Informe de mercado

Septiembre 2023

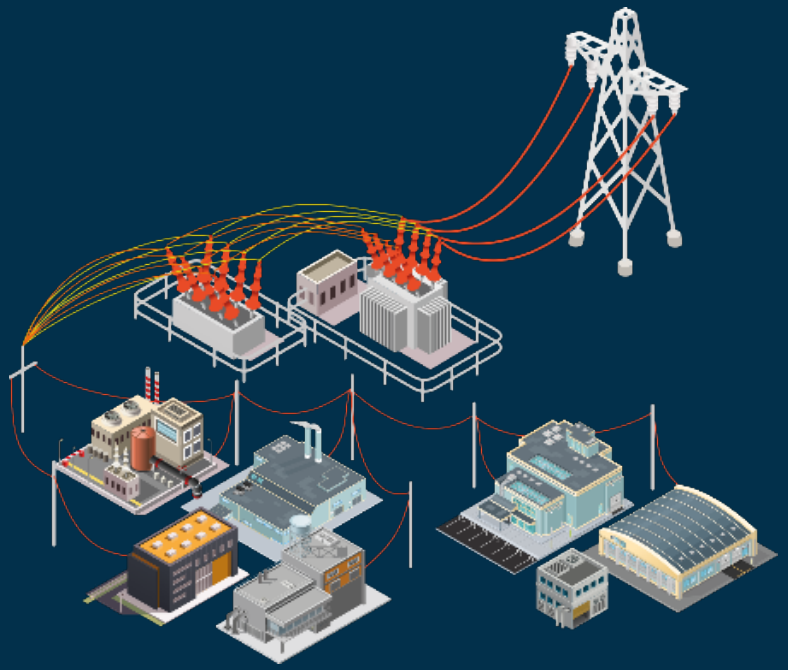
Resumen ejecutivo

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

Septiembre 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

103,34
€/MWh

▲ +7,59% vs agosto 2023

▼ -57,6% vs septiembre 2022

DEMANDA

18.308 GWh

GENERACIÓN

19.617 GWh

El análisis

El Yr-24 español sube y pierde un 60% de su prima de descuento frente a Europa

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **El hueco térmico compensa la menor generación renovable y nuclear, elevando los precios de la electricidad.**
- **La demanda eléctrica industrial sigue descendiendo y pierde un 10,6% en los últimos doce meses**
- **Las importaciones de gas europeas caen un 28%, pero los niveles de reservas alcanzan el 95% gracias a la reducción de la demanda.**
- **Mejoran las perspectivas de la temporada de invierno de gas para Europa y la cotización del Cal-24 cae un 10%.**

La escasa producción eólica y la subida del gas elevan el precio de la electricidad un 25,35%
El El precio de la electricidad ha subido un 7,6%, hasta los 103,34 €/MWh

El precio diario del mercado mayorista (POOL) español de septiembre ha cerrado en 103,34 €/MWh. Es un 7,6% más caro que el de agosto, pero está un 57,6% por debajo de su nivel hace un año.

La reducción de la generación renovable y el consiguiente aumento del peso de los ciclos combinados de gas en el mix de generación han provocado la subida del precio, que no ha sido mayor porque Francia ha recuperado normalidad (60%) en su generación nuclear y ha exportado más a España.

El precio promedio de la electricidad en las grandes economías europeas (Alemania, Francia, Reino Unido, Italia y Holanda) ha sido de 100,4 €/MWh, es decir, un 3% inferior al español. Francia ha marcado el más bajo (88,71 €/MWh), Italia el más alto (116,36 €/MWh) y Alemania se ha acercado mucho a la media, con 100,72 €/MWh.

El crecimiento del hueco térmico eleva el precio eléctrico
Este mes el hueco térmico ha alcanzado el 23,5% del mix de generación, su máximo en lo que va de año. La producción de los ciclos combinados de gas (CCG) ha aumentado para compensar la reducción de la participación de las tecnologías renovables. Respecto a agosto, la producción eólica media diaria ha descendido un 12,8%, mientras que la fotovoltaica se ha reducido un 20,72%.

