ase
grupo ase

# Informe de mercado

## Junio 2023

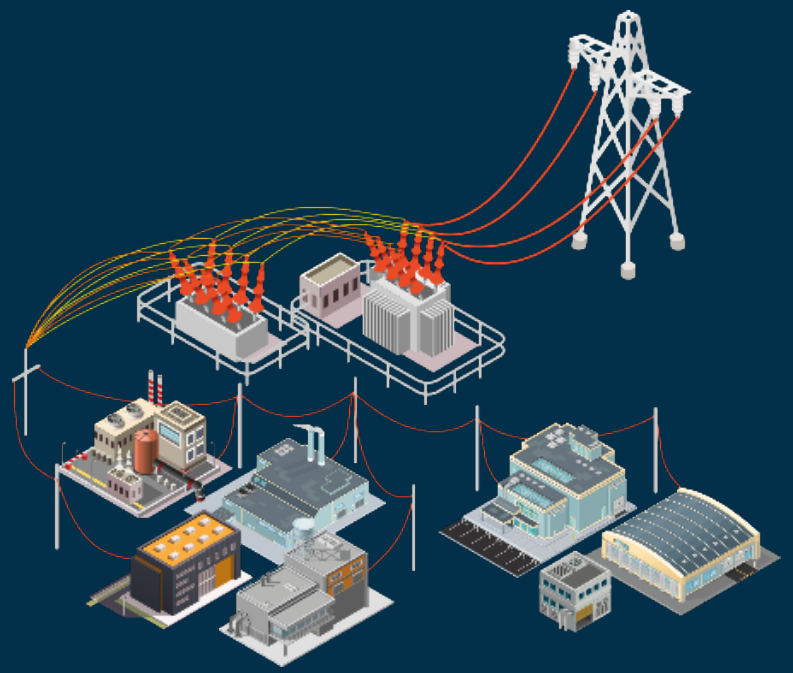
### Resumen ejecutivo

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

## Junio 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

**93,02**
**€/MWh**

▲ +25,35% vs mayo 2023

▼ -57,5% vs junio 2022

## DEMANDA

**18.652** GWh

## GENERACIÓN

**20.241** GWh

## MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q3-23: 101,50 (+20,1%)

YR-24:

- España: 92,35 (-4,8%)
- Francia: 174,33 (+9,5%)
- Alemania: 143,71 (+17,3%)

## MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- Futuros Brent: +3,82%
- Gas (MIBGAS): +6,1%
- Carbón (API2 Month +1): +29,34%
- CO2 (EUA): +10,9%

## ÍNDICES ASE

ASE CTEI Total

Evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

**+0,42%**

mayo 2022

El análisis

# El riesgo de suministro y la demanda asiática elevan las previsiones de los futuros para la segunda parte del año

*Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE*

- **La electricidad se encarece 25,35% en junio y converge con los precios eléctricos europeos**
- **Los ciclos combinados han liderado el mix energético por la escasa producción eólica.**
- **La demanda industrial sigue hundida y no reacciona a los precios más bajos de la energía.**
- **La incertidumbre de suministro eleva los precios del gas en Europa.**
- **ANÁLISIS: Los riesgos de volatilidad y subida de los mercados se van a mantener dos o tres años.**

**La escasa producción eólica y la subida del gas elevan el precio de la electricidad un 25,35%**

El precio medio diario del mercado mayorista (POOL) español de junio se ha situado en 93,02 €/MWh. Aumenta un 25,35% respecto a mayo, pero sigue estando un importante 57,5% por debajo de su nivel de hace un año.

Los precios de la electricidad han subido porque la generación eólica se ha reducido un 25% y los ciclos combinados, que han respondido aumentando su actividad, se han visto afectados por la subida del 6,1% en el precio del gas.

Los precios europeos convergen gracias al aumento de la generación solar y de la producción nuclear francesa

El precio medio de la electricidad de las grandes economías europeas (España, Alemania, Francia, Reino Unido e Italia) se ha situado en 96,51 €MWh, un 3,75% por encima del español (93,02 €/MWh).

Como se observa en el gráfico de la página siguiente, la curva horaria del precio promedio de junio de las grandes economías converge, excepto en las horas de radiación solar, en las que Alemania, España y Francia muestran un claro hundimiento del precio.

La mejora de la producción nuclear francesa se ha traducido en un crecimiento de sus exportaciones a sus países vecinos, lo que ha permitido converger a los precios en las horas de menor demanda.

