grupo ase

Informe de mercado

Noviembre 2023

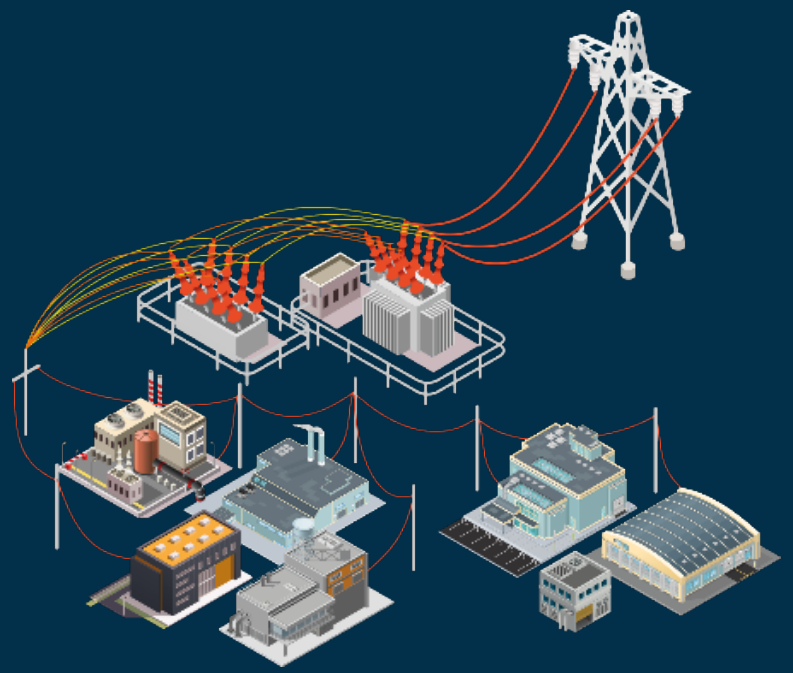
Resumen ejecutivo

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

Noviembre 2023



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

63,45 €/MWh

▼ -29,5% vs octubre 2023

▼ -49% vs noviembre 2022

DEMANDA

18.725 GWh

GENERACIÓN

20.475 GWh

El análisis

La eólica lleva la electricidad a 63,45 €/MWh, su precio más bajo desde marzo de 2021

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **La generación renovable alcanza el 62,8% del mix y establece un nuevo máximo histórico.**
- **Los mercados de futuros de gas y electricidad registran fuertes caídas en el producto año 2024.**
- **Previsión: la eólica y el acoplamiento total del parque nuclear mantendrán contenido el precio de la electricidad.**
- **Análisis: en un mercado más equilibrado, el carbón y las emisiones de CO2 podrían anclar los precios del gas durante 2024.**

El precio diario del mercado mayorista (POOL) español ha cerrado noviembre en 63,45 €/MWh, su nivel más bajo desde marzo de 2021. Retrocede un 38,45% respecto a octubre y aún más, un 49%, si lo comparamos con su cota de hace un año, cuando se situaba en 124,43 €/MWh.

Volatilidad extrema de los precios

El aumento extraordinario de la generación eólica, que se ha sumado al incremento de la hidráulica y la fotovoltaica, ha permitido que los precios de la electricidad se hundieran en muchos momentos. Sin embargo, también ha ocurrido lo contrario. Los días en los que la aportación eólica fue más moderada se elevaron bruscamente porque el gas está muy caro y, por tanto, también los costos de los ciclos combinados de gas, que marcan el precio de la electricidad cuando las renovables no los dejan fuera.

La elevada volatilidad también se aprecia en la distribución horaria promedio. En las horas de radiación solar, el precio se situó por debajo de los 50 €/MWh. En cambio, en las horas punta prácticamente se duplicó, superando los 90 €/MWh.

