grupo ase

Informe de mercado

Octubre 2021

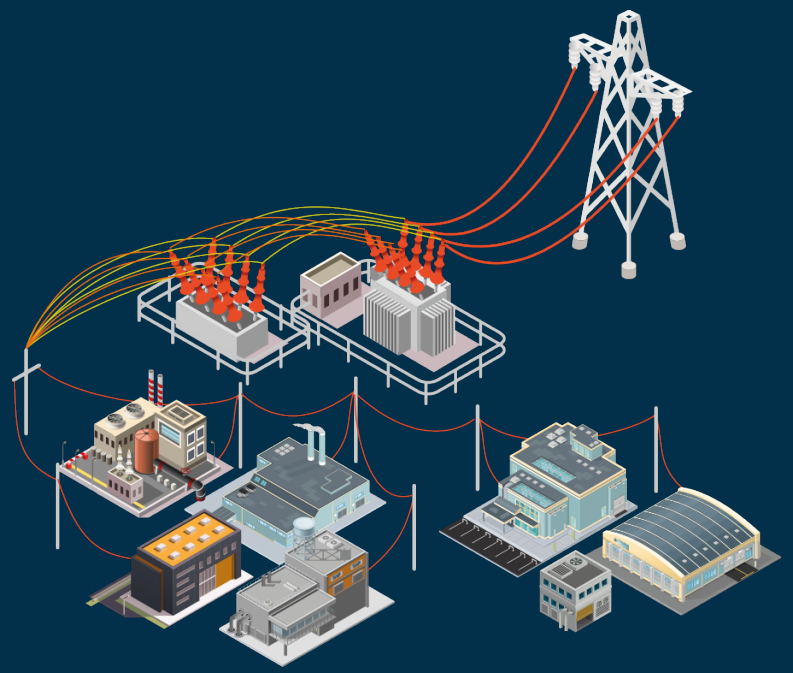
Resumen ejecutivo

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 2021



Índice

Resumen del último mes 3
El análisis 4
Precio del mercado diario 8
Precio medio del mercado libre 9
Demanda y generación 9
Precios de casación 11
Saldo de interconexiones 11
Futuros 12
Mercados de gas 13
Índices ASE 15

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

199,90 €/MWh

▲ +28,03% vs septiembre 2021

▲ +446,3% vs octubre 2020

MERCADO LIBRE

207,16 €/MWh

▲ +394,4% vs octubre 2020

DEMANDA

19.142 GWh

GENERACIÓN

19.505 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q1-22: 155 (-28%)

YR-22:

- España: 112 (-17,34%)
- Francia: 116,25 (-14%)
- Alemania: 109,03 (-15,7%)

ÍNDICES ASE

ASE PTEI Total

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

+32,91%

vs septiembre 2020

ASE CTEI Total

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

+9,72%

vs septiembre 2020

El análisis

La demanda eléctrica reacciona al alto coste y cae a su nivel más bajo en 19 años

Juan Antonio Martínez y Leo Gago
Analistas de Grupo ASE

- **A 199,90 €/MWh, la electricidad es un 446% más cara que hace un año.**
- **La generación fósil crece un 44%, por el incremento de producción a través de gas (+37%) y carbón (+127%), mientras las renovables retroceden (-19%), a excepción de la fotovoltaica (+34,5%).**
- **Aportando solo un 5% al mix, la hidráulica regulable y la de bombeo cierran el 63% de las horas y a precios más caros que el gas.**

Mercado SPOT eléctrico español (OMIE)
El precio diario de la electricidad en el mercado mayorista (POOL) se sitúa en niveles estratosféricos. Su precio medio de octubre es 199,90 €/MWh, un 28% más elevado que en septiembre y un extraordinario 446% más alto que hace un año. Además, supera en un 287% la media de los últimos 5 años de un mes de octubre.

La dependencia del gas
El insuficiente flujo de gas que llega por gaseoducto desde Rusia y Noruega y los precios vertiginosos a los que Europa está importando gas natural licuado (GNL) nos empujan a unos precios energéticos prohibitivos.

El mercado de gas holandés TTF, de referencia en Europa, ha registrado un precio de 86,4 €/MWh en octubre, un 742% más caro que hace un año. El principal motivo de este encarecimiento es la fuerte competencia que ha generado el incremento de la demanda asiática. Especialmente de China y Japón, los dos mayores importadores de gas del mundo, que registran crecimientos de dos dígitos.

China representa el 87% del crecimiento de la demanda asiática de gas en septiembre de 2021 y su situación es límite. En algunas zonas del país, las empresas están sufriendo interrupciones por falta de suministro energético.

El gigante asiático se está enfrentado a un mercado energético interno extremadamente complejo y ajustado. En el contexto de fuerte recuperación de la demanda energética, tras la pandemia, su gobierno ha impuesto a las empresas unas exigentes restricciones a la importación de hidrocarburos y carbón, para reducir las emisiones. Además, les ha ordenado asegurar los suministros de invierno, a toda costa y a cualquier precio.

Por su parte, Japón ha disparado sus compras de GNL durante los últimos meses para prevenir una crisis energética como la del año pasado, cuando una ola de frío pilló a sus empresas energéticas con los almacenes vacíos. Este año, en octubre, sus stocks ya están en máximos de cinco años y preparados para el peor de los escenarios.