El motivo del hundimiento del precio solar es que en España, Alemania y Holanda la generación solar ha representado algo más del 40% del mix de generación en las horas centrales del día. De esa forma, ha reducido las necesidades de importación de electricidad francesa e incluso, en algunos momentos, han exportado a Francia. Por su parte, en el país galo la generación solar apenas ha representado el 15%, pero sus precios se hundieron en las horas solares por tener más excedente nuclear y entrar en competencia con la producción solar española, alemana y holandesa.

En los últimos años, Alemania y España han acusado a Francia de frenar las interconexiones para tratar de proteger su generación nuclear del potencial renovable de la península ibérica. El incremento de la generación so-

lar y eólica y la escasa flexibilidad de la tecnología nuclear para adaptarse a la intermitencia de la generación renovable ponen en tela de juicio el mantenimiento de la apuesta francesa por la energía nuclear. Ampliar las interconexiones entre los países europeos es, sin duda, la mejor vía para canalizar los excedentes renovables y abaratar los precios de la electricidad en el continente.

**Los ciclos combinados de gas producen 43,17% más y lideran el mix energético de junio**

El descenso registrado este mes en la producción eólica (-25,05% respecto a mayo) ha requerido una mayor aportación de los ciclos combinados de gas (CCG), que han aumentado su actividad un 43,17%. De esta forma, los CCG han liderado el mix, con el 20% del total. Además, como el gas se ha encarecido un 6,1% en junio, los CCG han impulsado el precio de la electricidad. Y ese incremento ha sido mucho más notable en las horas de radiación solar porque esas han sido las horas en las que más ha aumentado su producción respecto a mayo.

En mayo, el precio entre las 10.00 y las 18.00 horas fue de 49,42 €/MWh. Sin embargo, en junio se ha incrementado un 52,20% hasta los 75,22 €/MWh.

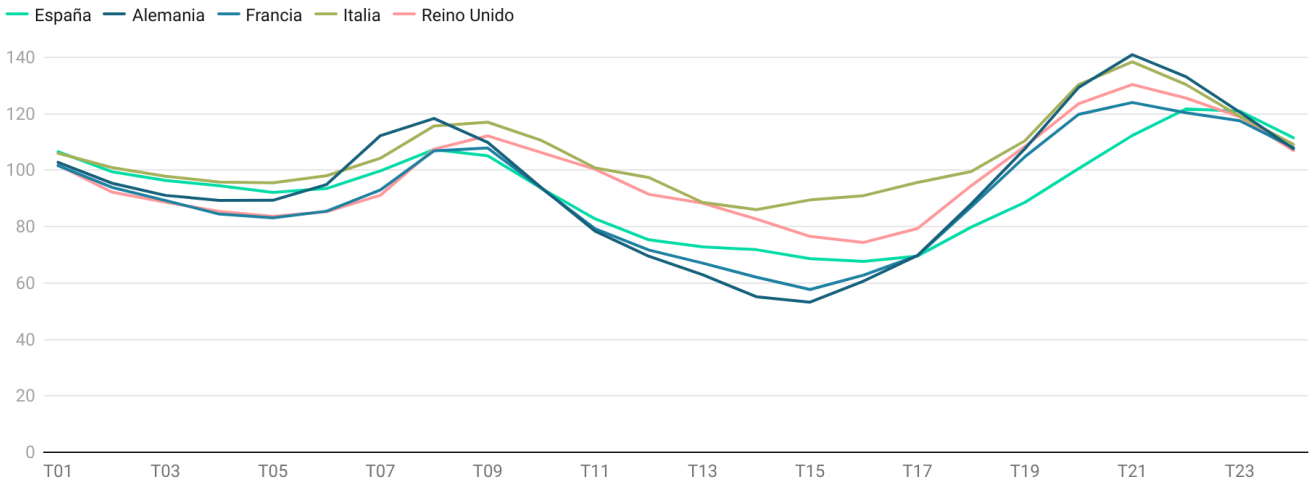
La generación eólica ha sido inusualmente baja. Si se compara con la de junio del año pasado, ha bajado un 15,6%. En comparación con su promedio de los últimos cinco años, es un 6,72% inferior.

Además, a la reducción de la generación eólica se han sumado las paradas programadas de Ascó I y de Trillo, que han impedido que el parque nuclear funcionara a plena carga. Ascó I se incorporó al sistema el día 18 y Trillo el 26 de junio.

