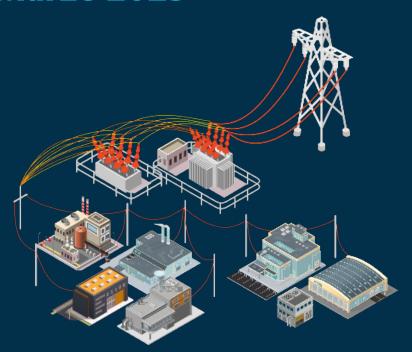




Informe de mercado

Marzo 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 analístas de Grupo ASE. Grupo ASE se compromente 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 en 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 se 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

89,70 €/MWh

-32,08% vs febrero 2023

-68,35% vs marzo 2022

DEMANDA

19.351 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

» Q2-23: 103,50 (-14,46%)

YR-24:

» España: 104,25 (-3,25%)

» Francia: 218,22 (+31,10%)

» Alemania: 153,9 (+4,00%)

ÍNDICES ASE

ASE CTEL Total

Evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión. -0,32%

febrero 2023 vs febrero 2022

GENERACIÓN

22.994 GWh

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

» Futuros Brent: -4,0%

» Gas (MIBGAS): -16,5%

» Carbón (API2 Month +1): -11,1%

» CO2 (EUA): -4,3%

El análisis

El autoconsumo hunde la demanda eléctrica un 4,6%, por debajo del confinamiento



Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- » El precio de electricidad baja un 32,08% respecto a febrero.
- » Aumenta la volatilidad, la producción fotovoltaica altera la curva de los precios y, en las horas solares, dispara la hidráulica de bombeo y las exportaciones.
- » El descenso de la demanda de gas (-16,4%) y el aumento de las importaciones de GNL reducen el precio de MIBGAS mientras el TTF frena su caída en los 40 €/MWh y repunta a final de marzo.

El precio diario del mercado mayorista (POOL) español ha sido de 89,70 €/MWh. Como el precio diario del gas en España (MIBGAS) ha cotizado todos los días por debajo del límite fijado para marzo (55 €/MWh), el coste para los consumidores del ajuste por el "tope del gas" ha sido cero. Por tanto, el precio de la electricidad desciende un 32,08% respecto a febrero y baja un 68,35% en comparación con marzo de 2022.

La tendencia bajista de los precios del gas, la reducción de la demanda (- 4,6%) y el aumento de la generación fotovoltaica (+ 108,6%) explican este descenso.

Una curva de precios cada vez más volátil

El precio ha registrado una fuerte volatilidad durante marzo. En los días con abundante generación eólica, que se ha unido al crecimiento de la producción fotovoltaica y a la caída de la demanda eléctrica, el precio ha registrado precios muy bajos.

Aunque el precio del gas se ha moderado, sigue muy por encima de los rangos históricos. Por eso, en las horas "no solares" de los días con escasa generación eólica se disparan los precios. Cabe destacar también que el perfil de la curva de precios depende cada vez de las energías renovables. También la incertidumbre que reina en el mercado de gas implica una volatilidad creciente.

Los días con fuerte producción eólica (segunda y cuarta semana de marzo) los precios del POOL fueron notablemente más bajos. Pero hay que resaltar que la

generación eólica ha sido un 9,95% superior a su promedio de marzo de los últimos 5 años. Y, también, que la generación nuclear ha trabajado a plena carga, facilitando esta reducción de los precios.

El aumento de la generación fotovoltaica modifica la curva de precios horaria del POOL

La producción fotovoltaica ha crecido un 108,6% respecto a marzo del año pasado. En las horas de máxima radiación (entre las 12 y las 16 horas) se alcanzaron récords de producción, con picos de 12.000 MWh que han cubierto el 50% de la demanda. En esas horas la fotovoltaica ha desplazado a los ciclos combinados de gas, provocando la caída de los precios. Incluso, algunos días coincidiendo con elevada producción eólica, los precios llegaron a ser cercanos a cero.

4 Grupo ASE

El motivo de este extraordinario crecimiento de la producción fotovoltaica respecto al año pasado se debe no solo al incremento de la potencia instalada (+ 24,6 % interanual), también a que el año pasado fue el marzo más húmedo en el levante español desde que hay registros.

