

## MERCADOS Y PRECIOS ENERGÉTICOS | MARZO 2023

### COMENTARIO ELECTRICIDAD

Precio carga base del mercado mayorista spot o de contado (*Commodity*) repunta en FEB a 133,5 €/MWh, sin incluir el subsidio a la térmica, subiendo +63,9 €/MWh (+91,9%) respecto ENE (69,6 €/MWh) debido a mayor demanda y menor producible renovable. Dicho precio de FEB 2022 ha sido -66,7 €/MWh (-33,3%) inferior al de FEB 2022 (200,2). Esta bajada NO tiene en cuenta el ajuste del precio por la compensación del gas, que en FEB ha supuesto un valor medio NETO reductor de -1,4 €/MWh, que se liquida entre los consumidores, excepto compras de bombeo y consumos auxiliares, así como compras oportunistas para exportaciones, y aquellos contratos de suministro y/o coberturas que se hayan suscrito antes del 26 ABR 2022.

La medida del gobierno para tratar de desacoplar el precio del pool respecto al precio del gas, según Real Decreto-Ley 10/2022, el CAP de precio de gas contempla inicialmente un precio mínimo de referencia del gas (Prgn) de 40 €/MWh (se suponía sólo primeros 6 meses, pero se ha tenido que prolongar medio mes más), subiendo 5 €/MWh cada mes natural posterior (desde Enero 2023) hasta cubrir 11 meses y medio de aplicación, para que la térmica internalice ese coste en sus ofertas de producción. En ENE ha pasado a 45 €/MWh. En FEB a 50 €/MWh. En Marzo a 55 €/MWh. Para convertir esos precios de gas a generación eléctrica debe aplicarse el cociente del 55% de eficiencia de las plantas térmicas de Turbinas de Gas de Ciclo Combinado (CCGT). Es decir, debe multiplicarse por un coeficiente de 1,82. Y al cliente final se le repercute además el coeficiente de las pérdidas horarias en redes de distribución y transporte. Dado que en Marzo dicho precio de referencia de gas es muy alto, NO se ha superado en MIBGAS, con lo cual aún NO ha habido ajuste en ningún día de Marzo al cierre de esta edición.

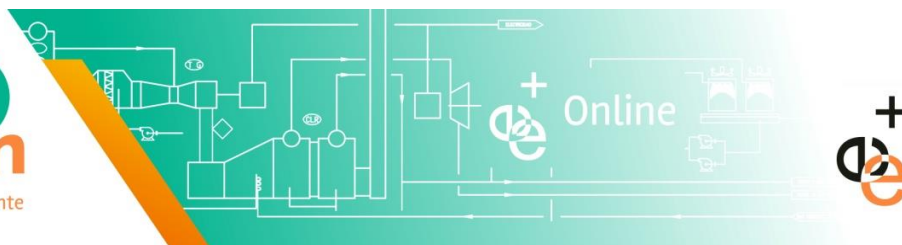
A la cogeneración se le deben reconocer todos sus costes sea con o sin el ajuste por excepción ibérica, pero en un plazo oportuno y no cuando ya sea demasiado tarde. Está en inminente riesgo de cierre definitivo, con serios problemas de tesorería, con el consiguiente perjuicio a la fábrica asociada, que también tendría que parar por falta de energía térmica. Asimismo, aumentarían las emisiones de CO2 de forma alarmante haciendo más difícil cumplir con los objetivos ambientales de España. Las calderas de gas tienen una eficiencia muy baja. Debe evitarse la quiebra de la cogeneración, para no sustituirla por calderas. Sería como volver al pasado.

El ajuste derivado de la diferencia entre MIBGAS y el CAP, dividido por el 55%, sigue sin ser asumido por los Presupuestos Generales del Estado ni tampoco financiado contra Cargos del Sistema, sino por los consumidores expuestos a PVPC a través de comercializadora de referencia y aquellos a mercado libre con la parte de la energía adquirida con contrato de suministro a precios indexados al pool/sistema, así como aquellos con coberturas firmadas después del 26 Abril 2022.

Las grandes beneficiadas sin obligación de pagar ese ajuste son las compras para bombear, almacenar (cargar baterías) o consumos auxiliares. La medida se supone que se extiende a los mercados diarios, intradiarios continuos gestionados por el Operador del Mercado y los procesos de restricciones técnicas y de balance, exante (*ahead*) y en tiempo real, gestionados por el Operador del Sistema.

Si las ofertas de las térmicas no se intervienen con el tope de gas antes de la casación, y aunque así fuese, si las plantas renovables (hidráulicas) siguen siendo utilizadas como siempre, a su libre albedrío, los precios marginales seguirán a niveles especulativos con fuerte tendencia alcista. Además, con el tremendo sobrecoste (déficit de ingresos de la térmica) potencialmente generable contra los consumidores cuya





facturación está indexada al precio horario del mercado mayorista, el coste total neto paga ese incentivo perverso creado para producir electricidad todo lo que se pueda con gas.

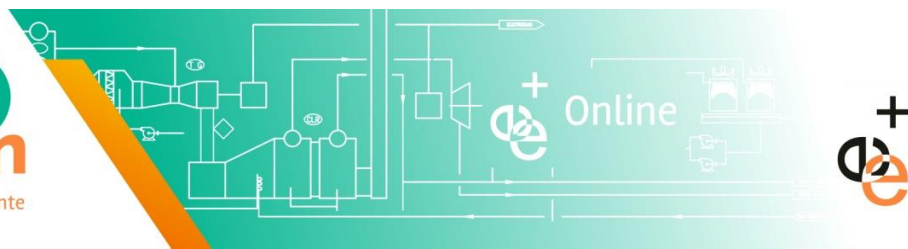
El coste neto por la eventual bajada del pool (que ya se está produciendo, por efecto de la caída de los precios internacionales del gas) en determinados días, evitará pagar el supuesto déficit artificial de ingresos de las térmicas convencionales.

Sumando el precio medio del mercado diario y el precio medio del ajuste, el resultado total para los compradores hasta 30 SEP 2022 ha sido un precio mayor que el precio spot del mercado mayorista en todos los días anteriores al 14 Junio 2022, excepto MAR. Pero ya en OCT, NOV & DIC 2022, y ENE, FEB y parte de MAR 2023, la abrupta bajada del precio del gas, está induciendo un precio neto menor que el de MAY 2022, y aunque el ajuste sea nulo en algunos días de finales de OCT y recientemente mínimo en ENE y negativo en FEB, y nulo a lo largo de lo que llevamos de MAR, los niveles de precios del pool totales siguen siendo más del doble (+100%) que los niveles razonables históricos del pool. No podemos alegrarnos de tal desgracia para los consumidores.

Precio Carga Base Compradores (€/MWh)			
Día	PMD (Pool)	Ajuste	PMD+Ajuste
Media Ene 2022	201,72		201,72
Media Feb 2022	200,22		200,22
Media Mar 2022	283,30		283,30
Media Abr 2022	191,52		191,52
Media May 2022	187,13		187,13
Media 1-14 Jun '22	197,15		197,15
Media 15-30Jun '22	145,54	92,23	<b>237,77</b>
Media Jul 2022	142,66	115,45	<b>258,11</b>
Media Ago 2022	154,89	153,74	<b>308,63</b>
Media Sep 2022	141,07	102,88	<b>243,95</b>
Media Oct 2022	127,21	35,88	<b>163,09</b>
Media Nov 2022	115,56	8,88	<b>124,43</b>
Media Dic 2022	96,95	38,34	<b>135,29</b>
Media Ene 2023	69,55	1,34	<b>70,90</b>
Media Feb 2023	133,47	-1,42	<b>132,06</b>
Media 1-16 Mar '23	101,66	0,00	<b>101,66</b>

Fuente: OMIE. Elaboración Enérgitas/SEI.

