ase
grupo ase

Informe de mercado
Agosto 2023

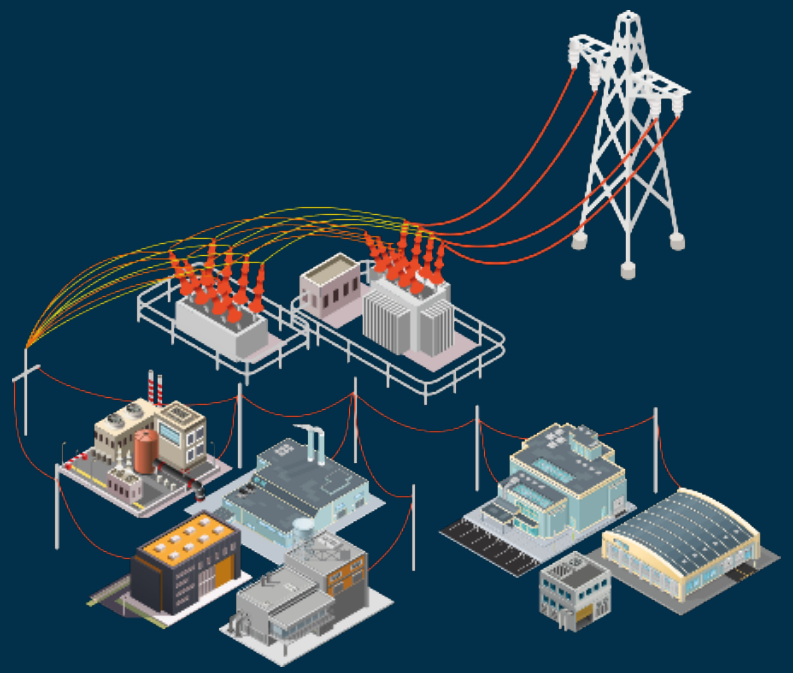
Resumen ejecutivo

Este resumen contiene los datos básicos del informe. Consulte el documento completo, con más información, análisis y gráficos interactivos, en:

www.grupoase.net

Informe de mercado

Agosto 2023



Índice

Resumen del último mes 3
El análisis 4
Precio del mercado diario 11
Demanda y generación 12
Precios de casación 11
Futuros 14
Mercados de gas 15
Índices ASE 17

Si quieres recibir nuestro boletín energético diario en tu email para conocer, entre otros datos, el precio de la electricidad del día siguiente, suscríbete aquí:
https://zc.vg/bnHAi

La información contenida en el presente documento se basa en la información obtenida tanto de fuentes propias como de información de carácter público o suministrada por otras terceras entidades, sin que GRUPO ASE haya procedido a verificar la exactitud de la información obtenida por las fuentes citadas, así como está basada en la interpretación de los mercados de electricidad y gas que realizan los analistas de Grupo ASE. Grupo ASE se compromete a llevar a cabo su cometido con la mayor diligencia y profesionalidad, pero no garantiza ni asegura el resultado de sus análisis o de las recomendaciones realizadas. Los datos, informaciones, previsiones y recomendaciones contenidas en el presente documento han sido elaboradas con independencia de las circunstancias y objetivos particulares de sus posibles destinatarios y tienen como objetivo orientar a nuestros clientes facilitándoles un esquema analítico para la toma de decisiones e identificación de las diferentes tipologías de variables y riesgos, por lo que tienen un carácter orientativo y el uso que de las mismas se haga será responsabilidad exclusiva del cliente. Ni el presente documento ni su contenido constituyen una oferta, invitación o solicitud de compra, suscripción o cancelación de posiciones. Grupo ASE no asume ninguna responsabilidad por cualquier pérdida, directa o indirecta, que pudiera derivarse de la utilización de este documento o de la información, previsiones o recomendaciones contenidas en el mismo por parte de sus destinatarios. El cliente o destinatario del presente documento es el responsable último de las decisiones relativas a la aceptación del cierre de precios y posiciones a futuro, no pudiendo exigir a Grupo ASE ningún tipo de responsabilidad derivada del no cumplimiento de sus previsiones.

