Abril / Junio 2024

Nº 171

Gasactual

ENTREVISTA

Izaskun Gorostiaga, presidenta del Think Tank del Hidrógeno de Sedigas

TECNOLOGÍA

Hyloop+, el banco de pruebas para el hidrógeno renovable

TRANSICIÓN ENERGÉTICA

BioVo, el sector de la gestión de residuos apuesta por el biometano

50 REUNIÓN ANUAL DE SEDIGAS

sedigas

SUMARIO

Nº171 - Abril / Junio 2024

05 EDITORIAL
06 NOTICIAS
07 SEDIGAS INFORMA

ENTREVISTA 8

Izaskun Gorostiaga, presidenta del Think Tank del Hidrógeno de Sedigas

TECNOLOGÍA 14
Hyloop+, el banco de pruebas para el hidrógeno renovable de Enagás

50 REUNIÓN ANUAL SEDIGAS 18
Hidrógeno verde y biometano se perfilan como los nuevos vectores capaces de colocar a España en la vanguardia energética

TRANSICIÓN ENERGÉTICA 28
La apuesta del sector de la gestión de residuos por el biometano se materializa en BioVo

46 Lorca, un paseo entre murallas y palacios barrocos

ANÁLISIS 32
2023: año récord en producción y consumo de energía

LEGISLACIÓN 38
Facilitar la inyección de biometano e hidrógeno en la red gasista

CLIENTES 42
Contadores inteligentes para el gas natural

GAS Y SU ENTORNO 46
Lorca, un paseo entre murallas y palacios barrocos

PERSONAJE CON ENERGÍA 48
Susana Criado, periodista

Asociación Española del Gas, Sedigas
Presidente: Joan Batalla.
Secretaria General: Naiara Ortiz de Mendíbil.

Comité Editorial: Mar Vilches y Jorge Álvarez (Enagás); Sara Carbonell (Naturgy); Sandra Baraza (Redexis); Mireia Valls (Nedgia) y Julio César Gutiérrez (Sedigas).

Dirección revista: Sedigas.

Depósito Legal: M-17309/1985.

Impresión: Graficolor.

Coordinador editorial: Cuper Doval.
Diseño y maquetación: Belén González Lastras.

Redactores y colaboradores: Juan Carlos Giménez, Pilar Ortega y Carmen R. Pinos.
Publicidad: Josep Mª Gascón (jm.gascon@gasactual.es) Tfno.: 649 419 293

Edita: Coonic
Tfno.: 944 034 050 /
C/ Andrés Eliseo de Mañaricúa, nº 13 exterior 1º oficina A/B. 48003 Bilbao
C/ Eraso, 36 – 1ª pta. 28028 Madrid
E-mail: gasactual@coonic.com.

www.coonic.com

Gas Actual no asume responsabilidad alguna por las opiniones, valoraciones o las informaciones contenidas en los artículos publicados, que corresponde en exclusiva a sus autores.

PEFC
PEFC/14-37-00013

Esta revista se impresa en papel procedente de bosques gestionados de forma sostenible y fuentes controladas.

www.pefc.es

"Si ya no me necesitas, déjame donde alguien más pueda leerme. ¡Gracias!"

sedigas

Plaza Lesseps, 33, entresuelo 3 A
08023 Barcelona
Tel.: 93 417 28 04
e-mail: sedbcn@sedigas.es

Antracita 7, 4ª Planta - 28045 Madrid
Tel.: 91 467 03 59

www.sedigas.es
Síguenos en X (@sedigas)
en Linkedin (www.linkedin.com/company/Sedigas)
y en Youtube (www.youtube.com/Sedigas)

IZASKUN GOROSTIAGA

PRESIDENTA DEL THINK TANK DEL HIDRÓGENO DE SEDIGAS

Con una amplia experiencia en el sector energético y un compromiso probado con la innovación y la sostenibilidad, **Izaskun Gorostiaga** es desde el pasado mayo la presidenta del **Think Tank del Hidrógeno de Sedigas**, el laboratorio de ideas que trabaja para impulsar la inyección de hidrógeno en la red de gas natural. La directora general de Estrategia y Sostenibilidad de **Nortegas**, al frente del Think Tank seguirá impulsando proyectos pioneros, promoviendo la investigación y estableciendo alianzas estratégicas para posicionar a España como referente global en tecnología y despliegue del hidrógeno renovable.

Por Juan Carlos Giménez

España cuenta con condiciones excepcionales para convertirse en el primer hub europeo del hidrógeno renovable

¿Cómo afronta su nombramiento como nueva presidenta del Think Tank del Hidrógeno de Sedigas?

En primer lugar, quiero agradecer profundamente la confianza que Sedigas y todos los asociados han depositado en mí para liderar este apasionante reto. Mi objetivo principal será continuar el excelente trabajo realizado por mi predecesor, **Javier Fernández**, y centrarme en impulsar el desarrollo del hidrógeno renovable como un vector clave para la descarbonización de la economía española, dando toda la visibilidad que sea posible a los hitos que alcancemos.

¿Cuáles serán sus objetivos al frente de este laboratorio de ideas?

Acabo de ser nombrada y quiero empezar por hablar con todos los agentes del Think Tank y entender su visión, obtener feedback del trabajo realizado hasta hoy y ponernos nuevos objetivos. Hay retos claros como, por ejemplo, la trasposición de la Directiva de Gases Renovables en lo que se refiere al hidrógeno, u otros, derivados de todos los avances que las compañías han estado desarrollando estos últimos años alrededor de toda la cadena de valor. De todas estas experiencias tenemos que conseguir aprender y proponer juntos, desde la realidad y la experiencia, para conseguir que este vector sea una realidad competitiva para España. Tenemos que pensar en los siguientes pasos y cómo conseguir que éstos generen de verdad un impacto de avance: regulatorios (con Sandboxes), pilotos de mercado, de estructuración de las ayudas, …

¿Qué proyectos tiene en marcha el Think Tank?

Como decía, lo primero que quiero hacer es escuchar a quienes han estado liderando y trabajando en los grupos de trabajo del Think Tank hasta hoy. Hasta ahora, ha estado muy orientado al blending de hidrógeno en la red de gas natural. No relegando este objetivo, sino desarrollándolo más allá, y buscando los próximos pasos relevantes para la implementación del mismo, en esta nueva etapa creo debe, además, ampliar sus objetivos, recogiendo los retos vinculados a su desarrollo en redes dedicadas a vehicular 100% hidrógeno renovable.

¿Hay algún área de actividad específica que le gustaría impulsar o alguna novedad que desearía introducir?

Hasta ahora, el Think Tank se estructuraba en tres grupos de trabajo: el regulatorio, el de infraestructuras y el de utilización y consumo. Veremos si tiene sentido, por ejemplo, ampliarlos para que exista además uno ligado a sus 'economics' (precios de la generación y comercialización) o si debemos colaborar, de alguna manera, con otras iniciativas de terceros como las que han puesto en marcha **MIBGAS** al respecto. También tenemos que ver de qué manera podemos integrar al **Observatorio Tecnológico del H2** que está promoviendo Enagás, que estoy segura nos ofrecerá oportunidades para compartir conocimiento y práctica real al Think Tank.

¿Qué papel puede jugar una entidad de esta índole a la hora de impulsar este nuevo vector energético?

Para mí el éxito del Think Tank a futuro pasa

por que seamos capaces de proponer "Soluciones Consensuadas para el Avance". Poder juntar en una misma mesa a los distintos actores relevantes que hoy en día apuestan por el desarrollo de este vector, es una de las claves, para compartir, desde la experiencia de cada uno, soluciones de avance. Además, el regulador y la administración forman parte del Think Tank y tenemos que ser capaces de hacer que eso sea una ventaja diferencial para el avance de las propuestas. Hay que tratar de darle continuidad a lo desarrollado por el Grupo Asesor del Ministerio para el hidrógeno renovable, eso sí, tratando de conseguir alcanzar acuerdos, porque las propuestas acordadas tienen un valor mayor a las individuales o a las opiniones al margen.

Un mensaje muy importante para mí es que el Think Tank no pretende ser la recopilación de todas las opiniones individuales, sino un grupo de compañías y reguladores buscando soluciones consensuadas. Europa ha resuelto muchas de las dudas que podían existir respecto de los modelos para el desarrollo de esta economía y, de acuerdo con esos principios básicos, ahora toca construir. Y construir como estamos acostumbrados en este sector, desde la seguridad técnica y la propuesta de soluciones eficientes que hagan que el hidrógeno se desarrolle de la misma manera que hemos sido capaces de desarrollar anteriormente la economía del gas natural, aprovechando todo ese conocimiento y desde el entendimiento de las sinergias que a futuro ofrecerán los gases renovables.

¿Cree que el hidrógeno concita suficiente consenso entre todos los grupos de interés que son necesarios para su desarrollo?

Creo que el hidrógeno está ganando un consenso creciente entre los diversos grupos de interés y en los últimos años se han dado grandes pasos en este sentido, pero aún queda camino por recorrer. El hidrógeno es parte de la solución para la descarbonización de distintos sectores, pero todavía está lejos de conseguir que sus 'economics' funcionen para el cliente final en el sector industrial, sin ayudas. Por eso es clave conseguir la máxima colaboración y consenso entre los diferentes actores de la cadena de valor para su materialización y poder posi-

cionar proyectos ganadores en las subastas y esquemas de ayudas públicas.

De la administración se necesitan dos cosas, una, diseñar programas de ayudas que hagan que el vector se desarrolle donde tiene más sentido desde una perspectiva de competitividad industrial; y dos, diseñar políticas y regulaciones que faciliten su adopción y desarrollo, esto es, por ejemplo, que la inversión en las infraestructuras que a futuro será seguro regulada, porque eso ya lo ha definido así Europa, tenga la mayor visibilidad o incluso se regule lo antes posible, para que se facilite la decisión de inversión en las mismas.

¿Están siendo receptivas las administraciones públicas, en todos sus niveles, a la hora de atender los requerimientos e impulsar los cambios normativos que requiere el desarrollo del hidrógeno?

Todo lo que compete al hidrógeno renovable viene muy marcado y predefinido desde Europa, tanto las ayudas como la normativa. Ahora que el 'Paquete de Gas' ya se ha aprobado toca mover ficha a nivel nacional y ahí estaremos para proponer y ayudar a las administraciones a trasponerla. De la misma manera, para la estructuración de los programas de ayudas, daremos nuestra opinión sobre las bases y programas que se presenten. Porque es cierto que muchas cosas vienen definidas desde Europa, pero también es cierto que existen grados de libertad a nivel nacional, y que tenemos que ser muy inteligentes en su implementación, para ganar esta carrera europea, donde la competitividad de la industria va a ser una pieza clave.

