ESPECIAL CRISIS ENERGÉTICA

Informe del mercado energético

Octubre 2021

informesdemercado.grupoase.net

Informe del mercado energético

Octubre 2021

ESPECIAL CRISIS ENERGÉTICA

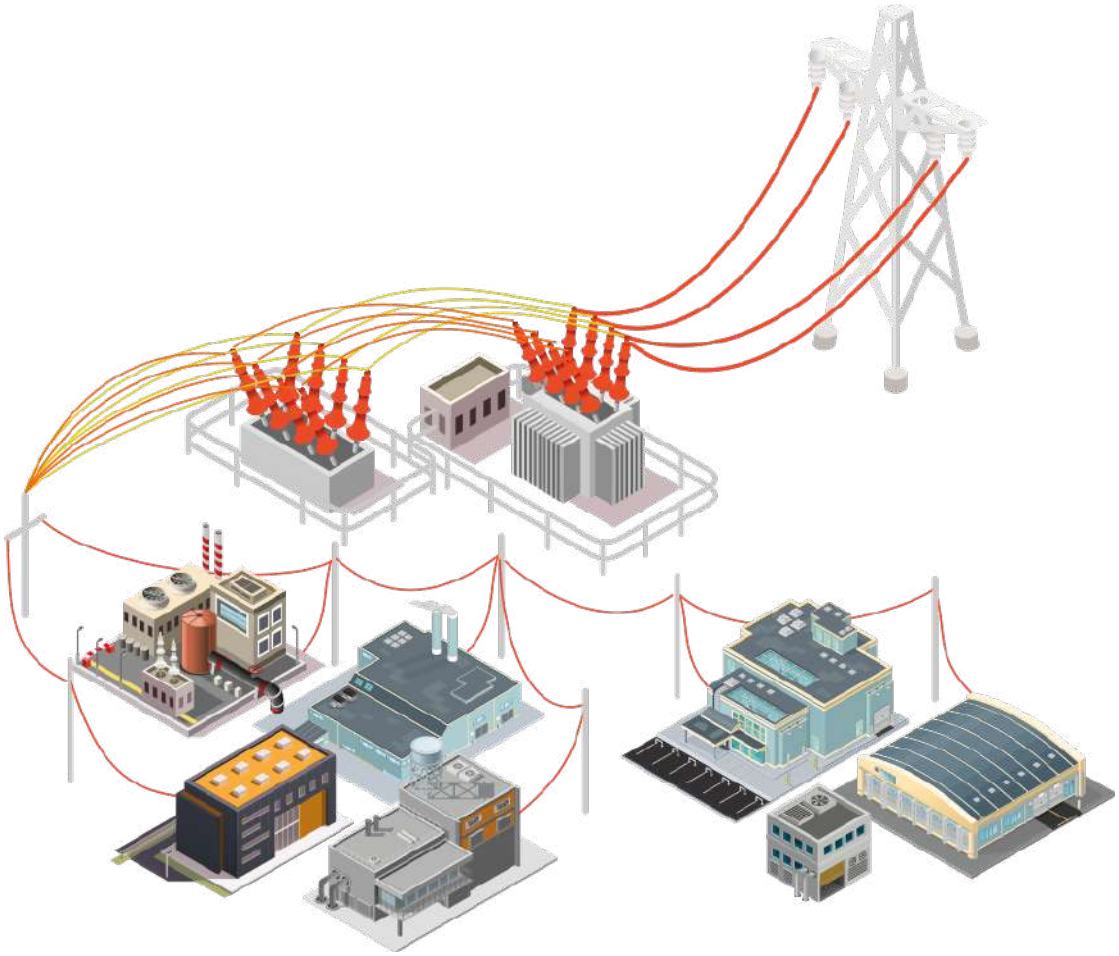
ÍNDICE

» La escasez de gas 4

» El mercado de gas 7

» Europa ante el reto de la descarbonización y el déficit energético 9

» Visión del mercado 11



La crisis energética y el impacto de la transición en los mercados de gas y electricidad

Juan Antonio Martínez y Leo Gago
Analistas de Grupo ASE

- **El rally alcista actual lo provoca la fuerte demanda asiática, en previsión de un invierno muy frío, junto a la irrupción de Brasil, cuya generación hidráulica se ha reducido por la sequía, que tropiezan con la complejidad logística del mercado de gas y GNL.**
- **Hasta mediada esta década, la oferta será incapaz de responder a la fuerte demanda de gas y ese desequilibrio elevará su precio a un rango muy superior al prepandémico y con fuertes fluctuaciones.**
- **Los ciclos combinados de gas serán más necesarios con la retirada del carbón de Europa, son y serán estratégicos para el sistema energético durante esta década.**

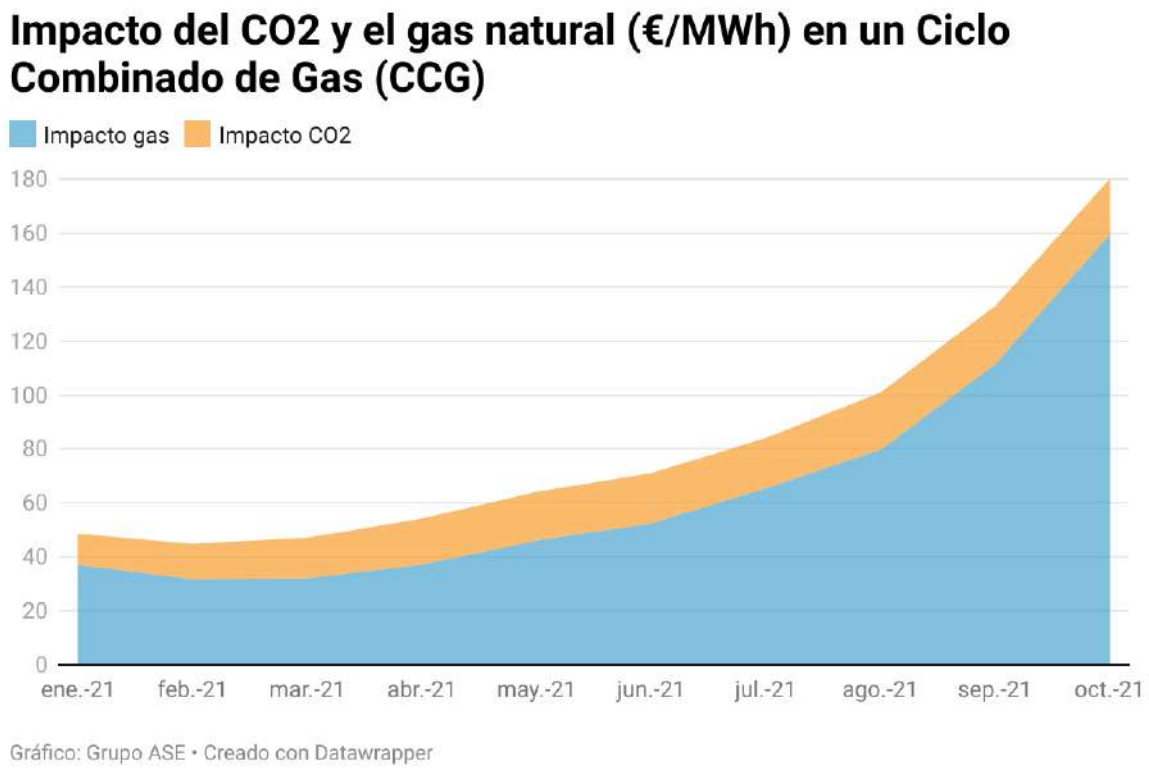
A través de nuestros informes venimos describiendo la compleja situación que atraviesan los mercados energéticos en 2021, que registran el mayor rally alcista de su historia. En este documento proporcionamos las claves que explican los estratosféricos precios actuales. Analizamos el mercado del gas, su funcionamiento y peculiaridades, la situación que atraviesa en este momento y el marco de transición energética en el que esto ocurre. Así mismo, trasladamos nuestra visión futura, tanto a corto como a largo plazo.

