba) presentaron fugas debido a ajustes deficientes. Las tuberías de acero X42 resistieron todo el periodo (con excepciones por fugas en juntas roscadas o válvulas). El acero y su soldadura no se afectaron por la exposición al hidrógeno, asimismo no se afectó la resistencia a la tracción.

3.4 Colaboración de entidades europeas – NaturalHy

El proyecto NaturalHy es una colaboración entre diferentes entidades europeas, la cual se dividió en 8 diferentes paquetes de trabajo (WP) [13] WP3 y WP4 evalúan la durabilidad en polímeros y la integridad en metales, respectivamente. El WP3 lo lideró el centro de investigación alemán DBI GUT, realizó pruebas de permeación de hidrogeno a través de PE80, PE100, PVC-HI y soldaduras electro-fusionadas. Además, se comparó desempeño de gasómetros de membrana y de combinaciones de válvulas. No se identificó efecto significativo en el envejecimiento de los tubos de PE por exposición con hidrógeno. Las fugas se consideraron desde la perspectiva ambiental y económica en WP1. Los gasómetros de membrana probados presentan diferencias menores al 2% en mezclas 50% vol H₂ comparadas con las de gas natural.

4 Matriz con análisis de modificaciones del RUT al incluir el blending de gas natural

El desarrollo de una matriz que analice las modificaciones del RUT y los efectos del blending de hidrógeno en la red de transporte sobre aspectos tales como mantenimientos adicionales en la infraestructura, costos adicionales y efectos en la vida útil, requiere de un análisis con un abordaje integral y de mayor duración que permita en una operación temporal y controlada, la evaluación de la factibilidad técnica, económica, medioambiental y regulatoria de la inyección de hidrógeno a la red de gas natural. En este sentido, la aprobación e implementación de un sandbox regulatorio permitiría aportar información para establecer las condiciones operativas y de calidad de gas para realizar la inyección y transporte de hidrógeno en el Sistema Nacional de Transporte (“SNT”) de gas natural y/o en las redes de distribución. Adicionalmente, permitirá determinar los costos requeridos para la inyección de hidrógeno a la red, asociados a la inversión necesaria para adecuar la infraestructura y a la administración, operación y mantenimiento de las redes, con el fin de determinar el impacto en las tarifas que podría tener el desarrollo de este modelo de negocio para los usuarios finales y el mecanismo de remuneración de estas inversiones. Desde el punto de vista de la factibilidad técnica, el sandbox permitirá determinar, aspectos tales como, impacto en la eficiencia energética de las mezclas para diferentes condiciones de uso, impacto en tecnologías y procedimientos utilizados para la detección de fugas de gas natural, impacto en



Impacto del blending de hidrógeno en redes de natural



velocidad de corrosión de tuberías de acero y medidas técnicas necesarias para mantener condiciones de mezcla estable ante variaciones de demanda de gas natural.

5 Referencias

- [1] IEA, “Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database,” IEA. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>
- [2] M. A. Benbellil, M. S. Lounici, K. Loubar, and M. Tazerout, “Investigation of natural gas enrichment with high hydrogen participation in dual fuel diesel engine,” *Energy*, vol. 243, p. 122746, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122746.
- [3] Department for Energy Security and Net Zero, “Hydrogen blending in GB distribution networks: A strategic policy decision,” United Kingdom, 2023. [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-blending-in-gb-distribution-networks-strategic-decision>
- [4] Hawai'i Gas, “Hawai'i Gas Selects Eurus Energy America and Bana Pacific for Hydrogen and Renewable Natural Gas Projects,” Honolulu, 2024. [Online]. Available: <https://www.hawaiiigas.com/posts/eurus-energy-america-and-bana-pacific-for-hydrogen-and-renewable-natural-gas-projects>
- [5] Singapore Economic Development Board, “Singapore to start receiving and using green ammonia, hydrogen in 2026,” Singapore, Nov. 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.edb.gov.sg/en/business-insights/insights/singapore-to-start-receiving-and-using-green-ammonia-hydrogen-in-2026.html>
- [6] Marcogaz, “Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use,” Brussels, Belgium, 2019. [Online]. Available: <https://www.marcogaz.org/publications/overview-of-test-results-regulatory-limits-for-hydrogen-admission-into-existing-natural-gas-infrastructure-end-use/>
- [7] Marcogaz, “Cost estimation of hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use,” Brussels, Belgium, 2023. [Online]. Available: <https://www.marcogaz.org/publications/cost-estimation-of-hydrogen-admission-into-existing-natural-gas-infrastructure-and-end-use/>
- [8] DIN, “Gas infrastructure - Consequences of hydrogen in the gas infrastructure and identification of related standardisation need in the scope of CEN/TC 234,” *DIN CEN/TR 17797:2022-09*. European Committee for Standardization, 2022. doi: <https://dx.doi.org/10.31030/3374760>.
- [9] European Industrial Gases Association, “Hydrogen Pipeline Systems,” 2014. [Online]. Available: <https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC121.pdf>
- [10] E. Smedberg, A. Pitois, R. Kleine, and B. Acosta Iborra, “Pipelines for hydrogen transport : A review of integrity and safety challenges,” Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2025. doi: 10.2760/4545832.
- [11] Marcogaz, “Methodology description for the cost estimation of hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use,” Brussels, Belgium, 2023. [Online]. Available: <https://www.marcogaz.org/publications/methodology-document-of-h2-transformation-study/>
- [12] H. Iskov, “Field test of hydrogen in the natural gas grid,” Horsholm, 2010.
- [13] B. J. Lowesmith and G. Hankinson, “Large scale experiments to study fires following the rupture of high pressure pipelines conveying natural gas and natural gas / hydrogen mixtures,” *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 91, no. 1–2, pp. 101–111, 2012, doi: 10.1016/j.psep.2012.03.004.