Esta circunstancia ha hecho que empresas y negocios con curvas de consumo de electricidad en las horas centrales del día hayan visto enormemente reducido su precio. Por el contrario, la rentabilidad de los proyectos de autoconsumo en hogares y negocios se ha visto lastrada por este efecto de la "curva de pato" de los precios.

España se desmarca en Europa con la electricidad un 36% más barata

El precio promedio de la electricidad de las grandes economías europeas (Alemania, Francia, Reino Unido, Italia y Holanda) ha sido de 99,33 €/MWh, un 36% superior al español (63,45 €/MWh).

En los últimos días, el precio de la electricidad en Alemania se ha situado en máximos de hace nueve meses, superando los 140 €/MWh. Lo explican la reducción de su generación eólica y las bajas temperaturas registradas, que hacen que sus plantas de carbón es-

tén trabajando a más del 90% de su capacidad en este momento.

En Francia la situación es muy similar. Los últimos días su precio de la electricidad ha superado los 140 €/MWh, lo que ha obligado a su parque nuclear a aumentar su disponibilidad hasta los 43 GW (60% de su capacidad).

En el periodo de enero a noviembre de este año, el precio de la electricidad de las grandes economías europeas se sitúa en 106,96 €/MWh, un 20,4% por encima del español (88,89 €/MWh).

Las renovables alcanzan el 62,8% del mix y marcan máximo histórico

Como ya ocurrió el mes pasado, en noviembre la generación eólica ha sido muy superior (+31%) a su promedio de los últimos cinco años. Por sí sola ha cubierto el 33,8% del mix de generación y ha respondido a más del 37% de la demanda. En resumen, es la causa principal de que noviembre tenga el precio mensual más bajo desde marzo de 2021, antes de comenzará la actual crisis energética (finales de la primavera de 2021).

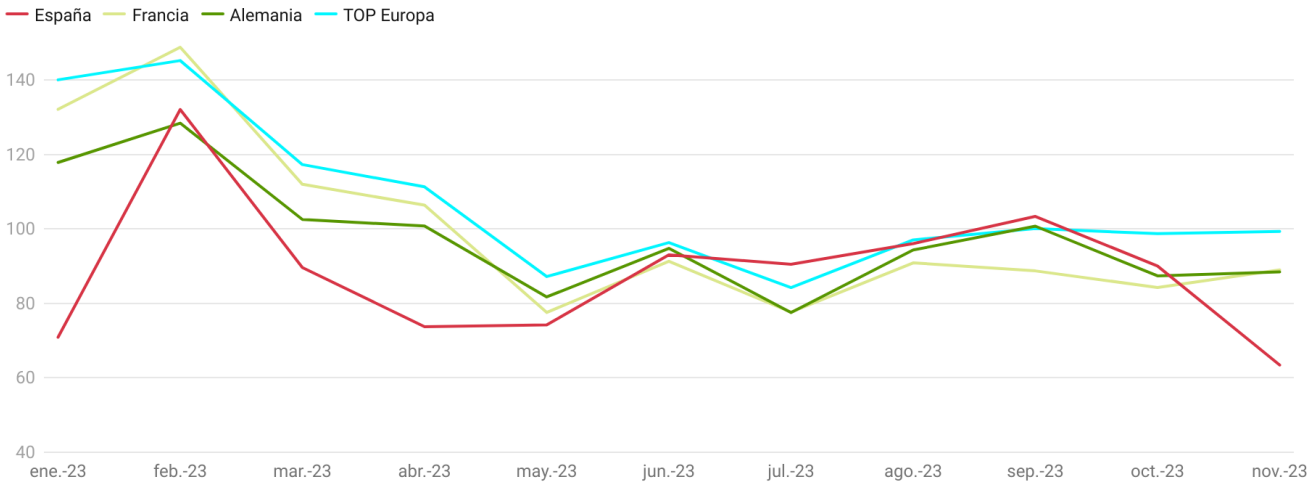
Al incremento de la producción eólica se ha sumado el importante crecimiento experimentado por hidráulica (+180%) y la fotovoltaica (+30%). Por eso la generación de origen renovable ha cubierto el 62,8% del mix en noviembre. Se trata de un máximo histórico, que supera al que se estableció en febrero de 2021, cuando se alcanzó el 60,9%.