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.

La escasez de gas

El gas marca el coste marginal del POOL eléctrico

Los ciclos combinados de gas (CCG) son los que marcan el precio marginal del mercado eléctrico en España y Europa. A finales de 2020, los CCG ofertaban en las subastas del POOL sobre los 45 €/MWh, colocando ahí el "techo" para el resto de las tecnologías. En la actualidad, el incremento del gas en un 400% y de las emisiones de CO2, ha elevado sus costes de producción y se ha trasladado al aumento de precio de sus ofertas de casación, que se sitúan por encima de los 180 €/MWh, lo que permite al resto de tecnologías a elevar también sus costes de oportunidad.



El motivo de la fuerte subida del precio del gas en los mercados es la escasez de suministro para hacer frente al fuerte incremento de la demanda mundial. Ahora bien, ¿cómo hemos llegado hasta aquí?

La demanda asiática crece, impulsada por el miedo a una crisis energética y por el cambio global del carbón al gas

El año pasado el invierno fue muy frío en todo el hemisferio norte y Japón sufrió una crisis energética por falta de suministro. Para evitar que se repitiera este año una situación similar, en los últimos meses las grandes empresas eléctricas y la industria asiática han estado adquiriendo gas natural licuado (GNL) de manera sistemática y constante.

Ha sido tal la voracidad de las compras, que los inventarios en Japón se encuentran en máximos de hace 5 años. Y, a pesar de que ya están sobradamente preparados para un frío extremo, siguen comprando gas a cualquier precio, lo que reduce la oferta de GNL hacia Europa.

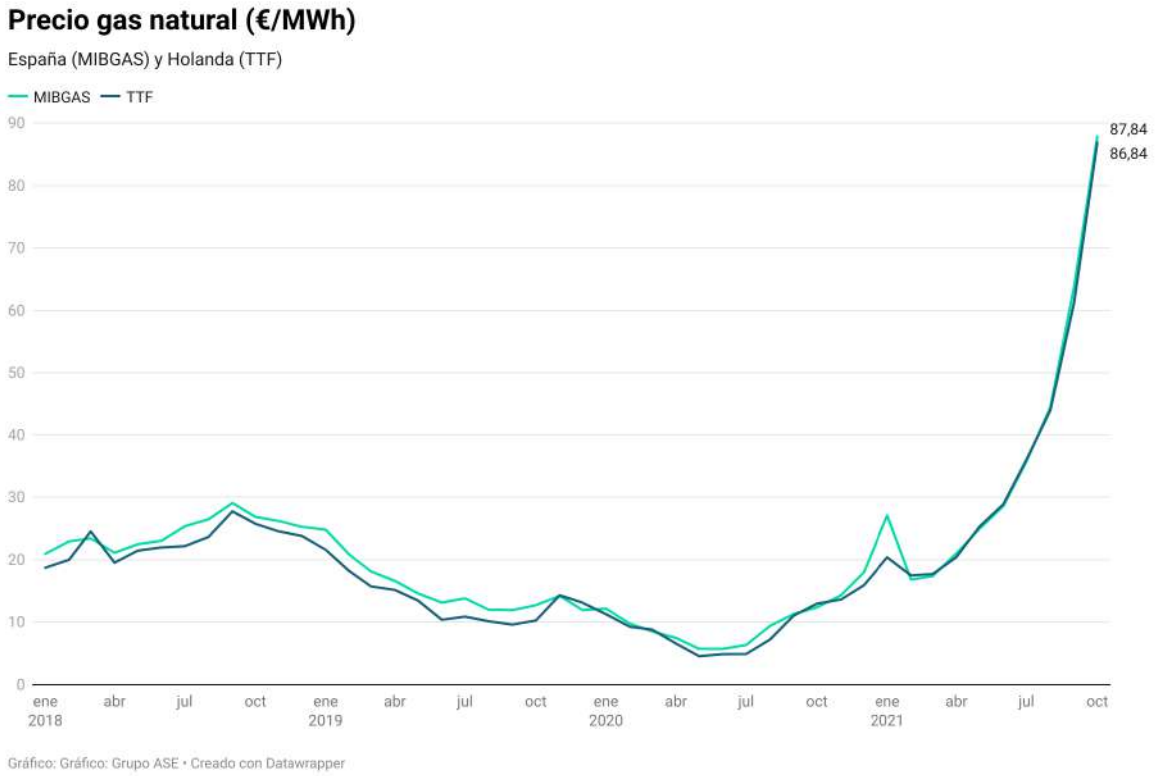
A esta situación se ha sumado Brasil, que sufre una grave sequía desde hace meses. Ante la reducción de su generación hidráulica de electricidad, está absorbiendo gran parte del GNL procedente de EE. UU., que debería estar llegando a los puertos europeos.

De la abundancia a la escasez de gas

Atrás queda 2019 y primer semestre de 2020, cuando la oferta de GNL crecía rápido en Europa por la conjunción de varios factores: la alta producción de gas de esquisto de EE. UU., la baja demanda asiática por el parón provocado por la COVID19 y un clima cálido. Aquella abundancia de GNL mundial fue absorbida por la alta capacidad de almacenamiento de los puertos europeos, frente a la escasa capacidad asiática.