Resumen del último mes

PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

POOL

96,05
€/MWh

▲ +6,17% vs julio 2023

▼ -68,88% vs agosto 2022

DEMANDA

20.199 GWh

GENERACIÓN

22.246 GWh

El análisis

La fotovoltaica crece un 35% pero el gas sube el precio por el descenso eólico

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **La aportación eólica se ha reducido por las restricciones técnicas y el aumento de los vertidos económicos.**
- **El mercado de futuros eléctricos español se muestra plano para 2024.**
- **La cotización de los futuros de gas para el invierno se mantiene alta.**
- **Análisis: Un mercado mundial muy ajustado de GNL mantiene elevados los precios del gas y la electricidad en Europa.**

El precio de la electricidad aumenta un 6,2% en agosto

El precio medio diario del mercado mayorista (POOL) español de agosto se ha situado en 96,05€/MWh. Sube un 6,2% respecto al pasado mes julio, pero está un importante 68,9% por debajo de su nivel hace un año.

La volatilidad ha sido elevada a lo largo del mes y los días con altas temperaturas y escasa generación eólica, el soporte que ha proporcionado el gas, que está caro, ha impulsado hacia arriba el precio.

En contexto, el precio español ha sido muy similar al del promedio de las grandes economías europeas, que se ha colocado en 96,86 €/MWh. Francia ha registrado el más bajo, con 90,87 €/MWh e Italia el más alto (111,89 €/MWh).

En comparación con el punto álgido de la crisis energética europea, cuando en agosto del año pasado los precios de la electricidad alcanzaron picos 500 €/MWh, la situación actual es mucho más contenida, al menos respecto de las expectativas que había entonces. No obstante, el gas y la electricidad continúan registrando precios muy por encima de su media histórica.

La fotovoltaica crece un 35% pero no evita que los precios sigan anclados al gas

La producción fotovoltaica en España ha aumentado un 35% con respecto a hace un año porque en este periodo se han instalado 4.162 MW más de capacidad, lo que supone un crecimiento del 22,8%. Con un total de 22.380 MW, la fotovoltaica ya es la tercera tecnología con más capacidad instalada en España. Solo la superan la eólica (30.371 MW) y los ciclos combinados de gas (26.250 MW).

Este extraordinario crecimiento hace que la fotovoltaica roce la segunda posición el mix, con el 19,5%. La nuclear es la primera (22,5%) pero, a pesar de ello, en las horas solares la fotovoltaica cubre hasta el 42% del total de la generación y duplica el aporte nuclear.

El resto de las tecnologías, con más flexibilidad para parar, este mes han reducido su producción para dejar "hueco" a la entrada de la solar. Sin embargo, el crecimiento de la fotovoltaica no ha logrado expulsar a los ciclos combinados de gas (CCG) durante las horas centrales, en las que mantuvieron una cuota 10% del mix. Esa participación de los CCG, aunque mínima, fue suficiente para que muchos días, en la mayoría de las

horas, los precios siguieran anclados al coste del gas y se mantuvieran más altos de lo esperado.

Perfil horario del mix de generación en agosto 2023
La generación eólica también ha reducido notablemente su aportación durante las horas solares y, en gran parte, esto es lo que ha permitido que los CCG mantuvieran su presencia. Este recorte de la eólica es algo que ocurre en verano, desde que la generación solar viene aumentando su producción, y ya en otras ocasiones lo hemos analizado por su impacto en los precios.

Aumento de los vertidos eólicos
Parte de la disminución de la generación eólica durante las horas solares se explica por las restricciones técnicas o paradas forzadas que se ordenan desde Red Eléctrica porque la acumulación de potencia en zonas concretas puede sobrecargar la red en los puntos donde se encuentran los activos renovables. En determinados momentos el sistema eléctrico es inflexible y tecnologías como el carbón y la nuclear resultan muy caras de parar, por sus altos costes fijos, mientras que reducir la eólica es bastante más barato.

Pero no todo el descenso de eólica en las horas solares se puede explicar por las paradas debidas a restricciones técnicas. Hay una parte que se debe a los denominados "vertidos económicos". Estos vertidos se dan cuando las ofertas de las plantas eólicas no casan en la subasta diaria porque sus ofertas son más altas o porque no se alcanza un mínimo de ingresos para el activo (ofertas complejas). En definitiva, en determinados momentos para un generador eólico lo más rentable puede ser reducir la generación para evitar que toda su potencial producción acabe casándose a cero en el mercado.

Según nuestros cálculos, los vertidos eólicos (técnicos y económicos), podrían haber superado los 500 GWh en agosto, es decir, podrían haber alcanzado un 15% de la generación eólica. Y es muy posible, aunque no tenemos datos que así lo corroboren, que los vertidos económicos también se estén produciendo en las plantas fotovoltaicas.

