



ESPAÑA QUEMA GAS COMO NO LO HACÍA DESDE EL INICIO DE LA GUERRA DE UCRANIA

El aumento del uso de los ciclos combinados para producir electricidad duplica el precio de la factura de la luz, aumenta la dependencia del exterior e incrementa las emisiones de CO₂

José María Camarero
Madrid



El mercado eléctrico ha echado un jarro de agua fría sobre la economía con el uso intensivo del gas natural que están quemando las centrales térmicas este mes para poder garantizar el suministro en un momento en el que el precio de esa materia prima se encuentra precisamente por las nubes. La necesidad de tirar de los ciclos combinados, las instalaciones que utilizan el gas para producir electricidad, se ha incrementado de tal modo en las últimas semanas que este tipo de generación se ha asentado en el segundo puesto en el mix de generación, pisando los talones a la solar, muy activa en estos últimos coletazos del verano.

La posición que han tomado los ciclos en el conjunto de la generación tiene tres consecuencias directas: una mayor emisión de CO₂, al tratarse de una de las fuentes de energía más contaminante. También, una mayor dependencia del exterior, ya que España importa gas tanto de Argelia –en una de las derivadas de la crisis de España con Marruecos a cuenta de la invasión en Ceuta– como de Estados Unidos, el otro gran proveedor con quien las relaciones tampoco pasan por su mejor momento. Entre ambos aportan más de un 50% del gas que consumimos. Y todo ello en un contexto marcado por lo que ocurre en el bloqueo del estrecho de Ormuz: el precio del gas se ha triplicado este año hasta los 80 euros/MWh. Y quemar gas más caro para generar luz implica también una electricidad con mayor coste para hogares y empresas.

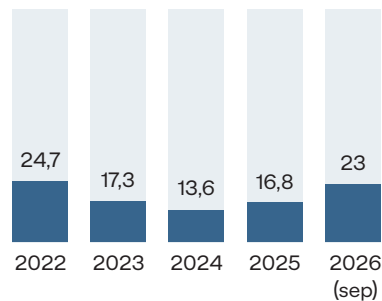
Septiembre suele ser un periodo marcado por unas condiciones meteorológicas que obligan a usar más gas en el sistema eléctrico. Es un mes caluroso en el que el consumo sigue alto; pero no han llegado aún las fuertes borrascas como para activar el tra-

bajo de las eólicas y las hidroeléctricas. El resultado: la necesidad de rellenar el hueco que dejan las renovables con ciclos combinados, porque la producción nuclear sigue siendo la misma, estable, en el entorno del 18%.

La excepcionalidad de 2026 viene marcada porque la subida del gas en el mercado internacional está lastrando todas las previsiones, en un momento en el que casi el 23% de la producción es de centrales térmicas. No ocurría esta circunstancia desde el final del verano de 2022. Entonces, la participación de los ciclos en el sistema llegó a superar ampliamente el

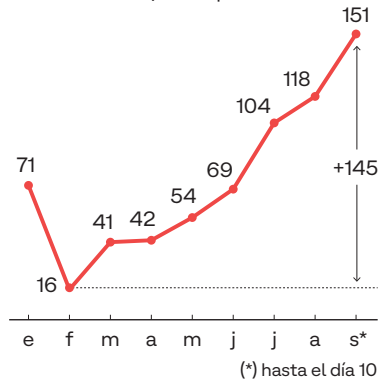
Aportación del gas al mix eléctrico

Evolución de la aportación de los ciclos combinados por año en % sobre el total



El coste de la luz en 2026

Precio medio €/MWh por mes



Fuente: Redeia y Omie

ABC

24%, según los datos de Red Eléctrica.

Con las térmicas se da la circunstancia de que España tiene bastante potencia instalada –muchas centrales preparadas para ponerse en marcha–, aunque habitualmente esa energía se deja pausada porque no se necesita, al ser la más cara del sistema, la última que entra a configurar precios, pero al mismo tiempo la que marca el coste definitivo diario. El Plan Nacional de Energía y Clima de 2030 prevé que el parque de ciclos siga intacto en los 27 gigavatios (Gw) frente al cierre nuclear previsto acometer inicialmente a partir de 2027 con Almaraz.

El cambio de posición del Gobierno con la nuclear, al prorrogar la vida útil de la central extremeña otros tres años, resuena en un contexto que el propio Ejecutivo admitió que «la volatilidad de precios» de los mercados internacionales influyó en esa decisión. Tal y como ya está comprobando el Ministerio de Transición Ecoló-

gica, el contexto viene marcado por una mayor necesidad de gas en entornos como el del actual final de verano. Una dosis de realidad que ha llegado apenas cuatro semanas después de autorizar la prórroga de Almaraz. Sin la participación de la nuclear –en el entorno medio del 20% anual–, habría que tirar aún más de gas para tener luz al llegar a casa.

Para garantizar ese suministro a base de más gas, los españoles tienen que pagar mucho más dinero en su factura eléctrica. El precio medio del megavatio/hora (MWh) de lo que va de septiembre se sitúa, de media, en los 150 euro/MWh: es un 28% más que en agosto, cuando ya estaba repuntando; cuadruplica el coste que había cuando comenzó la intervención militar de Estados Unidos en Irán, a finales de febrero; y duplica la referencia que había hace un año, en las mismas condiciones meteorológicas y de consumo, según Omie. Bien es cierto



que estas referencias récord afectan a quienes tienen contratada una tarifa de luz regulada –unos ocho millones de hogares– pero no así a quienes conservan una tarifa libre –más de 19 millones–, aunque cualquier renovación o cambio de compañía conllevará pagar más en el siguiente recibo.

No son solo los incrementos de precio medio, sino el hecho en sí de que el coste de generar electricidad en España se ha situado sigilosamente en unos niveles que no se veían desde hace prácticamente cuatro años en determinadas horas del día. Y el gas vuelve a situarse en el epicentro de estos cálculos. Aunque durante buena parte de la jornada los precios se desploman, gracias a la intervención de las fotovoltaicas, que consiguen bajar los costes sobre todo en el tramo de entre las 12.00 y las 18.00 horas, cuando cae el sol es necesario tirar de los ciclos. Y ahí la factura se dispara: en jornadas como la de ayer, el coste de la luz a las 22.00 horas se situó en los 225 euros/MWh, una referencia que, por comparar, era la que provocó numerosas críticas al Ejecutivo en plena crisis ucraniana y le obligó a negociar en Bruselas y activar posteriormente la excepción ibérica.

Una calculadora sobre una factura de la electricidad. ABC

