

El potencial para la generación y el consumo de biometano en España

José Ignacio Linares

Director de la Cátedra Fundación Repsol de Transición Energética,
ETS ICAI, Universidad Pontificia Comillas

1. Introducción

El biogás es un gas renovable que se produce a partir de la digestión anaeróbica de residuos orgánicos. Es decir, se genera por la descomposición de la materia orgánica en ausencia de oxígeno. La composición de dicho gas es principalmente metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), con una serie de impurezas, algunas ácidas, en pequeñas proporciones. La composición de los compuestos principales oscila entre el 50 % y el 65 % para el metano y el 45 % al 30 % para el dióxido de carbono. Una vez retiradas las impurezas, el biogás se puede emplear localmente como combustible, ya sea directamente en calderas o bien en motores de cogeneración para producir electricidad y calor, constituyendo esto la forma tradicional de explotación, tanto en España como en Europa. Sin embargo, la necesidad de descarbonización ha creado nuevas oportunidades: si se retira el CO_2 (proceso denominado enriquecimiento) se logra tener un gas que principalmente es metano, indistinguible del gas natural, y que se conoce como biometano. El biometano puede ser inyectado en la red de gas natural y

comercializado a nivel nacional o internacional mediante certificados de garantías de origen, como la electricidad renovable.¹

La materia orgánica que se puede emplear para producir el biogás es muy diversa, e incluye la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU), los lodos de depuradora, residuos de industrias agroalimentarias (centrales lecheras, mataderos, mercados centrales...), cultivos intermedios, residuos agrícolas y forestales... Incluso se puede aprovechar el biogás que de forma natural se genera en los vertederos, y que por seguridad es preciso retirar (desgasificación de vertederos). Salvo la FORSU, el gas de vertedero y los lodos de depuradora, la materia prima se encuentra muy distribuida en el territorio, lo que supone unos mayores costes logísticos que en aquella que se encuentra concentrada. Por otra parte, la tipología de la materia prima permite dar al negocio del biometano un carácter circular, pudiendo entenderse como una gestión de los residuos orgánicos, que a su vez permite un aprovechamiento energético.

Aunque el biometano es el producto principal del negocio, existe otro subproducto que con el tiempo irá cobrando gran interés: el CO₂ que se retira en el proceso de enriquecimiento. Dicho CO₂ es biogénico, es decir, que en la escala temporal actual (unos pocos años) ha pasado de la atmósfera a las plantas por la fotosíntesis, convirtiéndose posteriormente en biogás directamente o bien indirectamente a través del alimento para otros seres vivos. Esto hace que cuando ese CO₂ se separa del biogás y se libera de nuevo a la atmósfera, su efecto sea neutro, pues ya estaba en ella en el mismo marco temporal. Por el contrario, el CO₂ procedente de los combustibles fósiles fue capturado del ambiente hace millones de años, con una atmósfera diferente, resultando una adición neta cuando es liberado en el momento actual. Por tanto, en el proceso de enriquecimiento se puede liberar el CO₂, ya que no causaría efecto invernadero, o bien se puede comercializar para la fabricación de combustibles sintéticos (*e-fuels*) o incluso depositar en acuíferos salinos profundos, generando emisiones negativas, ya que en ese momento se estaría retirando CO₂ del ambiente. En el caso de que el CO₂ se reutilice se habla de CCU (captura y uso de carbono), mientras que el almacenamiento geológico es referido como CCS (captura y almacenamiento de carbono).

2. De problema medioambiental a recurso energético

Los residuos orgánicos, una materia prima para la producción de biogás, requieren un tratamiento para reducir su impacto ambiental. La digestión anaeróbica constituye un tratamiento eficiente de los mismos, generando *biogás* y *digestato*. El digestato es un resto con componente sólida y líquida que tras ser tratado y estabilizado puede emplearse como abono o enmienda orgánica para cultivos. En el digestato se concentran gran cantidad de nutrientes (principalmente nitrógeno, fósforo y potasio, NPK), lo que obliga a conocer con precisión la composición del suelo donde se vaya a emplear este abono para saber si lo admite, ya que

¹ Los certificados de garantía de origen son documentos expedidos por una entidad de verificación que acreditan que se ha inyectado en la red 1 MWh de gas renovable, de modo que el consumidor pueda conocer el origen renovable de su energía térmica.

las concentraciones de los mismos no deben exceder de unos ciertos valores. Es por ello que, aunque el digestato tiene un gran potencial como abono orgánico, en ocasiones puede requerir su transporte a otras zonas para poder emplearlo, lo que aumenta su huella de carbono al no poder usarlo localmente.