Precio electricidad diario

Como muestra la siguiente gráfica, en meses con escasa producción fotovoltaica, como febrero, la eólica se ha comportado de forma mucho más estable en esas horas del día respecto al mes de agosto y no tiene nada que ver con un efecto climatológico, como se ha argumentado en ocasiones.

El despliegue de nueva capacidad renovable se produce al mismo tiempo que se reduce la demanda eléctrica en las horas solares, por el crecimiento del autoconsumo, lo que amenaza con una caída de los precios y con el aumento de los vertidos.

Si el ritmo de crecimiento de nueva potencia renovable se sitúa en los 4-5MW anuales, como en los tres últimos años, los vertidos económicos podrían superar el 30% de la generación renovable en momentos concretos de 2024. Por tanto, habrá que tener en cuenta estos vertidos de cara a la inversión y rentabilidad de los activos renovables.

El aumento de la nuclear francesa reduce nuestro saldo exportador
El saldo exportador de España ha descendido un 55,8% este mes respecto al mismo periodo del año pasado. La causa ha sido la mejora de la producción nuclear en Francia, que ha crecido un 35% respecto al año pasado, cuando la sequía y los problemas de mantenimiento afectaron a gran parte de su parque nuclear.
También ha tenido un importante efecto en la disminución de las exportaciones la desaparición del efecto del "tope del precio del gas ibérico" este verano porque los precios del gas que no han alcanzado el "tope" establecido.

Como consecuencia de este menor saldo exportador, la generación eléctrica ha caído un 6,7% en España. En concreto, los ciclos combinados de gas han reducido

su producción un 41% respecto al mismo periodo del año pasado.

La demanda sigue desplomándose en las horas solares

Este mes la demanda eléctrica ha caído un 1,5% respecto al mismo periodo del año pasado, a pesar de las altas temperaturas en la península y del aumento de la actividad turística. Y, como viene ocurriendo en los últimos meses, la reducción ha sido mucho más pronunciada en las horas solares, con un descenso superior al 4% que se explica por el incremento de las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo en la industria y los hogares.

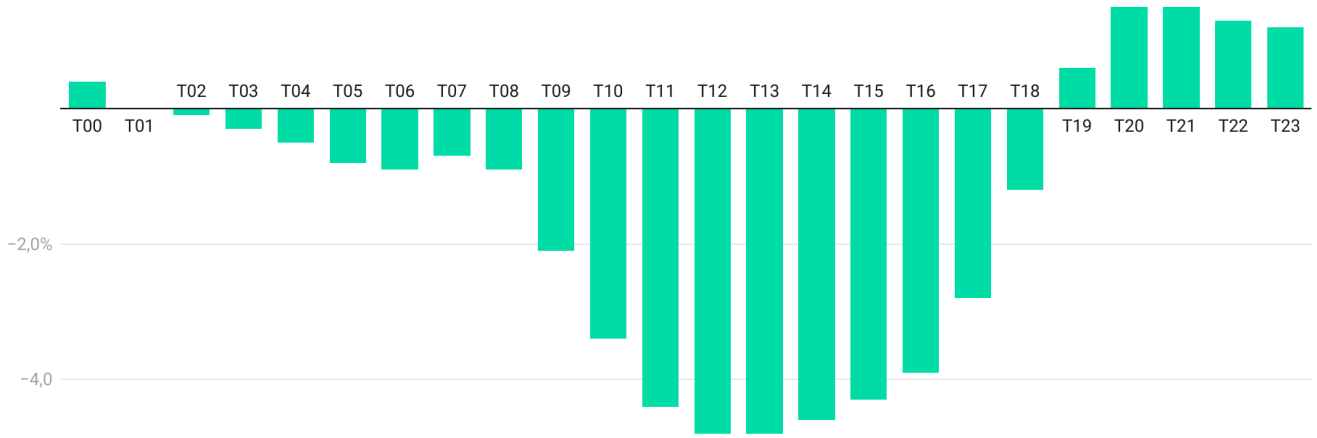
Solo en las horas de más demanda, entre las 20:00 horas y las 22:00, se ha registrado un ligero aumento de la demanda, del 1,5%.

Respecto a la demanda eléctrica industrial, el dato de julio (el último publicado) mostró una importante reducción del 8,9%. Las mayores caídas se registraron en los sectores de industria del papel (-35,7%), comercio al por mayor (-21,1%) y metalurgia (-12,9%).

En cuanto a la demanda de gas, en agosto ha retrocedido un 11,2%, aunque ha aumentado un 24,6% su consumo convencional (hogares y Pymes) porque lo que ha descendido con fuerza, un 36,6% ha sido el consumo de gas para generación eléctrica en comparación con el año pasado en estas fechas.