**La demanda energética de la industria sigue hundida**

En junio, la demanda de electricidad ha caído un importante 6,9% respecto al mismo mes del año pasado y acumula un descenso del 4,6% en los seis primeros meses de 2023. Respecto a la demanda de gas, este mes desciende un 10,1% y acumula una bajada del 13,7% en 2023.

**Precio medio horario de junio en Europa**




A pesar de que los precios energéticos se han reducido notablemente respecto a hace un año, la demanda industrial sigue sin recuperarse.

El precio eléctrico del primer semestre de este año es un 57,8% inferior al del primer semestre de 2022. Sin embargo, la demanda eléctrica industrial retrocede un 12,6%, de acuerdo con el último dato publicado, de mayo de 2023.

En cuanto a la demanda industrial de gas, se observa una cierta recuperación respecto a meses anteriores, aunque los datos siguen reflejando una caída del 4,10% en mayo.

Lo que empezamos a observar es que la demanda energética, especialmente la de electricidad, sigue sin responder a los precios más bajos. Esto puede deberse a una combinación de factores estructurales, como el aumento de las instalaciones de autoconsumo y las medidas de eficiencia, tanto en la demanda industrial como en la residencial.

**La reducción de las importaciones y la incertidumbre sobre el suministro suben el precio del gas**

Las olas de calor en Europa, el descenso de la producción eólica, la prolongación del mantenimiento de la red noruega hasta mediados de julio y la noticia, no confirmada, de que el Gobierno holandés planeaba cerrar definitivamente el yacimiento de Groningen en 2023, dispararon el precio del gas en un 30% el 15 de junio. Ese día el producto TTF month ahead (TTF M+1) alcanzó un precio de 41,15 €/MW.

Aunque el precio del gas ha corregido parte de esta subida durante la segunda quincena de junio, ha tenido un comportamiento muy volátil, hasta el punto de recordar al mercado intradía de los frenéticos meses de 2022. De esa forma, el TTF M+1 cierra junio con un

precio de 34,2 €/MWh, lo que supone una subida del 27,35% respecto a su posición a final de mayo.

Este retorno de la volatilidad a los precios del gas se explica por una combinación de restricciones repentinas de la oferta en Europa, que se produce tras más de seis meses de fuerte reducción del precio del gas, que se había apoyado en una débil demanda, producida por un exceso oferta de GNL.

**La reducción de las importaciones europeas en la segunda parte de junio alimenta la incertidumbre y la volatilidad de los precios**

Las importaciones de gas europeas han disminuido cerca de un 12,5% respecto al pasado mes de mayo y un 24,3% en comparación con las de junio de 2022.

El menor número de cargamentos de gas natural licuado (GNL) recibidos de Estados Unidos y el mantenimiento de las plantas noruegas han llevado a las importaciones de gas europeas a su punto más bajo de los últimos 18 meses.

La larga parada de la planta de noruega de Nyhamna, que permanecerá fuera de servicio 24 días más de lo previsto, reduce en aproximadamente 1.200 millones de m3 el suministro hacia Europa. Además, su fecha de reanudación de la actividad sigue siendo incierta, lo que alimenta aún más la volatilidad de los precios.

Con respecto a las entregas estadounidenses de GNL a Europa, han disminuido desde principios de junio debido al mantenimiento programado en la terminal de Sabine Pass, la planta que representó alrededor del 40% de los envíos norteamericanos a nuestro continente durante 2022. Esas obras han reducido su actividad a la mitad desde primeros de mes de junio. En junio, solo salieron 10 cargamentos de esa terminal con destino a Europa, muy lejos de los 27 de mayo y los 32 de abril.

Así como el año pasado muchas plantas de GNL y de procesamiento de gas funcionaron a su máxima capacidad, en un contexto de precios de gas en máximos, ahora los operadores aprovechan el entorno de precios más bajos y la baja demanda estacional para programar periodos de mantenimiento más intensos.

**La competencia entre Asia y Europa por el GNL eleva los precios del gas**

Otro factor que está entrando en juego, en la reducción de las entregas de GNL desde EE. UU. a Europa, es la reapertura del arbitraje entre los mercados europeos y asiáticos. A principios de junio el precio del JKM se situó de nuevo por encima del TTF europeo, lo que puede haber inducido a preferir enviar cargamentos a Asia antes que a Europa. En junio, alrededor del 40% de la producción estadounidense se había enviado a Asia, frente al 20% de media en lo que va de año.

