ase
grupo ase

# Informe de mercado
## Agosto 2022

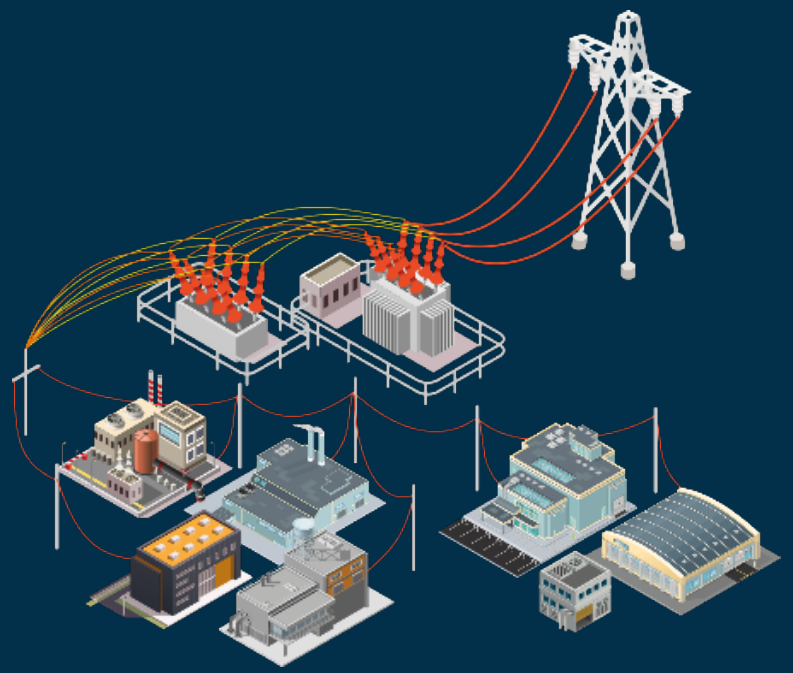
## Resumen ejecutivo

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

## Agosto 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



*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

**308,63 €/MWh**

▲ +19,58% vs julio 2022

▲ +191,32% vs agosto 2021

## DEMANDA

**20.530** GWh

## GENERACIÓN

**23.933** GWh

## MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- » Q4-22: 241,50 (+56,8%)

YR-23:

- » España: 258,50 (+22,5%)
- » Francia: 670,52 (+34,8%)
- » Alemania: 575,83 (+59,4%)

## MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- » Brent: -12,5%
- » Gas (MIBGAS): +27,4%
- » Carbón (API2 Month +1): -4,6%
- » CO2 (EUA): -12,1%

## ÍNDICES ASE

ASE CTEI Total

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

**-1,64%**

vs julio 2021

El análisis

# La sequía agrava la crisis energética europea y la Comisión Europea anuncia una intervención de los mercados

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

- **El tope al gas reduce el precio eléctrico en España un 36% respecto a Europa.**
- **Las noches son un 30% más caras que el día por el efecto del ajuste del tope del precio al gas.**
- **La sequía más grave en 500 años agrava la crisis energética en Europa.**
- **Destrucción de la demanda: se desploma el consumo de gas y electricidad de la industria.**
- **El precio de gas en Europa alcanza su máximo histórico en agosto.**
- **El anuncio de la UE de intervenir el mercado eléctrico no evita que agosto cierre con una fuerte subida de los futuros.**

**El precio de electricidad, por encima de los 300 €/MWh, marca un nuevo récord en un contexto de agravamiento de la crisis energética europea**

El precio diario del mercado mayorista (POOL) español de agosto se ha situado en 154,89 €/MWh. Sin embargo, si tenemos en cuenta el sobrecoste que supone para los consumidores el ajuste por la compensación al gas (153,74 €/MWh), el precio se sitúa en 308,63 €/MWh. Alcanza un máximo histórico tras subir un 19,6% respecto a julio y ya es un 191% más alto que hace un año.

**El tope del precio al gas reduce el precio eléctrico en España un 36% sobre Europa**

La crisis energética en Europa se ha acelerado vertiginosamente en las últimas semanas, con los precios del gas y de la electricidad en niveles estratosféricos.

La cotización de la electricidad para el próximo invierno ha llegado a superar los 1.000 €/MWh en Alemania y Francia y podría llevar a una parada en seco de la industria europea en las próximas semanas. Desde Bruselas admiten la gravedad de la situación y anuncian la intervención inmediata del mercado eléctrico para frenar la escalada de los precios, que se han multiplicado por seis respecto a hace un año.

El mercado spot eléctrico español con 308,63 €/MWh (incluye el ajuste del precio al gas), se ha situado muy por debajo del precio promedio de 478 €/MWh de las grandes economías europeas. En concreto, es un 34 %

más bajo que el alemán, está un 38% por debajo del francés y es un 43% inferior al de Italia.

El efecto del mecanismo del tope del precio al gas, que se está aplicando desde el 15 de junio en la Península Ibérica, está amortiguando el impacto de la escalada del precio del gas en el mercado eléctrico. Esto podría animar al Gobierno español a proponer la extensión de las reglas de "la excepción ibérica" a toda Europa en la reunión que tendrán los ministros de energía de la UE el 9 de septiembre.