En 2020 más del 20% del gas que se consumió en Europa procedía del GNL que llegaba "barato" desde EE. UU., Qatar, Nigeria... por falta de compradores. La abundancia de GNL restó cuota de mercado al gas de tubería (gaseoducto) de los dos principales proveedores europeos, Rusia y Noruega, que renunciaron a bajar los precios para competir contra el GNL.

Pero en 2021 la situación se ha invertido. La voracidad de la demanda asiática ha reducido las oferta de GNL hacia Europa. Hasta septiembre de 2021, el GNL ha respondido a solo un 10% del consumo europeo. Los compradores europeos ahora se ven obligados a competir y pagar precios altos para atraer los cargamentos de GNL (en competencia con Asia).



Falta de respuesta de los gaseoductos en Europa

Ante la escasez de suministro flexible de GNL, la oferta de gas por gaseoducto no ha respondido con un aumento, pese a los altos precios.

Noruega, con una cuota del 30% en Europa, ha tenido numerosos problemas de averías y mantenimiento que han limitado sus exportaciones. No obstante, la empresa estatal noruega, Equinor, ha anunciado un esfuerzo por aumentar el caudal de cara a final de año.

Por otro lado, Rusia con una cuota del 35%, también ha renunciado a aumentar sus flujos hacia Europa. No se sabe muy bien si por incapacidad para aumentar su producción o como respuesta política al bloqueo del gaseoducto Nordstream2.

Los niveles de almacenamiento, en mínimos históricos

Los niveles de almacenamiento europeo se sitúan en la segunda semana de octubre al 73% de su capacidad. Se trata del registro más bajo de los últimos cinco años, en los que el promedio por estas fechas ha sido del 92%. Si este próximo invierno es más frío, en relación con la media, dejaría las reservas muy ajustadas y tensionaría los precios.

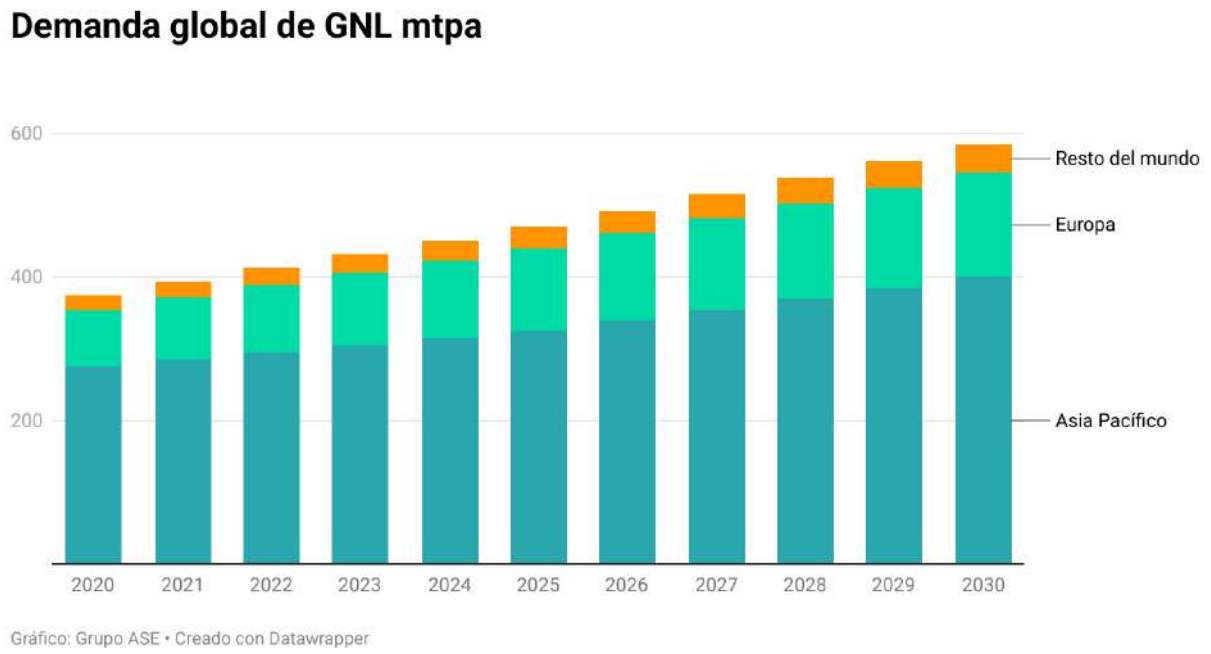
En resumen, la fuerte demanda asiática (para prepararse ante un posible invierno más frío de lo normal) y la irrupción de Brasil, junto a la problemática de escasez y complejidad logística del mercado de gas y GNL, han llevado a los mercados de gas y electricidad a un rally alcista sin precedentes.

El mercado de gas

¿Se trata de una situación coyuntural? Así lo cree la mayoría. Pero, para responder a esta cuestión es necesario analizar el mercado de gas con más amplitud.

Incremento de la demanda

El gas ya supone un 25% del consumo mundial de energía y no ha dejado de crecer durante los últimos 25 años. Incluso durante la pandemia, su demanda permaneció estable. China se ha convertido en el principal consumidor, tras adelantar a Japón, y ha aumentado sus importaciones de GNL en más de un 10% en 2021.



Incertidumbre en la oferta

La producción de gas mundial se ha incrementado en más de un 20% en los últimos diez años, en respuesta al incremento de la demanda que se ha producido en ese periodo. Casi el 50% del incremento de la oferta proviene de la alta producción de gas de esquisto de Estados Unidos.

El sector del petróleo y del gas requiere de grandes inversiones que, desde que se inician hasta que se ponen en marcha, se prologan entre 4 y 5 años.

Las inversiones en nuevas explotaciones en EE. UU., Rusia y otros países se paralizaron en 2019 y 2020, a consecuencia de los bajos precios que registraron el petróleo y el gas. Además, el Green Deal y la demonización del sector de hidrocarburos, han generado una enorme incertidumbre entre los inversores en nuevas explotaciones. La posible reducción de la demanda de hidrocarburos a partir de 2030 está desviando capital hacia las energías verdes.

A esto se une el desequilibrio entre las regiones productoras de gas y las regiones consumidoras. Mientras gran parte de la producción procede de EE. UU., Oriente Medio y Rusia, Europa y Asia son regiones importadoras netas, con déficit de gas. Por tanto, también se requieren grandes inversiones en infraestructuras de transporte, licuefacción y regasificación de gas.