De hecho, la demanda de gas del sector industrial, de acuerdo con el último dato publicado en julio, mostró un aumento del 14,3% que se ha debido a la importante reducción de los precios del gas respecto a hace un año. Esto ha permitido que grandes consumidores como el sector del refino aumentaran su demanda un 83%. También lo han subido sectores como el textil (+34,5%) o el químico (+20,8%). En cambio, otros como

Variación horaria agosto (2023/2022)



la Metalurgia (-12,3% o la Construcción (-17,1%) lo han reducido.

Los mantenimientos y la posibilidad de interrupciones de suministro en Australia elevan el precio del gas

El precio diario del gas europeo (spot TTF) ha experimentado una extrema volatilidad durante agosto y ha cerrado con una subida del 12,8%, hasta los 33,15 €/MWh. Por su parte, el precio promedio del mercado español de gas (MIBGAS), de 33,86 €/MWh, ha estado ligeramente por encima.

El mercado ha reflejado el temor ante el anuncio de huelgas de trabajadores en las instalaciones australianas de Chevron y Woodside (que representan alrededor del 10% del suministro mundial). Europa mantiene un escaso comercio directo con Australia, pero ese hipotético recorte podría llevar a los compradores asiáticos a recurrir al mercado de gas natural licuado (GNL). Y, por tanto, crecería su competencia con los compradores europeos por el GNL norteamericano.

Los trabajadores de Woodside (Australia) alcanzaron un acuerdo el 24 de agosto y los precios retrocedieron, pero volvieron a subir el 28, cuando los trabajadores de Chevron anunciaron que irían a la huelga.

También ha añadido presión al precio el descenso de las importaciones de gas desde Noruega, del 45%, por interrupciones debidas a mantenimientos programados.

Esta elevada volatilidad del precio del gas evidencia la actual falta de flexibilidad global del mercado de GNL ante eventuales interrupciones de suministro. Y, a su vez, conlleva una alta incertidumbre y grandes oscilaciones en su cotización, que repercuten directamente en los mercados eléctricos europeos porque la generación de electricidad a partir de gas (ciclos combinados), como combustible dominante en la fijación de precios

del sistema marginalista, sigue impulsando tanto el nivel de los precios como la volatilidad del mercado de la electricidad.

Los precios del gas para el invierno se mantienen altos

Durante el primer trimestre de este año los precios de los futuros de gas cayeron bruscamente gracias a un invierno suave, una demanda moderada y las elevadas importaciones de GNL. Durante el segundo y tercer trimestre de 2023, los precios del verano siguieron cayendo. Sin embargo, los precios del invierno 23/24 se han mantenido relativamente altos.

Es habitual que se produzca un contango (curva alcista) para los meses de invierno porque los operadores suelen acumular una mayor prima de riesgo para las entregas invernales, por la mayor incertidumbre sobre la temperatura y la demanda. Sin embargo, este año es especialmente alta.

El motivo de este importante descuento entre el verano y el invierno se debe a la mejora de las perspectivas a corto plazo de los mercados europeos del gas por los altos inventarios de los almacenes. Mientras, a la vez, el mercado mantiene la sensación de un elevado riesgo ante el próximo invierno, por la posibilidad de unas temperaturas más frías y de una mayor competencia entre Asia y Europa.

La debilidad actual del precio del gas durante el verano (a pesar de su volatilidad) se basa en factores específicos de esta temporada, que han favorecido que las reservas de gas estén al 92% de su capacidad, 10 puntos por encima de su media de los últimos cinco años. En el caso de España, en agosto el almacenamiento de gas alcanzó el 100% de su capacidad.

Este exceso de existencias ha frenado los precios durante el verano, dado que las inyecciones desde los almacenes de gas sirven para satisfacer la demanda durante el periodo estival. Además, existe el riesgo de que la capacidad de almacenamiento alcance su límite a finales de verano, lo que reduce las necesidades de compra de GNL por parte de Europa y, en consecuencia, relaja los precios.

Lo que ha facilitado el actual elevado nivel de los inventarios ha sido la debilidad de la demanda, tanto por las temperaturas inusualmente cálidas del pasado invierno como por los altos precios del gas.
Aunque es difícil medir su impacto, los elevadísimos precios de 2021-22 parecen haber provocado una destrucción estructural de la demanda industrial y la deslocalización.

