

## MERCADOS Y PRECIOS ENERGÉTICOS | Abril 2024

### COMENTARIO ELECTRICIDAD

Precio carga base del mercado mayorista spot o de contado (*Commodity*) ha caído bruscamente en MAR a 20,3 €/MWh, -19,7 €/MWh (-49,3%) respecto FEB (40,0 €/MWh) debido a mayor producible renovable y menor demanda residual (descontando autoconsumos) especialmente por efecto de la Semana Santa a finales de MAR.

**El aumento de la volatilidad y del nivel de los precios del pool coinciden con el cambio regulatorio establecido a inicios de Julio 2021**, por transposición paneuropea. Nuevas reglas del *pool*:

- Los límites mínimos y máximos de los precios horarios del pool (mercado diario) han pasado de la banda inicial [0, +180 €/MWh] a la nueva banda [-500, +3.000 €/MWh]. **En Abril 2024 han aparecido por primera vez precios negativos** (en torno a un máximo de -1 €/MWh) debido al exceso de producción renovable frente a una demanda residual reprimida. Implica cobrar por consumir energía, equivalente a que los generadores paguen por no parar y arrancar de nuevo, e inclusive se pueda cobrar por bombear (cargar) aguas arriba de un embalse (una batería) para turbinar (descargar) en horas de precios altos (positivos).
- Los límites mínimos y máximos de los precios horarios de los mercados intradiarios (continuos) han pasado de la misma banda inicial [0, +180 €/MWh] a la nueva banda **[+/-9.999 €/MWh]**, máximo valor que permite el display/campo de la plataforma electrónica del mercado, sin ninguna justificación técnico-económica-financiera-ambiental-legal convincente.

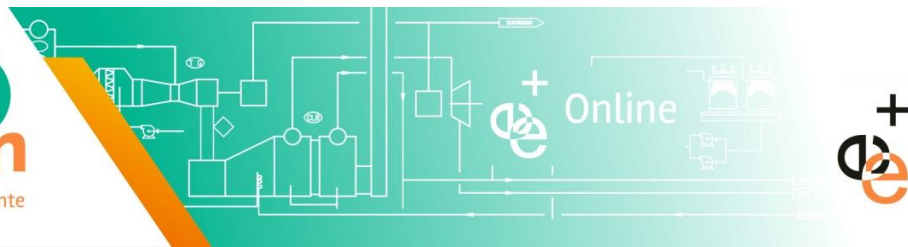
Las nuevas reglas prevén una segunda casación cuando el precio del mercado resulte fuera de la banda -150 y +1.500 €/MWh para tratar de inducir ofertas dentro de esa banda. Pero siguen siendo límites descabellados. Se baraja un aumento del techo actual a los 4.000 €/MWh, lo cual puede aumentar aún más la volatilidad del precio.

Aunque los precios del pool están dando un respiro en primavera, hay *drivers* de geopolítica energética que están presionando los precios al alza, especialmente a finales de año y precios futuros.

Volviendo al análisis de los precios, el precio anual carga base de 2022 ha cerrado en **167,5 €/MWh**, sin incluir el ajuste del gas, lo cual supone un nivel muy superior al máximo más reciente (**2018: 57,3**) y menos reciente (**2008: 64,4**). De hecho, las medidas paliativas establecidas desde 16 Sep 2021 (bajada de los Cargos del Sistema y del Impuesto Especial sobre la Electricidad) hasta 31Dic2021 y las nuevas medidas del 31Mar2022, extendidas hasta 31Dic2022, y la actualización a lo largo de 2023, más las recientes y menos ambiciosas aprobadas hasta 30Jun2024, han sido y siguen siendo insuficientes y en la mayoría de casos no han favorecido a todas las industrias.

Para 2024 se han aprobado algunas medidas paliativas que implican subidas de los costes energéticos para consumidores. El 27 de diciembre de 2023, el Consejo de Ministros, a petición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), ha incluido en el Real Decreto-Ley 8/2023 por el que inicia la retirada gradual de las medidas en materia fiscal en el ámbito de la energía aprobadas durante el 2022 y que has visto reflejadas en la factura. Dicho RDL prórroga varias de las medidas temporales establecidas para hacer frente a la crisis energética derivada de la guerra de Ucrania, cuya vigencia terminaba el 31 DIC 2023. Las tres medidas globales son:





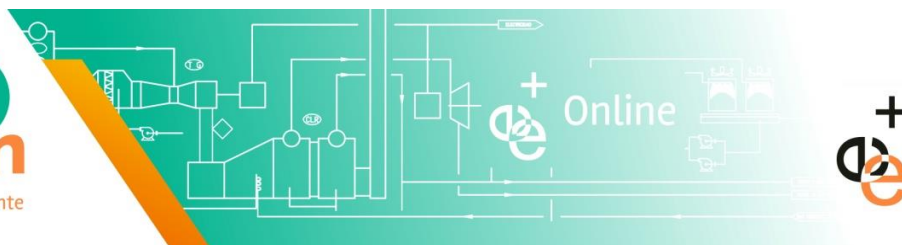
- El IVA pasa a ser del 10% en vez del 5%. Desde 1 Ene y hasta 31 Dic 2024. Sólo para consumidores de menos de 10 kW. El IVA reducido se aplicará cuando el precio medio aritmético del mercado diario correspondiente al último mes natural anterior al del último día del periodo de facturación haya superado los 45 euros/MWh. Caso de que haya sido menor, entonces se aplica el máximo (21%). Para la industria sigue el tipo máximo (21%) independientemente del precio del pool.
- La reducción del impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) pasa de 0,5% a 2,5% desde 1 Ene hasta 31 Mar 2024 y al 3,8% desde 1 Abr hasta 30 Jun 2024, y volverá a 5,1127% a partir 1 Jul 2024. Hay que tratar de cumplir o seguir cumpliendo los requisitos para la exención fiscal del 85% sobre el IEE.
- El Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE) será del 3,5% hasta marzo y pasará a un 5,25% hasta junio. Volviendo al valor del 7% desde 1 Jul. De forma excepcional y transitoria, el IVPEE se suspendió para el tercer y cuarto trimestre de 2021 y para los años 2022 y 2023. Aquella medida ha supuesto que las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el referido periodo de suspensión quedan exoneradas de tal impuesto.

Según las consideraciones expresadas en el citado RDL, la situación de los mercados y las previsiones de los precios para 2024 hacen que el Gobierno opte por una retirada gradual de las medidas de ayuda. Los precios de gas y electricidad han bajado a niveles razonables, de momento, por efecto de menores precios del gas y de la demanda debido a condiciones meteorológicas favorables, pero realmente existen presiones a volver a subir muy por encima de la media histórica y de lo que los consumidores son capaces de pagar, sin tener en cuenta la pérdida de poder adquisitivo del IPC acumulado. En pleno invierno y con la cuesta de enero, el consumidor ha sufrido el varapalo por la subida del IVA y del IEE, lo cual se ha compensado de momento por aumento del producible hidráulico (fluyente / no regulable), solar y eólico.

Aún NO hemos bajado a niveles razonables para competir en un mercado globalizado. La reactivación del conflicto en Gaza, por militares de Hamas contra civiles judíos, ha presionado al alza los precios internacionales del petróleo y del gas, pero al parecer habían tocado máximos y empezado a relajarse en MAR por el control de Gaza por Israel. Ya en ABR el ataque a Israel (13 ABR 2024) por parte de Irán y Yemen, ha vuelto a tensionar los precios del petróleo y del gas.

De hecho, el Precio Spot, Carga Base (media aritmética de todas las horas del año) para **2023 ha cerrado a 87,1 €/MWh**. El futuro 2023 ha cotizado en *contango* respecto a 2020 con valores **mínimo 39,9, medio 79,1 y máximo 351,0**.

Para **2024** la estimación (*benchmark*) revierte a **53,6 €/MWh**, muy por encima de la media histórica del pool. 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 CO2). Pero **nadie se esperaba que en tres años el precio anual se multiplicase por 5 veces y haya cerrado a más de dos veces y media (+256,5%), sin incluir eventual ajuste del gas en 2023**. Para **2024 vemos que la subida esperada respecto al 2020 es de 157,8%**. Europa y ningún país se puede permitir el lujo de arruinar la poca industria que aún sigue sobreviviendo y hundir en la miseria energética a consumidores domésticos, PYMES, industrias, comercios y autónomos. Los diversos sectores de la economía están enfrentando una crisis presupuestaria sin precedentes con estos precios tan desmesurados. 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 plazo para los consumidores.



Las comercializadoras están asfixiadas por aumento de “pufos” (posiciones deudoras) de clientes morosos. Los bajos *ratings* (*scoring*) financieros están introduciendo ciertas dificultades en las renovaciones de contratos. En muchos casos, las aseguradoras no están cubriendo el riesgo de crédito o impago, y las comercializadoras no pueden asumir ese riesgo del todo. Podría inducirse o brindar apoyo financiero en ese sentido de parte del gobierno para no encarecer aún más el suministro a cliente final.

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. Ojalá nos equivoquemos.

No se alegra quien no quiere, hace seis meses los precios de 2023 estaban en *contango* respecto al 2022, pero la bajada del gas antes del verano ha revertido la curva de precios *forward*, pasando 2023-2024 a *backwardation*, pero con niveles más altos para los futuros a medio plazo (2025), cayendo a largo plazo (2026-2032) y rebotando a muy largo plazo (2033-2034). PPA's han tocado máximos a mediados de OCT 2023 con una fuerte caída desde NOV.