¿Cree que la cuantía de las inversiones necesarias para desarrollar o poner a punto las infraestructuras necesarias puede representar un problema?

No creo que la inversión para el desarrollo o puesta a punto de las infraestructuras necesarias vaya a ser un problema; de hecho, como señalado, el desarrollo del hidrógeno renovable y el despliegue de las mismas va a tener lugar de manera progresiva, acompasado al del escalado de su producción y, por tanto, su disponibilidad y consumo final.

Ahora bien, es cierto, que cuando hablamos del desarrollo de infraestructuras en un entorno de demanda incipiente y en ausencia de retribución regulada, será necesario que planteemos estructuras a las administraciones públicas que reduzcan el riesgo de desarrollo de las mismas, hasta que éstas sean definitivamente reguladas, o bien, que se dé visibilidad, lo antes posible, del marco regulatorio que regirá el desarrollo de las mismas.

¿Están los agentes del sector en disposición de asumirlas?

Los agentes del sector están dispuestos a desarrollarlas y a adaptar las actuales cuando eso sea necesario, y muestra de ello son los proyectos de investigación, los pilotos y los desarrollos que están llevando adelante para estar bien preparados para afrontar los retos técnicos y tecnológicos venideros.

¿Existen ya países que puedan ser tomados como ejemplo de buenas prácticas en el desarrollo del hidrógeno?

Aunque el desarrollo del hidrógeno renovable está en una fase incipiente a nivel global, ya existen países que están liderando el camino con buenas prácticas, tanto en el despliegue de ayudas, como EEUU, o en el 'derisking' de las inversiones en infraestructura, hasta que éstas sean reguladas, como Alemania.

¿Qué potencial tiene España para liderar el mercado europeo del hidrógeno?

España tiene el potencial para convertirse en un referente en este ámbito, gracias a nuestras condiciones favorables para su producción y el compromiso decidido y 'know-how' de nuestras empresas. En este contexto, España puede

> El Think Tank no pretende ser la recopilación de todas las opiniones individuales, sino un grupo de compañías y reguladores buscando soluciones consensuadas.

> El hidrógeno renovable ofrece una oportunidad de descarbonización inmediata a través del blending de hasta el 20% en red de distribución

aprovechar sus particularidades y aprender del camino recorrido hasta el momento por otros países para aplicar estrategias propias en el desarrollo del hidrógeno, posicionándonos como un líder en Europa y en el mundo, y aprovechando ese liderazgo para aportar un factor de competitividad diferencial a nuestra industria.

Algunos de los ejemplos que muestran el potencial de España como hub futuro son los proyectos actualmente identificados en España para la asignación de ayudas IPCIs, el avance del desarrollo de los corredores del hidrógeno, o que seamos el país con más proyectos adjudicatarios de la subasta del Banco Europeo del Hidrógeno. Ahora bien, de lo bien o mal que aprovechemos esta oportunidad en el corto plazo dependerá el tamaño de la oportunidad futura, así que tenemos que compartir una visión clara para negociar bien estos posicionamientos en en el seno de la Unión Europea e implantarlos adecuadamente en España.

¿Cuáles diría que son los retos más inmediatos que debe afrontar el sector gasista español de cara a poner las bases para un adecuado desarrollo de la economía del hidrógeno?

Diría que uno de los principales retos que tiene el sector del gas es visibilizar, primero, que la descarbonización de la demanda actual de gas natural es posible a través de los gases renovables, biometano e hidrógeno, segundo, que la infraestructura actual de gas natural es la palanca para hacerlo de la manera más eficiente y más realista para la consecución de los objetivos de descarbonización y tercero, que además puede ayudar a despegar y maximizar las oportunidades que el vector del hidrógeno renovable traerá consigo. El sector del gas facilitará la seguridad y la garantía de suministro al nuevo sistema del hidrógeno y tendrá también que afrontar los retos ligados a la planificación y coordinación necesarias entre los distintos sistemas energéticos en el futuro.

Y, por último, pero no menos importante, el sector del gas tendrá que, desde la experiencia y conocimiento que tiene del gas natural, adaptar la normativa, las infraestructuras y la operativa, cada uno desde su posición actual, al nuevo rol que desarrollará en el mercado del hidrógeno renovable, aplicando todas las sinergias posibles al mismo.

En diversos estudios se ha avanzado el potencial posicionamiento de España como primer gran hub europeo del hidrógeno renovable. ¿Se dan realmente las condiciones para hacer realidad este escenario?

Sin duda. España cuenta con condiciones excepcionales para convertirse en el primer hub europeo del hidrógeno renovable, y esto supone en sí mismo distintas oportunidades para el país, por ejemplo, una descarbonización eficiente en costes para la industria, comparativamente con la industria de otros países, por su privilegiado posicionamiento en recurso renovable, por tanto, de retención y crecimiento industrial, si las políticas que se definen aprovechan esta ventaja competitiva.

Otras oportunidades a tener en cuenta son la reindustrialización y recapacitación del capital humano e industrial alrededor de los retos tecnológicos que van a surgir a lo largo de toda la cadena de suministro del hidrógeno; y la exportación e independencia energética.

¿La inyección de hidrógeno en la red de gas es ya una realidad para la descarbonización?

El hidrógeno renovable ofrece una oportunidad de descarbonización inmediata a través del 'blending' o mezcla de hasta el 20% en la red de distribución. Esto nos ayuda a sustituir ya moléculas de gas natural por las de hidrógeno, a la vez que ayuda a los proyectos de producción el acceso a un mercado virtualmente enorme que puede facilitar su comercialización ('offtaking'), algo que a día de hoy es la parte más compleja para que los proyectos de producción alcancen la fase final de decisión de inversión (su 'FID').

¿Contamos ya con suficientes estudios técnicos en torno al proceso de *'blending'*?

Desde las distintas compañías del sector, se ha avanzado mucho en demostrar la factibilidad de este. Por ejemplo, desde **Nortegas** se ha impulsado el proyecto **H2SAREA**, un proyecto pionero para la demostración real de mezcla hasta el 20% sin problemas en red de distribución. Sé que Redexis ha desarrollado proyectos innovadores en colaboración con otras compañías internacionales como el proyecto **HIGGS**, también alrededor del blending de H2 con gas natural, y que Nedgia está desarrollando también en Lugo un proyecto similar con **Norvento**.

¿Cuáles serían sus límites actuales, y cual la progresión esperable a medio y largo plazo?

Si el límite está en el 20% o más allá, es una pregunta que está en discusión ahora mismo, ya que, por ejemplo, tenemos pruebas en procesos industriales donde la mezcla hasta el 30% no genera ningún tipo de impacto negativo. En cualquier caso, como decía al principio, la parálisis por el análisis no es aconsejable si queremos aprovechar la oportunidad. Conseguir materializar el blending del 20% en red de distribución es algo que deberíamos perseguir como primer caso claro. Aquí sólo tenemos que conseguir adaptar la regulación para hacerlo posible, y el Think Tank trabajará para proponer soluciones a este respecto.

¿Cuánto tiempo tardarán las empresas y los hogares en adoptar el hidrógeno?

El hidrógeno 100% empezará en los valles industriales, donde la unión de distintos consumos en un entorno geográfico cercano, suministrado por redes de distribución dedicadas 100% a vehicular hidrógeno renovable, hará que la demanda se pueda concentrar y, por tanto, la producción escale. Este será un factor diferencial para lograr ofertar un precio competitivo a los sectores industriales y que estos puedan abordar la transformación paulatina de sus instalaciones productivas

Una vez esa demanda se vaya incrementando, los valles se interconectarán con la red de transporte que les aportará una mayor competitividad y garantía de suministro por el acceso que ésta le otorgará a más proyectos de producción, ofreciéndoles además la posibilidad de exportar su producción a otros 'offtakers' y seguir escalando la producción.

Desde el punto de vista medioambiental y de seguridad, ¿están resueltos los problemas que pueda plantear el uso de mezclas de gas natural e hidrógeno, tanto en infraestructuras de transporte y distribución como en equipos de consumo?

Hasta ahora, los estudios y proyectos piloto han demostrado que el blending de hidrógeno con gas natural puede realizarse de manera segura y eficiente. Y esto no procede de papers internacionales que lo defienden, que también, porque hay mucha bibliografía al respecto, sino que procede de experiencias reales como las ya comentadas.

Por ejemplo, en el proyecto H2SAREA, hemos aprendido, no sólo sobre la factibilidad de realizar esta descarbonización de forma segura, sino que, además, en las instalaciones domésticas, el blending del 20% de hidrógeno (H2) reduce las emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx) y monóxido de carbono (CO) a la atmósfera, lo que hace que esta mezcla homogénea de gases tenga una combustión más limpia y más segura, para el medio ambiente y para nuestros clientes.

Por último, ¿algún mensaje para los agentes implicados en el desarrollo del hidrñogeno?

El hidrógeno renovable tiene un papel fundamental en España para la descarbonización de la demanda actual de gas natural y puede además ser una oportunidad, de crecimiento para el mismo, pero a la vez tiene sus retos, dado su grado de madurez. Desde el Think Tank trataremos de dar soluciones prácticas a los mismos, con el objetivo de hacer de la manera más ágil y eficiente el desarrollo de este vector en España, compartiendo con el regulador y la sociedad en general todo el conocimiento, las propuestas y las experiencias desde el consenso y la colaboración. Cuento con las empresas del sector, los centros tecnológicos y el regulador para conseguirlo. ■

CONSULTA LOS INFORMES DEL THINK TANK PARA EL ESTUDIO DE LA INYECCIÓN Y ALMACENAMIENTO DEL H2 EN LAS INFRAESTRUCTURAS DEL GAS NATURAL

Hyloop+

El banco de pruebas para el hidrógeno renovable de Enagás

El hidrógeno renovable, obtenido por electrólisis del agua a partir de fuentes de energía renovables, se consolida cada día más como el vector energético del futuro, la alternativa más plausible para un suministro energético de cero emisiones. Y a este respecto, la red gasista se posiciona como la mejor opción para su transporte y distribución, si bien se requiere de un análisis previo acerca del comportamiento del hidrógeno en las tuberías que hasta ahora han conducido gas natural. El proyecto Hyloop de Enagás, que se desarrolla en su Centro de Metrología de Zaragoza, aparece como un instrumento clave para lograr este objetivo de la neutralidad de carbono.

Por Juan Carlos Giménez

La electricidad procedente de fuentes renovables es clave para la transición hacia un sistema energético que no genere emisiones de efecto invernadero y contribuya a limitar los efectos del cambio climático. Pero la energía del viento o del sol no puede gestionarse a voluntad, y hoy por hoy, en momentos pico de generación, apenas hay recursos para almacenar el excedente generado.