La reducción de la demanda se sitúa en torno a un 22% por debajo de los niveles anteriores a la crisis y se registra en todos los sectores (industrial, residencial y energético). Todo apunta a que se mantendrá porque los precios son siete veces inferiores a los del año pasado, pero la demanda no reacciona al alza, lo que evidencia una posible destrucción estructural.

La débil demanda europea y las altas reservas reducen las importaciones de GNL

Europa ha reducido sus importaciones de gas a una media de 676 mcm/d, lo que representa una caída del 18% respecto al mismo periodo del año pasado. Una parte importante de este descenso se debe a la reducción de las importaciones de GNL hasta los 229 mcm/d, un -20% respecto a agosto de 2022.

La débil demanda asiática ha permitido a Europa aprovisionarse de GNL durante la primera parte de 2023 con precios relativamente bajos. Sin embargo, a medida que ha avanzado el verano, la limitación de la capacidad de almacenamiento europea (ya no cabe más) ha provocado el GNL comience a desviarse a otros mercados como Asia y Latinoamérica.

En Asia, los contratos de futuros sobre los cargamentos de gas natural licuado (GNL) registraron un fuerte impulso debido a posibles huelgas en las instalaciones australianas de Woodside y Chevron. En este momento los precios del mercado de referencia (JKM) ofrecen una prima sobre el mercado europeo (TTF), de 2,11 €/MWh, por lo que se espera que los compradores asiáticos sigan más activos y atraigan más cargamentos.

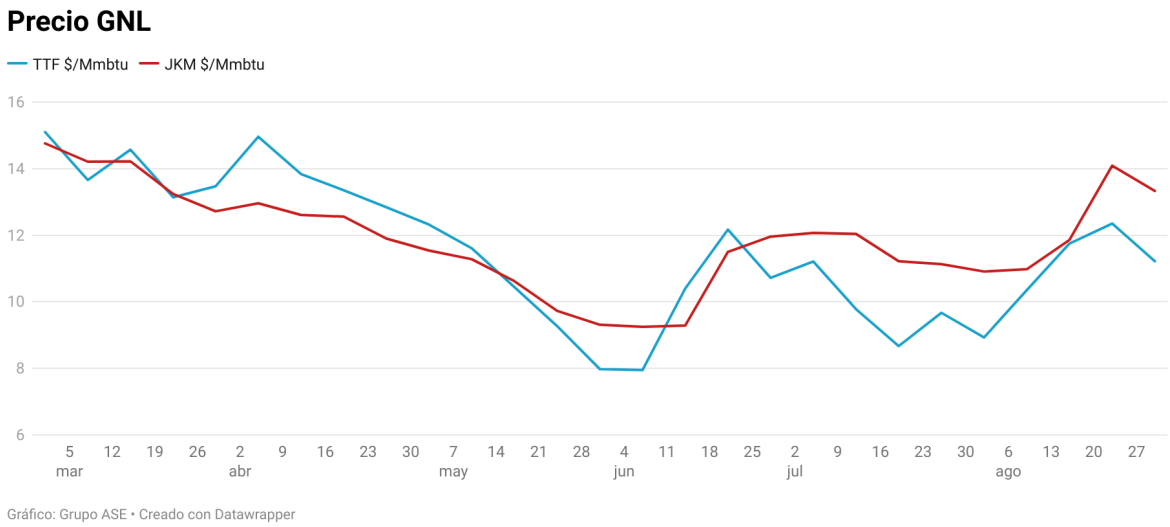
El almacenamiento de GNL de Japón ha crecido ligeramente y alcanza sus niveles medios de los últimos cinco años en esta época del año, pero sigue muy por debajo del año pasado. En China, las importaciones de GNL han aumentado respecto a julio y superan el 30% interanual. Sin embargo, en comparación con los de 2021, sus niveles de importación son ligeramente inferiores.

Las exportaciones de USA mantienen un fuerte ritmo

Según la Agencia Americana de la Energía, durante el resto de 2023 y 2024 su producción de gas natural seco se situará en una media de 104 Bcf/d, muy similar a la media del primer semestre de 2023 (102 Bcf/d). A partir del cuarto trimestre de 2024, se espera que la producción aumente con la entrada en funcionamiento de nuevos gaseoductos y dos nuevas instalaciones de GNL.

En la última semana de agosto, las entregas medias de gas natural a las terminales de exportación de GNL de Estados Unidos aumentaron un 2,6% y alcanzaron una media de 12,1 Bcf/d. En lo que llevamos de 2023 se ha mantenido muy alta la utilización de la capacidad máxima en sus siete instalaciones de exportación de GNL, con un promedió del 83 %, frente al 80% de 2022. La salida de buques desde esas instalaciones también se ha incrementado en la última semana de agosto hasta las 23 cargas.