Pese a la necesidad de la gestión del digestato, la digestión anaerobia se perfila como una manera eficaz de tratar los residuos orgánicos, ya que reduce su volumen y genera un producto de alto valor energético, que puede llegar a ser un sustituto sin restricción alguna del gas natural. En el caso de purines ganaderos, su rápido transporte al digestor permite reducir el tiempo de estancia en las balsas de almacenaje, lo que a su vez reduce la emisión directa del biogás que se forma de manera natural al ambiente. De ese biogás, aunque el CO_2 sea biogénico, el metano resulta un poderoso gas de efecto invernadero, con un potencial de calentamiento global entre 25 y 30 veces superior al CO_2 fósil. De ahí que a menudo se plantee que el biogás procedente de purines puede alcanzar emisiones negativas, en tanto que ha evitado (o al menos reducido sustancialmente) la emisión al ambiente del metano de las balsas.

Otro ejemplo de la contribución del biogás a la gestión de residuos se tiene en los lodos de depuradora. Su producción en el proceso de depuración del agua requiere darles un tratamiento, siendo de nuevo muy eficaz la digestión anaeróbica que los reduce a digestato y biogás. Ese biogás tradicionalmente era aprovechado localmente quemándolo en un motor de cogeneración para mantener la temperatura del digestor con la recuperación de su calor residual y producir electricidad.

3. De la explotación tradicional a los nuevos mercados

La explotación tradicional del biogás en España se deriva del Régimen Especial aplicable a la cogeneración y a la generación eléctrica renovable. Es decir, se trataba de plantas que, una vez retiradas las impurezas, quemaban localmente el biogás en un motor alternativo o una turbina de gas para producir energía eléctrica que exportaban a la red (generación eléctrica pura). En el caso de que recuperasen el calor residual para usos térmicos locales, la instalación se convertía en una cogeneración. El problema de este tipo de aprovechamiento es su elevado coste de inversión, lo que los hace muy dependiente del marco regulatorio. Los problemas regulatorios a los que se ha enfrentado la cogeneración (problemas de actualización adecuada del régimen retributivo) han hecho que se perdiera el interés por este tipo de plantas.

En Europa la visión fue diferente. En lugar de centrar todo en la generación eléctrica desde biogás se optó por el enriquecimiento (retirada del CO_2), inyectando el biometano generado en la red de gas natural. Esto ha permitido que en países como Dinamarca el biometano satisfaga más del 30 % del consumo de gas. En efecto, Dinamarca comenzó también con el modelo de generación eléctrica local a partir de biogás en el siglo pasado, pero a partir de 2012 el gobierno apostó por una política de subvenciones a la producción de biometano para garantizar precios a largo plazo, lo que animó a los inversores. El éxito ha sido tal que la Unión Europea considera el biometano como un elemento clave en la

descarbonización, pasando a jugar un papel relevante en la seguridad de suministro, como se puso de manifiesto a raíz de la guerra de Ucrania, tal como se recoge en el plan REPower EU. Dicho plan pone un objetivo a España de 45 TWh para 2030, que representa más del doble de la previsión del PNIEC (20 TWh).

Según datos de la Asociación Europea del Biogás (EBA), la producción de biogás y biometano alcanzó en Europa los 244 TWh en 2023, habiendo crecido más de un 5 % respecto a 2022. Eso representa más del consumo total de gas natural de países como Bélgica, Dinamarca e Irlanda combinados, sumando más del 6,7 % del consumo total de la UE en 2023. Alemania lideró la producción combinada de biogás y biometano (100 TWh), seguida de Italia (33 TWh), Reino Unido (29 TWh) y Francia (17 TWh). Se observa que un número creciente de países produjo más biometano que biogás, entre ellos Francia, Dinamarca, Países Bajos, Suecia, Noruega y Estonia. Poniendo el foco en el biometano, su producción creció un 18 % a nivel europeo, alcanzando los 54 TWh en 2023. Destaca especialmente el caso de Dinamarca y Suecia, ambos encaminados a poder reemplazar íntegramente el gas natural por biometano (Dinamarca alcanzó en septiembre de 2024 una producción equivalente al 37,5 % de su consumo de gas). Si se consideran conjuntamente el biogás y el biometano, los sustratos agroalimentarios representan el 69 % de la producción, seguidos de la FORSU (11 %). Si se considera sólo la producción de biogás, el sustrato principal es el gas de vertedero.