La entrada del otoño supone menor radiación solar (menos horas de sol) y, como no ha venido acompañada de un incremento de la generación eólica, los CCG y la hidráulica regulable han mantenido una posición dominante en la fijación de los precios del mercado diario. Concretamente, las tecnologías del hueco hidrotérmico han marcado el precio en el 70% de las horas en septiembre.

La hidráulica regulable cerró a un promedio de 106,65 €/MWh, centrando su participación en las horas pico del final del día (entre las 20:00 y 23:00 horas). Por su parte, los CCG promediaron un precio de casación de

87,20 €/MWh porque, a diferencia de la hidráulica, su elevada participación también se produjo en las horas centrales del día, en las que presionaron las ofertas de la generación renovable.

Ampliando la perspectiva temporal, la generación media diaria eólica de este mes, de sólo 135,4 GWh, se ha reducido un significativo 14,1% frente a la de del mismo mes del año pasado, aunque se mantuvo en el promedio del mes de septiembre de los últimos cinco años. Y, de hecho, desde enero ha registrado un leve incremento del 0,7% respecto al mismo periodo del año pasado.

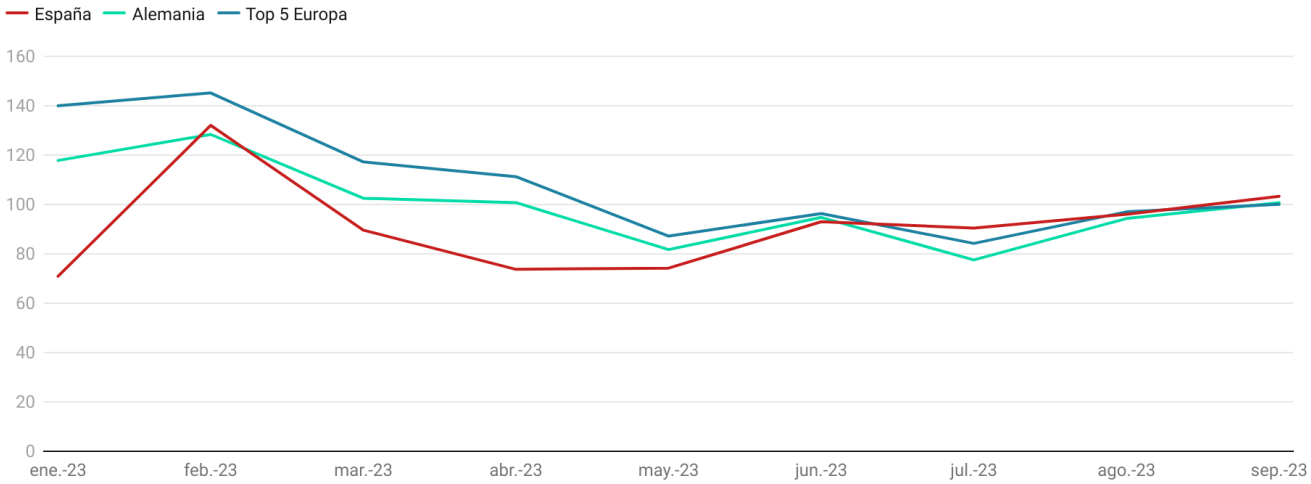
La mayor actividad de los CCG también estuvo vinculada a la menor aportación nuclear. A causa de un incidente, Vandellós II realizó una parada no programada desde el 20 de septiembre. Esta central notificó una incidencia en la red eléctrica exterior a la central, que afectaba al funcionamiento del generador principal y que provocó la parada automática de la turbina y del reactor. Está previsto que vuelva a conectarse al sistema una vez subsane el problema.