La ola de inversiones en nueva potencia fotovoltaica ha permitido superar este mes la barrera de los 20.000 MW instalados (actualmente, 20.203 MW). Se convierte en la tercera tecnología con más potencia instalada, después de la eólica (30.061) MW y de los ciclos combinados de gas (26.250 MW).

En la última veintena de marzo, el precio de las horas de máxima radicación (entre las 10:00 y las 18:00 horas) se situó en 47,93 €/MWh, un 50% por debajo de su cota en las horas punta.

Los bajos precios en las horas solares favorecieron las exportaciones y la generación de bombeo

Impulsados por el aumento de la generación fotovoltaica en marzo, han aumentado el consumo para bombeo (+ 120%) y el saldo exportador de electricidad (+ 215%). De no ser por ellos, el precio aún se hubiera hundido más.

Consumo y turbinación de bombeo

Las centrales de bombeo cuentan con dos embalses, situados a distintos niveles. Cuando el precio de electricidad es muy bajo, el agua del embalse inferior se bombea al embalse superior, consumiendo una elevada cantidad de electricidad. Posteriormente, cuando el precio es muy alto, el agua del embalse superior se envía al inferior para generar electricidad (turbina) y abajo se vuelve a almacenar.

Este proceso solo es eficiente si el precio de electricidad es muy bajo porque bombear agua del embalse inferior al superior consume aproximadamente el doble de electricidad de la que luego es capaz de generar.

Consumo bombeo vs Generación turbinacion bombeo (MWh) marzo 2023

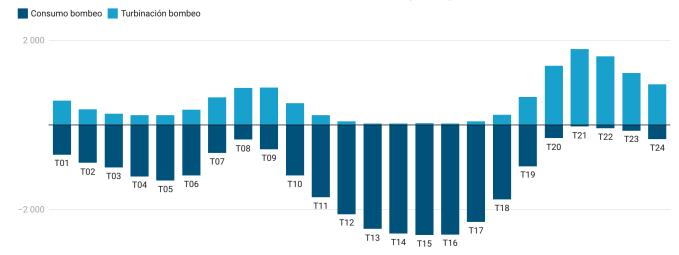


Gráfico: Grupo ASE · Creado con Datawrapper

Durante marzo las centrales de bombeo han aprovechado el elevado número de horas con precio reducido (gracias a la producción fotovoltaica). En las horas "solares", el consumo promedio de bombeo supero los 3.000 MWh, con picos de 4.200 MW (equivalente al 25-30% de la generación fotovoltaica), provocando la intervención de los ciclos combinados de gas y de la hidráulica regulable y evitando que la sobreoferta de renovables llevara el precio del POOL a cero.

Según nuestros cálculos, estas centrales bombearon el agua a un precio medio de 40-50 €/MWh. Posteriormente, en las horas punta, llegaron a generar hasta 1.500 MWh, con picos de 2.100 MWh, a un precio promedio del POOL de 120-130 €/MWh. De esa forma, la generación de bombeo permitió una asignación eficiente de los recursos y redujo la producción de los ciclos combinados de gas en las horas punta, evitando que el precio se elevará aún más.

Las centrales de bombeo han funcionado como grandes pilas, almacenando la "energía renovable"

España cuenta con 3.331 MW de potencia instalada de bombeo, el 90% en manos de Iberdrola y Endesa. Además, Iberdrola tiene en cartera cuatro grandes proyectos que, en 2024, aumentarán su capacidad instalada en 1.158 MW adicionales. Las grandes eléctricas dispondrán de una gran "pila" de almacenamiento, capaz de desplazar a los ciclos combinados de gas en las horas punta. Para que eso ocurra tienen que darse unas condiciones de precios muy bajos durante las horas de radiación y precios altos en las horas punta, algo que cada vez será más habitual y que frenará la "canibalización" de los precios en las horas solares.

En la actualidad hay numerosos proyectos pendientes ser aprobados por el Gobierno, que suman una capacidad nueva de 10.000 MW, con inversiones que superan los 8.000 millones de euros. España podría superar así

el objetivo (PNIEC) de contar en 2030 con 6.800 MW de bombeo. Se trata del sistema de almacenamiento más rentable y de enorme futuro porque genera gran cantidad de energía con un tiempo de respuesta muy rápido y sin ningún tipo de emisión a la atmósfera.