La tecnología Power-to-Gas propone utilizar este excedente energético obtenido en momentos pico de generación. Se trata de descomponer mediante un proceso de electrólisis el agua en los dos elementos químicos que la constituyen, hidrógeno y oxígeno, para seguidamente almacenar el primero y liberar el segundo, o incluso aprovecharlo, con el consiguiente beneficio añadido. El hidrógeno se convertiría así en el nuevo vector energético, capaz de almacenar una energía que, esta vez sí, pudiera ser liberada, gestionada y utilizada en el momento y lugar requeridos.

Este escenario exige una adecuada infraestructura para el almacenamiento y transporte del hidrógeno, y la actual red de gasoductos aparece como la principal alternativa. En un escenario como el europeo, donde la red gasista ha alcanzado un desarrollo considerable, se trata de aprovechar la tupida malla preexistente que conecta los centros de producción con los de consumo, sin necesidad de partir de cero e invertir en una nueva y costosa infraestructura.

El hidrógeno ha comenzado ya a introducirse en los gasoductos y a mezclarse con el gas natural en diferentes proporciones. Obviamente, esta combinación afecta a las características originales del gas transportado, y es necesario conocer en detalle su interacción con los conductos, compresores, juntas, tuberías, válvulas y demás elementos de la actual red.

INVESTIGACIÓN EN METROLOGÍA

En este sentido, operadores de redes y suministradores requieren un conocimiento exhaustivo de las nuevas condiciones del gas que circula por sus infraestructuras, y del que lo hará en el futuro. Y para ello es clave la investigación detallada en un área de conocimiento particular: la metrología, que es la ciencia que se ocupa de las medidas. En una versión adaptada, como es lógico, al ámbito del gas en general, y del hidrógeno en particular.

Es en este contexto, de la mano del despliegue del hidrógeno renovable, en el que surge la iniciativa **Hyloop+**. Concebido como un proyecto de investigación, incluye, además de una plataforma para realizar ensayos de equipamientos, la construcción de un banco de calibración para caudalímetros de hidrógeno, capaz de operar con mezclas de hidrógeno y gas natural en cualquier proporción.

El objetivo es, por un lado, obtener un conocimiento real y detallado en torno al uso del hidrógeno en instalaciones gasistas, a su idoneidad a la hora de ser inyectado en las actuales redes y, en consecuencia, poder eliminar las posibles barreras para su transporte a través de la red de gasoductos.

Por otro lado, se trata de establecer un servicio de calibración de medidores de caudal de hidrógeno. Esto último se llevará a cabo mediante el desarrollo de un sistema de referencia, que se incluirá en un convenio entre el Centro Español de Metrología (CEM), mediante el cual este organismo oficial reconoce como laboratorio colaborador al C**entro de Metrología e Innovación (CMI) de Enagás** en Zaragoza, lo que le permitirá además participar en la red de intercomparaciones internacionales de equipos de medida.

PRIMERA FASE

El proyecto fue impulsado en el año 2019, cuando Enagás tomó conciencia sobre la necesidad de obtener mayor conocimiento en torno a los usos del hidrógeno en los actuales sistemas gasistas. En esta etapa inicial, y contando con la colaboración de **Centro Nacional del Hidrógeno** como socio tecnológico, se impulsó una primera fase del proyecto **Hyloop**, para el que se desarrolló la ingeniería necesaria para la construcción del banco de ensayos.

Con posterioridad, a mediados de 2022, se planteó la necesidad de incorporar un banco de calibración para caudalímetros de hidrógeno que, como su propio nombre indica, son instrumentos de medida del caudal o gasto volumétrico de un fluido, en este caso del hidrógeno. Esto dio lugar a una segunda fase del proyecto, rebautizada como Hyloop+, que

GreenH2Pipes: más I+D española para el impulso del hidrógeno renovable

Junto a la iniciativa Hyloop+, y conectada con ella, España cuenta con un segundo proyecto de referencia en cuanto a la I+D relacionada con el hidrógeno renovable como nuevo vector energético del futuro, y en la que también tiene una participación importante Enagás. Se trata de **GreenH2Pipes**, un consorcio compuesto por ocho empresas **(AMES, Estamp, Exolum, H2Greem, H2Site, Nano4Energy y Rovalma**, junto a la citada **Enagás**) y seis centros de investigación (**CEIT, Centro Nacional de Hidrógeno–CNH2, CSIC, ITECAM, Tekniker y la Universidad Rovira i Virgili-URV).**

Estas 14 entidades se unieron en mayo de 2022 en un proyecto conjunto dirigido a fomentar la investigación y el desarrollo tecnológico necesario para impulsar la producción de hidrógeno, su transporte a través de la red gasista y su almacenamiento mediante portadores orgánicos líquidos.

GreenH2Pipes está coordinado por Enagás y cofinanciado por el CDTI, la entidad pública empresarial dependiente del **Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades** que promueve la innovación y el desarrollo tecnológico de las empresas españolas. El objetivo no es otro que contribuir a facilitar la descarbonización del sistema energético, y cuenta con líneas de trabajo independientes que abarcan toda la cadena de valor del hidrógeno: generación, inyección, transporte y almacenamiento.

La primera de estas líneas de trabajo investiga nuevos materiales y procesos para fabricar una futura generación de electrolizadores PEM (membrana de intercambio de protones, por sus siglas en inglés), que permitirán reducir los costes de fabricación, al tiempo que preservan la eficiencia y durabilidad. Los socios implicados en esta fase del proyecto serán **Estamp, H2Greem, Nano4Energy** y **Rovalma**, junto con el **CEIT, CNH2, CSIC, ITECAM** y **Tekniker**.

CONEXIÓN CON HYLOOP+

La segunda línea de trabajo es la que tiene una conexión directa con Hyloop+ y el Centro de Metrología e Innovación de Enagás en Zaragoza. Está centrada en la eliminación de barreras para la inyección de hidrógeno en el sistema gasista, y contempla el diseño conceptual de una planta de inyección de hidrógeno, así como la construcción de un lazo de pruebas en el CMI que, junto con diferentes ensayos de caracterización de materiales, permitirá ampliar el conocimiento sobre la idoneidad de las redes de gas para el transporte de hidrógeno.

Asimismo, se validarán métodos para garantizar la calidad del hidrógeno inyectado y tecnologías de separación del hidrógeno y el gas natural. Por otra parte, se desarrollarán utilidades de inteligencia artificial para optimizar la operación de plantas Power-to-gas y facilitar el acoplamiento sectorial entre la red eléctrica y la de gas. Esta fase del proyecto la liderará Enagás Transporte y H2Site junto a CNH2, Tekniker y la Universidad Rovira i Virgili.

La tercera línea de trabajo de GreenH2Pipes, impulsada por Exolum y CNH2, consiste en el desarrollo de nuevos materiales para fabricar catalizadores que favorezcan el almacenamiento de hidrógeno en forma líquida a través de su combinación con portadores orgánicos LOHC (Líquidos Orgánicos Portadores de Hidrógeno).

El proyecto ha recibido apoyo económico público del programa Misiones Ciencia e Innovación 2021 del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) en diciembre de 2021. La iniciativa refuerza las respectivas estrategias de descarbonización de las compañías y centros de investigación que lo impulsan, y está alineada con los objetivos tecnológicos de la Estrategia Europea del Hidrógeno.

se fijó el objetivo de desarrollar un sistema de referencia primario apoyado por el Centro Español de Metrología.

El CEM es un organismo autónomo creado en 1990 y adscrito a la Secretaría de Estado de Industria del Ministerio de Industria y Turismo. Es el máximo órgano técnico en el campo de la metrología en España, y entre sus funciones figuran las de custodiar, conservar y diseminar los patrones nacionales de las unidades de medida, así como dar soporte de trazabilidad a la red de laboratorios de calibración y ensayo e industria, e incluyendo también las tareas de gestión del Registro de Control Metrológico.

Por su parte, el Centro de Metrología e Innovación (CMI) de Enagás se creó en 1987 en Zaragoza, con el objetivo de impulsar el desarrollo de nuevas tecnologías para la utilización del gas natural, así como para gestionar la participación en proyectos de I+D en todas las áreas de la compañía. A lo largo de más de tres décadas ha prestado servicio a las diferentes áreas de actividad de Enagás y a empresas nacionales e internacionales del ámbito del gas natural y los gases renovables, a las que apoya tecnológicamente. El centro ofrece servicios en los ámbitos de asistencia técnica, transporte de gas y plantas de GNL, medición de caudal y determinación de la calidad del gas, así como en el área de formación de personal técnico.

OBJETIVOS

Sus objetivos se centran hoy en día, por un lado, en los servicios metrológicos, con el objetivo de dar soporte a la correcta medición de la energía en Enagás. Y por otro lado opera en el área de servicios de innovación, para lograr la neutralidad en carbono y facilitar la integración de los gases renovables en el sistema gasista.

Las instalaciones del CMI en Zaragoza alojan actualmente las actividades de I+D+i de apoyo a la medición, el laboratorio central y un Centro de Proceso de Datos. En línea con los objetivos y el compromiso de Enagás con la descarbonización, la compañía ha apostado por su transformación y ampliación, de manera que esté en disposición de dar servicio a la futura red de infraestructuras del hidrógeno y a toda la cadena de valor asociada a este vector energético en España.

A través del proyecto Hyloop+, Enagás espera tener disponible a mediados de 2025 su nuevo laboratorio de calibración de hidrógeno, que permitirá calibrar y ajustar todo tipo de caudalímetros instalados en estaciones de entrada y salida de la futura red de hidrógeno (hasta 650 m3/h y DN150). Según evolucione la demanda del nuevo vector energético, el CMI podrá incorporar nuevas capacidades, para la medición de contadores de mayor diámetro.

Adicionalmente, a través del impulso de este tipo de proyectos Enagás amplía sus capacidades técnicas para actuar como gestor provisional de la red troncal de hidrógeno, de acuerdo con el Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre. Y aspira a convertirse en un HTNO (operador de redes de transporte de hidrógeno, por sus siglas en inglés) de referencia en Europa.

ARAGÓN EN EL MAPA DE LA I+D DEL HIDRÓGENO

Por otro lado, este proyecto que Enagás desarrolla en el CMI de Zaragoza pondrá a Aragón en el mapa de la investigación más avanzada en una cuestión crucial para el futuro modelo energético descarbonizado, como es el transporte de hidrógeno a través de tuberías de gas.

Hyloop+, que prevé una inversión de en torno a 180 millones de euros, ha recibido la visita de la directora general de Energía y Minas del Gobierno de Aragón, Yolanda Vallés, que declaró que “proyectos como éste son muy importantes para que Aragón siga a la vanguardia en investigación sobre hidrógeno”.