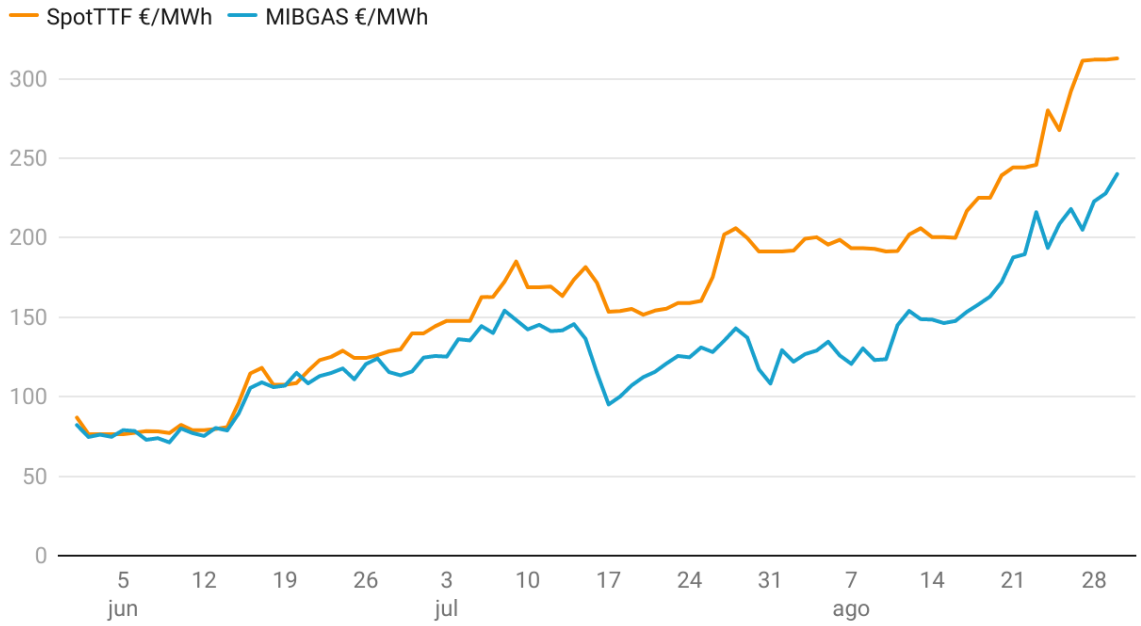
**Las noches fueron un 30% más caras que el día por los ciclos combinados de gas**

Como hemos visto, el mecanismo del tope del precio al gas está permitiendo a la Península Ibérica reducir el incremento de los precios de electricidad respecto a Europa. El mecanismo establece un precio de referencia de aprovisionamiento de gas para los ciclos combinados, que evita que estos trasladen en sus ofertas al mercado diario el incremento de sus costes de generación, con los precios del gas disparados. De esta forma, el precio horario de la electricidad, que la fija la última tecnología (la más cara) en satisfacer la demanda y que suele ser el gas (ciclos combinados), se ajusta al precio de referencia del tope al gas, fijado por el Gobierno. Así se evita que paguemos toda la energía que consumimos (nuclear, eólica, solar...) a precio de gas.

Pero el mecanismo también establece que los consumidores asumamos el coste de compensar a los ciclos combinados de gas, dada la diferencia que existe entre el precio diario del gas, al que teóricamente tienen que aprovisionarse en el mercado, y el de referencia que les fija el Gobierno para realizar sus ofertas.

Este coste de compensación lo determina la cantidad de generación (MWh) de los ciclos combinados, multiplicada por el diferencial entre precio diario del gas en el mercado spot español (MIBGAS) y el límite de referencia del Gobierno. El coste del ajuste de compensación lo calcula horariamente OMIE.

## Precio diario de gas (TTF-MIBGAS)




Por tanto, tanto un aumento de la producción de los ciclos combinados de gas como del precio diario del gas (MIBGAS) incrementan el coste del ajuste de compensación. En el actual contexto eléctrico español, están ocurriendo las dos cosas.

La caída de las importaciones francesas, por los problemas de mantenimiento de sus centrales nucleares, el aumento de generación de electricidad para exportación y la disminución de la producción hidráulica (-45%) han provocado que crezca la producción de los ciclos combinados de gas más de un 130%.

Si a esto añadimos el incremento de los precios del gas, que se han multiplicado por 4 o, incluso, 5, el coste de ajuste de compensación se ha disparado a más de 200 €/MWh en muchos días y el precio total (OMIE más el ajuste de compensación), ha superado los 400 €/MWh. No obstante, sin este mecanismo el precio del mercado hubiera resultado más alto, como está ocurriendo en Francia o en Alemania con precios superiores a los 600 €/MWh.

Como el coste de ajuste de compensación tiene mucho más impacto en las horas en las que más producen los ciclos combinados, y esto suele ocurrir en las horas con baja o nula radiación solar y escasa generación eólica, los precios horarios en la noche son lo que más se han visto incrementados por el nuevo mecanismo.

Esta circunstancia ha invertido por completo la curva de precio. Se están dando importantes diferencias entre el día y la noche, de más de 120 €/MWh. En las horas de máxima radiación (entre las 12.00 y las 18:00 h.), el precio promedio ronda los 240 €/MWh. En cambio, por la noche (entre las 0:00 y las 8:00 h.), el precio se eleva a los 360 €/MWh.

Sin duda, los consumidores industriales se están viendo más perjudicados que los hogares y los comercios por el efecto del ajuste de compensación, dado su perfil de consumo.

### Europa sufre la sequía más grave en 500 años en el peor momento posible

Al racionamiento del gas ruso desde inicios de año, en las últimas semanas se ha sumado una grave reducción de la oferta de generación eléctrica europea, debido a una grave sequía que afecta a cerca del 50% del continente.

La falta de precipitaciones y el bajo nivel de embalses ha llevado a la generación hidráulica europea a mínimos históricos. En España, la reducción de la producción hidráulica es del 41% respecto al promedio de los últimos 7 años. Pero la sequía también afecta a otras tecnologías.

El bajo nivel de los ríos está impidiendo que las centrales nucleares francesas realicen sus ciclos de refrigeración con normalidad, obligándolas a reducir su producción. Actualmente, su parque nuclear está funcionando a solo al 39% de su capacidad. Por su parte, en Alemania las barcazas tienen dificultades para suministrar carbón a las centrales térmicas.