La generación eléctrica baja un 12,4% por la reducción de las exportaciones

En septiembre, la generación eléctrica en España se ha desplomado un 12,4% respecto al mismo periodo del año pasado. Como venimos comentando en los últimos tres meses, esta caída no solo está relacionada con la reducción de la demanda, también con el fuerte descenso del saldo exportador, que es un 77,9% inferior al de septiembre de 2022.

La mayor disponibilidad del parque nuclear francés, que ya se encuentra operativo en un 60% de su capacidad, le ha permitido recuperar 13 mil MWh de potencia nuclear respecto al año pasado y, así, exportar electricidad a España y a otros países. Estas exportaciones francesas hacia España han sido la principal causa de la reducción de la generación de los CCG españoles, del 40% respecto al mismo mes del año pasado.

Precio medio mensual del mercado diario eléctrico



Los graves problemas de mantenimiento de las centrales francesas de los últimos años, a los que se sumó el bajo nivel al que llegaron sus ríos en 2022 (impidiendo una correcta refrigeración de sus reactores) desequilibraron la oferta eléctrica en Europa. Esto, unido a los altos precios del gas, provocó una crisis eléctrica sin precedentes en Europa. El viejo parque nuclear francés, con importantes problemas de mantenimiento y necesitado de fuertes inversiones, sigue teniendo un papel clave en el equilibrio la oferta eléctrica de carga base, frente a las fluctuaciones y estacionalidad de la oferta renovable de sus vecinos.

La demanda industrial energética sigue desplomándose y pierde un 12,6% en el último año

La demanda de energía de la industria continúa sin dar signos de recuperación, a pesar de han caído significativamente los precios de la electricidad y del gas respecto al año pasado.

El consumo eléctrico de las grandes empresas ha descendido un 10,6% en los últimos doce meses, sigue disminuyendo su peso y actualmente ya solo representa el 46% de la demanda total. Paralelamente, el descenso de la demanda de gas de la industria (a excepción de los sectores eléctrico y refino) acumula un 17,1%.

Este recorte podría estar relacionado con varios factores como una menor actividad económica, la respuesta a los altos precios o el aumento de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en la industria, que representan el 47% de las instalaciones totales realizadas en España.

El sector metalúrgico (-16,6%) y el del papel (-19,9%) son las actividades que más han reducido su consumo eléctrico en el último año. Solo la demanda eléctrica en el sector del automóvil tiene un aumento significativo respecto al año pasado, con un crecimiento del 7,8%.

Respecto a la demanda general, septiembre registra

un descenso del 3,4% respecto al mismo mes del año pasado y acumula una caída del 4,3% en lo que llevamos de 2023. El incremento de las instalaciones de autoconsumo sigue mostrando un gran impacto en la reducción de la demanda durante las horas solares, que muestran caídas superiores al 6%.

Con un 28% menos de importaciones de gas, las reservas están al 95% por la reducción de la demanda

En las últimas semanas, los numerosos retrasos que han sufrido los trabajos de mantenimiento de las instalaciones noruegas, junto con las huelgas del gas natural licuado (GNL) en Europa, han impulsado los precios del gas spot y han provocado una fuerte volatilidad en el mercado. El precio spot promedio de septiembre en el TTF ha sido de 36,28 €/MWh y en MIBGAS, de 36,93 €/MWh.

La actual capacidad indisponible de los gaseoductos noruegos, de algo más de 100 mcm/d en los últimos días, debería recuperarse a mediados de octubre, hasta alcanzar niveles de 340 mcm/d. Esa recuperación podría devolver al mercado un sentimiento bajista, dado que las reservas de gas europeas están al 95,42% de su capacidad, antes de empezar la temporada de invierno, y que su demanda está debilitada por una menor actividad económica y temperaturas suaves.

Las importaciones europeas de GNL, que representan alrededor del 40% del suministro total de gas del continente, se han reducido en septiembre a 240 mcm/d, alrededor de un 25% menores que las de septiembre de 2022. Se trata del menor nivel de importaciones de los dos últimos años. Sin embargo, a pesar de esta reducción en la llegada de GNL, las reservas de gas no se han resentido debido a su menor demanda en Europa.