En lo que llevamos de año, de enero a noviembre, las renovables han aportado el 51,9% del mix, lo que son 8 puntos más que la media de los últimos 5 años (43,7%).

El crecimiento eólico responde al factor climatológico

El papel de la energía eólica es clave para la descarbonización de los mercados energéticos y para permitir la electrificación de otros sectores en los momentos en los que la generación fotovoltaica no alcanza. También es fundamental para la seguridad del suministro, a medida que se cierran las plantas de carbón y en épocas de escasez hidráulica.

Precio medio mensual del mercado diario eléctrico



La eólica es la tecnología con más potencia instalada (30.401 MW), por delante de los ciclos combinados de gas (26.250 MW). Sin embargo, su crecimiento se ha ralentizado en los últimos años. En 2023 apenas ha aumentado un 2,3%.

Por tanto, el aumento de la generación eólica que estamos observando en los últimos meses solo se puede achacar a circunstancias climatológicas. En este sentido, algunas teorías afirman que la mayor temperatura de los océanos podría explicar que el viento se haya incrementado.

Los proyectos eólicos requieren mucho capital y tienen un gran impacto ambiental. Por eso, algunos de los factores que podrían estar retrasando la puesta en marcha de nuevos serían:

1. Aumento del coste de las inversiones, por la subida de los tipos de interés.
2. Aumento de la prima de riesgo, por la incertidumbre de los precios de la electricidad.
3. Aumento del costo de los materiales y problemas en la cadena de suministro, que ha llevado a fabricantes a entrar en pérdidas.
4. Retrasos en los complejos procesos de planificación y concesión de nuevas conexiones a proyectos con gran impacto ambiental.
5. Esperemos que todos estos problemas se vayan solucionando, dado que la aceleración de nuevos parques eólicos es clave para poder cumplir los objetivos de descarbonización que se ha fijado Europa para 2030.

Los ciclos combinados de gas reducen su producción un 46,2%

La aportación de la generación de los ciclos combinados de gas (CCG) al mix ha sido de solo un 11,6%, el dato más bajo en los últimos diez meses. Los CCG se

han visto desplazados por la alta generación renovable y, también, por la reducción del saldo exportador. Este ha descendido un 50% en comparación con el año pasado por la desaparición del efecto del tope del gas y porque la producción nuclear francesa está muy por encima de los bajos niveles que registró el año pasado.

La reducción de la actividad de los CCG podría haber sido mayor, de no ser porque dos centrales nucleares han estado desacopladas del sistema eléctrico (Cofrentes y Ascó II) por paradas programadas. Cofrentes se conectó el 19 de noviembre y Ascó II está previsto que lo haga el próximo 8 de diciembre.

Las reservas de energía disponible en los embalses aumentan un 17%
A 28 de noviembre, la energía disponible en los embalses se situaba en 11.005 GWh, con un extraordinario crecimiento del 17% desde los 9.108 GWh de final de octubre. Este volumen es un 54% más elevado que el de hace un año (7.135 GWh) y un 16% superior a su promedio de los últimos diez años (9.485 GWh). Las cuencas gallegas y del cantábrico se encuentran a más del 80% de su capacidad.

Este aumento de la energía disponible en los embalses garantiza una disminución de la demanda de gas para generar electricidad durante los próximos meses.

La demanda eléctrica sube un 3%, pero está un 6,8% por debajo de su promedio de los últimos cinco años
Respecto a noviembre de 2022, este mes la demanda eléctrica ha crecido un 3% y confirma la ligera recuperación que registró el pasado mes de octubre (+1,9%). No obstante, analizando los datos de los dos últimos meses, esta recuperación está más motivada por el hundimiento que experimentó la demanda eléctrica el año pasado que por un cambio de tendencia. Lo confirma su promedio de los últimos cinco años. En comparación, el dato de noviembre registra una reducción del 6,8%.