La crisis energética se agrava porque esta brusca reducción de la nuclear, la hidroeléctrica y la térmica en Europa se produce en el momento en que estas tecnologías deberían estar compensando la menor generación de los ciclos combinados de gas por las restricciones de gas rusas. Por eso el precio del gas diario (spot) en el TTF holandés ha llegado a estar por encima de los 300 €/MWh en los últimos días de agosto, aunque finalmente acabó el mes con un fuerte descenso, en 248 €/MWh.

Y por eso, también, la sequía lleva a que el sector eléctrico europeo necesite más que nunca la electricidad de los ciclos combinados de gas para atender las necesidades de empresas y hogares. Crece la presión sobre los mercados de gas y se genera una espiral ascendente del precio del gas y de las emisiones de CO2, que acaba trasladándose al precio de la electricidad. Solo la destrucción de demanda de gas y electricidad puede frenar esta espiral frenética de los mercados energéticos.

### MIBGAS sigue registrando un importante descuento sobre el mercado de referencia en Europa, el TTF holandés

El precio medio de MIBGAS en agosto ha sido de 164,47 €/MWh, lo que implica un descuento histórico (65,34 €/MWh) frente al precio medio holandés, de 229,81 €/MWh. Históricamente, los precios españoles habían sido más altos que los del TTF, pero el hecho de que no nos afecte el suministro de gas ruso por tubería y nuestra elevada capacidad de regasificación nos está permitiendo adquirir el gas más barato que el resto de los mercados europeos.

### La demanda de gas y electricidad de las empresas cae con fuerza

De acuerdo con los datos proporcionados por Enagás y Red Eléctrica, el consumo de gas y electricidad de las empresas se desplomó el pasado mes de julio. En la gráfica se puede ver cómo la demanda de gas, que ha descendido un 32%, ha sufrido una caída más acusada que la registrada durante los meses más duros de confinamiento por la COVID-19. Los datos de consumo eléctrico también muestran un importante descenso del 10,7% en la demanda empresarial.

Los costes energéticos comienzan a no ser asumibles para una parte de la industria. Los sectores más afectados están siendo el textil (-44%), el químico y farmacéutico (-34,8%), el del papel (-26,4%) y el metalúrgico (-16,2%). El consumo del resto de la industria cae un promedio de 23,4% y el del sector agroalimentario disminuye un 20,5%.

### El precio del gas en Europa alcanza su máximo histórico

El viernes 26 de agosto la cotización del gas para el cuarto trimestre de 2022 (Q4-23) alcanzó la cifra de récord de 296,13 €/MWh, mientras que la del año 2023 (Yr-23) se situaba en 310,60 €/MWh.

El lunes 29 se produjo un descenso de más del 20%, con continuidad durante los días siguientes, tras el anuncio de la UE de intervención urgente de los mercados eléctricos. Aunque aún no se conocen los detalles de esa reforma que prepara la Comisión Europea, su anuncio ha sido suficiente para ahuyentar a los especuladores de los mercados de futuros de gas.

### Es improbable que el precio de gas siga bajando con fuerza

Vemos muy poco probable que haya continuidad en la bajada de los precios de gas de forma sostenida en el corto plazo, hasta el punto de devolverlos hasta los niveles previos al verano. Numerosos factores fundamentales alcistas siguen restringiendo el suministro y es previsible que se mantengan durante los próximos meses.

### Los flujos rusos seguirán disminuyendo

Gazprom ha anunciado que, por trabajos de mantenimiento, deja de suministrar a Alemania a través del Nord Stream1 (NS1) durante tres días, a partir del 31 de

## Futuros eléctricos Europa

| Producto | España | Dif % (1) | Francia | Dif % (1) | Alemania | Dif % (1) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Spot agosto | 307,89 | 19,30 | 492,49 | 22,90 | 465,58 | 47,80 |
| Q4-22 | 241,50 | 56,80 | 1 010,60 | 19,00 | 655,00 | 43,90 |
| Q1-23 | 255,00 | 45,70 | 1 148,25 | 24,00 | 780,01 | 80,40 |
| Q2-23 | 255,00 | 32,90 | 390,00 | 31,00 | 424,06 | 32,10 |
| Q3-23 | 258,22 | 11,50 | 350,90 | 18,40 | 394,96 | 26,40 |
| Yr-23 | 258,50 | 22,50 | 670,52 | 34,80 | 575,83 | 59,40 |
| Yr-24 | 169,75 | 15,90 | 357,90 | 43,00 | 304,25 | 46,60 |
| Yr+5 | 125,31 | 14,20 | 353,68 | 38,30 | 284,42 | 44,00 |

*(1) Diferencial respecto a la última cotización del mes anterior*

Tabla: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

agosto. Los flujos de este gaseoducto han ido disminuyendo desde principios de verano por problemas con los compresores, según argumenta Rusia. Son muchos los agentes de mercado que anticipan que el suministro ruso no volverá a fluir por el tubo después de este mantenimiento. Para compensar este descenso, Rusia podría haber aumentado su suministro a través de otras rutas de transporte, pero el conflicto político está detrás de esta decisión rusa cuyo objetivo es "estrangular energéticamente" a Europa.

### Mantenimientos planificados del gaseoducto con Noruega

Otro problema al que se enfrenta Europa en los próximos meses es la disminución del suministro noruego, responsable del 39% del gas que está llegando a Europa, por mantenimientos planificados. Noruega está exportando una media de 320 metros cúbicos al día (mcm), pero el 29 de agosto la cifra descendió a 275 mcm y es posible que los trabajos planificados para septiembre lo lleven a 200 mcm. Esto supone la perdida del 15% del suministro de gas total para Europa durante muchos días de septiembre.

### Europa necesita más gas para compensar las consecuencias de la sequía

La sequía que vive Europa no solo ha disminuido la producción hidráulica del continente, también ha afectado a la nuclear francesa, por los problemas para refrigerar sus plantas nucleares, y a la térmica alemana, por la dificultad para transportar el carbón por los ríos. Por tanto, ahora Europa necesita más gas para que los ciclos combinados compensen el descenso de generación eléctrica.