Los precios europeos subieron con fuerza para cerrar la "brecha" con el JKM en la segunda semana de junio, apoyados también por la noticia de la larga parada de la planta de procesamiento de Nyhamna (Noruega).

Sin embargo, en la última semana del mes los precios del JKM han vuelto a subir hasta 11,96 $/MMBtu y abren un diferencial respecto al TTF, que bajó hasta los 10,72 $/MMBtu. Si Europa no cierra esa brecha, podría suponer una reducción de los envíos desde las terminales norteamericanas a Europa durante julio.

La competencia entre Europa y Asia se está "calentando". Los compradores asiáticos regresan al mercado de contado y, a la vez, los compradores europeos necesitan seguir garantizándose cargamentos suficientes para llenar sus reservas de gas de cara al invierno. En los últimos tres meses, China ha incrementado sus importaciones en más de un 15% respecto al año pasado, aunque aún se encuentra lejos de sus niveles de 2021.

**Las reservas alcanzan el 77% y evitan una escalada mayor del precio**

A final de junio, el gas almacenado en Europa estaba al 77% de su capacidad, 16 puntos porcentuales por encima del nivel que marcaba en la misma fecha de 2022.

Aunque las tasas de inyección en los almacenamientos han mostrado signos de ralentización en las últimas semanas, los amplios inventarios europeos han garantizado que los precios de gas en Europa no se dispararán debido a esta significativa reducción de las importaciones de gas.

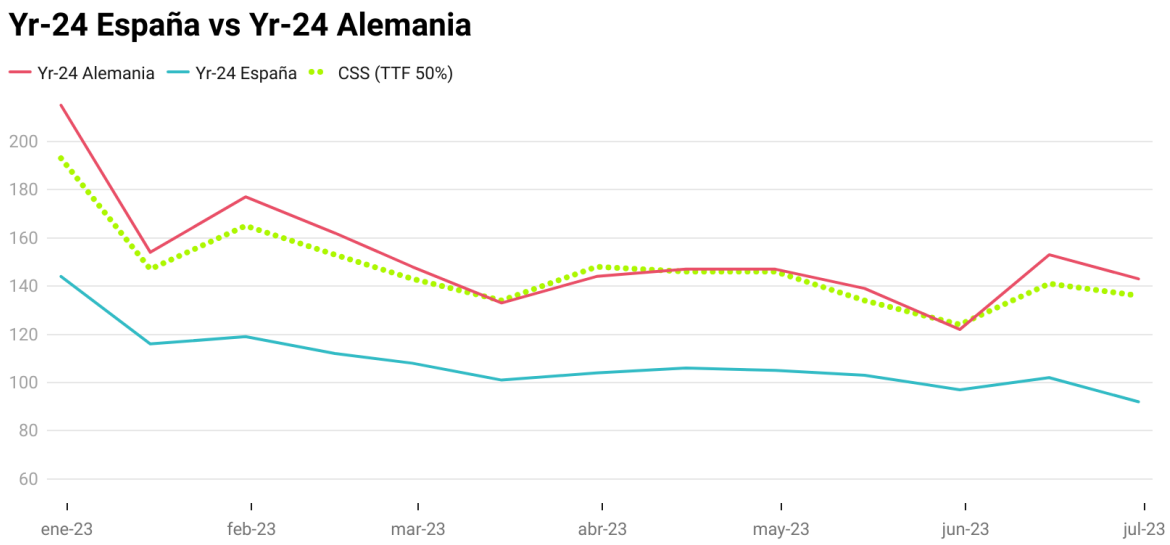
**Los precios spot y de futuros de gas subieron en la segunda quincena**

El precio medio spot diario del gas en el TTF holandés, de referencia en Europa, ha sido de 31,83 MWh en junio. Por su parte, el precio diario español cerró el mes 31,01 €/MWh, manteniendo una ligera prima de descuento de 0,82 €/MWh sobre el TTF.

Los precios spot han sido un 25% más altos en la segunda quincena, cuando se supo que el mantenimiento noruego se alargaría más de lo previsto. Respecto a los mercados de futuros de gas, el contrato del próximo invierno (TTF WIN-23 oct 23-Mar24) ha cerrado junio con un precio de 50,35 €/MWh, tras subir un 20,75% respecto a los 41,70 €/MWh de final de mayo. El Cal-24 del TTF se anota una subida del 13%, hasta los 50,40 €/MWh.

