



De izq. a drch.: Diego M. Toscano (Cox), Jesús Gil (Enagás), María Molina (Moeve), Emma Nogueira (Bosch España), Joaquim Daura (Schneider Electric Iberia) y Rubén Esteller (eE). ANA MORALES

El hidrógeno verde necesita más escala para poder ser competitivo en precios

La red troncal del hidrógeno permitirá la bancabilidad de numerosos proyectos aplazados

Sergio Guinaldo MADRID.

Pese a que ya es tecnológicamente viable, el hidrógeno verde necesita de varios factores para poder alcanzar, o por lo menos aproximarse, al objetivo de 12 gigavatios (GW) para 2030 de una manera competitiva en términos económicos. Entre otros, la escalabilidad, el desarrollo de infraestructura o la configuración de marcos regulatorios. Estas fueron algunas de las ideas principales expuestas durante la mesa dedicada al hidrógeno del quinto foro empresarial organizado este jueves por *elEconomista.es*. Respecto a esos 12 GW contemplados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec), los ponentes coincidieron en que no se van a alcanzar. O al menos en la fecha fijada. Joaquim Daura, director de Gestión Activa de la Energía

de Schneider Electric Iberia, situó el desfase temporal del sector frente a la hoja de ruta oficial en los dos años. “Vamos dos años tarde respecto a lo que establece el Pniec. Es verdad que muchos se han venido abajo, pero la gran mayoría se han ido retrasando, y siempre hay una razón”, afirmó. El directivo vinculó esos retrasos a la dificultad de reunir las condiciones necesarias para que los proyectos puedan avanzar. “Que se den todas las circunstancias idóneas es complejo”, señaló. Entre esas condiciones, citó de forma expresa la necesidad de contar con una infraestructura, refiriéndose al papel de Enagás en el desarrollo de la red de hidrógeno. Según indicó, la aprobación de su decisión final de inversión podrá facilitar la situación financiera de varios proyectos. “Una vez que ellos aprueben la decisión

La trasposición de las directivas europeas asentará el futuro mercado del hidrógeno

final de inversión, van a hacer bancables los proyectos que a día de hoy no lo son”, sostuvo. Jesús Gil, director de Hidrógeno de Enagás, abordó el estado de esa infraestructura desde la perspectiva del operador. “A día de hoy, esa red de hidrógeno se visualiza como la columna vertebral que va a permitir unir la oferta con la demanda”, explicó durante su intervención. El directivo señaló que Enagás está terminando los estudios de ingeniería y el proceso de tramita-

ción administrativa y medioambiental. “Esperamos tener las primeras infraestructuras en operación en 2030, y entre ese año y 2032 esperamos ser capaces de completar 2.600 kilómetros de infraestructuras que recorran de norte a sur y de este a oeste la geografía española, conectando plantas de producción con los grandes polos de demanda”, explicó. **El impulso de la red troncal** Sobre la manifestación de interés que la compañía publicará el próximo 18 de mayo, Gil indicó que este proceso será la antesala al paso definitivo de la construcción, y tratará de buscar una aproximación que permita dar visibilidad a este mercado. “Ahí miraremos, lógicamente, no solo la producción y consumo nacional, sino también la capacidad de exportación”, detalló.

Emma Nogueira, directora de Desarrollo de Nuevos Negocios de Bosch España, negó que el despliegue de proyectos de hidrógeno cuente con obstáculos tecnológicos, achacando los retrasos a otros motivos. “La tecnología sí está preparada, pero hace falta llegar a unos estándares de calidad”, afirmó. Para alcanzar esos estándares, señaló que el primer paso son los contratos y, después, la automatización, la repetibilidad y las economías de escala. Nogueira incidió en que la fabricación a mayor escala no depende solo de la capacidad industrial. También mencionó los materiales críticos como una barrera para aumentar la producción. Según explicó, existe una dependencia significativa de otros países y regiones, lo que condiciona la planificación de la cadena de suministro.