Por si fuera poco, las altas temperaturas de este verano, superiores a la media, están aumentando la demanda de gas para refrigeración. En este momento, la sequía es el principal factor alcista del precio de gas y de electricidad en Europa.

### Competencia por el escaso GNL entre Europa y Asia

Las interrupciones en el suministro de gas natural de las tuberías rusas y el descenso por mantenimiento noruego elevan las necesidades de gas natural licuado (GNL) de Europa, a lo que se suma la mayor actividad de los ciclos combinados por la sequía.
Los meses de agosto, septiembre y octubre son cruciales en Asia para determinar el nivel de almacenamiento con el que los países comenzarán el invierno.

Japón y Corea del Sur van a necesitar 80 cargamentos de GNL para llenar sus reservas. Para asegurarlos, el precio spot del norte de Asia tendrá competir contra los precios europeos y aumentará la presión, que sería mayor si China estuviera comprando más GNL, pero no es probable que afecte al nivel de competencia, dado el actual nivel de los precios y la desaceleración de su economía.

La instalación de Freeport, la segunda planta de exportación de GNL más importante de EE. UU., ha anunciado un retrasó en el reinicio de sus operaciones, que traslada de octubre a noviembre. Esto disminuye los cargamentos de GNL que llegarán a Europa en una media de 3 cargamentos semanales, una cantidad muy sustancial que se añade a las restricciones de suministro por gaseoducto.

Por tanto, es previsible que durante los próximos meses la competencia sea cada vez mayor entre Europa y Asia para adquirir la limitada oferta disponible de GNL, lo que seguirá manteniendo los precios muy altos.

### Los bajos niveles de los embalses y la reducción de las importaciones disparan el hueco térmico al 42%

En agosto la producción de los ciclos combinados ha crecido un 130% respecto a hace un año y se ha colo-

cado como principal tecnología del mix, con el 31,9 %. Le siguen la nuclear (21,4%), la eólica (16,1%) y la fotovoltaica (13,1%).

Los ciclos combinados de gas han alcanzado un récord de producción de 7.637 GWh. Esto supone una utilización del 40% de la capacidad instalada, cuando hasta ahora se movían en un 10%.

Los CCG habían quedado relegados a cubrir el porcentaje de la demanda eléctrica restante, tras la intervención de las renovables, que han tenido un importante crecimiento en lo últimos años, y de las centrales nucleares (hueco térmico). Pero en los últimos meses varias circunstancias están elevando su actividad a consecuencia del aumento del hueco térmico, que en agosto ha establecido un histórico 41,7%.

Principalmente, la actividad de los ciclos combinados ha venido motivada por la escasa producción hidráulica y por el cambio de signo del saldo internacional con nuestros países vecinos, que ha pasado de importador a exportador.

En agosto la producción hidráulica cubrió apenas el 4,3% del mix, un 45% menos que el año pasado, lo que equivale a una disminución de 845 GWh. El bajo nivel de los embalses, a solo el 35,9% de su capacidad, hace pensar que esta escasa producción se mantendrá durante los próximos meses.

Sin embargo, el cambio de signo del saldo internacional ha tenido más peso. Los problemas de producción de las centrales nucleares francesas están desequilibrando los mix energéticos de sus países vecinos. El país galo ha pasado de ser el mayor exportador, a convertirse en el mayor importador de electricidad del continente, por su alta dependencia de la nuclear. En este momento, apenas aporta un 45% de su mix, cuando el promedio histórico se acerca al 70%. Por eso está demandando electricidad a todos sus países vecinos: España, Bélgica, Alemania, Suiza y Reino Unido.

España, con un saldo exportador en agosto de 1.810 GWh está aportando el equivalente al 5% del mix francés. Sin embargo, hace un año nuestro saldo con Francia era importador en 1.838 GWh y respondió a casi el 8% de nuestra demanda.

Esta diferencia de 3.648 GWh impulsa la actividad de los ciclos combinados de gas en España. Hay que recordar que se trata de la tecnología con más potencia instalada en España (28.250 MW). Gracias a nuestro amplio parque de CCG, tenemos capacidad de exportar energía y evitar que otras menos competitivas o con un coste de oportunidad mayor marquen el precio de casación de nuestro mercado eléctrico. Esta amplia potencia, quizás sobreelevada y apoyada en una gran capacidad de regasificación de GNL, es una garantía para evitar posibles cortes de suministro

El cambio de signo de saldo internacional a exportador que se ha producido ha provocado que la generación eléctrica haya crecido un extraordinario 18,5% en agosto, a pesar de que la demanda ha descendido un 0,6%. Es muy posible que el saldo exportador haya venido para quedarse mucho tiempo y, con él, una mayor utilización del parque de CCG y, por consiguiente, un crecimiento del hueco térmico.

### El anuncio de la UE de intervenir el mercado eléctrico no evita una subida en los futuros

Las palabras de la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, anunciando se está trabajando «a toda máquina» en un paquete de emergencia y en una «reforma estructural del mercado de la electricidad» para combatir el aumento de los precios desorbitados de la electricidad, ha tenido una rápida respuesta en los mercados.

El precio alemán para el 2023 (Yr-23) de referencia en Europa, que cotizaba en máximos (a 985 €/MWh el 26 de agosto) bajó un 41,5% hasta los 575,83 €/MWhel 31 de agosto.

En España, la bajada no alcanzó la magnitud del mercado alemán, dado que partíamos de unos niveles mucho más bajos. El precio español para el Yr-23 cotizaba en máximos de 351 €/MWh el 26 de agosto y descendió un 26,3% hasta los 258,50 €/MWh el 31 de agosto.

Sin embargo, y a pesar de esta fuerte caída de los últimos días, el mes de agosto se salda con subidas en toda la curva de los futuros de electricidad europeos. El Yr-23 español sube un 22,5%, el francés un 34,8% y alemán un 59,4%. La perspectiva de un invierno seco, con baja producción nuclear y un suministro de gas restringido continúan impulsando los precios.

