

PREGUNTAS Y RESPUESTAS CURSO TRANSICIÓN ENERGÉTICA 2026

JOSÉ IGNACIO LINARES

- 1. Teniendo en cuenta el modelo de electrolizador y demanda de H₂ en on-site y transporte de CO₂, ¿ese CO₂ actualmente en España hay una generación con las características necesarias para su uso en estas aplicaciones? y ¿dónde se pueden encontrar esos emisores de CO₂ que estén preparados para la venta del CO₂?**

La pregunta se refiere a la producción de e-fuels mediante la hidrogenación de CO₂ con e-H₂, aunque yo no traté ese tema. En todo caso, en la UE está admitido emplear CO₂ fósil como fuente para e-fuels hasta 2040, debiendo ser posteriormente CO₂ biogénico. Como fuentes de CO₂ fósil donde ya se están haciendo ensayos de captura tenemos las plantas cementeras (en España) y plantas de producción de hidrógeno fósil por SMR (Reino Unido). En cuanto a CO₂ biogénico, actualmente en España ya hay proyectos de captura en plantas de generación eléctrica con biomasa y en plantas papeleras. En otros países se mira también la industria del bioetanol. Otra opción, aunque no tan interesante por el pequeño tamaño y dispersión de las plantas es la producción del biometano.

A nivel de evolución, la tendencia lógica sería usar (CCU) ahora el CO₂ fósil, ensayando así tecnologías de captura, y a partir de 2040 almacenar geológicamente dicho CO₂ fósil (CCS) para pasar a utilizar el CO₂ biogénico (CCU). Lo que yo proponía era reemplazar el gas natural de las actuales plantas de producción de hidrógeno de SMR por biometano, de modo que el CO₂ emitido sería biogénico.

- 2. En qué países y con qué eficiencia se ha aplicado la descarbonización en las industrias**

La descarbonización de la industria es un concepto muy amplio, dado que hay varias tecnologías y que pueden atacar diversos frentes. La aplicación se concentra principalmente en la UE, que es donde hay una política tractora sostenida. En US, con la administración Biden estaba la IRA, pero ha sido prácticamente abandonada por la administración Trump.

En cuanto a la eficiencia, depende de la tecnología y sector al que se aplique. Donde es posible electrificar con renovables la eficiencia es alta, así como donde es fácil cambiar de un combustible a otro. Sin embargo, surgen los "sectores difíciles de descarbonizar", asociados normalmente a demandas de calor de alta temperatura. o bien a emisiones de CO₂ por el propio proceso. Es ahí donde se requieren soluciones más avanzadas, como hidrógeno, CCUS o bombas de calor de muy alta temperatura. Las soluciones suelen ser técnicamente eficientes, pero el punto débil son los costes, de ahí que se requieran políticas de apoyo estatal/europeo.

Mariano Marzo

1. ¿En cuantos años aproximadamente podríamos hablar de una transición efectiva y que se vean los resultados a nivel mundial?

Juan David Parra

Si hablamos de una transición claramente visible a escala global, probablemente debemos pensar en un horizonte de dos o tres décadas, es decir, hacia 2050, cuando muchas economías aspiran a alcanzar emisiones netas cercanas a cero.

Pero hay que distinguir tres ritmos distintos:

- *El tecnológico, que es muy rápido. En apenas quince años la energía solar, la eólica y las baterías han experimentado avances extraordinarios.*
- *El industrial, que es mucho más lento. Construir minas, fábricas, redes eléctricas o plantas de reciclaje requiere inversiones enormes y plazos que pueden superar los diez o incluso los quince años. En la conferencia mostré precisamente que desarrollar un nuevo proyecto minero suele requerir alrededor de 16 años desde el descubrimiento hasta la producción.*
- *El del sistema energético mundial, que es el más lento de todos. La infraestructura energética existente representa inversiones gigantescas y tiene una vida útil de varias décadas. No puede sustituirse de la noche a la mañana.*

Por eso creo que durante muchos años convivirán tecnologías nuevas y tradicionales. La verdadera cuestión no es cuándo terminará la transición, sino si seremos capaces de mantener el equilibrio entre descarbonización, seguridad de suministro y competitividad económica mientras la llevamos a cabo.