Esperemos que otros actores, además de las grandes eléctricas, puedan participar en este mercado para garantizar una alta competitividad en las horas punta de demanda, en las que los precios alcanzan sus máximos y las renovables no alcanzan a garantizar una generación firme.

Interconexiones

Además del consumo para bombeo, el otro canal de salida de la generación renovable han sido las interconexiones. La elevada oferta de generación renovable en España, con un coste de oportunidad "cero", es un atractivo para atraer la demanda de nuestros países vecinos. Por eso España ha aumentado un 215% sus exportaciones respecto a hace un año. Francia ha absorbido 1.207.250 MWh y Portugal, 1.259 MWh.

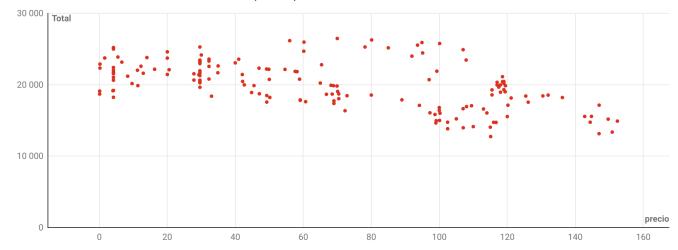
La generación exportada en las horas de radiación solar ha alcanzado un promedio de 6.000 MWh, que supone algo más del 50% de la producción fotovoltaica. La capacidad máxima de exportación es de 10.275 MW (5.490 MW a Portugal, 3.885 MW a Francia y 900 MW a Marruecos). Muchos días de marzo, la interconexión con Francia ha alcanzado la congestión del 100% durante las horas solares, en las que se han concentrado mayormente las exportaciones.

"Canibalización" de los precios en las horas de máxima radiación solar

En las últimas semanas se está hablando mucho de un posible hundimiento de los precios en las horas solares (entre las 10.00 y las 16.00 horas), como consecuencia de la sobreoferta de generación fotovoltaica y eólica.

Si analizamos los precios y suma de la producción eólica y fotovoltaica de marzo, cuando ambas alcanzaron

Producción Eólica + fotovoltaica (MWh) / Precios horario POOL €/MWh



Creado con Datawrapper

una potencia conjunta superior a 20.000 MW (y teniendo en cuenta que la potencia nuclear también estaba trabajando a plena carga de 7.000 MW), la cotización eléctrica se acercó a cero. Pero, como se observa en el gráfico superior, en muchas horas en que se superaron los 20.000 MW lo precios no cayeron a cero.

Es decir, que la producción sea superior a los 20.000 MW es requisito para que los precios se acerquen a cero, pero no garantía de ello. Por tanto, no se deben sacar conclusiones precipitadas sobre este asunto, dado que las ofertas de casación de las distintas tecnologías que intervienen en el mercado eléctrico trabajan en condiciones de disponibilidad sumamente complejas, que pueden alterar cualquier previsión.

Lo que sí podemos asegurar es que, con el crecimiento de la potencia instalada fotovoltaica, es cada vez más probable que se den las condiciones para que haya precios solares cercanos a "cero". Sobre todo en primavera, cuando la producción eólica y solar suelen ser abundantes y la potencia nuclear trabaja a plena carga.

Sin embargo, no contemplamos esta posibilidad en el corto y medio plazo cuando en verano la producción eólica cae más de un 50% y coincide con algún programa de mantenimiento nuclear.

Todo parece indicar que en los próximos años el crecimiento de la generación fotovoltaica mantendrá un fuerte ritmo. Solo en los últimos 4 meses, el Gobierno ha tramitado declaraciones de impacto ambiental para más de 15.000 MW de generación renovable, la mayoría para instalaciones fotovoltaicas.

El crecimiento del consumo de bombeo y de las exportaciones para aliviar una sobreoferta fotovoltaica en los

próximos años es limitado, pero quizás suficiente para evitar un hundimiento total del precio.