**Los precios de los futuros eléctricos suben impulsados por el gas y las emisiones**

La subida de más de un 20% en los precios del gas para el próximo verano e invierno, así como el incremento de la cotización de las emisiones de CO2 hasta los 89,57 €/tCo2 (+11%), han impulsado a los productos del mercado de futuros eléctricos del tercer y cuarto trimestre europeos. El contrato de electricidad alemán para el tercer trimestre (Q3-23) subió un 21,6% hasta los




102,04 €/MWh y el Q3-23 español se incrementó un 20,1% hasta los 101,50 €/MWh.

A pesar de este contexto alcista, el Yr-24 español consiguió mantenerse por debajo de la barrera de los 100 €/MWh y cerró a 92,35 €/MWh tras bajar un 4,8%. Sin embargo, el Yr-24 alemán escaló un 17,3% hasta los 143,71 €/MWh.

El Yr-24 español continúa ampliando su diferencial respecto al mercado de futuros eléctricos alemán, de referencia en Europa, y frente a los márgenes de chispas limpias (CSS), que sirven de referencia para marcar los precios marginales de la electricidad.

## 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.

## 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)

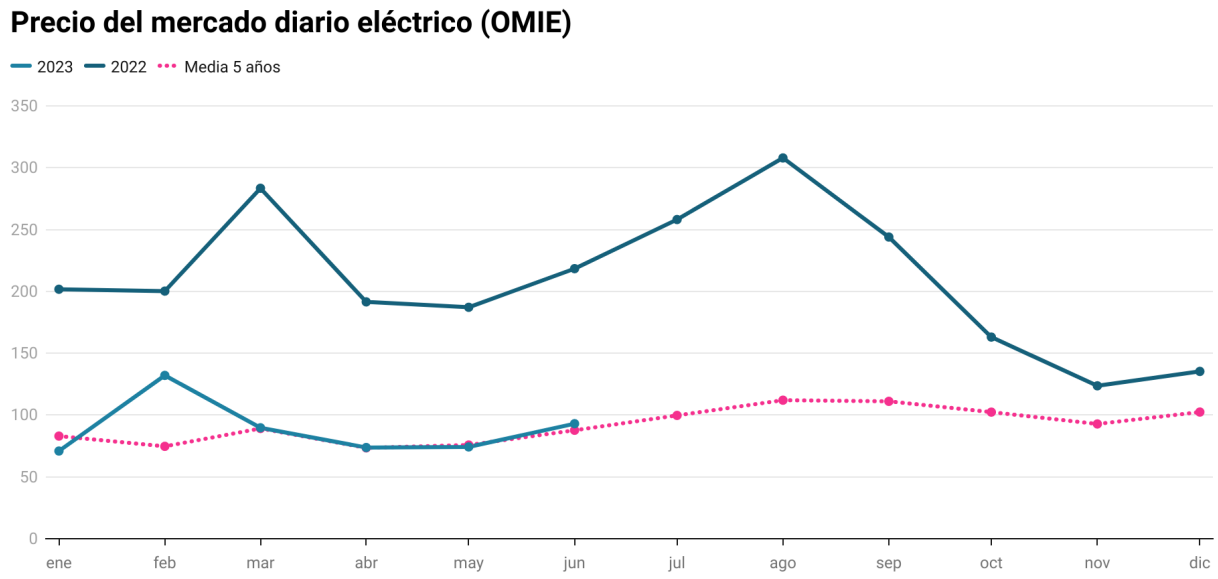
**93,02**
**€/MWh**

▲ +25,35% vs mayo 2023

▼ -57,5% vs junio 2022

### Precio del mercado diario año móvil (365 días)

**147,52**
**€/MWh**



## Demanda

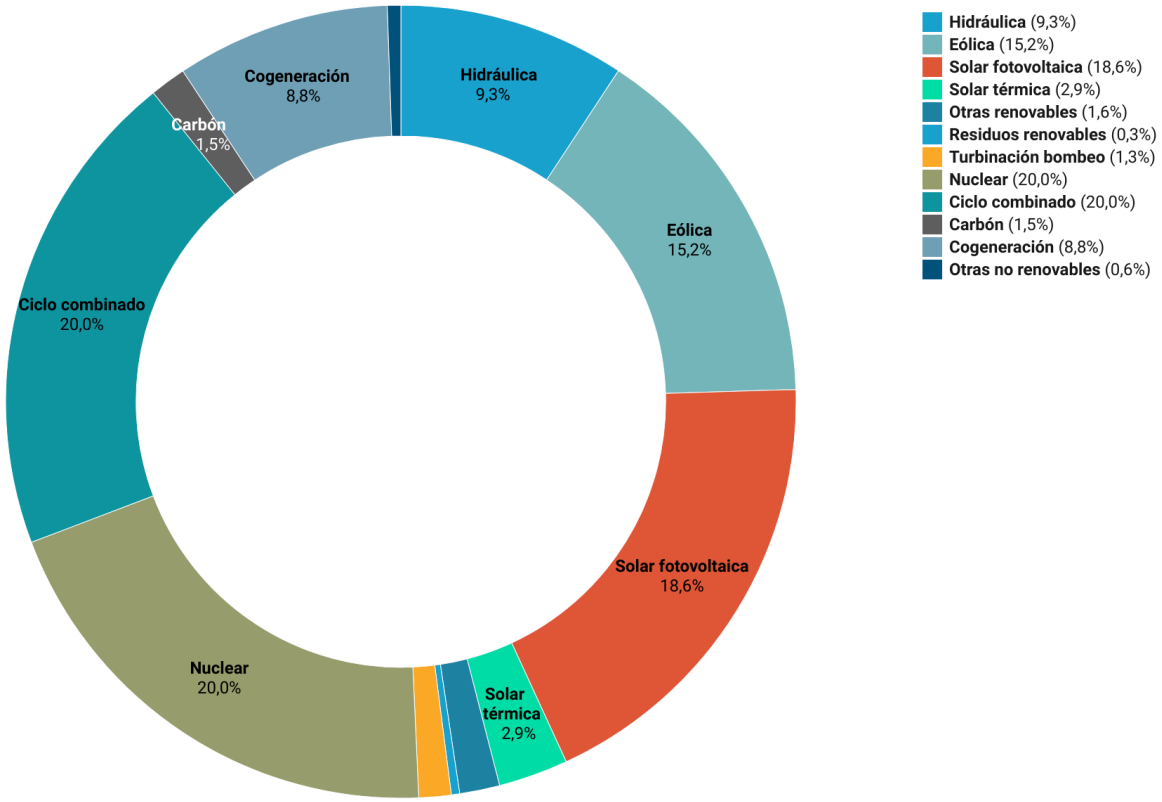
La demanda de electricidad baja un 6,9% frente al mismo mes del año pasado.