2. ¿Por qué Europa no se posiciona como el gran hub de reciclado del mundo? Carmen

En realidad, Europa tiene condiciones para desempeñar un papel muy importante en el reciclado de materiales críticos, pero convertirse en el gran hub mundial no depende únicamente de la voluntad política.

Existen varios obstáculos.

En primer lugar, todavía no hay suficiente material disponible para reciclar. La mayor parte de los vehículos eléctricos, paneles solares y aerogeneradores instalados durante la última década seguirán funcionando entre 20 y 30 años. El gran volumen de residuos llegará sobre todo a partir de la década de 2030 y especialmente en los años 2040. De hecho, uno de los gráficos de la conferencia mostraba que el reciclado de baterías crecerá con fuerza precisamente cuando aumente el número de baterías al final de su vida útil.

En segundo lugar, el reciclado no elimina la necesidad de minería. Incluso con tasas de reciclado muy elevadas, la demanda mundial está creciendo tan deprisa que durante décadas seguirá siendo imprescindible extraer grandes cantidades de minerales primarios.

En tercer lugar, el reciclado es una actividad industrial intensiva en energía y requiere cadenas logísticas muy eficientes. China no domina únicamente el procesamiento de minerales; también posee una gran capacidad industrial para reciclarlos. Europa compite con costes energéticos y laborales más elevados. En la conferencia también se mostraba el fuerte liderazgo chino en el procesamiento de numerosos minerales críticos.

Ahora bien, sí creo que Europa debería aspirar a convertirse en uno de los líderes mundiales en economía circular. Tiene fortalezas importantes:

- una regulación ambiental avanzada;*
- una elevada capacidad tecnológica;*
- una potente industria química y metalúrgica;*
- experiencia en trazabilidad y recuperación de materiales.*

De hecho, una de las seis recomendaciones finales de la conferencia era precisamente multiplicar el reciclaje como elemento esencial para reforzar la seguridad de suministro de minerales críticos.

Mi conclusión sería esta:

Europa probablemente no podrá competir con Asia en volumen de producción primaria, pero sí puede aspirar a liderar el reciclado avanzado, la recuperación de materiales críticos y el desarrollo de tecnologías de economía circular de alto valor añadido. Ese puede convertirse en uno de sus grandes activos estratégicos durante la transición energética.

En cualquier caso, hay que considerar que el mejor mineral es el que no hay que importar dos veces. Cada kilogramo de litio, cobre o níquel que Europa consigue recuperar es un kilogramo menos que depende de una cadena de suministro exterior. Por eso el reciclado no es solo una cuestión ambiental; es también una cuestión de autonomía estratégica.

Iñigo Prada

Genia tiene varios proyectos en desarrollo en Portugal. El responsable de Genia Portugal, es Carlos Valente: cvalente@geniaglobal.com

Daniel Encinas

- 1. Soy de República Dominicana y recientemente han variado la tarifa para los clientes contratados con Generación Distribuida (inyección a la red de sistemas fotovoltaicos mediante medidor bidireccional) los clientes residenciales que tengan este contrato se le facturará un 25% del total de su consumo mensual, sin importar que tenga instalados la cantidad de paneles para su autoconsumo mensual. Ojo: Solo los clientes residenciales de 10kw o menos. Lo cual lo veo mal y desincentiva la inversión a energías renovables. ¿Qué opinión le merece y cómo funciona en España? Miguel Ricart.***

Hola Miguel, Como bien dices, y también en mi opinión, ese sistema desincentiva el dimensionamiento óptimo de las instalaciones para el autoconsumo. Hemos de tener en cuenta que ese dimensionamiento de la potencia de las instalaciones depende mucho de como sean los consumos energéticos a lo largo del día, es decir, de la “forma” de la curva de demanda. Y esa forma condiciona mucho la potencia que se debe instalar.

En consumos domésticos, lo usual es que, debido a esa “forma” de la curva (normalmente en el domicilio solo nos encontramos a primera hora de la mañana y luego ya al caer la tarde en los días de diario) es difícil cubrir sin baterías más de un 30-35% del consumo energético directamente.

Si a todos los consumidores asociados que instalan sistemas de autoconsumo se les factura solo el 25% de la energía, y además esa energía se inyecta a la red, entiendo que se tendera a tener instalaciones infra dimensionadas y desde luego no muy optimas desde el punto de vista del dimensionamiento para el autoconsumo directo.