Con ocasión de esta visita de la representante del Gobierno de Aragón, el director de Servicios Técnicos y Tecnología de Enagás, Pedro Rubio, subrayó la relevancia internacional de Hyloop+, al señalar que “este proyecto, que busca posibilitar una cadena de trazabilidad en la medición del hidrógeno renovable, se desarrolla en colaboración con el Instituto Nacional Metrológico Alemán, y es pionero en su ámbito en Europa”.

LA APUESTA DEL SECTOR DE LA GESTIÓN DE RESIDUOS POR EL BIOGÁS SE MATERIALIZA EN **BioVo**

Por Juan Carlos Giménez

Dos consorcios catalanes dedicados a la depuración de aguas residuales urbanas y a la gestión de residuos municipales, que dan servicio a más de un centenar de localidades entre ambos, el equivalente a una población total de cerca de un millón de personas, han protagonizado la primera experiencia conjunta para la puesta en marcha de una planta de enriquecimiento de biogás. El proyecto BioVO, ubicado en la localidad barcelonesa de Granollers, comenzó a operar en julio del pasado año y, desde octubre, suministra biometano a la red de distribución de Naturgy.

BioVO constituye sin duda un proyecto singular, y no solamente por el hecho de que utilice el biogás generado durante los procesos de depuración de aguas residuales y de la gestión de residuos orgánicos procedentes de la recogida selectiva. La principal particularidad reside en el hecho de que se trata de la primera iniciativa para la generación de gas renovable surgida en España como resultado del acuerdo y la colaboración entre dos consorcios públicos dedicados a la gestión y el tratamiento de residuos.

Fue en abril de 2022 cuando el **Consorcio para la Gestión de los Residuos del Vallès Oriental** y el **Consorcio Besòs Tordera** presentaron un proyecto conjunto cuyo objetivo era la generación de gas renovable. Se trataba de obtener biometano gracias al aprovechamiento de parte del biogás generado en los procesos de tratamiento de dos instalaciones: la **Planta de Digestión Anaeróbica y de Compostaje** del primero de los consorcios, y la **Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR)** Granollers del segundo.

En total, entre ambas gestionan 55.000 toneladas de residuos orgánicos -que se incrementarán hasta 80.000 toneladas cuando finalice la primera fase de ampliación y mejora del **Centro Comarcal de Tratamiento de Residuos del Vallès Oriental**, que alcanzarán las 100.000 en una segunda fase- y de la depuración de 12 millones de m3 de agua residual al año para la generación de gas renovable.

La proximidad entre ambas instalaciones, y de éstas con el punto previsto para la inyección del biometano en la red gasista, ha facilitado la puesta en marcha de este proyecto mancomunado. Una cercanía que permite aprovechar al máximo los recursos generados a la vez que disminuye la huella de carbono de los dos socios involucrados en esta destacada iniciativa.

LOS PROMOTORES

El Consorcio para la Gestión de los Residuos del Vallès Oriental está integrado por 40 municipios de las comarcas del Vallès Oriental y del Moianès, con una población superior a los 400.000 habitantes, que se amplía hasta los casi 900.000 habitantes cuando se suman los municipios del Maresme que también utilizan la

Planta de Digestión Anaeróbica y de Compostaje. Fue creado en el año 1998 a instancia del Consell Comarcal del Vallès Oriental y de varios ayuntamientos, con el principal objetivo de la prestación unificada de servicios en materia de gestión y tratamiento de residuos.

En sus 25 años de trayectoria, ha centrado sus esfuerzos en la creación de infraestructuras como la planta de digestión anaeróbica y de compostaje, la planta de transferencia de residuos y la red de puntos limpios, 25 en total distribuidos por el territorio. También ha apoyado las políticas de recogida selectiva, y ha apostado por la prevención de residuos, el fomento del reciclaje, el impulso de las energías renovables, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el ahorro energético.

Por su parte, el **Consorcio Besòs Tordera** está integrado por 68 entidades, de las que 64 son municipios de las comarcas del Barcelonés, Moianès, Osona, Vallès Occidental y Vallès Oriental, con una población de alrededor de 2.400.000 habitantes. Sus líneas principales de actuación son, entre otras, el saneamiento en baja (alcantarillados municipales) y en alta (control de vertidos, colectores, bombeos y EDAR), la mejora del medio fluvial, la innovación y la investigación.

Actualmente gestiona 27 sistemas de saneamiento, más de 300 km de colectores y 55 estaciones de bombeo. De los 64 municipios asociados, 51 le han cedido sus funciones en materia de saneamiento, con una población atendida de más de 500.000 habitantes y más de 5.000 establecimientos industriales conectados. El Consorcio trabaja para hacer más sostenibles y autosuficientes sus instalaciones con medidas como la generación y aprovechamiento energético del biogás generado en sus EDAR de mayores dimensiones y la colocación en muchas de estas plantas de placas fotovoltaicas.

LOS TRES ELEMENTOS DE LA PLANTA

El proyecto conjunto de ambos consorcios se concreta en una instalación ubicada en Granollers, a 30 kilómetros de Barcelona integrada por tres elementos principales: una planta de purificación de biogás mediante la tecnología de membranas; un gasómetro con capacidad para 1.000 m3; y un módulo de inyección de biometano en la red gasista convencional.

Instalaciones de BioVo

En esencia, la actividad de BioVO se centra en el tratamiento del excedente de biogás procedente, por un lado, de las instalaciones de la EDAR Granollers, gestionada por el Consorcio Besòs Tordera; y por otro de la planta de tratamiento de materia orgánica procedente de la recogida selectiva del Consorcio para la Gestión de los Residuos del Vallès Oriental. El volumen de este excedente se estima en 720.000 Nm3/año en la actualidad, pero con un potencial futuro que alcanzaría los 3,26 millones de Nm3/año.

Las instalaciones de BioVO tienen unas capacidades más modestas, puesto que el proyecto actual contempla una capacidad inicial de tratamiento de 500 Nm3/h de biogás, con una posible ampliación hasta los 1.000 Nm3 /h. La eficiencia de recuperación de metano es del 99,65%, y la producción inicial de biometano alcanza los 337 Nm3/h.

El proceso de generación de biometano se lleva a cabo mediante una planta de enriquecimiento del biogás (*upgrading*) en una zona que ocupa una superficie de 620 m2, compartida entre ambos consorcios, en el polígono industrial El Raiguer, en Granollers.

FASES DEL PROCESO

El biogás generado en las instalaciones de am-

bos consorcios se almacena en el gasómetro, que permite asegurar el suministro de biogás en condiciones nominales al módulo de *upgrading*, amortiguar las puntas de generación y, sobre todo, asegurar la mezcla completa de ambos tipos de biogás antes de ser enviado al módulo de pretratamiento.

A la salida del gasómetro, el biogás se somete a un proceso de pretratamiento para eliminar componentes como sulfuro de hidrógeno (H2S), siloxanos y compuestos orgánicos volátiles (COV). Este proceso incluye el enfriamiento del biogás para secarlo y cuatro filtrados de carbón activo para rebajar la concentración de H2S, siloxanos y COV.

Una vez lograda la calidad requerida, se envía al módulo de *upgrading* para su compresión y enriquecimiento, que se lleva a cabo en tres etapas con tecnología de membranas. De esta forma es posible aprovechar al máximo el metano con pérdidas mínimas de éste, que alcanza la concentración final de metano requerida mediante un proceso de separación adicional de dióxido de carbono.

Una vez adecuado el biogás de entrada a la planta de *upgrading*, su presión se eleva hasta los 16 bares para introducirlo en la etapa de membranas. A estos efectos, el sistema dispone de una unidad de compresión.

CONCENTRACIÓN REQUERIDA

En este punto, el biogás presurizado circula a través de tres etapas de membranas. En la primera se lleva a cabo una primera separación del CO2 y, parcialmente, del oxígeno contenidos en el biogás.

En la segunda etapa llega el gas filtrado de la primera y se alcanza la concentración final de metano requerida mediante la separación adicional de dióxido de carbono. Este gas se conduce a un punto aguas arriba del proceso global, a fin de tener un mayor aprovechamiento del metano que contiene. El gas resultante es biometano, apto para su inyección en la red.

En la denominada tercera etapa de membranas, la corriente de CO2 filtrado es liberada a la atmósfera sin que suponga riesgo dada su baja concentración de metano.

Para valorar la efectividad y operativa de este proceso de enriquecimiento, así como la calidad del biometano producido, es necesario tener constancia de la evolución de sus características a lo largo de todo el proceso. Y para ello se dispone de sistemas de medida de caudal y composición, tanto en la entrada del proceso como en el punto situado inmediatamente después de la etapa de membranas. El cromatógrafo que se encarga del análisis del biometano producido está localizado en el módulo de upgrading, y transmite la información al módulo de inyección.

Previamente a su inyección en la red de distribución de gas, el biometano procedente del enriquecimiento se somete a la adición de un odorizante. Esta operación se lleva a cabo directamente en la Estación de Regulación y Medición (ERM) de **Nedgia**, en calidad de distribuidora propietaria de la red gasista a la que se conecta BioVO.

PUNTO DE CONEXIÓN

El punto de conexión a la red de gas natural se sitúa dentro del terreno donde se ubica la EDAR Granollers. El módulo de inyección es el elemento que utiliza el responsable de la red de distribución para medir de forma precisa tanto la cantidad como la calidad del biometano antes de proceder a su inyección en la red, o rechazarlo si no cumple los requisitos de calidad establecidos. El biometano se inyecta finalmente en la red a una presión de 4 bares

y con la calidad exigida por el Protocolo de Detalle PD-01 ("Medición, Calidad y Odorización de Gas" de las normas de gestión técnica del sistema gasista).

El proyecto, con un presupuesto de 2.775.000 euros, ha recibido una subvención de algo más de un millón de euros por parte del Instituto para la **Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)**, a través de los **Fondos Europeos de Desarrollo Regional de la Unión Europea (FEDER)**. El resto ha corrido a cargo, al 50%, entre los dos consorcios.

Tras la ceremonia de colocación de la primera piedra y el inicio de las obras del proyecto, en febrero de 2023, la iniciativa recibió en mayo un impulso definitivo con el acuerdo para la comercialización del biometano generado. El Consorcio Besòs Tordera, el Consorcio para la Gestión de los Residuos del Vallès Oriental y la UTE Upgrading Granollers (adjudicataria del diseño, construcción, operación y mantenimiento de la planta, formada por las empresas **Facsa** y **Transparenta**) firmaron un protocolo con **Naturgy** mediante el cual la compañía gasista garantiza la compra de la producción íntegra de la planta —hasta 22 GWh de biometano— durante un año, plazo que podrá ser prorrogado con el acuerdo de los firmantes.