En la situación actual de escasez, con los países compitiendo por los cargamentos de GNL, el precio se ha disparado y no responde al equilibrio oferta-demanda. Como la electricidad aún no se puede almacenar de

manera eficiente a gran escala, las cadenas de suministro trabajan bajo el modelo "just in time".

En Europa, sobre todo en España, las renovables han avanzado mucho. Pero la seguridad del suministro continúa dependiendo de los combustibles fósiles, lo que lleva a los precios eléctricos a niveles prohibitivos. En nuestro especial "La crisis energética y el impacto de la transición en los mercados de gas y electricidad", analizamos con detalle la actual situación y les exponemos nuestra visión de los mercados a corto y largo plazo.

La demanda cae a su nivel más bajo en 19 años
Este mes se ha registrado una demanda eléctrica de 19.073 GWh, la cifra más baja desde 2003 (18.898 GWh). Lejos de mostrar signos de recuperación, en paralelo al crecimiento económico, la demanda retrocede por el crecimiento del autoconsumo y de la eficiencia de la industria, los hogares y los servicios públicos.

La demanda de octubre es un 2,7% inferior a la del año pasado, a pesar de que 2020 estuvo marcado por la 'paralización pandémica'. Si la comparamos con la de 2019, cae un notable 5,8%. Analizando su evolución por horas, vemos cómo ese descenso se concentra en las horas de mayor consumo, lo que se aplana la curva de demanda.

Esta tendencia parece que tendrá continuidad en los próximos años. Más aun con unos precios eléctricos tan elevados, que generan una señal económica a los consumidores y les incitan a invertir en ser más eficientes y en autoconsumo. Es una muestra de que la transición energética y reducción de las emisiones no solo depende de la generación (oferta), también de la demanda. Solo la electrificación del transporte puede detener esta tendencia bajista.

Variación horaria de la demanda de octubre (%)

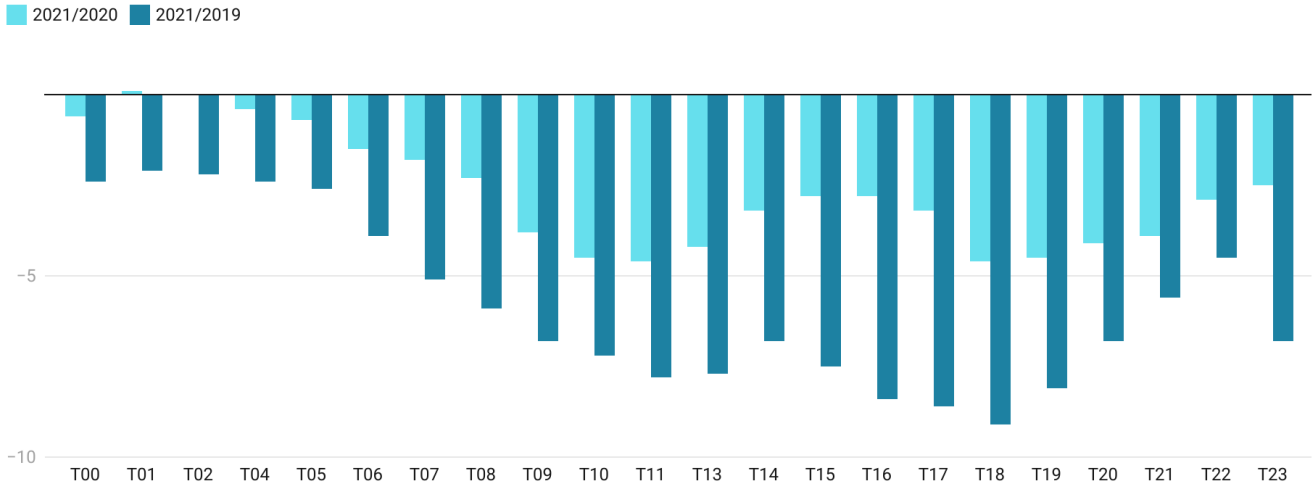


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

La generación térmica (gas y carbón) sube un 43,6%
La generación de electricidad en España se ha reducido un 2,7% en octubre en respuesta a la menor demanda eléctrica. El descenso ha afectado especialmente a la generación renovable (-19,5%), mientras los ciclos combinados (+36,6%) ganan cuota y el carbón (+126,6%) resucita.

La producción eólica e hidráulica ha sido escasa y ha permitido crecer el hueco térmico. La reaparición del carbón se debe a que ha ganado competitividad respecto al gas, tan caro que compensa el mayor coste en derechos de emisiones de CO2 del carbón. Es una mala señal para el avance de la transición energética que se está produciendo con mayor fuerza en otros países de Centroeuropa como Alemania.

La eólica ha retrocedido un 25,9% respecto a octubre del año pasado, a pesar de que su producción ha sido 10,8% superior a su promedio de octubre de los últimos 5 años. Por su parte, la hidráulica (-47,4%) se ha visto limitada por las escasas reservas, que se encuentran al 71,2% del año pasado.

La fotovoltaica ha sido la más estable entre las renovables. Crece a un fuerte ritmo del 34,5%, gracias al au-

mento del 23,9% en su potencia instalada (3.285 MW) en lo que llevamos de 2021.

Con respecto a la nuclear ha incrementado un 5% su producción respecto al año pasado, a pesar de que la central de Ascó I se encuentra parada desde el 16 de octubre, por una parada programada.