- 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).
- 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, debido a elevados precios del gas (antes y después del citado conflicto), sin incluir el 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.
- Los futuros desde 2024 (*benchmark*) caen a 53,6 €/MWh, subiendo en 2025 a 58,7 €/MWh y a partir de 2026 se observa una caída semiplana hasta 2032, fluctuando levemente en 2033 y 2034.

---

#### SPANISH POWER MARKET

---

*Fecha*

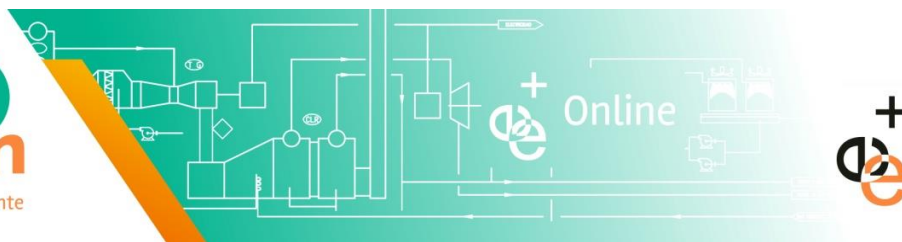
*(Lun 18/03/24)*

*(Lun 15/04/24)*



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

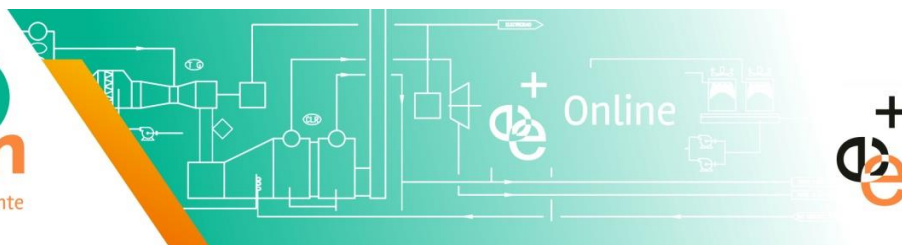
Las reflexiones incluidas sobre la previsible evolución de los mercados energéticos, son elaboradas por un analista externo - Enérgitas -, y reflejan exclusivamente su opinión, sin suponer en modo alguno un intento de influencia por parte de esta Asociación en el libre comportamiento de cualquier operador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



Futuros	Carga Base	Carga Base	Diferencia	%
YR-12	47,23		Cierre Ejercicio 2012	
YR-13	44,26		Cierre Ejercicio 2013	
YR-14	42,13		Cierre Ejercicio 2014	
YR-15	50,32		Cierre Ejercicio 2015	
YR-16	39,67		Cierre Ejercicio 2016	
YR-17	52,24		Cierre Ejercicio 2017	
YR-18	57,29		Cierre Ejercicio 2018	
YR-19	47,68		Cierre Ejercicio 2019	
YR-20	33,96		Cierre Ejercicio 2020	
YR-21	111,92		Cierre Ejercicio 2021	
YR-22	167,53		Cierre Ejercicio 2022	
YR-23	87,10		Cierre Ejercicio 2023	
YR-24 Benchmark	57,53	53,59	-3,94	-6,9%
YR-25	56,25	58,75	2,50	4,4%
YR-26	52,40	55,50	3,10	5,9%
YR-27	51,75	52,75	1,00	1,9%
YR-28	50,50	52,64	2,14	4,2%
YR-29	50,50	52,38	1,88	3,7%
YR-30	50,50	52,38	1,88	3,7%
YR-31	50,50	52,38	1,88	3,7%
YR-32	49,85	51,71	1,86	3,7%
YR-33	49,75	52,00	2,25	4,5%
YR-34	49,71	51,96	2,25	4,5%
PPA 2025-2029	52,28	54,40	2,12	4,1%
PPA 2026-2030	51,13	53,13	2,00	3,9%
PPA 2025-2034	51,17	53,24	2,07	4,0%

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

Aquellas empresas con visión largo-placista pueden suscribir PPA's para una parte de su consumo, y si aún no lo han hecho, ahora los precios han mejorado mucho para asegurar presupuestos competitivos a largo plazo, gestionando el riesgo hacia adelante (desde Mayo 2024 hasta Dic 2034). La coyuntura energética podría prolongarse en el tiempo si no concluye el conflicto Rusia-Ucrania y el de Israel-Palestina en Gaza, aunque de vez en cuando se toman un descanso (tregua). La fuerte caída del precio del gas en invierno se ha debido en parte a la menor demanda y mayor oferta de gas a nivel mundial a medio-largo plazo. China y la India van muy lentos recuperando demanda y actividad económica en general, eso ha quitado presión al precio del Brent y del gas. En NYMEX se está notando un freno a los precios, en parte por las campañas electorales americanas a lo largo de este año. Por otro lado, ciertos países están reduciendo su oferta de gas por falta de inversión. EEUU ha abierto la posibilidad de inversión en hidrocarburos en Venezuela, como posible estrategia para mitigar el riesgo de aprovisionamiento por los citados conflictos bélicos, pero eso podrá beneficiar a EEUU, y no necesariamente a Europa. **Cabe destacar que en este mes de marzo se están detectando ataques a infraestructuras energéticas en Rusia y Ucrania, además en el seno de la UE se ha establecido consigna de dejar de comprar gas a Rusia a nivel paneuropeo, y a la vez, EEUU está reduciendo su capacidad exportadora. Todo ello está provocando una subida de los precios del gas, con mayor tensión de precios por los ataques recientes a Israel desde Irán y Yemen.**



Antes del ajuste por supuesto tope de gas eliminado el 31Dic 2023, 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, pero no creemos que sea por mucho tiempo, por las presiones alcistas.

El PPA Carga Base del lustro de Ene 2024 a Dic 2028 prácticamente se ha mantenido en mismo nivel, en torno a 67,2 €/MWh hasta su última cotización (28 Dic 2023).

PPA a 5 años empezando en 2025 sí que ha caído significativamente de 63,5 a 55,6 €/MWh (-7,8 €/MWh, -12,4%), hace tres meses, a 52,3 (-3,4 €/MWh, -6,1%) hace dos meses, manteniendo ese nivel hace un mes, ya repuntando este mes a 54,4 (+2,1 €/MWh, +4,1%).

PPA carga base a 5 años empezando en 2026 ha empezado a cotizar el 2 Ene 2024 a 61,1 bajando hasta 55,4 €/MWh hace tres meses, perdiendo 5,5 €/MWh, y en FEB ha caído a 52,1 (-3,3 €/MWh, -6,0%). En MAR ha corregido a 51,1, ya repuntando este mes a 53,2 (+2,1 €/MWh, +3,9%).

PPA carga base a 10 años empezando en Ene 2024 y hasta 31 Dic 2033 subió por efecto de niveles de precios más altos a largo plazo, pasando de 60,9 a 61,7 €/MWh a finales de año pasado.

PPA carga base a 10 años empezando en 2025 y hasta 2034 ha empezado a cotizar el 2 Ene 2024 a 58,0 bajando hasta 54,6 €/MWh hace tres meses, perdiendo 3,2 €/MWh, y en FEB ha caído a 52,3 (-2,3 €/MWh, -4,2%). En MAR ha corregido a 51,2, ya repuntando este mes a 53,2 (+2 €/MWh, +4%).

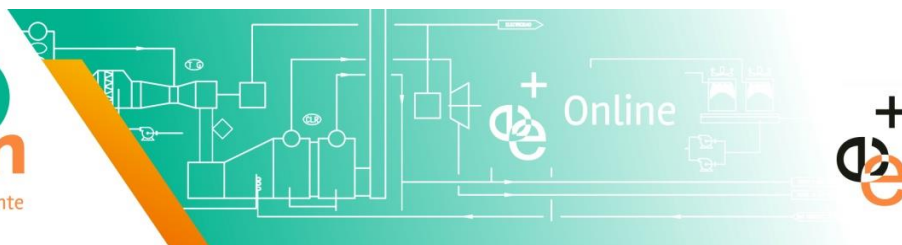
**NOVEDADES IMPORTANTES:** Brusca caída de los precios a corto y medio plazo, y efectos de curva del Pato en los perfiles de los precios por el aumento progresivo de la expansión de la generación Solar Foto-Voltaica. El perfil solar se sigue abaratando respecto al perfil Base. Hace poco más de 9 meses, los precios Carga Solar eran unos -3,0 y -3,5 €/MWh inferiores a precios Carga Base. Pero desde JUN 2023, la diferencia ha cambiado espectacularmente (entre -18 y -21 €/MWh). En NOV, el precio Solar ha pasado de estar entre un 3% y 7% a estar entre un 21% y 42% respecto al precio Base desde el verano. En DIC tenemos unas diferencias más centradas en torno al 30%-31% y lo mismo en ENE-ABR. Podéis ver comparaciones de perfiles Solar y Base en fichero Excel, Output 0, para ver detalle de las diferencias.

PERFIL SOLAR		
Fecha	(Lun 18/03/24)	(Lun 15/04/24)



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.



Futuros	Carga Solar	Carga Solar	Diferencia	%
FTS YR-24 Benchm.	41,68	40,86	-0,81	-2,0%
FTS YR-25	40,75	44,80	4,05	9,9%
FTS YR-26	36,90	41,55	4,65	12,6%
FTS YR-27	36,25	38,80	2,55	7,0%
FTS YR-28	35,00	38,69	3,69	10,5%
FTS YR-29	35,00	38,43	3,43	9,8%
FTS YR-30	35,00	38,43	3,43	9,8%
FTS YR-31	35,00	38,43	3,43	9,8%
FTS YR-32	34,35	37,76	3,41	9,9%
FTS YR-33	34,25	38,05	3,80	11,1%
FTS YR-34	34,21	38,01	3,80	11,1%
FTS PPA 25/29	36,78	40,45	3,67	10,0%
FTS PPA 26/30	35,63	39,18	3,55	10,0%
FTS PPA 25/34	35,67	39,29	3,62	10,1%

Fuente: OMIP. Elaboración Enérgitas/SEI.