Como hemos visto en 2021, estas infraestructuras están sometidas a la incertidumbre que provocan posibles mantenimientos, averías, conflictos geopolíticos y fenómenos climatológicos. Con una oferta mundial tan ajustada, cualquier interrupción del suministro provoca fuertes picos de precios.

En conclusión, la escasa inversión de los últimos años ha roto el fino equilibrio entre oferta y demanda y ha provocado un fuerte incremento de los precios en Asia y Europa, hasta niveles prohibitivos.

La alta demanda, los altos precios y el déficit reactivarán las inversiones. Pero el ciclo de capital de la industria del gas (4-5 años) no permitirá que el mercado recupere su equilibrio hasta 2025.

No obstante, este rango de precios tan alto no será permanente porque sectores enteros de la economía no pueden asumirlo. Ya se observa cómo una parte de la demanda de sectores industriales, como los fertilizantes, se destruye. También se está produciendo en Europa la vuelta al carbón para generación de electricidad y el cambio de gas a petróleo en Asia.

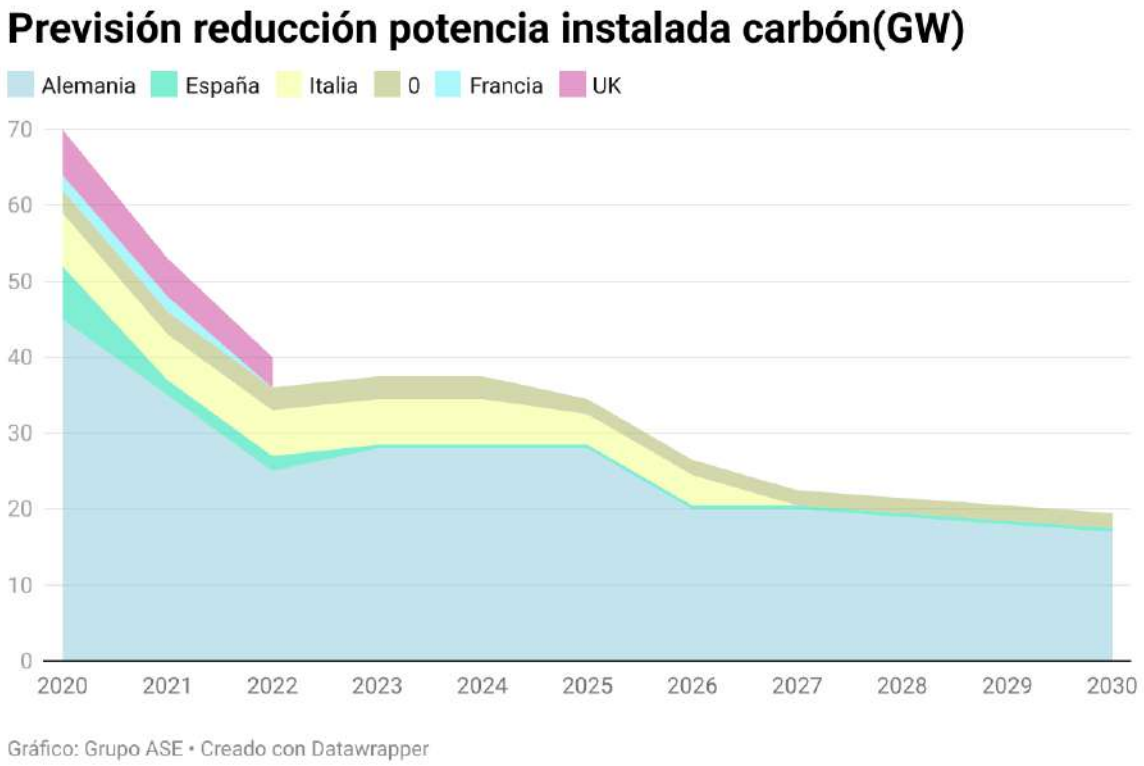
Sintetizando, hasta mediada esta década, la oferta será incapaz de responder a la fuerte demanda de gas. Este desequilibrio elevará los precios del gas en un rango muy superior al de los últimos años. Además, la compleja logística del sector generará interrupciones, con fuertes fluctuaciones de los precios.

Europa ante el reto de la descarbonización y el deficit energético

Europa ha entrado en una nueva fase de la transición energética. Para cumplir con el ambicioso objetivo de reducción del 60% de las emisiones en 2030 (respecto a 1990), deberá lograrse una rebaja más drástica de las emisiones de carbono en todos los sistemas energéticos.

El alto precio del gas y la vuelta al carbón por el repentino resurgimiento de las fuerzas del mercado, pueden ser un reto para la transición energética. De momento la UE despacha esta situación de altos costes energéticos como una situación coyuntural, provocada por el cuello de botella ante el rápido crecimiento de la demanda después de la COVID-19. Pero, como refleja el análisis de la oferta y demanda mundial del gas, la situación es mucho más compleja y, probablemente, los precios del gas se mantendrán altos durante los próximos años.

La descarbonización implica el cierre de grandes flotas de carbón y centrales nucleares, lo que disminuirá la potencia firme en Europa en más de 80 GW hasta 2030.



Se trata de un enorme desafío. Aunque el objetivo es claro, el plan europeo tiene muchas debilidades:

1. **Generación renovable.** La diferencia entre el cierre acelerado de los activos térmicos y el ritmo actual de construcción renovable es negativa, lo que implicará un déficit energético europeo a corto plazo.

2. **Almacenamiento de energía.** Es la clave para lograr un rápido equilibrio en la transición energética, ante el cambio de carga térmica fósil (firme) por renovable (intermitente). Sin embargo, las inversiones en almacenamiento son muy limitadas. Las baterías tienen un alto coste y aportan escasa solución por su duración (de una a ocho horas). Además, son un consumidor neto de energía, que requerirá de más potencia renovable, lo que las limita a gran escala.

3. **Interconexión europea.** Las interconexiones proyectadas para facilitar el aprovisionamiento flexible entre los distintos países de la UE durante los próximos años son insuficientes. España es un claro ejemplo, con un elevado potencial renovable pero solo un 5% de interconexión con Europa.

4. **El hidrógeno.** Se habla mucho de él, pero actualmente representa un enorme desafío inversor y tecnológico escalar su producción para ser rentable. Incluso en 2030 o 2035, seguirá siendo caro, por lo que su uso se restringirá a picos de máxima demanda energética.