Cabe destacar las subidas de los productos de largo plazo (5 años), que son muy significativas.

# Nuestro análisis

Puede que los precios del gas y de la electricidad hayan alcanzado en agosto el pico máximo de precio en esta crisis energética que, sin duda, pasará a la historia. Pero esperar una brusca caída a niveles previos no parece factible, porque los fundamentos que nos han traído aquí siguen presentes:

- La crisis geopolítica abierta con Rusia, el mayor proveedor energético de Europa, no se cerrará, aunque llegase al fin de la guerra con Ucrania.
- No existen alternativas de suministro para Europa. La producción de GNL no crecerá significativamente hasta 2026 lo suficiente como para poder saciar las necesidades adicionales de Europa.
- El parque nuclear y térmico de carbón seguirá

disminuyendo en los próximos años en Europa. La nueva potencia nuclear que algunos países proyectan es imposible ejecutarla antes de 10 años.

- Climatología adversa: son cada vez más frecuentes las temperaturas extremas, que incentivan el uso de calefacción y refrigeración y provocan periodos de sequía que reducen la producción del resto de las tecnologías.
- El desarrollo de las renovables sigue los ritmos planificados, pero la falta de capacidad de almacenamiento supone un riesgo de rentabilidad para los inversores y no garantiza el suministro a los consumidores.
- La electrificación de la sociedad, y sobre todo de la movilidad, elevará la demanda de electricidad y la presión sobre su precio.
- Algunos fenómenos, como los buenos datos de reservas de gas, que han superado a final de agosto (80,17%) el objetivo previsto para el 1 de noviembre (80%) y la ralentización del crecimiento de China suponen cierto alivio para el mercado gasista y, por ende, para el de la electricidad. Pero, sin duda, la medida que más ha impactado en los precios de la energía ha sido el anuncio de intervención sobre el mercado eléctrico de la Comisión Europea. La reacción ha sido contundente, con una bajada acumulada en tres días de más del 30%. Aun así, los precios siguen siendo inasumibles.

Europa ha comenzado a entender que el actual sistema de precio marginal tiene sus limitaciones en el contexto actual y es necesaria una intervención. Dejar que las leyes del mercado actúen por sí solas y, por consiguiente, se produzca una drástica destrucción de la demanda para equilibrar el mercado, supondría una muy grave factura para la sociedad y la economía europea. La solución a la crisis energética no está en manos de los políticos, pero sí evitar la gravedad de esa factura.

La posibilidad de aprovisionarse a largo plazo, de la que tanto hemos venido hablando desde 2021, se hace cada vez más difícil por la escasa liquidez y los elevados precios de los mercados de futuros. La reducción del consumo y el aumento de la eficiencia es, en estos momentos, la mejor solución para aliviar las elevadas facturas de las empresas.

## Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado el mes en 308,63 €/MWh (incluido el ajuste de compensación), con un incremento del 190% frente agosto del año pasado.

### Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

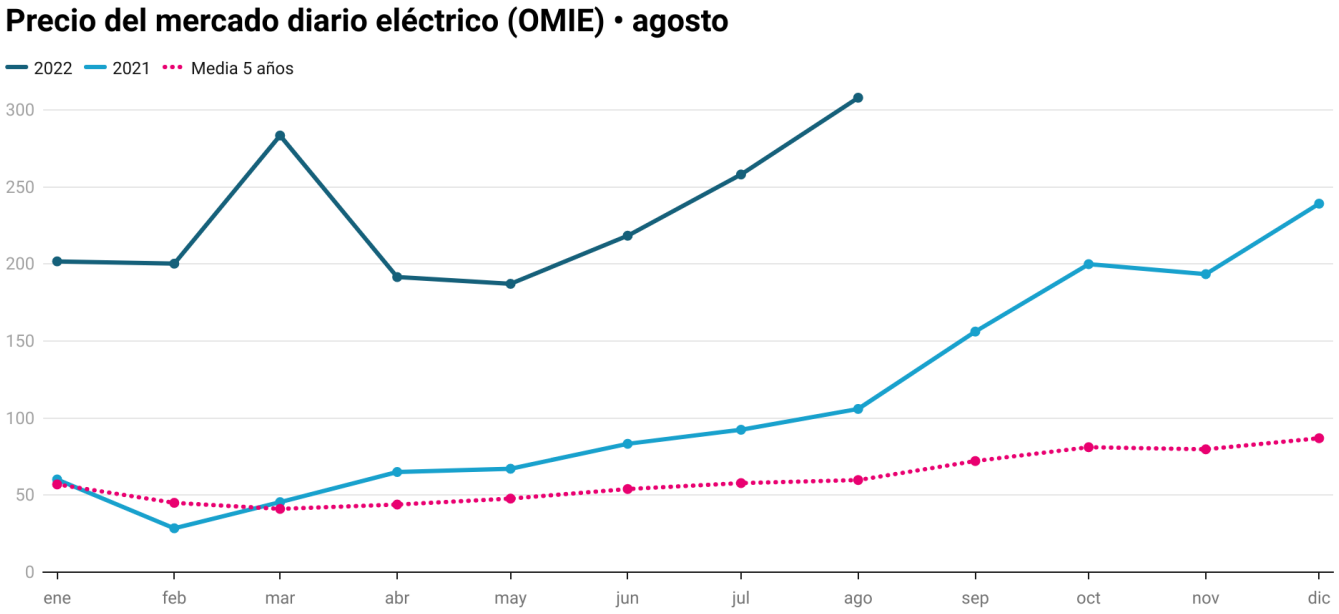
**308,63**
**€/MWh**

+19,58% vs julio 2022

+191,32% vs agosto 2021

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

**220,19**
**€/MWh**



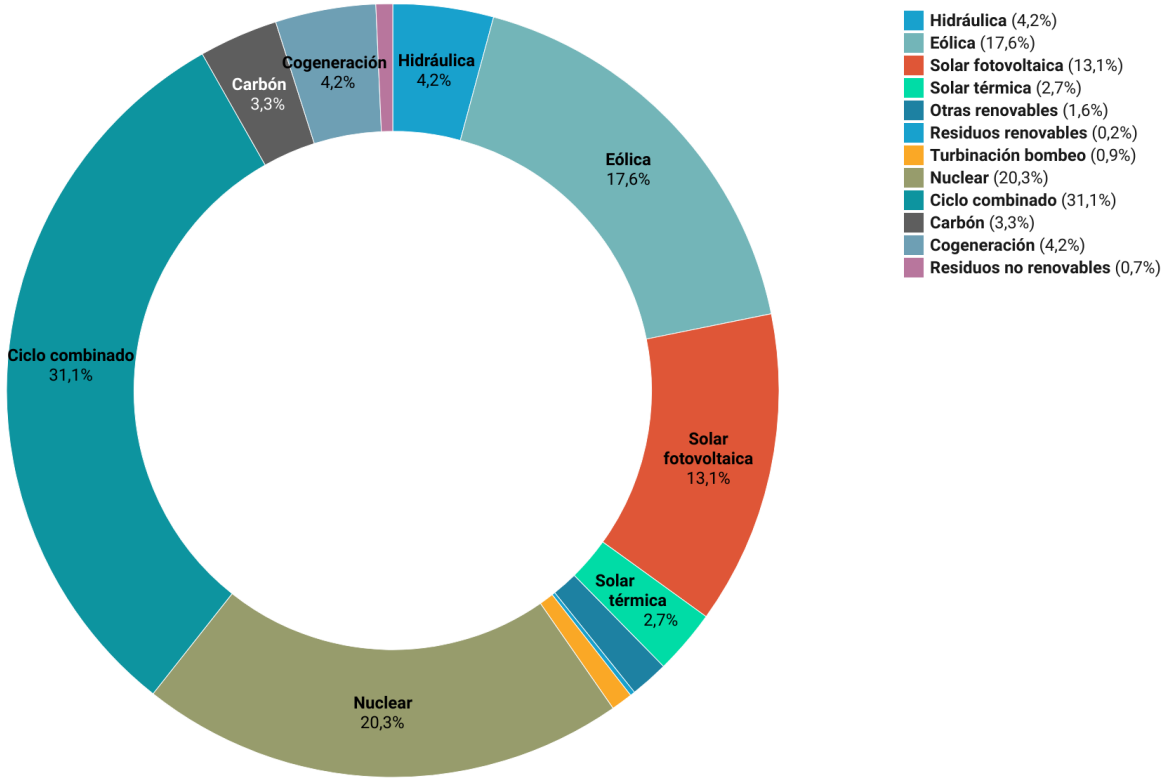
## Demanda

La demanda de electricidad ha bajado un 0,6% frente a agosto de 2021.

## Generación

# Mix agosto 2022

El volumen de electricidad generada ha aumentado un 18,4% este mes respecto al año pasado, con los ciclos combinados de gas como líderes del mix. La fotovoltaica ha dominado claramente el mix en las horas centrales, con casi el 30%, mientras los ciclos combinados de gas hicieron lo mismo en el resto de las horas.



## Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 38,1% del mix, frente al 44,3% de agosto del año pasado, con una importante disminución de la producción hidráulica.

## Libre de emisiones

La generación libre de emisiones CO2 ha alcanzado el 60,7% del mix, mientras que el año pasado ascendió al 70,6%, por la disminución de la producción hidráulica.

## Generación eólica

La generación eólica no ha superado ningún día el 40% del mix. La producción eólica de este mes ha sido un 22% superior a la media de los últimos 5 años.

## Generación fósil o hueco térmico

El volumen de generación fósil se ha elevado este mes hasta el 35,3%.

## Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas se encuentran a un 80,3% de las del año pasado y a un 68,8% sobre la medida de los últimos 10 años.

# Saldo de las interconexiones

Por décimo mes consecutivo, el saldo de la interconexión ha sido exportador.

# Mercados de futuros eléctricos

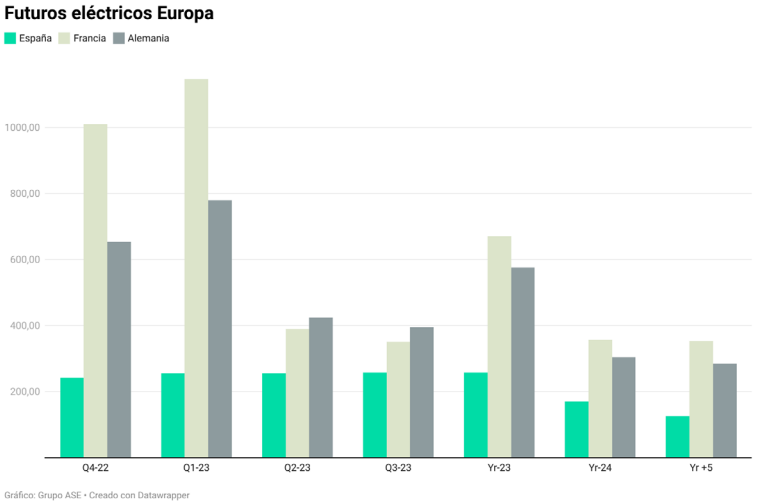
## El anuncio de la UE de intervenir el mercado eléctrico no evita una subida en los futuros

Las palabras de la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, anunciando se está trabajando «a toda máquina» en un paquete de emergencia y en una «reforma estructural del mercado de la electricidad» para combatir el aumento de los precios desorbitados de la electricidad, ha tenido una rápida respuesta en los mercados. El precio alemán para el 2023 (Yr-23) de referencia en Europa, que cotizaba en máximos (a 985 €/MWh el 26 de agosto) bajó un 41,5% hasta los 575,83 €/MWhel 31 de agosto.