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

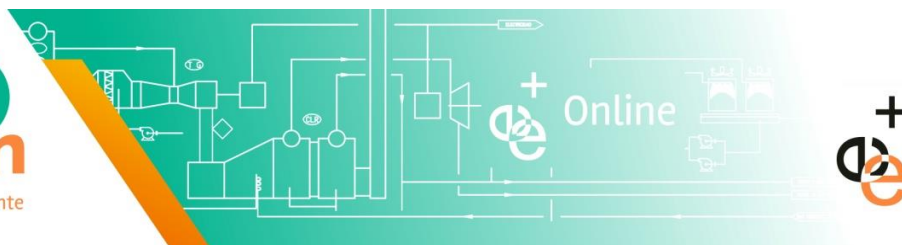
Empezando en 2025 los PPA's carga solar a 5 años han caído a 60,1-40,8-39,5 €/MWh en MAY-JUN-JUL. Pero en SEP han repuntado a 42,6, OCT a 48,9 y NOV a 49,1. Antes de navidades advertimos nivel de saturación. Cayendo en DIC a 44,4, en ENE en torno a 38,7, tocando suelo en FEB a 36,4, y desde MAR ha empezado a subir a 36,8, y actualmente hasta 40,4 (+3,7 €/MWh, +10%).

**Los PPA's carga solar a 5 años desde 2026 han caído** a niveles en torno a 38,5 €/MWh en ENE, a 36,2 en FEB, y 35,6 en MAR, pero ha empezado a repuntar hasta 39,2 (+3,5 €/MWh, +10%) en ABR.

Los PPA's carga solar a 10 años desde 2024 hasta 2033 han 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 también en DIC a 41,8.

**Los PPA's carga solar a 10 años desde 2025 han caído** a niveles en torno a 37,7 €/MWh en ENE, a 36,4 en FEB, a 35,7 en MAR, repuntando a 39,3 €/MWh (+3,6 €/MWh, +10,1%) en ABR.

La decisión de un PPA carga Base o Solar, comenzando en 2026 ó 2025 en vez de hacerlo desde MAY 2024 depende del perfil de carga del consumo a cubrir, y 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). Esa inflexibilidad es realmente una restricción regulatoria que impide la cobertura óptima de la demanda de los suministros. Con los tiempos que corren, debería permitirse una actualización mensual o semanal o diaria de dicho coeficiente a nivel horario.

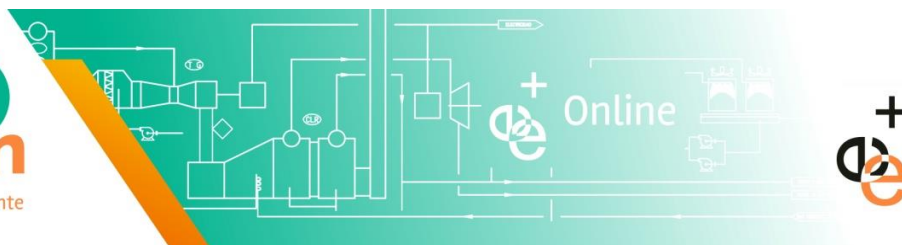
En ciertas regiones (comunidades autónomas), parece que existen menores restricciones (15 km) para autogeneración compartida, lo cual debería de extenderse a nivel nacional.

El nuevo cambio regulatorio del pool orquestado desde las autoridades europeas a cada Estado miembro para implantar precios cuarto-horarios va a aumentar aún más la volatilidad de los precios del mercado mayorista. Los nuevos precios del pool nos aproximarán 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), cuando debería medirse y facturarse el consumo real cuarto-horario (la tecnología lo permite). **Pasaremos de 24 precios horarios a 96 precios cuarto-horarios en cada día (aunque inicialmente el precio sea el mismo a lo largo de una hora) el día 1 Junio 2024.** Esto pondrá en cuestión el papel del Operador del Sistema 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). Pinta un escenario ideal para impulsar las inversiones en sistemas de almacenamiento, 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. Pero **OJO: este cambio va a suponer sendas inversiones en los cambios de las plataformas de gestión de mercados de todos los agentes:** generadores, comercializadores, distribuidores, agentes vendedores, *traders*: importadores y exportadores.

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. Pero se requiere una excepcionalidad para vertidos o excedentes a la red cuando la planta de cogeneración reduce su producción por menor demanda de energía térmica.

Con el fin de impulsar el autoconsumo de proximidad, se ha aumentado (desde 1 km a 2 km) la distancia permitida entre el consumidor y las plantas de generación con tecnología fotovoltaica ubicadas en la cubierta de una o varias edificaciones. Los nuevos peajes contemplan una actualización de los peajes para estos casos, y hay que tenerlos en cuenta.

El precio del Fondo Nacional de Eficiencia Energética (**FNEE**) aumenta a 0,565452 €/MWh (antes 0,235) desde el día 31 Mar 2023, según Orden TED/296/2023, de 27 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2023. Se supone que esa tremenda subida es para incentivar medidas de ahorro. El valor propuesto desde abril 2024 es aún mayor: **0,960541 €/MWh** pendiente de BOE.



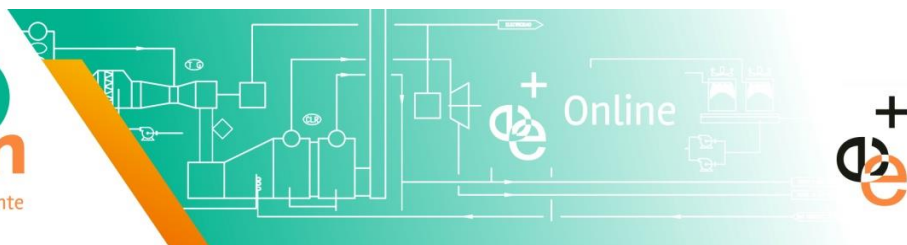
Respecto a los cargos del sistema, desde 15 FEB 2024 se han revalidado los mismos de 2023 hasta el 14 FEB 2024, según Orden TED/113/2024, de 9 de febrero, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2024.

No obstante, los peajes han sido actualizados, desde 1 ENE 2024 según Resolución de 21 de diciembre de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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 2024. Subida moderada del Término de Energía (TE) a partir de 1 ENE 2024, y bajada del Término de Potencia (TP). Para alto factor de carga, tenemos subida de peaje medio neto del +1% para la mayor parte de los consumidores (6.1TD) y bajada neta para los demás.

El Término de Potencia total del ATR (Peajes y Cargos del Sistema), se actualizan tal y como se detalla en siguiente tabla, según las citadas publicaciones oficiales:

ANÁLISIS POTENCIA	TARIFAS DE ATR Y CARGOS DEL SISTEMA
	<b>Término de Potencia PEAJE 1 Ene 2023 (€/kW/año)</b>



