



Kim Keats Martínez
Director



Entrevista a Kim Keats

¿Son viables los nuevos objetivos del PNIEC?

P: ¿Son coherentes estos objetivos con la situación actual del mercado eléctrico en 2024?

R: Depende. Hay diferentes maneras de interpretar los objetivos del PNIEC. El nuevo borrador que se publicó en junio de 2023 establece objetivos más ambiciosos para 2030 (objetivos del actual PNIEC entre paréntesis):

- 32% de reducción de las emisiones de GEI respecto a 1990 (frente al 23%).
- 48% de energías renovables en el uso final de la energía (frente al 42%).
- 44% de eficiencia energética en términos de energía final (frente al 39,6%).
- 81% de energías renovables en la generación de electricidad (frente al 74%).
- Descenso de la dependencia de la energía importada al 51% (frente al 61%).

En diciembre 2023, la Comisión Europea publicó los resultados de su revisión del borrador, con pocas objeciones, lo que se traduce en una aprobación. Al igual que otros estados, España podrá revisar y actualizar antes de presentar su PNIEC actualizado definitivo el 30 de junio de 2024. Pero como economista tengo dudas.

El análisis que sustenta las conclusiones del borrador se basa en una serie de supuestos cuestionables, especialmente en lo que se refiere al sector eléctrico.

¿Son esas hipótesis razonables? Por ejemplo, el análisis preparado por REE para la Península indica una subida de la demanda punta en 2030 de 47,7GW, en el último PNIEC a 51,4GW en el borrador, mientras la proyección de la demanda anual en 2030 sube de 263TWh a 316,5TWh.

Sin embargo, desde la publicación del último PNIEC, la demanda punta no ha superado los 42,2GW (en enero de 2021) y la demanda anual apenas llegó a 243TWh (en 2021). No critico la intención, hay que descarbonizar y eso quiere decir remplazar combustibles fósiles con electricidad, pero ¿dónde están las iniciativas para impulsar el uso de electricidad?

Hay otra cuestión en mi opinión más importante: el problema de *"missing money"*. En términos económicos, el "punto de saturación" es cuando las renovables crecen hasta que el precio capturado es igual a su LCOE. Sabemos que las renovables llevan a la canibalización del precio, por lo tanto, para evitar un problema de *"missing money"*, no se puede sobrepasar ese "punto de saturación". Respecto a la meta de 81% para energías renovables en la generación eléctrica, me parece demasiado.

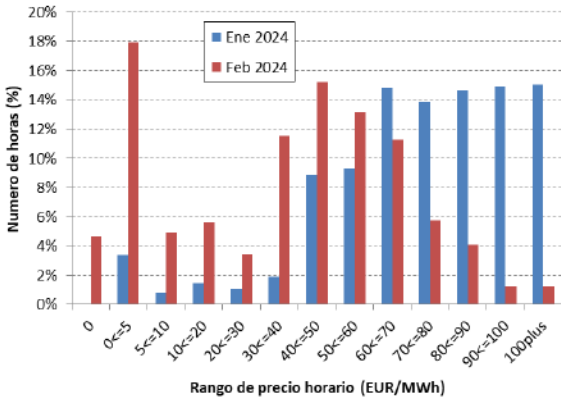
Si el objetivo es aumentar la capacidad renovable más allá del *"punto de saturación"*, el gobierno tendría que aplicar medidas adicionales. Si tales medidas de apoyo sólo fueran aplicables a los nuevos proyectos, discriminando así a los proyectos en operación, estos últimos saldrían perdiendo.

Esto podría crear un círculo vicioso en el que una hipotética mayor intervención gubernamental discriminatoria afectaría a la voluntad de los promotores de invertir.

Si el Gobierno puede comprometerse de forma creíble a aplicar cualquier medida de apoyo futura que no sea discriminatoria, se podría asegurar el apetito inversor. Para compatibilizar con el mercado, el uso de un mercado de certificados verdes con obligaciones sería preferible a las subastas.

P: ¿Cómo se puede asegurar el retorno de la inversión un desarrollador de proyectos fotovoltaicos con tantos precios 0 o negativos?

R: Basta con ver lo que ha ocurrido en enero y febrero de 2024 (véase el gráfico). La distribución horaria de los precios cambió radicalmente de un mes a otro, y todo debido a una buena disponibilidad de sol, viento, agua en los embalses hidroeléctricos y temperaturas más altas de lo normal. Es más, podemos esperar más de lo mismo en todos los Q2.



Pero esto no es tan importante para los promotores mientras los precios sean más altos en otros momentos del año. Lo que importa es el precio capturado. Así que la cuestión es cómo gestionar mejor el riesgo asociado con el precio de mercado.

Por lo tanto, reitero lo que menciono anteriormente; será primordial participar en los mercados de balance de REE, firmar PPAs a largo plazo, cerrar coberturas en los mercados de derivados, etc.

Sin olvidar, no obstante, que no hay panacea si los promotores siguen construyendo y la demanda nunca se recupera. Es evidente entonces que un exceso de oferta de energía renovable provocará precios permanentemente bajos y dificultades financieras para los proyectos tanto nuevos como los existentes.

En este punto es donde cobra aún más relevancia la necesidad de incorporar sistemas de almacenamiento energético.

P: ¿Es realista imaginar 22GW de almacenamiento en 2030?

Es posible, pero vale la pena revisar los resultados del estudio para la Península en el borrador del nuevo PNIEC, pues REE ha hecho un poquito de trampa.

La categoría de “Almacenamiento” no está compuesta solamente de nuevos proyectos. Han reasignaron 2,5GW de baterías y 9,58GW de hidráulica con bombeo (=24,14GW-14,56GW) del NECP actual.

