Informe de mercado
Octubre 2022

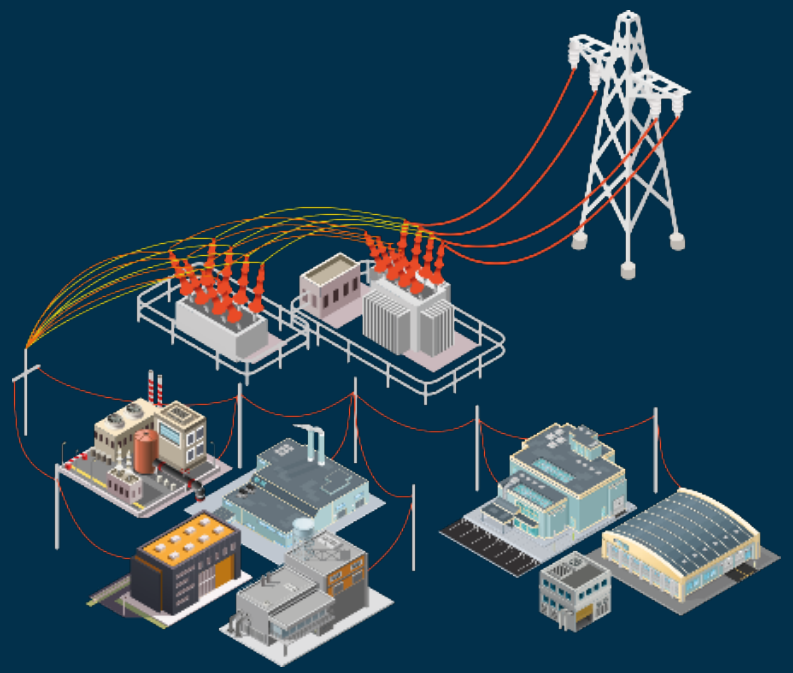
Resumen ejecutivo

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

Octubre 2022



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

163,04 €/MWh

▼ -33,17% vs septiembre 2022

▼ -18,44% vs octubre 2021

DEMANDA

18.262 GWh

GENERACIÓN

20.959 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q1-23: 170,50 (-2,57%)

YR-23:

- España: 210,25 (+6,12%)
- Francia: 470,27 (-14,8%)
- Alemania: 373,15 (-27%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- Futuros Brent: +11,4%
- Gas (MIBGAS): -44,6%
- Carbón (API2 Month +1): -26,9%
- CO2 (EUA): +22,4%

ÍNDICES ASE

ASE CTEI Total

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

-2,29

vs septiembre 2021

El análisis

El gas se hunde y rebaja la electricidad un 47% en octubre

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **Durante el final de octubre el mecanismo del tope al precio del gas para generación eléctrica quedó sin efecto.**
- **Los cuellos de botella provocan una caída del precio del gas en España.**
- **BarMar: un gasoducto de hidrógeno conectará Francia con la península ibérica.**
- **Los precios energéticos en Europa se desploman.**
- **La demanda de electricidad sigue hundiéndose.**
- **Análisis: la crisis energética está lejos de acabar.**

El precio de la electricidad baja un 47%

En este mes de octubre, el precio diario del mercado mayorista (POOL) español se ha situado en 127,21 €/MWh. Al añadir el sobrecoste que supone para los consumidores el ajuste por el "tope al gas" (35,83 €/MWh), asciende a 163,04 €/MWh. Por tanto, baja un 47,03% respecto al mes pasado y es un 18,4% más barato que en octubre de 2021. Además, hay que reseñar que el precio de la electricidad interanual retrocede por primera vez en 19 meses y se sitúa en 224,42 €/MWh, respecto a los 227,45 €/MWh del mes pasado.

Esta reducción en el precio de la electricidad se debe al fuerte descenso del ajuste por el "tope al gas", que ha sido de 35,83 €/MWh en octubre, frente a los 102,56 €/MWh de septiembre y los 153,34 €/MWh de agosto. Y, a su vez, este recorte se explica por el desplome del precio del gas en España.

El "tope al gas" quedó sin efecto a finales de octubre

En la parte final de octubre, la caída del precio del gas en el mercado español (MIBGAS) dejó sin efecto el mecanismo del "tope al gas". Algunos días, incluso, fue negativo (a compensar), por el efecto de las rentas de congestión (ingresos) de las exportaciones a Francia.

El Real Decreto 10/2022 establece que el mecanismo de "tope al gas" se pone en funcionamiento cuando el precio del gas (MIBGAS) supere el límite establecido. Es decir, los 40 €/MWh durante los seis primeros meses (del 15 de junio al 15 de noviembre). Posteriormente, el precio irá escalando 5 € al mes,

hasta los 75 €/MWh a final de mayo, cuando está previsto que finalice su duración.

El precio diario del gas (MIBGAS) ha venido reduciéndose hasta colocarse por debajo de los 40 €/MWh. Por tanto, el precio de referencia al que compran el gas los ciclos combinados de gas (CCG) es inferior y el mecanismo de compensación no se activa.