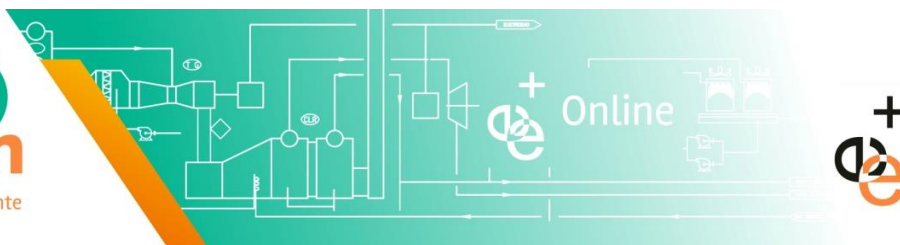


	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
PEAJES 01Ene2023	6.1TD	19,108658	17,911151	8,925198	7,158278	0,506199	0,506199	54,1157
	6.2TD	13,561685	13,526788	5,107950	4,404967	0,374203	0,374203	37,3498
	6.3TD	9,880203	9,471228	4,796920	3,592008	0,487055	0,487055	28,7145
	6.4TD	8,443077	7,279110	3,590719	2,751326	0,349732	0,349732	22,7637
<b>Término de Potencia CARGO SISTEMA 1 Ene 2023 (€/kW/año)</b>								
CARGOS 1Ene2023	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	3,856557	1,930027	1,402384	1,402384	1,402384	0,642759	10,6365
	6.2TD	2,264702	1,133557	0,823528	0,823528	0,823528	0,377450	6,2463
	6.3TD	1,813304	0,907425	0,659281	0,659281	0,659281	0,302217	5,0008
6.4TD	0,887008	0,443874	0,322548	0,322548	0,322548	0,147835	2,4464	
<b>Término de Potencia PEAJE&amp;CARGO hasta 31 Dic 2023 (€/kW/año)</b>								
P&C hasta 31Dic2023	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	22,965215	19,841178	10,327582	8,560662	1,908583	1,148958	64,7522
	6.2TD	15,826387	14,660345	5,931478	5,228495	1,197731	0,751653	43,5961
	6.3TD	11,693507	10,378653	5,456201	4,251289	1,146336	0,789272	33,7153
6.4TD	9,330085	7,722984	3,913267	3,073874	0,672280	0,497567	25,2101	
<b>Término de Potencia PEAJE 1 Ene 2024 (€/kW/año)</b>								
PEAJES 01Ene2024	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	20,557850	12,762884	9,926251	7,848380	0,325141	0,325141	51,7456
	6.2TD	13,138413	8,751207	5,615670	4,671118	0,238475	0,238475	32,6534
	6.3TD	10,474293	6,510420	5,241724	4,138835	0,341465	0,341465	27,0482
6.4TD	7,310560	4,116430	3,161822	2,877385	0,194493	0,194493	17,8552	
<b>Término de Potencia CARGO SISTEMA 15 Feb 2024 (€/kW/año)</b>								
CARGOS 15Feb2024	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	3,856557	1,930027	1,402384	1,402384	1,402384	0,642759	10,6365
	6.2TD	2,264702	1,133557	0,823528	0,823528	0,823528	0,377450	6,2463
	6.3TD	1,813304	0,907425	0,659281	0,659281	0,659281	0,302217	5,0008
6.4TD	0,887008	0,443874	0,322548	0,322548	0,322548	0,147835	2,4464	
<b>NUEVO Término de Potencia 1 Ene 2024 (€/kW/año)</b>								
P&C NUEVOS desde 1Ene2024	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	24,414407	14,692911	11,328635	9,250764	1,727525	0,967900	62,382142
	6.2TD	15,403115	9,884764	6,439198	5,494646	1,062003	0,615925	38,899651
	6.3TD	12,287597	7,417845	5,901005	4,798116	1,000746	0,643682	32,048991
6.4TD	8,197568	4,560304	3,484370	3,199933	0,517041	0,342328	20,301544	
<b>DIFERENCIA Término de Potencia (€/kW/año)</b>								
Diferencias ACTUAL menos NUEVO	6.1TD	1,449192	-5,148267	1,001053	0,690102	-0,181058	-0,181058	-2,3700
	6.2TD	-0,423272	-4,775581	0,507720	0,266151	-0,135728	-0,135728	-4,6964
	6.3TD	0,594090	-2,960808	0,444804	0,546827	-0,145590	-0,145590	-1,6663
	6.4TD	-1,132517	-3,162680	-0,428897	0,126059	-0,155239	-0,155239	-4,9085
<b>DIFERENCIA Término de Potencia (%)</b>								
Diferencias ACTUAL menos NUEVO	6.1TD	6,3%	-25,9%	9,7%	8,1%	-9,5%	-15,8%	-3,7%
	6.2TD	-2,7%	-32,6%	8,6%	5,1%	-11,3%	-18,1%	-10,8%
	6.3TD	5,1%	-28,5%	8,2%	12,9%	-12,7%	-18,4%	-4,9%
	6.4TD	-12,1%	-41,0%	-11,0%	4,1%	-23,1%	-31,2%	-19,5%

Fuente: BOE (Resolución 21 DIC 2023 y Orden TED/113/2024, 9 Feb). Elaboración propia.

El Término de Energía total del ATR (Peajes y Cargos del Sistema), se actualizan tal y como se detalla en esta tabla, sujeto a publicación oficial de los nuevos cargos:

ANÁLISIS ENERGÍA		TARIFAS DE ATR Y CARGOS DEL SISTEMA					
PEAJES 01Ene2023	Término de Energía PEAJE 1 Ene 2023 (€/kWh)						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362	0,000362
	6.2TD	0,010719	0,008707	0,003427	0,002349	0,000172	0,000172
	6.3TD	0,008957	0,007052	0,002994	0,002055	0,000197	0,000197
6.4TD	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153	
CARGOS 1Ene2023	Término de Energía CARGO SISTEMA 1 Ene 2023 (€/kWh)						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,013305	0,009856	0,005322	0,002661	0,001706	0,001064
	6.2TD	0,006243	0,004624	0,002497	0,001249	0,000800	0,000499
	6.3TD	0,005117	0,003791	0,002047	0,001023	0,000656	0,000409
6.4TD	0,001944	0,001440	0,000778	0,000389	0,000249	0,000156	
P&C hasta 31Dic2023	Término de Energía PEAJE&CARGO hasta 31 Dic 2023 (€/kWh)						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,031341	0,024210	0,011287	0,007054	0,002068	0,001426
	6.2TD	0,016962	0,013331	0,005924	0,003598	0,000972	0,000671
	6.3TD	0,014074	0,010843	0,005041	0,003078	0,000853	0,000606
6.4TD	0,010569	0,008178	0,003766	0,002337	0,000402	0,000309	
PEAJES 01Ene2024	Término de Energía PEAJE 1 Ene 2024 (€/kWh)						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,021899	0,011675	0,007394	0,005376	0,000406	0,000212
	6.2TD	0,011872	0,006530	0,003686	0,002774	0,000249	0,000090
	6.3TD	0,010399	0,005651	0,003603	0,002659	0,000238	0,000140
6.4TD	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089	
CARGOS 15Feb2024	Término de Energía CARGO SISTEMA 15 Feb 2024 (€/kWh)						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,013305	0,009856	0,005322	0,002661	0,001706	0,001064
	6.2TD	0,006243	0,004624	0,002497	0,001249	0,000800	0,000499
	6.3TD	0,005117	0,003791	0,002047	0,001023	0,000656	0,000409
6.4TD	0,001944	0,001440	0,000778	0,000389	0,000249	0,000156	
P&C NUEVOS desde 1Ene2024	NUEVO Término de Energía 1 Ene 2024 (€/kWh)						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,035204	0,021531	0,012716	0,008037	0,002112	0,001276
	6.2TD	0,018115	0,011154	0,006183	0,004023	0,001049	0,000589
	6.3TD	0,015516	0,009442	0,005650	0,003682	0,000894	0,000549
6.4TD	0,010701	0,006246	0,003845	0,002595	0,000388	0,000245	
Diferencias ACTUAL menos NUEVO	DIFERENCIA Término de Energía (€/kWh)						
	6.1TD	0,003863	-0,002679	0,001429	0,000983	0,000044	-0,000150
	6.2TD	0,001153	-0,002177	0,000259	0,000425	0,000077	-0,000082
	6.3TD	0,001442	-0,001401	0,000609	0,000604	0,000041	-0,000057
	6.4TD	0,000132	-0,001932	0,000079	0,000258	-0,000014	-0,000064
Diferencias ACTUAL	DIFERENCIA Término de Energía (%)						
	6.1TD	12,3%	-11,1%	12,7%	13,9%	2,1%	-10,5%
	6.2TD	6,8%	-16,3%	4,4%	11,8%	7,9%	-12,2%



menos NUEVO	6.3TD	10,2%	-12,9%	12,1%	19,6%	4,8%	-9,4%
	6.4TD	1,2%	-23,6%	2,1%	11,0%	-3,5%	-20,7%

Fuente: BOE (Resolución 21 DIC 2023 y Orden TED/113/2024, 9 Feb). Elaboración propia.

El precio del exceso de potencia contratada a nivel cuarto-horario se revisa a la baja:

- Tarifa ATR 6.1TD: -2,7%.
- Tarifa ATR 6.2TD: -1,6%.
- Tarifa ATR 6.3TD: -1,7%.
- Tarifa ATR 6.4TD: -0,8%.

Los coeficientes de penalización (K) de excesos suben en periodos p3 y p4, y bajan resto de periodos, manteniéndose los coeficientes en super-punta (p1).

Excesos Potencia desde 1 Ene 2023 - Precio según Tipo Punto de Medida							Precio €/kW
ATR	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Gral
Unidad	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	T1, T2 y T3
6.1	1,000000	0,937332	0,467076	0,374609	0,026491	0,026491	3,665629
6.2	1,000000	0,997427	0,399716	0,301945	0,027593	0,027593	3,371776
6.3	1,000000	0,958607	0,485508	0,363556	0,049296	0,049296	3,080419
6.4	1,000000	0,862139	0,425286	0,325868	0,041422	0,041422	2,944120

Excesos Potencia desde 1 Ene 2024 - Precio según Tipo Punto de Medida							Precio €/kW
ATR	P1	P2	P3	P4	P5	P6	T1, T2 y T3
6.1	1,000000	0,620828	0,482845	0,381770	0,015816	0,015816	3,566788
6.2	1,000000	0,666078	0,427424	0,355531	0,018151	0,018151	3,312680
6.3	1,000000	0,621562	0,500437	0,395142	0,032600	0,032600	3,019048
6.4	1,000000	0,563080	0,432501	0,393593	0,026604	0,026604	2,915852

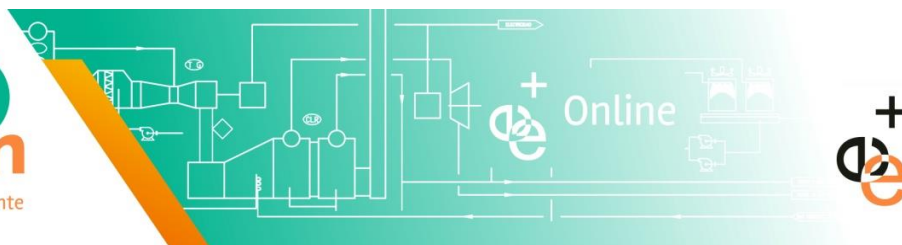
DIFERENCIAS							
6.1	0,000000	-0,316504	0,015769	0,007161	-0,010675	-0,010675	-0,098841
6.2	0,000000	-0,331349	0,027708	0,053586	-0,009442	-0,009442	-0,059096
6.3	0,000000	-0,337045	0,014929	0,031586	-0,016696	-0,016696	-0,061371
6.4	0,000000	-0,299059	0,007215	0,067725	-0,014818	-0,014818	-0,028268

DIFERENCIA Excesos de Potencia (%)							
6.1	0,0%	-33,8%	3,4%	1,9%	-40,3%	-40,3%	-2,7%
6.2	0,0%	-35,4%	5,9%	14,3%	-35,6%	-35,6%	-1,6%
6.3	0,0%	-36,0%	3,2%	8,4%	-63,0%	-63,0%	-1,7%
6.4	0,0%	-31,9%	1,5%	18,1%	-55,9%	-55,9%	-0,8%

Fuente: BOE (Resolución de 21 de diciembre de 2023, de la CNMC). Elaboración propia.