En España, la bajada no alcanzó la magnitud del mercado alemán, dado que partíamos de unos niveles mucho más bajos. El precio español para el Yr-23 cotizaba en máximos de 351 €/MWh el 26 de agosto y descendió un 26,3% hasta los 258,50 €/MWh el 31 de agosto.

Sin embargo, y a pesar de esta fuerte caída de los últimos días, el mes de agosto se salda con subidas en toda la curva de los futuros de electricidad europeos. El Yr-23 español sube un 22,5%, el francés un 34,8% y alemán un 59,4%. La perspectiva de un invierno seco, con baja producción nuclear y un suministro de gas restringido continúan impulsando los precios.

Cabe destacar las subidas de los productos de largo plazo (5 años), que son muy significativas.



# MERCADOS DE GAS

## ANÁLISIS

**TTF Holanda**
Los productos de toda la curva de futuros han cerrado el mes con fuertes subidas a causa de la incertidumbre sobre el futuro del suministro a Europa y por la necesidad de seguir elevando las reservas para el próximo invierno. El precio medio diario de agosto ha cerrado en máximo histórico, a 229,81 €/MWh. A 30 de agosto, las instalaciones de almacenamiento holandesas estaban por debajo del 77% de su capacidad, tres puntos por debajo del nivel requerido por la estrategia REpowerEU de la Comisión Europea para noviembre. El GNL sigue siendo la principal fuente de suministro para los Países Bajos.

**MIBGAS España**
El precio diario medio español ha cerrado agosto a 164,47 €/MWh. La escasez de oferta para Europa prevista para este invierno ha impulsado los precios en España, que han llegado a superar los 200 €/MWh durante la última semana. Sin embargo, se redujeron bruscamente el 30 de agosto, tras el anuncio de intervención en los mercados energéticos de la Comisión Europea. Tanto los contratos de invierno como, en general, toda la curva de 2023, han experimentado importantes aumentos. No se han alcanzado los máximos observados en el TTF holandés o en el THE alemán por las limitadas interconexiones de gas con Europa, así como por los fuertes flujos de GNL que se están recibiendo. El descuento del PVB diario en agosto con respecto al TTF ha sido 65,34 euros/MWh, una cifra récord. España importo 29 cargamentos de GNL en agosto, con un aumento del 32% en las importaciones en lo que va de año, en comparación con 2021. Así mismo, los niveles de almacenamiento alcanzan el 84,54%.

**El precio del gas en Europa alcanza su máximo histórico**
El viernes 26 de agosto la cotización del gas para el cuarto trimestre de 2022 (Q4-22) alcanzó la cifra de récord de 296,13 €/MWh, mientras que la del año 2023 (Yr-23) se situaba en 310,60 €/MWh.

El lunes 29 se produjo un descenso de más del 20%, con continuidad durante los días siguientes, tras el anuncio de la UE de intervención urgente de los mercados eléctricos. Aunque aún no se conocen los detalles de esa reforma que prepara la Comisión Europea, su anuncio ha sido suficiente para ahuyentar a los especuladores de los mercados de futuros de gas.

**Es improbable que el precio de gas siga bajando con fuerza**
Vemos muy poco probable que haya continuidad en la bajada de los precios de gas de forma sostenida en el corto plazo, hasta el punto de devolverlos hasta los niveles previos al verano. Numerosos factores fundamentales alcistas siguen restringiendo el suministro y es previsible que se mantengan durante los próximos meses.

**Los flujos rusos seguirán disminuyendo**
Gazprom ha anunciado que, por trabajos de mantenimiento, deja de suministrar a Alemania a través del Nord Stream1 (NS1) durante tres días, a partir del 31 de agosto. Los flujos de este gaseoducto han ido disminuyendo desde principios de verano por problemas con los compresores, según argumenta Rusia. Son muchos los agentes de mercado que anticipan que el suministro ruso no volverá a fluir por el tubo después de este mantenimiento. Para compensar este descenso, Rusia podría haber aumentado su suministro a través de otras rutas de transporte, pero el conflicto político está detrás de esta decisión rusa cuyo objetivo es "estrangular energéticamente" a Europa.

**Mantenimientos planificados del gaseoducto con Noruega**
Otro problema al que se enfrenta Europa en los próximos meses es la disminución del suministro noruego, responsable del 39% del gas que está llegando a Europa, por mantenimientos planificados. Noruega está exportando una media de 320 metros

cúbicos al día (mcm), pero el 29 de agosto la cifra descendió a 275 mcm y es posible que los trabajos planificados para septiembre lo lleven a 200 mcm. Esto supone la perdida del 15% del suministro de gas total para Europa durante muchos días de septiembre.

**Europa necesita más gas para compensar las consecuencias de la sequía**

La sequía que vive Europa no solo ha disminuido la producción hidráulica del continente, también ha afectado a la nuclear francesa, por los problemas para refrigerar sus plantas nucleares, y a la térmica alemana, por la dificultad para transportar el carbón por los ríos. Por tanto, ahora Europa necesita más gas para que los ciclos combinados compensen el descenso de generación eléctrica.