¿Qué previsión hay para los próximos meses?

El coste del ajuste por la compensación del "tope al gas" para los consumidores depende de la evolución del precio del gas en España (MIBGAS) y del consumo de gas de los ciclos combinados (CCG) para generación eléctrica. Por tanto, analizamos la evolución de los factores fundamentales que afectan a ambas variables:

Cuellos de botella

Este mes el precio diario del gas en España (MIBGAS) se ha desplomado hasta los 65,61 €/MWh, desde los 118,43 MWh de septiembre y del máximo que estableció en agosto, de 164,47€/MWh. Su posición actual se encuentra en su nivel más bajo desde septiembre de 2021.

Esta reducción de precio de las últimas semanas, respecto a sus niveles en verano, se debe al incremento de las importaciones de gas natural licuado (GNL), que han crecido el 49% en lo que va de año, y a la reducción de la demanda de gas en octubre (-5,5%). Ambas circunstancias han llevado a un incremento de las reservas, que se elevan hasta el 94% de su capacidad.

Se espera que siga llegando más GNL, con unas expectativas de baja demanda (por las altas temperaturas y con las reservas en máximos). Esto provoca un cuello de botella, con muchos metaneros frente a las costas esperando a descargar, hasta el punto de que Enagas está estudiando denegar las solicitudes de descarga a quienes no tengan capacidad de almacenamiento reservada y disponible, para no poner en peligro su planificación programada.

Una forma de aliviar la presión actual sería exportar el gas importado por España a otros países, a través de gasoductos, pero la escasa capacidad de interconexión provoca este cuello de botella.

Casi todo el GNL que importa España se utiliza localmente, se almacena o se recarga como GNL para su reexportación. Sólo una pequeña parte se exporta a través de gasoductos. Francia ha rechazado las propuestas de España y de la UE para aumentar la capacidad del gasoducto del MIDCAT que conecta España con Francia. El proyecto habría beneficiado sobre todo a España, mientras que Francia ha cuestionado su rentabilidad en muchas ocasiones.

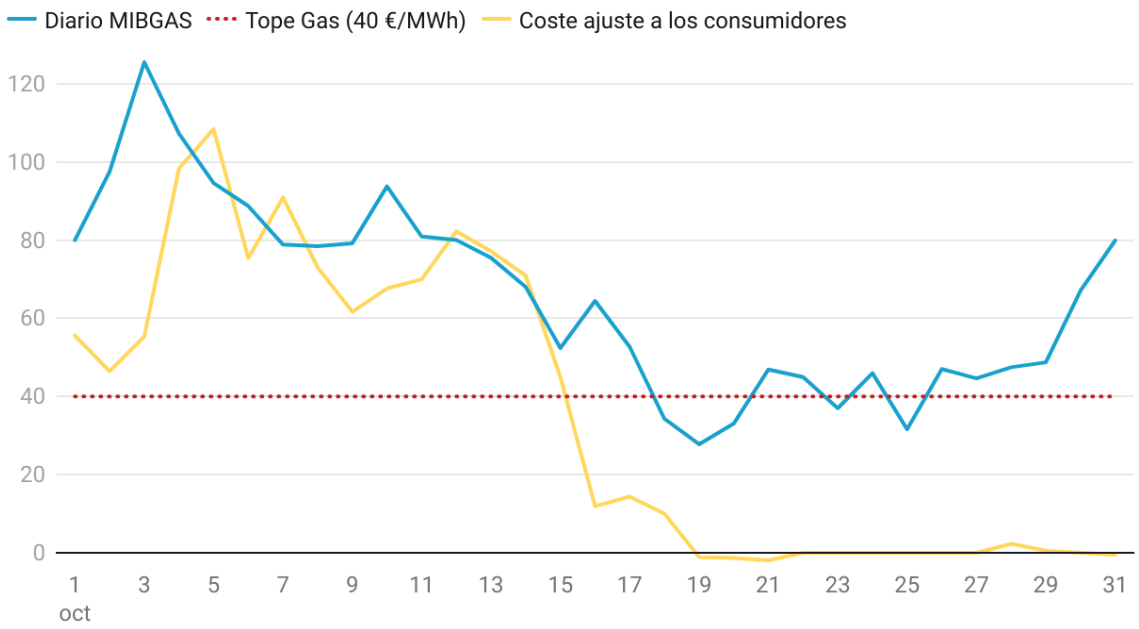
Aumenta la generación eólica y las temperaturas están muy por encima de la media

Actualmente la demanda de gas se sostiene por la demanda de los CCG para generar electricidad. La puesta en funcionamiento del tope al gas y los problemas de las centrales nucleares en Francia han aumentado la producción de los CCG en un 92% en lo que llevamos de 2022.

Sin embargo, en octubre ha crecido la generación eólica y las altas temperaturas han reducido la demanda de gas un 5,5% este mes respecto a octubre del año pasado. Mientras la demanda convencional de hogares y de la industria se redujo un 34,1%, la demanda de gas para generación eléctrica aumentó un 61,6%.