La reducción de las importaciones de GNL obedece a un menor apetito europeo. El mercado está bien abastecido de cara al invierno, con unas reservas en máximos históricos y una demanda de gas que sigue bajando. Pero también las señales de precio desde los mercados asiáticos han favorecido que los cargamentos de GNL hayan preferido destinos de Asia Oriental.

En septiembre, el índice de precio de referencia en Asia (JKM) ha promediado una prima de 2,3 $/MMBtu sobre el holandés TTF, de referencia en Europa. Esta diferencia es suficiente para cubrir los sobrecostes, puesto que el envío de ida y vuelta desde el Golfo de EE. UU. hasta Europa es de 2 $/MMBtu, mientras que hasta Japón ronda los 4,1$/MMBtu.

Mejoran las perspectivas de la temporada de invierno de gas para Europa y los precios del Cal-24 caen un 10%

La expectativa de los mercados europeos de gas para el invierno 2023/2024 ha mejorado significativamente en las dos últimas semanas, gracias a la menor incertidumbre por la recuperación de los flujos noruegos y el fin de las huelgas en Australia. Pero los fundamentos que hay detrás de esta bajada son las altas reservas de gas y, sobre todo, el cumplimiento del objetivo de reducción continua del 15% de la demanda de gas que había marcado la Comisión de la UE respecto a sus niveles de los últimos cinco años.

Por tanto, es probable que Europa termine la temporada de calefacción con un almacenamiento muy adecuado. Esto se ha reflejado en una caída en la cotización del Cal-24 (TTF), hasta los 47,52 €/MWh, y ha suavizado la curva de contango que comentábamos en nuestro último informe.

La reducción de la demanda está siendo la clave para que Europa capee la crisis. En la actualidad, aparte de la posibilidad de un invierno frío, no se plantea otro escenario capaz de impulsar la demanda de gas dado el contexto de desaceleración de la actividad económica.

En agosto, la demanda de gas en Europa (UE-27) se desplomo un 19% interanual. De enero a agosto de este año, la demanda de gas europea ha caído un 12% respecto al mismo periodo de 2022 y un 22,5% en comparación con 2021. Los altos precios del gas han provocado una destrucción de la demanda de gas estructural y es posible que no se recupere.

El Yr-24 español ha perdido un 60% de su prima respecto al precio alemán desde el final de verano

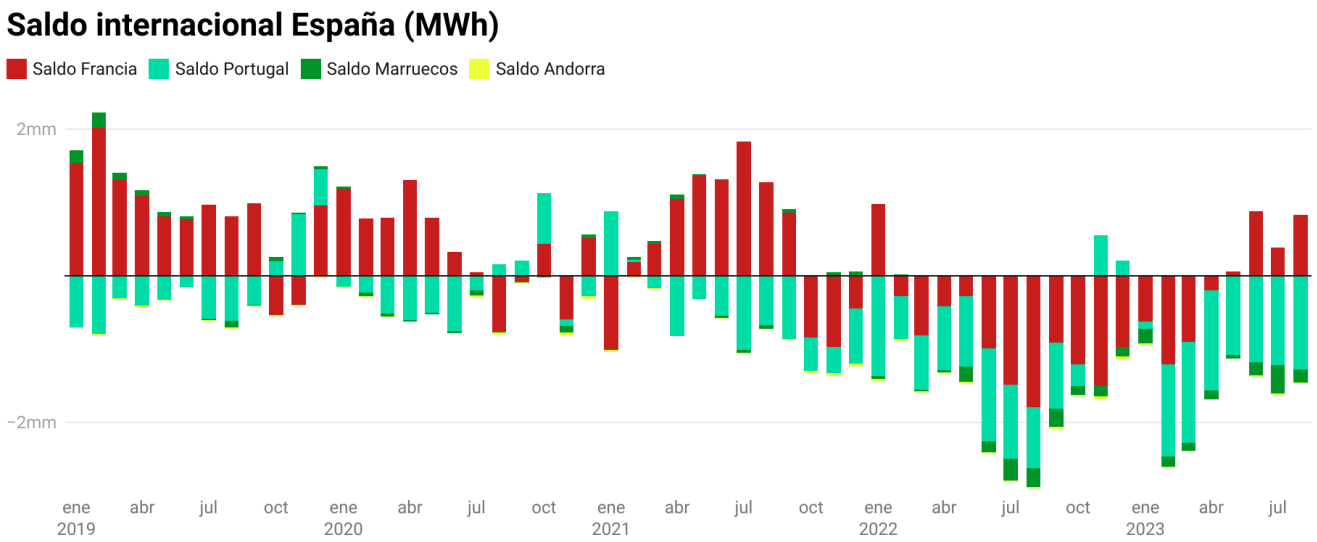
La cotización del Yr-24 español ha cerrado septiembre con un incremento del 4,76% hasta los 110 €/MWh. Aunque no se trata de una subida extraordinaria, sí que es contraria al movimiento experimentado por el mercado de futuros alemán y por lo del resto de países europeos.