Las restricciones para la entrada y salida de buques en el Canal de Panamá podrían influir en el aumento de



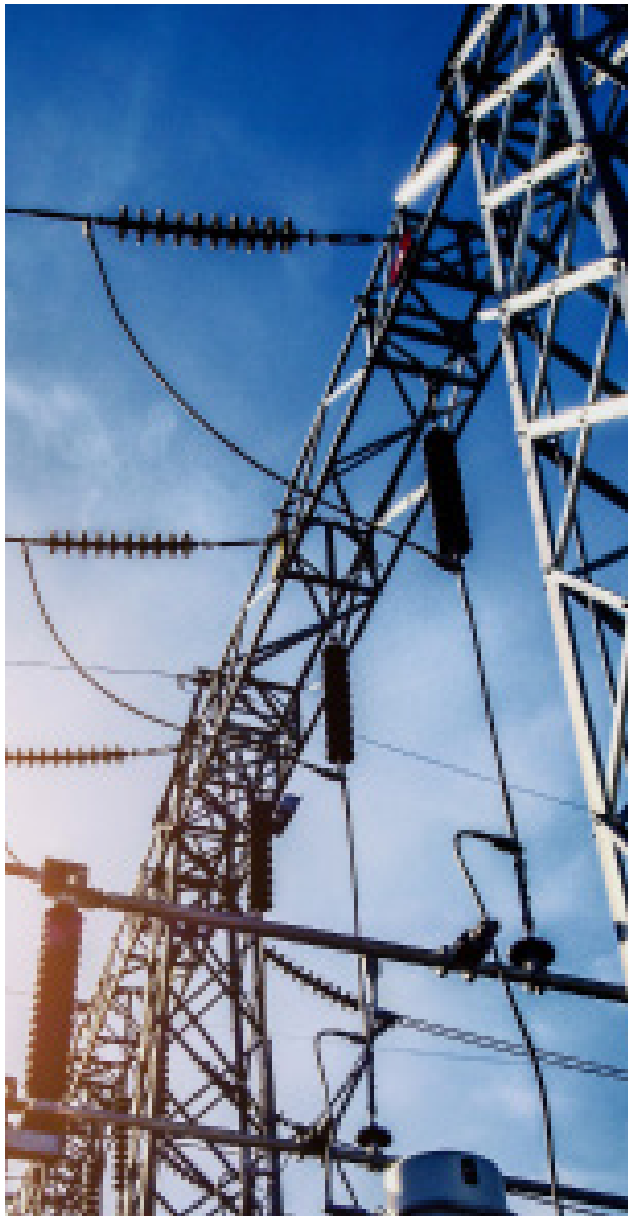
los precios de los envíos de GNL norteamericano hacia Asia. Las altas temperaturas y la sequía están impactando en el nivel de agua del canal y en este momento hay 120 buques en espera de tránsito.

El mercado de futuros español se muestra plano respecto al invierno y a 2024

Los precios de los contratos de futuros eléctricos del mercado español (OMIP) han cerrado agosto sin grandes diferencias respecto a julio. En general, el mercado se mantiene muy plano y las cotizaciones de 2024 prácticamente se están moviendo en los niveles de los precios spot. En cambio, el mercado de referencia alemán ha registrado una mayor volatilidad, a causa de los movimientos en los mercados de gas, donde sí existe una mayor prima de precio para 2024 respecto a los precios spot.

Esta menor agitación de la cotización de los futuros en España podría explicarse porque los compradores entienden que el mercado ibérico es menos sensible a los precios del gas, dada su elevada producción renovable. O, lo que nos parece más probable, porque el mercado de futuros apenas registra movimientos por su escasa liquidez.

Actualmente el precio español para 2024 cotiza sobre los 105 €/MWh, mientras que el alemán lo hace en 134 €/MWh y el francés en 146 €/MWh.



Nuestro análisis

Un mercado mundial muy ajustado de GNL mantiene elevados los precios del gas y la electricidad en Europa

El sentimiento bajista que venía recorriendo el mercado energético europeo a finales de julio y principios de agosto, por los saludables niveles de las reservas de gas del continente y su débil demanda, se vio bruscamente interrumpido por la noticia de posibles huelgas en instalaciones de GNL de Australia.

