

Alerta de riesgo de suministro eléctrico en Portugal ante el fuerte crecimiento de la demanda

- Los reguladores europeos (ACER) dicen que el crecimiento de la demanda y el menor despliegue renovable pueden generar un déficit de capacidad, aunque piden revisar el cálculo portugués.



Sede de Redes Eléctricas Nacionales (REN) en Portugal.

<https://elperiodicodelaenergia.com/alerta-de-riesgo-de-suministro-electrico-en-portugal-ante-el-fuerte-crecimi...>

Sandra Acosta

Martes, 08 septiembre 2026

REN

Portugal afronta un riesgo creciente para la seguridad de su suministro eléctrico ante el fuerte aumento previsto de la demanda, especialmente por la llegada de nuevos consumidores intensivos como los centros de datos, mientras el despliegue de nuevas instalaciones renovables avanza a un ritmo inferior al previsto inicialmente. Así lo advierte la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), que constata que **la evaluación nacional portuguesa apunta a problemas de adecuación del sistema en 2028, 2030 y 2035 que no aparecían en la evaluación europea de referencia.**

El diagnóstico portugués resulta especialmente contundente a medida que avanza el horizonte temporal. La denominada pérdida esperada de carga (LOLE, por sus siglas en inglés) se sitúa en **1,71 horas en 2028, 8,29 horas en 2030 y 68,30 horas en 2035**, frente al estándar de fiabilidad portugués de 1,46 horas. La evaluación europea ERAA 2025, en cambio, estimaba para Portugal una LOLE de apenas 0,82 horas en 2028 y prácticamente nula en 2030 y 2035, con 0,00 y 0,06 horas, respectivamente.

La principal causa de esta divergencia está en las diferentes hipótesis utilizadas para proyectar la evolución del sistema eléctrico. La evaluación nacional portuguesa, elaborada por la Dirección General de Energía y Geología (DGEG) y Rede Eléctrica Nacional (REN) dentro del informe de

seguimiento de la seguridad de suministro RMSA-E 2025, parte de un escenario de **fuerte crecimiento de la demanda** y, al mismo tiempo, contempla un **despliegue más lento de la generación renovable, una menor disponibilidad hidráulica, una evolución conservadora del almacenamiento en baterías y la ausencia de respuesta** de la demanda. Además, deja fuera del cálculo de adecuación una central de gas de 990 MW.

ACER considera que parte de estas hipótesis están justificadas por la evolución real del mercado portugués, pero cuestiona otras que, a su juicio, pueden estar exagerando el déficit de capacidad previsto. De las siete principales diferencias identificadas entre la evaluación nacional y la europea, el regulador europeo considera justificadas tres: la menor previsión de capacidad eólica y solar, el crecimiento de la demanda y la menor disponibilidad hidráulica. En cambio, considera que no están justificadas la aplicación incompleta de la evaluación de viabilidad económica, la exclusión de la central de Tapada do Outeiro y la ausencia de respuesta de la demanda. Sobre las previsiones de baterías a largo plazo, ACER no dispone de información suficiente para determinar si son adecuadas.

Una demanda impulsada por los centros de datos

El fuerte crecimiento de la demanda es uno de los elementos centrales del escenario portugués. Aunque la demanda anual proyectada por la evaluación nacional es similar a la europea en los primeros años, en 2035 llega a ser un **11% superior** a la prevista por el ERAA 2025. La diferencia es todavía más significativa en los picos de demanda: para 2035, Portugal contempla un máximo de consumo **1.896 MW superior** al previsto por la evaluación europea.

Detrás de este incremento se encuentra, fundamentalmente, la incorporación de nuevos consumidores intensivos en electricidad, con los **centros de datos** como uno de los principales motores. Portugal había recibido hasta febrero de 2026 alrededor de **41 GW de solicitudes de conexión a la red por parte de grandes consumidores**, de los que unos 9,2 GW ya contaban con permisos de conexión. Otros 4,6 GW habían entrado en el procedimiento específico para grandes consumidores de la zona continental, sujeto a garantías financieras y compromisos sobre la ejecución de los proyectos. En conjunto, unos **13,8 GW** se encontraban asegurados o en una fase avanzada de asignación.