ALIANZA PÚBLICO-PRIVADA

Las partes también rubricaron un protocolo por el que se impulsa el desarrollo del biometano en Cataluña, con el objetivo de contribuir a la descarbonización de su economía. Esta alianza público-privada está alineada con el **Plan de Biogás de Cataluña 2023-2030**, anunciado por el **Departamento de Acción Climática, Alimentación** y **Agenda Rural** de la Generalitat, que tiene como objetivo valorizar los residuos orgánicos como medida impulsora de la transición energética de Cataluña, con el fin último de alcanzar la neutralidad climática en 2050.

BioVO comenzó a operar en julio del año pasado. Naturgy ha conectado la planta a su red de distribución de gas a través de Nedgia, la filial del Grupo especializada en distribución de gas.

La estimación inicial es de una producción anual de en torno a 4 GWh, lo que evitará la emisión a la atmósfera de 1.472 toneladas anuales de CO2. Sin embargo, la planta cuenta con un potencial que podría incrementar esta cifra hasta los 27 GWh, equivalentes al consumo de 4.800 hogares, lo que supondría también que el ahorro de emisiones de dióxido de carbono alcanzaría las 9.700 toneladas.

RECONOCIMIENTOS

BioVO ha sido galardonado con el **Premio Innovación Bioenergía** otorgado por el **Clúster Bioenergia Catalunya** en el marco de la celebración de la II Noche de la Bioenergía: la energía más circular y social, que tuvo lugar el pasado jueves, 9 de mayo, en el Auditorio del Instituto de Microcirugía Ocular (IMO) de Barcelona. El premio reconoce el papel del proyecto BioVO en el impulso y el uso de la bioenergía

Del biogás al biometano

El biogás se genera en un proceso de digestión anaerobia (descomposición de materia biodegradable en ausencia de oxígeno), a partir de fuentes diversas: residuos sólidos urbanos, purines o estiércol de animales, fangos de depuradora o cualquier otro sustrato con contenido de materia orgánica. Este gas está formado básicamente por metano (CH4) y dióxido de carbono (CO^2).

Mediante un proceso de purificación y concentración del metano, también conocido como enriquecimiento o upgrading, el biogás pasa a convertirse en biometano, que está compuesto en su práctica totalidad por CH4 y que, en consecuencia, tiene propiedades similares a las del gas natural convencional.

De ahí que el biometano constituya una alternativa viable y efectiva a los combustibles fósiles, ya que puede mezclarse con el gas natural e inyectarse directamente en las redes de transporte y distribución. Y permite también su utilización como biocombustible para descarbonizar los usos energéticos de la movilidad, la industria o los hogares, entre otros.

Vista general de BioVo

en Cataluña mediante la generación de biometano a través del aprovechamiento de parte del biogás que se genera en los procesos de tratamiento en la Planta de Digestión Anaeróbica y de Compostaje del Consorcio para la Gestión de los Residuos del Vallès Oriental y de depuración de aguas residuales y digestión anaerobia de los lodos de depuración en la Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) Granollers del Consorcio Besòs Tordera, contribuyendo así a la descarbonización en materia de energía.

También cuenta en su haber con el **Premio Talento 2023** en la categoría Transición Energética otorgado por la Fundación Impulsa Talentum. El jurado de estos galardones, que otorga premios en una treintena de categorías, ha valorado que el BioVO sea una apuesta decisiva para el biometano como fuente de energía verde y de futuro gracias al acuerdo de las instituciones públicas y privadas, que permitirá situar al Vallès Oriental como región pionera a la hora de implementar estas energías verdes en los diversos sectores, especialmente el industrial, tan importante en la comarca.

DIVERSIDAD DE PROYECTOS

La planta Elena, en Cerdanyola del Vallès (Barcelona), fue la primera en inyectar a la red de distribución de gas de España gas renovable procedente de vertedero. Le siguió el proyecto **Biogasnalia**, en Burgos, cuyo residuo es de origen agroindustrial. En Lleida, Nedgia tiene conectada la granja Torre Santamaría, que inyecta biometano con origen en residuos ganaderos, y, en A Coruña, la EDAR de Bens aporta biometano procedente de aguas residuales. Recientemente, la compañía también ha empezado a inyectar el biometano producido a partir de los residuos urbanos del depósito controlado de Can Mata en Els Hostalets de Pierola.

Cataluña es la quinta comunidad autónoma con mayor potencial de producción de biometano, más de un 8% del total en España, suficiente para descarbonizar la totalidad del consumo doméstico-comercial de la comunidad, y se sitúa en tercera posición en potencial de producción de biometano a partir de residuos de aguas residuales.

Según el estudio de potencial de producción de biometano en España de Sedigas, Cataluña podría desarrollar hasta 248 plantas de producción, con una inversión total estimada de 3.616 millones de euros entre plantas y redes, lo que contribuiría significativamente a la creación de empleo local.

Para el conjunto de España, el mismo estudio estima una capacidad de producción de biometano de 163 TWh/año, cifra que permitiría cubrir en torno al 50% de la demanda de gas natural de 2023 y cuyo desarrollo podría reducir no solo la factura, sino la dependencia energética del exterior.

2023: AÑO RÉCORD EN PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA

Un nuevo estudio promovido por la Asociación Europea del Biogás (EBA, por sus siglas en inglés) ha vuelto a poner de relieve el relevante papel que este gas renovable puede jugar en un futuro energético descarbonizado para el Viejo Continente. El trabajo actualiza datos y previsiones de cara a 2030 y 2050, e incorpora un nuevo horizonte temporal en 2040, proporcionando una estimación realista sobre la manera en la que puede seguir desarrollándose la producción de biometano en Europa, que debería alcanzar la cifra de 165 bcm en el ecuador del siglo XXI. Asimismo, el documento pone de manifiesto que España se posiciona como uno de los potenciales líderes en cuanto a la producción de esta fuente de energía renovable.

Por Juan Carlos Giménez

El **Statistical Review of World Energy** es una de las publicaciones anuales de referencia en el sector de la energía a escala global. Después de 71 ediciones a cargo de la multinacional **BP**, la petrolera cedió el año pasado la responsabilidad de la edición al **Energy Institute (EI)**, organización profesional sin ánimo de lucro con sede en Londres, que agrupa a ingenieros y otros profesionales y empresas relacionados con el sector energético.

La última edición del estudio se ha publicado a finales del mes de junio y, como es habitual, incluye una revisión en detalle de los principales datos sobre producción y consumo de petróleo, gas y carbón, además de estadísticas sobre energías renovables y emisiones de CO2 a escala global.

Las conclusiones reflejan un mundo ávido de energía, con una demanda creciente que dio como resultado un consumo récord de combustibles fósiles y el consiguiente récord de emisiones de CO2 en 2023. Pero también registró un récord en la generación de energías reno-

Descarga el informe

vables, impulsada sobre todo por la eólica y la solar, cada vez más competitivas.

De este modo, el del año pasado fue un ejercicio récord en cuanto a producción y consumo en todos los ámbitos, con la mayoría de los mercados retomando sus tendencias a largo plazo anteriores a la pandemia, una vez que los problemas de la cadena de suministro que provocó el covid parecen haber quedado definitivamente atrás.

El consumo de petróleo en particular repuntó con fuerza, en gran parte debido a que China relajó sus políticas restrictivas frente al coronavirus. La venta de crudo superó la barrera de los 100 millones de barriles diarios por primera vez en la historia, al tiempo que la demanda de carbón batió el récord del año anterior. La de gas natural, en cambio, se mantuvo estable. Y el consumo de energías renovables creció a un ritmo seis veces superior al de la energía primaria total, hasta el punto de que su cuota en el consumo total de energía primaria alcanzó el 14,6%, un 0,4% más que el año anterior.

En cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero, éstas aumentaron un 2,1%, superando el nivel récord alcanzado el año precedente. Las relacionadas directamente con la energía superaron el nivel de 40 GtCO2eq. (gigatoneladas de dióxido de carbono equivalentes), y las derivadas del uso directo de la energía superaron por primera vez las 35 GtCO2eq.

DEMANDA ESTABLE DE GAS NATURAL

La demanda mundial de gas natural se mantuvo estable en 2023, con un aumento de sólo 1.000 millones de metros cúbicos (1 bcm). Esto no fue suficiente para recuperar las pérdidas registradas en 2022, cuando la demanda global cayó un 0,4% (15 bcm). El gas mantuvo, por tanto, una cuota de en torno al 29% del consumo mundial de combustibles fósiles, si bien su participación en el consumo total de energía primaria ha disminuido un 0,5% desde 2019.

Los precios medios del gas natural en Europa y Asia cayeron un 30% desde sus máximos históricos registrados en 2022. En EE. UU. la caída fue aún mayor, del 60%. Mientras, la producción mundial se mantuvo relativamente estable respecto a 2022, con EE. UU. manteniendo su posición como el mayor productor, con aproximadamente una cuarta parte del suministro de gas mundial.

En Europa, la demanda de gas natural cayó un 7% (34 bcm), hasta registrar su nivel más bajo en casi dos décadas, desde 1994. La producción europea de gas disminuyó también en torno a un 7%, impulsada por los descensos en los principales países productores (Noruega, Reino Unido y Países Bajos).

En el contexto del conflicto bélico en Ucrania, es significativo constatar que, combinando todas las rutas comerciales, ya sea por mar o por gasoducto, la cuota de Rusia en las importaciones de gas de la UE cayó del 45% en 2021 al 24% en 2022, y luego al 15% en 2023 para situarse por detrás de Noruega y EE. UU., como principales suministradores.

La demanda creció en la región Asia-Pacífico casi un 2%, impulsada por los aumentos del 7% por parte de los dos gigantes del continente, China e India.

A escala global, llama la atención el hecho de que las exportaciones de GNL de EE. UU. se hayan disparado en la última década: desde apenas 0,2 bcm en 2013 a 114 bcm en 2023, lo que ha convertido al país norteamericano en el principal proveedor mundial de GNL, por delante de Qatar y Australia en el ranking de 2023. Y, por otro lado, destaca que las cuatro primeras regiones productoras de gas, origen del 85% de la producción (Norteamérica, Rusia y antiguas repúblicas soviéticas, Oriente Medio y Asia-Pacífico) son también responsables del 80% de su consumo.

El comercio internacional de gas ha fluctuado en volúmenes de entre 900 y 1.000 bcm desde 2017, con un pico en 2021 y caídas los dos años siguientes, hasta situarse en 936,9 bcm en 2023.

COMERCIO DE GNL

Las exportaciones de GNL han experimentado un incremento ininterrumpido en la última década, hasta alcanzar el año pasado 549,2 bcm (un 2% más que en 2022), y los EE. UU. han superado a Australia y la región de Oriente Medio para convertirse en su mayor exportador mundial.

El gas natural licuado representa casi el 59% de todo el gas comercializado a nivel mundial, y solamente tres países (los EE. UU., Australia y Catar) acumulan algo más del 60% de las exportaciones totales.