En ENE 2023 la evolución del precio fue bajista pero ha rebotado por la mayor demanda en FEB (más frío que ENE) y menor producible renovable, pero se ha frenado esa presión alcista en MAR por menores precios del gas. Al cierre de este informe en MAR no hay ajustes de precios en todos los días y horas de esta primera quincena, porque el índice diario de gas en MIBGAS ha resultado superior al precio de referencia del gas (55 €/MWh) haciendo inútil la excepción ibérica, sin existir un mecanismo para incentivar una bajada correctiva de los precios del gas ni de la electricidad. Aún queda mucho recorrido para alcanzar niveles de precios competitivos tanto de electricidad como de gas. Muchísimo por hacer. No basta quedarse de brazos cruzados y seguir especulando a ver si los precios del gas siguen cayendo, o bien que concluya (no empeore) la guerra de Rusia-Ucrania.



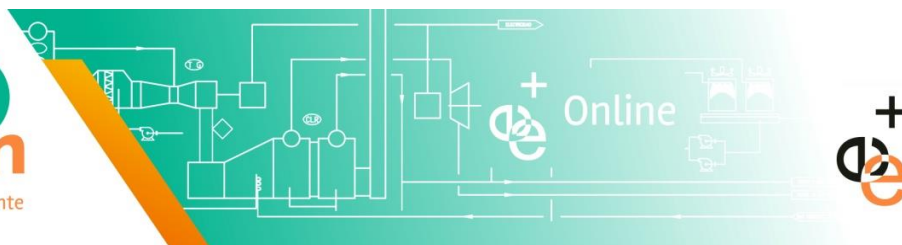
Precio Carga Base Compradores (€/MWh)			
Día	PMD (Pool)	Ajuste	PMD+Ajuste
16/03/2023	87,83	0,00	87,83
15/03/2023	132,68	0,00	132,68
14/03/2023	61,51	0,00	61,51
13/03/2023	36,84	0,00	36,84
12/03/2023	80,62	0,00	80,62
11/03/2023	30,03	0,00	30,03
10/03/2023	42,71	0,00	42,71
09/03/2023	73,59	0,00	73,59
08/03/2023	98,93	0,00	98,93
07/03/2023	120,99	0,00	120,99
06/03/2023	147,77	0,00	147,77
05/03/2023	143,92	0,00	143,92
04/03/2023	138,57	0,00	138,57
03/03/2023	142,56	0,00	142,56
02/03/2023	142,09	0,00	142,09
01/03/2023	145,91	0,00	145,91

Fuente: OMIE. Elaboración Enérgitas/SEI.

El susodicho tope o techo de gas es realmente un suelo del precio de gas para los compradores. En ningún momento se ha capado el precio del MIBGAS para definir la excepción ibérica como un techo del gas. Tampoco se ha rectificado para volver a establecer el tope del precio del mercado mayorista en torno a 180 €/MWh. Las plantas térmicas, especialmente las turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT's) ahora cuentan con un incentivo perverso establecido de forma regulada para no comprar gas más barato que el del índice del MIBGAS para el día de entrega (Prgn), sabiendo además, que se le compensará dicho precio respecto al de referencia (55 €/MWh en MAR 2023) aunque su precio real de adquisición de gas sea más barato.

**El aumento de la volatilidad y del nivel de los precios del pool coinciden con el inoportuno cambio regulatorio establecido por el gobierno a inicios de Julio 2021**, amparado por la transposición de medidas paneuropeas. 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]. Aún no se ha notado el efecto de que se pague por consumir energía (precios negativos), 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, una auténtica locura sin pies ni cabeza, un disparate que no tiene ninguna justificación técnico-económica-financiera-ambiental-legal.



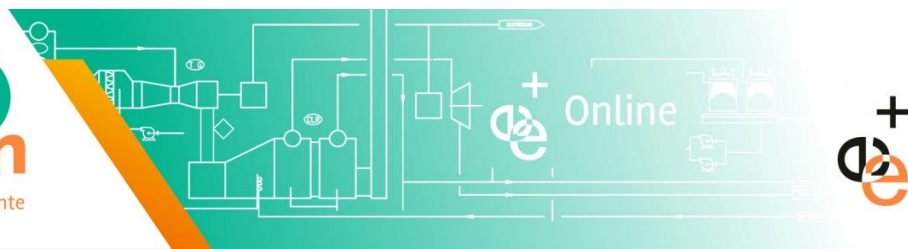
Las subidas del precio del pool desde Julio 2021 se deben en parte a estos límites, porque se permite que se superen los techos pactados (180 €/MWh) al liberalizarse el mercado eléctrico hace más de dos décadas, (mediante pacto entre todos los agentes del mercado: generadores, comercializadores, representantes de las asociaciones de consumidores y gobierno), induciendo un incentivo perverso a los agentes del mercado que pueden ejercer su poder de mercado en los precios, además de incrementar el valor del agua de los embalses anuales e hiperanuales, así como del coste de oportunidad de turbinar (producción hidráulica) frente a almacenar agua a medio/largo plazo, y de las plantas de bombeo (puro y mixto) a corto plazo, pues una planta térmica (tipo CCGT) no tiene un coste marginal REAL a largo plazo como los marcados en la mayor parte de las horas del pool (corto plazo) ni para el total del gas quemado. La hidráulica con embalse se está poniendo en evidencia maximizando sus beneficios en lugar de minimizar los costes del mercado, incorporando costes de oportunidad excesivamente elevados, por el inexistente control regulatorio.

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 agravar aún más el problema.

Seguimos insistiendo que es falso que las empresas generadoras tengan un coste real de gas a largo plazo igual que a corto o medio plazo, quizás para una parte de su producción (ajustes/balances en mercado secundario de gas), pero no para su totalidad. Asimismo, el coste de oportunidad de las plantas con capacidad de almacenamiento de agua (regulables y de bombeo) no pueden seguir especulando el 100% de su producción con un valor del agua teniendo en cuenta tales techos de precios y coste inmediato del gas, ya que hay sobrecapacidad instalada en España y existen contratos de aprovisionamiento de gas (importaciones) muy competitivos a largo plazo, algunos revisables bianualmente. Tenemos demasiada generación térmica ociosa, potencialmente desmantelable como para llevársela a otro mercado donde más se necesite, pero si quieren trasladar esos precios para los bloques de producción más caros, que lo hagan en los mercados de operación técnica del sistema (mercados de regulación frecuencia-potencia: banda secundaria y energía terciaria).

Con el nuevo sistema de CAP de precio de gas, no se contempla ninguna medida contra otras tecnologías, que pueden seguir ofertando por encima del coste de oportunidad del gas y/o de la energía no suministrada. De allí que el pool esté muy alto y con precios del gas no tan elevados, Tampoco se contempla ninguna medida para controlar el precio del MIBGAS. En ese sentido es muy importante la vigilancia y supervisión del mercado gasista secundario español (MIBGAS), que parece ya está corrigiendo niveles asequibles y competitivos, pero ojalá no sea un descanso para volver a coger impulso.