El hueco hidrotérmico cierra el 76% de las horas
La generación hidráulica regulable solo ha aportado un 4% al mix y la del bombeo apenas un 1%. Sin embargo, con solo un 5% de la producción eléctrica, han marcado el precio de casación el 62,81% de las horas de octubre. Estas dos tecnologías, propiedad en un 90% de solo dos compañías, fueron las más caras del mes. La hidráulica cerró con un precio promedio de 213,51 €/MWh y el bombeo a 233,51 €/MWh. Superan así a los ciclos combinados de gas, que marcaron precio el 13,14% de las horas a 206,60 €.

Por su parte, las renovables y la cogeneración (antiguo régimen especial) también aprovecharon los altos precios del gas para elevar sus ofertas de casación y cerraron una cuarta parte de las horas (26,5%) con un precio medio de 170,93 €/MWh. Incluso el 31 de octubre, con una alta producción eólica que permitió que renovables y nuclear cubrieran más del 90% de la demanda en algunas horas, el suelo de precio estuvo en los 64 €/MWh.

Mercados de futuros: las cotizaciones a corto plazo corrigen fuertemente a la baja
El 28 de octubre Putin anunció que sus almacenes estaban llenos y Rusia estaba lista para aumentar la inyección de gas en los almacenes de Gazprom de Alemania y Holanda. Esta noticia provocó un fuerte recorte de los precios de gas y eléctrico porque los inventarios alemanes están a solo un 65% de su capacidad, cuando en estas fechas suelen estar al 95%. Y la situación es similar en Holanda, donde se encuentran al 66%.

El mercado de gas se ha movido a la baja en octubre. El Q1-22 (TTF) retrocede un 34,6% y el Yr-22 (TTF) un 21,1%. No obstante, los precios del Yr-22 se mantienen altos, en 45,6€/MWh, dado que la incertidumbre en cuanto a la escasez de suministro para todo 2022 penaliza al mercado.

La caída en los futuros del gas ha arrastrado también a los principales mercados eléctricos. En España el producto primer trimestre de 2022 ha bajado un 28%, hasta 155 €/MWh, mientras el año 2022 registra una fuerte caída del 17,34% y se sitúa en 112 €/MWh. También en Francia el Yr-22 desciende un 14% (116,25 €/MWh) y en Alemania el recorte es del 15,7% (109,03 €/MWh).

Los futuros a largo plazo (5 y 10 años) también han descendido, ligados al fuerte retroceso del Yr-22, el Yr-23 y el Yr-24.

España sigue manteniendo un fuerte descuento frente a Alemania y Francia, superior a los 10 €/MWh. La cotización de 5 años en España se mueve en 66,4 €/MWh, con una bajada del 8,8% en octubre. Mientras, en Francia cotiza en 81,2 €/MWh y en Alemania en 80,1 €/MWh.

Nuestro análisis
Este mes nos deja un sabor agridulce. El precio del POOL está en un estratosférico 199,90 €, pero con expectativas moderadas de que la situación podría relajarse en los mercados en el corto plazo.

Algunas noticias, como la de Putin de elevar las reservas de gas en Europa o los pronósticos de un noviembre más cálido de lo habitual en Japón, pueden moderar las expectativas de los compradores del GNL para las entregas a partir de diciembre. Sin duda, esto relajará tensiones en los mercados de gas.
A esto hay que sumar que muchos sectores de actividad industriales (fertilizantes, fundición...) han interrumpido su actividad porque no pueden absorber costes energéticos tan altos. Además, la crisis de los microchips también amenaza con ralentizar importantes sectores de actividad intensivos en consumo energético, como el del automóvil.

La oferta de gas no se va a incrementar de forma significativa en 2022. Ni tampoco, posiblemente, hasta 2025. Por eso el equilibrio de precio deberá llegar por el lado de la demanda. Su elevado nivel actual no será permanente, pero su ajuste no nos devolverá a los precios de gas y electricidad previos a la pandemia, al menos a corto plazo.

La competitividad de nuestras empresas está en juego y debemos asegurarnos de que el mercado eléctrico es eficiente y transparente. Y, de una vez, realizar una política energética industrial.

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado en 199,90€/MWh, con un aumento del 446% frente al mismo mes del año anterior y un avance del 28% respecto al mes pasado. Este mes los precios del POOL han subido un 24,5% en las horas valle y un 29,8% en las horas punta. Llama la atención que durante las horas 'solares' crecen un 26%.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