Se mantienen las penalizaciones de reactiva según el factor de potencia (Coseno PHI).

Las tarifas de Garantía de Potencia, desde 15 FEB 2024 bajan un 13,3% según Resolución de Cargos del Sistema. es decir, los denominados cargos por capacidad que perciben los generadores térmicos, aunque



son tarifas que se recaudan por el consumo de los clientes finales través de las comercializadoras en barras de central, estando afectadas por los coeficientes de pérdidas horarias.

<b>TARIFA GP 1 ENE 2023 (€/kWh) ATR 6.1TD-6.4TD</b>					
P1	P2	P3	P4	P5	P6
0,000619	0,000285	0,000190	0,000143	0,000143	0,0
<b>TARIFA GP 15 FEB 2024 (€/kWh) ATR 6.1TD-6.4TD</b>					
P1	P2	P3	P4	P5	P6
0,000537	0,000247	0,000165	0,000124	0,000124	0,0
<b>DIFERENCIA GP (€/kWh)</b>					
-0,000082	-0,000038	-0,000025	-0,000019	-0,000019	0,0
<b>DIFERENCIA GP (%)</b>					
-13,2%	-13,3%	-13,2%	-13,3%	-13,3%	0,0%

Fuente: Orden TED/113/2024, 9 Feb. Elaboración propia.

Subida del FEE del Operador del Mercado, del +1,1% para los generadores (> 1 MW) pasando de 13,16 a 13,31 €/MW de potencia disponible, y una del +10,6% para los consumidores (a través de las comercializadoras) pasando de 0,036702 a 0,04096 €/MWh, en barras de central (efecto de pérdidas) a partir de 15 FEB 2024, según Orden TED/113/2024.

Sube el FEE del Operador del Sistema un 9,6%, pasando de 0,15971 a 0,17498 €/MWh, lo cual supone una subida de +0,01527 €/MWh (+9,6%) a partir del 1 ENE 2024. Se mantiene la cuota fija de 200 € por agente (474 agentes). Ambos según Resolución de 15 de diciembre de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la cuantía de retribución del operador del sistema eléctrico para 2024 y los precios a repercutir a los agentes para su financiación.

Al parecer como hay superávit del sistema de actividades reguladas, los Cargos del Sistema no han cambiado a mediados de febrero. Ya veremos. Dado que la demanda ha caído más de un 3% en 2023 y muy probablemente seguirá cayendo en 2024, igual se revisan los Cargos al alza en el transcurso del año.

El 14 JUN 2023 se ha publicado el Real Decreto 444/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los Consumidores Electro-Intensivos (CEI). Se abre la puerta a más consumidores, reduciendo las exigencias financieras (ratio Consumo/Valor Añadido Bruto = 0,25 kWh/€) y consumo en periodo de horas valle (p6) a 46% (no exigible en 2022 y 2023). Se mantiene consumo anual mínimo de 1 millón de kilovatios hora (1 GWh = 1.000 MWh = 1.000.000 kWh). En cuanto a obligaciones, se mantiene el 10% de energía renovable a plazo (quinquenal), excepto PYMES, pero se aumentan exigencias (restricciones), es decir, riesgo potencial de devolver las eventuales ayudas caso de incumplimientos. Por un lado, exigen enviar previsiones de autoconsumo al Operador del Sistema (plazo 6 meses para disponer equipos de medida y de 3 meses para alta en Concentrador Principal del Sistema de Medidas Eléctricas -SIMEL- desde obtención de certificación). Al menos un 30% del suministro debe proceder de energías renovables mediante PPA's, Certificados de



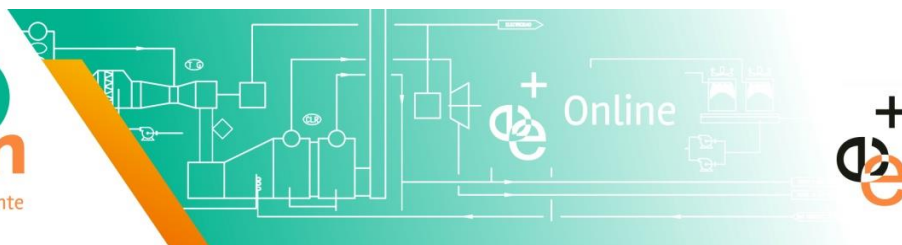
Garantía de Origen (GdOs') o autoproducción. Invertir al menos la mitad (50%) de las eventuales ayudas en proyectos para reducir Gases de Efecto Invernadero (GEI's) de las instalaciones.

Lamentamos la tremenda subida (más del doble) del ratio energético-financiero publicada el 20 Enero 2024, en el B.O.E. mediante Resolución de 15 de enero de 2024, 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 consumidor electrointensivo, al que se refiere el Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos, pasando a ser 0,51 kWh/€. Esto supone una barrera de entrada para muchos consumidores (avalancha) que ya habían solicitado alegremente el alta de CEI a finales de 2023 y especialmente a inicios de 2024, por la flexibilidad temporal del cumplimiento del ratio del 46% del consumo en horas valle (periodo p6: primeras 8 h de todos los días e inclusive las 24 h de fines de semana y días festivos nacionales).

Muchos CEI's reconocidos legalmente como tal, e inclusive habiéndose renovado la autorización administrativa recientemente como CEI, han quedado fuera del nuevo Estatuto, y recibieron notificación previa de baja por supuesto incumplimiento (no pertenecer a sectores habilitados), permitiendo 10 días hábiles para presentar alegaciones, quedando abierta la posibilidad de presentar posteriormente recurso contencioso administrativo por daños patrimoniales y daños y perjuicios derivados principalmente por obligaciones de suscribir PPA's e implantar la ISO ambiental 50.001. Aparte de disponer de derechos adquiridos es un trato arbitrario y discriminatorio, sin ninguna medida paliativa. Otra inseguridad jurídica amparada en decisiones de la Comisión Europea. El nuevo Estatuto podría suponer devolución (y sanción) de ayudas percibidas, pues de momento cambia las obligaciones/exigencias sin el debido consenso con los consumidores industriales y PYMES. Se desconoce aún si habrá que aprovisionar la eventual devolución de las ayudas que se podrían estar percibiendo en 2023 derivadas de las convocatorias de ayudas anteriores (2021), caso de reclamación administrativa por ingresos indebidos. No se puede seguir consumiendo con este tipo de incertidumbres. Los plazos de cumplimiento de informe de eficiencia energética deberían ampliarse tanto para la convocatoria de ayudas en 2022 (vencieron 31.12.2023) como en 2023 (30.04.2024). No hay tiempo ni recursos suficientes para cumplir con esos plazos. La implantación del Sistema de Gestión de la Energía auditado y certificado según la norma UNE-EN ISO 50001, supone un largo proceso con tremendos sobrecostes y recursos imprevistos, que no están siendo debidamente compensados con las escasas ayudas de las convocatorias. Aún es posible relajar el plazo para ayudas del 2023. El nuevo gobierno puede y debería hacerlo. Si no lo hace, podrían ponerse en riesgo a los CEI's.

La [Propuesta de Circular, por la que se modifica la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, por la que se establece una nueva metodología \(aplicable a partir 1 ENE 2025\) para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad](#) anticipa cambios en la facturación de la potencia y de la reactiva, supuestamente para 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  $TEP_p$ , cuyos valores se publicarán para cada periodo (p) tarifario, en la Circular de Peajes.
- Facturación por excesos de reactiva se mantiene tal cual en la actualidad hasta 31 DIC 2025, sin penalizar el Factor de Potencia (Cosep) 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.

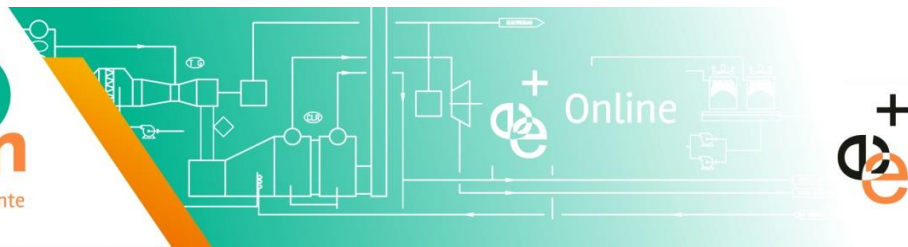
- Facturación por excesos de reactiva desde 1 ENE 2026:

Periodo horario	Puntos de suministro conectados en tensión superior a 220 kV con potencia contratada > 5 MW en algún periodo horario	Resto de puntos de suministro a los que les es de aplicación el término por energía reactiva
Periodo 1	0,95 cap < $\cos \varphi$ > 0,95 ind	0,95 cap < $\cos \varphi$ > 0,90 ind
Periodos 2, 3, 4 y 5	0,98 cap < $\cos \varphi$ > 0,95 ind	0,95 cap < $\cos \varphi$ > 0,90 ind
Periodo 6	$\cos \varphi < 1$ ind	0,98 < $\cos \varphi < 1$ ind

- El precio del término de energía reactiva (€/kVArh) para factores de potencia fuera de rango serán los siguientes:

Factor de potencia fuera de rango	Término de energía reactiva (€/kVAhr)
0,80 cap $\leq \cos \varphi \geq$ 0,80 ind	0,0080
0,80 cap > $\cos \varphi <$ 0,80 ind	0,0120

- La CNMC podrá modificar la penalización mediante resolución.
- A partir de 2026 penalizará no cumplir con el rango de FP en valle (p6).