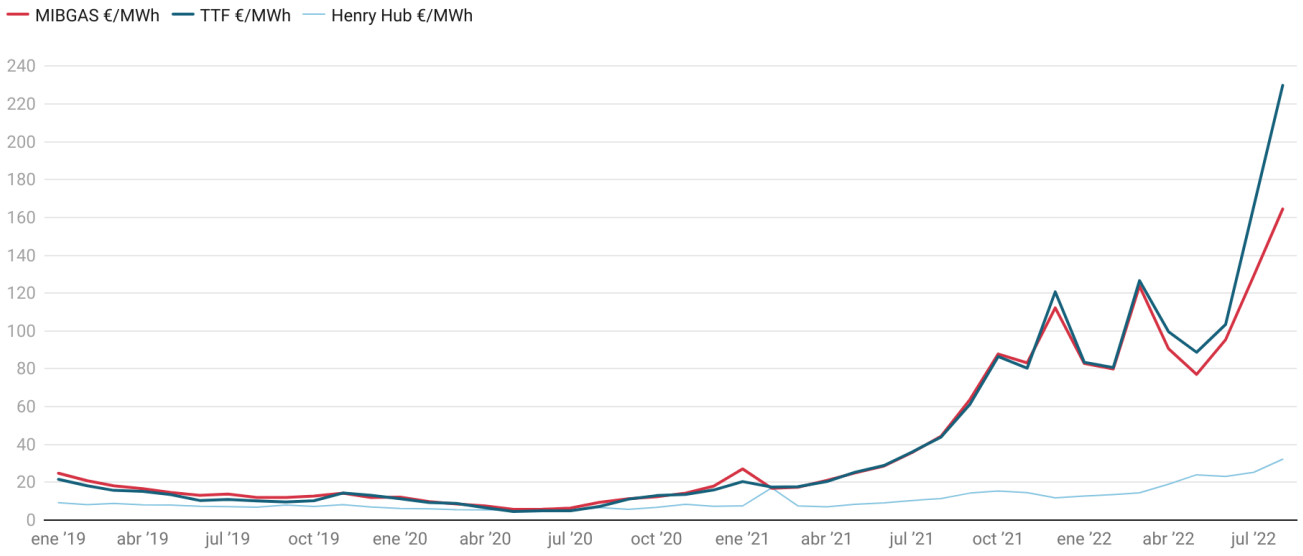
Por si fuera poco, las altas temperaturas de este verano, superiores a la media, están aumentando la demanda de gas para refrigeración. En este momento, la sequía es el principal factor alcista del precio de gas y de electricidad en Europa.

**Competencia por el escaso GNL entre Europa y Asia**

Las interrupciones en el suministro de gas natural de las tuberías rusas y el descenso por mantenimiento noruego elevan las necesidades de gas natural licuado (GNL) de Europa, a lo que se suma la mayor actividad de los ciclos combinados por la sequía.

Los meses de agosto, septiembre y octubre son cruciales en Asia para determinar el nivel de almacenamiento con el que los países comenzarán el invierno.

**Hubs gas**




Japón y Corea del Sur van a necesitar 80 cargamentos de GNL para llenar sus reservas. Para asegurarlos, el precio spot del norte de Asia tendrá competir contra los precios europeos y aumentará la presión, que sería mayor si China estuviera comprando más GNL, pero no es probable que afecte al nivel de competencia, dado el actual nivel de los precios y la desaceleración de su economía.

La instalación de Freeport, la segunda planta de exportación de GNL más importante de EE. UU., ha anunciado un retrasó en el reinicio de sus operaciones, que traslada de octubre a noviembre. Esto disminuye los cargamentos de GNL que llegarán a Europa en una media de 3 cargamentos semanales, una cantidad muy sustancial que se añade a las restricciones de suministro por gaseoducto.

Por tanto, es previsible que durante los próximos meses la competencia sea cada vez mayor entre Europa y Asia para adquirir la limitada oferta disponible de GNL, lo que seguirá manteniendo los precios muy altos.

## Índices ASE

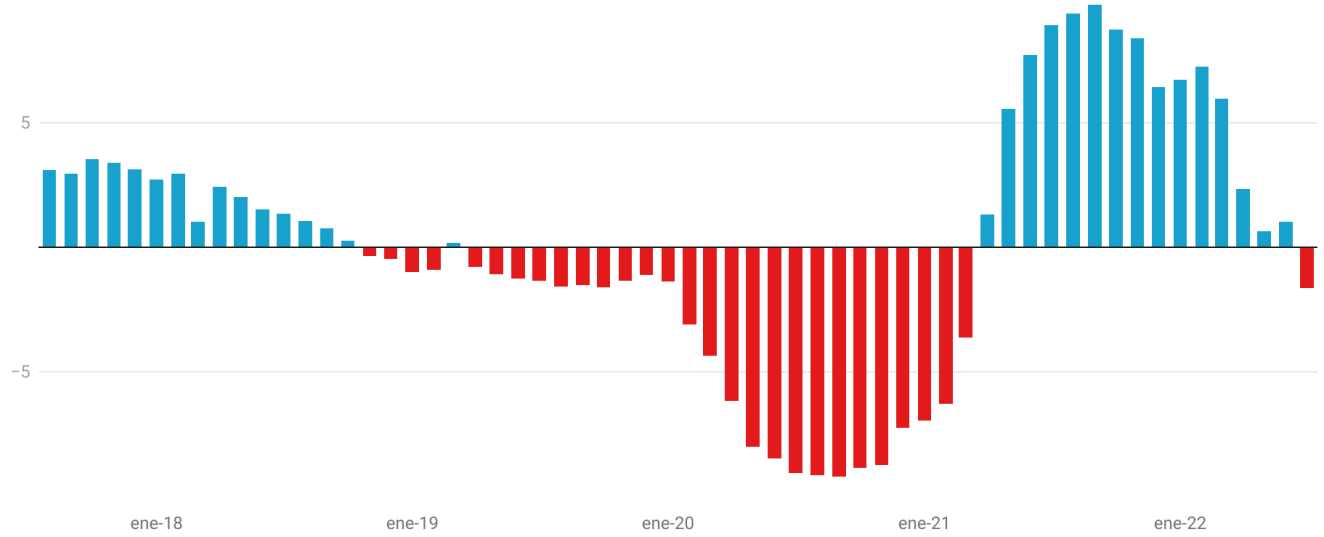
Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

» **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 junio aumentó el consumo un 1,02% frente 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