

Reino Unido analiza las tecnologías de almacenamiento molecular y sus posibilidades de futuro

- El debate sobre la Dunkelflaute lleva al Parlamento británico a analizar el almacenamiento molecular, incluido el hidrógeno y el biometano.



Reino Unido analiza las tecnologías de almacenamiento molecular y sus posibilidades de futuro

<https://elperiodicodelaenergia.com/reino-unido-analiza-las-tecnologias-de-almacenamiento-molecular-y-sus-p...>

José Javier Ruiz

Jueves, 15 octubre 2026

El debate sobre la Dunkelflaute lleva al Parlamento británico a analizar el almacenamiento molecular, incluido el hidrógeno y el biometano

El Comité de Medio Ambiente y Cambio Climático de la Cámara de los Lores celebró ayer la segunda sesión de su investigación sobre los riesgos asociados al fenómeno meteorológico Dunkelflaute. En la sesión compareció un panel de expertos integrado por Brett Ryan, director de regulación en la empresa Hydrogen UK, Kisha Couchman, subdirectora de regulación en Energy UK, y Martin Lambert, investigador del Instituto de Estudios Energéticos de Oxford.

Esta sesión se caracterizó por una larga ronda de preguntas de los lores allí presentes sobre las **principales opciones de almacenamiento molecular y descarbonización, entre ellas el hidrógeno, el biometano y la captura de carbono asociada a la generación eléctrica**. El comité examinó exhaustivamente las tecnologías disponibles para que el sistema eléctrico pueda responder a fenómenos climáticos extremos como la Dunkelflaute.

La conclusión: apostar por una combinación de tecnologías

Los expertos se pusieron rápidamente de acuerdo en que no se trataba de descartar unas tecnologías para apostar por otra, sino de combinar incentivos que permitieran desarrollar todas

ellas. Al fin y al cabo, cada una puede responder a una crisis de suministro, aunque con capacidades y tiempos de respuesta diferentes.

Cada una de las nuevas tecnologías tiene sus limitaciones y requerirá un incentivo diferente para que se comience a invertir en ellas. **Los expertos señalaron que los inversores ya disponen de mecanismos de apoyo, como el actual mercado británico de subastas de capacidad y los contratos por diferencias.** La clave es determinar cuál será la demanda de estos servicios y cuándo se materializará. Con esa información podrán diseñarse incentivos que aporten mayor certidumbre sobre los ingresos para los futuros inversores.

A medida que avanza la electrificación en el Reino Unido, la mayoría de las previsiones sobre las necesidades de nueva capacidad —expresadas en gigavatios— de electrolizadores, plantas de captura de carbono y plantas de biometano están ya obsoletas.

Las limitaciones del hidrógeno y sus ventajas

El hidrógeno permite almacenar parte de la electricidad renovable excedentaria que, de otro modo, podría verse afectada por restricciones de generación. Según estimaciones del operador del sistema NESO, a mediados de la siguiente década el 10% de la generación verde será objeto de restricciones técnicas, el equivalente a 30 a 40 teravatios hora. A precios cero, **esa electricidad se puede utilizar para producir este gas en electrolizadores y almacenarlo para ser reutilizado en ciclos combinados**, en pilas de combustible o como combustible para las industrias químicas y de metalurgia.

Su principal limitación como combustible es su baja eficiencia térmica. Un electrolizador alcanza una eficiencia de hasta el 75%, mientras que un ciclo combinado presenta un rendimiento de entre el 55% y el 60%. **Eso quiere decir que utilizar este combustible en un ciclo combinado acaba perdiendo el 60% de la energía en forma de calor.**

Si el Reino Unido acuerda cómo repartir los costes de transporte y almacenamiento del hidrógeno entre los consumidores de electricidad y los consumidores directos de este gas, se habrá resuelto una parte importante del problema. Para ello habrá que determinar cuál es su demanda real, que en el caso de la generación eléctrica dependerá de las predicciones meteorológicas a corto plazo.

Dos problemas asociados al hidrógeno: las cavidades salinas y los viejos ciclos combinados

El primero es el almacenamiento. Según los expertos, reutilizar yacimientos de hidrocarburos en desuso no sería una opción viable. **El Reino Unido solo podría utilizar cavernas salinas adaptadas a las necesidades de cada proyecto.** Sin embargo, se requieren entre seis y diez años para habilitar cavidades idóneas para el almacenamiento.

Por otro lado, **existe un plazo de entrega de siete años para las turbinas de gas en general, incluidas las capaces de funcionar con hidrógeno al 100%.** Además, además, suelen ser un 10% más caras que las turbinas convencionales alimentadas con gas natural. Como alternativa, el hidrógeno se puede consumir mezclado con metano en un ciclo combinado ordinario.

De los cerca de 50 ciclos combinados que funcionan actualmente en el Reino Unido, muchos deberían sustituirse durante la próxima década. Una inversión de 140 millones de libras permitiría prolongar cinco años la vida útil de estas unidades. Sustituir componentes críticos, como la turbina de gas, costaría 900 millones de libras, mientras que construir una nueva planta superaría los 1.000 millones, dependiendo de su capacidad.

El biometano y la captura de carbono

Durante la sesión se hizo bastante hincapié en las tecnologías de biometano. Se dejó claro que no implican un cambio de uso en la superficie agrícola del país, sino utilizar residuos biológicos. Martin Lambert, investigador del Instituto de Estudios Energéticos de Oxford, señaló que existe un potencial de producción de biometano aún sin aprovechar, equivalente al 10% del consumo de gas natural en el Reino Unido.

De momento, **la captura y almacenaje de carbono no está relacionada con la generación eléctrica, sino con la descarbonización de procesos industriales**. El Reino Unido tiene ya dos proyectos en construcción de captura y almacenamiento de carbono, el eje East Coast y el HyNet North West. Ambos proyectos buscan descarbonizar importantes zonas industriales: Teesside y Humber, en la costa este, y las áreas de Merseyside, Manchester y el norte de Gales, en el noroeste.