199,90
€/MWh

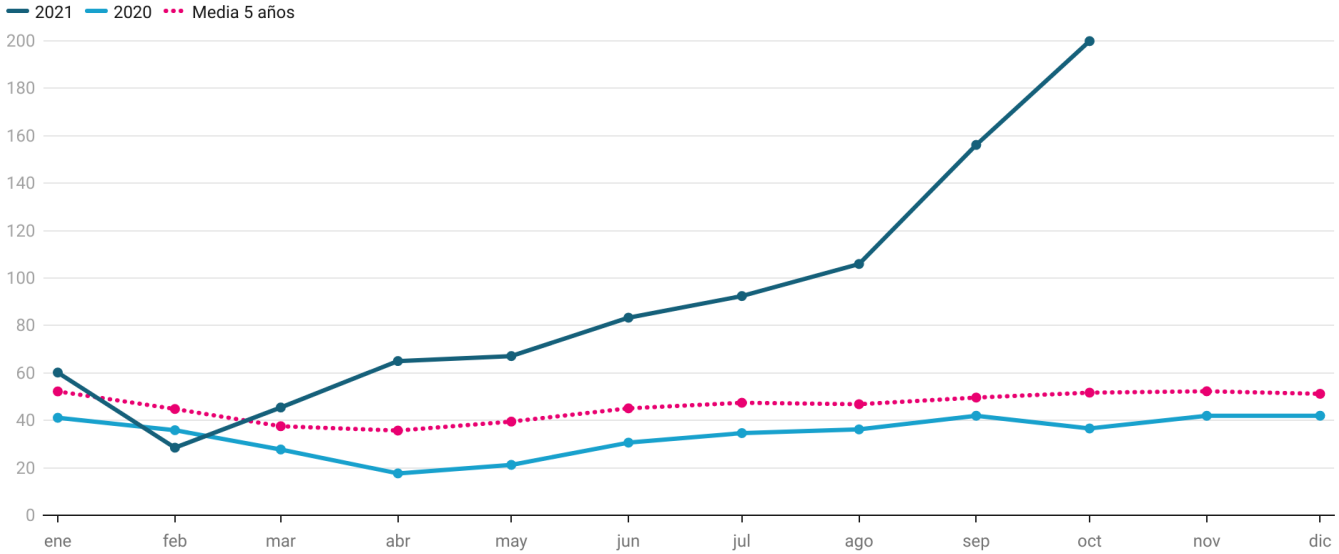
▲ +28,03% vs septiembre 2021

▲ +446,3% vs octubre 2020

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

82,76
€/MWh

Precio del mercado diario eléctrico (OMIE)



PVPC

0,2583
€/kWh

▲ +167,09% vs ocubre 2020

El precio de la luz en la tarifa PVPC (Precio Voluntario al Pequeño Consumidor, disponible para potencias inferiores a 10kW y regulada por el Ministerio de Industria) ha sido de 0,25830 €/kWh. Respecto al mismo mes del año anterior sube un 167%.

Precio medio final mercado libre

207,16
€/MWh

▲ +394,42 vs octubre 2020

El precio final medio de este mes, para los comercializadores libres y consumidores directos, es de 207,16€/MWh, una vez sumados todos los componentes del precio. Esto implica una subida del 394% respecto al mismo mes del año pasado.

Repercusión de los sobrecostes y componentes del precio final mercado libre

Los costes provisionales del sistema, englobados en los Servicios de Ajuste, Pagos por Capacidad y Servicio de interrumpibilidad en el mercado libre, han representado un coste de 7,26€/MW. Los sobrecostes suben 1,95 €/MWh (36,7%) frente al mismo mes del año pasado, por un incremento del 82,2% en las restricciones (+2,02 €) y del 160% en los procesos OS (1,46 €/MWh). Los pagos por capacidad se redujeron en 1,69 €/MWh a causa de la nueva tarifa publicada el 1 de junio.

Demanda

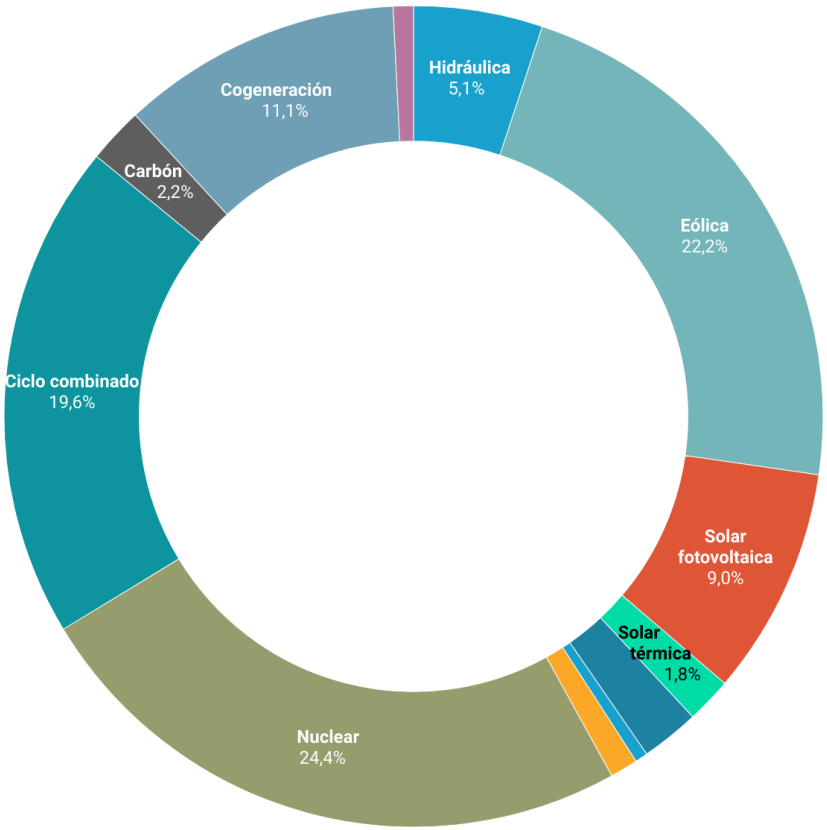
A pesar de la recuperación de la actividad económica en España, la demanda de electricidad se reduce un 2,7% con respecto a octubre de 2020. Se trata de un hecho llamativo, dado que el año pasado la actividad se vio muy mermada a causa de la pandemia. Si comparamos el dato con 2019, cae un 5,8%. Además, tal y como ya señalamos el mes pasado, la curva de demanda se está "aplanando". El descenso de la demanda se concentra con más fuerza durante las horas punta, en comparación con las horas valle.