China es el mayor comprador mundial de GNL, con un tercio de sus adquisiciones de gas procedentes de Australia. Le siguen Japón y Corea del Sur. En conjunto, la región de Asia-Pacífico representó el 64% de todas las importaciones de GNL. Por su parte, Europa aumentó sus compras a los EE. UU. en un 6%, mientras que sus importaciones procedentes de la Federación Rusa se mantuvieron relativamente estables, en torno a los 19 bcm (algo más de un 11% del total). Las exportaciones rusas de GNL disminuyeron casi un 2%.

En cuanto al comercio de gas natural por gasoducto, en 2023 siguió disminuyendo, cayendo un 8% respecto al año anterior, y se situó en torno a los 388 bcm. La caída fue más notable (de un 24%) se produjo en la Federación Rusa, cuyas exportaciones se situaron en 95 bcm. En el otro lado de la balanza, las importaciones europeas cayeron un 26%, debido precisamente al fuerte descenso de los suministros procedentes de Rusia.

El balance mundial entre el GNL y el gas natural transportado por gasoducto es ahora casi completamente opuesto al que se daba en 2017, con el segundo representando ahora apenas el 41% del total. Noruega sigue siendo el mayor proveedor de gas por gasoducto para los europeos, mientras que las importaciones procedentes de la Federación Rusa siguieron cayendo (un 42% hasta situarse ligeramente por debajo de los 50 bcm).

Las exportaciones rusas por gasoducto siguieron experimentando un descenso general el año pasado (en torno a un 24%, 30 bcm), que se suma a una caída previa del 62% en 2022. Descensos que se ven solo en parte compensados por sus exportaciones a China (que aumentaron un 45% hasta algo más de 21 bcm) y a otros países de la extinta Unión Soviética (un 53% hasta 7 bcm).

OTRAS FUENTES DE ENERGÍA

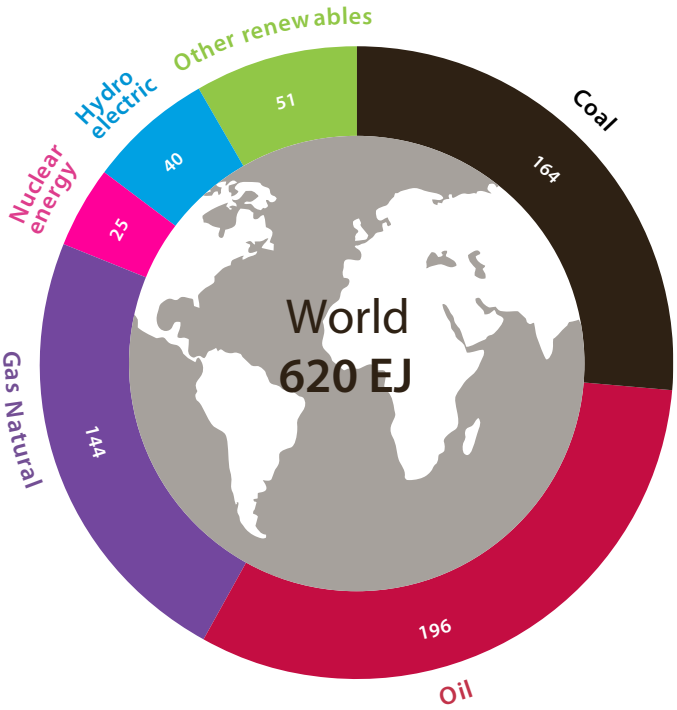
A la hora de analizar el resto de las principales fuentes de energía, el Statistical Review of World Energy reseña, al referirse al petróleo que, aunque los precios del crudo Brent cayeron un 18% en 2023, seguían estando un 29% por encima de los niveles previos al covid. La producción mundial aumentó en 1,8 millones de barriles por día, para alcanzar un nivel récord de 96 millones en 2023, y los EE. UU. se mantuvieron como el mayor productor mundial.

En cuanto al carbón, partiendo de los niveles récord registrados en 2022, los precios cayeron un 46% de media en 2023. La producción mundial alcanzó el nivel más alto de su historia (179 EJ, exajulios), superando el máximo alcanzado el año anterior. La región de Asia-Pacífico representó casi el 80% de la producción mundial, concentrándose la actividad en sólo cuatro países: Australia, China, India e Indonesia.

Por su parte, la generación mundial de electricidad aumentó un 2,5% en 2023 para alcanzar un nivel récord de 29.925 TWh. Mientras que la demanda de electricidad en Asia-Pacífico y Oriente Medio aumentó alrededor de un 5%,

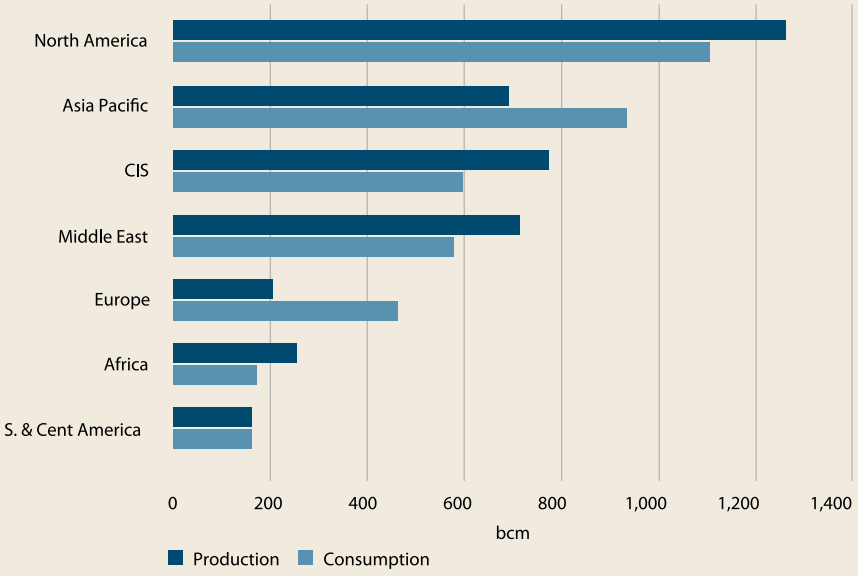
Energía de consumo primaria en 2023

El consumo mundial de energía primaria alcanzó un nuevo récord por segundo año consecutivo.



Producción y consumo de gas natural

La demanda mundial de gas se mantuvo estable en 2023, con un aumento de sólo 1 bcm.



tanto en Europa como en Norteamérica registró caídas (un 2,4% y un 1% respectivamente). El carbón mantuvo su posición como combustible dominante para la generación de electricidad, con una cuota estable en torno al 35%. La cuota del gas natural también se mantuvo estable, en torno al 23%.

La cuota de las energías renovables en la producción eléctrica total pasó del 29% al 30%. Por su parte, la de la energía nuclear se mantuvo estable, en torno al 9%, ya que las nuevas construcciones en China y la puesta en servicio de centrales en Francia y Japón se vieron compensadas por el cierre de la central que quedaba operativa en Alemania.

La capacidad de generación solar y eólica siguió creciendo rápidamente en 2023, superando el récord del año anterior para volver a crecer un 67%. La modalidad solar representó el 75% de la capacidad añadida, siendo China responsable de alrededor de una cuarta parte de este incremento. Europa instaló algo más de 56 GW de energía solar, lo que representa el 16% del total. En cuanto a la eólica, ésta alcanzó un año récord de nuevas construcciones, con más de 115 GW en línea. Casi el 66% de la capacidad añadida correspondió a China, cuya capacidad total instalada es ahora igual a la de Norteamérica y Europa juntas.

En el caso de los biocombustibles, la producción mundial creció más de un 8% en 2023, con los mayores aumentos registrados en EE. UU. (75 mboe/d, miles de barriles equivalentes de petróleo por día) y Brasil (65 mboe/d). Indonesia fue responsable de alrededor del 46% de la producción de la región de Asia-Pacífico, de 422 mboe/d. El reparto de la producción fue de un 54% de biogasolina y un 46% de biodiésel. Los EE. UU., Brasil y Europa fueron responsables de alrededor de tres cuartas partes de todos los biocombustibles consumidos en el mundo.

LOS BIOGASES GANAN PESO EN EL FUTURO ENERGÉTICO DE EUROPA

Un nuevo estudio promovido por la Asociación Europea del Biogás (EBA, por sus siglas en inglés) ha vuelto a poner de relieve el relevante papel que este gas renovable puede jugar en un futuro energético descarbonizado para el Viejo Continente. El trabajo actualiza datos y previsiones de cara a 2030 y 2050, e incorpora un nuevo horizonte temporal en 2040, proporcionando una estimación realista sobre la manera en la que puede seguir desarrollándose la producción de biometano en Europa, que debería alcanzar la cifra de 165 bcm en el ecuador del siglo XXI. Asimismo, el documento pone de manifiesto que España se posiciona como uno de los potenciales líderes en cuanto a la producción de esta fuente de energía renovable.

En 2022, el consorcio europeo **Gas for Climate** —integrado por 11 compañías líderes en el transporte de gas y tres asociaciones de gas renovable— publicó un estudio sobre el potencial de producción de biogás en Europa. Se consideraron no solamente los 27 países miembros de la UE, sino también Noruega, Suiza y Reino Unido. La investigación estableció que todos los socios europeos estarían en disposición de superar el objetivo de 35 bcm (miles de millones de metros cúbicos) para el año 2030, establecido por la Comisión en el plan REPowerEU, hasta alcanzar la cifra de 41 bcm al final de esta década, y 151 bcm en el año 2050.

Para poner estas cifras en perspectiva hay que tener en cuenta que, al cierre del año 2022, la producción anual europea de biogás y biometano alcanzó los 21 bcm, de acuerdo con la última memoria de la **Asociación Europea del Biogás** (EBA, por sus siglas en inglés). Este volumen representó alrededor de un 6% del consumo de gas natural en la UE en ese mismo año, y supuso un incremento del 20% sobre el ejercicio anterior en la producción de gas renovable.

Ahora, un nuevo informe recientemente publicado ("Biogases en 2040 y más allá – Un camino realista y resiliente hacia la neutralidad climática") ha venido a proporcionar una actualización del estudio de Gas for Climate. Se trata de un trabajo llevado a cabo por la firma norteamericana de consultoría **Guidehouse** para la Asociación Europea del Biogás, que muestra un escenario que considera todo el potencial de producción europeo, siempre y cuando se pongan en marcha las medidas necesarias para movilizar todas las fuentes posibles para producir gas de origen renovable.

La principal novedad que aporta este nuevo informe reside en que incorpora los datos más recientes y que ponen al día los potenciales estimados para 2030 y 2050 y en que establece además un plazo intermedio -el año 2040- para proporcionar una estimación más realista sobre la manera en que puede seguir desarrollándose la producción de biometano en Europa.