Desde la perspectiva del *commodity* como tal, no se justifican los precios de los mercados primarios a los niveles de estafa que se han estado sometiendo y siguen arruinando a los consumidores con la mano blanda de los reguladores y poderes políticos y judiciales, nacionales y paneuropeos, si bien desde la Comisión Europea ha intentado poner orden en los *hubs* de gas europeos (especialmente el TTF holandés) para frenar o mitigar o acabar con tal especulación, pero no ha conseguido una reversión a la media. Llega tarde y mal. Desde el 15 FEB 2023, la CE ha establecido (**casi al final del invierno**) un **tope de gas en Europa a 180 €/MWh** (en España estará a 50 €/MWh en FEB, 55 en MAR, 60 en ABR y 65 en MAY). Parece que los políticos europeos no saben lo que es pagar una factura de gas con ese límite en pleno invierno (**para electricidad supondría un tope de 180/55% = 327,3 €/MWh**). Así prácticamente nunca se activarían las medidas de compensación que propone la CE. Por el contrario, niveles tan altos, por encima de lo que ya ha bajado el gas, envía señales económicas distorsionadoras, e incentivos perversos a los especuladores a corto, medio y largo plazo. Es como legalizar o permitir que siga la presunta estafa energética.



Países como Polonia han aprobado una compensación económica directa con carácter retroactivo desde 1 FEB 2022, especialmente a PYMES, autónomos, emprendedores, sector agrícola, y sector público, entre otros. Fija el límite del pool a 785 Zloties/MWh (aprox. 167 €/MWh) para recibir la bonificación (exceso de precio por encima de dicho límite), y el trámite administrativo es muy sencillo (un formulario con datos propios). En España deberían plantearse ayudas con cargo a los fondos europeos para la reactivación económica industrial, PYMES y Autónomos, compensando el excesivo gasto bajo la actual situación de emergencia energética nacional, o por lo menos crear un mecanismo de compensación que llegue a todos los consumidores para evitar una caída de la actividad económica sin precedentes.

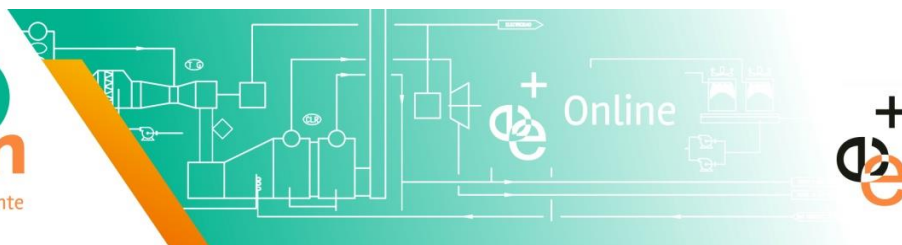
Volviendo al análisis de los precios, el precio anual carga base de 2022 ha cerrado en **167,5 €/MWh**, sin incluir el ajuste del gas, lo cual supone un nivel muy superior al máximo más reciente (**2018: 57,3**) y menos reciente (**2008: 64,4**). De hecho, las medidas paliativas establecidas desde 16 Sep 2021 (bajada de los Cargos del Sistema y del Impuesto Especial sobre la Electricidad) hasta 31 Dic 2021 y las nuevas medidas del 31 Mar 2022, extendidas hasta 31 Dic 2022, y la actualización desde 1 ENE 2023 son insuficientes y en la mayoría de casos no favorecen a todas las industrias. Para evitar un palo mayor y como estamos en año de elecciones municipales y regionales, se han extendido hasta 31 Dic 2023.

Los precios del pool ya estaban elevados antes del 24F/2022 (inicio conflicto Rusia-Ucrania), si bien la guerra y las sanciones contra Rusia han provocado un repunte mayor de los precios de todos los combustibles y mercados mayoristas, que han estado y siguen asfixiando a los minoristas.

La estimación del Precio Spot, Carga Base (media aritmética de todas las horas del año) para **2023 ha revertido a 118,5 €/MWh**, lo cual supone un decremento de -6,8% (-8,6 €/MWh) respecto al nivel previsto hace un mes (127,1 €/MWh). El futuro 2023 ha cotizado en *contango* respecto a 2020 con valores mínimo 39,9, medio 79,1 y máximo 351,0. 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>). Pero **nadie se esperaba que en menos de tres años el precio anual se multiplicase casi 4 veces (+348,9%), sin incluir el ajuste del gas**. Desde luego, la Comisión Europea ha tardado en concluir que los mercados de electricidad, CO<sub>2</sub> y *hubs* de gas estaban totalmente descontrolados, sin tomar medidas eficaces, y seguimos en panorama crítico. 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. Estamos en un estado de emergencia energética sin precedentes.

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 comercializadoras en algunos países de nuestro entorno están empezando a cerrar sus operaciones y abren campañas de ventas sólo para ciertos segmentos de clientes preferentes. La situación comercial va de mal a peor.

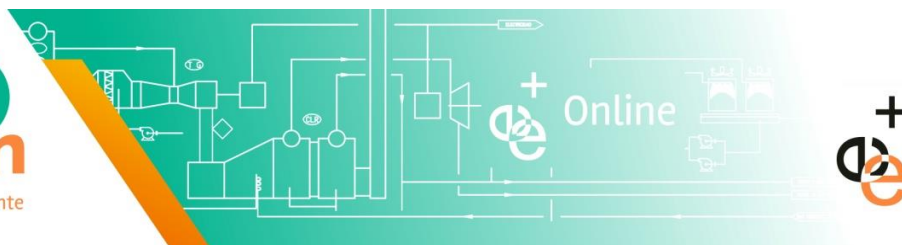
Las nuevas estrategias que han preparado en Bruselas recién aprobadas y pendientes de transposición en los países miembros NO parece que vayan a resolver los problemas estructurales de poder de mercado, especulación, organización y estructura de los sectores energéticos que impide mayor competencia,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



No se alegra quien no quiere, hace dos meses los precios de 2023 estaban en *contango* respecto al 2022, pero la tremenda bajada del gas ha revertido la curva de precios forward, pasando 2023 a *backwardation*, y además ha caído el precio en todos los próximos años, abaratando los PPA's, especialmente al final de la AGENDA 2030 (el precio superaba los 53 €/MWh y ahora se acerca a los 45 €/MWh entre 2030 y 2033).

- 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 supera el precio medio del pool de 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.
- Los futuros desde 2023 (benchmark) hasta 2033 bajan o mantienen niveles, excepto 2025, bajando levemente los precios de los PPA's a 5 y 10 años.