## Generación

La generación de electricidad baja un 8% respecto al mismo mes del año pasado. Los CCG lideraron el mix de generación.

- La generación solar dominó las horas de radiación con más del 40% del mix.
- 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 69,2% del mix frente al 61,8 del mismo mes del año anterior.
- La producción eólica fue un 6,72% inferior que la media de los últimos 5 años.
- La generación fósil representó el 21,5% del mix frente al 30,7% del mismo mes del año anterior.
- Las reservas hidroeléctricas se encuentran al 118,6% sobre al año pasado y al 82,7% sobre la medida de los últimos 10 años.
- La energía hidráulica dominó lo precios de marginales de casación en el 32,59% de las horas.

## Mix junio 2023



## Saldo de las interconexiones

El saldo exportador de las interconexiones disminuyó en junio un 27,4% respecto al mismo mes del año pasado.

## Mercado de futuros

**Los precios de los futuros eléctricos suben impulsados por el gas y las emisiones**
La subida de los precios de gas para el próximo verano e invierno en más de un 20%, así como el incremento de las emisiones de CO2 en un 11% hasta los 89,57 €/tCo2, impulsaron las cotizaciones de los productos del mercado de futuros eléctricos del tercer y cuarto trimestre europeos. El contrato de electricidad alemán para el tercer trimestre (Q3-23) subió un 21,6%, hasta los 102,04 €/MWh, mientras que el Q3-23 español se incrementó un 20,1%, hasta los 101,50 €/MWh.