Europa se ha visto afectada por la posibilidad de parada de una instalación a más de 15.000 kilómetros porque Australia suministra actualmente el 25% del GNL que llega a los principales compradores asiáticos (Japón, Corea y China). Dada la ajustada oferta de GNL mundial, tras el corte de suministro ruso a Europa, el mercado se encuentra en un estado de nerviosismo y tensión muy elevados. La posibilidad de que los compradores asiáticos tuvieran que suplir ese recorte y elevaran su competencia con Europa se contagió rápidamente al mercado.

La realidad es que la reducción de la producción australiana sólo afectaría a un 20% de las plantas de Gorgon y Wheatstone, por lo que su impacto sería escaso. Por eso, los precios en Europa deberían volver por debajo del rango de 30 €/MWh hasta el inicio del invierno, apoyados en unos niveles récord de reservas de gas y en la debilidad de la demanda.

No obstante, habrá que estar muy atentos a los posibles retrasos en los mantenimientos de las instalaciones noruegas, al aumento de la demanda asiática y a que, posiblemente, las temperaturas en Europa serán más frías que las del invierno pasado.

La tensión y la volatilidad en el mercado del gas parecen garantizadas en lo que queda de 2023, lo que se traducirá en grandes oscilaciones en los precios de la electricidad.

En el horizonte 2024, la oferta y la demanda de GNL también seguirán siendo relativamente inelásticas, por lo que prevemos que mantendrán elevadas las cotizaciones de los mercados de futuros sobre el gas y la electricidad respecto a sus medias históricas.

Informe de mercado Agosto 2023

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL cerró en 93,02 €/MWh. Baja un 57,5% frente al mismo mes del año anterior.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