La producción eólica en España durante las últimas semanas se ha sumado a un aumento de la disponi-

Tope del precio del gas



bilidad nuclear en Francia. En esa medida, se refleja la reducción de la actividad de los CCG.

La aportación de los CCG aún hubiera sido menor, de no ser por las paradas programadas en las centrales nucleares de Almaraz II (desde el 29 de octubre) y Vandellos II (desde el 15 de octubre). Se espera que ambas reinicien su actividad a lo largo de noviembre.

La llegada del otoño y el invierno conlleva la entrada de borrascas y un aumento de la producción eólica de aproximadamente el 40% respecto al resto del año, de acuerdo con el promedio de los últimos cinco años. Por tanto, una mayor entrada de eólica y una mayor disponibilidad nuclear podrían reducir la demanda de gas para generación eléctrica en las próximas semanas.

Francia espera aumentar su producción nuclear, pero se mantiene muy por debajo de los niveles promedio

Este mes, la producción nuclear en Francia se ha situado cerca de los 28 GW, mejorando la de septiembre (25 GW), pero está muy lejos de los 41 GW de promedio del año pasado debido a los problemas de seguridad y mantenimiento de su parque nuclear. En los próximos meses, EDF prevé aumentar su disponibilidad nuclear a 29 GW en noviembre, a 38 GW en diciembre y a 45 GW en enero. Pero las recientes huelgas de trabajadores pueden llevar a que se produzca una revisión a la baja de estas cifras.

De momento, las altas temperaturas en Francia han reducido su demanda eléctrica y evitado un mal mayor. De hecho, la última semana de octubre el saldo de España con Francia se ha dado la vuelta y ahora es importador. Pero la llegada del frio podría cambiar las cosas. Si Francia no aumenta su disponibilidad nuclear hasta los 40 GW, necesitaría importar electricidad de sus países vecinos, entre ellos España. Responder a su demanda provocaría un aumento de la aportación de los CCG e impulsaría los precios del gas y la electricidad españoles.

En resumen….

En el escenario de una posible caída de la demanda de gas para generación eléctrica por el aumento de la eólica y de la disponibilidad del parque nuclear español, junto a una débil demanda de gas convencional y al actual nivel de las reservas, casi llenas, mantendría los precios de gas en España en niveles de 50-70 €/MWh durante las próximas semanas. Solo la baja disponibilidad nuclear francesa y un cambio climatológico muy adverso podrían llevar el precio del gas de nuevo al entorno de los 100 €/MWh.

BarMar: un nuevo gasoducto de hidrógeno conectará Francia con la península ibérica

Francia, España y Portugal han anunciado su acuerdo en torno al proyecto BarMar que tendrá como objetivo el transporte de hidrógeno, pero también podrá transportar otros gases renovables y limitadas cantidades de gas natural. Sin embargo, aún no se conoce su capacidad ni tampoco la fecha prevista de su puesta en marcha.

España tiene como objetivo disponer de 6 GW de capacidad de electrólisis (hidrogeno) antes de 2024 y alcanzar los 40 GW en 2030. Pero, para lograrlo, España debería aumentar su potencia eólica y solar cerca de un 50% para 2030. Con una capacidad de exportación a Francia y al resto de Europa a través de la nueva infraestructura, si España alcanzara el objetivo de 40 GW en 2030, se convertiría en una potencia energética. La construcción de este gaseoducto puede impulsar fuertes inversiones en renovables.

Los dirigentes franceses, españoles y portugueses acordaron volver a reunirse en España el 9 de diciembre para decidir los plazos, las fuentes de financiación y los costes, mientras que sus ministros de Energía iniciarán inmediatamente los trabajos preparatorios en colaboración con la Comisión Europea.

Por lo que respecta a la electricidad, Francia y España quieren acelerar la finalización del nuevo interconector del Golfo de Vizcaya (2GW) para que pueda comenzar a funcionar en 2026-2027 y aumentar la capacidad de transporte entre Francia y España a 5GW.

Los precios de la energía se desploman en Europa

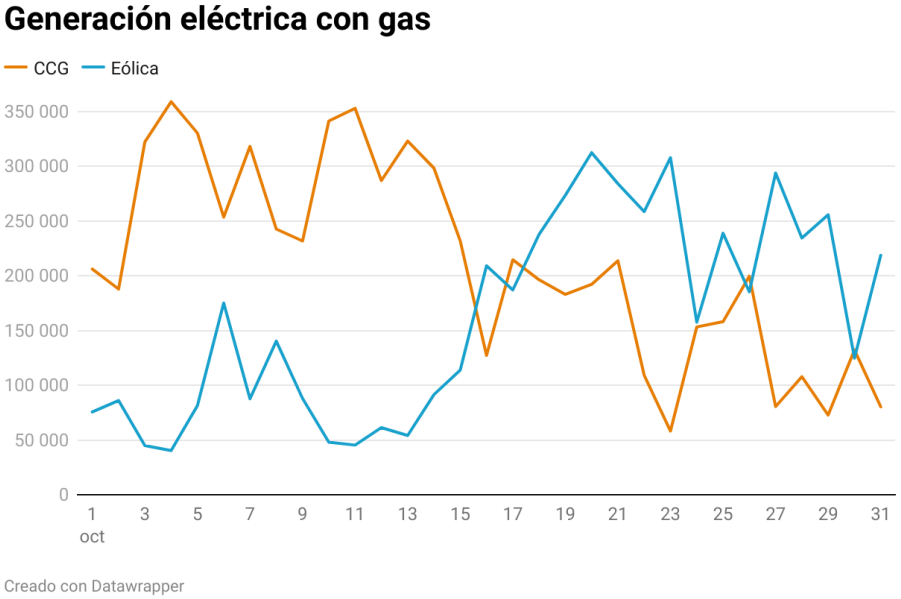
Los mercados spot de electricidad caen con fuerza