Fecha	(Lu 13/2/23)	(Ma 14/3/23)		
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	127,08	118,47	-8,61	-6,8%
YR-24	112,00	102,75	-9,25	-8,3%
YR-25	88,50	90,00	1,50	1,7%
YR-26	65,00	63,00	-2,00	-3,1%
YR-27	61,00	60,00	-1,00	-1,6%
YR-28	53,50	53,50	0,00	0,0%
YR-29	49,00	49,00	0,00	0,0%
YR-30	47,50	47,50	0,00	0,0%
YR-31	46,50	46,50	0,00	0,0%
YR-32	45,00	45,00	0,00	0,0%
YR-33	45,00	45,00	0,00	0,0%



PPA 2024-2028	76,01	73,85	-2,16	-2,8%
PPA 2025-2029	63,39	63,09	-0,30	-0,5%
PPA 2024-2033	61,31	60,23	-1,08	-1,8%

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

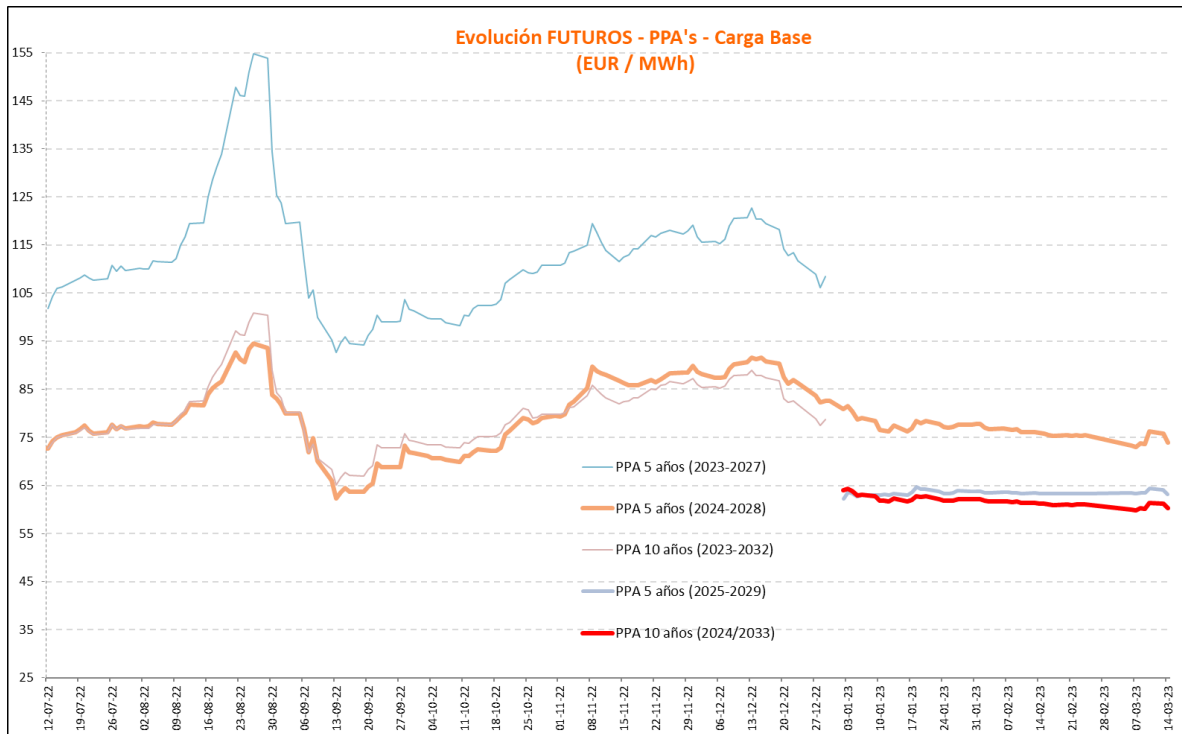
Aquellas empresas con visión largo-placista deberían haber suscrito PPA's para una parte de su consumo, y si aún no lo han hecho, todavía es momento de asegurar precios para asegurar presupuestos competitivos a largo plazo, para gestionar el riesgo hacia adelante (resto 2023 y todo 2024 y también 2025-2027). La estafa energética podría prolongarse en el tiempo. La caída del precio del gas se debe en parte a la caída de la demanda de gas en China (nuevas pandemias, pero allí duran menos). La guerra en Ucrania puede agravarse (rearmamento por ambos bandos). China está recuperando demanda y actividad económica en general.

Antes del ajuste por el supuesto tope de gas, los PPA's con renovables cotizaban a niveles de aprox. 82 €/MWh con fuerte tendencia alcista por niveles de precios a partir de Jul 2022. Desde 12 Julio 2022, en OMIP ya contamos con productos PPA a 5 años y 10 años. Pero también habían repuntado muchísimo en los dos últimos meses. Dado que los futuros han caído, el hecho de que los nuevos PPA's vengan un año más tarde, influye en precios aún menores. Hay mucha demanda de PPA's, pero muy poca oferta debido a las incertidumbres regulatorias (pendientes de extensión de la excepción ibérica hasta 31.12.2024, redefinición del precio del mercado regulado de electricidad, caso hasta 10 kW, las nuevas directrices pan-europeas, etc.).

El PPA Carga Base del lustro de Ene 2024 a Dic 2028 revierte de 76,0 a 73,8 (decremento -2,2 €/MWh, -2,8%), corrigiendo niveles (menos competitivos) de hace un mes. Pero empezar en 2024 implica asumir el riesgo de volatilidad y elevado nivel del 2023, anticipada por los futuros trimestrales. PPA a 5 años empezando el 2025 baja levemente de 63,4 a 63,1 €/MWh.

PPA carga base a 10 años empezando en Ene 2024 y hasta 31 Dic 2033 baja de 61,3 a 60,2 €/MWh.

Los PPA's con perfil solar tienen precios de unos -3,3 €/MWh (-5% y -7% según el año) inferiores al perfil Carga Base. Los precios a 5 años empezando en 2024 revierten de 72,8 a 70,6 €/MWh (-2,2 €/MWh, -3%). Empezando en 2025 los PPA's a 5 años bajan de 60,1 a 59,8 €/MWh. Los PPA's a 10 años desde 2024 hasta 2033 bajan de 58,1 a 57,0 €/MWh.



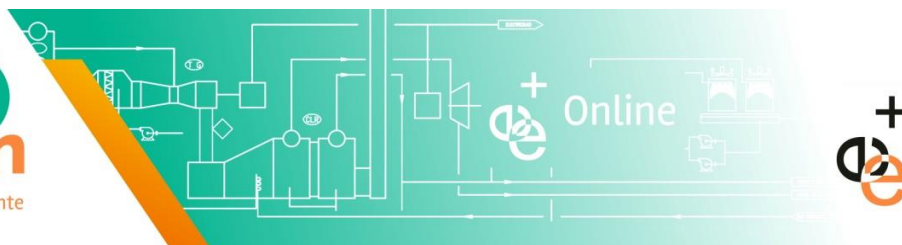
Fuente: OMIP. Elaboración Enérgitas (SummitEnergyIberia).

La decisión de un PPA carga base o solar, comenzando en 2025 en vez de 2024 depende del músculo financiero (tesorería y presupuesto) disponible para 2023-2024-2025. Si las empresas (industrias) sobreviven hasta fin de este año (2023), igual no llegarán a contarlo a finales del próximo (2024). Estamos en una situación excepcional de emergencia energética nacional, bajo un desamparo absoluto nacional, regional y municipal. Habrán empresas que puedan suspender actividades para tomarse un año sabático (o dos años), pero otras desaparecerán si no se corrigen los precios energéticos en 2023, desde ya mismo. Otras industrias están haciendo las maletas para deslocalizarse en 2023 y 2024. La demanda huirá a paraísos energéticos.

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, ya está empezando a aplicarse, aunque replicando el precio horario en los cuatro periodos cuarto-horarios. 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). 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.

De cara al consumidor final se mantiene la bajada del IVA y el Impuesto Especial sobre la Electricidad, y además la reducción de los cargos, tanto del término de energía como de potencia. Esta bajada de cargos e





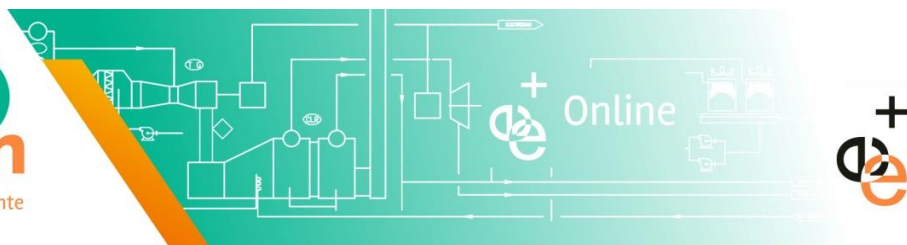
impuestos reduce los precios regulados pero queda diluida por el elevado precio del pool. El consumidor no percibe los efectos de estas medidas.