## COMENTARIO GAS

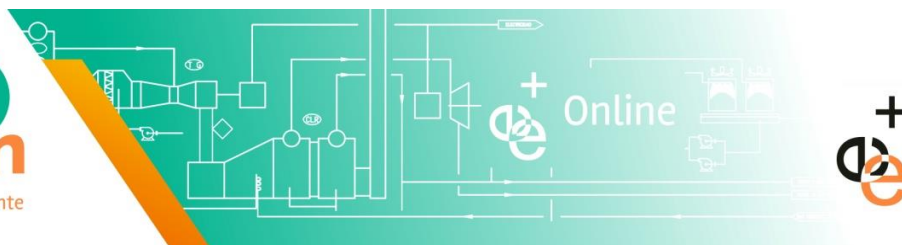
Precio interanual futuro Dated Brent vuelve a subir +4,1% con caída del Tipo de cambio US\$/€ de -2%, induciendo una subida neta media de +2,1% en los precios variables del suministro de gas a cliente final en España respecto a valores de hace un mes (caso de indexación a Brent y TC). No obstante, en valor acumulado, los precios de gas como materia prima son ahora aún más altos que en 2020, casi un 300% de incremento. 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 todos los casos la tarifa de gas regulada (de referencia o de último recurso) 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 calor-intensivas, obligándolas a cierres temporales o nuevos ERTE's. Las ayudas iniciales del gas para las industrias han sido muy restringidas a unos pocos sectores, excluyendo a la inmensa mayoría de las industrias que están en riesgo de cortes de gas por retrasos en los pagos. Estamos viendo despidos o reducciones de personal desde finales 2022 y esto podría contagiarse si no se hace nada eficaz para evitarlo.

El precio interanual del *hub* de gas España-Portugal (Mibgas), revierte otra vez al alza +12,3% debido a la subida de los precios internacionales de gas. Los *hubs* de gas europeos, el TTF y NBP también repuntan +11,2% y +11,3%, respectivamente. En el mismo sentido, el gas Henry Hub de EEUU, índice NYMEX, repunta de forma más moderada +4,0% en parte debido a campañas electorales a la presidencia hasta finales de año.

Los futuros del gas natural del Reino Unido están superando los 85 peniques por termia en la segunda quincena de abril, un nivel a corto plazo que despierta todas "las alertas". Si vemos los futuros europeos de gas natural TTF, están superando los 33 €/MWh, cerca de máximos de tres meses, en medio de tensiones geopolíticas en Oriente Medio. Irán atacó a Israel durante el fin de semana (13 ABR 2024) y, aunque el ataque causó pocos daños, todavía hay incertidumbre sobre la respuesta de Israel y si el conflicto escalará. Persisten riesgos de suministro relacionados con la guerra en Europa, después de los ataques rusos a dos almacenamientos subterráneos en Ucrania. Al mismo tiempo, las importaciones de GNL de países asiáticos están aumentando: las importaciones de China alcanzaron 6,61 millones de toneladas en MAR. A pesar de esto, los mercados europeos de gas están bien abastecidos, con reservas actualmente al 62% de su capacidad. Además, factores como las proyecciones de un clima más cálido, el aumento de la producción de energía eólica, la fuerte producción de energía nuclear en Francia y el aumento del suministro de gas noruego están ejerciendo una influencia bajista en el mercado. Las reparaciones en la terminal de GNL de Freeport en Texas han provocado una reducción de los flujos de exportación en barcos metaneros, pero se espera que dichos trabajos concluyan en breve.

El índice del carbón internacional (ARA) sigue al alza subiendo +11,4% respecto a valores interanuales de hace un mes. Mayor demanda de carbón (inducida) en Occidente, especialmente en Alemania y Polonia, y también Japón y Corea del Sur por efecto de gas encareciéndose. Vemos demanda de carbón (de menor calidad) reactivándose en China y la India. Los futuros del carbón están rebasando los 125 dólares americanos por tonelada, mientras los inversores sopesan el exceso de oferta en China frente a la reducción de las exportaciones de Rusia. La dependencia de la India del carbón sigue siendo fuerte, ya que la generación de electricidad a partir de carbón alcanzó un nuevo máximo en enero de 2024, a pesar de los esfuerzos por impulsar las fuentes de energía renovables.





Así, los futuros interanuales del *DATED* Brent han pasado de 83,1 a 86,5 US\$/bbl, y los futuros del Tipo de Cambio pasan de 1,0934 a 1,0716 US\$/€.

La media interanual de los futuros del Mibgas pasan de 29,7 a 33,3 €/MWh.

La media interanual de los futuros del TTF pasan de 30,2 a 33,6 €/MWh.

La media interanual de los futuros del NBP (UK) pasan de 77,0 a 85,7 peniques/termia.

La media interanual de los futuros del NYMEX pasan de 2,6 a 2,7 US\$/MMBtu.

Los targets del Dated Brent pasan de 80,9-75,7-72,5 US\$/barril a finales de 2024-2025-2026, a niveles de 84,5-78,1-74,1, respectivamente. Curva forward mantiene perfil *backwardation*.

Los targets del euro frente al dólar americano pasan de 1,0990-1,1194-1,1377 a finales de 2024-2025-2026 a 1,0748-1,0969-1,1181, respectivamente. Perfil *contango* favorable, que frena levemente un mayor impacto de los futuros del gas.

Los targets del TTF pasan de 33,07-33,09-29,9 €/MWh a finales 2024-2025-2026, a niveles de 37,21-37,54-32,35, respectivamente. Pero deberían bajar (aprox. dos tercios o dos terceras partes) 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).

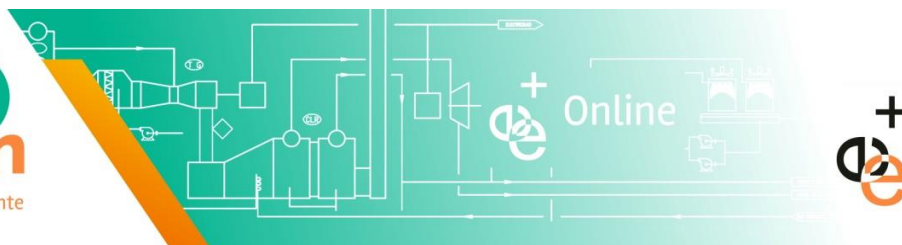
**Los futuros de MIBGAS anticipan medias anuales que pasan de 29,0-30,4-28,4 €/MWh para 2024-2025-2026 a niveles de 31,0-32,2-31,1, respectivamente. El 2023 ha cerrado a 39,2 más de un 60% inferior al escandaloso precio de 2022 (100 €/MWh).**

El precio Spot (contado) del Mercado Ibérico de Gas MIBGAS (mercado secundario), producto *day-ahead*, ha revertido al alza en MAR 2024, cerrando media mensual a 26,9 €/MWh, lo cual supone una subida de +1,5 €/MWh, +6% respecto FEB 2024 (25,4 €/MWh). El noroeste de Europa ha tenido un invierno cálido con temperaturas superiores a la media, lo que ha provocado una menor demanda de gas natural. Pero ya anticipamos una escalada en MAR a partir hasta un nivel de al menos unos 35 €/MWh en último trimestre 2024.

Existe un riesgo latente de que el gas repunte hasta un techo preliminar de 45 €/MWh, debido a consecuencias de los conflictos entre Rusia/Ucrania e Israel/Hamas/Irán/Yemen. Y se puede disparar por efectos de la incorporación de Suecia y Finlandia a la OTAN, a la vista del reforzamiento del liderazgo de Putin en las recientes elecciones generales rusas, pudiendo surgir una nueva guerra en países nórdicos, especialmente para controlar el gasoducto entre Noruega y Polonia (*Nordic Response*).

Aun con las caídas de los precios del gas desde OCT hasta tocar suelo en FEB, podemos ver cierre de empresas/industrias si no se establecen ayudas o compensaciones contundentes, pues tenemos un precio que triplica la media de hace tres años (2020: a 10,2 €/MWh). De hecho, se anticipan niveles que casi triplican esa media en 2025 y 2026. La industria NO puede resistir un coste de materia prima tan elevado durante tanto tiempo.





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. Y los norteamericanos por el gas de fractura hidráulica.

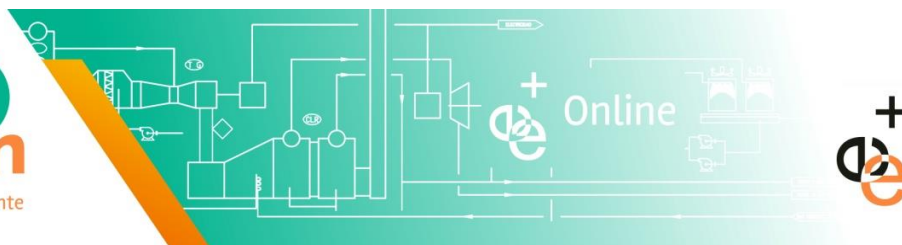
Los países asiáticos están sustituyendo a Europa como destino del gas ruso y de Oriente Medio, cerrando aprovisionamientos a largo plazo con más de dos terceras partes del gas mundial, dejando menos de una tercera parte a los países europeos. Sin duda el control de los precios de los mercados gasistas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

La falta de importación de gas barato de Argelia a España también está repercutiendo en la especulación del precio del gas desde otros países. Ojalá que España y Argelia puedan entenderse y restablecer las transacciones de gas. De hecho, 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.