ACER considera que esta previsión de demanda elevada está suficientemente respaldada por solicitudes formales de conexión y, por tanto, **justificada**. La agencia reconoce, no obstante, que existe el riesgo de que una parte de estos proyectos finalmente no llegue a materializarse. Por ello, la evaluación portuguesa aplica diferentes tasas de materialización en función de la madurez y el grado de compromiso de los proyectos, con porcentajes que van desde el 80% para aquellos sometidos al procedimiento más exigente hasta el 20% para proyectos de acceso general.

La propia ACER subraya que el escenario portugués puede interpretarse como una **prueba de estrés para un sistema eléctrico sometido a una rápida electrificación**. Si la demanda crece al ritmo previsto y la capacidad de generación no lo hace, el déficit de adecuación se hace inevitable. Precisamente por ello, el regulador europeo reclama que los cálculos tengan en cuenta qué nuevas inversiones podrían llegar realmente al mercado para cubrir ese desfase.

Renovables por debajo de las previsiones europeas

El otro gran factor es la evolución de las renovables. Portugal está incorporando capacidad eólica y solar a un ritmo inferior al contemplado en los objetivos de su Plan Nacional de Energía y Clima y en las hipótesis utilizadas por el ERAA 2025. La evaluación nacional opta por proyectar la evolución a partir de las tendencias de despliegue observadas y de las previsiones de las autoridades portuguesas.

Así, en 2028 la capacidad eólica y solar prevista por Portugal representa el **86% de la contemplada por el ERAA** . En 2030 la diferencia se amplía considerablemente y la capacidad renovable instalada prevista en la evaluación nacional se sitúa aproximadamente en la mitad de la proyectada por el análisis europeo. Para 2035, la brecha se reduce y Portugal alcanza el 77% de la capacidad prevista por el ERAA.

En este punto, sin embargo, ACER respalda a las autoridades portuguesas. La agencia considera que las previsiones más conservadoras están justificadas porque reflejan mejor las tendencias históricas de los últimos cinco años y la información disponible sobre proyectos, procedimientos de autorización y fechas previstas de puesta en servicio. El propio informe destaca que en julio de 2026 la energía solar se convirtió por primera vez en la principal fuente de generación eléctrica de Portugal, con el 19% del consumo, por delante de la hidráulica, con el 16%, y la eólica, con el 13%.

ACER cuestiona dejar fuera 990 MW de gas

Una de las decisiones que más preocupa al regulador europeo es la exclusión del cálculo de adecuación de la central de gas de **Tapada do Outeiro, de 990 MW** . Portugal considera la instalación un recurso fuera de mercado desde 2028: aunque deja de participar en el mercado eléctrico, permanece disponible para el operador del sistema con el objetivo de garantizar la seguridad de suministro y prestar servicios como el arranque en negro.

ACER considera que la planta debería contabilizarse en situaciones de escasez. La central representa aproximadamente una cuarta parte de toda la capacidad térmica existente en Portugal, por lo que su disponibilidad puede tener un impacto significativo sobre la adecuación del sistema. La metodología europea contempla expresamente que los recursos fuera de mercado puedan activarse antes de que se produzca una situación de falta de suministro y que su contribución se tenga en cuenta en el cálculo de la LOLE.

El organismo europeo también pone el foco en el almacenamiento. Portugal prevé disponer de **1.000 MW de baterías en 2028** , tres veces más que la hipótesis utilizada por el ERAA, pero reduce su previsión respecto al escenario europeo en los años siguientes: 1.750 MW en 2030, un 13% menos, y 1.875 MW en 2035, un 25% menos. ACER considera que el despliegue a largo plazo parece especialmente conservador, ya que entre 2030 y 2035 solo se incorporarían 125 MW adicionales.