Respecto a nuevas tarifas de Acceso de Terceros a la Red (ATR) para 1/1/2023:

- BOE 22 Dic 2022, Resolución de 15 de diciembre de 2022, 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 2023. También aumenta los nuevos precios y baja coeficientes aplicables a los excesos de potencia, y mantiene los precios de los excesos de reactiva.
- BOE 29 Dic 2022, Orden TED/1312/2022, de 23 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2023. También incluye nuevos pagos por capacidad, los cuales suponen una reducción en todas las tarifas de en torno a un 26% con respecto a los anteriores.

Los valores y las variaciones en el término de potencia total (PEAJES y CARGOS):

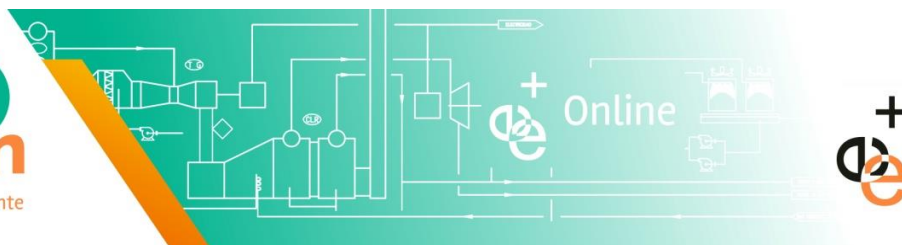
ANÁLISIS POTENCIA		TARIFAS DE ATR Y CARGOS DEL SISTEMA						
PEAJES 01Ene2022	<b>Término de Potencia PEAJE 1 Ene 2022 (€/kW/año)</b>							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	18,320805	18,320805	9,988571	7,565889	0,502550	0,502550	55,2012
	6.2TD	13,592890	13,592890	6,648956	6,048771	0,418446	0,418446	40,7204
	6.3TD	10,021051	10,021051	5,543157	3,240960	0,638147	0,638147	30,1025
6.4TD	10,314368	7,894062	3,797235	2,795290	0,528120	0,528120	25,8572	
CARGOS 31Mar2022	<b>Término de Potencia CARGO SISTEMA 31 Mar 2022 (€/kW/año)</b>							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	4,096305	2,050010	1,489566	1,489566	1,489566	0,682718	11,2977
	6.2TD	2,405490	1,204026	0,874724	0,874724	0,874724	0,400915	6,6346
	6.3TD	1,926031	0,963837	0,700266	0,700266	0,700266	0,321005	5,3117
6.4TD	0,942150	0,471468	0,342600	0,342600	0,342600	0,157025	2,5984	
P&C hasta 31Dic2022	<b>Término de Potencia PEAJE&amp;CARGO hasta 31 Dic 2022 (€/kW/año)</b>							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	22,417110	20,370815	11,478137	9,055455	1,992116	1,185268	66,4989
	6.2TD	15,998380	14,796916	7,523680	6,923495	1,293170	0,819361	47,3550
	6.3TD	11,947082	10,984888	6,243423	3,941226	1,338413	0,959152	35,4142
6.4TD	11,256518	8,365530	4,139835	3,137890	0,870720	0,685145	28,4556	
PEAJES 01Ene2023	<b>Término de Potencia PEAJE 1 Ene 2023 (€/kW/año)</b>							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	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	
CARGOS 1Ene2023	<b>Término de Potencia CARGO SISTEMA 1 Ene 2023 (€/kW/año)</b>							
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
P&C NUEVOS desde 1Ene2023	<b>NUEVO Término de Potencia 1 Ene 2023 (€/kW/año)</b>							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Total
	6.1TD	19,108658	17,911151	8,925198	7,158278	0,506199	0,506199	54,1157
	6.2TD	13,561685	13,526788	5,420822	4,094881	0,374203	0,374203	37,3526
	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	
Diferencias ACTUAL menos NUEVO	<b>DIFERENCIA Término de Potencia (€/kW/año)</b>							
	6.1TD	-3,308452	-2,459664	-2,552939	-1,897177	-1,485917	-0,679069	-12,3832
	6.2TD	-2,436695	-1,270128	-2,102858	-2,828614	-0,918967	-0,445158	-10,0024
	6.3TD	-2,066879	-1,513660	-1,446503	-0,349218	-0,851358	-0,472097	-6,6997
	6.4TD	-2,813441	-1,086420	-0,549116	-0,386564	-0,520988	-0,335413	-5,6919
Diferencias ACTUAL menos NUEVO	<b>DIFERENCIA Término de Potencia (%)</b>							
	6.1TD	-14,8%	-12,1%	-22,2%	-21,0%	-74,6%	-57,3%	-18,6%
	6.2TD	-15,2%	-8,6%	-27,9%	-40,9%	-71,1%	-54,3%	-21,1%
	6.3TD	-17,3%	-13,8%	-23,2%	-8,9%	-63,6%	-49,2%	-18,9%
	6.4TD	-25,0%	-13,0%	-13,3%	-12,3%	-59,8%	-49,0%	-20,0%

Los valores y las variaciones en el término de energía total (PEAJES y CARGOS):

ANÁLISIS ENERGÍA		TARIFAS DE ATR Y CARGOS DEL SISTEMA					
PEAJES 01Ene2022	<b>Término de Energía PEAJE 1 Ene 2022 (€/kWh)</b>						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,017364	0,014247	0,008124	0,005428	0,000315	0,000315
	6.2TD	0,009168	0,007529	0,004228	0,002954	0,000174	0,000174
	6.3TD	0,007774	0,006515	0,003917	0,001880	0,000235	0,000235
6.4TD	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156	
CARGOS 31Mar2022	<b>Término de Energía CARGO SISTEMA 31 Mar 2022 (€/kWh)</b>						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,014132	0,010468	0,005653	0,002826	0,001812	0,001131
	6.2TD	0,006631	0,004911	0,002652	0,001326	0,000850	0,000530
	6.3TD	0,005435	0,004026	0,002174	0,001087	0,000697	0,000435
6.4TD	0,002065	0,001530	0,000826	0,000413	0,000265	0,000165	
P&C hasta 31Dic2022	<b>Término de Energía PEAJE&amp;CARGO hasta 31 Dic 2022 (€/kWh)</b>						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	6.1TD	0,031496	0,024715	0,013777	0,008254	0,002127	0,001446
	6.2TD	0,015799	0,012440	0,006880	0,004280	0,001024	0,000704
	6.3TD	0,013209	0,010541	0,006091	0,002967	0,000932	0,000670
6.4TD	0,009111	0,007273	0,003889	0,002846	0,000421	0,000321	
<b>Término de Energía PEAJE 1 Ene 2023 (€/kWh)</b>							