Generación

La generación de electricidad ha sido un 2,7% inferior a la que se registró hace un año, fundamentalmente por la reducción de la demanda. La producción renovable desciende un 19,5%, y aporta un 40% del mix.

Mix octubre 2021

La tecnología nuclear ha liderado las horas valle de la noche, con un incremento el 5% en su producción respecto a octubre de 2020. Por su parte, la fotovoltaica es la tecnología renovable que se ha mostrado más estable y domina en las horas centrales del día.



- **Hidráulica** (5,1%)
- **Eólica** (22,2%)
- **Solar fotovoltaica** (9,0%)
- **Solar térmica** (1,8%)
- **Otras renovables** (2,3%)
- **Residuos renovables** (0,5%)
- **Turbinación bombeo** (1,1%)
- **Nuclear** (24,4%)
- **Ciclo combinado** (19,6%)
- **Carbón** (2,2%)
- **Cogeneración** (11,1%)
- **Residuos no renovables** (0,8%)

Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables desciende. Ha representado el 40% del mix, frente al 48% del mismo mes del año pasado, por el menor aporte de eólica e hidráulica.

Libre de emisiones

La generación libre de emisiones CO2 ha representado el 66,4% del mix frente al 72,3% que alcanzó el mismo mes de 2020.

Generación eólica

La tecnología eólica ha cubierto más del 30% de la demanda eléctrica en 9 días, lo que ha repercutido en los precios del POOL de octubre, que se reducen ligeramente. La producción eólica de este mes de octubre ha sido un 10,8% superior a la de su media de los últimos 5 años. Aun así, ha retrocedido un 25,9% en comparación con el mismo mes del año pasado.

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico de este mes se ha incrementado hasta el 21,8% del mix, frente al 15,53% registrado el año anterior.

Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas se encuentran al 71,2% de su nivel el año pasado en estas fechas y a un 78,5% en comparación con la media de los últimos 10 años.

Precios de casación por tecnologías

En 76% de las horas de octubre, el precio del POOL lo ha marcado el hueco hidrotérmico. Es decir, una central de ciclo combinado de gas, carbón o una central hidroeléctrica ha entrado en última posición para completar la electricidad demandada cada una de esas horas. La hidráulica lo ha hecho con un precio medio de 213€/MWh y los ciclos combinados a 206,6 €/MWh.

Saldo de las interconexiones

El saldo de la interconexión fue importador. En octubre hemos recibido 41 GWh, un 62% menos que el mismo mes del año pasado.

Mercados de futuros eléctricos

Los mercados de futuros corrigen a la baja

Las declaraciones de Putin el día 28 de octubre, en las que afirmaba que Rusia está lista para inyectar gas en los almacenes de Gazprom de Alemania y Holanda una vez que sus inventarios nacionales están llenos, provocaron una fuerte caída de los mercados de gas y electricidad. El mercado tomó rápidamente las instrucciones del líder ruso como un posible alivio para la delicada situación de las reservas en los dos principales mercados de gas europeos. Por ejemplo, los inventarios alemanes se encuentran a tan solo el 65% de su capacidad, cuando en estas fechas suelen estar al 95%. Algo parecido sucede en Holanda con sus inventarios al 66%.

El mercado de gas se ha movido a la baja en octubre. El Q1-22 (TTF) retrocede un 34,6% y el Yr-22 (TTF) un 21,1%. No obstante, los precios del Yr-22 se mantienen altos, en 45,6€/MWh, dado que la incertidumbre en cuanto a la escasez de suministro para todo 2022 penaliza al mercado.

La caída en los futuros del gas ha arrastrado también a los principales mercados eléctricos. En España el producto primer trimestre de 2022 ha bajado un 28%, hasta 155 €/MWh, mientras el año 2022 registra una fuerte caída del 17,34% y se sitúa en 112 €/MWh. También en Francia el Yr-22 desciende un 14% (116,25 €/MWh) y en Alemania el recorte es del 15,7% (109,03 €/MWh).

Los futuros a largo plazo (5 y 10 años) también han descendido, ligados al fuerte retroceso del Yr-22, el Yr-23 y el Yr-24.

España sigue manteniendo un fuerte descuento frente a Alemania y Francia, superior a los 10 €/MWh. La cotización de 5 años en España se mueve en 66,4 €/MWh, con una bajada del 8,8% en octubre. Mientras, en Francia cotiza en 81,2 €/MWh y en Alemania en 80,1 €/MWh.

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

El desequilibrio entre la fuerte demanda y la escasa oferta eleva los precios en los mercados diarios de gas europeos

Las importaciones de gas han aumentado un 9% a nivel global, pero en Asia Oriental han superado el 14% interanual. Encabezada por China y Japón, esta región es la principal importadora de gas natural licuado (GNL) y absorbe casi el 70% del gas mundial.

América del Sur también ha duplicado sus importaciones, a consecuencia de la sequía que sufre Brasil. Aunque su volumen es mucho menor al de Asia, ha sido inesperado y ha conllevado la reducción de llegadas de GNL de EE. UU. a Europa.

