

## MERCADOS Y PRECIOS ENERGÉTICOS | ABRIL 2026

### COMENTARIO ELECTRICIDAD

Precio carga base del mercado mayorista *spot* o de contado (*Commodity*) repunta en **MAR a 41,7 €/MWh, incremento +25,3 €/MWh (154,2%)** respecto a FEB (16,4 €/MWh), debido principalmente a mayores precios del gas, frenados por mayor producción renovable y demanda moderada debido a temperaturas más cálidas. El efecto de la guerra en Irán anticipaba un repunte en MAR a 54,1 €/MWh hace un mes. La supuesta y aparente tregua y reactivación del tránsito marítimo de barcos metaneros y petroleros por Estrecho de Ormuz, anticipa caídas sucesivas por efecto Semana Santa en Abril a 36,9 y Mayo a 34,7, para repuntar nuevamente en verano desde 53,7 (Jun), 74,0 (Jul) bajando a 73 (Ago), 75,3 (Sep) y 83,7 (Oct). Q4 anticipa alrededor de 80,2 €/MWh, máximo en Dic a 89,2 €/MWh. De todas maneras, el pool español tiene vida propia y responde más al producible renovable, mientras la operación técnica del sistema está más afectada por los precios del gas.

### Potencial retraso de calendario del desmantelamiento nuclear en España

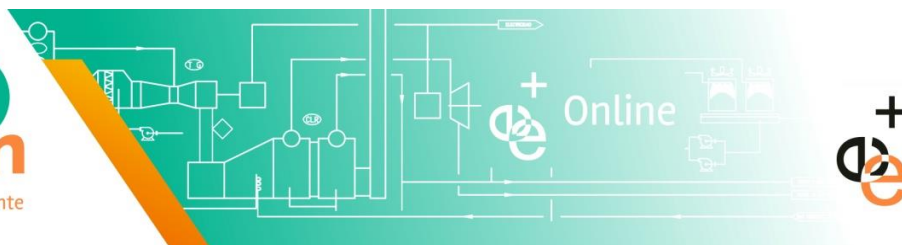
Parece que empieza a florecer cierta voluntad política para autorizar resoluciones para alargar la vida útil de las plantas nucleares por: i) ser una de las tecnologías más limpias y seguras según la Comisión Europea; ii) ser una de las alternativas existentes para garantizar los objetivos de reducción de las emisiones y eficiencia energética, y como consecuencia protección del medioambiente; iii) frenar los precios internacionales del gas debido a guerras en Irán y al riesgo de tránsito marítimo y/o destrucción de barcos metaneros y petroleros en el Golfo Pérsico; iv) necesidad de aportación de energía síncrona y regulable para la estabilidad de frecuencia y control de las tensiones; v) facilitar la integración de más energía renovable; vi) minimizar riesgos de apagones locales, regionales y nacionales; y vii) mantener la calidad y continuidad del suministro eléctrico, en beneficio de todos los consumidores.

Central Nuclear	Inicio Actividad	Fecha Cierre*	Capacidad (MW)	Región
Almaraz I	01/05/1981	01/11/2027	1.049	Extremadura
Almaraz II	08/10/1983	31/10/2028	1.044	Extremadura
Ascó I	10/12/1984	02/10/2030	1.027	Cataluña
Ascó II	31/03/1986	02/10/2031	1.027	Cataluña
Cofrentes	11/03/1985	30/11/2030	1.092	Valencia
Trillo	06/08/1988	16/11/2034	1.066	Castilla-La Mancha
Vandellós	08/03/1988	26/07/2030	1.087	Cataluña
<b>TOTAL</b>			<b>7.392</b>	<b>ESPAÑA</b>

\*Concesión de renovación de autorización de explotación hasta esa fecha.

Fuente: Consejo de Seguridad Nuclear y BOE. Elaboración propia.

Concretamente, en el caso de Almaraz (Cáceres), observamos que está acometiendo un plan de mantenimiento para demostrar que puede seguir operando con normalidad por lo menos hasta el 2030, y obtener visto bueno del Consejo de Seguridad Nuclear, cuyo informe sobre la solicitud de ampliación de autorización no es preceptivo, excepto si fuese negativo. En estos momentos de guerra en Irán y de frenazo al desarrollo de renovables por problemas de acceso a la red, y de órdenes de desconexión por restricciones técnicas, España no puede darse el lujo de retirar plantas esenciales para el sistema eléctrico generando además mayor dependencia energética exterior (GNL y GLP). Es totalmente coherente que el gobierno declare su postura contra la guerra en Irán y alargar la vida útil de las nucleares. Para los ciudadanos podría



ser contradictorio o decepcionante, ver o pensar que el gobierno tenga una postura de guerra contra las nucleares en España. Claro que existe la posibilidad de autorizar la solicitud de renovación de nucleares si técnicamente es viable.

Según las propietarias de las nucleares, existe una excesiva e insoportable carga fiscal (igual o superior a todos los costes operativos) y desproporcionado coste del tratamiento de residuos nucleares (responsabilidad para siglos posteriores: empezando por un almacén de residuos provisional *in situ*). Las fechas de cierre previstas del parque nuclear aún no se están reflejando en los precios de los mercados de futuros, con un perfil plano por falta de liquidez y excesiva desconfianza en el impacto en los precios si no se renuevan las autorizaciones administrativas de las nucleares.

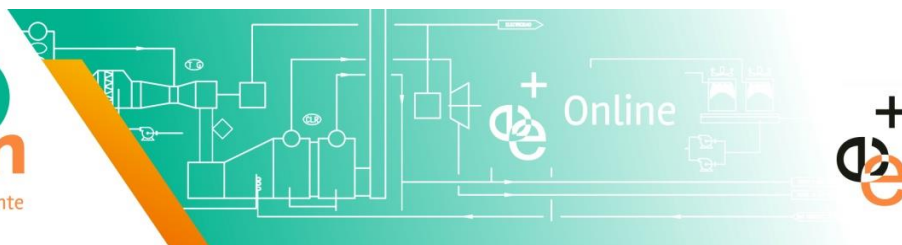
La carga fiscal sobre las nucleares supone un lastre contra su competitividad, se ha incrementado aprox. un 75% pasando de 16 €/MWh a 28 €/MWh, superando la media europea. El Gobierno nacional, los gobiernos regionales, los reguladores y las empresas propietarias deberían encontrar una solución (reducciones o bonificaciones o exenciones fiscales) para garantizar una rentabilidad razonable mientras sigan operando, o bien podrían nacionalizarse o subastarse a la industria o nueva demanda (centros de datos o electromovilidad) o al Operador del Sistema (ingresos regulados en BOE) para optimizar la repercusión de esos costes directamente a consumidores a nivel nacional o individual. El coste del tratamiento de residuos debería trasladarse (diluirse) nuevamente a todos los consumidores en los Cargos del Sistema, tal y como se hacía antes. La regulación debe replantearse si es necesario. No repetamos las consecuencias de Italia y Portugal, así como las de Holanda, por ejemplo, al renunciar a la nuclear por decisiones políticas (menor atractivo para industrias por precios elevados y excesiva volatilidad).

Ya ha llegado la hora de plantearse seriamente la prórroga de nucleares tanto en Cataluña como en Extremadura, Castilla-La Mancha y Valencia. Con el tiempo se ha demostrado el error político-regulatorio por haber suspendido la puesta en marcha de los dos grupos nucleares construidos a finales de los 80's, dando lugar a la moratoria nuclear que terminó de pagarse por los consumidores en factura de luz hasta 2018. Se hizo un daño económico al país, y se ha perdido la oportunidad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Ahora contaríamos con más generación síncrona y menor dependencia energética, y mayor integración de renovables a la red.

### **Soluciones complementarias (no sustitutorias) para la operación del sistema**

A raíz del *black-out* de hace casi un año (28A), el Operador del Sistema (OS) con el apoyo del regulador y del gobierno se vienen implantando nuevas medidas y protocolos para evitar más apagones. Se han ido modificando los Procedimientos de Operación (PO's) para incentivar el control de Tensiones-Reactiva (V-Q) tanto por el lado de la oferta como de la demanda, entre otras medidas, así como flexibilizar la regulación de Frecuencia-Potencia (secundaria y terciaria). La regulación primaria (F-P) en España es obligatoria pero no remunerada, y debería verificarse su estricto cumplimiento.

**El nuevo mercado de capacidad** permitirá disponer de potencia firme que puedan aportar (desconectar) los vendedores/generadores (compradores/consumidores) en momentos críticos del sistema, una gran oportunidad para los cogeneradores que inviertan en Sistemas de Almacenamiento de Energía (BESS) para garantizar potencia firme cuando la requiera el OS, optimizando el uso de BESS el resto del tiempo para beneficiar a los mercados (del pool y operación técnica). Esto último puede ser clave inclusive para la supervivencia de aquellas plantas que ya no perciban retribución regulada. Desde luego, NO debe excluirse a ninguna cogeneración que pueda aportar potencia firme al sistema eléctrico y servicios complementarios. Pero la capacidad requerida debería diferenciarse por tecnología síncrona y asíncrona, ya que debería



equilibrarse el binomio F-P (Frecuencia-Potencia) y Tensión-Reactiva (V-Q) a nivel nodal, zonal, municipal, regional y nacional. Desde España hemos impulsado la implantación del primer mercado de capacidad hace 25 años (Colombia), y aquí seguimos retrasando la primera subasta.

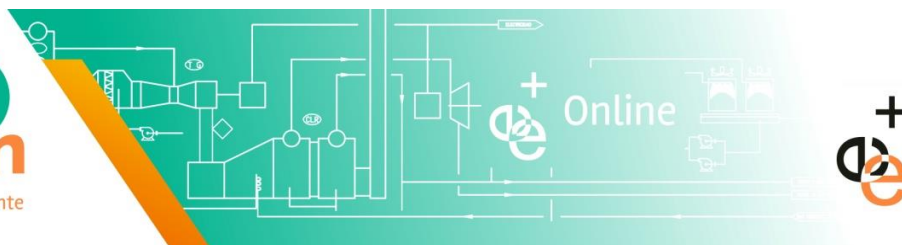
**El Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)** es el mecanismo de interrumpibilidad a mercado que el OS ha rediseñado para hacer el sistema eléctrico más estable y eficiente. A pesar de su enorme potencial, la falta de experiencia en reducir demanda (>1 MW individual o agregada) durante períodos cortos supone un desinterés para los potenciales beneficiarios de este servicio tengan o no que deslastrar cargas. Los elementos claves para participar en la subasta del SRAD son: una oferta de precio competitiva y la flexibilidad operativa, así como cumplir ciertos requisitos técnicos y habilitación del OS. Ahora hay dos subastas semestrales naturales. El 28/Ene/2026 se han activado dos periodos cuartohorarios consecutivos desde las 8 am por una reducción total de 865 y 860 MW (en 12,5 min de los 1.725 MW adjudicados en subasta), a un precio medio ponderado de 116,5 y 120,9 €/MWh, respectivamente, aparte de la prima general de 65 €/MW de la subasta (para todos).

OS bajo autorización de CNMC ha instaurado una **Operación Reforzada** para reprogramaciones de generación (casada en pool) por restricciones técnicas (congestiones de red y control de tensiones), y la necesidad de aprovisionar más reserva rodante para disponer de más banda de potencia a subir/bajar secundaria y entrega de energía (síncrona regulable) secundaria y terciaria, en detrimento de la que puede fluctuar al alza o a la baja (renovables) para asegurar estabilidad y control de tensiones y frecuencia en tiempo real y minimizar el riesgo de apagones.

Dentro del **Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026**, el OS está realizando nuevas inversiones en redes eléctricas para tratar de disponer de nuevas alternativas (soluciones mayor inercia / estatismo) para evitar apagones y facilitar gestión de renovables: Compensadores Síncronos (CS): 8 Península, 1 Gran Canaria, 1 Tenerife y 1 Mallorca. No obstante, estas nuevas instalaciones (CS) pueden generar conflicto de interés al ser autorizados y operados por el propio OS y transportista. Asimismo, la CNMC ha otorgado al OS la facultad de denegar Acceso de Terceros a la Red (ATR) a solicitudes de acceso con CS por riesgos de posibles apariciones de problemas críticos (resonancias/interacciones) entre CS's y el sistema interconectado y con los generadores existentes, pudiendo producirse oscilaciones mecánicas y de potencia activa a frecuencias subsíncronas (< 50 Hz) que podrían dañar los propios CS's u otros dispositivos del sistema eléctrico u otras máquinas eléctricas rotativas en la zona.

Debería garantizarse un *mix* equilibrado de generación síncrona y asíncrona tanto en pool como en operación técnica, así como realizar estudios electrotécnicos que estimen el límite nacional, regional y local de dichas tecnologías para evitar otro(s) apagón(apagones) por disparos de relés de protecciones ante variaciones de la tensión (+/-5%) y/o de la frecuencia (+/-1%).

Nuevamente, la primavera y verano 2026 pondrán a prueba la actual política de transición energética inclusive la Operación Reforzada del Sistema Eléctrico. La cogeneración es una alternativa contundente para apoyar y facilitar las obligaciones del OS especialmente la de garantizar la estabilidad del Sistema, precisamente por estar al lado de la demanda y debería respetarse su prioridad en el despacho, adecuándose al marco reglamentario europeo. España no puede sufrir un nuevo apagón generalizado. No hay capacidad de acceso suficiente y en momentos críticos (mínima demanda y máximo producible renovable) debe prevenirse el impacto de cualquier contingencia (Generación y/o Red) poniendo a disposición del OS todos los recursos de generación síncrona que sean posibles. No podemos dejar solas a las renovables en esos momentos críticos. Las renovables necesitan el soporte de la generación síncrona.



En todo caso, si no se amplía la autorización administrativa para alargar funcionamiento de nucleares después del vencimiento de las licencias actuales, la calidad de onda y la continuidad del suministro eléctrico va a ponerse en elevado riesgo especialmente en Cataluña, Extremadura, Valencia, Castilla-La Mancha, y las regiones vecinas, si bien podemos enfrentarnos a apagones generalizados en toda la península, e inclusive en las Islas Baleares (interconexión marítima). Las renovables aún no cuentan con almacenamiento para aportar predictibilidad y firmeza en su programación, gestión y funcionamiento, debido a que las baterías son tan caras, que requieren incentivos o primas a través de ayudas de Estado (aún inexistentes) o bien apalancamiento no reembolsable para una financiación bancable. Respecto a la opcionalidad de gestionar y despachar Compensadores Síncronos, ya comprobaremos si “el remedio es mejor que la enfermedad”. Esperemos que estas instalaciones puedan ser una solución complementaria de alto valor añadido para el sistema eléctrico interconectado, pero nunca podrán sustituir a las centrales de generación convencionales. Todos los consumidores pagarán las nuevas inversiones a través de las tarifas reguladas por el gobierno (peajes).

### Comportamiento de los precios de contado y futuros

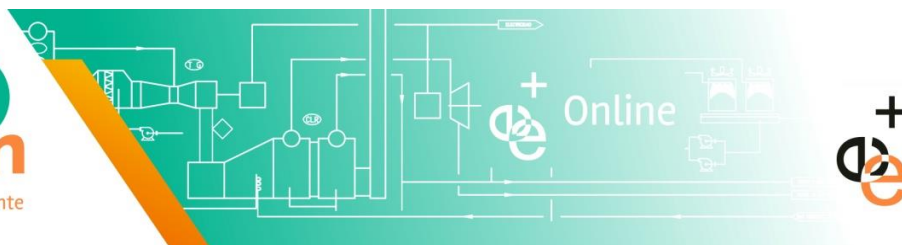
Los precios nulos o negativos que hemos visto sólo en primavera y verano o reducidos (resto del año) durante el día también se han producido en momentos de baja demanda y mucha renovable en invierno de este año. Todo ello está frenando el ritmo inversor en nuevos proyectos de Solar FV pero incentivan la diversificación en otras tecnologías limpias como la minieólica de eje vertical o microgeneración inclusive sistemas de almacenamiento (existe un mayor incentivo para cargar y descargar en ciclo diario). En España el Spread diario (diferencia entre precios mínimo y máximo) ha mejorado en torno a una media (horaria) que supera 100 €/MWh, mientras en otros países se duplica hacia arriba (Alemania) o abajo (Francia) por el *mix* de generación y peso de la industria en la demanda, si bien la entrada de precios cuarto-horarios en los mercados europeos está induciendo mayor volatilidad y aumento del nivel del *spread* (aprox. +20%)

El Precio Spot Carga Base 2025 ha cerrado a 65,28 €/MWh. El futuro 2025 ha fluctuado con una banda más estrecha que 2024. Estadísticos: mínimo 36, medio 59 y máximo 97.

**Para 2026 la estimación (*benchmark*) revierte pasando a 60,2 €/MWh debido a menores precios del gas, pero sigue siendo una media demasiado elevada para la industria. Tenemos que esperar hasta 2036 para que caiga en torno a 51 €/MWh, y aún así será un nivel poco competitivo para retener y mantener la producción industrial en Europa anticipando próximos años críticos en ese sentido. Se necesitan ayudas obviamente para la industria.**

El **2020** ha sido el mínimo del histórico (**34,0 €/MWh**) debido fundamentalmente al efecto de la pandemia Covid-19 (menor actividad económica/industrial, menor demanda, menor precio de los combustibles y CO<sub>2</sub>). **Para 2026 vemos que la media esperada respecto al 2020 es de 177%**. Europa NO se puede permitir el lujo de arruinar la poca industria que aún sigue sobreviviendo y hundir en la miseria energética a consumidores domésticos, PYMES, y autónomos. Los diversos sectores de la economía siguen enfrentando una crisis presupuestaria sin precedentes (inflacionista). Ya no hay colchón, no hay posibilidades de supervivencia empresarial si los precios no vuelven a niveles razonables en términos anuales o interanuales. Seguimos en un estado de emergencia energética. Pinta muy mal el medio y largo plazo para los consumidores.