La situación en España del mercado del biometano es aún de desarrollo, aunque con un crecimiento sostenido. A fines de 2022 había operativas 5 plantas, que han pasado a 11 hasta septiembre de 2023. Se estima que la producción total de biometano alcanzó 252 GWh en 2023, si bien muchas de las nuevas plantas comenzaron a producir a finales del año.

La producción de biometano requiere la separación del CO₂ (enriquecimiento), lo que supone un coste de unos 12 €/MWh para una planta de 50 GWh anuales (tamaño medio actual en España) dada la elevada concentración del mismo en el biogás. Seguidamente el biometano se inyecta a la red de gas a un coste medio de unos 6 €/MWh que incluye la preparación del gas (compresión, odorización, medida y control de calidad) y la infraestructura necesaria. Ciertamente, se requiere de un punto de conexión a una red adecuada, es decir, con consumo aguas abajo suficiente como para absorber la inyección. Cuando esto no es posible se puede recurrir a plantas locales de licuefacción, exportando biometano licuado, de alto valor para combustible de camiones y autobuses de gas natural, cada vez más frecuentes.

Una vez el biometano en la red, puede recuperarse en el punto final de consumo *redimiendo* el certificado de garantía de origen, al igual que se hace con la electricidad renovable. El primer certificado de garantía de origen en España lo emitió Enagas en marzo de 2023. Cada certificado representa 1 MWh de gas renovable, y permite contabilizar la energía inyectada y redimida, de forma regulada.

Los factores anteriores han hecho del biometano un valor atractivo para las inversiones. Según la EBA, las previsiones en 2024 para Europa son de una inversión de 24.500 millones de euros hasta 2030, lo que suponen 8.000 millones más de las expectativas de 2023. España está en la sexta posición, con una inversión de 1.500 millones (desde los 948 millones esperados en 2023). Un aspecto importante es que se destinarán, a nivel europeo, 800 millones de

euros a la reconversión de plantas de biogás a biometano, dejando clara la tendencia hacia el nuevo modelo de negocio. A modo de ejemplo, Goldman Sachs AM captó en 2023 más de 4.000 millones de euros para inversiones en transición energética, de los que más de la mitad los dedicará a plantas de biometano.

4. Fuentes de producción de biometano

Como se ha mencionado previamente, las fuentes (*sustratos*) de materia orgánica para producir biogás son diversas: residuos agrícolas y forestales, purines, cultivos intermedios (cultivos sin valor comercial plantados entre dos cultivos comerciales en rotación para regenerar el suelo), residuos de industrias agropecuarias, fracción orgánica de residuos sólidos urbanos, lodos de depuradora e incluso biogás naturalmente producido procedente de la desgasificación de vertederos. En este último caso, el digestor es el propio vertedero.

El tipo de sustrato determina la concentración en metano del biogás, así como el coste de producción del mismo, que puede variar desde los 7 €/MWh del gas de vertedero a los 63 €/MWh de los purines, cultivos intermedios y residuos forestales, pasando por los 45 €/MWh de los residuos agrícolas y de la industria agropecuaria o los 32 de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y los lodos de depuradora. Como se ve, el biogás producido a partir de los residuos de origen urbano (gas de vertedero, FORSU y lodos de depuradora) es el más económico, principalmente porque los costes de recolección ya están asumidos. Sin embargo, dado que este tipo de residuos son de gestión municipal, no despiertan gran interés entre los inversores, pues su explotación suele adjudicarse a grandes empresas especializadas.

Desde el punto de vista del potencial energético, Sedigas lo ha estimado en 163 TWh anuales, siendo la mayor cantidad (59 TWh) de cultivos intermedios, seguido de los residuos forestales (28 TWh) y agrícolas (25 TWh), así como purines (25 TWh). El resto de sustratos tiene menor potencial, destacando el gas de vertedero con 9 TWh y la FORSU con 8 TWh, quedando los residuos de industrias agropecuarias con 6 TWh y los lodos de depuradora con 3 TWh. Cabe destacar que no hay tradición en España del empleo de cultivos intermedios, por lo que el potencial de dicho sustrato se vería sensiblemente reducido. Teniendo esto en cuenta, el potencial razonable sería de unos 116 TWh.