Por tanto, no estamos ante una recuperación. Al contrario, los datos son contundentes y confirman una destrucción estructural de la demanda, que podría explicarse por el aumento del autoconsumo fotovoltaico y por los altos precios durante esta crisis energética.

Tampoco son alentadores los datos de demanda de las grandes empresas. En octubre mostraban una reducción acumulada del 9,83% durante 2023. Encabezan la caída la industria del papel (-21,6%) y el sector metalúrgico (-10,6%). Entre las que crecen, destaca el sector del automóvil con un aumento del 6,1%.

El autoconsumo sigue restando demanda
En noviembre, la demanda ha vuelto a registrar un hundimiento en las horas de mayor radiación solar que se debe al aumento de las instalaciones solares para autoconsumo. Por eso mismo, en el resto de las horas se produjo un incremento significativo.

El incremento de las importaciones noruegas y las saludables reservas estabilizan el gas spot en 45 €/MWh
En la última semana las temperaturas europeas han bajado, colocándose por debajo de su promedio. A pesar de ello y de la escasa generación eólica, no se ha producido un repunte significativo en el precio spot del gas. El del TTF se ha movido en los últimos días en 45 €/MW y ha cerrado noviembre con un promedio de 43,39 €/MWh.

En España, el precio del gas (PVB) está a 38,03 €/MWh y registra un importante descuento frente al precio de referencia europeo (TTF). La causa de esta gran diferencia es la escasa demanda de gas, tanto por el menor consumo de los CCG como por las reservas españolas, que están al 100% de su capacidad.

Las importaciones de gas europeas han crecido en noviembre por el aumento del suministro noruego (hasta los 325 mcm en la última quincena) y por el incremento de las cargas de GNL (hasta los 352 mcm).

A pesar de las bajas temperaturas, durante la última semana de noviembre el descenso de los almacenamientos europeos ha sido ligero (algo más de 2 puntos). En estos momentos están 14 puntos por encima de su promedio de los últimos 5 años y con 5,5 puntos más que el año pasado.

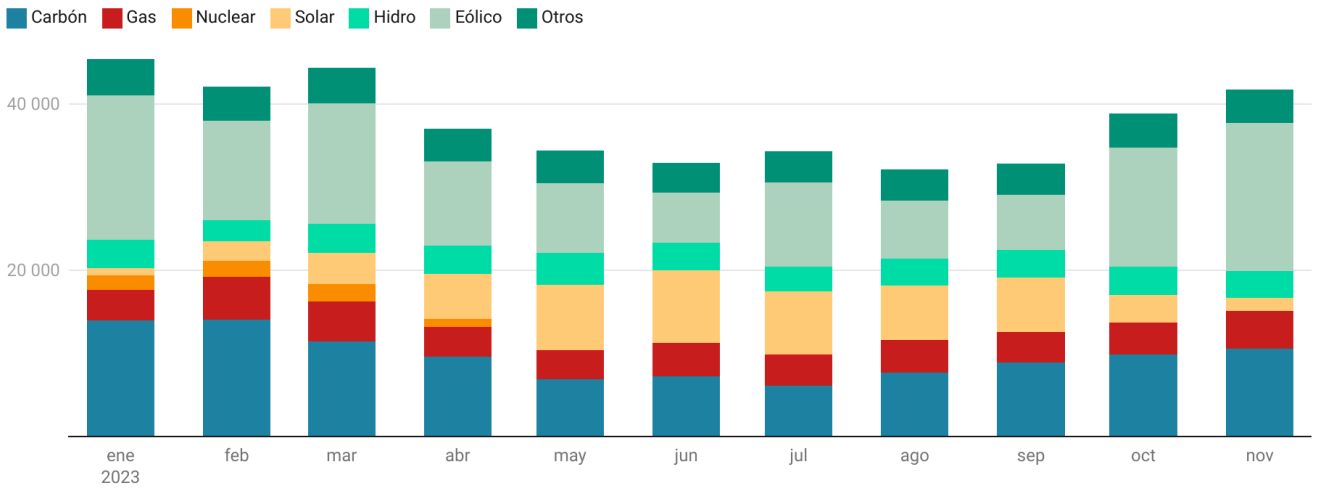
Los futuros de gas registran fuertes caídas del 17% en la curva de 2024
Parece que la prima de riesgo de "guerra" se está diluyendo y que se imponen los fundamentos bajistas. Los precios de diciembre han caído en las últimas sesiones por debajo de los 40 €/MWh y el precio del CAL 24 (año 2024) ha descendido hasta los 41 €/MWh, su mínimo desde febrero de 2022.