5. **Flexibilidad de la demanda.** La demanda está destinada a desempeñar un papel clave para mantener la estabilidad del sistema eléctrico en períodos de producción eólica y solar baja o fluctuante. La figura del agregador de la demanda y las nuevas tecnologías desempeñarán un papel clave. Por ejemplo, los electrodomésticos y software inteligentes, la carga inteligente de baterías de vehículos eléctricos e incluso las baterías del vehículo eléctrico, como un sistema de almacenamiento flexible. Pero su impacto será progresivo y a largo plazo.

Si además contemplamos la incorporación a la electrificación de los sectores del automóvil y del calor, un incremento de la demanda puede derivar en un déficit energético.

La solución es más capacidad flexible de generación

Pese a estas debilidades, la descarbonización deberá lograrse porque solo tenemos una oportunidad. El apagón de las centrales de carbón requerirá que nos apoyemos, durante esta década, en la actual y nueva capacidad de potencia flexible de los ciclos combinados de gas (CCG).

De momento, no hay otra tecnología de generación disponible y escalable para cubrir la brecha de energía y capacidad, que se producirá al retirar los ciclos térmicos de carbón. España cuenta con 24 GW de potencia firme de CCG. Es una de las mayores flotas de Europa y ha permitido que el carbón ya haya prácticamente desaparecido de nuestro mix energético.

> Los ciclos combinados de gas (CCG) serán más necesarios con la retirada del carbón en Europa. Seguirán marcando el precio marginal del POOL en muchas horas del año, cuando las renovables fluctúen (noches, invierno con poca radiación, verano con poca generación eólica...). No es casualidad que grandes petroleras como TOTAL y REPSOL hayan invertido en CCG en España durante los últimos dos años. Son y serán estratégicos para el sistema energético durante esta década.

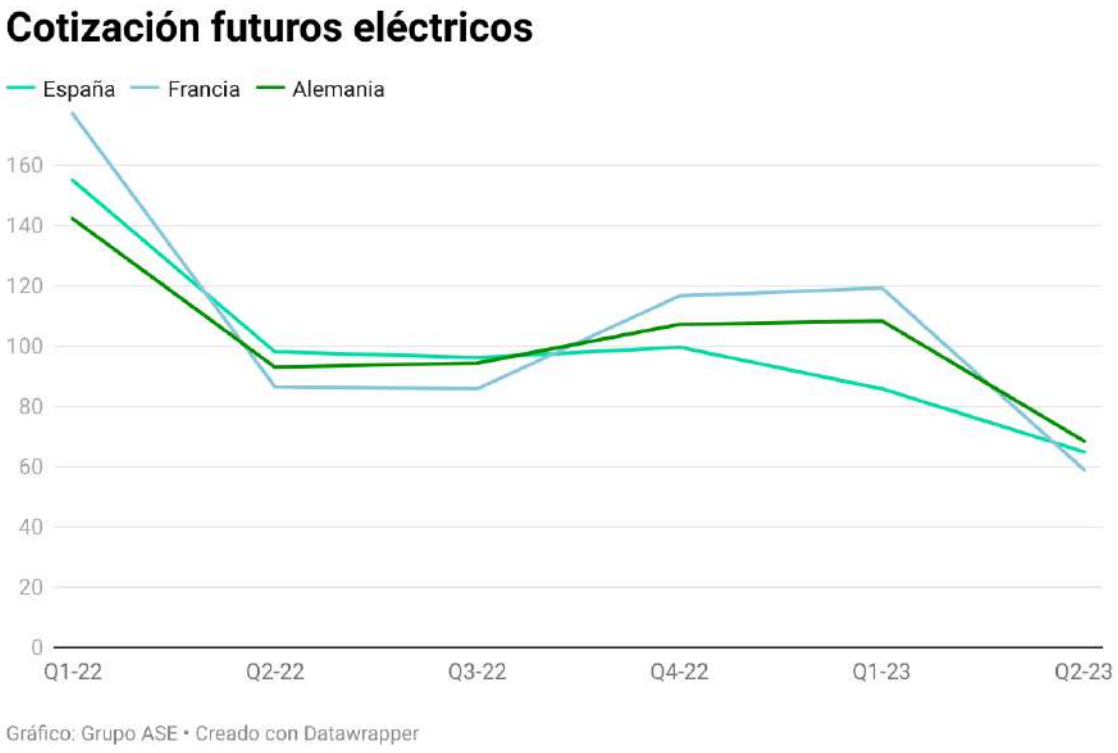
Visión del mercado

A corto plazo, el gas seguirá siendo el factor fundamental con más impacto en el mercado de electricidad y energético europeo. Otros aspectos clave para entender la evolución futura de los precios eléctricos serán el mercado de CO2, el crecimiento de las renovables y la reducción de la demanda, aunque con una repercusión a más a largo plazo.

Visión del mercado para 2022:

El mercado de futuros eléctricos español registra un precio de 112 €/MWh para el año 2022. Es muy similar al de Alemania (109 €) y Francia (116 €). El precio de electricidad europeo está referenciado a la cotización del gas holandés TTF (mercado de referencia europeo), que cotiza en 46 €/MWh en 2022. Es una cifra desorbitada, que duplica los registros previos a la pandemia. El mercado está reflejando la situación de incertidumbre y escasez a corto plazo:

- La posibilidad de unas temperaturas más bajas de lo normal en el hemisferio norte este próximo invierno. De ser así, conllevaría un aumento en la demanda de gas para calefacción en Asia y Europa.
- La incertidumbre sobre el suministro ruso sigue planeando en Europa y ahora se suma el cierre de uno de los dos gaseoductos que traen el gas desde Argelia hasta España.
- Los niveles de almacenamiento europeo están en su el nivel más bajo de los últimos 5 años, lo que limita su capacidad de inyectar, en caso de que el invierno se alargue y sea muy frío.
- Interrupciones y/o mantenimientos en algunos productores de GNL y de gaseoducto previstos para los próximos meses también suman incertidumbre.
- El aumento en los costes de los fletes se ha encarecido más del doble en el último mes. Esto suma más presión al alza sobre los precios de transporte del gas y del carbón, que inciden directamente en el aumento de los precios eléctricos.