Las cifras anteriores representan el potencial máximo. Aunque el biometano está despertando el interés de los inversores, su desarrollo en España se ve ralentizado principalmente por la *permisología*, que supone una media de dos años en la tramitación de los proyectos. Actualmente hay 11 plantas en explotación (455 GWh), con un tamaño medio de 45,5 GWh. La proyección de este negocio se puede ver en que hay 22 plantas en construcción (1.150 GWh) con un tamaño medio de 52 GWh y 79 plantas en proyecto (más de 3.200 GWh), con un tamaño medio ya de 73,6 GWh. Como se ve, aunque todas estas plantas estuviesen operativas no se llegaría ni al 3 % del potencial máximo estimado por Sedigas (o el 4 % contando una implantación realista de los cultivos intermedios).

La Figura 1 muestra cómo se reparte el potencial de producción de biometano por comunidades autónomas en España. Por sustratos, los residuos forestales destacan en Castilla y León, mientras que los purines lo hacen en Cataluña, seguidos a cierta distancia por Castilla y León y Galicia, presentando valores menores y similares entre sí Andalucía, Castilla la Mancha, Aragón y Extremadura. En cuanto a los residuos agrícolas, el mayor potencial lo tienen Castilla y León, Andalucía y Castilla la Mancha, con valores menores y similares entre sí para Aragón, Cataluña y Extremadura. La Figura 2 representa el potencial de plantas (2.326) por comunidades autónomas.

Figura 1.
Reparto del potencial de producción de biometano en España (163 TWh/año)
 Fuente: elaboración propia a partir de datos de Sedigas.

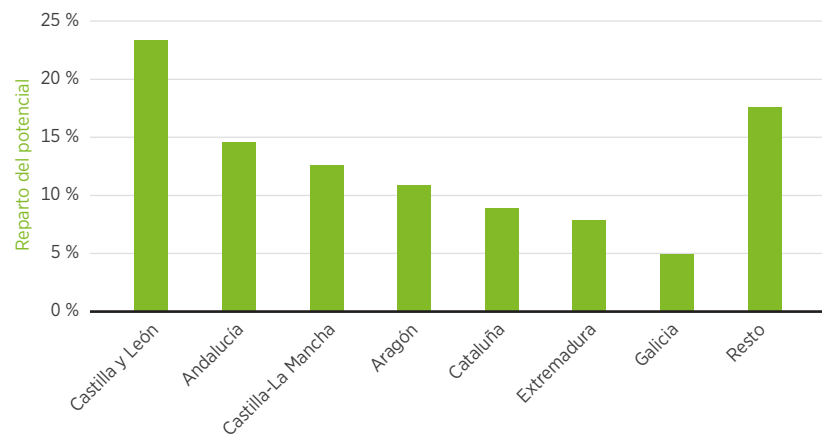
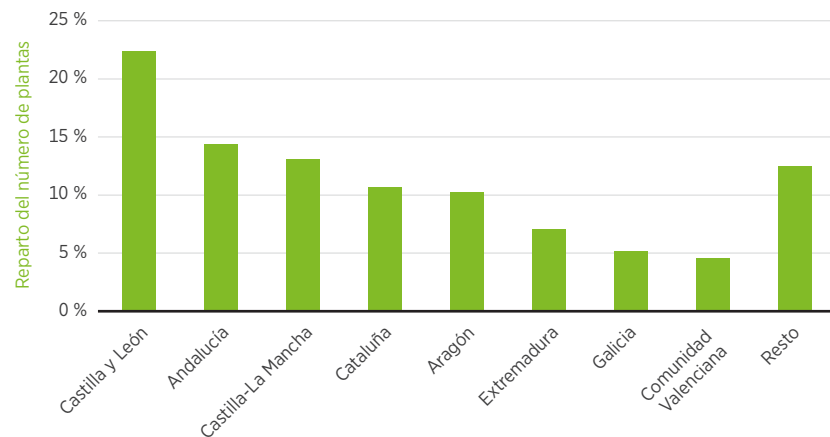


Figura 2.
Reparto del potencial del número de plantas de producción de biometano en España (2.326)
 Fuente: elaboración propia a partir de datos de Sedigas.



5. Costes del biometano

A los costes del sustrato, previamente comentados, es preciso añadir los del enriquecimiento (12 €/MWh para un tamaño medio) e inyección (6 €/MWh). Con eso el coste del biometano se puede ir desde los 26 €/MWh si sólo se emplea gas de vertedero a unos 72 €/MWh con un mix de sustratos correspondiente al potencial previsto. A esos costes hay que añadirles el coste del certificado de garantía de origen y el de la prueba de sostenibilidad, pudiendo alcanzar el biometano finalmente unos 80 €/MWh.