No obstante, la sensación es que pende de un hilo. En el actual régimen estricto de oferta, cualquier tensión geopolítica o cualquier problema de suministro o logístico a nivel global podría elevar de nuevo los precios.

Los precios de gas asiáticos (JKM) caen por su débil demanda y sus altos inventarios
Los precios del principal índice de gas natural licuado (GNL) en Asia, el JKM, han descendido en noviembre hasta los 16,40 $/MMBTU, como respuesta a lo bien abastecidos que están los principales mercados asiáticos y a sus elevadas reservas. También el descenso de los precios en Europa ha arrastrado a la baja a los asiáticos.

Las tarifas de flete de los cargamentos spot de GNL del Atlántico han disminuido, por segunda semana consecutiva, hasta 160 $/día. Por su parte, las tarifas del Pacífico han subido a 152 $/día. Las tarifas de ambas rutas están actualmente un 60% más bajas que hace un año.

Mix de generación Alemania 2023 (GWh)



Los futuros eléctricos europeos continúan su fuerte corrección a la baja
Los precios de los futuros en España y Europa mantienen la fuerte corrección que iniciaron a mediados de octubre. El abaratamiento del gas en los mercados a plazo que se ha registrado durante noviembre y la contención en la cotización de las emisiones de CO2 (EUA) han arrastrado a la baja a los mercados de futuros de la electricidad.

El precio español para 2024 (Yr-24) ha bajado hasta los 90,40 €/MWh y acumula un descenso del 19,8% desde finales de octubre. El español mantiene una prima de descuento de 11,34 €/MWh sobre el Yr-24 alemán, que ha cerrado noviembre en 101,77 €/MWh.

Previsión:
La alta generación eólica esperada y el acoplamiento total del parque nuclear podrían mantener contenido el precio de la electricidad en la primera parte de diciembre
Según las previsiones, la generación eólica va a mantener una notable aportación al mix eléctrico español, al menos hasta el 9 de diciembre. Además, el día 8 de diciembre está previsto el acoplamiento de la planta nuclear Ascó II.

ANÁLISIS GRUPO ASE

El mercado corrige ante unos fundamentales débiles y, de momento, aleja la amenaza de un nuevo "cisne negro"

En un mercado más equilibrado, el carbón y las emisiones de CO2 podrían anclar los precios de gas durante 2024
En 2023, Europa está consiguiendo equilibrar su mercado de gas y superar, mejor de lo previsto, los efectos de los recortes de suministro de gas ruso. El aumento de las importaciones de GNL y, sobre todo, una importante disminución de su demanda, superior al 17%, ha relajado su precio.

No obstante, el rango actual de 40-50 €/MW sigue siendo elevado, ya que es más del doble, casi el triple, que su promedio de los últimos cinco años.

¿Qué es lo que sigue impulsando los precios del gas en Europa?