Si tenemos en cuenta los futuros a lo largo de 2022 del Mercado Secundario de Gas 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).

Tengamos en cuenta de que, en el año 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 3 veces viendo el valor previsto para 2024-2025 (en torno a 31-35 €/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 contratos de aprovisionamiento de gas previstos para 2024 (un precio final sobre el consumo en torno a 55-61 €/MWh). Se verán 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 2026). 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. Sin duda esto podría ayudar a cumplir algunos 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 para todos.

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:

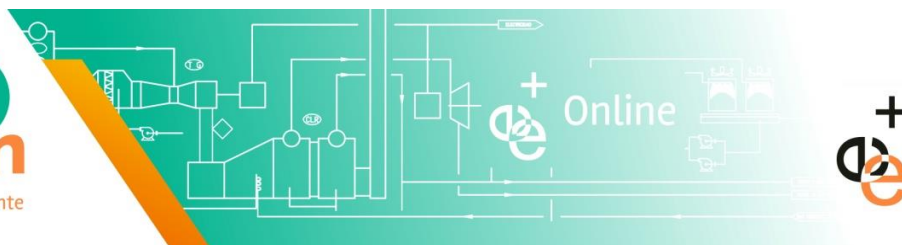


- MAY 2024: ha tenido 10 días de actividad en MIBGAS en lo que llevamos de mes (del 1 al 15 ABR), marcando MAX 30,5, medio 27,6 y MIN 25,7. Última cotización del Futuro del gas en OMIP es de 31,2 (15/Abr/24) y la media acumulada del futuro 26,3 con Máx/Mín de 31,2/22,4.
- ABR 2024: ha tenido 20 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 28,5, medio 26,7 y MIN 24,7. Última cotización del Futuro del gas en OMIP ha sido 27,5 (28/Mar/24) y la media acumulada del futuro 26,8 con Máx/Mín de 32,7/22,3. Valor esperado del contado 29,7 €/MWh.
- MAR 2024: ha tenido 20 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 28,3, medio 24,8 y MIN 22,0. Última cotización del Futuro del gas en OMIP ha sido 24,3 (29/Feb/24) y la media acumulada del futuro 29,4 con Máx/Mín de 40,1/22,2. Cierre de contado ha sido 26,9 €/MWh, por debajo del valor medio de los Futuros.
- FEB 2024: ha tenido 22 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 33,0, medio 28,7 y MIN 26,0. Última cotización del Futuro del gas en OMIP es de 28,7 (31/Ene/24) y la media acumulada del futuro 36,3 con Máx/Mín de 49,1/25,9. Cierre de contado ha sido 25,4 €/MWh, por debajo del nivel mínimo de los Futuros.
- ENE 2024: ha tenido sólo 16 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 40,6, medio 34,3 y MIN 31,2. Última cotización del Futuro del gas en OMIP es de 32,2 (29/Dic/23) y la media acumulada del futuro 43,7 con Máx/Mín de 56,5/31,1. Cierre de contado ha sido 29,7 €/MWh, por debajo del valor mínimo de los Futuros.

La tremenda corrección (reversión) de los precios del gas internacional (TTF y NBP) siempre se propaga en el MIBGAS y 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 €/tCO2. Saltan las alertas porque ese nivel máximo se ha llegado a triplicar y en algunos momentos cuadruplicar/quintuplicar. En los niveles actuales se ha duplicado. Requiere compensación en plazos oportunos para seguir operando. Lo del CO2 es un escándalo.

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** empezó a cotizar 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 ENE 2024 ha cotizado desde 2 OCT hasta 29 DIC registrando un Max-Med-Min de 56,5-43,7-31,1 €/MWh. Contado ha cerrado a 29,7.
- Futuro FEB 2024 ha cotizado desde 1 NOV hasta 31 ENE registrando un Max-Med-Min de 49,1-36,3-25,9 €/MWh. Contado ha cerrado a 25,4.
- Futuro MAR 2024 ha cotizado desde 1 DIC hasta 29 FEB registrando un Max-Med-Min de 40,1-29,4-22,2 €/MWh. Contado ha cerrado a 26,9.
- Futuro ABR 2024 ha cotizado desde 2 ENE hasta 28 MAR registrando un Max-Med-Min de 32,6-26,8-22,3 €/MWh. **El Benchmark para el contado es de 29,7.**
- Futuro MAY 2024 lleva cotizando desde 1 FEB hasta fecha actual registrando un Max-Med-Min de 31,2-26,3-22,4 €/MWh.
- Futuro JUN 2024 lleva cotizando desde 1 MAR hasta fecha actual registrando un Max-Med-Min de 31,1-27,1-24,4 €/MWh.
- Futuro JUL 2024 lleva cotizando desde 2 ABR hasta fecha actual registrando un Max-Med-Min de 31,2-28,0-25,7 €/MWh.
- **Futuro 2024** ha cotizado desde 3 Ene 2022 hasta 28 DIC 2023, con valores acumulados entre 30,3 y 193,1 y media **61,9**. **Última cotización a 33,8 (28 DIC2023)**. Media estimada del Contado para el año sube a **31,0**, ligeramente por encima del valor MIN del futuro.
- **Futuro 2025** ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2023, con valores acumulados entre 26,4 y 53,7 y media **40,8**. **Última cotización a 35,2 (15 ABR 2024)**.
- **Futuro 2026** ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2024, con valores acumulados entre 25,5 y 31,1 y media **28,0**. **Última cotización a 31,1 (15 ABR 2024)**.

La TUR para Q2 2024 revierte a **4,3906 c€/kWh, -14%**, bajada regulatoria importante principalmente para el sector doméstico y pequeños suministros de gas, pero que no se notará mucho por la subida del IVA que ha pasado del 5% al 10% desde 1 ENE 2024 y al 21% desde 1 ABR 2024.

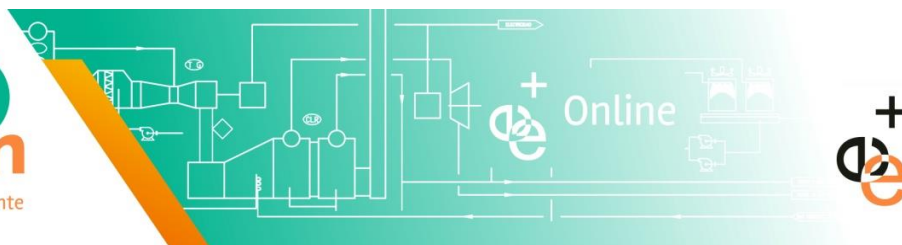
Debería existir una TUR de refugio a precio fijo para consumidores industriales o gran comercio en dificultades (en vez de MIBGAS + recargo del 20%, aparte del recargo sobre costes regulados) o bien una Tarifa de Referencia temporal basada en subastas de gas a mercado libre para asegurar la supervivencia 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.

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.



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.



Se recomienda optimizar la denominada Qd asociada al caudal diario máximo contratado, cuando 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. El RD-Ley 8/2023 prorroga la flexibilización temporal de los contratos de suministro de gas natural hasta 30 JUN 2024, pudiendo ajustarse la Qd 3 veces y una vez se puede cambiar el tipo de tarifa de peaje según consumo anual esperado.

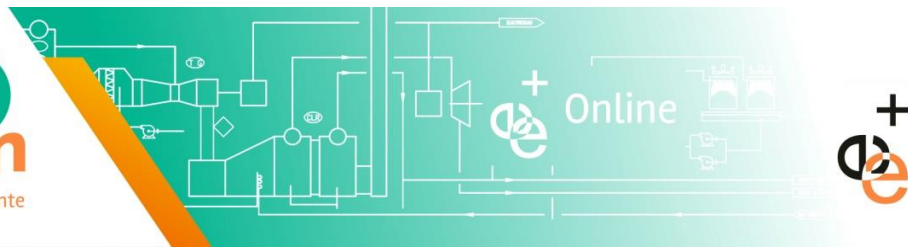
Las coberturas de gas están a precios que empiezan a ser competitivos, pero no lo suficiente como para volver a presupuestos de hace dos años. Asegurar precios en coyunturas como la actual puede evitar nuevos incrementos, pero perder la oportunidad de recoger caídas más adelante. Los precios de los *hubs* internacionales están subiendo de forma repentina por el efecto *Nordic Response*, ataques/atentados/averías en infraestructuras rusas y ucranianas, mantenimientos forzados en EEUU, por lo que ya no recomendamos esperar a que se estabilicen precios a la baja para plantearse coberturas, porque “vienen curvas peligrosas”. 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*. Quien no haga coberturas de gas ahora puede que se arrepienta en breve.

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.