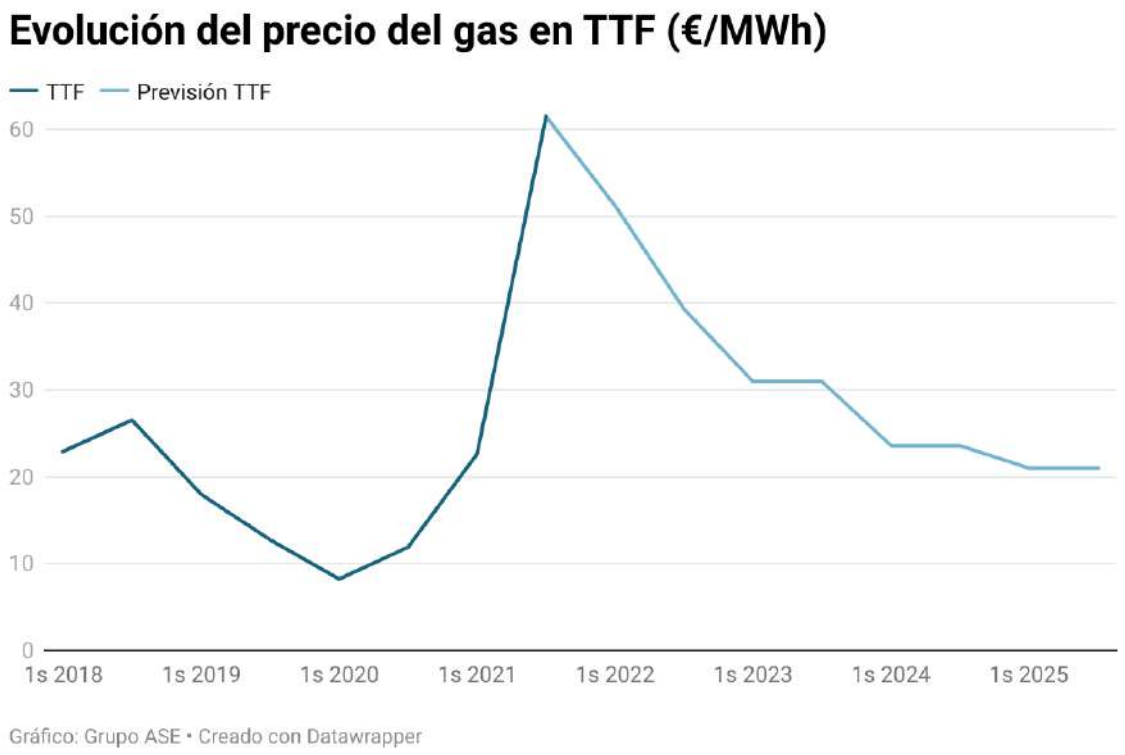


Esta situación de los mercados de cara al invierno implica una fuerte prima de riesgo. Sin embargo, en las últimas semanas hay determinados factores que ya están desencadenando un ajuste por parte de la demanda. En todo caso, el precio que se derive de este ajuste se situará en un rango muy por encima del nivel previo a la pandemia, por la escasez de la oferta y la complejidad logística del mercado de gas.

En conclusión, la escasez de suministro planea sobre el mercado eléctrico y provoca que las posiciones de compra comporten una fuerte prima de riesgo. Nuestra recomendación es esperar indexados a una corrección del precio, a medida que se destruya demanda. Un invierno más cálido de lo normal podría generar una oportunidad interesante para tomar posiciones de compra a corto y medio plazo.

Previsión del mercado a largo plazo (2022-2025):

El ciclo de capital de la industria del gas necesita entre 4 y 5 años para que se produzca un incremento sustancial de la oferta, que devuelva el equilibrio al mercado. Hasta 2025 los precios del gas no volverán a los niveles previos al coronavirus.



La presencia de los ciclos combinados en el mix seguirá marcando el precio de electricidad en Europa porque es la única alternativa "flexible" a la intermitencia de las renovables y a la retirada del carbón. Eso sí, la entrada de las renovables irá mermando su presencia.

El precio del gas podría establecerse en niveles de entre 25-35 €/MWh desde el segundo semestre de 2022 hasta mitad de la década. Con el gas a este precio, si el nivel de las emisiones de CO2 se mantiene en torno a 60 €/tCO2, el nuevo rango de la electricidad en Europa se establecerá en 70-80 €/MWh.

El mercado español

A finales de 2020, la potencia eólica y fotovoltaica sumaban 37.497 MW instalados y está previsto que cuando termine 2021 superen claramente los 42.000 MW, con un crecimiento cercano al 15%. De seguir este ritmo de crecimiento anual, esta nueva oferta renovable será capaz de cubrir un 3% adicional de la demanda cada año.

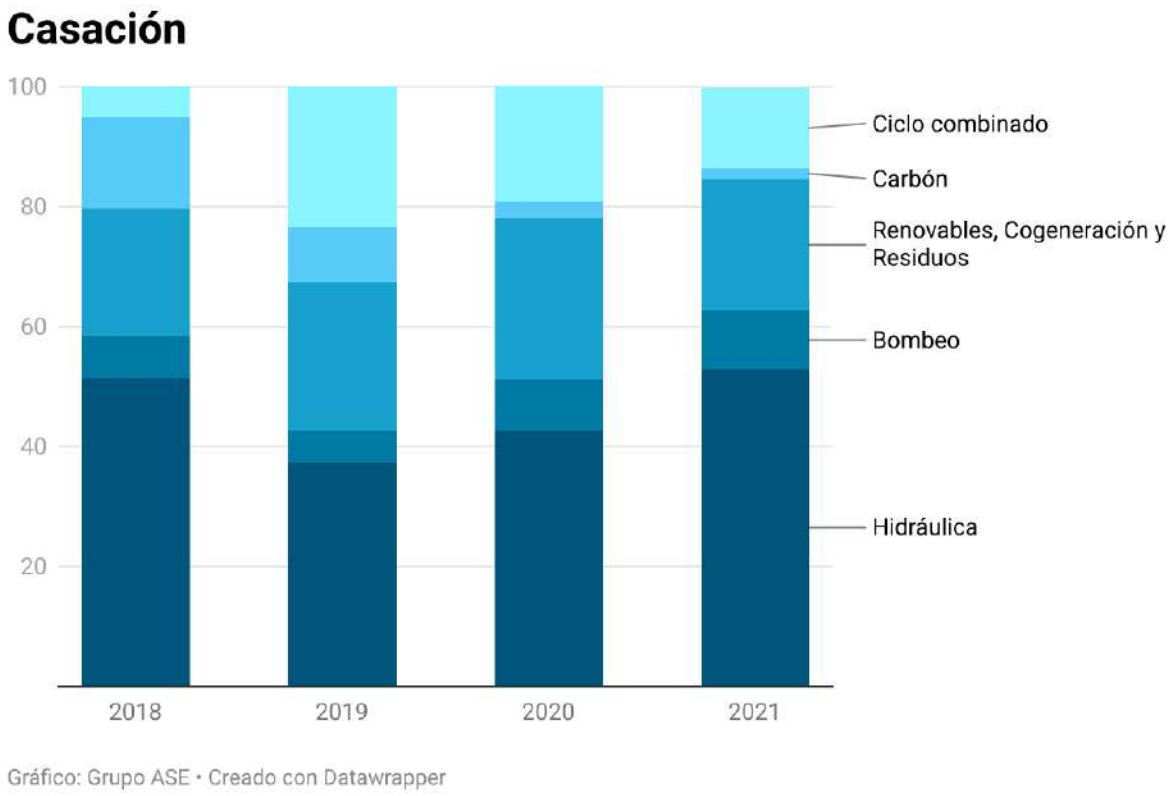
Pero esta nueva oferta no será lineal y se concentrará en determinados momentos. En verano, cuando hay una alta producción fotovoltaica, y en invierno, cuando la producción eólica se incrementa con la entrada de borrascas. No se acoplarán de una forma estable, salvo en determinados momentos puntuales en los que presionará los precios a la baja.