Así que, a medida que la demanda en otros lugares crece y la oferta no puede satisfacerla, el déficit lo compensa Europa con una reducción de sus importaciones del 11%. Por eso, los niveles de almacenamiento en Europa están en el 75%, su nivel más bajo en 5 años, cuando en estas fechas suelen estar al 95%.

China sigue batiendo récords de importación mes a mes. Las empresas energéticas chinas están sustituyendo el carbón por el gas, ante las fuertes restricciones de su Gobierno a los combustibles fósiles más contaminantes, como herramienta para limpiar su aire. Además, la recuperación económica tras la pandemia ha aumentado las necesidades de suministro energético.

La oferta de gas es limitada y parece que así seguirá siendo durante mucho tiempo. Actualmente, existen pocos proyectos que puedan aumentar de forma sustancial la producción global de gas y que vayan a entregarse antes de 2024. Quizás, a medio y largo plazo, una señal tan alta de precio podría impulsar las inversiones en nuevas instalaciones. Estas nuevas infraestructuras podrían entrar en funcionamiento tras los 4-5 años que requiere su construcción. Facilitaría esta decisión inversora cerrar contratos a largo plazo con consumidores que deseen protegerse contra futuros picos de precio.

En estas circunstancias de rigidez de la oferta, solo la destrucción de la demanda devolverá cierto equilibrio al mercado. Los niveles de almacenamiento neto europeo pueden mejorar a partir de noviembre, una vez que el productor ruso Gazprom comience a rellenar sus instalaciones en Alemania.

El gaseoducto Nord Stream 2, que permitiría a Rusia esquivar Ucrania y reducir sus costes, podría comenzar a funcionar a partir de julio de 2022. Esa tubería puede duplicar la capacidad de exportación directa de Gazprom a la Unión Europea. No obstante, parece improbable que Rusia tenga suficiente gas como para que los precios bajen a su nivel de hace un año.

TTF Holanda

Los precios a corto se debilitan por la perspectiva de un mercado menos ajustado

A pesar de que el precio medio diario ha registrado este mes su máximo histórico, por encima de 86 €/MWh, las cotizaciones del TTF comienzan a corregir a la baja. Principalmente, por la expectativa de que un clima más templado relaje la demanda y porque las cargas de GNL han aumentado durante las últimas semanas. También la reducción de los precios de los futuros sobre el carbón y las emisiones de CO2 han apoyado la caída de los precios a corto plazo.

El precio diario del TTF cierra octubre con un precio medio de 86,45 €/MWh. Con una subida del 41%

respecto al mes pasado y del 741% frente a su nivel hace un año (12,97 €/MWh).

Los productos de futuros a corto plazo han sido los que más han recortado su precio. El Q1-22 bajó hasta 62,24 € (-34,6%) y el Yr-22 descendió hasta 45,63 € (-21,1%).

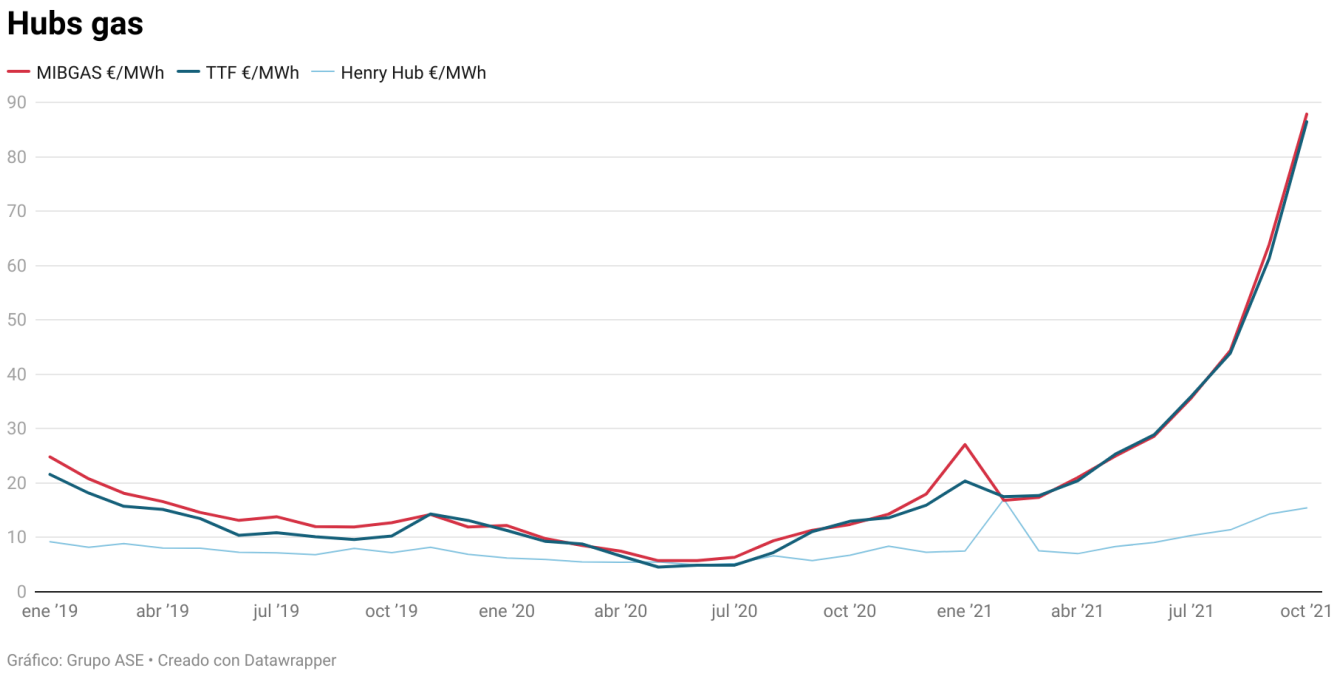
PVB Español (MIBGAS)

El mercado español corrige a la baja, a pesar del cierre de uno de los gaseoductos argelinos

El precio medio diario del gas en España ha sido de 87,84 €/MWh en octubre, marcando una ligera prima de 1,4 €/MWh sobre el precio de TTF.