NUEVAS MATERIAS PRIMAS

Junto a la evaluación de las capacidades de producción del gas, el estudio de la EBA ofrece información adicional sobre nuevas materias primas y tecnologías novedosas capaces de incrementar dicho potencial. Pero para ponerlas en marcha será necesario un entorno político-regulatorio adecuado y estable, que garantice seguridad a los inversores y a toda la cadena de valor del biometano.

Descarga el informe

Dado que ni la metodología ni los presupuestos básicos se han modificado en lo fundamental, la estimación de Guidehouse es, en términos generales, coherente con el trabajo publicado ya por Gas for Climate en 2022. Así, apunta a que la Unión Europea podrá alcanzar en 2030 la cifra de 40 bcm de biometano, y la de 150 en 2050. En el plazo intermedio entre ambas fechas, la producción europea de este gas renovable debería alcanzar los 101 bcm. Y, sumando tres países extracomunitarios (Noruega, Suiza y el Reino Unido), Europa podría producir en el año 2040 hasta 111 bcm de biometano.

Atendiendo a la modalidad de obtención del gas, este potencial incluye un 67% (74 bcm, 68 de los cuales corresponderían a la UE) procedentes de digestión anaeróbica, mientras que el 33% restante (37 bcm, 33 solo en la UE) correspondería a gasificación térmica de biomasa. A su vez, la producción por digestión anaeróbica provendría principalmente de cultivos secuenciales (42%), así como de residuos ganaderos y agrícolas (ambos con un 19%). Por último, las aguas residuales procedentes de la industria contribuirían con otro 12%.

En este apartado de la digestión anaeróbica se ponen de manifiesto algunas diferencias

respecto al estudio previo promovido por Gas for Climate en 2022: el volumen de gas obtenido de los residuos agrícolas, por ejemplo, pasa de 10,1 bcm por año a 10,9 en 2030, y de 16,3 a 18,1 en 2050. En residuos ganaderos, por el contrario, la cifra prevista se reduce de 13,4 bcm/año a 12,4 en 2030, y de 19,1 a 17 en 2050. Estas diferencias se explican básicamente por la corrección de previsiones en cuanto a cosechas y a cabaña ganadera publicadas por la propia Comisión Europea.

AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES

El informe también observa diferencias en el potencial de las aguas residuales procedentes de la industria, que pasan de 4 bcm/año a 3,4 en 2030, y de 11,5 a 11,3 en 2050. La diferencia tiene su origen en este caso en la actualización de datos de Eurostat para los 21 sectores industriales contemplados.

En cuanto a la gasificación térmica, el informe de Guidehouse para la EBA señala que, de los 37 bcm de biogás de este origen previstos para 2040, 33 se obtendrían en los 27 países miembros de la UE. Los residuos de la madera serían en este caso la principal fuente de generación, con un 32%, seguidos de la fracción orgánica de los residuos urbanos (27%) y los residuos forestales (26%).

También se mencionan fuentes de suministro adicionales, tales como cultivos en tierras contaminadas o marginales (terrenos agrícolas no utilizados, abandonados o seriamente degradados), algas marinas y digestatos (material residual tras la digestión anaeróbica de una materia prima biodegradable). Y se menciona asimismo la posibilidad de aplicar nuevas tecnologías, tales como la gasificación hidrotermal o el metano renovable. Además, el gas procedente de vertederos también tiene margen para incrementar su potencial a corto y medio plazo.

Junto a las cifras de producción globales, el trabajo ofrece una panorámica de las capacidades en esta materia de cada uno de los países miembros de la UE (además de los datos referidos a los tres países extracomunitarios citados: Noruega, Suiza y Reino Unido). Y, a este respecto, cabe destacar la relevante posición de España como potencial productor de biogás en sus diversas modalidades en el horizonte de 2040.

POTENCIAL DE ESPAÑA

España se situaría en tercera posición en materia de digestión anaerobia y, junto con Alemania y Francia, sería uno de los tres únicos países en disposición de superar la cifra de 12 bcm de biometano por año. En cuanto a gasificación térmica, se mantiene el mismo ranking, si bien en este caso es un país extracomunitario como Suecia el que encabezaría el listado de principales productores.

Otro dato destacable del informe en lo que se refiere a España es el referido a su potencial a la hora de utilizar las denominadas tierras marginales para la producción de gas renovable, una categoría en la que se sitúa a la cabeza de Europa, con una extensión de 16,8 millones de hectáreas que representan el 49% del terreno agrícola del país. Se trata de extensiones agrícolas en desuso o abandonadas, con un potencial significativo para cultivos destinados a la bioenergía.

La denominación de “tierras marginales” viene dada porque presentan serias limitaciones para la aplicación sostenida de un uso determinado, porque presentan un riesgo de degradación, o porque han perdido parte o toda su capacidad productiva como resultado de una intervención humana inadecuada. El estudio de la EBA señala que pueden sin embargo constituir una nueva fuente de materia prima para la producción de biometano, sin comprometer además la producción ya existente de alimentos o piensos.

Estas tierras marginales pueden tener menores rendimientos por problemas biofísicos y/o climáticos, pero aun así presentan un potencial relevante para la producción de biogás. Darles un uso productivo tiene además una ventaja añadida, como es la posibilidad de aportar también beneficios al suelo y a la biodiversidad, al frenar el proceso de degradación y erosión del terreno.

La gasificación hidrotermal y el gas de vertedero son otras de las nuevas posibilidades de generación en las que el informe apunta a España como uno de los países líderes en Europa. En esta última modalidad, se menciona en concreto la planta de biometano de Can Mata, en Barcelona, como uno de los proyectos pioneros en el ámbito de la UE. ■

FACILITAR LA INYECCIÓN DE BIOMETANO E HIDRÓGENO EN LA RED GASISTA

El pasado 12 de marzo, el Parlamento Europeo respaldó la propuesta de directiva para reducir el consumo de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero del sector de la edificación. Una directiva que marca las directrices para mejorar la eficiencia energética de los edificios y que, en ningún caso, determina la prohibición de la instalación de las calderas de gas, ni establece la obligatoriedad de sustituirlas por bombas de calor u otras alternativas eléctricas. Por el contrario, abre la puerta a la diferenciación entre tipos de combustibles y tecnologías aplicadas en la calefacción, dado que su carácter renovable no está determinado tanto por la tecnología empleada, como por la naturaleza del combustible utilizado.

Por Juan Carlos Giménez

La **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** aprobó, con fecha 30 de abril de 2024, la resolución RDC/DE/004/22, que facilitará los trámites para que los productores de biometano conecten sus instalaciones a la red de gas de forma ágil, transparente y no discriminatoria, contribuyendo así a cumplir los objetivos de descarbonización del sistema de gas natural.

La medida se inscribe en la estrategia medioambiental europea (el plan **REPowerEU**), que incorpora la introducción de gases de origen renovable en el mix energético como elemento que contribuirá a la neutralidad climática en 2050 y a reducir la dependencia de los combustibles fósiles. REPowerEU persigue reducir la dependencia de Europa de los combustibles fósiles rusos, acelerando la transición hacia una energía limpia y uniendo fuerzas para lograr un sistema energético más resiliente y una verdadera "Unión de la Energía". En relación con el biometano, el plan europeo propone impulsar su producción sostenible a 35 bcm para 2030, a partir de residuos orgánicos y residuos forestales y agrícolas.

En el ámbito español, la **Hoja de Ruta del Biogás** —aprobada en marzo de 2022— ha aportado diversas líneas de acción de apoyo a la inversión, y plantea un objetivo mínimo de producción para este recurso de 10,4 TWh anuales en 2030.

Los objetivos europeos se han integrado también en el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030** que, tras actualizar las cifras del alto potencial que presenta España para el desarrollo del biogás, ha duplicado el objetivo de producción de la Hoja de Ruta, hasta los 20 TWh en el año 2030.

El PNIEC se centra en la valorización de residuos agropecuarios, industrias agroalimentarias, municipales o lodos de depuradora para la producción de biogás, a través de dos procedimientos: la generación de electricidad y calor útil —sobre todo para la industria—, por un lado; y la producción de biocombustible

sostenible en movilidad, por otro.

CRITERIO DE PROXIMIDAD

En todo caso, el criterio general que deberá prevalecer será la cercanía entre la producción del biogás y el residuo, garantizando que se maximicen los beneficios medioambientales y las soluciones menos contaminantes. Y para ello es preciso favorecer los procesos de transformación de biogás en biometano, que permitirán que este gas renovable pueda ser inyectado en la red de gas natural más próxima, como de hecho ya ocurre con varias plantas españolas de producción de biometano.

Conectar de manera eficiente las plantas de biometano con la red de gas natural es, pues, un requisito para un aprovechamiento pleno del potencial del biogás, que exige la coordinación entre productores de biometano y operadores de redes para garantizar la seguridad y el uso óptimo de la infraestructura gasista. De ahí la necesidad de un procedimiento de gestión de conexiones común, público y transparente, que agilice estas tareas y garantice la no discriminación y la libre competencia.

Ya desde agosto de 2022, el Real Decreto-ley 14/2022 había establecido un mandato para la CNMC, instándole a aprobar un procedimiento de gestión de este tipo de conexiones, entre las plantas de generación de gases renovables y la red de transporte o distribución de gas convencional. Se requería por tanto una regulación pronta y ágil para sistematizar los procedimientos en esta materia, incluyendo aspectos como el contenido de solicitudes, permisos y contratos, los criterios económicos, los motivos para su denegación o las obligaciones de publicidad y transparencia de la información.

La resolución de la CNMC persigue, en definitiva, estandarizar y homogeneizar la gestión de las conexiones de las plantas de biometano a las redes de gas natural, posibilitando así la conexión de manera transparente y no discriminatoria. Lo cual contribuirá a la agilización de estos proyectos, que son prioritarios para los planes de descarbonización en España.

La iniciativa normativa establece un canal para la tramitación y registro de las solicitudes y los plazos e información que requieren las distintas etapas del proceso de conexión, desde que un agente expresa su posible interés en conectarse a la red de gas natural, hasta que se hace efectiva.

IGUAL TRATAMIENTO AL HIDRÓGENO

Apenas dos semanas después de la aprobación de esta resolución, el Gobierno español se dirigió a la propia CNMC a través del BOE para establecer una serie de orientaciones sobre política energética. Directrices dirigidas fundamentalmente a otorgar al hidrógeno el mismo tratamiento que al biometano a la hora de poder ser inyectado en la actual infraestructura de transporte del gas natural.