Las nuevas estrategias que han preparado en Bruselas recién aprobadas y pendientes de transposición en los países miembros NO parece que vayan a resolver los problemas estructurales de poder de mercado, especulación, organización y estructura de los sectores energéticos que impide mayor competencia, eficiencia económica y bienestar social.

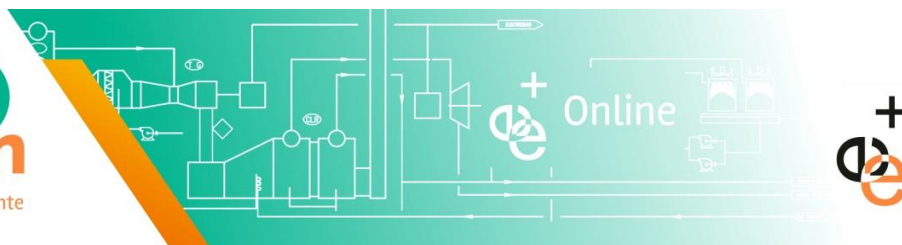


- Año 2020 ha cerrado a 34,0 €/MWh. Representa el valor anual mínimo del registro histórico desde cuando ha empezado el mercado de derechos de emisiones de CO2 (Año 2005), fecha que marca un antes y un después en los mercados europeos con un impacto actual del coste de oportunidad del CO2 que ya alcanza el precio medio histórico pool 2020 (factor de emisión del 37% para las plantas CCGT). **Es decir, el precio actual del CO2 impacta en el pool en un precio equivalente a la media que ya pagamos en 2020. De ahí que es un lastre para la economía europea. Por mucha renovable que se inyecte en cualquier país de la UE, nunca vamos a conseguir que el pool sea competitivo mientras sigamos con el mercado de CO2 como única herramienta de lucha contra el Cambio Climático.**
- Año 2021 ha cerrado a 111,9 €/MWh por los repuntes del gas y su repercusión en los precios del pool desde julio 2021 (subida límite superior). El problema Rusia-Ucrania ha venido después (FEB 2022).
- Año 2022 ha cerrado a 167,5 €/MWh, máximo histórico debido a elevados precios del gas (antes y después del citado conflicto), sin incluir ajuste del gas de 15 JUN a 31 DIC.
- Año 2023 ha cerrado a 87,1 €/MWh, debido a menores precios del gas, sin incluir el ajuste del gas de 1 ENE a 31 DIC.
- Año 2024 y 2025 han cerrado a 63,0 y 65,3 €/MWh, respectivamente, debido a menores precios del gas y mayor producible renovable y una progresiva caída de la demanda residual (descontando autoconsumos).
- La curva *forward* de los futuros sube ligeramente debido a la guerra en Irán, manteniendo un perfil en *backwardation* en torno a 60-53 €/MWh entre 2026 y 2030, con un **perfil semiplano 52-51 €/MWh desde 2031 hasta 2036 mostrando escasa liquidez, sin reflejar el efecto del plan de cierre de nucleares.**

CARGA BASE	SPANISH POWER MARKET			
	FUTURO	Vi 13/03/26	Vi 17/04/26	Diferencia
YR-26 Benchmark	62,20	60,22	-1,98	-3,2%
YR-27	56,10	56,60	0,50	0,9%
YR-28	53,50	54,75	1,25	2,3%
YR-29	52,70	53,50	0,80	1,5%
YR-30	52,60	53,10	0,50	1,0%
YR-31	51,85	52,75	0,90	1,7%
YR-32	51,50	52,70	1,20	2,3%
YR-33	51,50	52,30	0,80	1,6%
YR-34	51,50	51,90	0,40	0,8%
YR-35	51,50	51,50	0,00	0,0%
YR-36	51,50	51,10	-0,40	-0,8%
PPA 2027-2031	53,35	54,14	0,79	1,5%
PPA 2028-2032	52,43	53,36	0,93	1,8%
PPA 2027-2036	52,42	53,02	0,60	1,1%

Fuente: OMIE-OMIP. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

Las empresas pueden suscribir o renegociar PPA's para cubrir una parte de su consumo en Carga Base durante todo el día y franjas (branches) en Carga Solar, dejando a riesgo de mercado el resto de la demanda



durante noches y madrugadas. Muchos clientes han renegociado ampliaciones de PPA's, a cambio de extender fecha de vencimiento, por ejemplo.

**PPA PERFIL CARGA BASE:** Antes del ajuste por el supuesto tope de gas eliminado el 31Dic2023, los PPA's con renovables cotizaban a niveles de aprox. 82 €/MWh. Desde 12 Julio 2022, en OMIP ya contamos con productos PPA a 5 años y 10 años, que están induciendo señales más competitivas. La tabla siguiente detalla estadísticos de cotizaciones PPA's Carga Base (€/MWh).

PPA	23/27	24/28	25/29	26/30	27/31	28/32	23/32	24/33	25/34	26/35	27/36
Máx	154,7	94,5	69,6	62,5	59,9	54,9	100,9	64,3	61,1	59,7	54,5
Med	112,5	75,9	60,5	57,0	56,6	53,4	80,1	60,0	55,8	57,4	53,2
Mín	92,7	62,3	49,2	49,3	52,4	52,1	65,1	55,7	49,9	54,5	52,2

PPA's CARGA BASE. Fuente: OMIP. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

PPA Carga Base del lustro Ene'25–Dic'29 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 69,6-60,5-49,2, respectivamente, siendo 64,8 €/MWh su última cotización (27 Dic 2024).

PPA Carga Base 2026-2030 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 62,5-57,0-49,3, respectivamente, siendo 55,5 €/MWh su última cotización (29 Dic 2025).

PPA Base a 5 años 2027-2031 ha subido a 54,1 €/MWh (+0,8 €/MWh, +1,5%) respecto a valores de hace un mes (53,3 €/MWh).

PPA Base a 5 años 2028-2032 ha empezado a cotizar el 2 Ene 2026 a 54,0 €/MWh. También ha subido pero levemente a 53,3 €/MWh (+0,9 €/MWh, +1,8%) respecto a valores de hace un mes (52,4 €/MWh).

PPA Base a 10 años empezando en Ene 2025 y hasta 31 Dic 2034 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 61,1-55,8-49,9, respectivamente, siendo 61,1 €/MWh su última cotización el 27 Dic 2024 (máximo).

PPA Base a 10 años 2026-2035 ha cotizado con valores máximo, medio y mínimo de 59,7-57,4-54,5, respectivamente, siendo 55,5 €/MWh su última cotización el 29 Dic 2025 (casi tocando suelo o valor mínimo).

PPA Base a 10 años 2027-2036 ha empezado a cotizar a 53,9 €/MWh el 2 Ene 2026. Ha subido ligeramente pasando de 52,4 a 53,0 €/MWh al cierre de esta edición. Repetimos y enfatizamos: **La incertidumbre en el desmantelamiento nuclear está impactando negativamente en la liquidez de los contratos de compraventa de energía a muy largo plazo en España. Esto compromete la financiación de nuevos proyectos (expansión de la generación renovable y almacenamiento)**, así como otros proyectos.

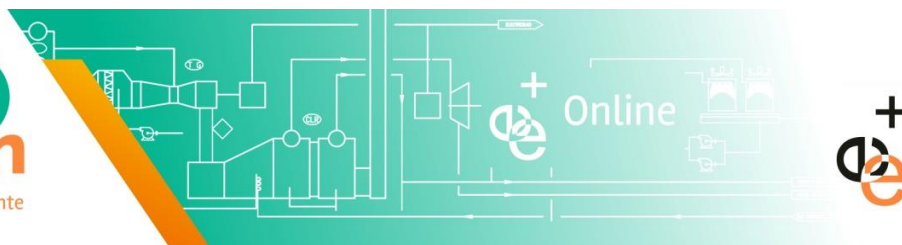
#### **PPA PERFIL CARGA SOLAR:**

La curva *Forward* de los precios futuros del Carga Solar vuelve a caer a partir de 2034 respecto a valores de hace un mes. Dicho correctivo es consecuencia de menores costes de inversión y al efecto denominado "canibalización" de la propia tecnología. Rentabilidad de la solar en caída libre, si bien prácticamente está manteniendo niveles entre 2026 y 2033, por efecto de la guerra en Irán (repuntes del precios del gas), pero parece que los mercados van a corregir precios a uno o dos años vista (Año clave: 2028).



Estos comentarios están disponibles en [acogen.es](http://acogen.es) para su descarga.

Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.



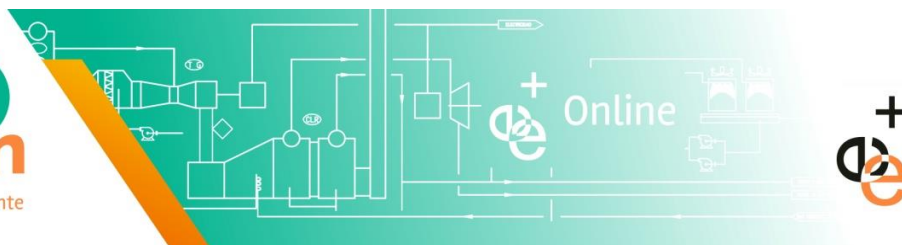
PERFIL SOLAR				
Fecha	Vi 13/03/26	Vi 17/04/26		
Futuros	Carga Solar	Carga Solar	Diferencia	%
FTS YR-26 Benchm.	30,87	30,13	-0,74	-2,4%
FTS YR-27	31,73	31,47	-0,26	-0,8%
FTS YR-28	29,13	29,62	0,49	1,7%
FTS YR-29	28,33	28,37	0,04	0,1%
FTS YR-30	28,23	27,97	-0,26	-0,9%
FTS YR-31	27,48	27,62	0,14	0,5%
FTS YR-32	27,13	27,57	0,44	1,6%
FTS YR-33	27,14	27,17	0,03	0,1%
FTS YR-34	27,14	26,77	-0,37	-1,4%
FTS YR-35	27,14	26,37	-0,77	-2,8%
FTS YR-36	27,14	25,97	-1,17	-4,3%
FTS PPA 27/31	28,98	29,01	0,03	0,1%
FTS PPA 28/32	28,06	28,23	0,17	0,6%
FTS PPA 27/36	28,06	27,89	-0,17	-0,6%

Fuente: OMIP. Elaboración Enérgitas/SEI.

El perfil solar sigue más barato respecto al perfil Base, aunque se han acentuado las diferencias que llegaban a 39% hace 8 meses, y ahora están en torno a 48% (2027-2036), siendo difícil creer que el retiro de nucleares reduzca esa tendencia en 2028 cuando se espera el efecto del vencimiento de autorización nuclear Almaraz. Los futuros de carga base ponen en cuestionamiento los de carga solar. Se observa una diferencia plana o constante de 25 €/MWh entre perfiles Base y Solar en todos los años y PPA's, excepto 2026 debido a un invierno muy húmedo, más soleado y con muchos cambios del tiempo atmosférico (viento) en comparación a otros años.

PERFIL CARGA BASE		PERFIL SOLAR		Vi 17/04/26	
Comparación de perfiles de carga o perfiles de precios				Diferencia	
Futuros	Carga Base	Futuros	Carga Solar	€/MWh	%
FTS YR-26 Benchm.	60,22	FTS YR-26 Benchm.	30,13	-30,09	-50,0%
FTB YR-27	56,60	FTS YR-27	31,47	-25,13	-44,4%
FTB YR-28	54,75	FTS YR-28	29,62	-25,13	-45,9%
FTB YR-29	53,50	FTS YR-29	28,37	-25,13	-47,0%
FTB YR-30	53,10	FTS YR-30	27,97	-25,13	-47,3%
FTB YR-31	52,75	FTS YR-31	27,62	-25,13	-47,6%
FTB YR-32	52,70	FTS YR-32	27,57	-25,13	-47,7%
FTB YR-33	52,30	FTS YR-33	27,17	-25,13	-48,0%
FTB YR-34	51,90	FTS YR-34	26,77	-25,13	-48,4%
FTB YR-35	51,50	FTS YR-35	26,37	-25,13	-48,8%
FTB YR-36	51,10	FTS YR-36	25,97	-25,13	-49,2%
PPA 27-31	54,14	FTS PPA 27/31	29,01	-25,13	-46,4%
PPA 28-32	53,36	FTS PPA 28/32	28,23	-25,13	-47,1%
PPA 27-36	53,02	FTS PPA 27/36	27,89	-25,13	-47,4%

Fuente: OMIP. Elaboración Enérgitas/SEI.



Precios PPA's Solar a 5 años empezando en 2024 revirtieron bruscamente desde MAY-JUN-JUL 2023 a niveles de 70,9-49,3-49,2 €/MWh, respectivamente. Pero en SEP'23 repuntaron a 54,6 tocando máximo en OCT'23 a 62,4, ya cayendo a 57,9 en NOV'23 y 47,5 en DIC'23.

PPA's Solar a 5 años 2025-2029 ha dejado de cotizar a 44,5 €/MWh el 27 Dic 2024.

PPA's Solar a 5 años 2026-2030 ha dejado de cotizar a 55,5 €/MWh el 29 Dic 2025.

PPA's Solar a 5 años 2027-2031 prácticamente se mantiene en 29,0 €/MWh respecto a valores de hace un mes, demostrando liquidez nula.

PPA's Solar a 5 años 2028-2032 ha empezado a cotizar a 27,4 €/MWh el 2 Ene 2025. Prácticamente se mantiene en 28 €/MWh sufriendo aún más el desinterés de contrapartes.

PPA's Solar a 10 años desde 2024 hasta 2033 ha caído a niveles de 56,3-37,6-37,4 €/MWh en MAY-JUN-JUL. Pero en SEP han repuntado a 40,3 y en OCT a 45,0, cayendo a 43,0 en NOV y a 41,8 en DIC 2023.

Precios PPA's Solar a 10 años 2025-2034 ha dejado de cotizar a 42,0 €/MWh el 27 Dic 2024.

Precios PPA's Solar a 10 años 2026-2035 ha dejado de cotizar a 28,6 €/MWh el 29 Dic 2025.

PPA's Solar a 10 años 2027-2036 ha empezado a cotizar a 27,3 €/MWh el 2 Ene 2026. Cayendo 0,2 €/MWh hasta 27,9 €/MWh el 17A con bajísima liquidez.

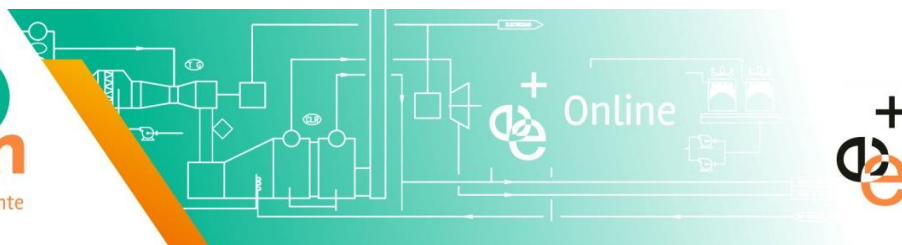
La decisión de un PPA carga Base o Solar, comenzando en JUN 2026 depende del perfil de carga del consumo a cubrir, del músculo financiero (tesorería y presupuesto) y binomio rentabilidad-riesgo frente a la expectativa de la evolución de los precios Base y Solar. El Autoconsumo con excedentes puede mejorar aún más los resultados frente a un PPA virtual o físico ubicado en otro punto frontera fuera del perímetro de 2 km (usando la red y pagando los demás costes del suministro). Pero se requiere apertura de expediente para exportar a la red con el riesgo de perder parte de la fianza (un 20%) a depositar en las arcas públicas si el distribuidor no dispone de capacidad de transferencia de energía a través de su red eléctrica. Cuestión que está frenando en seco a los inversores en autoconsumo, ya que no pueden obtener ingresos por la venta de excedentes los fines de semana (bajada de producción), alargando el *pay-back* esperado. Cuando resulta imposible vender los excedentes vertidos a la red, existen soluciones para sacar provecho económico a los excedentes: i) sistemas de almacenamiento "in situ" para cargarse con dichos excedentes y descargarlos para autoabastecerse en horas de precios pico; ii) arbitraje de precios de mercado y servicios de operación técnica con dichos sistemas de almacenamiento para mejorar el *pay-back* de la inversión en dichos equipos; iii) sistemas de almacenamiento portátiles para llevar esas baterías a otras industrias cercanas (*plug&play*) sin usar la red (>2 km); y iv) nuevo mercado de subastas de capacidad (potencia). Las comunidades energéticas sufren el problema de que requieren porcentajes prefijados para el reparto de los excedentes entre todos los puntos de suministro de cada comunidad energética dentro del perímetro comunal (2 km). Eso supone una restricción regulatoria que impide la cobertura óptima de la demanda de los suministros. Con los tiempos que corren y la tecnología existente, debería permitirse una actualización mensual o semanal o diaria de dicho coeficiente a nivel horario. Las nuevas intenciones del gobierno incluyen extender el perímetro a 5 km. En ciertas regiones (comunidades autónomas), parece que existen menores restricciones (15 km) para autogeneración compartida, lo cual debería de extenderse a nivel nacional.

## Precios cuarto-horarios



Estos comentarios están disponibles en [acogen.es](http://acogen.es) para su descarga.

Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.



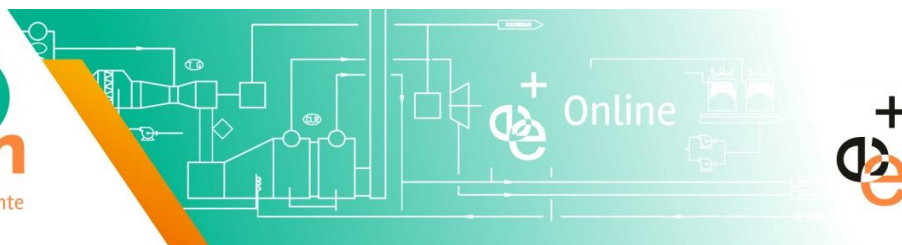
El nuevo cambio regulatorio paneuropeo de precios cuarto-horarios en el mercado intradiario continuo está aumentando aún más la volatilidad de los precios del mercado mayorista desde 18 MAR 2025. La casación cuarto-horaria que se ha implantado en mercado diario el 1 OCT 2025 (casación day-ahead 30 SEP 2025) nos aproxima al equilibrio de oferta y demanda de energía eléctrica en los mercados de regulación secundaria y terciaria, coincidiendo con la medida de los contadores de electricidad fiscales (potencia máxima cada 15 minutos). Entonces, ya debería medirse y facturarse el consumo real cuarto-horario (la tecnología lo permite) en vez de estimarlo mediante la potencia máxima cuarto-horaria. La Resolución de 28 de febrero de 2025, de la CNMC, por la que se publican las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad para su adaptación a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario y la Resolución de 6 de marzo de 2025, de la CNMC, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos para su adaptación a la negociación cuarto-horaria en los mercados diario e intradiario. Es muy fácil para los reguladores establecer este tipo de cambios, sin tener en cuenta ni reconocer el gran esfuerzo económico que supone para los agentes del mercado, y sin medir el impacto económico que tendrá esta medida en los consumidores. Además, esto pondrá en cuestión el papel del OS y de los mercados de balances y regulación de frecuencia-potencia (banda secundaria y energía terciaria), cuyos precios hoy por hoy no tienen cobertura financiera (no existen *swaps* para gestión de riesgo de variación de precios de la operación técnica). **Este cambio ha obligado a realizar sendas inversiones en las plataformas de gestión de mercados de todos los agentes:** generadores, comercializadores, distribuidores, agentes vendedores, *traders*: importadores y exportadores, sin ningún tipo de ayuda por parte del gobierno. También afecta a los Consumidores Directos, y de cualquier manera a los consumidores indirectos (suministrados por comercializador o generador o autoproducción).

De momento, las casaciones cuartohorarias en MD están empezando a despertar interés en estrategias especulativas típicas como cualquier mercado de oportunidad, y más aún en los mercados de operación técnica, para mejorar la rentabilidad de tecnologías con capacidad de almacenamiento (embalses, diques, bombeo y BESS).

Parece que es mayor el impacto en los precios a partir de los recientes cambios regulatorios (desde Nov'24), empeorando también la transparencia del mercado de regulación de secundaria en cuanto a reservas asignadas, energía activada, disponibilidad, precios marginales y liquidaciones, pues desde entonces se liquida a nivel de zona de regulación o proveedor del servicio (antes a nivel de unidades de programación de la generación). Asimismo, desde May'25 el mercado de resolución de restricciones técnicas está repercutiendo en unos sobrecostes desmesurados justificando una eventual remuneración regulada anual de la Operación Técnica del Sistema como se hace en otros países de la UE.

El encarecimiento de los sobrecostes de la Operación Técnica está alcanzando niveles de riesgo en aquellas comercializadoras con precios fijos a cliente final y, obviamente, están en su derecho de repercutir las variaciones respecto a valores medios interanuales. Esto está generando problemas de tesorería en las comercializadoras. En caso de ofertas indexadas a precios del mercado y OT también lo están sufriendo los clientes de forma más directa, como si fuesen agentes de mercado.

El OMIE ha abierto consulta pública sobre propuesta de “Adaptación de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados a la negociación continua en 96 rondas intradiarias”, que incorpora las adaptaciones de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradiario de Electricidad necesarias para la implementación de un modelo del mercado intradiario continuo basado en 96 rondas cuarto-horarias, para dar cumplimiento al requerimiento recogido en el Reglamento (UE) del Parlamento Europeo y del Consejo relativo al mercado interior de la electricidad. El objetivo es dar cumplimiento al artículo 8 del Reglamento (UE) 2024/1747 que establece que: “Los NEMO autorizarán a los participantes en el mercado a negociar con energía tan cerca del



tiempo real como sea posible, y al menos hasta la hora de cierre del mercado interzonal intradiario.” El objetivo es eliminar la asimetría en cuanto al tiempo de cierre de la negociación de cada uno de los contratos cuarto-horarios del día en el mercado intradiario continuo, de modo que todo se pueda cerrar negociación de forma armonizada a 60 minutos de la entrega de la energía.

### Hibridación y almacenamiento

Escenario ideal para impulsar las inversiones en sistemas de almacenamiento con baterías (litio), siempre y cuando esté subvencionado (por lo menos la mitad de la inversión), pero ruinoso para los consumidores que no puedan aprovecharlo. Esto es como el coche eléctrico para quien se lo pueda permitir. De hecho, el gobierno tiene previsto un nuevo plan de escasas ayudas a la inversión en sistemas de almacenamiento hasta un 10% (bombeo) ó 5% (demás tecnologías) pero exige hibridación con renovables y desvinculación de actividades relacionadas directa o indirectamente con combustibles fósiles, incluidos BESS que los respalden. La construcción de la primera fábrica china de baterías de sodio en Zaragoza supuestamente abaratará el coste de inversión, esperando un repunte de la capacidad instalada de almacenamiento con BESS en España en los próximos años.

Se están planteando proyectos de hibridación con solar fotovoltaica, minieólica de eje vertical y almacenamiento para aprovechar el *arbitraje natural* de los precios en los mercados de contado, frenados por las barreras regulatorias para facturar vertidos o excedentes a la red. Cabe mencionar que hay algunas empresas (fabricante española) que están ofreciendo por adelantado bonificaciones del 30% sobre el precio de venta (llave en mano) como incentivos a la fabricación de mini-eólica de eje vertical con una excelente visualización de compromiso de la actividad industrial con la protección del medioambiente.

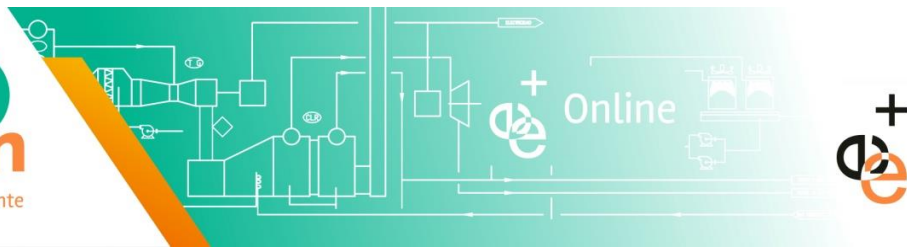
### Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE)

Según la Orden TED/133/2026, de 25 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de ahorro energético, el cumplimiento mediante certificados de ahorro energético y la aportación mínima al FNEE para el año 2026, el valor de la retribución del coste de contribución al FNEE, incluida en el término variable horario de los costes de comercialización de referencia (CCVh) para el cálculo del PVPC, será de 2,4374639 €/MWh (en 2025 ha sido 1,520535 €/MWh), habiendo triplicado su impacto en los últimos 3 años.

Los suministros a cogeneración están exentos de aportaciones al FNEE ya que es una medida de eficiencia energética que ahorra unos 27 TWh/año de energía (frente a los 9 TWh/año en CAEs) y la cogeneración está expresamente excluida de generar CAEs por la UE, ya que si no los precios de referencia serían entre 4-7 veces inferiores. El sistema CAE tiene como objetivos los ahorros de energía y generación de actividad económica y empleo en otras actividades donde es más complicado movilizar inversiones y agentes con menor factor de escala.

El FNEE arrancó inicialmente con 207 M€ en 2015, alcanzará los 1.852 M€ en 2026 y se prevé unos 2.430 M€ para 2027. El mercado potencial de entrega de obligaciones con CAE's pasará de 517 M€ en 2024, a 1.704 M€ en 2026 y 2.256 M€ en 2028.

El objetivo de ahorro de energía final para 2026 del Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética (SNOEE) es de 802 ktep (9.325 GWh), en línea con lo planificado. Para 2027 y 2028 se prevén de 900 ktep (+12%- 10,4 TWh) y 950 ktep (11 TWh) respectivamente,



La equivalencia financiera de 2026 (es decir, la aportación que deben realizar los sujetos obligados al FNEE por unidad de ahorro) se establece en 2,31 Millones€/ktep ahorrado (= 199 €/MWh ) como coste medio estimado para movilizar las inversiones necesarias y alcanzar el objetivo anual de ahorro. Este valor ofrece una referencia del precio del CAE repercutido a los consumidores de 200 €/MWh, con precios de originación entre 115-140 €/MWh.

Los sujetos obligados en 2026 deberán satisfacer obligatoriamente al menos un 8% de su cuota de obligación de ahorro mediante aportaciones económicas al FNEE, y podrán cumplir el 92% restante mediante la liquidación de CAE's. Con ello, la obligación de aportación económica disminuye respecto a lo previsto en la orden del pasado año que establecía un 10%, ampliándose así el margen de cumplimiento mediante CAE's.

Para 2027 y 2028, el porcentaje mínimo obligatorio de aportación económica será del 8% y el 5%, respectivamente, pudiendo cubrirse hasta el 92% y el 95% restante con CAEs.

Los sujetos obligados son las comercializadoras de gas y electricidad, los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y los operadores de GLP al por mayor, en función de los productos energéticos que pongan en el mercado (cuyas obligaciones al FNEE lógicamente repercutirán en el cliente final).

### **Certificados de Garantías de Origen y Metodología actualización R.O.**

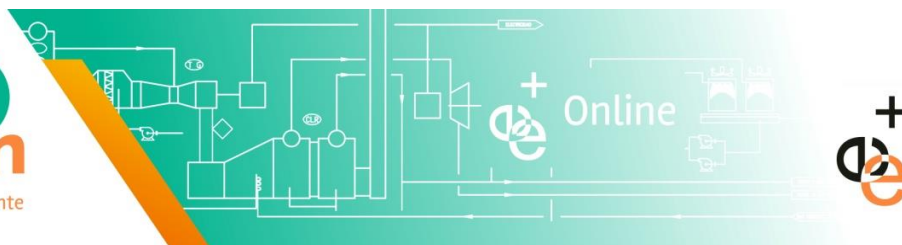
La Orden TED/1252/2025, de 27 de octubre, por la que se modifican determinados aspectos de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, modifica a su vez dos órdenes:

Modificación Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia: (1) Suprime la obligatoriedad de destinar ingresos obtenidos por venta de Certificados de Garantías de Origen a determinadas actividades, otorgando mayor flexibilidad a titulares de instalaciones de producción; (2) Establece que la exportación de Certificados de Garantías de Origen sólo podrá ser realizada por titulares de instalaciones de generación de electricidad, eliminando la restricción a la exportación de garantías de origen correspondientes a las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico. Antes para poder exportarlas se debía renunciar al régimen retributivo. Ahora ya puede comercializarse en mercados internacionales.

Modificación Orden TED/526/2024, de 31 de mayo, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones tipo de generación de energía eléctrica cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible y se actualizan sus valores de retribución a la operación de aplicación a partir del 1 de enero de 2024: Establece que el valor mínimo de desviación entre flujos de caja trimestral, modificando el ajuste por afección a la retribución a la inversión, estableciéndose un valor mínimo trimestral basado en los valores teóricos de retribución de cada instalación tipo, muy importante para instalaciones tipo de biomasa.

### **Tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR)**

Respecto a las nuevas tarifas de Peajes y Cargos del Sistema eléctrico para 1/1/2026, tenemos una subida media de +0,11 €/MWh a todas las tarifas de ATR en alta tensión, excepto la 6.3TD que baja 0,2 €/MWh, a costa de los demás consumidores. Esto implica una señal de incentivo a la conexión de grandes proyectos en el tercer escalón de tensión (red de transporte).



En ediciones anteriores se detallan las tarifas viejas y nuevas.

En cuanto a excesos, tenemos los nuevos valores prácticamente se mantienen los valores anteriores. Hay que ajustar potencia contratada para optimizar la facturación optimizando excesos. La Resolución de 6 de marzo de 2025, de la CNMC, por la que se modifica el anexo II de la Resolución de 4 de diciembre de 2024, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2025, que supone una redistribución de los precios de las penalizaciones por excesos potencia en las tarifas de peajes para todos los tipos de puntos de medida. En lugar de tener un único precio, se desdobra en todos los periodos tarifarios aplicando los coeficientes que ya conocemos.

### **Cambios de la facturación potencia y reactiva**

La Circular 1/2025, de 28 de enero, de la CNMC, por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, cambios en la facturación de la potencia y de la reactiva, supuestamente busca mejorar el control de tensiones, especialmente en horas valle. En lo referente a instalaciones de consumidores industriales, con tipos de puntos de medida 1, 2 y 3, se modifica el artículo 9 de la circular 3/2020, que regula la facturación por excesos de potencia (que pasa a denominarse potencia demandada y por energía reactiva:

- Facturación de Potencia Demandada (desde 1 ENE 2025): El cambio fundamental es la integración del coeficiente  $K_p$  en el término de exceso de potencia  $TEPP$ , cuyos valores se publicarán para cada periodo (p) tarifario, en la Circular de Peajes. Ver tabla excesos.
- Facturación por excesos de reactiva se mantiene tal cual en la actualidad hasta 31 DIC 2025, sin penalizar el Factor de Potencia ( $\cos\phi$ ) capacitivo por debajo de 0,98 en horas valle (p6), y penalizando el FP inductivo fuera de valle (p1-p5) por debajo de 0,8 a 62,332 €/MVArh y entre 0,8 y 0,95 a 41,554 €/MVArh.
- Facturación por excesos de reactiva desde 1 Ene 2026:
  - La CNMC podrá modificar la penalización mediante resolución.
  - A partir de Ene 2026 penalizará no cumplir con el rango de FP en horas valle (p6).

### **Consumidor Electro-Intensivo (CEI)**

Recientemente, la Resolución de 16 de enero de 2026, de la Secretaría de Estado de Industria, por la que se revisa el cociente entre consumo y valor añadido bruto para optar a la categoría de CEI al que se refiere el artículo 3 del Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos, baja ligeramente el ratio energético-financiero a 0,61 kWh/€ (antes 0,67 kWh/€), cociente entre consumo anual y valor añadido bruto de la instalación al que se refiere el artículo 3.2.d) del Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de CEI's.

Resolución de 16 de enero de 2026, de la Secretaría de Estado de Industria, por la que se revisa el requisito de consumo en periodo tarifario valle para optar a la categoría de CEI al que se refiere el artículo 3 del Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de CEI's: Establece que para la convocatoria de 2026 no será necesario cumplir con el porcentaje de consumo mínimo del 46% horas valle (periodo P6) para solicitar o renovar autorización de CEI. A efectos de la campaña de certificación correspondiente al año 2026, para la que se tienen en cuenta los consumos de los años 2023, 2024 y 2025. Se puede realizar la solicitud de certificación o renovación CEI hasta 30 Abril 2026.



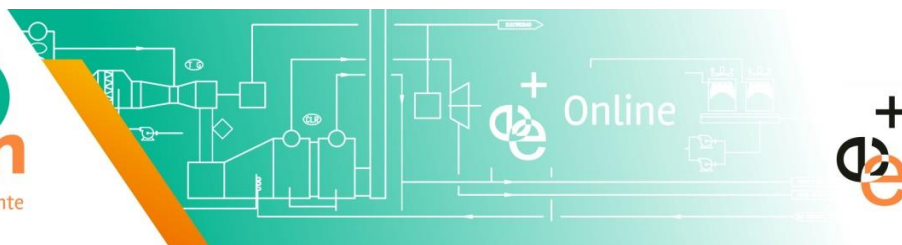
## Reglamento General de Suministro de Electricidad

El MITERD ha publicado finalmente en BOE de 12 FEB 2026 el RD 88/2026, de 11 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica, para modernizar, unificar y actualizar el marco normativo que regula la comercialización y el suministro de electricidad en España, adaptándolo a los retos de la transición ecológica, la descarbonización y las reformas europeas del mercado eléctrico. Sustituye y consolida diversas normas dispersas provenientes del Reglamento original (año 2000), integrando nuevas figuras como la de los agregadores independientes y estableciendo principios más claros para la protección de los consumidores, la contratación, el cambio de comercializador y la gestión de reclamaciones, alineándose con la normativa de la UE y los objetivos del PNIEC.

Desde una perspectiva técnica y del sector energético, la norma regula aspectos clave relacionados con la interoperabilidad de sistemas, la gestión de datos de consumo mediante contadores inteligentes y la relación entre distribuidores, comercializadores y agregadores. Asimismo, aborda la adaptación técnica de las instalaciones a los nuevos requisitos de eficiencia, sostenibilidad y digitalización, introduciendo cambios en los procedimientos administrativos y en las obligaciones de los agentes del sistema para garantizar un suministro eléctrico más transparente, seguro y alineado con el nuevo modelo energético.