En España funciona de la siguiente manera:

Al consumidor asociado le interesa dimensionar la potencia de la instalación de autoconsumo buscando cubrir el máximo de sus consumos eléctricos de manera directa con la instalación, es decir de tal manera que lo que se produzca por la instalación se consuma de manera instantánea en el domicilio. Y eso no es porque lo marque la ley, sino que se debe a que la energía excedentaria que se inyecta a la red por parte de la instalación (debido a que en algunos momentos puede no haber consumo suficiente), se puede compensar en la factura mensual, pero lo habitual es que la compensación sea a un precio por kWh inyectado inferior al precio del kWh consumido. El precio de la compensación se pacta en el contrato con la comercializadora, pero lo normal es que sea así.

De esta manera siempre será más rentable dimensionar la instalación para maximizar el autoconsumo directo (o para almacenar los excedentes en baterías para consumirlos directamente posteriormente) que inyectar el excedente a la red porque se obtendrán mayores beneficios económicos.

Este mecanismo se llama de “compensación simplificada” y se puede realizar en instalaciones de autoconsumo de hasta 100 kW.

Para instalaciones de mayores potencias los excedentes han de venderse a la red si queremos una contraprestación económica y esto es complejo desde el punto de vista administrativo y de gestión y además el precio será aún más bajo (es el precio de la subasta del mercado mayorista de la electricidad). En esa situación será todavía más interesante dimensionar las instalaciones para un autoconsumo directo o con baterías que tengan los mínimos excedentes posibles o bien buscar acuerdos para realizar autoconsumos colectivos con otros consumidores para aprovechar la energía producida al máximo

2. A la luz del apagón del 28 de abril de 2025 —causado por una combinación de fallos en el control de tensión, insuficiente inercia del sistema y falta de coordinación entre operadores—, ¿qué cambios tecnológicos, regulatorios y de gobernanza institucional son necesarios para garantizar la fiabilidad del sistema eléctrico ibérico de cara a 2030, en un contexto de creciente penetración renovable y demanda eléctrica? Aitor

Hola Aitor, es una pregunta muy buena y compleja de responder. Vamos a intentar aportarte algo de luz sobre el tema. Esta cuestión ha sido objeto de estudio por parte de Red Eléctrica de España y de ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad) y las conclusiones, como era de esperar es que los factores no son únicos, sino que son múltiples y complejos y las soluciones también lo son y deben actuar en varias parcelas.

Como comentábamos brevemente en la ponencia, el despliegue masivo de renovables ha hecho que se pierda gran parte de la “inercia” del sistema ya que los generadores son en muchos de los casos equipos de electrónica de potencia y se desconectan instantáneamente ante perturbaciones.

Existe además una gran cantidad de pequeños generadores conectados a las redes de distribución que se desconectaron de forma súbita. Esto hizo que aumentase de manera súbita también la demanda a cubrir por el resto del sistema y se precipitase la situación. Hay carencias en cuanto a la “visibilidad” sobre esta generación distribuida que dificultó mucho la gestión.

Para mitigar en parte esa pérdida de inercia (también lo comentamos brevemente) desde el punto de vista técnico hay algunas medidas que se pueden tomar: Impulso a la instalación de compensadores síncronos e inversores “grid forming” en lugar de inversores que “sigan” a la red. Esto permite aumentar la “inercia” de la red ante caídas de frecuencia y proporcionarle más “robustez” mediante la inyección de inercia “sintética”.

El almacenamiento masivo y las baterías de respuesta rápida también pueden contribuir a la mejora, ya que pueden absorber sobretensiones o inyectar potencia de manera muy rápida ante picos súbitos de demanda.

En relación con el control de las redes, ya decíamos que en los sistemas distribuidos y con alta penetración de energías renovables son más necesarios que nunca sistemas avanzados de control de la red, por ejemplo, mediante sistemas de medición dinámica que permitan al operador del sistema tener información en tiempo real de posibles desequilibrios en nodos críticos como por ejemplo los de alta penetración de renovables. Asimismo, hay que avanzar y mejorar en los sistemas de gestión de datos para reducir esa falta de “observabilidad” de los pequeños productores y el intercambio de datos entre las distribuidoras y el operador del sistema.