Al igual que en España, en el resto de Europa también se ha producido un importante descenso a causa de la reducción de la cotización del gas. El precio español de octubre, de 163,04 €/MWh, ha sido ligeramente inferior al promedio de las grandes economías de la UE (172,36 €/MWh).

Desde que se puso en marcha el mecanismo del "tope al gas", veníamos registrando precios más bajos que en el resto de Europa, pero este mes de octubre Alemania (152,65 €/MWh) y Holanda (155,46 €/MWh) han estado por debajo de España.

Los futuros eléctricos bajan en el corto plazo

En respuesta a las mejores expectativas de suministro de gas para el próximo invierno, los productos a corto plazo corrigen a la baja en los mercados de futuros europeos. El Q1-23 español ha descendido un ligero 2,6% hasta los 163,09 €/MWh. Por su parte, el Q1-23 francés baja un 21,8% hasta los 755 €/MWh y el alemán recorta un 25,2% hasta los 400 €/MWh.



La reducción del Q1-23 en España ha sido muy limitada por efecto del funcionamiento del mecanismo del "tope al gas".

Respecto al producto Yr-23, España registra un repunte del 6,1% hasta los 210,25 €/MWh, mientras que en Francia baja hasta los 470,27 €/MWh y en Alemania hasta los 373,15 €/MWh. En todo caso, España sigue manteniendo una prima de descuento muy importante.

Fuerte caída de los precios del gas en Europa

El desplome de los precios diarios de gas (spot) es lo que ha permitido que bajaran los precios de la electricidad en Europa, al igual que ha ocurrido en España.

El precio diario de referencia de Europa (TTF) ha descendido en octubre hasta los 78 €/MWh, desde los 191,35 €/MWh de septiembre y su máximo de agosto, de 235,22 €/MWh. En los últimos días de octubre, el precio del gas TTF se ha desplomado por debajo de los 50 €/MWh, su nivel más bajo en 2022.

Este fuerte recorte en el precio del gas en Europa se debe a los siguientes factores:

1. El suave comienzo del invierno en Europa, con temperaturas entre 5°C y 6 °C superiores a la media, está reduciendo la demanda de gas. En Alemania, su demanda en la segunda quincena de octubre ha caído un 32% respecto al año pasado y en Francia es un 30% inferior.
2. El importante volumen de entregas de GNL, por la debilidad de la demanda asiática, está contribuyendo a aumentar los ya altos niveles de existencias en Europa. En Francia su nivel de reservas ya alcaza el 99% y en Alemania se sitúa en el 98%. En las próximas semanas Europa podría alcanzar la plenitud total de sus reservas cuando el objetivo para el 1 de noviembre era del 80%.
3. Las medidas de intervención política han reducido la prima de riesgo en los mercados de gas.

Los mercados de futuros sobre el gas también han experimentado una fuerte reducción por la mejora de las expectativas, ante la escasez que se temía este verano, cuando el gaseoducto ruso NS1 dejó de inyectar gas a Europa. Los precios del Yr-23 ahora cotizan sobre los 130 €/MWh, un 30% por debajo de su nivel a final de septiembre.

Hay que destacar que apenas existe diferencial entre el primer trimestre (Q1-23), que cotiza en 130,7 €/MWh, y el tercer trimestre (Q3-23), que está en 129,2 €/MWh. Es decir, el diferencial estacional ha desaparecido. Los precios spot de los últimos días del TTF (en torno a los 40 €/MWh) contrastan con los altos precios de los mercados de futuros (130 €/MWh) y muestran que el mercado espera que la escasez de gas se traslade a todo el año 2023.

La demanda de electricidad, en caída libre

En octubre la demanda eléctrica ha registrado un fuerte descenso del 3,8% respecto al mismo mes del año pasado. Con el dato de este mes, la demanda lleva una caída del 1,6% en 2022.

En los últimos cinco años se observa un descenso progresivo de la demanda eléctrica, que acumula una bajada del 10,5%, si tomamos como referencia 2018. Esta reducción se produce en todas las horas del día, aunque es ligeramente superior (-12%) en las horas centrales del día (entre las 10 y las 16 horas), que coinciden con las de máxima radiación solar.