El consumo por bombeo podría aumentar unos 2.000 MW durante 2024 y se espera una nueva línea de interconexión con Francia de 2.800 MW (con entrada en funcionamiento prevista antes de 2026-27). En 2027 podría llegar el cierre de la primera planta nuclear (Almaraz I, de 1.000 MW). En definitiva, ojo con asegurar que la "canibalización de los precios en las horas solares se producirá en breve". Lo que sí advertimos es un cambio en la curva de precios y una fuerte volatilidad

Otro aspecto para vigilar será cómo evoluciona la caída de la demanda en las horas de radiación por el aumento del autoconsumo porque puede tener un efecto acelerador en la posible canibalización de los precios, no tan controlada por la generación.

El autoconsumo hunde la demanda eléctrica un 4,6% y la sitúa por debajo del confinamiento

El crecimiento de las instalaciones de autoconsumo en España durante el último año se ha unido a que marzo ha sido un mes muy cálido y poco lluvioso, de manera que se ha reducido el consumo eléctrico en las horas de radiación a valores mínimos históricos.

En las horas de máxima radiación la demanda ha registrado caídas superiores al 10%. En conjunto, la demanda ha descendido en marzo un 4,6% y mantiene su tendencia a la baja, colocándose incluso un 2,3% por debajo de su nivel en marzo de 2020, cuando se produjo el confinamiento y se "congeló" la economía por la Covid-19.

Según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en 2022 se instalaron 2.507 MW de nueva potencia instalada de energía solar para autoconsumo. Esta cifra supone un incremento del 108% respecto a 2021, cuando se pusieron en marcha 1.203 MW. En total, nuestro país ya

cuenta con 5.249 MW de potencia instalada acumulada de autoconsumo.

En cuanto al reparto por sectores, la mayoría de esta nueva potencia se ha instalado en el sector industrial (47%) que también es el que más crece. Le siguen el sector residencial (32%), el sector comercial (20%) y el autoconsumo aislado (1%). En 2023 se espera que el autoconsumo crezca entre 2.500 y 3.000 MW.

El gas baja de 40 €/MW en España y eleva la prima de descuento sobre el TTF holandés

La demanda de gas en España mantiene una fuerte tendencia bajista. Este mes ha caído un 16,1% respecto a marzo del año pasado. La del sector convencional (industrial, servicios y hogares) ha descendido un 15,7% y la del sector eléctrico (consumo de gas para generar electricidad) ha bajado un 17,1%.

Las descargas de GNL han aumentado un 10,9% respecto al mismo periodo del año pasado, mientras que las importaciones por gaseoducto se han reducido un 70%, como consecuencia del descenso del 33,8% en las importaciones de Argelia y de las exportaciones a Francia, por las huelgas en sus instalaciones de regasificación. Las reservas de gas en España aumentan. En marzo se encuentran al 78%, un 33% por encima de su nivel el año pasado.

La fuerte reducción en la demanda de gas para generación de electricidad junto con unas existencias en máximos históricos y el aumento de las llegadas de GNL han hecho caer el precio de gas en España por debajo de 40 €/MWh en la última semana de marzo, elevando la prima de descuento sobre el mercado de TTF holandés, de referencia en Europa. En las próximas semanas, la elevada generación renovable podría dar continuidad a los bajos precios del gas en España.

Las reservas europeas de gas salen del invierno con un colchón importante

Contra todo pronóstico, Europa finaliza el invierno con las reservas de gas en el nivel más alto de los últimos cinco años, superando el 55% de su capacidad. Es un aumento de más de 30 bcm (120%) con respecto a los niveles de hace un año, cuando estaban al 26%.

Los fuertes recortes de la demanda en todo el continente y las entregas récord de GNL han compensado las pérdidas de los gasoductos rusos y, además, han contribuido a mantener el importante colchón de almacenamiento.

En la situación actual, los elevados inventarios de finales de invierno reducen significativamente la necesidad de inyectar gas a las reservas durante el próximo verano para alcanzar el 90% que exige la Comisión en noviembre de 2023. Esta menor voracidad de los compradores europeos es la que está reduciendo los precios de los mercados de gas.