Las cotizaciones bajaron durante la segunda quincena del mes, a medida que aumentaron los niveles de almacenamiento de GNL y se confirmó la llegada de nuevas cargas para noviembre. España ha recibido dieciséis buques de GNL en esta segunda quincena, frente a los siete que arribaron en el mismo periodo de 2020. De esta forma, octubre ha registrado el mayor número de cargas y volumen de entregas de GNL a España en lo que va de 2021. Enagás ha pronosticado un almacenamiento casi completo para finales de noviembre y su calendario incluye 26 llegadas programadas durante ese mes.

A pesar de que Argelia ha cerrado uno de los dos gaseoductos que suministran a España, se ha comprometido a entregar el gas acordado. Incrementará el caudal por el tubo que permanece operativo y lo complementará con cargas de GNL. Por eso, el precio de los productos de noviembre y los de corto plazo no se ha visto alterado.



Índices ASE

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

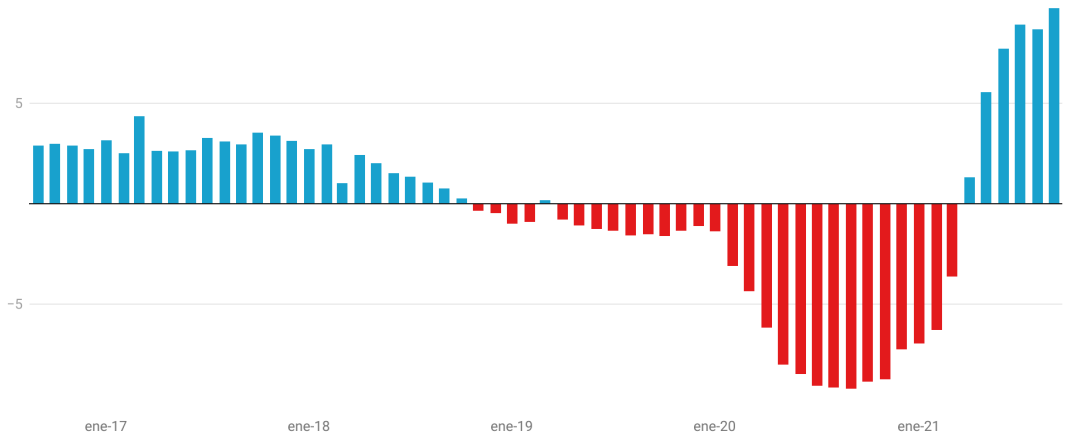
- **Índice ASE PTEI:** muestra la evolución del precio por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.
- **Índice ASE CTEI:** muestra la evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

ASE PTEI

Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE PTEI Total

El índice ASE PTEI Total se incrementó en septiembre un 32,91% frente al mismo mes de 2020. El índice ASE PTEI de Energía, que refleja el coste de aprovisionamiento de las empresas en los mercados eléctricos, subió un 12,42% en septiembre, mientras que el coste de los accesos (distribución) bajó un 2,63% en relación al mismo mes del año pasado.

Tasa de variación interanual (%) del Índice ASE CTEI



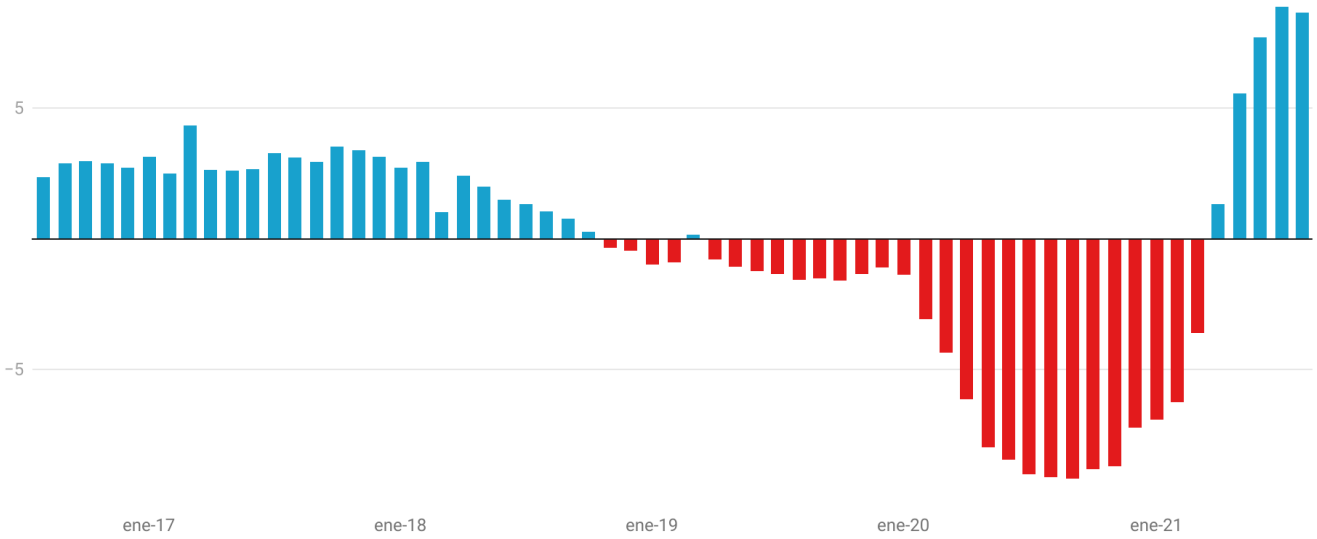
Fuente: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