El sector industrial, que representa aproximadamente un 35% de la demanda de electricidad, ha retrocedido un 13,9% (demanda corregida) según el último dato publicado por REE, del pasado mes de septiembre. El sector que experimenta el descenso más acusado es el metalúrgico (-32%), que también es el que más peso tiene en la demanda industrial. El segundo el sector más afectado es el papelero, que baja un 17%.

La caída de la demanda general no se explica solo por la caída de la actividad industrial, del sector servicios y de los hogares. También están reduciendo la demanda eléctrica la eficiencia energética y el aumento en el número de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo, tanto en el sector residencial como en el industrial. La potencia instalada de autoconsumo eléctrico no para de crecer. En 2020 era de 623 MW, en 2021 alcanzó los 1.203 MW y en 2022 podría superar los 2.000 MW. El autoconsumo podría ser responsable de la reducción del 2%-3% de la demanda de los últimos cinco años.

La generación aumentó un 7,8% en octubre

El fuerte saldo exportador de octubre ha permitido crecer a la generación, a pesar de la reducción de la demanda del 3,8%. Los ciclos combinados de gas han sido los protagonistas, con un aumento del 72,3% en su producción.

También cabe destacar la reducción de la producción nuclear, del 15% por la parada programada de Almaraz II y Vandellós II.

Entre las renovables, la eólica y la fotovoltaica han crecido un 18,9% y un 12,9% respectivamente, mientras que la hidráulica se ha reducido un 25%.

Nuestro análisis

La crisis energética está lejos de acabar

En nuestra opinión, la reducción en el precio del gas que estamos viendo en las últimas dos semanas puede ser coyuntural, aunque pueda tener cierto recorrido durante parte del invierno, si las temperaturas siguen templadas y la actividad económica se ralentiza.

Pero la crisis energética está lejos de terminar en Europa. El GNL por sí solo no puede satisfacer la necesidad de gas que existirá en Europa en 2023, para compensar el gas ruso que llegó en el primer semestre de 2022 pero que no fluirá el año próximo.

La ausencia de nueva capacidad de licuefacción mundial de GNL, junto a la limitada elasticidad de la demanda en Asia para reducir su consumo de gas y la actual capacidad de regasificación europea, no permiten que el GNL sea la solución. Por ello, el año que viene Europa deberá seguir centrando sus esfuerzos en la reducción de la demanda.

La fuerte caída de los precios de final de octubre es el resultado de la extrema volatilidad que, posiblemente, viviremos durante los próximos 2-3 años. Asia y ahora Europa (sin el suministro ruso) dependen del GNL para equilibrar sus demandas internas, que estarán impulsadas por el consumo residencial y la generación de electricidad con gas.

Por tanto, la climatología será clave. La diferencia entre un invierno suave y otro frío y su impacto relativo en los precios será más importante que nunca. Por mucho gas que haya sido capaz de almacenar Europa, si el invierno viene frío, sin el suministro ruso, Europa quedaría expuesta a la evolución de la demanda asiática, que tiene comprometido gran parte del GNL con los grandes productores mundiales.

El GNL estadounidense seguirá fluyendo en gran medida hacia el mercado que ofrezca un mayor precio (Asia o Europa), pero otros grandes productores de GNL, especialmente Qatar, están muy comprometidos contractualmente con los compradores asiáticos, especialmente con China.

Europa se ha beneficiado de que China haya reducido un 23% sus importaciones de GNL en 2022, por su débil demanda interna. Muchos cargamentos llegados a Europa provienen del mercado spot de GNL que puede representar el 40% y que China no ha tomado. Pero también han sido muchos los cargamentos contratados (comprometidos) que China ha revendido a Europa, por los ahorros en los costos de envío, que pueden superar los 12 €/MWh adicionales en función de la diferencia entre enviarlos a Asia o al noroeste de Europa.

En definitiva, el equilibrio del mercado de GNL es muy frágil y cambiante. Europa tendrá que seguir teniendo un ojo puesto en una posible reactivación de la economía China y otro en la climatología. Cualquier cambio desharía la comodidad de los compradores europeos de los últimos meses y devolvería la tensión a los precios del GNL y de la energía en Europa.

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL de este mes ha cerrado en 163,04 €/MWh (ya incluido el ajuste de compensación). Baja un 18,4% frente a octubre del año pasado.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