Solo podría anular este efecto el retorno de la demanda asiática. De momento, la señal de demanda de los compradores del noreste de Asia para la primavera sigue débil en términos generales y pocos compradores necesitan acudir al mercado spot para obtener un suministro adicional porque sus niveles de existencias están bien provistos

El viento ha soplado de cola durante todo el invierno para Europa, pero el riesgo aún persiste y los precios pueden volver a "tensarse" rápidamente. La amenaza de una recuperación de la demanda asiática y un próximo invierno con temperaturas no tan suaves puede volver a presionar al mercado energético.

El TTF frena su caída en los 40 €/MWh

El contrato TTF del mes frente ha frenado su caída en marzo en el nivel de los 40 €/MWh. Una climatología relativamente suave, junto con unas reservas de al-

macenamiento inusualmente altas para estas fechas, siguieron presionando a la baja el precio del gas europeo durante la primera quincena.

La situación se invirtió en la última semana de marzo, cuando las previsiones de temperaturas por debajo de la media estacional y una menor producción eólica respaldaron los contratos a corto plazo, con ligeras subidas que lo han llevado de nuevo a cerrar el mes cerca de los 48 €/MWh.

Otros factores que también pueden haber frenado la caída del gas en marzo son una probable sequía en Europa (amenazaría la producción hidroeléctrica y los sistemas de refrigeración de las centrales nucleares), la reducción de la llegada de gas por gaseoducto (a causa del mantenimiento de las centrales noruegas en septiembre) y los altos precios de 2022 (que contribuyeron a reducir la demanda). Por todo ello, la actual tendencia a la baja de los precios podría invertirse.

Las compras de GNL mantienen un fuerte ritmo, pero las importaciones de gas europeas caen un 23,5%

Las compras de gas natural licuado (GNL) en Europa crecieron un 67% durante 2022 frente a 2021. En este inicio de 2023, las cargas de GNL mantienen a un fuerte ritmo. Desde el 1 de enero hasta el 26 de marzo, se han situado en un promedio de 374,93 mcm/dm, superando los 362,19 mcmc/d del mismo periodo del año pasado.

Las nuevas terminales regasificadoras de GNL y la ampliación de las existentes permiten a Europa aumentar sus importaciones. Alemania, que no contaba con ninguna capacidad de regasificación, desde finales de diciembre dispone de tres. El objetivo de la UE es continuar aumentando esta capacidad, que se espera que crezca un 34% adicional en 2024.

Pero, a pesar de este crecimiento, las importaciones totales de Europa en 2023 se han reducido a 823,45

mcm/d, un 23,45% menos que el año pasado cuando promediaban 1.075,65 mcm/d. La diferencia se debe a una reducción de 231,43 mcm/d en las importaciones rusas de enero a marzo.

De momento, este descenso de las importaciones lo compensa la fuerte caída de la demanda (- 19,2% de promedio en los últimos 6 meses), en gran parte porque el último invierno ha sido el segundo más cálido desde que hay registros. Si el próximo invierno tuviera temperaturas promedio y repuntara la demanda, Europa podría verse de nuevo en aprietos.

España consigue que Bruselas prorrogue el "tope al gas ibérico" hasta final de 2023

El mecanismo ibérico del tope del gas, que estaba previsto que finalizará el próximo mes de mayo, extenderá su funcionamiento hasta final 2023. Aunque gran parte de febrero y durante todo marzo ha dejado de tener efecto, por la fuerte caída del precio del gas, España y Portugal seguirán contando con esta protección frente a una potencial escalada en el precio del gas durante todo el 2023, algo que no se puede descartar.

Con la actual prórroga, el nuevo límite del precio de gas queda fijado en 65 €/MWh de forma lineal de mayo hasta diciembre de 2023. El mercado de futuros español de electricidad (OMIP) no se ha inmutado tras conocerse la noticia porque el Q3-23 y el Q4-23 (tercer y cuarto trimestre de 2023) ya cotizaban entre 120-25 €/MWh antes del anuncio. Este nivel está referenciado a un precio de futuros del gas de 45-50 €/MWh, muy por debajo de los 65 €/MWh fijados para del tope del precio del gas.

En caso de que el mercado del gas repuntara por encima de los 65 €/MWh, el precio teórico máximo de electricidad quedaría en un rango de 145-150 €/MWh (OMIE), para unas emisiones que se mueven entre 90 y 100 €/tCO2. A este precio habría que añadirle el coste de ajuste a los consumidores para compensar a los ci-

clos combinados de gas, por la diferencia entre el tope del precio y el mercado de gas (MIBGAS).