Fue concretamente el **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico** el que, con fecha 17 de mayo y a través de una Orden Ministerial, solicitó a la CNMC que modifique su circular, de manera que el proceso para conectar y acceder a la red de transporte del biometano pueda ser replicado en el caso de otros gases renovables con un procedimiento único.

La Orden Ministerial establece medidas de mejora de la eficiencia en el acceso al sistema gasista mediante la incorporación de un nuevo capítulo en torno al procedimiento de conexión. Las medidas concretas que se establecen son las siguientes:

1. Los mecanismos de conexión y acceso deberán maximizar el volumen de biometano inyectado en el sistema gasista, y al tiempo minimizar el coste global de las instalaciones de conexión de las plantas de producción.

2. Se habilitará una plataforma informática gratuita y de acceso abierto, con información actualizada acerca de la capacidad de inyección disponible, tanto por tramos de red de transporte, como por redes de distribución.

3. Se analizarán las zonas con probabilidad de congestión, de manera que se pueda aplicar en ellas mecanismos de concurrencia que ordenen las peticiones de acuerdo con criterios objetivos.

4. El procedimiento de conexión y acceso de los productores de biometano deberá ser equiparable al aplicado en la inyección de otros gases renovables, como es el hidrógeno

verde. Se estudiará además la unificación del procedimiento de acceso y de conexión de todos los gases renovables en un único documento.

5. El procedimiento de conexión y acceso garantizará la máxima seguridad jurídica del promotor que la solicita, otorgando la autorización de conexión un derecho inherente de acceso en el punto de conexión solicitado, que le dé seguridad de tener un caudal inyectable garantizado, salvo caída de la demanda.

6. La tramitación de solicitudes de conexión y acceso deberá ser simple, ágil y transparente, a través procedimientos telemáticos. El calendario de tramitación, los requisitos, los procedimientos y los modelos de documentos deberán ser comunes, al igual que lo serán las causas de denegación de una solicitud.

7. Se garantizará la neutralidad y transparencia en la actuación de los titulares de las redes, evitando posibles conflictos de intereses entre el promotor que solicita la conexión y acceso y el titular de la red. El precio de las tareas realizadas por los titulares de las redes deberá responder estrictamente a los costes reales de mercado.

8. El procedimiento de conexión y acceso considerará potenciales afecciones a la calidad y seguridad de suministro a las infraestructuras gasistas y a determinados consumidores, como centrales de ciclo combinado o el transporte pesado.

9. Para evitar el riesgo de acaparamiento de capacidad, se aplicarán medidas como la solicitud de avales o procedimientos de devolución obligatoria del caudal de inyectable garantizado. Se potenciará el uso óptimo de la capacidad regasificadora existente, penalizando peticiones de capacidad de carácter especulativo, y al mismo tiempo se fomentará el mercado secundario de capacidad.

OPERACIÓN EFICIENTE

Finalmente, y con respecto a los incentivos del gestor técnico del sistema gasista y la afección a su retribución, la CNMC deberá fomentar la operación eficiente de la red a un coste mínimo. Estos incentivos a la retribución del gestor técnico no deberán mermar la seguridad y

calidad del suministro, y garantizarán la neutralidad de su actuación con todos los agentes.

En definitiva, el nuevo procedimiento de gestión de conexiones con la red gasista de plantas de generación de biometano -y, en su caso, de hidrógeno renovable- busca el objetivo de estandarizar y homogeneizar la gestión de dichas conexiones, de manera que sea transparente y no discriminatoria. Y que, en definitiva, contribuya a agilizar unos proyectos que son prioritarios para los planes de descarbonización en España.

De esta forma, se establece un canal para la tramitación y registro de las solicitudes y los plazos e información que requieren las distintas etapas del proceso de conexión: desde que un agente expresa su posible interés en conectarse a la red de gas natural, hasta que la conexión se hace efectiva.

El objetivo del nuevo procedimiento no es otro que lograr que se facilite la tramitación de las conexiones de las plantas de producción de gas renovable, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos de descarbonización del sector gasista.

CONTADORES INTELIGENTES PARA EL GAS NATURAL

Al igual que ocurriera anteriormente con la electricidad, el proceso de implantación de los llamados “contadores inteligentes” para el consumo de gas natural en España ha dado el pistoletazo de salida con el establecimiento oficial del precio del alquiler de estos equipos. Se trata de sustituir 5,7 millones de equipos, una tarea que se prolongará necesariamente durante varios años y que permitirá a los clientes domésticos beneficiarse de ventajas como evitar la lectura presencial y una mayor privacidad y seguridad, entre otros.

Por Juan Carlos Giménez

Contador inteligente

Los contadores inteligentes son dispositivos digitales que miden y registran el consumo de electricidad, gas o agua en tiempo real, y transmiten la información a las empresas distribuidoras. Frente a la tradicional visita a domicilio del inspector de turno, la medición inteligente proporciona datos de consumo precisos y actualizados, que permiten supervisar y gestionar el uso de energía de manera más eficaz. Constituyen, pues, una herramienta esencial para lograr una red inteligente que, a través de la tecnología digital, mejora la fiabilidad, eficiencia y sostenibilidad del sistema.

En España, el precedente más inmediato ha sido la sustitución de los contadores analógicos de las compañías eléctricas, un proceso que se puso en marcha en 2007 y se ha alargado durante más de una década debido al número masivo de conexiones (más de 30 millones de puntos de suministro en todo el país). Las distribuidoras de gas natural habían reclamado también un plan de renovación similar, si bien aquel proceso fue largo y se prorrogó en varias ocasiones, hasta el punto de que en 2015 solo se habían sustituido la mitad de los equipos. En la actualidad, los contadores eléctricos inteligentes superan ya el 99% del total.

En el caso del suministro de gas natural, el cambio afecta a 5,7 millones de equipos de lectura; una operación que durará varios años - dado el importante número de contadores a sustituir - y cuyo plazo definitivo vendrá determinado por la orden ministerial que establecerá las bases definitivas para su despliegue.

La operación de sustitución masiva de los contadores de consumo de gas analógicos por equipos con tecnología digital se ha venido estudiando en España desde hace más de una década. A instancias del Gobierno, la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** ha elaborado, desde el año 2011, diversos informes acerca de los costes y los beneficios de la sustitución. En el primero de estos trabajos se proponía una estrategia muy cauta, de “esperar y ver” el resultado de la experiencia en los países pioneros a la hora de implantar los contadores inteligentes para el gas.

RENTABILIDAD DEL CAMBIO

Inicialmente, la Comisión reiteró sus reservas en cuanto a que la medida podría no resultar rentable para el sistema, dado que la normativa exigía que no se incrementasen los costes a repercutir en los consumidores finales. Con este criterio, la operación se mantuvo prácticamente paralizada hasta el año 2021, cuando la propia CNMC constató que estaba próxima la fecha en que buena parte de los contadores analógicos requerían ser sustituidos.

Y es que, en efecto, de acuerdo con los datos de las compañías distribuidoras, un 72% de los contadores convencionales había superado su vida útil en 2020 o la iba a superar antes de 2028. Un dato que modificaba sustancialmente el análisis del coste-beneficio de toda la operación.

Partiendo de este escenario, el **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico** solicitó a la CNMC un cálculo real del coste del alquiler de los contadores inteligentes y la respuesta final la ha dado la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC con fecha 4 de abril, al aprobar una resolución en la que establecía el precio del alquiler de los futuros contadores inteligentes de gas natural para clientes domésticos. La resolución se publicó en el BOE el pasado 16 de abril.

PRECIO TRANSITORIO

En concreto, la propuesta fija un coste del alquiler de 1,10 euros al mes (13,22 euros al año), un precio transitorio puesto que podrá ser revisado por el Gobierno antes de su aprobación definitiva. El coste de la instalación del nuevo equipo no se podrá repercutir en ningún caso en el cliente, siguiendo la doctrina del Tribunal Supremo, que ha determinado que no se puede imputar al consumidor o usuario final el coste de cambiar el contador de gas, ni tan siquiera en aquellos casos en los que haya evidencia de que el dispositivo ha sido manipulado.

Además de la jurisprudencia del Alto Tribunal, el Real Decreto 1434/2002 que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, dispone que, en el caso de los consumidores domésticos, las empresas distribuidoras están obligadas a poner a su disposición equipos de medida para su alquiler. Y que, tanto si son propiedad del consumidor como si son de alquiler, procederán a su instalación sin que puedan exigir cantidad alguna por ello.

Detalle

A partir de aquí, queda en manos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el impulso definitivo de la operación, a través de una futura orden ministerial que establezca un plan de desarrollo de implantación y las especificaciones mínimas que deberán cumplir los nuevos contadores.

COSTES UNITARIOS

Para establecer la tarifa se han tenido en cuenta los costes unitarios de inversión en equipos, el contador digital, la plataforma sectorial y de comunicaciones, la batería (que deberá reemplazarse cada 10 años), así como posibles fallos que obliguen a cambiar o a reparar los equipos.

Al mismo tiempo, la CNMC ha calculado en 2,40 euros al año el ahorro unitario que supone la lectura remota y la reducción de mermas. La tarifa de alquiler propuesta debería compensar por el resto de los costes inherentes al cambio a los nuevos contadores. En concreto, la estimación realizada por la CNMC ha establecido la siguiente cuantía de gastos para las compañías gasistas por los diferentes conceptos: 70 euros por el contador inteligente; 5,36 euros derivados de la plataforma digital; 3 euros por la tarjeta SIM de comunicaciones; y 17 euros por la batería. Por todo ello, se reconocerá a las empresas una tasa de retribución financiera del 5,83%.

En la memoria justificativa de su resolución, la propia Comisión precisa que el precio transitorio del alquiler de contadores inteligentes se ha calculado de manera que su implementación suponga un impacto nulo para los distribuidores. Una tarifa que debe permitir "que los flujos de caja de los operadores durante la vida útil del contador, descontados a la tasa de retribución financiera fijada, den como resultado un valor actual neto de la inversión igual a cero".

La tarifa establecida de 13,22 euros/año, o 1,10 euros/mes, podrá ser revisada una vez se apruebe por el Ministerio la orden ministerial que ponga definitivamente en marcha todo el proceso de cambio hacia los nuevos contadores inteligentes para consumidores domésticos de gas natural.

BENEFICIOS

En cuanto a las ventajas que pueden aportar los nuevos contadores digitales evitarán las lecturas presenciales, reducirán las mermas, podrán detectar más rápidamente los posibles fraudes, y proporcionar mayor privacidad y seguridad para el cliente final, al no requerirse el acceso de un operario a la vivienda para efectuar la lectura de los datos de consumo.

En todo caso, la propia CNMC ha puesto de manifiesto los beneficios del cambio de los contadores de gas analógicos a los digitales, situándolos en el contexto actual de los compromisos de descarbonización del sector de gas natural y reducción del consumo energético europeo.