La agencia recuerda que Portugal ya cuenta con una importante capacidad de almacenamiento hidroeléctrico de bombeo, que puede competir con las baterías por los servicios de flexibilidad y arbitraje energético. No obstante, considera que sin una evaluación económica completa resulta imposible determinar hasta qué punto esa competencia limitará realmente la entrada de nuevas baterías.

La flexibilidad de la demanda, el otro gran recurso pendiente

Otro de los puntos de fricción es la ausencia de respuesta de la demanda en la evaluación portuguesa. El NRAA no contempla capacidad de gestión activa del consumo en ninguno de los años analizados, al considerar que esta tecnología todavía no tiene suficiente madurez y que Portugal no cuenta con objetivos o políticas específicas para desarrollarla.

ACER discrepa. La evaluación europea, tras aplicar su propia evaluación de viabilidad económica, prevé la entrada de **440 MW de respuesta de la demanda en 2030**, que aumentarían hasta 510 MW en 2033 y **730 MW en 2035**. Además, el regulador portugués ERSE ya ha identificado un potencial de unos 700 MW y el propio Gobierno portugués ha reconocido la gestión de la demanda como una herramienta para preservar la seguridad del sistema.

Para ACER, esta flexibilidad será especialmente importante si Portugal materializa su apuesta por los centros de datos. La respuesta de la demanda permitiría reducir los picos de consumo y limitar las necesidades de nueva generación de respaldo. La agencia recuerda además que Portugal dispone de unas interconexiones internacionales limitadas: está conectado únicamente con España, mientras que las propias conexiones españolas con el resto de Europa presentan actualmente restricciones.

ACER pide rehacer la evaluación económica

Por encima de todas estas cuestiones, ACER reclama a Portugal que complete la **Evaluación de Viabilidad Económica (EVA)** de su análisis de adecuación. El procedimiento europeo no se limita a comprobar si existe suficiente capacidad con las instalaciones previstas, sino que trata de determinar qué recursos existentes o nuevos serían económicamente viables en el mercado y, por tanto, susceptibles de mantenerse, renovarse o incorporarse.

La evaluación portuguesa solo analiza la rentabilidad de las centrales de gas existentes y no estudia la posible entrada de nuevas tecnologías. ACER considera que esta limitación puede estar sobredimensionando el déficit previsto, especialmente para 2035, cuando las señales de escasez y los beneficios potenciales de nuevas inversiones serían mucho mayores. De hecho, los datos aportados por las autoridades portuguesas muestran que el beneficio neto anual de las centrales de gas pasaría de casi **20.000 euros por MW en 2028 a 1,3 millones de euros por MW en 2035**, impulsado en parte por el aumento de las rentas de escasez derivadas de la brecha de adecuación.

En este contexto, ACER recomienda incorporar en la EVA no solo las centrales convencionales, sino también tecnologías no fósiles como las baterías y la respuesta de la demanda, para determinar cuánta nueva capacidad podría entrar realmente en el mercado en un escenario de elevada demanda y menor disponibilidad de recursos. La agencia advierte de que, sin este ejercicio, no puede determinarse hasta qué punto las inversiones privadas podrían reducir o incluso eliminar el déficit de capacidad identificado por Portugal.

España será clave para la seguridad de suministro portuguesa

El análisis de ACER también pone sobre la mesa un elemento con implicaciones directas para España: la evolución del futuro **mecanismo de capacidad español** . Dada la fuerte interconexión entre ambos sistemas, las decisiones que adopte España pueden modificar la disponibilidad de electricidad importada por Portugal durante los periodos de escasez.

ACER considera especialmente relevante incorporar este factor a futuros análisis de adecuación portugueses. La agencia señala que **cualquier nueva capacidad que España contrate mediante su mecanismo de capacidad podría afectar a la disponibilidad de las importaciones hacia Portugal en momentos de tensión del sistema**. También apunta a la evolución de la propia generación española, incluida la reciente ampliación de las licencias de operación de las unidades I y II de la central nuclear de Almaraz hasta mediados de 2030.