Existen también algunas carencias regulatorias que se han puesto sobre la mesa y que se deberían corregir con urgencia: El sistema no incentiva económicamente a las plantas para que ayuden a mantener la tensión estable. La normativa de operación del sistema debe actualizarse para incentivar económicamente la seguridad, penalizar las desconexiones incorrectas y flexibilizar la demanda.

Otra propuesta que recientemente se ha realizado es la de crear mercados de servicios de ajuste por control de tensión e inercia que retribuyan a las plantas de generación por ofrecer soporte de tensión y frecuencia o incentivar la figura del agregador de la demanda

Finalmente, es necesario trabajar más en la coordinación del sistema fortaleciendo la colaboración entre REE y REN (redes de España y Portugal) por la peculiar situación de “isla energética” de la península ibérica, mediante, por ejemplo, el establecimiento de protocolos conjuntos de actuación ante este tipo de situaciones antes de que intervenga el operador europeo.

Como digo, el problema es complejo y tiene muchos aspectos que mejorar (no en vano el análisis de del mismo y las propuestas de mejoras están llevando

mucho tiempo y dedicación a grupos de expertos), pero como resumen hay tres vertientes: la técnica, la de los mercados y la de la gestión de la red.

ALBERT BANAL

1. **Acabo de leer la noticia de que «la OTAN invertirá 40.000 millones de dólares en equipos antidrones» (para la guerra, por supuesto). ¿Es posible aumentar la concentración de CO2 en la Tierra? ¡Claro que no! El Dr. Albert Banal E. habló de crecer (las economías, especialmente la ibérica) de una manera diferente... crecer en verde. ¿Cómo podemos crecer en verde si no cambiamos el paradigma de la «competitividad», si no «retrocedemos»? ¿Habría espacio suficiente para soluciones reales? ¿O seguiremos gastando miles en utopías?**

Gracias por la pregunta. Es cierto que un aumento del gasto en defensa y, en general, los conflictos armados pueden tener un impacto ambiental significativo, tanto por las emisiones asociadas a la producción de equipamiento como por las derivadas de las propias operaciones militares. En ese sentido, es razonable preguntarse cómo compatibilizar estos acontecimientos con los objetivos de reducción de emisiones.

Efectivamente, cuando hablé de "crecer en verde" no me refería a crecer haciendo lo mismo que hasta ahora, sino a cambiar la forma en que producimos y consumimos. Una parte importante de ese cambio consiste precisamente en mejorar la competitividad. Entendida en un sentido amplio, la competitividad significa ser capaces de generar el mismo valor, o incluso más, utilizando menos recursos, menos energía y produciendo menos emisiones. La innovación, la electrificación, las energías renovables, la eficiencia energética y una mejor regulación son herramientas fundamentales para lograrlo.

Esto no significa que todos los problemas vayan a resolverse únicamente mediante la tecnología. También serán necesarios cambios en algunos patrones de consumo y en las políticas públicas. Pero mejorar la competitividad y reducir el impacto ambiental no son objetivos incompatibles. Al contrario, en muchos casos una economía más eficiente en el uso de recursos es también una economía más competitiva.

2. ¿Los Bonos Verdes son compatibles con los Pertes de Descarbonización en España? ¿Son compatibles con los Innovation-funds?

Sí, son compatibles. De hecho, pueden ser complementarios porque actúan sobre dimensiones distintas de la financiación. Los bonos verdes son un mecanismo de financiación: permiten a empresas o administraciones captar recursos en los mercados de capitales para financiar proyectos con beneficios ambientales. Los PERTE de Descarbonización Industrial y los Innovation Fund europeos son programas de ayudas públicas que subvencionan o cofinancian inversiones en tecnologías limpias y procesos de descarbonización.

En muchos casos, una misma empresa puede combinar estas herramientas. Por ejemplo, puede recibir una subvención del PERTE o del Innovation Fund para una parte del proyecto y financiar el resto mediante la emisión de bonos verdes, siempre que se respeten las normas de acumulación de ayudas y no se financie dos veces el mismo coste.

En definitiva, no son instrumentos alternativos, sino potencialmente complementarios: unos aportan financiación privada y el otro apoyo público para acelerar la transición hacia una economía baja en carbono.