El Yr-24 español consiguió mantenerse por debajo de la barrera de los 100 €/MWh, cerrando con un precio de 92,35 €/MWh y con una bajada del 4,8% a pesar del contexto de subida de los precios y del resto de los mercados europeos. El Yr-24 alemán cerró junio con una subida del 17,3%, hasta los 143,71

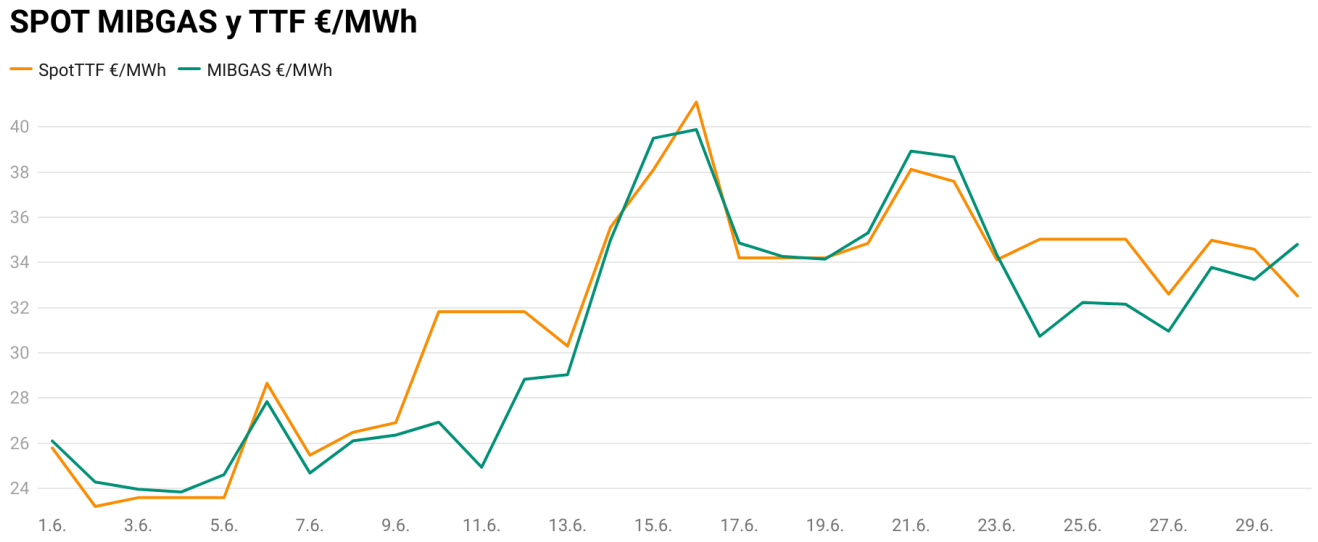
El Yr-24 español sigue ampliando su diferencial respecto al mercado de futuros alemán de referencia en Europa y los márgenes de chispas limpias (CSS), que sirven de referencia para marcar los precios marginales de electricidad.

# MERCADOS DE GAS

## ANÁLISIS

**HOLANDA TTF**
Durante junio, los flujos de Noruega a los Países Bajos disminuyeron un 25%, junto con los de GNL, que se redujeron un 12%. Esto ha provocado un ligero repunte del precio spot del 1% respecto a mayo. Sin embargo, los mercados de futuros a corto sí experimentaron un importante repunte debido al mantenimiento noruego y la previsión de reducción de las importaciones de GNL. Los contratos de futuros del TTF del año 2023 registraron una subida del 13,7% para el Q3-23 y del 18,7% para el Q4-23, mientras que el Cal-24 subió un 12,9% hasta los 53,10 €/MWh. El buen dato de las reservas de gas en Holanda, que se encuentran al 77%, evitaron una subida mayor de los precios de los futuros.

**ESPAÑA MIBGAS**
El precio medio diario de mayo cerró en 31,01 €/MWh, con una subida del 6,1%, reduciéndose la prima de descuento respecto al TTF y demás mercados de gas



europeos. El motivo fue la reducción de las importaciones de gas argelino, que elevaron el precio del gas español. La razón de las menores importaciones argelinas se debió al mantenimiento programado en la ruta Medgaz, que redujo la capacidad de exportación a España. No obstante, las instalaciones de almacenamiento españolas se mantuvieron en niveles de máximos históricos, a un 97% de llenado, lo que supone 65 puntos porcentuales por encima de los niveles del mismo periodo de 2022.

Los contratos de futuros del año 2023, al igual que el resto de mercado europeos, registraron importantes subidas, mientras que el Cal-24 se incrementó un 16,1% hasta los 49,13 €/MWh, manteniendo una prima de descuento sobre el TTF de 4 €/MWh.

# 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