Por otro lado, las reformas del mercado que ha anunciado la Comisión Europea en marzo pretenden apoyar los esfuerzos de la UE por reducir las emisiones de carbono, impulsando la inversión en energías renovables y exigiendo a los países que limiten los obstáculos a la entrada en el mercado de los PPA.

Los futuros eléctricos españoles se mantienen bajistas a pesar del repunte en el resto de países europeos y en el precio del gas

En la segunda quincena de marzo, los mercados de futuros de gas y electricidad europeos experimentaron un repunte de las cotizaciones para toda la curva de precios. En Alemania, el Yr-24 subió un 4%, hasta los 153,9 €/MWh, mientras que en España bajó un 3,2%, hasta los 104,25 €/MWh, y amplió la prima de descuento. En Francia, el aumento fue aún mayor, con una subida del 31,1% hasta los 218,32 €/MWh.

De momento, España parece descolgarse de la marcada tendencia alcista de la última semana de marzo, tanto en los mercados de gas y como de electricidad europeos. El efecto de la fuerte generación renovable, la caída del consumo y los elevados niveles de reservas de gas parece que pesan más que las amenazas de un posible repunte del precio del gas. También influye el efecto de la prórroga del tope del precio del gas hasta final de 2023.

En el resto de Europa, el temor a que se repita la fuerte sequía del verano pasado, que podría amenazar la producción hidroeléctrica y los sistemas de refrigeración de las centrales nucleares, ha provocado un fuerte repunte al alza, por el potencial incremento de la demanda de gas para generación eléctrica.

Las propuestas de la CE no afectarán a la formación de precios en los mercados a corto plazo, aunque la

8 Grupo ASE

Mercados de futuros de gas y electricidad

Managara

Contrato (cotización €/MWh)	Mercado a plazo eléctrico Español		Mercado a plazo de gas Español		Mercado a plazo de gas de referencia Europa	
	ОМІР	Dif. % D-1	MIBGAS	Dif. % D-1	TTF	Dif. % D-1
Q2-23	103,50	-14,5%	40,41	-13,3%	42,81	-9,0%
Q3-23	127,00	-4,9%	46,82	3,0%	49,03	2,1%
Q4-23	131,00	-7,7%	51,34	11,7%	56,84	5,9%
Q1-24	127,90	-5,6%	54,26	3,7%	59,98	5,8%
Yr-24	104,25	-3,2%	53,12	4,8%	57,23	6,3%
	I					

Comisión ha señalado que modificará la forma de un cuarto de punto, confirmando así la firmeza de remunerar a los generadores inframarginales para desvincular las facturas eléctricas de los consumidores de los precios del gas, uno de los principales incentivos de las reformas

La crisis financiera provoca una caída de las materias primas

La tensión bancaria ha tenido impacto en los movimientos de los precios de las materias primas durante las dos últimas semanas, con caídas en los precios del petróleo, el gas, el carbono y los metales.

El temor a una posible crisis bancaria que pueda trasladarse a una contracción del crédito bancario y del crecimiento económico se ha manifestado en caídas en los precios de las materias primas y la energía.

Después de producirse la guiebra de Silicon Valley, la FED (EE.UU.) aumentó los tipos de interés su política de lucha contra la inflación. Pero una posible extensión de la crisis bancaria podría obligar a los bancos centrales a dar marcha atrás en las subidas de tipos y a reanudar la política expansiva monetaria.

De ser así, volvería a proporcionar un impulso a los precios mundiales de las materias primas, como ya ocurrió con la respuesta política y económica a la crisis de demanda de 2020 (Covid-19) y sus consecuencias. La magnitud de la respuesta de los bancos centrales necesaria para contener la tensión bancaria es un factor clave y habrá que vigilarlo en las próximas semanas.

Nuestro análisis

El respiro por los bajos precios del gas no es el final de la crisis de escasez y de altos precios de la energía en Europa

Como venimos explicando en nuestros últimos informes, la caída de los precios del gas desde mediados de diciembre no es un signo de recuperación a largo plazo. La actual situación de escasez de suministro europeo de gas y electricidad tardará muchos años en resolverse.