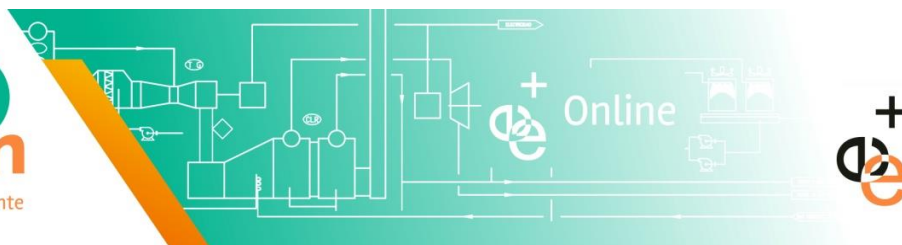
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	PEAJES 01Ene2023	6.1TD	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362
6.2TD		0,010719	0,008707	0,003427	0,002349	0,000172	0,000172
6.3TD		0,008957	0,007052	0,002994	0,002055	0,000197	0,000197
6.4TD		0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153
<b>Término de Energía CARGO SISTEMA 1 Ene 2023 (€/kWh)</b>							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	CARGOS 1Ene2023	6.1TD	0,013305	0,009856	0,005322	0,002661	0,001706
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
<b>NUEVO Término de Energía 1 Ene 2023 (€/kWh)</b>							
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
	P&C NUEVOS desde 1Ene2023	6.1TD	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	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
<b>DIFERENCIA Término de Energía (€/kWh)</b>							
Diferencias ACTUAL menos NUEVO	6.1TD	-0,013460	-0,010361	-0,007812	-0,003861	-0,001765	-0,001084
	6.2TD	-0,005080	-0,003733	-0,003453	-0,001931	-0,000852	-0,000532
	6.3TD	-0,004252	-0,003489	-0,003097	-0,000912	-0,000735	-0,000473
	6.4TD	-0,000486	-0,000535	-0,000901	-0,000898	-0,000268	-0,000168
<b>DIFERENCIA Término de Energía (%)</b>							
Diferencias ACTUAL menos NUEVO	6.1TD	-42,7%	-41,9%	-56,7%	-46,8%	-83,0%	-75,0%
	6.2TD	-32,2%	-30,0%	-50,2%	-45,1%	-83,2%	-75,6%
	6.3TD	-32,2%	-33,1%	-50,8%	-30,7%	-78,9%	-70,6%
	6.4TD	-5,3%	-7,4%	-23,2%	-31,6%	-63,7%	-52,3%

Por simplicidad, asumiendo un consumo con perfil carga base y la misma potencia contratada en los seis periodos, tenemos las siguientes reducciones netas del Tp en unidades variables:

- Tp 6.1TD -1,41 €/MWh
- Tp 6.2TD -1,14
- Tp 6.3TD -0,76
- Tp 6.4TD -0,65

Por simplicidad, asumiendo un consumo con perfil carga base, tenemos las siguientes reducciones netas del Te:

- Te 6.1TD -4,23 €/MWh
- Te 6.2TD -1,76
- Te 6.3TD -1,47
- Te 6.4TD -0,40



Sumando ambas reducciones, tenemos:

- Te 6.1TD -5,64 €/MWh
- Te 6.2TD -2,90
- Te 6.3TD -2,23
- Te 6.4TD -1,05

Desde luego, se agradecen estas rebajas, pero quedan diluidos, no compensan los desorbitantes y descontrolados costes de oportunidad de la materia prima (generación: precio final del mercado mayorista).

Las comercializadoras podrán repercutir a sus clientes 0,15% y 0,001% sobre los cargos del sistema para la remuneración de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Actividades Sector eléctrico) y la 2ª Parte del ciclo de combustible nuclear, respectivamente.

Además, deben reoptimizarse las potencias contratadas por las bajadas de los coeficientes de penalización por excesos de potencia contratada cuarto-horarios (excepto subidas en periodo p4 para 6.3TD y p1-p2-p3 para 6.4TD), frente a los nuevos elevadísimos precios de los excesos. En todas las tarifas los nuevos precios para los excesos de potencia suponen un incremento considerable con respecto a las anteriores, encareciéndose +46,6%, +34,4%, +32,5% y 28% para las tarifas 6.1TD, 6.2TD, 6.3TD y 6.4TD, respectivamente. No parece que sea el mejor momento para penalizar más los sobrecostes por la potencia contratada.

Excesos Potencia desde 1 Ene 2022							Precio
ATR	P1	P2	P3	P4	P5	P6	Gral
Unidad	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	€/kW
6.1	1,000000	1,000000	0,545204	0,412967	0,027431	0,027431	2,500611
6.2	1,000000	1,000000	0,489150	0,444995	0,030784	0,030784	2,511007
6.3	1,000000	1,000000	0,553151	0,323415	0,063681	0,063681	2,268489
6.4	1,000000	0,765346	0,368150	0,271009	0,051202	0,051202	2,244925

Excesos Potencia desde 1 Ene 2023 - Precio según Tipo Punto de Medida							€/kW
ATR	P1	P2	P3	P4	P5	P6	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

DIFERENCIAS							
6.1	0,000000	-0,062668	-0,078128	-0,038358	-0,000940	-0,000940	1,165018
6.2	0,000000	-0,002573	-0,089434	-0,143050	-0,003191	-0,003191	0,860769
6.3	0,000000	-0,041393	-0,067643	0,040141	-0,014385	-0,014385	0,811930
6.4	0,000000	0,096793	0,057136	0,054859	-0,009780	-0,009780	0,699195

DIFERENCIA Excesos de Potencia (%)							
6.1	0,0%	-6,3%	-14,3%	-9,3%	-3,4%	-3,4%	46,6%

6.2	0,0%	-0,3%	-16,4%	-34,6%	-11,6%	-11,6%	34,4%
6.3	0,0%	-4,1%	-12,4%	9,7%	-52,4%	-52,4%	32,5%
6.4	0,0%	9,7%	10,5%	13,3%	-35,7%	-35,7%	28,0%

El Real Decreto Ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del «Plan + seguridad para tu energía (+SE)», así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía, establece medidas de flexibilidad temporal en los contratos de suministro eléctrico. Se puede solicitar ajuste de las potencias contratadas, aunque hayan pasado menos de 12 meses desde la última modificación. En caso de solicitudes de reducción de potencias contratadas, deberán afectar a periodos horarios de aplicación en el mes o meses para los que se solicite dicha reducción y por ciclos de facturación completos. La reducción de potencias sobre periodos horarios no contenidos en dichos meses no podrá ser superior a la mayor reducción de las potencias contratadas en periodos horarios contenidos en los mismos. Aplicación hasta el 31 de diciembre de 2023.

Los precios de los excesos por reactiva se mantienen tal cual para 1/1/2023.