Llegados a este punto, es importante diferenciar entre el certificado de garantía de origen y las pruebas de sostenibilidad. El primero es una garantía de que se ha inyectado en la red 1 MWh de gas renovable, con objeto de controlar el flujo de inyección/redención. Tiene valor sólo a efectos de justificar que el consumidor está comprando energía renovable térmica. Sin embargo, la garantía de origen no constituye una herramienta para verificar la trazabilidad de la sostenibilidad del gas renovable. Eso sí lo aporta la prueba de sostenibilidad, que acredita una evaluación de los criterios previstos en las directivas europeas RED. Tal acreditación permite comercializar el biometano en los mercados europeos, aportándole mayor valor añadido. En España, por el momento, no está implantada la prueba de sostenibilidad, aunque el IDAE ha desarrollado una calculadora de reducción de emisiones que permite una autoevaluación.

En cuanto a la comparativa de costes con la opción fósil, el gas natural, depende del mercado de derechos de emisión. En este sentido, para un precio del CO₂ de 100 €/t la tasa que se le impone al gas natural es de 18 €/MWh. Es decir, el biometano de sustratos municipales (por debajo de los 32 €/MWh) resulta ya competitivo con un gas natural a 36 €/MWh y unos derechos de emisión a 80 €/t. Sin embargo, para un biogás de purines (63 €/MWh), se requiere que el gas natural esté a 67 €/MWh, con la misma tasa de CO₂, para alcanzar la paridad. Esos precios del gas no son descabellados para gas natural licuado, tal como ocurre ahora con la reducción de gas por gasoducto por parte de Argelia, y las tensiones geopolíticas existentes. Finalmente, un aspecto importante a considerar es que, aunque el biometano pueda resultar caro utilizando ciertos sustratos, es una medida que permite gestionar residuos revalorizándolos como energía y reduciendo las emisiones de metano, por lo que sería deseable una política de ayudas para extender su uso.

La implantación de las pruebas de sostenibilidad en España permitiría acceder a mercados de alto valor añadido, ya sea en sectores de obligado cumplimiento (transporte) o en mercados voluntarios, donde empresas importantes buscan una distinción medioambiental respecto a sus competidoras. En la medida en que se puedan acceder a estos mercados el biometano dejaría de requerir ayudas gubernamentales para alcanzar la viabilidad por sí mismo. Un ejemplo claro de las pruebas de sostenibilidad podría ser la verificación de las emisiones negativas propias del biometano procedente de purines, al reducir las emisiones de metano de las balsas, tal como se ha dicho previamente.

6. Barreras

Pese al gran atractivo del biometano, no está exento de problemas, tanto técnicos como económicos e incluso sociales. Desde el punto de vista técnico, es fundamental tener garantizada la provisión del suministro del sustrato. En este sentido, se ha procurado un flujo continuo todo el año del mismo. Esto puede ser un problema en sustratos de carácter estacional, como residuos agrícolas o cultivos intermedios, que deben recurrir a técnicas de ensilado para garantizar la estabilidad del suministro. En cambio, sustratos cuya generación sea uniforme durante el año facilitan el proceso productivo (basura, purines, industrias agropecuarias como mataderos o merados centrales, depuradoras...). La co-digestión de diversos sustratos, lo que suele llamarse *receta*, facilita también la logística del aprovisionamiento. Es preciso tener en cuenta que el diseño del digestor se hace a medida del sustrato, no siendo viables alteraciones demasiado grandes en la receta.

Otro aspecto técnico ya comentado es la gestión del digestato, ya que no siempre es posible emplearlo como fertilizante en proximidad, que es la solución ideal. Aunque su volumen es menor que el del residuo original, es preciso tratarlo adecuadamente, siendo necesario en ocasiones enviarlo a un gestor de residuos, lo que introduce nuevos costes de operación. Finalmente, se requiere la disponibilidad de una línea de evacuación para el biometano, con capacidad de absorción aguas abajo.

No obstante, ya existe la tecnología de flujo inverso, que permite inyectar en la red aguas arriba. Nedgia ha sido la primera distribuidora en poner en marcha una instalación de este tipo en el vertedero controlado de Capellades (Barcelona), permitiendo llevar el biometano desde la red de distribución a la de transporte secundario. En caso de ausencia de punto de red, es preciso licuar el gas para su traslado en camiones, lo que es una nueva fuente de costes.