El mensaje del Parlamento Europeo a los Estados miembros de marzo ha sido alto y claro: eliminar el gas fósil lo antes posible. Pero Europa, liderada por Alemania, está planificando y construyendo nuevas instalaciones de almacenamiento y regasificación. Necesitaremos un abastecimiento energético basado en los hidrocarburos en paralelo al desarrollo de alternativas más ecológicas.

De momento, en España la situación es otra. Las perspectivas son más optimistas ante una nueva ola de inversiones en generación renovable, del crecimiento del autoconsumo y de unas instalaciones de GNL que están lejos de alcanzar su máxima capacidad, lo que le da un elevado margen de abastecimiento. Además, a esto se une la protección del mecanismo del tope del gas.

Así lo reflejan los mercados de futuros, con precios más competitivos en toda la curva de corto y medio plazo, aunque se mantienen muy por encima de sus rangos históri-COS.

No obstante, España no quedará al margen si se produce un repunte de los precios del gas en Europa y los niveles de los mercados de futuros ofrecen una posibilidad de estabilizar el precio en niveles competitivos.

Informe de mercado Marzo 2023

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado en 89,70€/MWh, ya incluido el ajuste de compensación por el "tope al gas", que ha sido cero. Baja un 68,35% respecto a marzo del año pasado.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

89,70 €/MWh

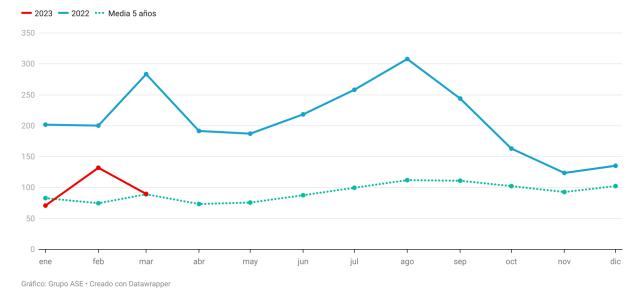
-32,08% vs febrero 2023

-68,35% vs marzo 2022

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

177,13 €/MWh

Precio del mercado diario eléctrico (OMIE)



Demanda

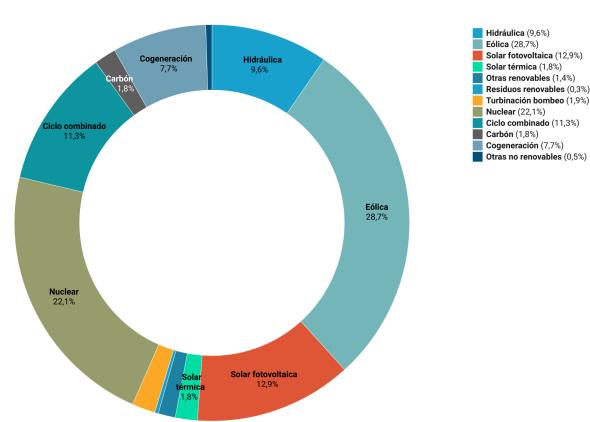
La demanda de electricidad ha bajado un 4,6% frente al mismo mes del año pasado.

Generación

La generación de electricidad ha crecido 6,4% respecto a marzo de 2022. La eólica y la nuclear han liderado el mix de generación.

- » Este mes, la generación eólica ha dominado el mix todas las horas, salvo las de radiación solar, en las que ha predominado la fotovoltaica.
- » La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 54,6% del mix, frente al 47,1% de marzo del año pasado.
- » La generación libre de emisiones CO2 ha alcanzado el 76,7% del mix, frente al 70,3% del mismo mes del año anterior por el aumento de la producción eólica y fotovoltaica.
- » La producción eólica ha sido un 9,95% superior a su media de los últimos 5 años.
- » La generación fósil se ha reducido hasta el 13,1%.
- » Las reservas hidroeléctricas se encuentran al 133,4% sobre su nivel el año pasado y al 94,5% respecto a su media de los últimos 10 años.
- » Las renovables han dominado los precios marginales de casación en el 45,28% de las horas de marzo.

Mix marzo 2023



Informe de mercado Marzo 2023

Saldo de las interconexiones

El saldo exportador de las interconexiones ha aumentado un 215%.