V Foro Empresarial: el hidrógeno y los gases renovables

Empresas & Finanzas

“No existe una demanda estructural de hidrógeno en un marco regulatorio insuficiente”

Al tratarse de una *utility* que opera en más de 30 países, la principal apetencia de Cox es generar electricidad y vender electricidad. No obstante, la compañía también presta servicios de operación y mantenimiento, tanto para sus propios activos como para terceros. Más allá de los retos identificados en la mesa, Toscano sugirió que la raíz radica en que todavía ni España ni Europa tienen claro qué modelo energético quieren implantar, lo cual deriva, entre otros problemas, que no haya una apuesta firme por la tecnología del hidrógeno verde. “Eso está dando lugar a muchas idas y venidas, a trasposiciones de directivas que faltan y a un marco normativo difuminado. Si no tenemos claro cuál es la hoja de ruta que queremos seguir, quienes están dispuestos a invertir dinero difícilmente lo van a hacer, ya que no existe una demanda estructurada en un marco regulatorio insuficiente”, consideró.



Diego M. Toscano
Subdirector de hidrógeno de Cox

“Necesitamos que la trasposición de la directiva RED III se convierta en realidad cuanto antes”

Como TSO español, Enagás recibió el mandato de desarrollar la red troncal del hidrógeno, una infraestructura que posibilitará conectar la oferta de la producción de hidrógeno con su demanda, y que formará parte del corredor H2Med, que conectará Portugal y España con Alemania a través de Francia. Para el director de Hidrógeno de Enagás, avanzar en el ámbito regulatorio será clave para mantener nuestra capacidad industrial y no perder en competitividad. “Necesitamos que cuanto antes la trasposición de la directiva europea RED III se convierta en una realidad y que se marquen objetivos”, identificó Gil. También hizo alusión al paquete de gas descarbonizado e hidrógeno, cuyo contenido todavía no ha salido a consulta y que debería, conforme a los plazos fijados desde Bruselas, trasponerse como muy tarde el próximo mes de agosto.



Jesús Gil
Director de Hidrógeno de Enagás

“Europa debe desarrollar el mercado del hidrógeno a través de la regulación”

En el ámbito del hidrógeno y las moléculas renovables, Moeve está finalizando la construcción de la mayor planta de biocombustibles en Europa, con una capacidad de producción de 500.000 toneladas anuales. Del mismo modo, este año ha aprobado una inversión para un proyecto de hidrógeno de 300 MW —el más grande del sur de Europa— mediante una inversión de 1.000 millones, cuya construcción va a comenzar “en breve”. En aras de fomentar la demanda de hidrógeno, la directora del Valle Andalúz puso sobre la mesa la creación de un sello de hidrógeno descarbonizado de origen europeo, haciendo una analogía con lo que ocurre con el mercado de huevos de gallina. “Este tipo de sello podría contribuir a que haya una voluntad de pago por un producto que tiene un coste extra. Es una forma de que el cliente final tome conciencia y que podría ser de ayuda”, explicó Molina.



María Molina
Directora del Valle Andalúz del Hidrógeno Verde de Moeve

“La tecnología es madura; ahora lo que necesitamos es volumen para nuestras fábricas”

Para un grupo de innovación tecnológica e industrial, ahora volcado en el hidrógeno, la economía de escala es fundamental. En el caso de Bosch, actualmente posee capacidad para desarrollar 250 megavatios de stacks al año, que evolucionará hasta el ‘giga’ para 2028 y se duplicará hasta los 2 GW en 2030. Sin embargo, la capacidad industrial por sí sola no será suficiente, sino que requiere de otros factores, como la automatización, la repetibilidad y las economías de escala. Como principales barreras para la materialización de proyectos de hidrógeno, la directora de desarrollo identificó también la contestación social o la dependencia europea respecto a las materias primas críticas. “La tecnología está madura y preparada, pero hace falta llegar a esos estándares de calidad a los que nosotros, por ejemplo, estamos acostumbrados, que es cero partes por millón (ppm)”, señaló.



Emma Nogueira
Directora de Desarrollo de Nuevos Negocios de Bosch España

“Si no somos valientes, nuestra industria va a desaparecer por no ser competitiva”

Con un volumen de plantilla de 170.000 empleados a nivel global, en Schneider Electric poseen una clara vocación hacia servicios de consultoría, con una visión clara hacia la electrificación. En este escenario, creen necesario avanzar en la digitalización y en soluciones como el gemelo digital, que permitan optimizar y aprovechar mejor los recursos. En su intervención, Daura reclamó “valentía política” a la hora de afrontar la necesaria transición energética por la que debe pasar el sector industrial. “Nuestra industria tiene por delante un problema de competitividad derivado del precio y la dependencia energética que tenemos como país. Esa transición va a tener un coste, pero o somos valientes y lo afrontamos y decidimos cómo lo vamos a afrontar, o nuestra industria va a desaparecer. No hay otra alternativa”, expresó el director de Gestión Activa de la Energía de la compañía.