Desde el punto de vista económico es conveniente establecer contratos a largo plazo tanto con los suministradores de los sustratos como con los clientes del biometano, especialmente si se emplean sustratos caros. Es importante asegurarse un cliente que pueda valorizar el sobreprecio de emplear un gas renovable en su producto. La existencia de ambos tipos de contratos facilita la *bancabilidad* del proyecto, asegurándose así la financiación de la inversión. Otro aspecto de capital importancia es el conjunto de autorizaciones administrativas por las que debe pasar un proyecto de este tipo, que incluyen normativas locales, regionales y estatales, y que afectan incluso a diversos sectores de la misma Administración (Agricultura, Industria, Urbanismo...). Todos estos trámites administrativos suponen, como mínimo, dos años de espera para poder ejecutar el proyecto.

Finalmente, los aspectos sociales también pueden afectar negativamente a la implantación de un proyecto. Es frecuente encontrar oposición vecinal a una planta de biometano, normalmente por desconocimiento, y muchas veces por falta de comunicación por parte del promotor. Las quejas de los vecinos a menudo tienen que ver con los olores y el trasiego de camiones para abastecer de sustrato a la planta. El primer aspecto se ha de controlar con las medidas tecnológicas adecuadas, que existen y han de implementarse correctamente; el

segundo con la gestión de infraestructuras necesarias para reducir las molestias al mínimo. Obviamente, un buen plan de comunicación es siempre importante, implicando a la comunidad local desde el principio. En este sentido, hacer hincapié en que se trata de una gestión eficaz de los residuos, y circunscribirlo al residuo local facilita las cosas. En este punto es donde cobra especial importancia el aprovechamiento de los recursos urbanos (gas de vertedero, FORSU y lodos de depuradoras), dado que ese tipo de plantas se perciben como necesarias y su presencia ya es aceptada por la población.

7. Oportunidades

La existencia de las barreras previamente comentadas podría poner en duda la conveniencia de ejecutar proyectos de este tipo. Sin embargo, es preciso sopesar también las oportunidades que abren. En este sentido, la producción de biometano queda perfectamente incardinada como solución al denominado trinomio energético: sostenibilidad medioambiental, asequibilidad y seguridad en el suministro.

La sostenibilidad ambiental se logra al ser la digestión anaeróbica una técnica que permite tratar los residuos orgánicos, reduciendo su volumen y produciendo un gas renovable que permite la *desfosilización* de la economía. En este sentido permite aunar la economía circular con la transición energética. El vértice del trinomio energético relativo a la asequibilidad se pone de manifiesto en el aprovechamiento de las infraestructuras existentes, tanto a nivel de distribución como de usuarios finales, dado que los equipos que actualmente queman gas natural pueden pasar a quemar biometano sin requerir ningún cambio o adaptación, permitiendo al usuario final descarbonizarse (o más exactamente desfosilizarse sin prescindir del carbono, al ser la emisión de CO₂ generada neutra, por ser el CO₂ de origen biológico).

Por último, el vértice de la seguridad en el suministro queda resuelto al ser el biometano una energía autóctona, valor que se le reconoció en el plan REPower EU de la Unión Europea como respuesta a la guerra de Ucrania, al asignar al biometano un papel crucial en la reducción de la dependencia del gas ruso.

Aunque los costes del biometano que se obtienen de algunos sustratos son mayores que los del gas natural en condiciones normales, dado que la producción es autóctona resulta fácil establecer contratos de largo plazo entre los generadores de sustrato y los usuarios del biometano para garantizar una estabilidad de precios. Por otra parte, la presión hacia la descarbonización, ya sea de forma obligatoria (directivas europeas) como voluntaria (por prestigio de marca), introduce un plus de valor que poco a poco logrará vencer el diferencial con el gas fósil. Por ejemplo, en Madrid, donde la mayor parte de la flota de autobuses es de gas natural, existe ya una línea (la C1), que es alimentada íntegramente con biometano producido a partir de la FORSU tratada en el complejo de Valdemingómez. Se trata de 20 autobuses que dan servicio a 4,4 millones de viajeros al año y que recorren 1 millón de kilómetros. Dado que el consumo anual sería de unos 6,5 GWh y la producción de Valdemingómez es de 180 GWh, está previsto aumentar esta solución a otras líneas.