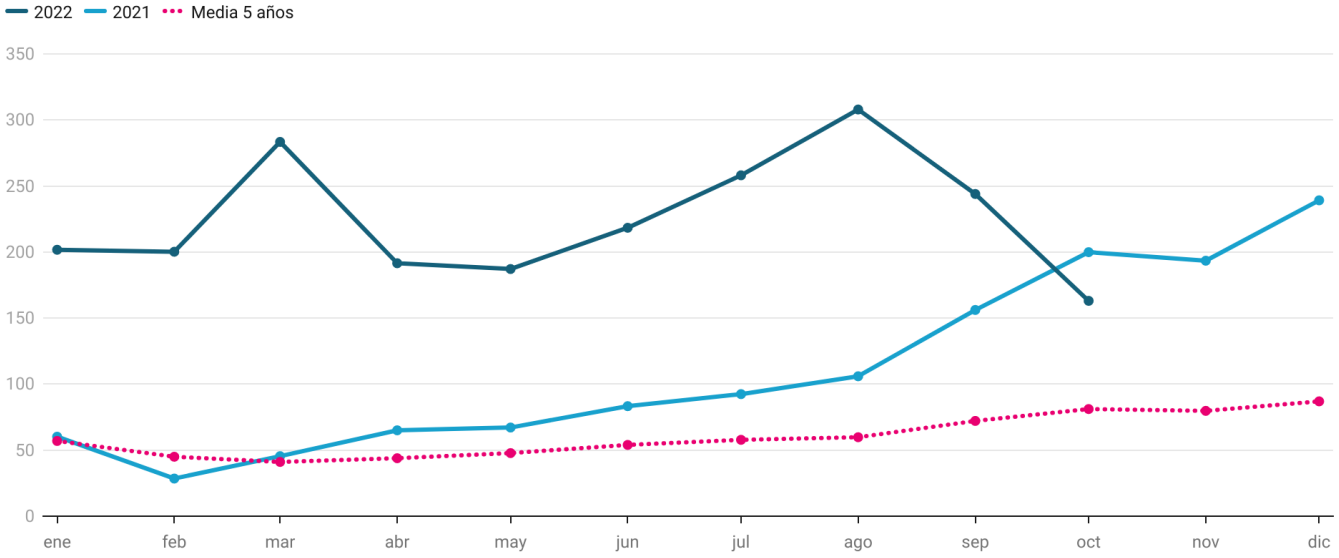
163,04
€/MWh

- -33,17% vs septiembre 2022
- -18,44% vs octubre 2021

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

220,65
€/MWh

Precio del mercado diario eléctrico (OMIE) • octubre



Demanda

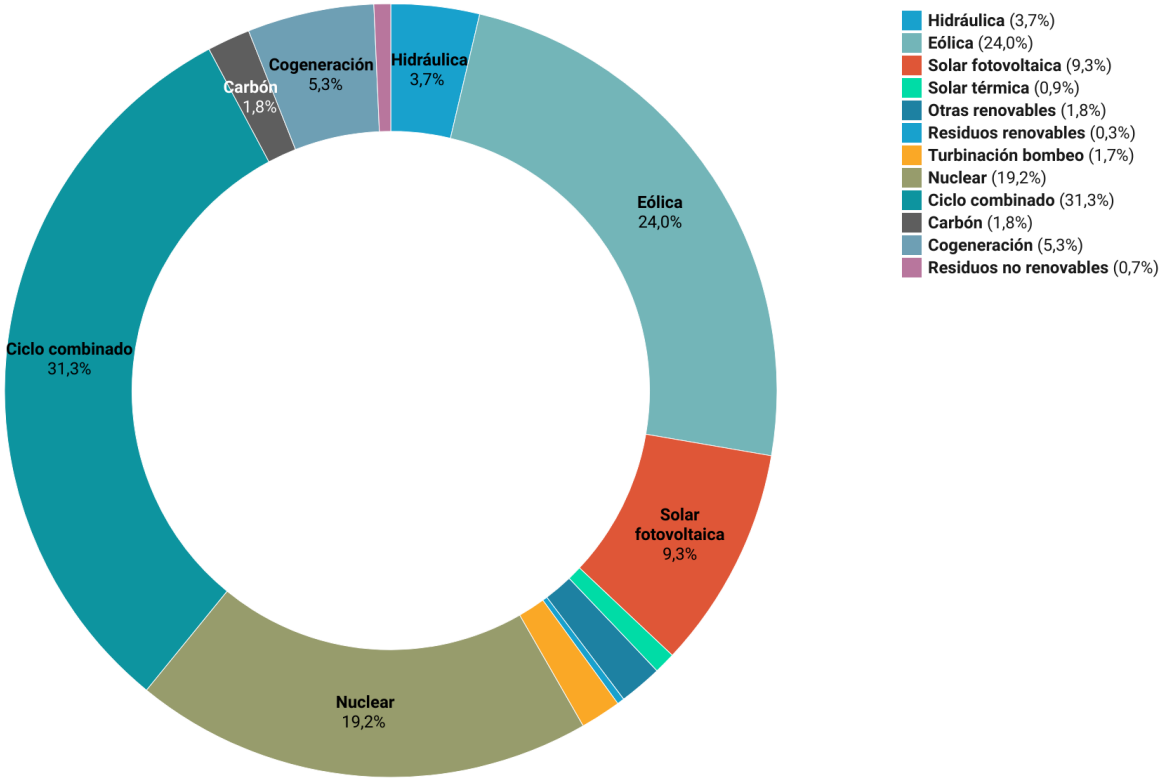
La demanda de electricidad ha bajado un 3,8%, en comparación con octubre de 2021.