Mercado de futuros

Los futuros eléctricos españoles se mantienen bajistas a pesar del repunte en el resto de países europeos y en el precio del gas

En la segunda quincena de marzo, los mercados de futuros de gas y electricidad europeos experimentaron un repunte de las cotizaciones para toda la curva de precios. En Alemania, el Yr-24 subió un 4%, hasta los 153,9 €/MWh, mientras que en España bajó un 3,2%, hasta los 104,25 €/MWh, y amplió la prima de descuento. En Francia, el aumento fue aún mayor, con una subida del 31,1% hasta los 218,32 €/MWh.

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

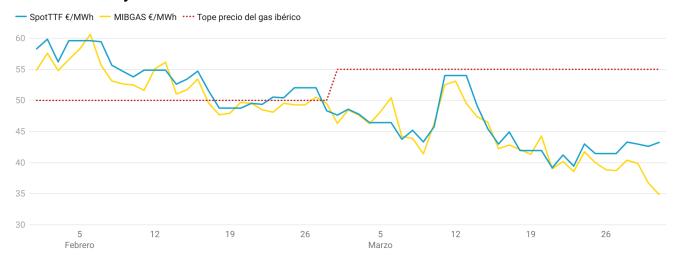
HOLANDATTF

La débil demanda, el alto nivel de las reservas y la fuerte llegada de GNL han presionado a la baja el precio spot diario del TTF, que ha caído un 16,5% hasta los 44,87 €/MWh. Sin embargo, los mercados de futuros de gas registraron un repunte de precios. La situación se invirtió en la última semana de marzo, cuando las previsiones de temperaturas por debajo de la media estacional, junto con una menor producción eólica

respaldaron los contratos a corto plazo y medio plazo. El Yr-24 sube un 6,3% y cotiza en 57,23 €/MWh.

También pueden haber incidido en este cambio de tendencia otros factores como el temor a una probable sequía en Europa, que amenazaría la producción hidroeléctrica y los sistemas de refrigeración de las centrales nucleares. También la reducción que se espera en las importaciones europeas de gas por ga-

SPOT MIBGAS y TTF €/MWh



12 Grupo ASE

soducto, por el mantenimiento de las centrales noruegas en septiembre. Así mismo, los altos precios de 2022 también contribuyeron a reducir la demanda, pero la actual tendencia a la baja de los precios podría invertirse.

ESPAÑA MIBGAS

El PVB español se ha reducido un 16,5% hasta los 43,67 €/MWh. La demanda de gas sigue registrando una fuerte tendencia a la baja. Este mes ha caído un 16,1% respecto a marzo del año pasado. La del sector convencional (industrial, servicios y hogares) ha descendido un 15,7% y la del sector eléctrico (consumo de gas para generar electricidad) ha bajado un 17,1%.

Las descargas de GNL han aumentado un 10,9% respecto al mismo periodo del año pasado, mientras que

las importaciones por gaseoducto se han reducido un 70%, como consecuencia del descenso del 33,8% en las importaciones de Argelia y de las exportaciones a Francia, por las huelgas en sus instalaciones de regasificación. Las reservas de gas en España aumentan y en marzo se encuentran al 78%, un 33% por encima de su nivel el año pasado.

La fuerte reducción en la demanda de gas para generación de electricidad junto con unas existencias en máximos históricos y el aumento de las llegadas de GNL han hecho caer el precio de gas en España por debajo de 40 €/MWh en la última semana de marzo, elevando la prima de descuento sobre el mercado de TTF holandés, de referencia en Europa. En las próximas semanas, la elevada generación renovable podría dar continuidad a los bajos precios del gas en España.

En la última semana de marzo el volumen de exportación de GNL procedente de EE. UU. se ha reducido hasta las 20 cargas, frente a las 27 de la semana anterior.

El GNL en Asia cae a USD 15/MMBtu

Los precios spot del gas natural licuado (GNL) en los mercados asiáticos mantiene su tendencia bajista. En la última semana ha cotizado a 12,72 \$/MMBtu, frente a los 13,47 \$/MMBtu del mercado TTF de referencia en Europa. Esta ligera prima del TTF sobre el mercado asiático permite a Europa seguir atrayendo las cargas.



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 6° 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, 5° 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