8. Evolución hacia otros productos

Como se ha mencionado, el biometano puede jugar un papel relevante en el transporte pesado por carretera o incluso marítimo, una vez se desarrollen las pruebas de sostenibilidad. Otro mercado de alto interés es el relativo a la fabricación de combustibles sintéticos o materias primas descarbonizadas, como el metanol. Independientemente de que en ambos casos se pueda partir del biometano, también se requiere CO₂ biogénico. Como incentivo para acelerar el desarrollo de estos productos, se permite transitoriamente el uso de CO₂ fósil capturado de procesos industriales, terminando esta posibilidad en todo caso en 2040. A partir de ahí será ya necesario emplear CO₂ biogénico, que se puede obtener de plantas de combustión de biomasa o del enriquecimiento de plantas de biogás.

El CO₂ es fácil de licuar, existiendo ya productos comerciales que combinan la unidad de enriquecimiento con una de licuefacción para poder exportar el CO₂ de forma líquida, en camión. Esta vía es válida para volúmenes de tamaño pequeño y medio, hasta que se haya desarrollado una red de gasoductos de CO₂ (*ceodosductos*), adecuada ya para un mercado completo. A nivel europeo se va hablando ya de este tipo de redes, como la terminal que está prevista en el puerto de Rotterdam, destino de este tipo de redes desde diversos puntos cercanos que permite la inyección hacia los almacenamientos geológicos del Mar del Norte (CCS), aunque también hay previstas otras para CCU.

El CO₂ como producto también tiene otro posible uso, y es la llamada *bioenergía con captura y almacenamiento de carbono* (BECCS). En efecto, si el CO₂ una vez capturado en el proceso de enriquecimiento se almacena geológicamente se generan emisiones negativas, tal como se ha comentado antes, que podrían derivar en créditos de carbono comercializables. En este sentido, si bien en España no existen pozos de petróleo o gas agotados para realizar tal almacenamiento, si se da un potencial muy elevado (21 Gt) en acuíferos salinos profundos, donde el CO₂ inyectado se aloja en las rocas permeables que contenían agua salada inicialmente, desplazando ésta.

Finalmente, el biometano se puede emplear no sólo para reemplazar al gas natural como combustible, sino como materia prima. Una aplicación que resulta especialmente interesante se encuentra en la producción de hidrógeno renovable. Actualmente España produce unas 600.000 toneladas de hidrógeno, todas a partir de gas natural (hidrógeno *gris*), principalmente mediante el reformado con vapor (SMR). Hace unos años Repsol ya hizo una prueba piloto en la refinería de Cartagena reemplazando el gas natural por biometano, demostrando que el proceso era perfectamente viable. Como el CO₂ que se liberaría en el proceso es biogénico, se estaría produciendo un hidrógeno neutro en carbono, renovable, empleando infraestructura existente y sin necesidad de sobrecargar la red eléctrica con electrolizadores. El objetivo del PNIEC para el hidrógeno renovable de tipo electrolítico es de 12 GW de potencia de electrolizadores, con lo que se conseguirían 1.2 millones de toneladas de hidrógeno. Conseguir esa producción mediante SMR alimentado con biometano requeriría 60 TWh. No se trata de sustituir los electrolizadores por plantas SMR, pero es evidente que hay capacidad para que el biometano pueda apoyar a la electrólisis.

Un aspecto interesante de la producción de hidrógeno por SMR de biometano radica en el carácter biogénico del CO_2 emitido. Aunque en España no se captura el CO_2 fósil liberado en el proceso SMR para producir hidrógeno (unos 10 kg de CO_2 por cada kg de hidrógeno), es una tecnología conocida y comercial, que produce lo que se denomina hidrógeno *azul*, considerado bajo en carbono. Pues bien, si en el SMR se emplea biometano y se captura el CO_2 , al ser éste biogénico se estarían generando emisiones negativas, como en la tecnología BECCS para la biomasa. Dichas emisiones se podrían emplear para compensar otras emisiones inevitables de otras industrias. En concreto, para generar el hidrógeno que actualmente producen en España las refinerías, se necesitarían unos 30 TWh de biometano, alcanzándose una producción neutra (liberando a la atmósfera el CO_2 biogénico). Sin embargo, si se introdujese captura de carbono sólo en la mitad del hidrógeno producido se requerirían tan solo 15 TWh de biometano, cuyas emisiones negativas lograrían compensar las de la otra mitad de la producción que sería fósil. El coste relativo de esta sustitución parcial sería de menos de 1 €/kg de hidrógeno, para un gas natural a 40 €/MWh, una tasa de CO_2 de 80 €/t y un coste de biometano de 72 €/MWh.