La gran cantidad de potencia renovable que se instalará en los próximos años irá desplazando a los ciclos combinados de gas del mix. En 2019 el gas y el carbón (hueco térmico) representaban el 18% de la generación. En los últimos doce meses, el hueco térmico se ha reducido al 14,8%.

¿Esta mayor presencia de las renovables y menor peso de los ciclos combinados de gas significa una reducción de los precios del POOL?. Claramente, la respuesta es que no. A pesar de su reducción, los ciclos combinados siguen marcando el precio marginal de las horas del POOL.

Uno de los motivos que lo explican es que, en España, la hidráulica regulable (embalses) y el bombeo debemos tratarlas como tecnologías marginalistas (hueco hidro-térmico). Ambas tecnologías están controladas en más de un 80% por dos grandes compañías. Gracias a su capacidad de almacenamiento y de acoplarse al sistema muy ágilmente, juegan el mismo papel que el de una central térmica. Es decir, para obtener el máximo rendimiento, apuran su coste de oportunidad (precio de oferta) al valor teórico de un ciclo combinado de gas.

En 2021, La hidráulica ha cerrado el 53% de las horas de casación a un precio medio de 89,26 €/MWh, por encima de los ciclos combinados, que han cerrado el13,53% de las horas con un precio medio de 83,42 €/MWh. El siguiente gráfico muestra cómo, a pesar del crecimiento de la producción renovable en los últimos años, no aumenta su presencia en las horas de casación.

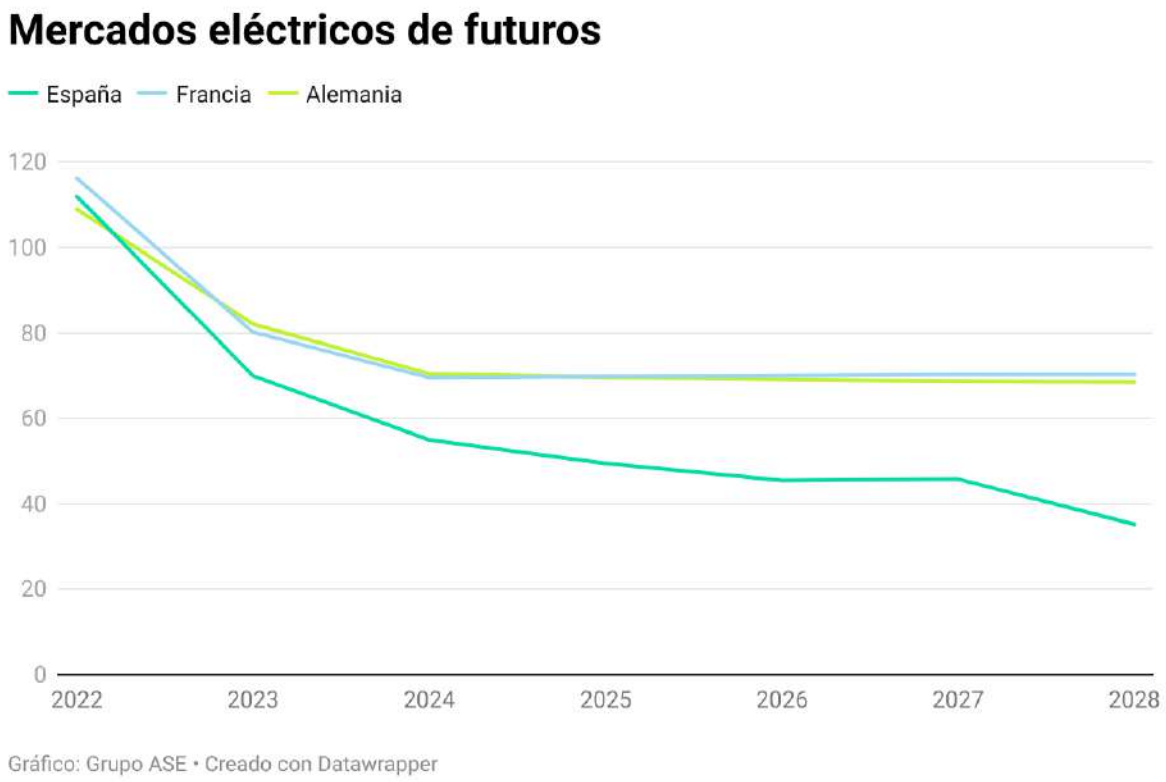


Además, existe la creencia de que el parque de generación especial, que incluye renovables y cogeneración, oferta a cero. No es así, en las ofertas de casación se registran ofertas de renovables superiores a cero. El régimen especial en 2021 ha cerrado en el 20,5% de las horas, con un precio promedio de 66,75 €/MWh.

No tiene sentido especular con que el precio de electricidad caerá a niveles muy bajos porque no hay ningún sector de actividad que pueda producir por debajo del coste. El precio de electricidad debe mantener un equilibrio para que resulte atractivo a los inversores y, a la vez, garantice el funcionamiento y estabilidad a los compradores.

¿Cuál es ese nivel? La cada vez mayor presencia de las renovables traerá estabilidad al mercado eléctrico. El motivo es que una planta de generación fotovoltaica conoce perfectamente su producción y costes de los próximos 25 años. Esto le permite cumplir con la rentabilidad esperada de inversores y ofertar, sin importarle la volatilidad del mercado del gas, CO2, carbón, etc.