La suma de las baterías y bombeo del NECP actual habrían proporcionado un objetivo para 2030 de almacenamiento de 12,08GW (=2,5GW + 9,58GW). Esto significa que el aumento real del objetivo de almacenamiento a 17,64GW refleja un aumento real de 5,56GW (=17,64GW-12,08GW), lo que no parece mucho teniendo en cuenta el aumento de la capacidad renovable asociada en el borrador del PNIEC.

Respecto a ese punto, el objetivo de fotovoltaica sube de 38,4GW a 72,8GW, pero sabemos que esto incluye 19GW de autoconsumo.

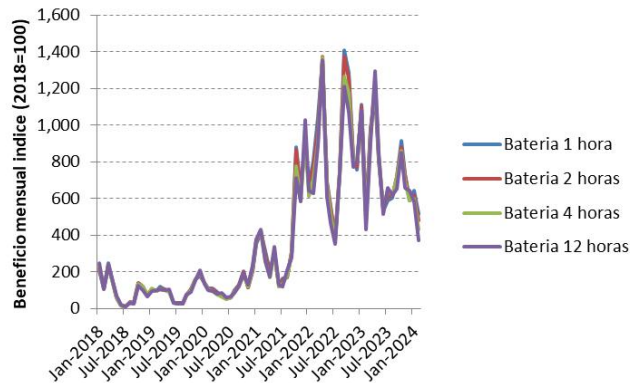
Si el autoconsumo contribuye al objetivo de FV, ¿no es lógico que las baterías en autoconsumo también formen parte del objetivo global de almacenamiento? Considerando esto no queda claro cuánto de ese almacenamiento será desplegado en “utility scale” y cuánto en autoconsumo, y son mercados diferentes.

Mis conclusiones son que, en primer lugar, el PNIEC define probablemente una necesidad de almacenamiento menor de lo que muchos expertos han indicado.

En segundo lugar, al igual que creo que los nuevos objetivos para las renovables no se sostienen económicamente, las cifras para el almacenamiento se han desarrollado para cumplir objetivos políticos.

He actualizado mi “[BESS tracker](#)” (véase el gráfico) y la caída de los precios en febrero no habría ayudado a las baterías: la proyección de ingresos para una batería de 1 ó 2 horas cae más de un 20% respecto a la cifra de enero (los ingresos de baterías de más capacidad de almacenamiento hubiesen perdido más).

Todavía hay que superar varios obstáculos normativos y de mercado para que el negocio de las baterías sea bancable.



Fuente: REE ESIOS, EKON/K4K cálculos.

P: ¿Qué puede suceder si no se incorporan ya estos sistemas?

Podemos rehacer la pregunta de la siguiente manera, ¿cuál es el problema que intentamos solucionar? La generación eólica y la fotovoltaica no son muy fiables. Si tenemos un sistema eléctrico más flexible, podremos desplegar más renovables. Parte de esa solución vendrá de las baterías. Es decir, a más capacidad de renovables más baterías se necesitarán, pero hay un límite, que lo determina la demanda. Sin demanda, el castillo de naipes que se ha montado en el borrador del PNIEC no se puede sostener. Por ahora este es el problema fundamental que hay que solucionar.

Sin almacenamiento el problema de “*curtailment*” puede ser peor. Pero eso no quiere decir que valga la pena almacenar todo kWh que se genere con fuentes renovables. El almacenamiento no es gratis y para que tenga sentido económico tiene que existir una diferencia de precios horarios intradiarios.

Si esto requiere vertidos, que así sea. Podemos tener todo el almacenamiento del mundo, pero si la suma de la generación renovable supera la demanda durante un periodo prolongado, el “*curtailment*” será un hecho ineludible y crónico.

Finalmente, hay que alertar de que el crecimiento de la demanda es necesario, pero no suficiente. El despliegue a gran escala de energías renovables más allá de lo que el mercado eléctrico consideraría económicamente viable - su “*punto de saturación*” - sólo puede proporcionarse de forma creíble y justa mediante la introducción de mercados complementarios.

Bajo mi punto de vista, uno de ellos es el de certificados verdes con obligaciones, y no mediante una intervención gubernamental poco sistemática. El PNIEC no nos dice nada sobre cómo España propone resolver este dilema.

Kim Keats

Director K4K Training & Advisory y de EKON SC



EKON strategy consulting

Servicios para el sector energético ibérico

Miembros de UNEF

EKON Strategy Consulting reúne a expertos en los sectores eléctrico y gasista, proveyendo de un amplio abanico de servicios estratégicos para nuestros clientes (bancos, fondos de inversión, multinacionales, IPP, autoridades) garantizando los más altos estándares de calidad.

Colaborando para una sociedad justa través de: KUBUKA ONG

- EKON define e implementa estrategias específicas para asegurar el éxito a nuestros clientes.
- EKON asesora en el análisis y la estrategia necesaria para definir un buen PPA.
- EKON apoya a sus clientes durante transacciones en operaciones de M&A o financiación.
- EKON ha desarrollado su propio modelo del mercado ibérico eléctrico para obtener curvas de precio y apuntamientos por tecnología bancables.

Servicios M&A:

Previsión de precios, análisis regulatorio y de mercado, valoraciones y procesos de *due diligences*.

Servicios PPA:

Revisión y análisis de cláusulas, identificación de riesgos, asesoría en la definición del acuerdo y su negociación.

Servicios de Arbitraje:

Valoración de contratos y peritaje, asistencia en discusiones comerciales, participación como peritos en causas judiciales.

Asesoría Estratégica:

Análisis de viabilidad, entradas o salidas de mercado, evaluación de riesgos.

Contáctanos en info@ekonsc.com

Av. de Europa 14, 28108, Alcobendas, Madrid

+34 911 890 582 www.ekonsc.com