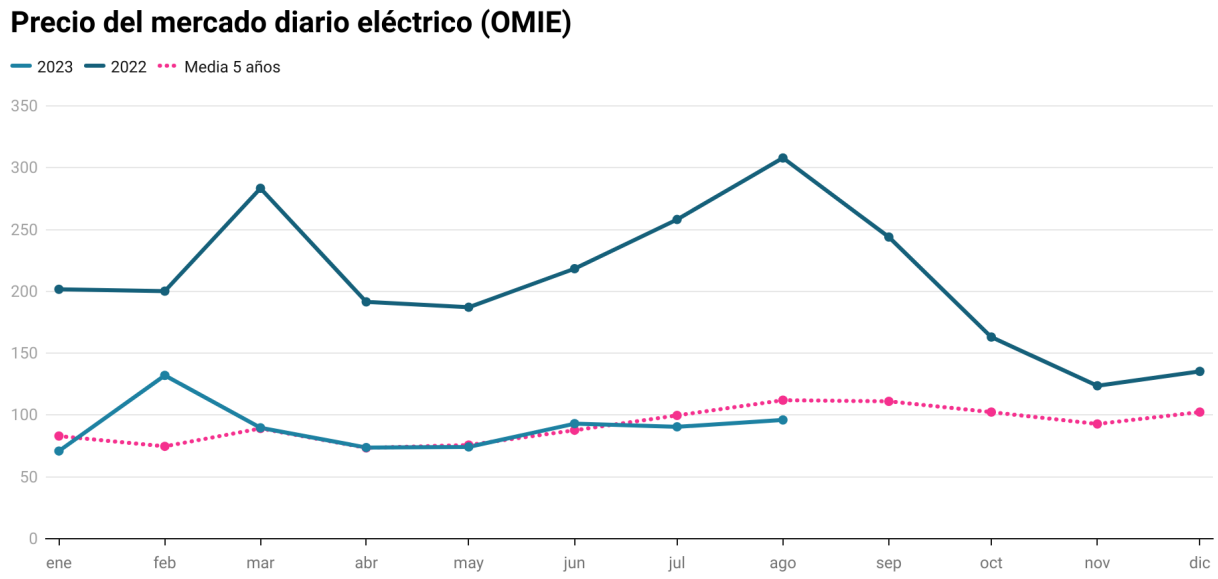
96,05
€/MWh

▲ +6,17% vs julio 2023

▼ -68,88% vs agosto 2022

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

115,24
€/MWh

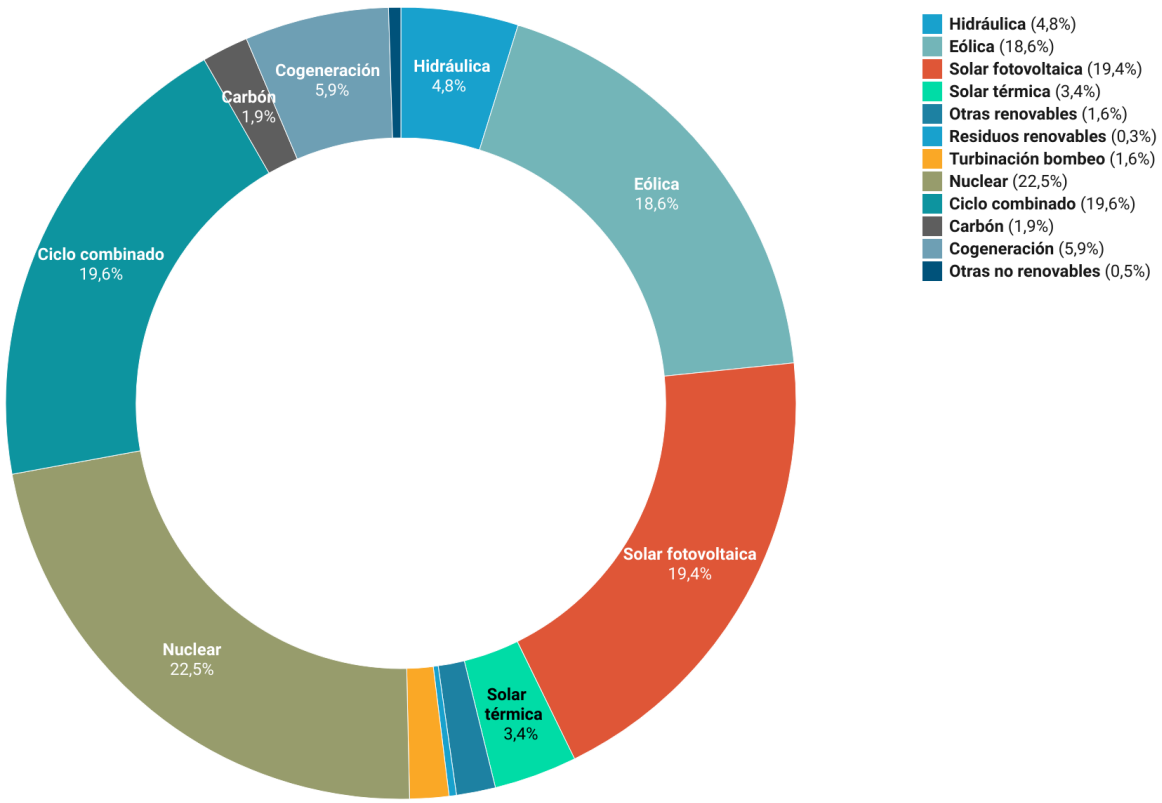


Generación

La generación de electricidad baja un 6,7% respecto al mismo mes del año pasado.

- » La generación proveniente de fuentes renovables representó el 48% del mix frente al 40,4% del mismo mes del año pasado.
- » La generación libre de emisiones CO2 representó el 72,2% del mix frente al 60,7 del mismo mes del año anterior.

Mix agosto 2023



Toma el control del coste eléctrico de tu empresa

Grupo ASE nace en Bilbao en 2001 y está presente en todo el territorio nacional. Somos la empresa del sector eléctrico que defiende los derechos e intereses económicos de los consumidores industriales y agentes del sector con capacidad de compra. Nuestros valores son independencia, conocimiento técnico, poder de compra y optimización de la energía y su coste como parte de un servicio integral. En la actualidad contamos con más de 400 clientes y alrededor de 800 puntos de suministro.

Grupo ASE
(Sede central)
Gran Vía 81, piso 6º
departamento 2.
48011 · Bilbao (Bizkaia)
Tel: 944 18 02 71
ase@grupoase.net

MÁS SEDES

Comunitat Valenciana
Avenida de Benidorm, 1
En-37
San Juan · 03550
(Alicante)
Tel: 966 593 464 –
606 393 077
ase@grupoase.net

Región de Murcia
C/ Trapería 30, 5º B
30001 · Murcia
Tel: 618 212 774
ase@grupoase.net

Comunidad de Madrid
Avenida de América, 32
28922 · Alcorcón
(Madrid)
Tel: 912 262 209
ase@grupoase.net

Andalucía
Calle Pago del Lunes, 9
18195 · Cúllar Vega
(Granada)
Tel: 858 952 918
ase@grupoase.net

Cataluña
C/ Comte Urgell, 286 ·
Pral. D
08036 · Barcelona
Tel: 934 186 424
ase@grupoase.net

in Grupo ASE @ASEnergia ASEnergia

www.grupoase.net