El Art. 6 desarrolla de forma extensa los derechos del consumidor de energía eléctrica, que se añaden a los ya previstos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Entre otros, destacan nuevas posibilidades para optimizar los costes del suministro y evitar engaños:

- Acceder a las redes de transporte y distribución en todo el territorio nacional y suscribir el contrato de acceso directamente con el distribuidor o a través del comercializador.
- Contratar simultáneamente la energía con varios comercializadores en el mismo punto de suministro cuando exista registro de consumo, con la limitación de un único comercializador por período de liquidación de mercado.
- Elegir libremente comercializador y agregador independiente, así como contratar parte de la energía en mercado libre y parte directamente en el mercado mayorista como consumidor directo en mercado.
- Conocer y ser informado de las condiciones del contrato antes de su celebración y recibir información transparente sobre precios, duración, descuentos y otros servicios.
- Ser avisado por escrito y de forma separada a la factura, con al menos un mes de antelación, de cualquier intención de modificar condiciones contractuales o revisar precios, con derecho a resolver sin coste.
- Acceder a la grabación íntegra de la llamada en las contrataciones telefónicas, que deberá contener los elementos mínimos de identificación, oferta y conservación.
- Recibir facturas desglosadas y comprensibles, y explicación clara de los conceptos que las integran.
- Acceder gratuitamente a sus datos de consumo y, mediante acuerdo expreso y gratuito, permitir el acceso a sus datos a otros sujetos del sistema.
- Recibir la liquidación de la cuenta tras cualquier cambio de comercializador o agregador independiente en un plazo máximo de 42 días.
- Formalizar contratos con precios dinámicos con comercializadoras que cuenten con más de 200.000 consumidores, con información previa sobre riesgos, costes y estimación de factura.
- Asimismo, se prohíbe la publicidad y contratación telefónica no solicitada por parte de los comercializadores cuando el usuario sea persona física, salvo petición expresa e informada o llamada iniciada por el propio consumidor.



- En el ámbito de la agregación, se prohíben también las visitas domiciliarias no solicitadas y las prácticas de contratación puerta a puerta sin cita previa a iniciativa del consumidor, así como las llamadas telefónicas no solicitadas.

Se regula el Sistema de Información de Puntos de Suministro (SIPS), que los distribuidores deben mantener completo y actualizado:

- Los distribuidores deberán permitir el acceso gratuito, masivo y telemático a los datos de puntos de suministro a comercializadores y agregadores independientes habilitados, así como a la CNMC, sin exigir datos previos como CUPS, NIF o número de contrato.
- Los consumidores podrán acceder sin coste a los datos de todos sus puntos de suministro y podrán prohibir expresamente la difusión de determinados datos a comercializadores o agregadores con los que no tengan contrato, con la excepción de la información mínima sobre impago.
- Se imponen estrictas obligaciones de confidencialidad y códigos de conducta a comercializadores y agregadores en el uso de estos datos.
- Se encomienda al OS la gestión de la información necesaria para servir como punto de acceso único a los datos de todos los clientes finales, tanto para el acceso directo de estos como para las partes elegibles según la normativa. Esta función queda pendiente de desarrollo de normativa específica, es decir, aprobación de una orden ministerial que desarrollará los requisitos de calidad, cantidad e interoperabilidad.

Regulación de la agregación y del agregador independiente. Una de las principales novedades es la regulación específica de la agregación de demanda y de la figura del agregador independiente:

- Cualquier sujeto que preste servicios de agregación podrá acceder a todos los mercados de electricidad, incluidos los de balance, sin necesidad de consentimiento de otros participantes.
- El consumidor puede suscribir un contrato de agregación con un sujeto distinto de su comercializador sin requerir consentimiento de este.
- Se prevé que una orden ministerial defina el modelo de agregación y una resolución de la Secretaría de Estado de Energía desarrolle el modelo de corrección de programas, de compensación entre agregador y comercializador o su mutualización, y los criterios de verificación.

El agregador independiente tiene derecho a:

- Actuar como participante en los mercados sin trato discriminatorio y en igualdad de condiciones con productores y otros sujetos.
- Disponer de un acceso fácil y equitativo a los datos del consumidor, respetando la confidencialidad.
- Entre sus obligaciones figuran: presentar declaración responsable, mantener garantías económicas, ser responsable financiero de los desvíos, formalizar contratos claros con los consumidores, disponer de servicio de atención al cliente y adherirse a una entidad de resolución alternativa de litigios en materia de consumo. También se le prohíbe modificar unilateralmente las condiciones contractuales o resolver el contrato antes de su vencimiento.
- Modelo transitorio de agregación: mientras no se dicte la referida orden ministerial, el modelo será centralizado, con corrección de programa y compensación, actuando el OS y, en su caso, el del mercado como contrapartes centrales.

En cuanto al ATR, se introduce una modificación temporal de potencia contratada —trimestral, mensual, diaria u horaria—, siempre dentro del límite de los derechos de extensión y sin superar los derechos de



acceso. La CNMC fijará los precios y condiciones de facturación, sin incrementos porcentuales en los términos de potencia de cargos para estas modificaciones. Se crea un mecanismo centralizado de garantías ante el OS para cubrir impagos de peajes y cargos por parte de comercializadores (cuando actúan en nombre de sus clientes) y consumidores directos en mercado. Una orden ministerial fijará derechos y obligaciones de los sujetos, tipos de garantías, fórmula de cálculo e importes y criterios de ejecución. Se establecen procedimientos de refacturación por anomalías de medida, errores administrativos o retrasos de facturación, con límites temporales, prorrateos y abono de intereses al tipo legal del dinero más 150 puntos básicos en caso de cobros indebidos. Devolución íntegra de las garantías depositadas por los consumidores, a cargo de los distribuidores, en un plazo máximo de 4 meses, permitiendo su prorrateo en varios ciclos de facturación y obligando a identificar expresamente en factura el concepto de devolución.

Para la cogeneración, la Disposición transitoria 6ª establece un periodo de 2 años para revisar o actualizar la configuración singular de medida en aquellas instalaciones que dispongan de una y hayan o tengan previsto introducir una hibridación, así como solicitar una autorización de configuración singular de medida si estiman que es necesaria en su instalación:

- Se extiende el plazo previsto en el segundo párrafo de la DA 3ª del RD 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, sobre hibridación de plantas industriales con cogeneraciones, en veinticuatro meses a contar desde la entrada en vigor del presente RD.
- Adicionalmente, aquellas instalaciones que no dispongan de resolución de la DGPEM que autorice configuración singular de medida podrán solicitarla en un plazo máximo de 2 años a contar desde la entrada en vigor del presente RD.
- A estos efectos, los titulares de las instalaciones deberán aportar junto con la solicitud:
  - a) Documentación que acredite la imposibilidad técnica o física para adaptar su configuración de medida a las condiciones generales.
  - b) Documentación del encargado de la lectura de los consumos en el que se acredite que la configuración de medida es apta para la obtención de las medidas necesarias para la correcta facturación.
  - c) Documentación del encargado de la lectura del punto frontera de generación en el que se acredite que la configuración de medida es apta para la obtención de las medidas necesarias para la liquidación.
  - d) Propuesta de plazo para la adecuación de la instalación a la propuesta de configuración singular de medida que en ningún caso podrá exceder de nueve meses.

La DGPEM autorizará la utilización de una configuración de medida cuando se acredite la imposibilidad técnica o física para adaptar la configuración de medida a las condiciones generales y los certificados de los encargados de la lectura de los puntos frontera de consumidores y de producción declaren que la propuesta de configuración de medida es apta para la obtención de las medidas necesarias. La resolución de la DGPEM que, en su caso, autorice la utilización de una configuración de medida determinará el plazo máximo para la adecuación de la instalación a la misma. El plazo para resolver y notificar la autorización para utilizar una configuración singular de medida será de seis meses. La DGPEM tramitará las solicitudes de conformidad con el procedimiento establecido en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, y dictará resolución. Transcurrido el plazo de 6 meses desde que la solicitud haya tenido entrada en Registro de la Administración competente para su



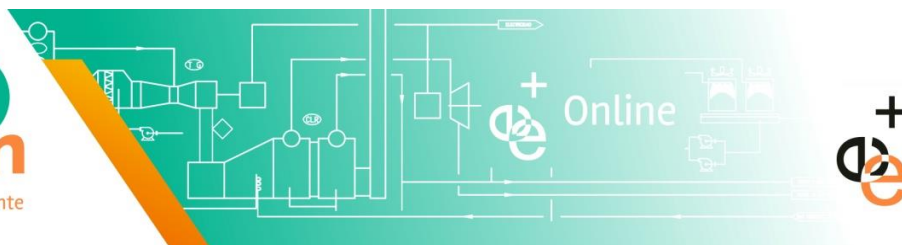
tramitación sin que se hubiera dictado y notificado resolución expresa, podrá entenderse desestimada la solicitud. Contra la resolución de la DGPEM, que no pone fin a la vía administrativa, se podrá interponer recurso de alzada ante la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de 1 mes, contado a partir del día siguiente a su notificación.

Vamos a esperar cómo se desarrollan las nuevas condiciones para la figura del agregador independiente, derechos y obligaciones del consumidor directo en mercado, así como los códigos de red (RD 647/2020) y acceso y conexión a redes (RD 1183/2020), prestando especial atención a instalaciones de gestión de la demanda y almacenamiento, así como la posibilidad de optimizar el ATR con la potencia contratada, y devolución de garantías. En todo caso, las comercializadoras disponen de 4 meses para adaptarse a los nuevos cambios.

### Aspectos regulatorios remuneración, control, despacho y liquidaciones

El 16 de octubre de 2025 se ha publicado en el BOE el Real Decreto 917/2025, de 15 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (régimen RECORE), a propuesta del MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico).

- Pretende mantener la rentabilidad regulada de las más de 62.000 instalaciones acogidas al RECORE, dentro de un contexto marcado por los bajos precios de la electricidad y con un *mix* energético cada vez más complejo.
- Modifica el método por el que se calcula la rentabilidad regulada. Hasta ahora, los ingresos anuales de las plantas podían reducirse si su número de horas equivalente de funcionamiento (relación entre energía vendida y potencia instalada) caía por debajo de un umbral mínimo. Con la actualización, ya no se van a penalizar las horas equivalentes cuando la energía se venda a precio cero durante seis horas seguidas o más, ni tampoco cuando la planta no pueda generar por restricciones técnicas impuestas por el OS. No perderán dinero por causas que escapen de su control, como los momentos en los que el mercado se satura y los precios caen a cero. La medida busca garantizar una rentabilidad estable y predecible para el sector, acrecentando la confianza de los inversores y continuar expandiendo las energías limpias en España.
- Refuerza el papel del OS, y promueve la integración del almacenamiento energético como pieza clave de la transición verde.
- Refuerza la seguridad del suministro mediante una mayor visibilidad y control del sistema eléctrico. A partir de ahora, todas las instalaciones de generación deberán estar adscritas a un centro de control, que comunicará en tiempo real con Red Eléctrica. Esta obligación se extiende a los sistemas de almacenamiento, que tendrán que comunicar sus medidas de energía y recibir instrucciones operativas directamente del OS. También las instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte deberán enviar telemidas, mejorando así la visibilidad y capacidad de respuesta del sistema.
- Se cambia el orden de prioridad en el vertido de energía a la red. Las instalaciones renovables con almacenamiento serán las primeras en poder evacuar su producción, seguidas por las de cogeneración de alta eficiencia (incluyendo con almacenamiento) y, después, por el resto de tecnologías. Refuerza el papel de las energías limpias, eficientes y flexibles.
- Refuerza el control ambiental y la adaptación de las plantas. Incluye medidas de carácter medioambiental y técnico. En línea con la legislación europea y la Ley 7/2022 de residuos y suelos contaminados, se introduce en la normativa eléctrica el principio de jerarquía de los residuos. Implica que las plantas que utilicen residuos como combustible deberán acreditar la recogida separada para



poder seguir recibiendo la retribución del RECORE. Las plantas que no cumplan con esa separación verán ajustada su retribución en función del porcentaje de residuos no certificados. También se establece un límite máximo de emisiones de 270 gramos de CO<sub>2</sub>/kWh para las nuevas instalaciones de cogeneración o para las que se sometan a reformas sustanciales.

- Por otra parte, la cogeneración gana más flexibilidad. Las plantas podrán decidir cada tres meses, en lugar de una vez al año, como hasta ahora, si venden su energía en el mercado eléctrico o la destinan al autoconsumo, lo que les permitirá adaptarse mejor a la evolución de los precios o de la demanda.
- Aclara los procedimientos que deben seguir las instalaciones afectadas por situaciones excepcionales o de fuerza mayor, como catástrofes naturales (aplicable a eventualidades como la erupción volcánica en La Palma o la DANA que afectó a Valencia, donde varias plantas vieron interrumpida su producción).
- Se introducen mejoras técnicas en las liquidaciones que gestiona la CNMC, con el fin de hacer el sistema más ágil y transparente.

### **Novedades Autoconsumo**

El cambio normativo más reciente se encuentra en una propuesta de RD que modificaría la regulación del autoconsumo, principalmente enfocada en el autoconsumo colectivo.

Esta propuesta introduce mejoras como la ampliación de la distancia máxima entre la instalación de generación y consumo colectivo hasta 5 km para instalaciones fotovoltaicas de hasta 5 MW bajo ciertas condiciones: en cubiertas, suelo industrial o estructuras artificiales existentes o futuras; conectadas al consumidor principal a través de líneas de transporte o distribución.

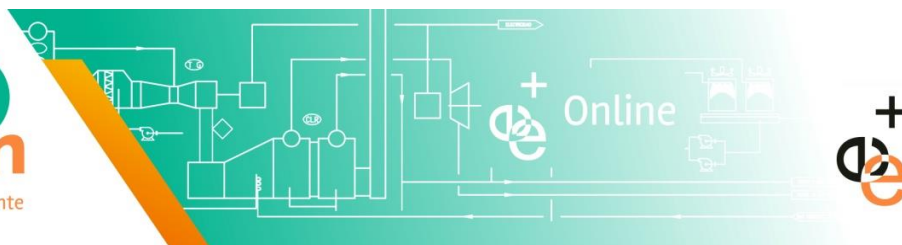
Establece nuevas modalidades de autoconsumo: (i) Compatibilidad simultánea: un mismo consumidor podrá asociarse a dos modalidades —individual sin excedentes y colectivo mediante red—; (ii) Excedentes compartidos: el consumidor principal (titular de la instalación) comparte con otros consumidores solo los excedentes; los asociados pueden optar o no por la compensación de excedentes; no se exige contador adicional de generación neta.

Establece la figura del gestor del autoconsumo colectivo: (i) Nueva figura jurídica: persona física o jurídica que representa a los consumidores asociados y tramita en su nombre los acuerdos y modificaciones. Las distribuidoras y comercializadoras deberán aceptar la documentación enviada por el gestor como si proviniera de cada consumidor; (ii) Inclusión del almacenamiento distribuido.

Introduce una simplificación administrativa: Las modificaciones del acuerdo de reparto solo requerirán la firma de los consumidores afectados. El plazo mínimo de permanencia en modalidad de autoconsumo se reduce a 1 mes. Se agiliza la instalación de equipos de medida y la puesta en marcha de autoconsumos colectivos.

Nuevas obligaciones de Medida, datos y facturación: Las distribuidoras leerán todos los equipos de medida en modalidades sin excedentes, con compensación y con excedentes compartidos. Las facturas eléctricas incluirán información del autoconsumo colectivo: CUPS, CAU, generación neta y reparto horario por consumidor.

Fomenta el almacenamiento distribuido: Se crea formalmente la figura del autoconsumo con almacenamiento distribuido, equiparable a una instalación de generación renovable. Se prevé exención de peajes y cargos del sistema para energía consumida por almacenamiento y posteriormente inyectada a la red



(*behind the meter*). El almacenamiento puede estar vinculado a consumidores industriales o domésticos, y también al vehículo eléctrico.

Panel de autoconsumos: El Operador del Sistema deberá crear un panel con datos en tiempo real de generación, consumo y almacenamiento distribuido para mejorar la gestión del sistema eléctrico.

### **Servicio de control dinámico de la tensión (reactiva)**

El OS ha realizado pruebas de habilitación de primeras instalaciones dispuestas a prestar un servicio de control dinámico de tensión en línea con el nuevo PO 7.4 aprobado por la CNMC y publicado en BOE el 12 JUN 2025. Esto se encuentra todavía en fase de implantación y adaptación progresiva en el sistema, supuestamente desde 17 MAR 2026.

Desde ENE 2026 se deberían haber comenzado a aplicar las penalizaciones por incumplimiento de la prestación básica de control de tensión. Aún desconocemos efectos sancionadores, quizás debido a que CNMC y OS están realizando reuniones y ajustes regulatorios para adaptar el servicio frente a variaciones bruscas de tensión. Se han introducido modificaciones en los rangos de tensión admisibles y continúa el análisis del diseño del PO para mejorar funcionamiento del servicio. De hecho, los mercados zonales de capacidad de reactiva adicional deberán ponerse en marcha antes del 26 DIC 2026.

La modalidad avanzada del servicio basada en seguimiento de consignas en tiempo real todavía no está plenamente implantada, mientras ciertas instalaciones están en proceso de habilitación.