En este mes, el Yr-24 alemán ha experimentado una importante reducción del 11,6%, hasta los 121,47 €/MWh.

La prima de descuento del futuro español sobre el alemán aún sigue siendo importante (11,47 €/MWh), pero se ha dejado un 60% durante durante el último mes porque en agosto estaba por encima de los 30 €/MWh, incluso llegó a superar los 50 €/MWh a mediados de junio. Ha ido descendiendo a medida que ha avanzado el verano.

Varios factores pueden explicar la tendencia a converger con el precio alemán y la pérdida de la prima de descuento de las últimas semanas:

- La mejor perspectiva de la oferta energética en Alemania, con unas reservas de gas al 98%, la recuperación de los flujos noruegos esperada para mediados de octubre y mejores previsiones de generación nuclear francesa.
- La demanda eléctrica y de gas en Alemania si-



gue mostrándose muy débil, con una caída del consumo de gas del 18%.

» Las menores perspectivas de nueva oferta renovable en España para 2024, debido a que las inversiones en el sector se están desacelerando, igual que las instalaciones de autoconsumo, por una caída de los precios en primavera y el aumento de los costos de inversión, a consecuencia del impacto de los altos tipos de interés.

» Los costos de generación de las centrales de carbón, que suponen el 35% de la generación eléctrica de carga base en Alemania, se han reducido por la caída de la cotización de los certificados de emisiones de CO2 en las últimas semanas. Aquí conviene señalar que los costos de generación de los ciclos combinados de gas se han venido incrementando desde el verano, por el aumento de los precios del gas. En este sentido, la desaparición del carbón en el mix español nos hace más dependientes de los ciclos combinados de gas en la oferta de carga base, cuando las renovables reducen su aportación.

La pérdida de la prima de descuento de España respecto al Yr-24 francés ha sido similar. El precio galo para 2024 ha bajado un 14% en septiembre, desde los 150 €/MWh hasta los 129 €/MWh, acercándose al precio español.

Otro de los factores que puede estar incrementando el precio del Yr-24 en España es la escasa liquidez (oferta) de carga base del mercado de futuros español respecto de otros mercados europeos.

En todo caso, en los últimos meses se está notando un aumento de la oferta de PPA (contratos de largo plazo de 5 y 10 años) con generación renovable, en su mayoría curva solar. La incertidumbre sobre el precio, debido a las menores perspectivas de precios altos en las horas solares (por la gran cantidad de oferta renovable y caída de la demanda) así como la necesidad de financiación de promotores con avales entregados cerca de su vencimiento, podría seguir incrementando la oferta de este tipo de productos en los próximos meses.