Joaquim Daura
Director de Gestión Activa de la Energía de Schneider Electric Iberia

En el caso de Bosch, la compañía estudia la fabricación interna de determinados componentes. Nogueira indicó que esa opción puede reducir parte de la dependencia exterior, aunque introduce una cuestión adicional de costes. María Molina, directora del Valle Andalúz del Hidrógeno Verde de Moeve, centró su intervención en la inexistencia de un mercado consolidado. “No es un problema tecnológico, es un problema de plazos y de un mercado que no existe”, afirmó. Molina recordó que el hidrógeno gris se lleva consumiendo en España desde hace 60 años, y que el reto, por tanto, es transformar ese consumo hacia alternativas renovables. Pero la directiva advirtió de que los proyectos tendrán dificultades para ser aprobados si no son competitivos económicamente frente a la alternativa actual.

“Si los proyectos no son competitivos con respecto a su alternativa negativa, no se aprobarán”, sostuvo. En ese contexto, defendió que Europa debe desarrollar el mercado mediante regulación. “La regulación tiene que ser clara y firme; no solamente con objetivos, sino también con penalidades asociadas, que son las que en última instancia constituyen la obligación”, señaló Molina. Diego M. Toscano, subdirector de Hidrógeno de Cox, introdujo la electricidad en el debate. “No tenemos en España una red eléctrica que esté acomodada a las necesidades del mercado en términos de calidad y cantidad”, afirmó. Junto a este obstáculo, Toscano añadió que una planta de hidrógeno no se compone únicamente del electrolizador, sino que se sostiene mediante un sistema eléctrico ali-

mentado por fuentes fluctuantes, como la fotovoltaica o la eólica. Esa configuración obliga, según explicó, a trabajar con información sobre precios, comportamiento del sistema y previsiones futuras de generación. “Tienes que tener visibilidad de cuáles son los precios, de cómo se comporta tu sistema, de cuáles son tus previsiones futuras de generación”, señaló. En ese ámbito, defendió que la inteligencia artificial “va a jugar un papel clave”. **Asegurar la incertidumbre** El directivo de Cox también abordó la incertidumbre que conlleva operar instalaciones a largo plazo cuando todavía no existen ejemplos tan duraderos en una tecnología incipiente. “Cuando tienes que operar una planta durante 30 años, hay determinados equipos que se someten a

una degradación. Ahí, los suministradores de equipos estiman una degradación, pero no hay horas de operación de electrolizadores, por lo que estamos forzando a los suministradores que nos garantizan una degradación sin tener horas de funcionamiento. Eso es crea incertidumbre y por tanto crea un esquema en el que el suministrador se cubre en márgenes, el especialista se cubre en márgenes, e incluso el promotor se cubre en márgenes, lo cual lleva a un precio que deja de ser competitivo”, desarrolló. “Ahí, tenemos que ser capaces de unir esfuerzos, porque si todos ponemos margen para cubrir un posible escenario de riesgo el precio deja de tener sentido”, consideró. Para tratar de eliminar esa incertidumbre, el sector está trabajando con soluciones basadas en la digitalización y en la inteligencia artificial.

“Nosotros, como productores, hemos tenido que diseñar una de nuestras plantas con dos gemelos digitales. El primero opera sobre los electrolizadores, y es el que nos va a permitir hacer simulaciones, a través de la inteligencia artificial y la retroalimentación, para poder optimizar la fabricación de la molécula y operar óptimamente. El segundo gemelo opera por encima para integrar las distintas fuentes de energía, y que es el que permite estabilizar todo el proceso”, explicó la portavoz de Moeve. “A diferencia de otras industrias, en las que el proceso lo es todo, en el hidrógeno hay que añadir un grado más de complejidad, que es la estabilidad eléctrica”, agregó Daura. “Lo importante, y sobre todo a futuro, es poder correlacionar eventos del vector eléctrico con la parte de proceso”, matizó.