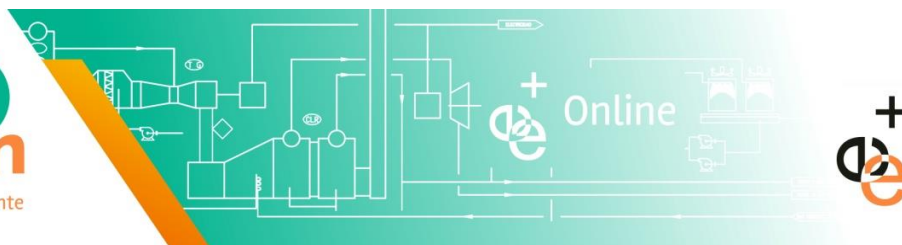
Además de las renovables no gestionables, también han presentado solicitudes centrales de generación convencional como ciclos o hidráulicas que ya tienen la obligación de prestar el servicio de control dinámico de tensión en su modalidad básica. Hay cogeneradores que están obligados tanto en transporte como en distribución.

En el proceso se está dando prioridad a las renovables no gestionables, ya que suponen nuevos recursos para el sistema. Entre los beneficios de la participación en este nuevo servicio, las instalaciones habilitadas obtendrán prioridad de despacho y la posibilidad de reducir las rampas máximas de cambio de su producción.

Para su habilitación la normativa del nuevo P.O. establece que las instalaciones tienen que acreditar su capacidad técnica para controlar la tensión en dos modos: a través de consignas de reactiva y de consignas de tensión. Esta última modalidad –seguimiento de consigna de tensión en tiempo real– es la que ofrece flexibilidad y permite que las instalaciones respondan a las variaciones rápidas de tensión que pueden producirse en un sistema eléctrico en plena transformación.

Muchas instalaciones renovables y cogeneradores, que actualmente deben seguir una consigna de factor de potencia, tienen la obligación normativa de disponer de capacidad técnica para seguir consignas de tensión, con lo que se espera contar con recursos adicionales en el sistema en el corto plazo.

Hay 614 (341) instalaciones bajo el ámbito del Real Decreto 413/2014, conectadas a la red de transporte (distribución) peninsular de más de 5 MW, sumando una potencia instalada de unos 27,8 (7,3) GW, que estarían capacitadas para poder dar la modalidad de consignas, además de los ciclos combinados y parte de las hidráulicas. De unas 365 instalaciones que han solicitado su habilitación para prestar el servicio, se han realizado pruebas a menos de la mitad (155), habiendo sido superadas por 74 con una potencia de 6,7 GW.



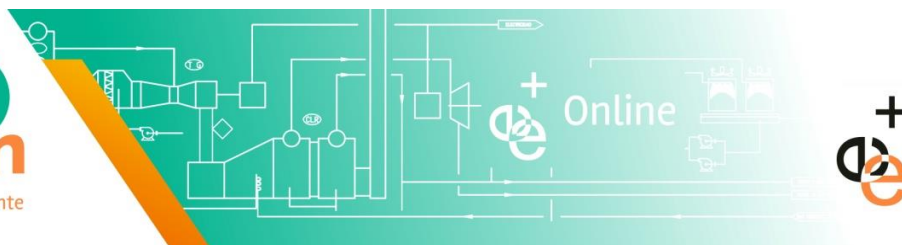
## **Resolución de 19 de enero de 2026, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación (PO's) 3.1, 3.2 y 7.2 para facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español.**

- A solicitud del OS, justificada en los riesgos para la seguridad del suministro, la CNMC aprobó la Resolución de 20 de octubre de 2025, por la que se modifican temporalmente los PO's 3.1, 3.2 y 7.2 para la introducción de medidas urgentes para la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular español. Dicha resolución preveía ser de aplicación durante un periodo de 30 días naturales, el cual podía ser prorrogado por periodos adicionales de 15 días naturales, hasta una duración total máxima de 3 meses. Previa solicitud del operador del sistema, la CNMC acordó sucesivas prórrogas el 18 NOV, el 1 DIC, el 18 DIC y el 29 DIC de 2025. La aplicación de estas medidas temporales ha finalizado el 19 ENE 2026.
- Objetivo: mantener aplicación de medidas transitorias de Resolución de 20 de octubre de 2025 tras su vencimiento, integrándolas en el texto vigente de los PO's. Los cambios propuestos no son idénticos a los introducidos temporalmente, adaptando experiencia y mejoras concretas.
- PO 3.1: Proceso de programación. Se flexibiliza la hora de publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) con objeto de garantizar que se publica una solución completa de restricciones técnicas tras el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). De este modo, se evitará aplicación de volumen elevado de redespachos por restricciones en proceso de resolución en tiempo real. Evitará necesidad de activación de energías de balance adicionales.
- PO 3.2: Restricciones técnicas. Incorpora al proceso de resolución restricciones técnicas al PDBF la programación de generación por falta de reserva a subir, que anteriormente se abordaba en su totalidad en proceso restricciones técnicas en tiempo real. Trata de reducir desequilibrio de energía en tiempo real y la necesidad de energía de balance.
- PO 7.2: Regulación secundaria. Obligación de seguimiento del programa de tiempo real (PTR) por los proveedores habilitados en el servicio de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR), se extiende a todos los periodos de programación, independientemente de si el proveedor está participando activamente en el servicio. Se compatibiliza este cambio con el cálculo del desvío especificando que la liquidación de desvíos del BSP se realizará teniendo en cuenta la energía cuartohoraria frente a la integral del PTR rampeado.

### **Novedades de carácter fiscal y social**

Se ha publicado en BOE con validez provisional sujeto a convalidación en Congreso de los Diputados, el Real Decreto-Ley 2/2026, de 3 de febrero, por el que se adoptan medidas urgentes para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social, en materia tributaria y relativas a los recursos de los sistemas de financiación territorial. Se reactivan medidas previamente contempladas en el RDL 16/2025, cabe destacar:

- Prórroga de la libertad de amortización para los ejercicios 2025 y 2026, aplicable a inversiones realizadas en períodos impositivos que se inicien o concluyan en dichos años, siempre que los elementos adquiridos entren en funcionamiento y se mantenga la plantilla durante los 24 meses posteriores al inicio del período impositivo correspondiente (Art.13).
  - Importe máximo inversión : 500.000 €.
  - Mantener nivel de empleo doce meses anteriores.
  - Aplicable a instalaciones de autoconsumo eléctrico e instalaciones térmicas para consumo propio, siempre que utilicen energías renovables y sustituyan instalaciones basadas en combustibles fósiles.



- Incremento de los descuentos del bono social eléctrico para 2026, recuperado mediante el Art. 5: Los nuevos descuentos se sitúan en el 42,5% para consumidores vulnerables y en el 57,5% para consumidores vulnerables severos, frente a porcentajes previstos en Orden TED/1524/2025, que eran de 35 % y 50 %, respectivamente. El MITERD deberá actualizar los valores unitarios del bono social eléctrico 2026, lo que previsiblemente permitirá continuar con tramitación del proyecto de orden que establece las cantidades a financiar del bono social por los consumidores.

### Nuevas medidas regulatorias temporales por guerra en Irán

El pasado 21 de marzo, se publicó en el B.O.E. el Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio, ya convalidado por Congreso de los Diputados (26 MAR 2026). Las principales medidas con impacto directo en el sector de la cogeneración:

Para el ejercicio 2026 la base imponible del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica será minorada en un 10% de las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el primer trimestre natural, y minorada 100% de las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el segundo trimestre natural. (Art.41).

Revisión de los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (D.A. XIII).

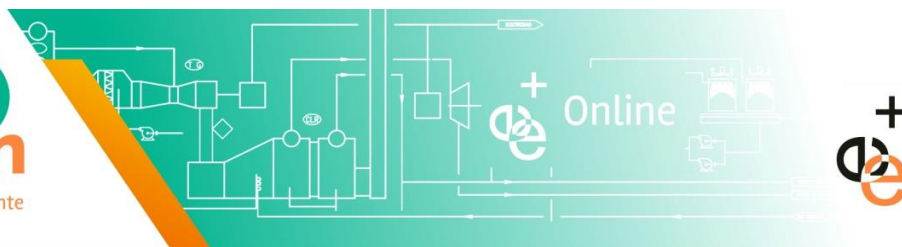
- La CNMC deberá realizar la liquidación necesaria para la adaptación de la retribución procedente del régimen retributivo específico, detrayendo las cantidades no abonadas por las instalaciones como consecuencia de la reducción de la base imponible del IVPEE.
- Dicha adaptación tendrá lugar en la primera liquidación en la que se disponga de los ajustes correspondientes.

Disposiciones relevantes para la industria:

- **Flexibilización de contratos de suministro de energía eléctrica:** Se establece la posibilidad de modificar las condiciones contractuales de suministro eléctrico hasta el 31 DIC 2026, incluyendo cambios de potencia y condiciones de contratación, sin penalizaciones adicionales. (Art.5).
- **Flexibilización de contratos de suministro de gas natural:** Se permite la modificación de caudales contratados, cambios de peaje, suspensión temporal de contratos y otras adaptaciones operativas hasta el 31 DIC 2026, facilitando la adecuación del consumo a la actividad industrial. (Art.6).
- **Reactivación del mecanismo de apoyo para garantizar la competitividad de la industria electrointensiva:** Con efectos desde 1 ENE y hasta 31 DIC 2026, se aplicará un mecanismo de apoyo a la industria electrointensiva consistente en una reducción en la factura eléctrica del 80% del coste correspondiente a los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad aplicables en cada momento. La referida reducción se efectuará tanto sobre los términos de potencia contratada como de los términos de energía activa de los peajes de transporte y distribución de electricidad y en cada uno de los periodos horarios de los segmentos tarifarios aprobados por la CNMC (según fecha obtención certificación CEI). (Art.7).
- **Asignación extraordinaria de capacidad anual de almacenamiento subterráneo a canon cero.** Se establece un canon de almacenamiento de gas a coste cero para la capacidad anual contratada que supere 20 días de consumo, aplicable entre el 1 ABR 2026 y el 31 MAR 2027. (Art.8).



- **Impulso del biometano.** Se prevé el establecimiento de objetivos obligatorios de penetración de biometano en el consumo de gas natural en sectores distintos al transporte. (Art.26).
- **Fondo para el Impulso de la Descarbonización Industrial (FIDI):** Nuevo fondo que introduce instrumentos como los CfDs (Contratos por Diferencias) de carbono para apoyar la descarbonización de sectores industriales intensivos en energía. (Art.32).
- **Tipos impositivos del Impuesto sobre Hidrocarburos.** Se reduce el tipo impositivo de los principales productos energéticos (gasóleos, gasolinas y otros combustibles), con el objetivo de contener el impacto del incremento de precios. (Art.38).
- **Impuesto Especial sobre la Electricidad.** Se establece un tipo reducido del 0,5% desde la entrada en vigor de este RDL y hasta el 30 de junio de 2026. “Si en ABR la variación del IPC de la electricidad no supera en más de un 15% el IPC del mismo mes del año anterior, de acuerdo con la información que publique en mayo el INE (Instituto Nacional de Estadística), esta reducción dejará de aplicarse en JUN. (Art.40).
- **Impuesto sobre el Valor Añadido.** Se reduce al 10% el IVA aplicable al gas natural, electricidad y otros combustibles energéticos hasta el 30 de junio de 2026. (Art.42).
- **Modificación de la Ley 18/2014.** Se incluye a los Consumidores Directos en mercado de electricidad y gas como sujetos obligados a contribuir al Fondo Nacional de Eficiencia Energética. (DF IX).
- **Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE).** Se habilita a OMIE y MIBGAS para el desarrollo y gestión de la plataforma electrónica del sistema CAE. (DF XVI).



## COMENTARIO GAS

El precio del *hub* de gas España-Portugal (Mibgas) repunta en MAR a 52,7 €/MWh debido a mayores precios del gas, como efecto directo de la guerra entre EEUU/Israel e Irán, lo cual supone un aumento de +67,4% (+21,2 €/MWh) respecto a FEB (31,4 €/MWh). Las posibilidades de tregua y habilitación de libre circulación de barcos metaneros y petroleros en el Estrecho de Ormuz ha bajado los futuros de gas en ABR y MAY, a 42,6 y 37,9 €/MWh, respectivamente. Se mantiene un nivel de precio similar entre JUN y DIC en torno a 38 €/MWh debido a las incertidumbres geopolíticas.

De hecho, la media de los precios futuros interanuales de Abr 2026 a Marzo 2027 han caído en todos los mercados internacionales. Precio interanual futuro Dated Brent cae -3,1% y Tipo de cambio US\$/€ gana +2,8%, induciendo una bajada neta media de -0,35% en los precios variables del suministro de gas a cliente final en España respecto a valores interanuales de hace un mes (caso de indexación a Brent y TC), teniendo en cuenta los cambios del ATR a partir de 1 OCT 2025 (peajes y cargos del sistema gasista). Sin embargo, en valor acumulado, los precios de gas como materia prima son ahora aún más altos que en 2020, aproximadamente un 281% de incremento adicional. Se acentúa el impacto de la renovación de nuevos contratos de suministro de gas para industrias, que ya venían arrastrando un incremento estructural de los contratos entre un +110% y +140% en los precios del gas. Si tenemos en cuenta nuevas fórmulas (actualizadas) bajo el nuevo estadio de precios, las subidas son de escándalo, superando en muchos casos la tarifa de gas regulada (de referencia o de último recurso o TUR) del sector gasista para clientes domésticos (baja presión de gas). Esto es un hecho que está provocando serios problemas de tesorería en las industrias gas-intensivas y/o calor-intensivas. Las ayudas iniciales del gas para las industrias han sido muy restringidas a unos pocos sectores, excluyendo a la inmensa mayoría de las industrias.

Asimismo, el precio interanual del *hub* de gas España-Portugal (Mibgas) ha caído -19,7% respecto a valores de hace un mes. Los *hubs* de gas europeos, el TTF y NBP también han caído -19,3% y 19,1%, respectivamente. En mismo sentido, el gas Henry Hub de EEUU, índice NYMEX, ha caído -10,2% debido a que ya estaba exportando a altos precios en época invernal. Por su parte, los futuros del carbón también caen -15,2% respecto a valores de hace un mes. En España, ahora se echa en falta las plantas de carbón, que ya se han desmantelado en su totalidad, con lo cual los consumidores tienen que enfrentar el riesgo de subidas del gas y de una mayor presión inflacionista en los precios de todos los productos.

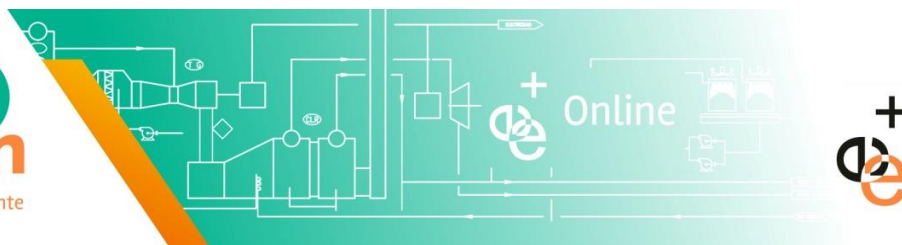
El conflicto en Irán ha interrumpido alrededor de una quinta parte de los flujos globales de GNL a través del Estrecho de Ormuz, aunque la débil demanda asiática ha aliviado la presión sobre los compradores europeos.

A corto plazo, los futuros de gas natural del Reino Unido (NBP) habían caído hacia 97 peniques por termia y los futuros del gas natural europeo (TTF) cayeron más del 8% a menos de 39 €/MWh al cierre de este informe, los niveles más bajos desde el 27FEB, debido al control americano del tránsito marítimo por Ormuz. Además, el operador del sistema gasista en UK, declaró que se espera que los inventarios de gas sean suficientes para satisfacer la demanda de verano y podrían incluso permitir la exportación de gas a Europa continental.

Ya existen conversaciones de paz entre EEUU e Irán. Sin embargo, persiste la incertidumbre ya que es poco probable que se extienda el alto el fuego de dos semanas, y el Estrecho de Ormuz permanecería cerrado hasta que se alcance un acuerdo más amplio.

Los futuros de envíos de carbón térmico desde Australia superaron los \$130 por tonelada en abril, manteniendo la mayor parte del aumento de marzo, ya que el estallido de la guerra en Oriente Medio provocó escasez en las materias primas energéticas, favoreciendo las alternativas al carbón. Importantes





instalaciones de procesamiento de gas natural han sido golpeadas en Qatar. Todos estos acontecimientos han eliminado una gran parte de la materia prima para plantas de energía a gas en Asia, incluidos Japón y Corea, que son los principales consumidores de grados superiores de carbón térmico australiano (puerto de Newcastle). Amplias instalaciones de Japón y Corea están impulsando el cambio de gas a carbón para la generación de energía, a diferencia de China e India, que tienen una capacidad más estable y generalmente pujan por un carbón térmico de menor calidad.

La producción de gas natural en EEUU alcanzó un récord el año pasado, y la inversión en GNL ha continuado en aumento, apoyando alternativas para los países europeos que dependen de los envíos de GNL desde que la UE limitó las importaciones de gas ruso (2022).

Varias comercializadoras de energía han comenzado a declarar fuerza mayor a los clientes después de que el cierre del GNL de Qatar afectara a los mercados globales de gas. Los choques de suministro en petróleo y gas típicamente aumentan la demanda de cambio de combustible en el sector eléctrico. Con muchas economías asiáticas dependientes del GNL qatarí, pueden verse obligadas a aumentar la generación de energía a base de carbón si la interrupción persiste.

Así, los futuros interanuales del *DATED* Brent han pasado de 88,4 a 85,6 US\$/bbl, y los futuros del Tipo de Cambio pasan de 1,1523 a 1,1841 US\$/€.

La media interanual de los futuros del Mibgas pasan de 47,7 a 38,3 €/MWh.