La siguiente gráfica muestra la curva de largo plazo de España frente a Europa:

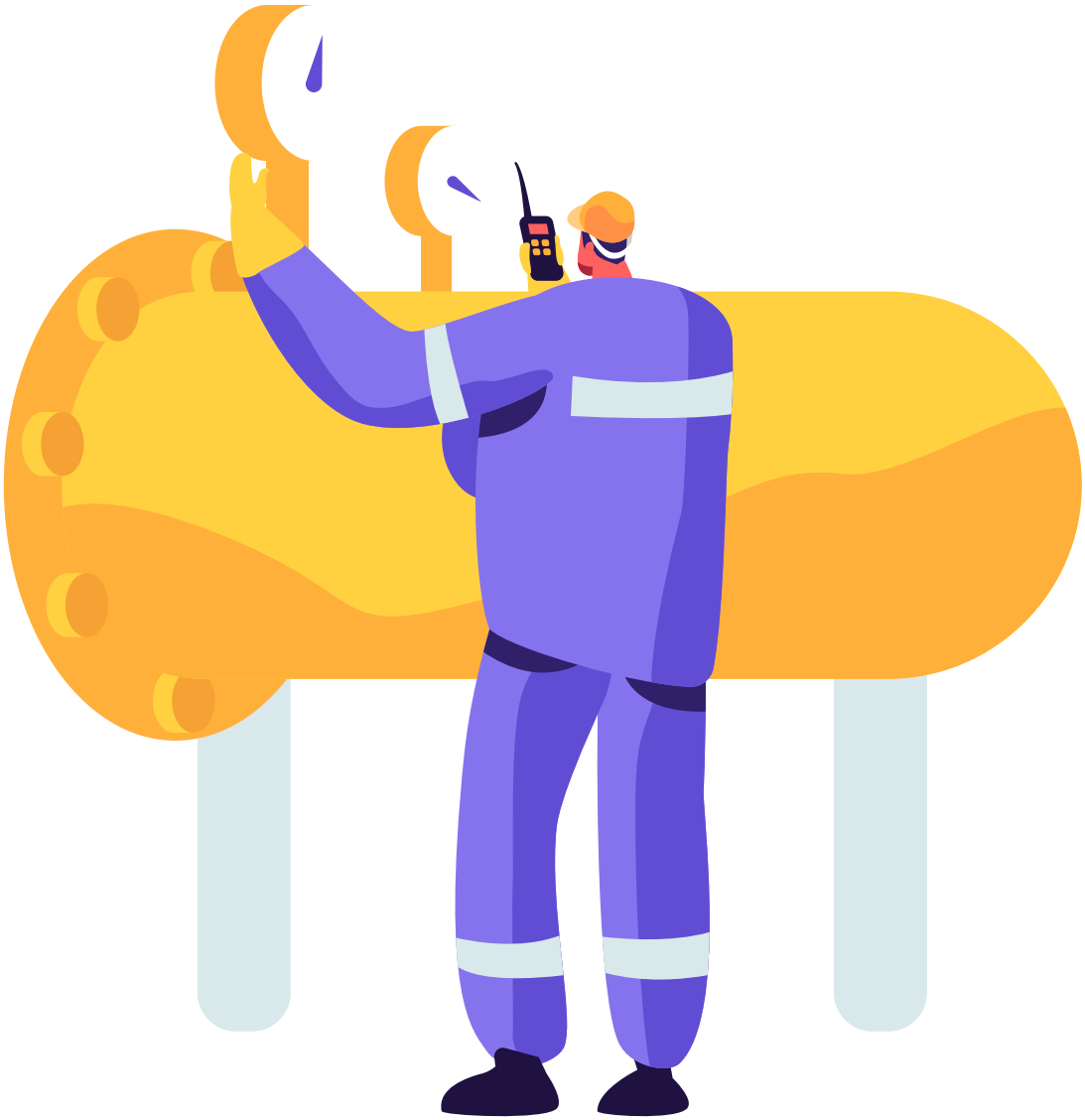


En España, las elevadas inversiones que se están registrando en tecnología fotovoltaica están desligando la curva de precios de la electricidad del gas, el carbón y el CO2, frente al resto de los mercados europeos.

El argumento de determinadas empresas de no firmar un PPA en valores de 45 €/MWh, por temor a que los precios en los mercados eléctricos caigan muy por debajo de estos niveles en el largo plazo no está justificado. En realidad, el problema actual se centra en la escasa liquidez de los mercados para ofrecer estos productos a la industria por parte de la generación. Ya lo advertía la CNMV, al concluir en un informe que las grandes eléctricas solo cierran PPAs con sus propias comercializadoras.

Esperemos que las subastas de renovables que está celebrando el Ministerio, y que están siendo adjudicadas a otros actores, permita a la industria acceder a estos productos. Sería una excelente noticia para que las empresas españolas pudieran abordar la transición energética. Por primera vez permitiría a nuestra industria estabilizar el precio de la electricidad en niveles muy razonables y más competitivos que el resto de los países de nuestro entorno.

En Grupo ASE venimos trabajando desde principios de 2021 en la búsqueda de PPAs para nuestros clientes. En el segundo semestre de este año, la situación no ha favorecido la liquidez de estos productos, pero creemos que se abrirá una ventana a lo largo de 2022 para la que estaremos preparados. Mientras tanto, el autoconsumo es, sin duda, una excelente solución para reducir la exposición al mercado ya sea a través de inversión o de la firma de un PPA on site (instalación solar con financiación).



Tu energía al abrigo del grupo

Somos la empresa del sector eléctrico que defiende los derechos e intereses económicos de los consumidores industriales. Nos declaramos independientes construyendo nuestro trabajo sobre el conocimiento y la tecnología.

Grupo ASE
(Sede central)

Gran Vía 81, piso 6º,
departamento 2
48011 Bilbao (Bizkaia)
Tel: 944 18 02 71
ase@grupoase.net

MÁS SEDES

Comunitat Valenciana

Avenida de Benidorm, 1 En-37
03550 San Juan (Alicante)
Tel: 966 593 464 · 606 393 077
marcelino.gilabert@grupoase.net

Región de Murcia

Avenida Libertad, 2, 2-D
30009 Murcia
Tel: 618 212 774
ruben.hernandez@grupoase.net

Comunidad de Madrid

Avenida de América, 32
28922 Alcorcón (Madrid)
Tel: 912 262 209 · 610 29 96 27
grupoase.madrid@grupoase.net

Andalucía

Calle Pago del Lunes, 9
18195 Cúllar Vega (Granada)
Tel: 858 952 918
marcelino.gilabert@grupoase.net

Cataluña

Cardenal Cisneros, 24
08225 · Terrassa (Barcelona)
Tel: 607 861 575
ase@grupoase.net

www.grupoase.net

Grupo ASE @ASEnergia ASEnergia