Informe de mercado Octubre 2021

ASE CTEI

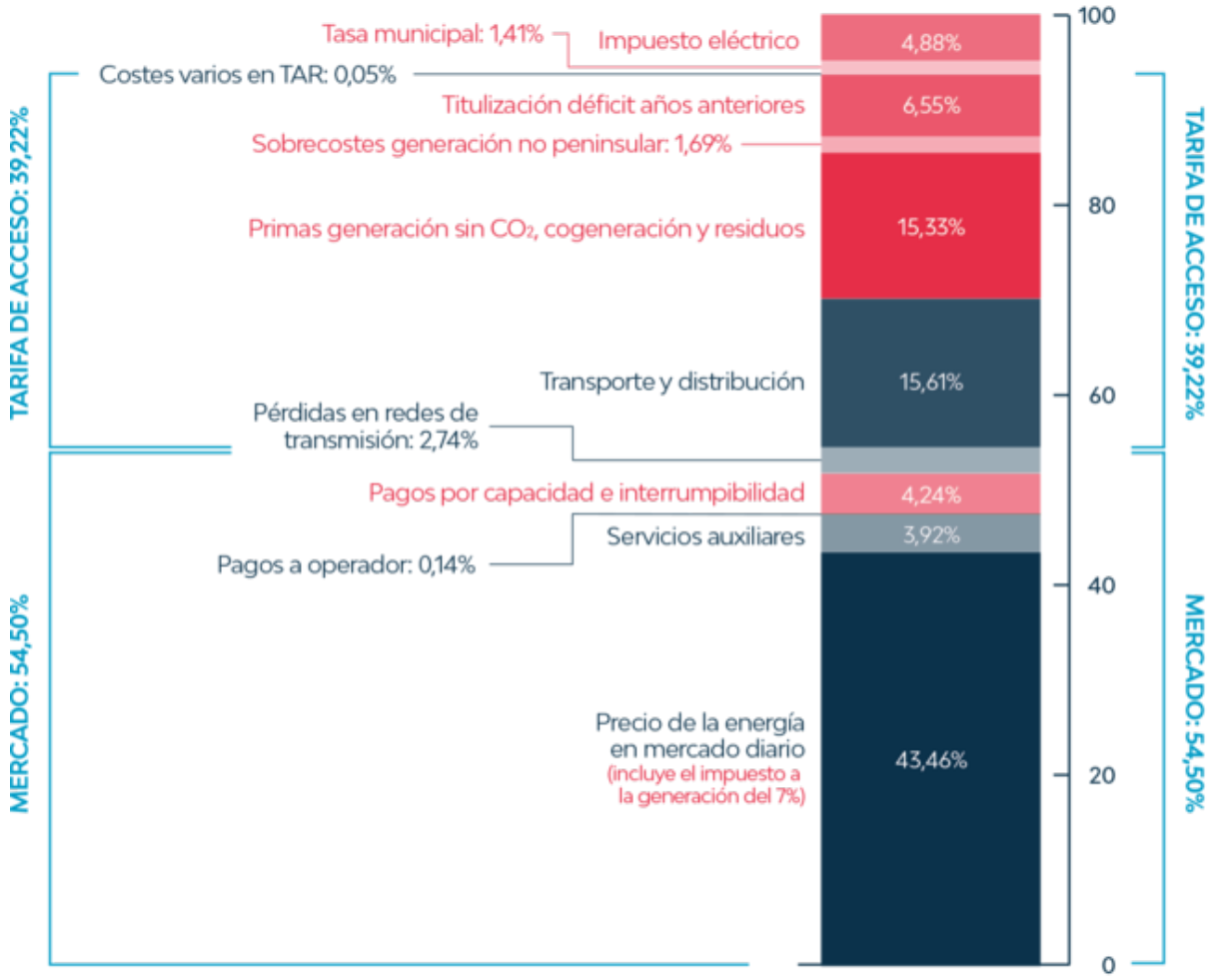
Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE CTEI Total

El consumo se incrementó un 9,72% en septiembre, frente al mismo mes del año anterior.



Grupo ASE

Escalón 1 · Base 100%



34,09%*
del importe corresponde a subvenciones, pago de deudas, tasas e impuestos

65,91%
es el porcentaje relativo a producción, distribución y gestión para llegar al consumidor

* Si se sumara el impuesto a la generación del 7% que se incluye en el precio de la energía en el mercado diario, este porcentaje supera como mínimo el 41% del coste de la electricidad para el consumidor de alta tensión en el escalón 1.

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