Precios de los términos de energía reactiva inductiva:

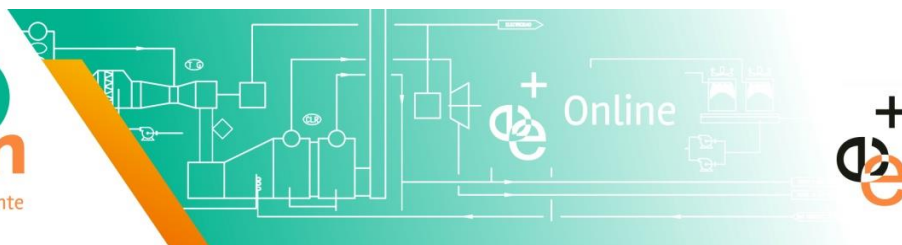
Periodos	Factor de Potencia	€/kVArh
P1-P5	$0,8 \leq \text{Cos}\phi < 0,95$	0,041554
P1-P5	$\text{Cose}\phi < 0,8$	0,062332

Precios de los términos de energía reactiva capacitiva:

Periodos	Factor de Potencia	€/kVArh
P6	$\text{Cos}\phi < 0,98$	0

En cuanto a la Tarifa de Garantía de Potencia, que se liquida en barras de central (debe aplicarse sobrecostos de pérdidas horarias en las redes eléctricas, que calcula el Operador del Sistema), tenemos una bajada que habrá que reclamar a las empresas suministradoras:

	TARIFA GP 1 ENE 2022 (€/kWh)						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
GP PREVIA	6.1	0,000837	0,000386	0,000257	0,000193	0,000193	0,0
	6.2	0,000837	0,000386	0,000257	0,000193	0,000193	0,0
	6.3	0,000837	0,000386	0,000257	0,000193	0,000193	0,0
	6.4	0,000837	0,000386	0,000257	0,000193	0,000193	0,0
	TARIFA GP 1 ENE 2023 (€/kWh)						
	Tipo	P1	P2	P3	P4	P5	P6
GP NUEVA	6.1	0,000619	0,000285	0,000190	0,000143	0,000143	0,0
	6.2	0,000619	0,000285	0,000190	0,000143	0,000143	0,0
	6.3	0,000619	0,000285	0,000190	0,000143	0,000143	0,0
	6.4	0,000619	0,000285	0,000190	0,000143	0,000143	0,0
Diferencias ACTUAL	DIFERENCIA GP (€/kWh)						
	6.1	-0,000218	-0,000101	-0,000067	-0,000050	-0,000050	
	6.2	-0,000218	-0,000101	-0,000067	-0,000050	-0,000050	



menos PREVIA	6.3	-0,000218	-0,000101	-0,000067	-0,000050	-0,000050	
	6.4	-0,000218	-0,000101	-0,000067	-0,000050	-0,000050	
Diferencias ACTUAL menos PREVIA	DIFERENCIA GP (%)						
	6.1	-26,0%	-26,2%	-26,1%	-25,9%	-25,9%	
	6.2	-26,0%	-26,2%	-26,1%	-25,9%	-25,9%	
	6.3	-26,0%	-26,2%	-26,1%	-25,9%	-25,9%	
	6.4	-26,0%	-26,2%	-26,1%	-25,9%	-25,9%	

Aunque en porcentaje supone una buena rebaja, si asumimos un perfil de consumo carga base, el impacto económico es de un valor medio total de 0,05 €/MWh (+efecto coeficiente de pérdidas).

Para finalizar, la misma Orden de Cargos sube el FEE del OMIE para 1 ENE 2023, se incrementa un +31,2% a todos los generadores excepto a los de menos de 1 MW que sean renovables, cogeneración y residuos, pasando de 10,03 a 13,16 €/MW de potencia neta disponible o instaladas por CIL, aplicando los correspondientes coeficientes de disponibilidad por tecnología. Asimismo, sube a los compradores (comercializadores o consumidores), se incrementa un +40,9%, pasando de 0,02628 a 0,03702 €/MWh según último programa horario final de cada hora en barras de central (+efecto pérdidas redes).

En BOE de 26 Dic 2022, la Resolución de 15 de diciembre de 2022, 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 2023 y los precios a repercutir a los agentes para su financiación, aprueba la subida del FEE del Operador del Sistema Eléctrico, se incrementa un +13,6% a todos los programas de energía desde 1 ENE 2023, pasando de 0,14058 a 0,15971 €/MWh. La cuota fija de retribución asciende a 1.250.400 euros, que se repercuten a los agentes del mercado, siendo en Nov 2022 un total de 521 sujetos, tenemos un fee de 200 €/mes (2.400 €/año) de cuota fija por agente de mercado mayorista.

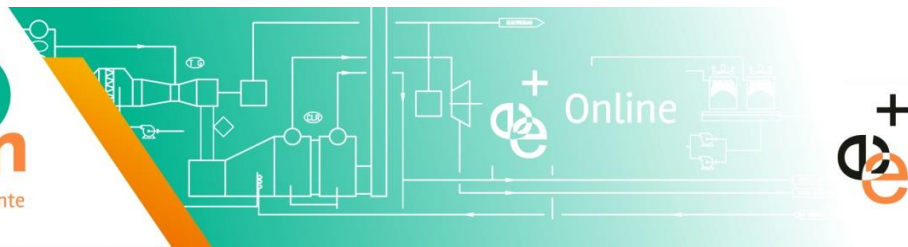
Los FEE's del OS y OM son conceptos regulados que tienen un impacto mínimo en el coste tot

Se mantiene el mecanismo de apoyo para garantizar la competitividad de la industria electro-intensiva hasta el 31 de junio de 2023. La reducción seguirá siendo del 80% de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, tanto en el término de energía como el término de potencia, para aquellos clientes que cuenten con el certificado de Consumidor Electro-Intensivo.

Con el fin de impulsar el autoconsumo de proximidad, se ha aumentado (desde 1.000 metros a 2.000 metros) 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, valores mínimos pero hay que tenerlos en cuenta.

Se mantiene la reducción del impuesto especial de la electricidad, del 5,11% al 0,5%, hasta el 31 de diciembre de 2023.

Para los suministros de no más de 10 kW de potencia contratada se prorroga la tasa de IVA reducida del 5% hasta el 31 de diciembre de 2023.



## COMENTARIO GAS

Precio interanual futuro Dated Brent revierte -12,5% pero el Tipo de cambio US\$/€ pierde otra vez -1,2%, bajando los niveles de precios del suministro de gas a cliente final en España un -3,3% respecto a valores de hace un mes (caso contrato con indexación a Brent y TC). Pero aún así siguen siendo precios de gas elevadísimos, entre +200% y 300% de la media histórica. Se acentúa el impacto de la renovación de nuevos contratos de suministro de gas para industrias, que arrastran un incremento entre +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 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, que se cuentan con los dedos de una mano, excluyendo a la inmensa mayoría de las industrias que están en riesgo de cortes de gas por retrasos en los pagos. Estamos viendo despidos masivos o severas reducciones de personal en EEUU desde finales 2022 y estos va a contagiarse en Europa si no se hace nada eficaz para evitarlo.

El precio interanual del *hub* de gas España-Portugal (Mibgas), vuelve a caer con más fuerza, un -9,8% debido al efecto de caída de los precios internacionales (menor demanda mundial). Respecto a los *hubs* de gas europeos, el TTF y NBP caen nuevamente pero un poco menos que antes, hablamos de -15,8% y -16,5%, respectivamente, tratando de justificarse por el alto nivel de llenado de los almacenamientos de gas en Europa, cuando realmente es por la bajada de la demanda por temor a no poder pagar la factura de gas. En sentido contrario, el gas Henry Hub de EEUU, índice NYMEX, sube levemente un +0,9%. Pero debemos advertir que los precios internacionales del gas siguen a niveles desorbitantes a medio y largo plazo.

NO se comprende cómo se importa gas de EEUU, principalmente extraído mediante la técnica de fractura hidráulica (*Shale Gas*), y aquí los políticos supranacionales no hacen nada para que los Estados Miembros de la Unión Europea autoricen extraer gas de yacimientos autóctonos. Por eso la producción del gas de EEUU sigue elevada, llegando a niveles de saturación de su nivel de producción / extracción de gas para exportar lo máximo posible a Europa en barcos metaneros. EEUU está aprovechando los efectos de la guerra Rusia-Ucrania. El precio de venta (importado) de EEUU incluyendo coste de licuefacción, seguros y fletes de embarque/costes de logística y transporte por barcos metaneros, y coste de regasificación está resultando muchísimo más barato que el de los *hubs* europeos, incluido el del Mibgas, beneficio que no está redundando en abaratar el gas en España, sino en exportarlo (¿parcial o totalmente?).