Previsión: la escasa generación eólica en la península mantendrá los precios claramente por encima de 100 €/MWh en la primera quincena de octubre

La generación eólica prevista para la primera parte de octubre se mantiene en niveles inferiores a los 100 GWh, esto es un 30% por debajo de la norma estacional de un mes de octubre de los últimos 5 años (148 GWh). Por otra parte, la central de Vandellós II sigue desacoplada del sistema por el incidente del pasado 20 de septiembre y aún no se sabe cuándo se volverá a conectar.

Estos dos factores serán determinantes para que los precios de la electricidad se sigan moviendo en un rango promedio de 100-120 €/MWh y superen los 150 €/MWh en las horas pico.

ANÁLISIS GRUPO ASE

Los riesgos de volatilidad y subida de los mercados se mantendrán
Durante los seis primeros meses de este año, la volatilidad y precio del gas en Europa habían caído en picado tras el pánico de los mercados y las restricciones de liquidez del año pasado.

Pero, como hemos comprobado en la parte final de junio, cualquier cambio en el suministro puede poner en entredicho ese descenso. El anunció de la prórroga en el mantenimiento de la planta de procesamiento de gas de Nyhmana (Noruega) tardó en menos de 48 horas en elevar el precio del gas en un 30% y arrastró al alza los precios asiáticos (JKM).

Podrían repetirse anuncios de paradas por mantenimientos de instalaciones de gaseoducto noruegas, así como de GNL en EE. UU., como ha ocurrido con Sabine Pass. Algunas instalaciones han trabajado por encima de capacidad nominal durante el último año, con el objetivo de rentabilizar los altos precios de gas, pero ese ritmo puede no ser sostenible.

En todo caso, los riesgos podrían estar más en lado de la demanda. Aunque lejos de sus volúmenes de 2021, las importaciones de GNL asiáticas están mostrando una sólida recuperación en los últimos meses.

Paralelamente, los volúmenes de nueva oferta que entrarán en el mercado hasta finales de 2025 son muy limitados, es decir, los precios del GNL van a seguir muy condicionados por la demanda.

En este contexto, el ritmo y la magnitud del crecimiento de la demanda asiática (sobre todo de la china) será el principal factor de incertidumbre que determinará el equilibrio del mercado del GNL durante los próximos años.

En nuestra opinión, el mercado seguirá inmerso en un contexto de volatilidad y riesgo de altos precios del gas y de la electricidad durante los próximos 2 o 3 años.

Informe de mercado Septiembre 2023

Precio del mercado diario (OMIE)