La media interanual de los futuros del TTF pasan de 48,6 a 39,2 €/MWh.

La media interanual de los futuros del NBP (UK) pasan de 122,3 a 98,9 GBp/therm.

La media interanual de los futuros del NYMEX pasan de 3,781 a 3,396 US\$/MMBtu.

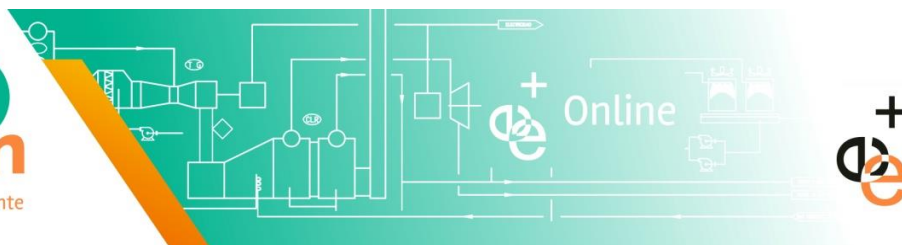
La media interanual de los futuros del Carbón pasan de 126,6 a 107,4 US\$/t.

ÍNDICES	DatedBrent US\$/bbl	TC US\$/€	MIBGAS €/MWh	TTF €/MWh	NBP pence/th	Nymex HH US\$/MMbtu	CoalARA US\$/t
Mar'26 – Feb'27	88,38	1,15	47,68	48,63	122,31	3,78	126,64
Abr'26 – Mar'27	85,62	1,18	38,30	39,22	98,95	3,40	107,36
Variación (c€/kWh)	-2,76	0,03	-9,38	-9,41	-23,36	-0,39	-19,28
(%)	-3,1%	2,8%	-19,7%	-19,3%	-19,1%	-10,2%	-15,2%

Fuente: *Brokers y Traders*. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

**Los targets del Dated Brent pasan de 80,9-72,7-70,4 US\$/barril a finales de 2026-2027-2028, a niveles de 77,5-72,7-71,2, respectivamente.** Curva *forward* a muy largo plazo cambia perfil a *backwardation* por las incertidumbres geopolíticas derivadas de la guerra de Irán a corto y medio plazo.

**Los targets del euro frente al dólar americano pasan de 1,1572-1,1684-1,1800 US\$/€ a finales de 2026-2027-2028 a 1,1896-1,2028-1,2153, respectivamente.** Perfil *contango* con niveles moderados, frenando eventuales subidas de futuros del Brent, si bien la economía europea muestra síntomas de cierta debilidad macroeconómica por el incremento de gasto público, la deuda pública y del coste de la vida (IPC).



**Los targets del TTF pasan de 47,7-33,4-25,2 €/MWh a finales 2026-2027-2028, a niveles de 38,8-31,6-25,6, respectivamente.** Curva *forward* mantiene perfil *backwardation*. Pero debería bajar aún más (aprox. dos tercios) y de forma sostenida en el tiempo, para que la gran industria europea no huya a otros países, que se preocupan más por las industrias con precios energéticos competitivos y menores restricciones y costes ambientales. No hay presupuesto ni margen para repercutir los precios energéticos a los productos manufacturados en Europa (serían sustituidos aún más por productos asiáticos). No se puede esperar dos años más con precios del gas por las nubes. A ver quién sobrevive a los precios de la guerra de Irán.

**Los futuros MIBGAS anticipan medias anuales para 2026-2027-2028 pasan de 45,8-36,1-26,1 a 39,0-32,4-25,6 €/MWh, respectivamente.** El 2023 ha cerrado un precio de contado a 39,2 más de un 60% inferior al escandaloso precio de 2022 (100 €/MWh). El 2024 ha cerrado a 34,9 €/MWh caída adicional de -4,3 €/MWh (-11%) respecto a 2023. El 2025 ha cerrado a 35,9 €/MWh, lo cual supone una leve subida de +1 €/MWh (+3%) respecto 2024.

A corto plazo, el precio **Spot** (contado) del Mercado Ibérico de Gas **MIBGAS** (mercado secundario), **producto day-ahead**, anticipa un **benchmark de 42,6 para ABR**. Los futuros trimestrales de 2026 revierten Q2 a 39,5 (-19,4%), Q3 a 38,5 (-20,2%) y Q4 a 37,9 (-19,2%) respecto a valores de hace un mes.

***El nuevo gobierno de EEUU había planteado el reto de bajar el petróleo (fuera de EEUU) progresivamente a niveles entre 40 y 30 US\$/bbl, y lo había conseguido pero ahora se le achaca la escalada alcista de los precios del gas de forma repentina. En todo caso, para Europa no teníamos un nivel competitivo para las industrias antes de esta nueva guerra de Irán, y peor aún ahora. Urgen medidas paliativas desde los gobiernos europeos para los consumidores de gas y electricidad.***

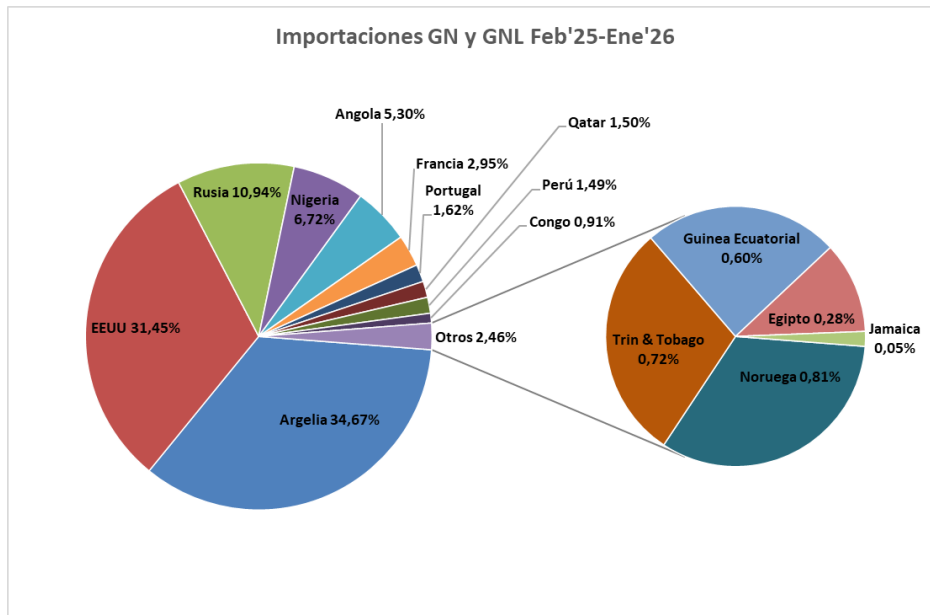
Podemos ver cierre de empresas/industrias en Europa si no se establecen ayudas o compensaciones contundentes, pues en 2025 cerramos a **35,9 €/MWh**, lo cual triplica la media de hace 5 años (2020: a 10,2 €/MWh). La industria NO podrá resistir un coste de materia prima tan elevado durante tanto tiempo. Lo venimos advirtiendo. Ya hay industrias que se están yendo gradualmente a países como por ejemplo Eslovaquia, Eslovenia y Polonia, y explorando Marruecos, Croacia, Serbia y Montenegro, entre otros.

Cabe intuir que las multinacionales gasistas van a seguir intentando compensar futura caída de ingresos por la ola ambientalista que se ha comprometido en centrar la expansión de las renovables sin consulta popular al ciudadano, que es quien finalmente terminará pagando la politización de la energía y el medioambiente, por un futuro limpio pero que puede condicionar el consumo y desarrollo/bienestar de España y demás países europeos, mientras algunos países siguen apostando por el carbón y la nuclear. Los norteamericanos por el gas de fractura hidráulica, teniendo las reservas de Alaska y el corredor mesoamericano aún sin explotar, y ahora los acuerdos para invertir en la reactivación de la industria petrolera y gasista en Venezuela y muy probablemente Irán.

### **Dependencia energética (Gas)**

Como venimos insistiendo, los países asiáticos siguen sustituyendo a Europa como destino del gas ruso y de Oriente Medio, cerrando aprovisionamientos a largo plazo con más de dos terceras partes del gas mundial, dejando menos de una tercera parte a los países europeos. Sin duda el control de los precios de los mercados gasistas internacionales por estrategias de geopolítica energética viene y seguirá condicionando la competitividad de las industrias europeas. Mientras, Europa sigue sin decidir la extracción del gas autóctono. Excesivo optimismo respecto a disponibilidad del gas almacenado (importado) en Europa.

La falta de importación de más volumen de gas “barato” de Argelia a España también está repercutiendo en la especulación del precio del gas desde otros países. Casi todo el gas que venía por el Magreb se dedicaba a suministros acogidos a la TUR de gas. El aumento de las importaciones de gas de EEUU puede compensar las reducciones del gas de Rusia y Argelia, pero no por mucho tiempo. Quizás el proyecto de extracción de gas de Marruecos en las costas cercanas a Canarias, permita disponer de un gas más barato que el de Argelia. Eso tenemos que verlo (contratarlo) para creerlo.



País	Cuota	IMP (GWh)
Argelia	34,7%	128.475
EEUU	31,4%	116.528
Rusia	10,9%	40.540
Nigeria	6,7%	24.899
Angola	5,3%	19.634
Francia	2,9%	10.918
Portugal	1,6%	5.987
Qatar	1,5%	5.576
Perú	1,5%	5.510
Congo	0,9%	3.378
Noruega	0,8%	3.011
Trin & Tobago	0,7%	2.673
Guinea Ecuatorial	0,6%	2.215
Egipto	0,3%	1.034
Jamaica	0,0%	168
Total	100,0%	370.546

Fuente: CORES. Elaboración propia.

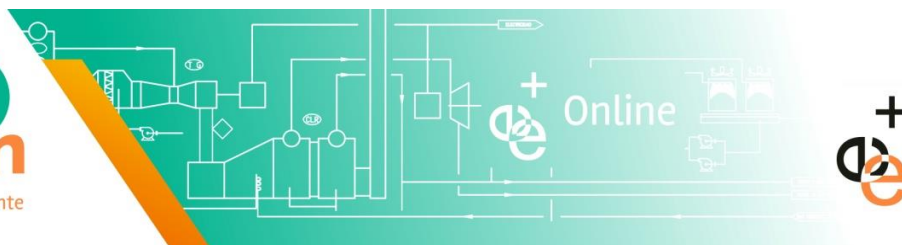
Como puede apreciarse en gráfica y tabla de importaciones en 2025, tenemos una fuerte dependencia de gas (competitivo) proveniente de EEUU (31,4%), Argelia (34,7%), Rusia (10,9%), Nigeria (6,7%) y Angola (5,3%). Cabe destacar que el gas de Argelia es 16,6% GNL (barcos) y 83,4% GN (gasoducto).

### Evolución de los futuros de gas



Estos comentarios están disponibles en [acogen.es](http://acogen.es) para su descarga.

Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

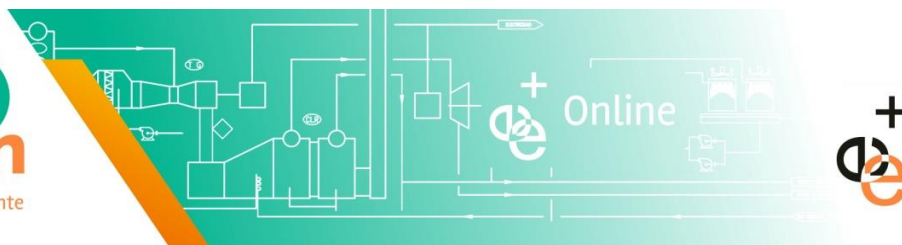


Si tenemos en cuenta los futuros a lo largo de 2022 del MIBGAS y vemos el cierre anual finalmente a 100,0 €/MWh, resulta cuanto menos curioso y se puede entender como un precio objetivo (target) alcanzado (cifra redonda), que ha permitido hacer caja y mejorar la cuenta de resultados de las empresas gasistas.

En 2020 el MIBGAS ha cerrado a 10,2 €/MWh, el menor precio anual desde que arrancó a mediados de Dic 2015, debido a la menor actividad económica y menor demanda de gas. Pero para la industria es terrible que un *commodity* se multiplique casi 9 veces (878%) en dos años (2022) y aunque se diga que está cayendo, ha cerrado a 4 veces superior en 2023 (39,2 €/MWh) y algo parecido en 2025 que ha cerrado a **35,9 €/MWh**. La cogeneración y la industria en general difícilmente van a poder sufragar el encarecimiento de los costes de la materia prima con los nuevos precios de aprovisionamiento de gas previstos ahora hacia adelante (**un precio variable sobre el consumo en torno a 53,1-58,4 €/MWh, incluyendo las variaciones de los cargos y peajes a partir de 1 OCT 2025, sin incluir los costes fijos ni las tasas (CNMC, GTS, FNEE, IEH)**). Se están viendo obligados a subir los precios de los productos manufacturados para evitar cierres o paradas hasta que pase esta coyuntura que se está alargando demasiado en el tiempo (por lo menos hasta 2028). La nueva revisión de los precios regulados de la cogeneración con régimen retributivo parece que va a ayudar a compensar las pérdidas que se vienen arrastrando desde 2021. Ello redundará en beneficios para los consumidores (precios más competitivos) y al medio ambiente (menos emisiones de CO<sub>2</sub>) y a trabajadores (menos parados), entre otros, ayudando a cumplir objetivos del plan de ahorro y eficiencia energética, ya que las fábricas asociadas NO tendrían que sustituir la energía térmica de la cogeneración por tradicionales calderas de vapor quemando combustibles fósiles con muy bajo rendimiento energético y el consiguiente aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Esperemos que no lleguemos a sufrir ese estadio de funcionamiento ruinoso y contaminante para todos y especialmente para el medioambiente. Supondría un auténtico fracaso ambiental y comprometería los objetivos asumidos por España dentro del marco energético de la Agenda 2030. A la cogeneración hay que apoyarla Si o Sí, mas aún siendo consciente el gobierno de que la cogeneración es la energía SÍNCRONA más eficiente y está donde más se la necesita, al lado de la demanda industrial, ayudando al OS en la gestión de redes, aportando estatismo (inercia) para el mantenimiento de la frecuencia y controlando las tensiones.

En cuanto a los contratos de gas del **month-ahead** (precio mercado secundario de gas para el mes siguiente) en **MIBGAS**, tenemos la siguiente evolución registrada recientemente:

- MAY 2026: ha tenido 11 días de actividad en MIBGAS en lo que llevamos de mes (del 1 al 17 ABR), marcando MAX 52,0, medio 44,3 y MIN 37,9. Última cotización (17/Abr/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 37,9. La media acumulada del futuro OMIP 33,3 con Máx/Mín de 61,5/24,6.
- ABR 2026: ha tenido 22 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 60,2, medio 51,8 y MIN 43,0. Última cotización (30/Mar/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 50. La media acumulada del futuro OMIP 32,2 con Máx/Mín de 61,4/24,9. *Benchmark* del *Spot* mensual de MIBGAS 42,6.
- MAR 2026: ha tenido 20 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 33,3, medio 30,2 y MIN 27,9. Última cotización (27/Feb/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 30,6. La media acumulada del futuro OMIP 30,3 con Máx/Mín de 37,2/25,8. *Spot* mensual de MIBGAS ha cerrado a 52,7.
- FEB 2026: ha tenido 20 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 39,6, medio 33,6 y MIN 27,2. Última cotización (30/Ene/26) en MIBGAS y OMIP ha sido 38,2. La media acumulada del futuro OMIP 31,4 con Máx/Mín de 39,6/26,2. *Spot* mensual de MIBGAS ha cerrado a 31,4.



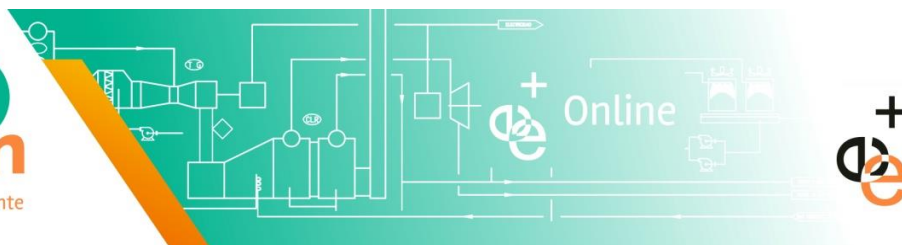
- ENE 2026: ha tenido 21 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 28,3, medio 27,2 y MIN 26,2. Última cotización (31/Dic/25) en MIBGAS y OMIP ha sido 28,1. La media acumulada del futuro OMIP 31,9 con Máx/Mín de 36,8/26,2. *Spot* mensual de MIBGAS ha cerrado a 35,6.