Generación

La generación de electricidad ha aumentado un 7,8% respecto al mismo mes del año pasado. Los ciclos combinados de gas (CCG) han liderado el mix de generación.

- La generación fotovoltaica ha dominado el mix durante las horas de radiación solar, con cerca del 25%-30%. Los ciclos combinados de gas han liderado el resto de las horas.
- La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 40% del mix, frente al 40,1% de octubre del año pasado.
- La generación libre de emisiones CO2 alcanza este mes el 60,8% del mix, frente al 65,8% de octubre de 2021, por la disminución de las aportaciones hidráulica y nuclear.
- La producción eólica de este mes ha sido un 19,15% superior a la media de los últimos cinco años.
- La generación fósil se ha elevado hasta el 33,1%.
- Las reservas hidroeléctricas se encuentran a un 80,7% sobre su nivel el año pasado y a un 65,6% sobre la media de los últimos diez años.

Mix octubre 2022



Saldo de las interconexiones

El saldo de la interconexión ha sido exportador en octubre y acumula ese signo exportador ya durante un año consecutivo.

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

TTF Holanda
El precio diario del TTF se ha desplomado este mes un 59% (hasta los 78 €/MWh) respecto a septiembre. Los precios de los contratos de futuros han caído, en general, en un 25-30%, aunque con fuertes episodios de volatilidad. Ese descenso lo explica la elevada oferta de GNL, combinada con la proximidad de la saturación de los depósitos y con unas temperaturas superiores a las normales.

La entrada en funcionamiento, a mediados de septiembre, de dos unidades flotantes de almacenamiento y regasificación en la nueva instalación de GNL de Eem-shaven (Holanda) ha permitido inyectar más GNL y llenar los depósitos hasta el 92%.

MIBGAS España
El precio diario medio del PVB español ha cerrado el mes a 65,61€/MWh, con una bajada del 44,6% respecto a septiembre y con una prima de descuento frente al TTF holandés de más de 12 €/MWh. Unas temperaturas más cálidas de lo normal y la elevada oferta de GNL, con las reservas casi llenas, explican ese descenso. Todos los productos de la curva de futuros de MIBGAS han corregido fuertemente a la baja en octubre, en más de un 45%, y han elevado la prima de descuento frente al TTF en cerca de 30-35 €/MWh.

En este contexto de fuerte oferta de GNL y reducción de la demanda, Enagás anunció el 17 de octubre que estaba estudiando la posibilidad de reducir las importaciones de GNL a los agentes que no tuvieran suficiente capacidad reservada para su almacenamiento, dado que el nivel de almacenamiento de GNL estaba casi lleno. España tiene el 45% de toda capacidad de reserva de GNL de la UE y, al final de octubre, se encontraba al 86% de su capacidad, lo que son 8 puntos porcentuales más que el año pasado.

Cabe mencionar también que, mientras algunas terminales vinculadas a la industria y a la exportación registran tasas de regasificación mucho más altas que a principios de año, otras están en tasas relativamente bajas. La tasa de regasificación de Bilbao, en el norte de España, ha sido del 91% en los últimos 12 meses, frente al 30% de Barcelona y al 45% de Cartagena.

Las importaciones de Europa suben en octubre un 5,2%
Las importaciones europeas de gas han crecido hasta los 826 mcm/d, un 5,2% respecto a septiembre. Este aumento se debe al incremento de la aportación noruega, una vez finalizados sus programas de mantenimiento de octubre y al elevado volumen de cargamentos de GNL que siguen llegando.
No obstante, las importaciones se han situado un 25% por debajo del promedio de la primavera. Entonces, cuando el Nordstream1 ruso funcionaba, las importaciones se movían en 1.100 mcm/d. Europa se enfrenta a una gran incertidumbre de suministro de cara al

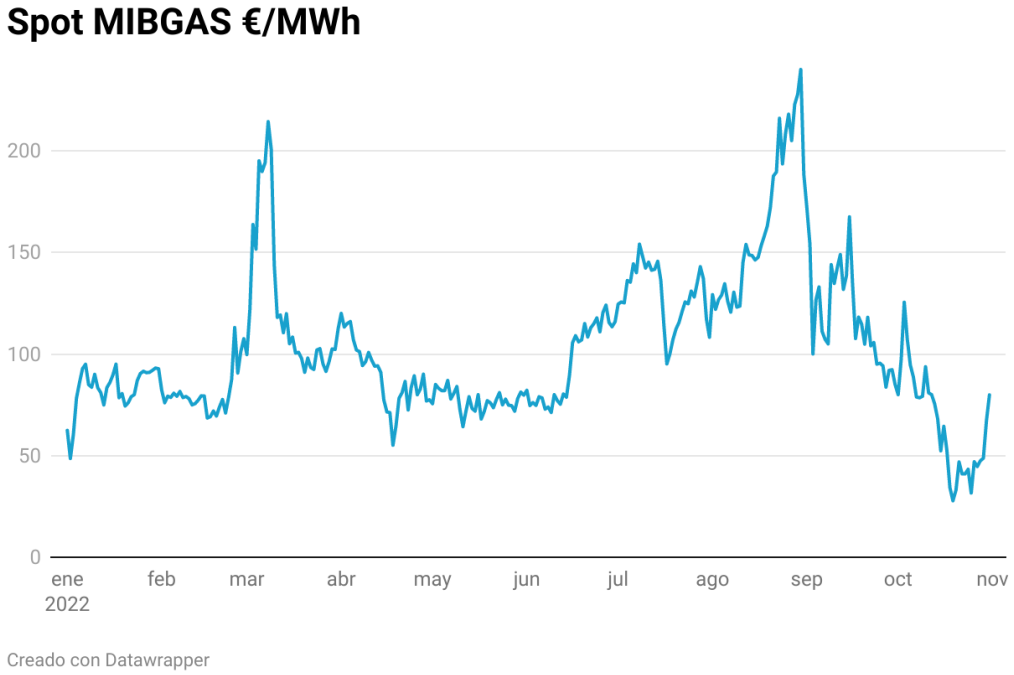
invierno y al primer semestre de 2023, puesto que no contará con el 25% de suministro ruso.