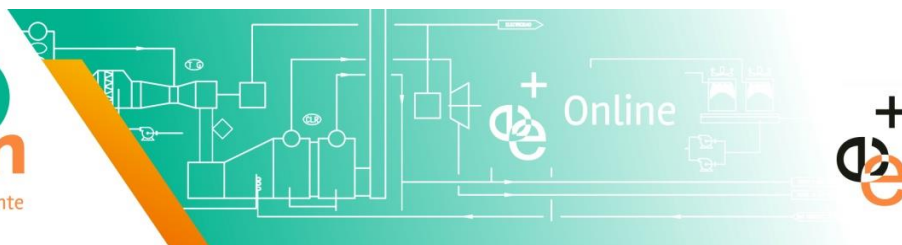
Debemos estar muy atentos a los movimientos de los precios del gas (y de la electricidad) en próximos días y semanas por el empeoramiento de los conflictos bélicos en Ucrania y Gaza, así como las intervenciones y los cambios regulatorios que se están contemplando por nuestros reguladores tanto nacionales como europeos. Las medidas del gobierno sobre bonificaciones en el sector gasista favorece en cierta medida a la industria gas intensiva. Muy importante aprovechar las ayudas si vuelven a aprobarse para solicitarlas en plazo y forma, sabiendo que se pueden convocar en fechas determinadas.



El 2 JUN se ha publicado la Resolución de 30 de mayo de 2023, de la CNMC, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2024. El 28 SEP se ha publicado la Orden TED/1072/2023, de 26 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 2024. Ambas normativas completan así el ATR para la nueva temporada gasista (de OCT 2023 a SEP 2024).

Si tenemos en cuenta ambos conceptos (Peajes y Cargos), la parte variable de las tarifas RL8 (15-50 GWh/año), RL9 (50-150 GWh/año) y RL10 (150-500 GWh/año) suben un +15,1; +14,8; y +15,4%, respectivamente. En sentido contrario, la parte fija baja -25,8%; -29,0%; y -26,6%, respectivamente.

Buen momento para mitigar la facturación de la parte fija del gas en mayor medida y de la parte variable en menor medida (la subida de peajes y cargos reduce los ahorros del coste de la materia prima), pero insuficiente viendo la tendencia del precio de la materia prima (precio del gas). Es muy difícil trasladar la subida del precio del gas a los productos manufacturados. Los fondos europeos podrían (deberían) utilizarse para compensar el coste de la materia prima a los industriales como está ocurriendo en otros países europeos.



## COMENTARIO CO2

El precio spot del mercado de derechos de emisiones de CO2 en Europa inicia escalada alcista en MAR 2024 a 57,8 €/tCO2. ABR lleva acumulado un ajuste hasta los 61,9 €/tCO2 con presión alcista por la inflación que en parte se debe al excesivo nivel del precio del CO2 en Europa, así como por el repunte de los precios internacionales del gas, derivados del petróleo, y del carbón, debido a los ataques a Israel desde Irán, pudiendo desencadenarse un conflicto bélico recurrente que dispare los precios a niveles inesperados.

El precio de contado del CO2 del año 2020 cerró a 24,7 €/tCO2, muy similar al récord histórico de 2019 (24,8 €/tCO2). El año más crítico anteriormente fue el 2008 (22,0 €/tCO2). Pero en aquél entonces sufrimos una crisis mayor del petróleo y aún menor del gas, y también se iniciaba la segunda etapa del mercado europeo de CO2. El valor mínimo anual se alcanzó en 2013 (4,45 €/tCO2), y del 2012 al 2017 se mantuvo en una horquilla media en torno a 6 €/tCO2, y ya nos parecían abusivos aquellos precios.

Pero en 2021, la media ANUAL acumulada del CO2 repuntó a 53,6 €/tCO2, lo cual supone una subida más del doble que los máximos históricos previos. La media ANUAL en 2022 subió a 80,9 €/tCO2, casi triplicando la media de 2020-2021. Este nivel implica un crecimiento de más de 4 veces (400%) superior a los valores medios del registro histórico reciente (2018-2020: 21,8 €/tCO2). Hablar de 2023 es inclusive algo peor, porque ha cerrado a 83,5 €/tCO2.

En lo que llevamos de año 2024, hasta 15 ABR 2024, tenemos una media *spot* acumulada de casi 60 €/tCO2, entorno a niveles del otoño 2021.

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 €/tCO2.
- Futuro Dic 2021 dejó de cotizar el 20 DIC/2021 a un valor en torno a 79,4.
- Futuro Dic 2022 dejó de cotizar el 19 DIC/2022 a un valor en torno a 84,1.
- Futuro Dic 2023 dejó de cotizar el 18 DIC/2023 a un valor en torno a 69,1.

La curva de precios forward del CO2 a medio y largo plazo (2024-2032) sigue con un perfil de *contango* a partir del 2024, con unos niveles mayores (15%) respecto a valores de hace un mes.

Fecha	dic-24	dic-25	dic-26	dic-27	dic-28	dic-29	dic-30	dic-31	dic-32
18/03/2024	61,43	63,73	65,98	68,37	70,92	73,32	75,72	78,12	80,52
15/04/2024	70,55	73,27	75,84	78,46	81,17	84,07	86,97	89,87	92,77
Variación	9,12	9,54	9,86	10,09	10,25	10,75	11,25	11,75	12,25
	14,8%	15,0%	14,9%	14,8%	14,5%	14,7%	14,9%	15,0%	15,2%

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

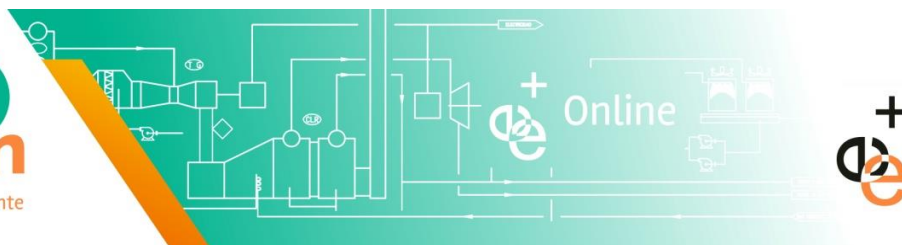
El precio del CO2 crece a un ratio anual medio de 3,6% y 3,4% en 2025-2028 y 2029-2032, respectivamente.

Fecha	dic-24	dic-25	dic-26	dic-27	dic-28	dic-29	dic-30	dic-31	dic-32
-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------



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.



18/03/2024	61,43	63,73	65,98	68,37	70,92	73,32	75,72	78,12	80,52
Variación	0	2,30	2,25	2,39	2,55	2,40	2,40	2,40	2,40
		3,7%	3,5%	3,6%	3,7%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%

Fecha	dic-24	dic-25	dic-26	dic-27	dic-28	dic-29	dic-30	dic-31	dic-32
15/04/2024	70,55	73,27	75,84	78,46	81,17	84,07	86,97	89,87	92,77
Variación	0	2,72	2,57	2,62	2,71	2,90	2,90	2,90	2,90
		3,9%	3,5%	3,5%	3,5%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%

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

Los especuladores se están “frotando las manos”, ya que persisten las reglas del juego y la demanda de derechos va en aumento. La prensa nacional e internacional ha dejado de cuestionarse por qué aún NO se ha suspendido el mercado de CO2, si es un agravante al precio de la electricidad, especialmente para las industrias que aún siguen tratando de sobrevivir y se niegan a echar el cierre definitivo en Europa. Aun así, el precio del CO2 está en niveles perniciosos que pueden llegar a convertirse o declararse en estafa energética por alguna fiscalía de algún Estado Miembro de la Unión Europea o algún juzgado que reciba una demanda judicial de cualquier empresa afectada. Aunque nos están dando una tregua, ya han rebasado los límites de racionalidad y proporcionalidad del impacto ambiental para castigar a la energía térmica y frenar su producción favoreciendo a las renovables. Quizás sería oportuno que la CNMC plantee hacer un seguimiento y control del mercado europeo de CO2 de forma coordinada con las demás comisiones reguladoras europeas, pues el precio del CO2 se nos puede ir de las manos, más bien caer en las manos de agentes especuladores que siguen haciendo gran negocio sin tener posiciones físicas.

Si no se suspende o elimina el mercado de CO2, entonces que se eliminen los subsidios a las renovables y la excepcionalidad de no pagar costes de red a auto-consumos con placas solares, a menos que operen en modo aislado y desconectado de las redes. Los consumidores están pagando en duplicado las diferentes políticas ambientales de los Estados Miembros de la UE. No hay tanta riqueza como parece. Todo lo contrario: Nos están llevando a una miseria energética. “La vaca se va a quedar sin leche”. Si la red sirve de respaldo, que se paguen dichos servicios, pues los costes fijos van a ir en aumento en cuanto se consolide una eventual bajada de precios, porque toca repartirlos entre una demanda residual cada vez menor. Unos consumidores (sin autoconsumo, típicamente los más pobres o con menos recursos económicos) NO deben subsidiar a los demás (con autoconsumo, típicamente los más ricos o con mayores recursos económicos). Esto está abriendo más la brecha entre consumidores, pero es contradictorio que ocurra en la Europa contemporánea. El precio del CO2 lo termina pagando hasta la más humilde persona (cliente final). Es como un coste variable o coste marginal adicional al de la materia prima.

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 de 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.

De momento, parece que después de la última Cumbre del Clima en Dubái durante la primera quincena de DIC 2023, hemos tenido una tregua con el precio del CO2, inclusive con un perfil correctivo de precios en todos los plazos (corto, medio y largo) hasta FEB 2024. Sin embargo, ya hemos observado periodos temporales en los que el CO2 baja para volver a repuntar. Pero si vemos el comportamiento histórico, se



observa un aumento del precio del CO2 que se duplica y casi triplica anualmente. A ese ritmo, se espera que alcance 150 €/tCO2 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 €/tCO2 el 17 AGO 2022. Con lo cual, ese nivel de 150 puede que se consolide más pronto que tarde.

El precio del CO2 está 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.

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.