Un factor podría ser el precio de conmutación de la energía. En su zona central, Europa sigue contando con una gran capacidad de plantas de carbón activas para generación de electricidad. Cuando suben los costes de generación de los ciclos combinados (por un aumento de los precios del gas) las plantas de carbón se vuelven más competitivas y entran en funcionamiento. De esta manera, el cambio de gas a carbón puede actuar como un importante regulador de la demanda y el precio del gas.

Por eso, el pasado mes de octubre, el gobierno alemán (que había cerrado sus centrales nucleares en abril de 2023) se vio presionado a liberar 1,9 GW de potencia de plantas de carbón de su reserva, en un intento de reducir la demanda de gas en caso de que se elevara

su precio.

El rango de precios del gas en el que se produce el cambio al carbón está, a su vez, determinado por el nivel de los precios europeos del carbón (API2) y de las emisiones de CO2 (EUA), que son los factores que impulsan los costos variables de las plantas de carbón.

Los precios del carbón se han situado en 115 $/MMBTU, ya lejos de los 300 $ del verano de 2022, pero están al doble que a principios de 2021. Respecto a las emisiones de CO2 (EUA), su cotización se ha venido reduciendo hasta los 71 €/Ton, desde los más de 90 €/Ton que llegó a alcanzar pero, en todo caso, se ha más que duplicado en los dos últimos años.

El aumento del precio del carbón y de las emisiones (desde que comenzó la crisis energética) ha elevado el rango de precios de conmutación, en los que se produce el cambio de gas a carbón. Es decir, el nivel donde el gas encuentra un soporte para seguir bajando.

Desde nuestro análisis, a medida que el mercado de gas europeo ha ido encontrando un débil equilibrio y los precios del gas han ido retrocediendo, los niveles de cambio de conmutación de energía (cambio de gas a carbón) han reafirmado su influencia sobre los precios del gas (TTF). Como se observa en el gráfico, en las últimas semanas los costes de generación de las centrales de gas se han reducido hasta situarse a la par que los costos de las plantas de carbón.

En nuestra opinión, los precios de conmutación de energía van a tener una gran influencia en la evolución de los precios del gas y la electricidad durante 2024.

Precio del mercado diario (OMIE)