Respecto a los futuros o derivados de gas a medio y largo plazo en el OMIP, cabe destacar los estadísticos de los futuros siguientes:

- Futuro Año 2019 ha cotizado desde 24 Nov 2017 hasta 28 Dic 2018, entre 18,3 y 28,2, con una media de 22,5. El contado (MIBGAS) cerró a 15,4, nivel por debajo del valor MIN del futuro.
- Futuro Año 2020 ha cotizado desde 2 Ene 2018 hasta 30 Dic 2019, entre 13,3 y 25,3, y media 20,3. El contado (MIBGAS) cerró a 10,2, nivel por debajo del valor MIN del futuro.
- Futuro Año 2021 ha cotizado desde 2 Ene 2019 hasta 30 Dic 2020, entre 12,3 y 22,7, y media 17,1. El contado (MIBGAS) cerró a 47,7, nivel por encima del valor MAX del futuro.
- Futuro 2022 ha cotizado desde 2 Ene 2020 hasta 30 DIC 2021, con valores acumulados entre 13,4 y 138,5, y media 25,2. Cierre del contado (MIBGAS) ha sido 100,0, lo cual implica casi 3,97 veces (397%) superior a la media del futuro. El futuro fue bajando a finales de año 2021 desde el Máx (138,5) de 21Dic hasta 79,8 (30Dic).
- Futuro 2023 ha cotizado desde 4 Ene 2021 hasta 29 DIC 2022, con valores acumulados entre 16,2 y 291,5 y media 63,5. Última cotización a 79,4 (29 DIC2022). El contado ha cerrado a 39,2, muy por debajo del valor MED del futuro.
- Futuro 2024 ha cotizado desde 3 Ene 2022 hasta 28 DIC 2023, con valores acumulados entre 30,5 y 193,1 y media 61,9. Última cotización a 33,8 (28 DIC 2023). El contado ha cerrado a 34,9, casi la mitad de la media del futuro y +4,5 €/MWh por encima del valor mínimo del futuro.
- **Futuro 2025** ha cotizado desde 2 Ene 2023 hasta 30 DIC 2024, con valores acumulados entre 26,4 y 53,7 y **media 40,0. Última cotización a 45,9 (30 DIC 2024)**. El contado ha cerrado a **35,9**, valor por debajo de la media del futuro (-4,1 €/MWh, -10%).
- **Futuro 2026** ha cotizado desde 2 Ene 2024, con valores acumulados entre 25,3 y 43,9 y **media 32,2. Última cotización a 26,85 (30 DIC 2025)**. *Benchmark* estimado del contado para 2026 ha revertido a **39,0**, lo cual supone un decremento de -6,8 €/MWh (-14,9%) respecto a valores de hace un mes (45,8).
- **Futuro 2027** ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2025, con valores acumulados entre 23,9 y 46,1 y media **32,2. Última cotización a 32,4 (17 Abr 2026)**.
- **Futuro 2028** ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2026, con valores acumulados entre 22,1 y 31,6 y media **24,5. Última cotización a 25,6 (17 Abr 2026)**.

### Tarifa de último recurso (TUR)

La TUR para Q2 2026 ha bajado a 38,22924 €/MWh, lo cual supone reducción de -4,37 €/MWh (-10,3%) respecto a Q1 2026 (42,59578 €/MWh), favoreciendo principalmente al sector doméstico y pequeños suministros de gas (oficinas). Realmente, no se esperaba esta bajada de la TUR, pero alivia la cuenta de



Semana Santa y la previa al verano para clientes a mercado regulado. En ese sentido, es una buena tarifa de refugio.

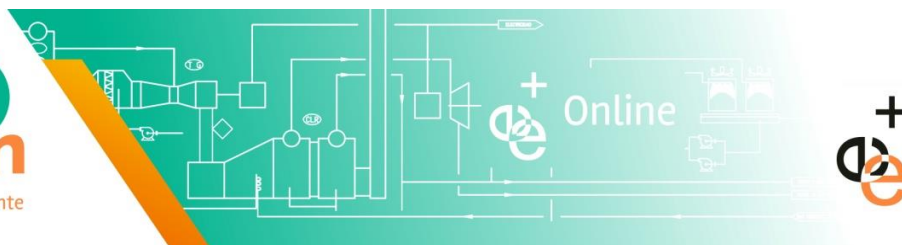
El Real Decreto-ley 4/2024, de 26 de junio, por el que se prorrogan determinadas medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo y se adoptan medidas urgentes en materia fiscal, energética y social, en su artículo 25 modificó el artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, añadiendo las letras b) y c), ampliando el ámbito de aplicación de la tarifa de último recurso a las comunidades de propietarios de viviendas de uso residencial y agrupaciones de ellas, a los edificios de titularidad pública destinados a viviendas de uso residencial, a los edificios de patronatos o de organizaciones sin ánimo de lucro destinados al mismo uso y a las empresas de servicios energéticos que presten servicio a todas las categorías anteriores. Por tanto, se pueden acoger a la TUR supuestamente de forma exclusiva los siguientes consumidores:

- Consumidores individuales con presión de suministro igual o inferior a 4 bar y consumo anual inferior a 50.000 kWh.
- Comunidades de propietarios de viviendas de uso residencial y agrupaciones de ellas, constituidas conforme los artículos 5 y 24 de la Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal, así como a las empresas de servicios energéticos que les presten servicio.
- Los edificios de titularidad pública destinados a viviendas de uso residencial y edificios de patronatos o de organizaciones sin ánimo de lucro destinados al mismo uso.
- Las empresas de servicios energéticos que presten servicio a las anteriores.

Debería existir una TUR de refugio a precio fijo para consumidores industriales o gran comercio en dificultades (en vez de MIBGAS + recargo del 20%, aparte del recargo sobre costes regulados) o bien una Tarifa de Referencia temporal basada en subastas de gas a mercado libre para asegurar la supervivencia de la industria. Las compras de gas a nivel europeo no están redundando en mejoras relevantes respecto a lo que se está comprando localmente en España, si bien supone una fuente de mejora del margen bruto de las comercializadoras de gas. Con las nuevas TUR's, es probable que la Comercializadora de Referencia de la zona franquiciada pueda socorrer a una industria que no tenga contrato a mercado libre. Sin animar a ello, a modo de referencia se detallan las nuevas TUR's en vigor desde 1 ABR 2025 y la reducción del Término Variable respecto a la tarifa del primer trimestre 2025. Cualquier industria en situación vulnerable podría desear la TUR que le pudiese corresponder (TUR8, TUR9, TUR10 equivalentes a RL8, RL9 y RL10) según Consumo Anual Contratado (CAC).

Tipo Tarifa	CONSUMO ANUAL (kWh/año)	Término Fijo €/mes/Cliente	Término Variable cent€/kWh	Caída TV	
				c€/kWh	%
TUR1	Consumo ≤ 5.000	3,93 €	3,822924	-0,437	-10,3%
TUR2	5.000 < Consumo ≤ 15.000	8,11 €	3,613034	-0,437	-10,8%
TUR3	15.000 < Consumo ≤ 50.000	18,82 €	3,268970	-0,437	-11,8%
TUR4	50.000 < Consumo ≤ 300.000	53,15 €	3,584109	-0,437	-10,9%
TUR5	300.000 < Consumo ≤ 1.500.000	289,39 €	3,577816	-0,437	-10,9%
TUR6	1.500.000 < Consumo ≤ 5.000.000	1.296,85 €	2,751046	-0,437	-13,7%
TUR7	5.000.000 < Consumo ≤ 15.000.000	3.952,60 €	2,378969	-0,437	-15,5%
TUR8	15.000.000 < Consumo ≤ 50.000.000	7.283,67 €	2,347100	-0,437	-15,7%
TUR9	50.000.000 < Consumo ≤ 150.000.000	9.819,49 €	2,325684	-0,437	-15,8%
TUR10	150.000.000 < Consumo ≤ 500.000.000	28.625,27 €	2,311577	-0,437	-15,9%
TUR11	Consumo > 500.000.000	182.105,30 €	2,280824	-0,437	-16,1%

Fuente: Resolución 27 MAR 2026, de la DGPEM, TUR de gas natural Q2 2026.



La medida de indexación del precio del MIBGAS sobre el precio del MIBEL desde 15 JUN 2022 hasta 31 MAY 2023, extendida por RDL3/2023 hasta 31 DIC 2023, ha dejado de aplicarse en 2024.

Como siempre insistimos en recomendar la optimización de la denominada Qd asociada al caudal diario máximo contratado, porque el término de capacidad ha dejado de facturarse con el modo de facturación tipo 2 (banda del 85%-105%) y se paga la Qd tal cual se tenga contratada, penalizando (tres veces: factor de penalización de 3) diariamente los excesos. Toca analizar con lupa los costes repercutidos al Término de Capacidad.

Real Decreto-ley 7/2026, de 20 de marzo, por el que se aprueba el Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio permite ajustar varias veces la Qd hasta 31 DIC 2026. También baja el IVA al 10% hasta 30 JUN 2026, así como los tipos impositivos sobre hidrocarburos (hay que verificarlo con la comercializadora de gas y si es preciso comunicarlo a la Agencia Tributaria mediante el correspondiente anexo al contrato de suministro de gas en vigor). También hay que verificar (reclamar) a la comercializadora de gas la reducción del canon de almacenamiento.

Las coberturas de gas están a precios que parecen ser competitivos, pero no lo suficiente como para volver a presupuestos de hace dos años. Asegurar precios en coyunturas como la actual puede evitar nuevos incrementos, pero perder la oportunidad de recoger caídas más adelante. Los precios de los *hubs* internacionales han bajado por el efecto de treguas en las guerras en Oriente Medio, y entre Rusia y Ucrania, pero podrían reactivarse nuevamente. Las fórmulas de indexación sobre Brent tienen los días contados, especialmente por la incertidumbre en el Tipo de Cambio US\$/€. Las indexaciones al TTF y MIBGAS están arrojando mejores resultados que el NBP. Para renovaciones, las fórmulas *cost-plus* están repercutiendo subidas aún mayores que con el TTF. Los industriales están optando a indexaciones sobre *hubs* de gas europeos, especialmente TTF. En ese caso, hay que prestar especial atención a las valoraciones de productos TTF *Day Ahead* versus TTF *Month Ahead*.

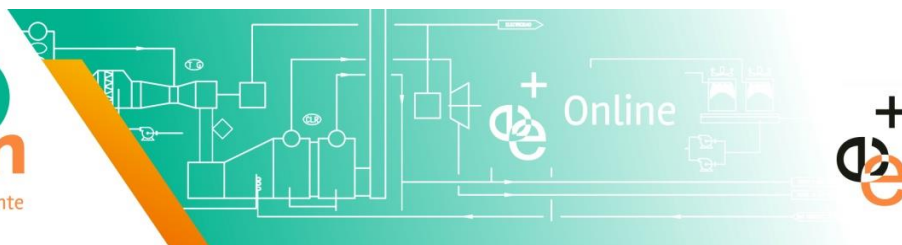
Una solución salomónica podría ser indexación mixta: una parte (X%) sobre Brent y TC, otra parte (Y%) a precio de un *hub* de gas como el TTF o MIBGAS, y resto ( $Z = 1 - X - Y$ ), a precio fijo. Tal como estamos viendo ahora mismo, los contratos indexados a gas están aprovechando menores precios que los indexados a Brent. Cuando las bajadas son fuertes, se saca mucha más ventaja en el contado. No se puede desaprovechar cualquier oportunidad de este tipo. (Frente a precios fijos ex ante).

Desde 12 SEP 2023, el MIBGAS ofrece nuevos productos MIBGAS indexados al TTF. Se puede contratar gas con entrega física en el punto virtual español MIBGAS PVB, cuyo precio es el del punto virtual holandés TTF para cada día en el que se produce la entrega del gas más un diferencial (spread). Este spread es el que se contrata.

Desde 20 FEB 2024, los nuevos productos denominados futuros de gas natural indexados al precio diario de MIBGAS (LPI o Last Price Index day ahead) ya están disponibles en la plataforma de MIBGAS. De hecho, se han registrado las primeras transacciones de este nuevo producto: la de un contrato de gas con entrega el mes siguiente, es decir, para el mes de marzo con este nuevo producto de MIBGAS Derivatives. Son contratos con entrega física en el PVB (punto virtual de balance español) y no financieros, y cotizarán con un diferencial respecto al índice LPI. Se pueden negociar en la plataforma de MIBGAS o ser registrados como bilaterales OTC y son compensados y liquidados por la cámara de compensación OMIClear.

**MIBGAS ha anunciado la intención de crear un mercado organizado para la negociación de CAE's (Certificados de Ahorro Energético) para contribuir así al desarrollo y fomento de la eficiencia energética.**





Este mercado se desarrollará en la plataforma electrónica de negociación de MIBGAS y contribuirá a potenciar la negociación de CAE's entre los actores de este mercado, facilitando el intercambio de los CAE's y creando señales de precio públicas. El desarrollo de un mercado secundario de CAE's es clave para incentivar las actuaciones de ahorro energético y la generación de estos certificados, que al tener un precio de cotización transparente aumentarán su atractivo y posibilidad de rentabilizar las inversiones realizadas. El RDL 7/2026 ya faculta al OMIE y MIBGAS para el desarrollo y gestión de la plataforma electrónica del sistema CAE.

## Precio del hidrógeno en España

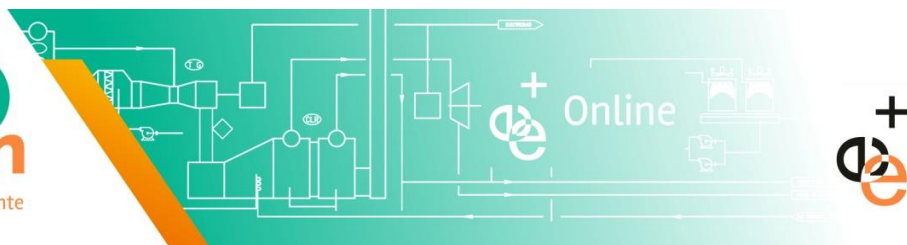
MIBGAS ha lanzado el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable el 16 DIC 2024, con un precio de 5,85 €/kg (148,36 €/MWh). La publicación de esta nueva señal de precios se actualiza semanalmente. El MIBGAS IBHYX refleja el coste de producción del hidrógeno renovable, es decir, el precio mínimo al que está dispuesto a vender un productor para obtener la rentabilidad esperada o, dicho de otro modo, la señal de precio de la oferta (*Ask*) de hidrógeno renovable producido en la península ibérica en una planta de electrólisis tipo. Esta señal representa el coste nivelado de producción del hidrógeno renovable de acuerdo con los criterios establecidos en los actos delegados de la UE para la obtención de hidrógeno RFNBO (*Renewable Fuel of Non Biological Origin*). La metodología empleada se ha basado en los costes de producción para, en un primer paso, llegar a definir y a aunar criterios para la obtención del precio de producción en Iberia de este vector energético, que es lo que representa el índice MIBGAS IBHYX. El siguiente paso será conocer el precio de la demanda (*Bid*), el que está dispuesto a pagar un demandante (*off-taker*) de hidrógeno renovable. El gap o diferencial entre estos dos precios determinará el grado de liquidez del mercado.

Índice MIBGAS IBHYX		
Fecha	Precio (€/MWh)	Precio (€/kg)
14/04/2026	158,08	6,23
07/04/2026	158,08	6,23
31/03/2026	158,34	6,24
24/03/2026	158,34	6,24
17/03/2026	158,08	6,23
10/03/2026	157,79	6,21
03/03/2026	157,32	6,20
24/02/2026	157,07	6,19
17/02/2026	157,07	6,19
10/02/2026	156,81	6,18
03/02/2026	157,32	6,20
27/01/2026	157,07	6,19
20/01/2026	156,31	6,16
13/01/2026	156,56	6,17
06/01/2026	156,81	6,18
30/12/2025	153,77	6,06
23/12/2025	154,02	6,07
16/12/2025	153,77	6,06
09/12/2025	154,02	6,07
02/12/2025	153,51	6,05
25/11/2025	154,28	6,08
18/11/2025	154,53	6,09
11/11/2025	154,28	6,08



Estos comentarios están disponibles en [acogen.es](http://acogen.es) para su descarga.

Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.

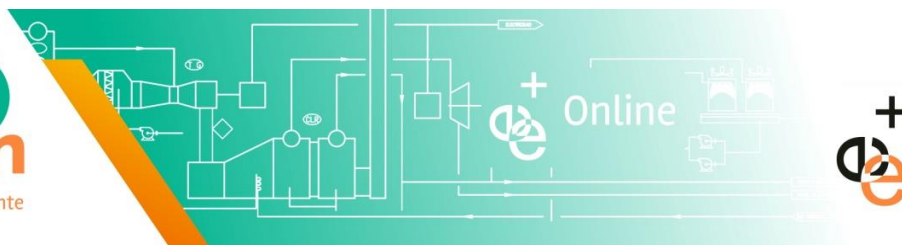


04/11/2025	154,28	6,08
28/10/2025	154,28	6,08
21/10/2025	154,02	6,07
14/10/2025	154,28	6,08
07/10/2025	154,78	6,10
30/09/2025	154,53	6,09
23/09/2025	154,78	6,10
16/09/2025	154,53	6,09
09/09/2025	154,53	6,09
02/09/2025	155,04	6,11
26/08/2025	155,04	6,11
19/08/2025	154,78	6,10
12/08/2025	154,53	6,09
05/08/2025	154,53	6,09
29/07/2025	155,04	6,11
22/07/2025	155,04	6,11
15/07/2025	155,54	6,13
08/07/2025	155,29	6,12
01/07/2025	151,23	5,96
24/06/2025	151,48	5,97
17/06/2025	150,98	5,95
10/06/2025	150,98	5,95
03/06/2025	150,98	5,95
27/05/2025	150,98	5,95
20/05/2025	150,98	5,95
13/05/2025	150,98	5,95
06/05/2025	150,72	5,94
29/04/2025	150,22	5,92
22/04/2025	150,22	5,92
15/04/2025	149,71	5,90
08/04/2025	149,45	5,89
01/04/2025	149,45	5,89
25/03/2025	149,20	5,88
18/03/2025	149,45	5,89
11/03/2025	149,20	5,88
04/03/2025	148,44	5,85
25/02/2025	148,19	5,84
18/02/2025	148,19	5,84
11/03/2025	149,20	5,88
04/03/2025	148,44	5,85
25/02/2025	148,19	5,84
18/02/2025	148,19	5,84
11/02/2025	147,68	5,82
04/02/2025	147,93	5,83
28/01/2025	148,19	5,84
21/01/2025	148,69	5,86
14/01/2025	149,45	5,89
07/01/2025	149,71	5,90
31/12/2024	149,45	5,89



Estos comentarios están disponibles en [acogen.es](http://acogen.es) para su descarga.

Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador en el mercado.



24/12/2024	149,20	5,88
16/12/2024	148,36	5,85

Fuente: GreenEnergy/Mibgas. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

### Tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR) gasista

Respecto a la regulación de las ATR para la nueva temporada de Gas (desde 1 OCT 2025):

- PEAJES: Resolución de 18 de septiembre de 2025, de la CNMC, por la que se establece la cuantía de retribución del gestor técnico del sistema gasista y la cuota para su financiación en el año de gas 2026.
- CARGOS y ALMACENAMIENTO: Orden TED/1062/2025, de 25 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2026.

Los nuevos peajes suben brutalmente los términos fijos y bajan en menores ratios los términos variables, lo cual implicará un aumento generalizado de los peajes actuales de aprox. +6% (RL11) hasta +57% (RL7), en posición PVB, a partir de 1 Oct 2025.

Este aumento se debe principalmente a la menor demanda de gas para la generación de electricidad y a la reducción de ingresos en las plantas de Gas Natural Licuado (GNL).

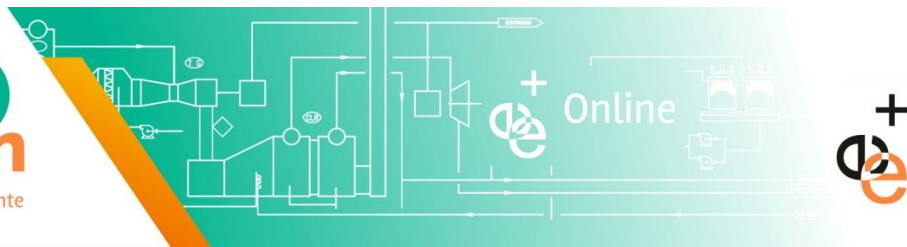
Los nuevos cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos, bajan -6,2% a partir del 1 Oct 2025.

El impacto global supone una subida media entre 8,1%-9,4% (RL8), 13,3%-14,7% (RL9) y 8,1%-9,4% (RL10) en posición PVB.

El impacto del nuevo ATR a cliente final depende de los contratos suscritos con la comercializadora y la metodología aplicable, a veces desconocida por el cliente. El impacto es tan relevante que conviene revisar las nuevas facturas de consumo a emitir el próximo mes.

Por cierto, la cuota del GTS ha sido reducida del 1,526% (hasta 30 Sep 2025) al 1,354% (desde 1 Oct 2025) y la tasa de la CNMC se mantiene en 0,14%.

Para la nueva temporada gasista que comienza el 1 OCT 2026, debido a que se encuentra en tramitación las circulares por las que se establece la retribución al sistema gasista en el periodo 2027-2032, se propone prorrogar, los peajes de transporte, redes locales y regasificación del año de gas 2026. No obstante, se abre la posibilidad que una vez se disponga de las circulares y si se producen circunstancias excepcionales, se puedan modificar los peajes una vez iniciado el año de gas. Para los Cargos se espera una nueva metodología de cálculo, y estaremos pendientes de la actualización.



## COMENTARIO CO2

El precio spot del mercado de derechos de emisiones de CO2 en Europa vuelve a caer en MAR a 68,7 €/t, un decremento de -5,1 €/t (-6,9%) respecto a FEB (73,79 €/t). En lo que llevamos de ABR alcanzamos un nivel acumulado que sube a 72,1 €/t, debido a mayores precios del gas (efectos de la Guerra en Irán). Los demandantes de derechos se están cansando de comprar mal y caro. La existencia de una latente y fuerte presión alcista por la guerra en Irán no se ha hecho sentir de forma dramática en el mercado de CO2. Ojalá todo esto no sea un espejismo, pues está siguiendo un perfil similar al del año pasado: comenzó caro, después bajó en primavera y en verano empezó a repuntar hasta el invierno.

El precio de contado del CO2 del año 2020 cerró a 24,7 €/t, muy similar al récord histórico de 2019 (24,8 €/t). El año más crítico anteriormente fue el 2008 (22,0 €/t). Pero en aquél entonces sufrimos una crisis mayor del petróleo, y también se iniciaba la segunda etapa del mercado europeo de CO2. El valor mínimo anual se alcanzó en 2013 (4,45 €/t), y del 2012 al 2017 se mantuvo en una horquilla media en torno a 6 €/t, y ya nos parecían abusivos aquellos precios.

En 2021, la media ANUAL del CO2 repuntó abusivamente a 53,6 €/t, después de la pandemia Covid-19, aprovechando bajadas históricas de las temperaturas (Filomena), lo cual ha supuesto una subida más del doble que los máximos históricos previos. La media ANUAL en 2022 subió a 80,9 €/t. Dicho nivel ha sido más de 4 veces (400%) superior a los valores medios del registro histórico reciente (2018-2020: 21,8 €/t). Hablar de 2023 es peor, porque ha cerrado a 83,5 €/t.

En 2024, el *spot* ha sufrido un fuerte correctivo a 65,3 €/t, una caída de -18,2 €/t (-21,8%) respecto a 2023.

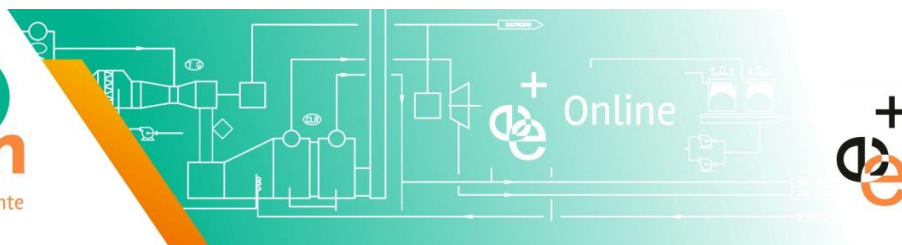
En 2025, el *spot* ha vuelto a repuntar a 73,9 €/t, una variación de +8,7 €/t (+13,3%) respecto a 2024.

En lo que llevamos de 2026, tenemos una media *spot* acumulada, que vuelve a caer a 75,5 €/t, una variación de -2,5 €/t (-3,3%) respecto a valores de hace un mes (78,0 €/t), quedando resto de año para seguir especulando (subiendo) y mermando la competitividad energética en la UE. El mercado reclama un precio asequible a niveles que deberían caer por debajo de los años anteriores a la pandemia. Ya está bien de hacer caja con la especulación.

Los futuros de CO2 tienen libertad de repuntar porque permite posiciones especulativas para arbitrar entre el medio y largo plazo. Una degeneración del valor económico inducido del derecho a emitir CO2. Tendría que caer por debajo del nivel de 5 €/t para que estemos hablando de un *commodity* sensato y no un precio exorbitante y descontrolado, que está haciendo menos competitivo el coste final de la energía a nivel pan-europeo. Se ha vuelto un *commodity* de lujo en muy poco tiempo, afectando a todos (los consumidores) independientemente del país europeo donde se encuentre el sujeto pasivo, pero unos con menor capacidad económica que otros.

Los futuros con entrega a final de año han variado de la siguiente manera.

- Futuro Dic 2020 dejó de cotizar a niveles máximos de 30,8 €/t, y aquello era un escándalo, saliendo de una pandemia, pero no nos podíamos imaginar el futuro que nos esperaba.
- Futuro Dic 2021 dejó de cotizar el 20 DIC/2021 a 79,4.
- Futuro Dic 2022 dejó de cotizar el 19 DIC/2022 a 84,1.



- Futuro Dic 2023 dejó de cotizar el 18 DIC/2023 a 69,1.
- Futuro Dic 2024 dejó de cotizar el 16 DIC/2024 a 63,3.
- Futuro Dic 2025 ha dejado de cotizar el 15 DIC/2025 a 85,0, casi el triple de 2020 (en 5 años).

Repunta la curva de precios *forward* del CO2 con entrega a finales de cada año, manteniendo un perfil de *contango* desde 2027 hasta 2034, con niveles 71-88 €/t a medio plazo (2027-2030) y 92-100 €/t a largo plazo (2031-2033). En 2034 ya supera 103 €/t. Las empresas que operan en el espacio europeo empiezan a preocuparse aún más por la competitividad de sus fábricas, ampliando sus presupuestos para tratar de cubrir sus posiciones físicas. Mucho cuidado con los comportamientos a muy largo plazo, pues ya superan los 100 €/t.

Fecha	dic-26	dic-27	dic-28	dic-29	dic-30	dic-31	dic-32	dic-33	dic-34
13/03/2026	69,18	71,50	74,02	76,85	79,88	83,91	88,25	92,27	96,37
17/04/2026	77,48	79,99	82,62	85,46	88,53	92,03	95,53	99,55	103,65
Variación	8,30	8,49	8,60	8,61	8,65	8,12	7,28	7,28	7,28
	12,0%	11,9%	11,6%	11,2%	10,8%	9,7%	8,2%	7,9%	7,6%

Variación de futuros. Fuente: Mercado Europeo CO2. Elaboración: Enérgitas (S.E.Iberia)

El precio del CO2 ha repuntado un 34,2% en 2025 (*Contango* respecto 2024) pero revierte -8,8% en 2026, y después crece a un ratio medio anual de +3,7% entre 2027 y 2034.

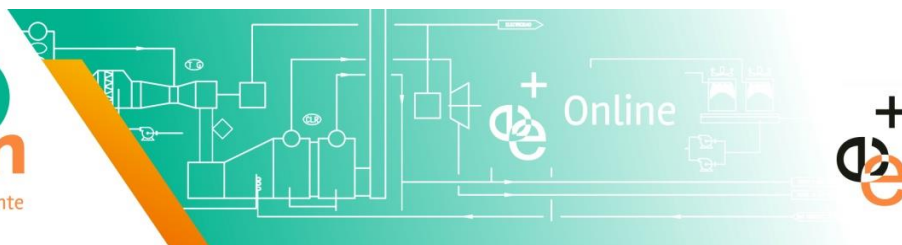
Fecha	dic-24	dic-25	dic-26	dic-27	dic-28	dic-29	dic-30	dic-31	dic-32	dic-33	dic-34
17/04/2026	63,32	85,00	77,48	79,99	82,62	85,46	88,53	92,03	95,53	99,55	103,65
Variación		21,68	-7,52	2,51	2,63	2,84	3,07	3,50	3,50	4,02	4,10
		34,2%	-8,8%	3,2%	3,3%	3,4%	3,6%	4,0%	3,8%	4,2%	4,1%

Nota: Futuro DIC'24 (DIC'25) corresponde a último valor cotizado 16/12/2024 (15/12/2025) sólo a efectos de referencia forward.

Evolución cotización futuros. Fuente: Mercado Europeo CO2. Elaboración: Enérgitas (S.E.Iberia)

Nada se permite que suba tanto. Esto exige que se establezcan precios máximos al CO2, así como al precio de los *hubs* de gas más realistas para evitar más usura a los consumidores, y restablecer los precios máximos en las plataformas electrónicas de los mercados de electricidad y de gas a niveles asumibles por los consumidores. Todos los gobiernos europeos deben reflexionar a dónde nos llevan y si deben luchar contra la especulación. Se supone que los reguladores deben velar por la defensa de las prácticas competitivas y evitar la especulación, en beneficio tanto de vendedores como compradores, y especialmente de los consumidores.

Se supone que las variaciones de los precios del gas internacional (TTF, NBP y Henry Hub) siempre se propagan del MIBGAS al MIBEL, aunque el mercado eléctrico tenga vida propia: afectado por otros *drivers* como el escandaloso coste (precio) especulativo del mercado europeo de derechos de emisiones de CO2, que sigue cotizando a niveles muy elevados (un valor que ha superado más de tres veces el de inicios del 2020, estadio pre-Covid). Desde luego a la cogeneración industrial debe reconocerse explícitamente el sobrecoste de los precios del gas y el sobrecoste del CO2 para poder seguir sobreviviendo y suministrando energía térmica a sus fábricas asociadas, en plazo y forma. Hay riesgo de seguir produciendo a un coste mayor que el ingreso por la regulación actual (régimen retributivo). La tesorería de la cogeneración no puede soportar un precio del CO2 superior a 30 €/t. Saltan las alertas porque ese nivel máximo se ha llegado a triplicar y en algunos momentos cuadruplicar/quintuplicar. La nueva metodología debe reconocer de forma



explícita el precio real del CO2, lo cual esperamos que se note y actualice en plazo y forma para evitar el empeoramiento de la situación crítica que sufre la cogeneración.

Estadístico	dic-26	dic-27	dic-28	dic-29	dic-30	dic-31	dic-32	dic-33	dic-34
<b>Máximo</b>	120,45	127,70	132,70	137,70	144,14	135,25	111,30	114,35	117,40
<b>Media</b>	68,73	72,84	76,46	88,44	98,82	96,86	91,40	97,34	104,00
<b>Mínimo</b>	17,51	17,85	18,19	34,87	64,85	67,05	69,25	82,68	89,79

Fuente: Mercado Europeo CO2. Elaboración: Enérgitas (S.E.Iberia).

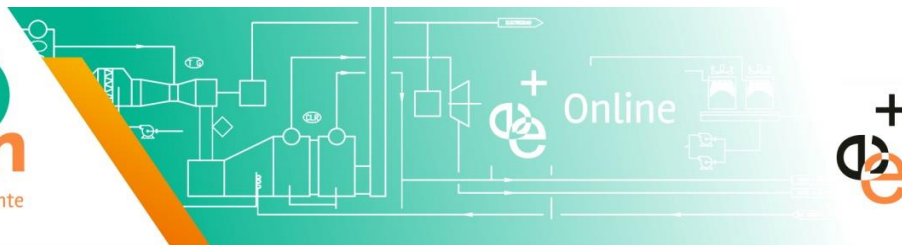
Ya hemos observado periodos temporales en los que el CO2 baja para volver a repuntar. Al ritmo actual se espera que alcance 150 €/t antes de 2030, caso de que las autoridades pan-europeas y/o nacionales no hagan nada para evitarlo. La entrada de agentes especuladores, con mucho músculo financiero, está arruinando a las industrias europeas. Han encontrado en la energía y especialmente en el CO2 un valor de refugio con elevada rentabilidad y mínimo riesgo. Compran muy barato, y revenden carísimo. Y “se van de rositas”. Después de las monedas virtuales, el CO2 es lo que más está llamando la atención a especuladores. De hecho, cabe advertir que el futuro de CO2 para Dic 2030 ha llegado a cotizar un valor máximo de 144,1 €/t el 17 AGO 2022.

El cambio de política de los EEUU puede que altere o retrase los objetivos de la Agenda 2030. En todo caso, el precio del CO2 sigue distorsionando los mercados energéticos (energía eléctrica y de gas natural), con el riesgo de magnificarse su impacto en los precios ofertados (coste de oportunidad) por los generadores, redundando en mayores precios en los mercados minoristas de suministro de electricidad y gas a cliente final.

No existen límites en los precios ni en las cuotas de mercado a nivel europeo ni nacional. Es un mercado con incentivos perversos, sin control, sin supervisión, sin transparencia, sin igualdad de condiciones, sin equidad, sin racionalidad económica, redundando en señales económicas especulativas, que merman la competitividad y eficiencia económica de las instalaciones obligadas a cubrir sus emisiones de CO2 con derechos de CO2. La politización de la energía y el medioambiente puede paralizar a las industrias en Europa o inducir su migración (deslocalización) a países donde no exista coste del CO2. Por ejemplo, la industria del sector del automóvil está yéndose a Marruecos (ya produce más de 1 millón de coches/año), obviamente sin pagar el coste de CO2, aparte de mano de obra más barata por condiciones laborales precarias, entre otros motivos.

Si las autoridades competentes no van a supervisar ni a controlar el mercado de CO2, entonces deberían plantearse la posibilidad de suspender dicho mercado y las obligaciones requeridas a las instalaciones afectadas hasta que se relajen los precios de los mercados energéticos (electricidad, gas, productos derivados del petróleo y carbón). Existen otros mecanismos de control e incentivos que pueden fomentar la descarbonización evitando la especulación del precio del CO2 como un *commodity*, que cada vez puede ir encareciéndose más y más.

China ha anunciado sus planes (conservadores) para mejorar la medición del contenido de CO2 en sus productos, un paso crucial (guiño a Europa) para lograr sus objetivos climáticos y adherirse a estándares internacionales más estrictos. Vamos a ver si eso se hace notar (aunque sea marginalmente) en la economía y competitividad mundial y otros países como India, Pakistán, Brasil, y más cerca países africanos como Marruecos,...., etc, empiecen a penalizar las emisiones de CO2 como se ha hecho en Europa. Igual ocurre cuando se haya desindustrializado Europa. Fuera de Europa nos ven muy comprometidos con la protección del medioambiente, cuando en realidad se están descuidando los mares, océanos, lagos, ríos y bosques, que



son las principales fuentes de depuración del CO<sub>2</sub>, y una buena parte (sino todo) de lo recaudado de los mercados de CO<sub>2</sub> debería reinvertirse en reforestación, protección y mantenimiento de los recursos del planeta. La penalización del CO<sub>2</sub> en “cualquier país sensato” debería estar condicionada a una práctica mundial para evitar precisamente la pérdida de competitividad de las industrias y comercios y demás actividades económicas en Europa.