Las exportaciones de GNL de EEUU caen ligeramente en octubre

El volumen de exportación de GNL norteamericano ha estado este mes ligeramente por debajo de los 6,32 millones de toneladas de septiembre. Su producción de GNL se mantiene limitada por la interrupción de la actividad en la planta de Freeport, tras el incendio que sufrió en junio, por los altos inventarios en Europa y por el clima templado que se está registrando.

En las últimas semanas, los precios del GNL se han reducido por los niveles de almacenamiento de gas en Europa casi al completo y por unas temperaturas muy por encima del promedio al comienzo del invierno.

Alrededor de una docena de barcos, que transportaban GNL, están anclados frente a la Bahía de Cádiz, a la espera de un aumento en los precios del gas en Europa, ya que las plantas de regasificación están operando a su máxima capacidad.



Índices ASE

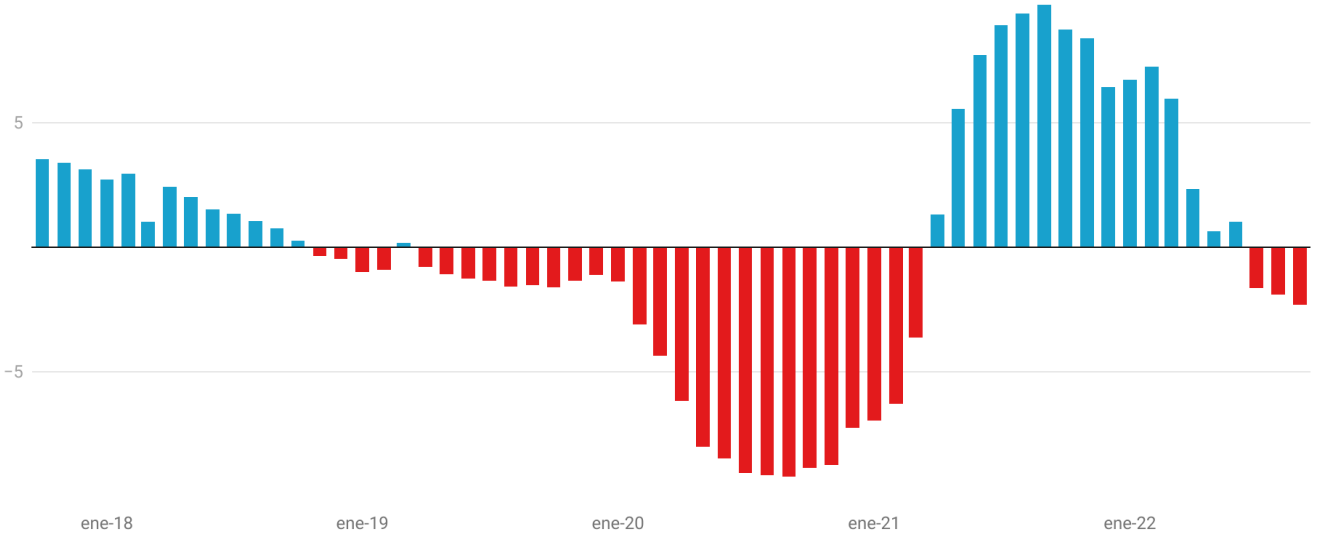
Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

» **Índice ASE CTEI:** muestra la evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

ASE CTEI

Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE CTEI Total

En septiembre se registró una reducción del 2,29% en el consumo, frente a al mismo mes del año pasado.



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
Plaza Constitución, 7
Entresuelo izquierda
03550 San Juan
(Alicante)
Tel: 966 593 464
ase@grupoase.net

Región de Murcia
Avenida Libertad, 2, 2-D
30009 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
Cardenal Cisneros, 24
08225 Terrassa
(Barcelona)
Tel: 607 861 575
ase@grupoase.net

in Grupo ASE @ASEnergia ASEnergia

www.grupoase.net