9. Conclusión

El biogás se produce a partir de la digestión anaeróbica de residuos orgánicos, que los transforma en digestato, un material que puede acondicionarse como abono orgánico. De este modo, la producción de biogás está actuando como un procedimiento para gestionar residuos orgánicos, revalorizándolos. Si bien en el siglo pasado la revalorización terminaba ahí, quemando el biogás localmente para producir electricidad o calor, en el siglo XXI la tendencia es separar el CO_2 contenido en el biogás para transformar éste en biometano. El biometano es un producto de mayor valor añadido, ya que puede inyectarse en la red de gas natural y reemplazar a éste sin requerir ninguna modificación en el equipo de uso final. Además, las infraestructuras de transporte tampoco requieren cambio alguno. Además de mantener la infraestructura existente, muy mallada en España, el biometano es autóctono, favoreciendo por tanto la seguridad energética, tan crítica en la convulsa situación geopolítica. En la medida en que la materia prima para producir biometano son residuos, su empleo contribuye a las medidas de economía circular.

Los costes del biometano pueden ser menores o comparables con el gas natural en caso de que el residuo orgánico esté centralizado (sustratos urbanos); en caso contrario, los precios pueden ser más elevados, siendo necesario para solventar el diferencial establecer mecanismos de cumplimiento obligatorio o voluntario.

Pese a las ventajas mencionadas, la producción de biometano no está exenta de barreras, como son la percepción social, la demora por las autorizaciones, la disponibilidad de recurso y punto de evacuación. En cualquier caso, los inversores ven el biometano como un activo interesante, que puede resolver sus problemas económicos mediante contratos a largo plazo,

basados en la estabilidad de precios inherente al sistema de producción. Su contribución a la economía circular y la seguridad en el suministro facilitan las políticas de apoyo desde la Administración.

La producción de biometano lleva aparejada también la de CO₂ biogénico, que será un actor clave en el medio plazo en la transición energética, ya sea como materia prima para los combustibles sintéticos o como medio para producir emisiones negativas que compensen emisiones de sectores difíciles de abatir.

España está llamada a ser un actor importante en el mercado europeo del biometano, con un gran potencial, variando las estimaciones desde 20 TWh del PNIEC, pasando por 45 TWh del plan REPower EU hasta los 163 TWh estimados por Sedigas. Contando las plantas actuales en operación, las que están en construcción y las previstas, en el corto plazo la producción española será de unos 5 TWh, lo que indica que, pese al interés de los inversores, queda mucho por hacer.

Para el consumidor final el biometano resulta una vía de descarbonización altamente eficaz, pues le permite mantener las infraestructuras existentes, sin necesidad de hacer nuevas inversiones, siendo sólo preciso escoger adecuadamente el suministrador para garantizarse unos costes operativos asequibles. En este sentido, y mientras exista el recurso, es muy interesante la comercialización del biometano a partir de gas de vertedero, existiendo ya empresas especializadas en este mercado.

Desde el punto de vista regulatorio, en España Enagas gestiona los certificados de garantía de origen, que aseguran el origen renovable del biometano y que permiten que el biometano se distribuya por la red existente de gas, redimiéndolo en el punto de consumo. Sin embargo, se requiere la implantación de las pruebas de sostenibilidad que permitan verificar los requisitos de sostenibilidad que exigen las directivas europeas, de cara a poder comercializar el biometano como producto de mayor valor añadido, por ejemplo, en el transporte.

Un uso final de alto interés es el reemplazo del gas natural como materia prima para producir hidrógeno, que puede llegar a generar emisiones negativas y que permitiría convertir el actual hidrógeno fósil que se consume en España (600.000 toneladas) en hidrógeno neutro con apenas 30 TWh de biometano, o con 15 TWh si se implantan técnicas de CCS en algunas de las refinerías, con un sobrecoste para el sistema de menos de 1 €/kg, siendo preciso capturar y almacenar geológicamente unas 3 Mt de CO₂.

De todo lo anterior, se concluye que el biometano es un vector de descarbonización clave para la transición energética, de un uso y producción más simple que el hidrógeno, y que genera valor añadido no sólo como vía para la gestión de residuos orgánicos, sino como fuente de CO₂ biogénico para los futuros combustibles sintéticos. En este sentido, es importante no identificar descarbonización con electrificación: el futuro es *ecológico*, no sólo *eléctrico*. Es necesario acometer la transición energética con una visión realista y teniendo siempre presente la neutralidad tecnológica entre soluciones sostenibles, y el biometano sin duda lo es.