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

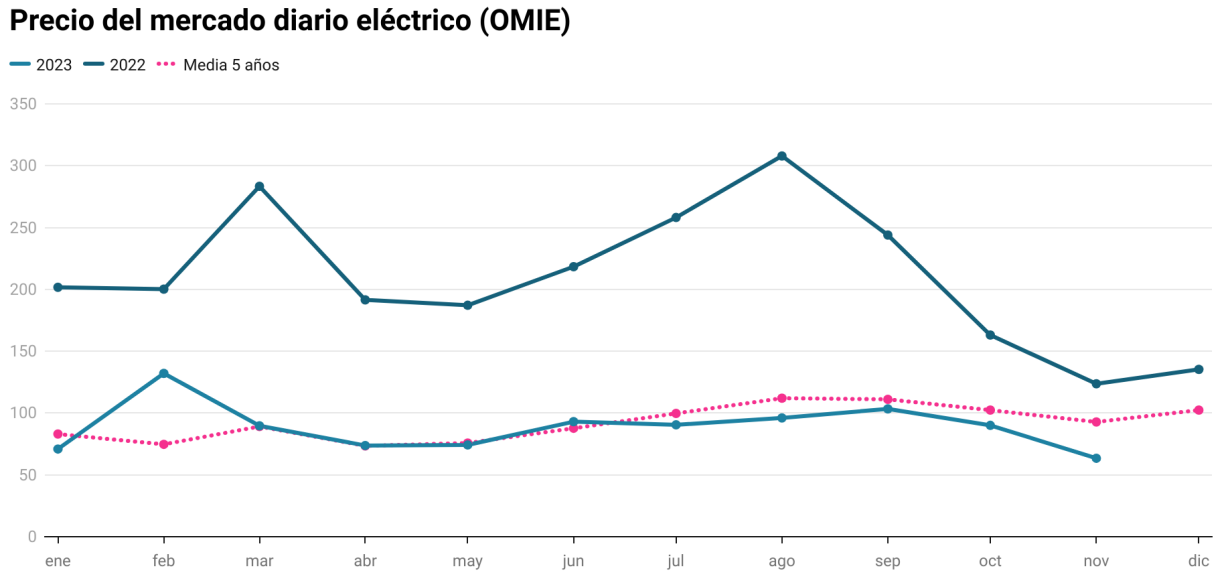
63,45
€/MWh

-29,5% vs octubre 2023

-49% vs noviembre 2022

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

92,45
€/MWh



Mix noviembre 2023

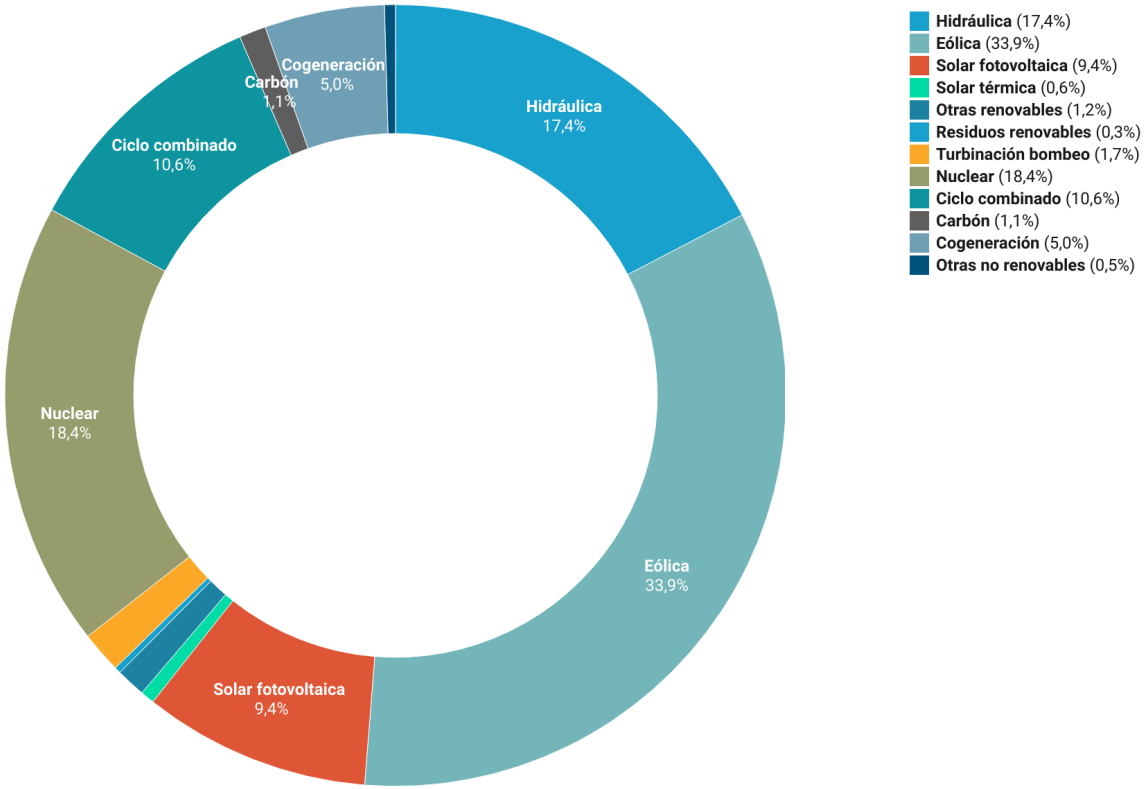


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

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

in Grupo ASE @ASEnergia ASEnergia

www.grupoase.net