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

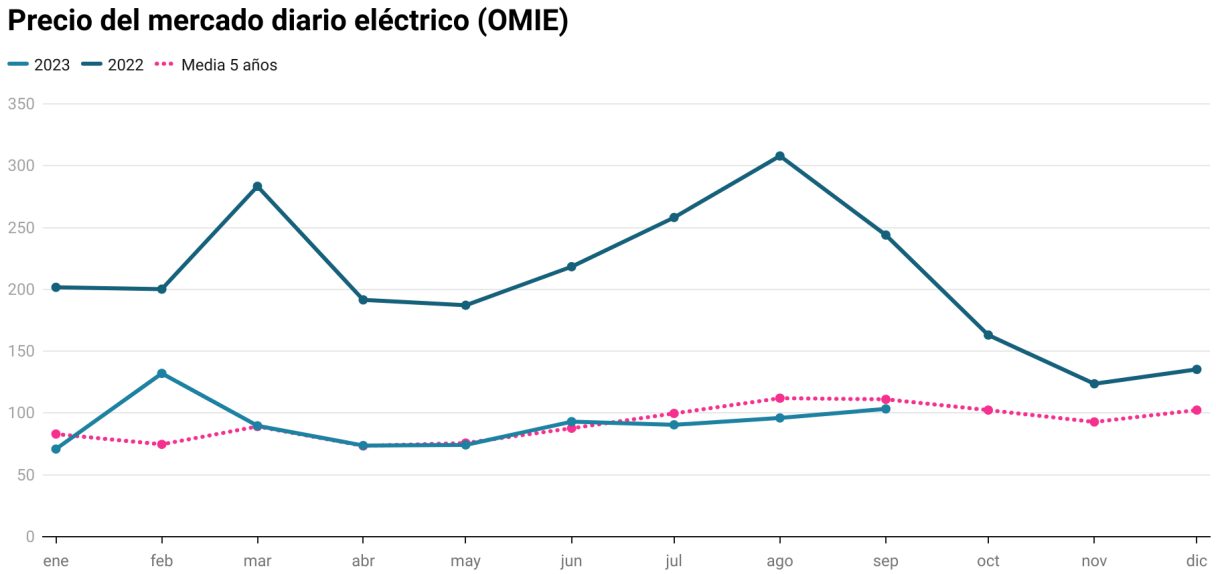
103,34
€/MWh

▲ +7,59% vs agosto 2023

▼ -57,6% vs septiembre 2022

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

103,67
€/MWh



Mix septiembre 2023

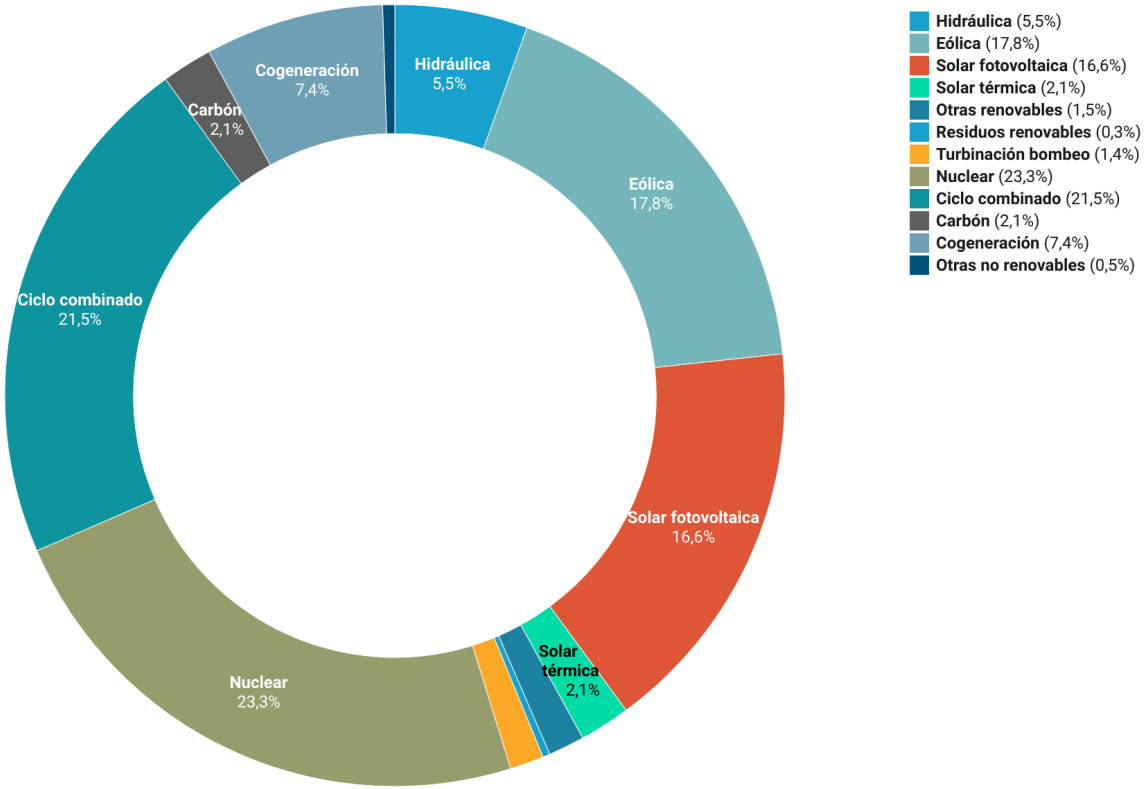


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

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

Grupo ASE @ASEnergia ASEnergia

www.grupoase.net