El índice del carbón internacional (ARA) corrige niveles y sigue a la baja pero con poca fuerza (cae -1,5%) respecto a valores interanuales de hace un mes, después de haber batido máximos históricos registrados en Oct 2021 (231 US\$/tonelada métrica) y marzo (343 US\$/t). Mucha demanda de carbón en Occidente para compensar las reducciones de gas de Rusia, ha tensionado el precio del carbón, pero conforme baja la demanda, empieza a revertir la tendencia esperada. Ago cayó a 355, Sep a 339, Oct a 271, Nov a 215, Dic a 241, y ENE a 168,7, FEB a 136,7 y se espera 134,5 \$US/t para MAR.

Así, los futuros interanuales del *DATED* Brent han pasado de 83,4 a 72,9 US\$/bbl, y los futuros del Tipo de Cambio pasan de 1,082 a 1,069 US\$/€.

La media interanual de los futuros del Mibgas pasan de 51,6 a 46,5 €/MWh. Nivel 15% inferior a los 55 €/MWh del límite del mal denominado *CAP* de gas en pool de electricidad por la excepción ibérica en MAR 2023 (realmente es un *FLOOR*).





La media interanual de los futuros del TTF cae de 56,0 a 47,2 €/MWh.

La media interanual de los futuros del NBP (UK) cae de 144,0 a 120,2 peniques/termia.

La media interanual de los futuros del NYMEX sube de 3,07 a 3,1 US\$/MMBtu. En el peor de los contratos a plazos del HH para exportación fuera de EEUU, se observan precios por debajo de la horquilla 25-27 €/MWh (teniendo en cuenta el tipo de cambio y factores de cambios de unidades energéticas). Si duplicamos ese coste por traer gas de EEUU a Europa, tendríamos un precio de 50-54 €/MWh, que sería superior a todos los *hubs* europeos en estos momentos. Europa debería replantearse su política energético-ambiental para abaratar el gas, mientras no sea viable otra alternativa (hidrógeno). Tipificar al gas y la nuclear como energía verde parece que es una señal para apostar por la repotenciación de dichas tecnologías, especialmente la nuclear, si bien ello requiere mucho tiempo de implantación, pero seguramente deberá frenar el plan de retirada o desmantelamiento previsto en países europeos.

Los targets del Dated Brent pasan de 81,5 – 76,4 y 72,6 US\$/barril a finales de 2023, 2024 y 2025, a niveles de 70,8 – 68,6 y 67,0, respectivamente.

Los targets del euro frente al dólar americano pasan de 1,0896 – 1,1042 y 1,1142 US\$/€ a 1,0727 – 1,0812 y 1,0884 a finales de 2023, 2024 y 2025, respectivamente. Niveles que muestran cierta pérdida de confianza de los inversores en Zona euro.

Los targets del TTF pasan de 62,6 – 61,1 y 48,4 €/MWh a finales 2023, 2024 y 2025, a niveles de 52,1 – 51,9 y 42,0, respectivamente. Pero deben bajar aún más esos precios y de forma sostenida en el tiempo, para que la gran industria europea no huya a otros países que protejan más a 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 51,8 – 55,2 y 45,8 €/MWh para 2023 – 2024 y 2025 a niveles de 47,4 – 53,0 y 39,6, respectivamente.**

El precio Spot (contado) del Mercado Ibérico de Gas MIBGAS (mercado secundario), producto *day-ahead*, ha REVERTIDO en ENE 2023, cerrando media mensual a 59,8 €/MWh, lo cual supone una bajada de -39,9 €/MWh, -40,0% respecto DIC 2022 (99,8 €/MWh). Esto coincide con la fuerte reversión anunciada hace un mes, volviendo a caer en FEB (52,3) y se prevé MAR a 46,4 y ABR a 43,7, rebotando MAY a 46,0. Mucha cautela, que las alegrías pueden durar poco tiempo. Con estos precios del gas aún podemos ver cierre de empresas/industrias si no se establecen ayudas o compensaciones, pues es un precio 4-5 veces superior (400%-500%) a la media de hace dos años (2020: a 10,2 €/MWh).

Cabe intuir que las multinacionales gasistas podrían estar compensando 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. Nuestros políticos europeos deberían darse un baño de humildad empezando por aceptar su afán de aumento de la recaudación fiscal derivada de la energía para compensar el creciente e irrefrenable y exagerado gasto público. Los consumidores energéticos están terminando de perder la confianza en los políticos. Supone un desgaste político que debería conducir a





establecer un Pacto de Estado para unirse en esta emergencia nacional y europea, y consultar al ciudadano alternativas regulatorias más eficaces. Demasiados parches de agua tibia.

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. Existen posibles racionamientos de gas en siguiente invierno por falta de previsión y excesivo optimismo respecto a disponibilidad del gas importable a Europa.

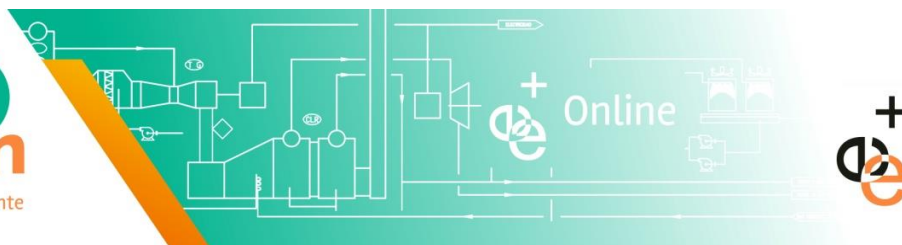
La incertidumbre en las importaciones y renegociaciones del gas de Argelia, también está repercutiendo en la especulación del precio del gas. Esperemos que dichas incertidumbres se resuelvan favorablemente. De hecho, casi todo el gas que venía por el Magreb se dedicaba a suministros acogidos a la TUR 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.

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 10 veces (980%) en dos años (2022) y aunque se diga que está cayendo, sigue siendo 4 ó 5 veces superior en 2023. 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 (en torno a 40 €/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 2025), si bien a un nivel 4 veces superior (+400%). La falta de la oportuna revisión de los precios regulados de la cogeneración con régimen retributivo desde 2020 está obligando a parar más de la mitad del parque en España. Ello redundará en mayores perjuicios a los consumidores (precios más elevados) y al medio ambiente (más emisiones de CO<sub>2</sub>) y a la clase obrera (más parados sean discontinuos o permanentes), entre otros. Sin duda esto podría comprometer el plan de ahorro y eficiencia energética, ya que las fábricas asociadas tendrían que sustituir la energía térmica de la cogeneración por las 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:

- **ABR 2023: ha tenido 11 días de actividad en MIBGAS en lo que llevamos de mes (del 1 al 15 MAR), marcando MAX 49,2, medio 44,5 y MIN 49,2. Mientras la última cotización del Futuro del gas en OMIP es de 43,7 y la media acumulada del futuro 53,1 con Máx/Mín de 75,5/41,9. Muestra una caída contenida.**
- MAR 2023: ha cotizado 19 días en MIBGAS, marcando MAX 57,0, medio 51,1 y MIN 47,3. Mientras la última cotización del Futuro del gas en OMIP ha sido de 46,8 y la media acumulada del futuro



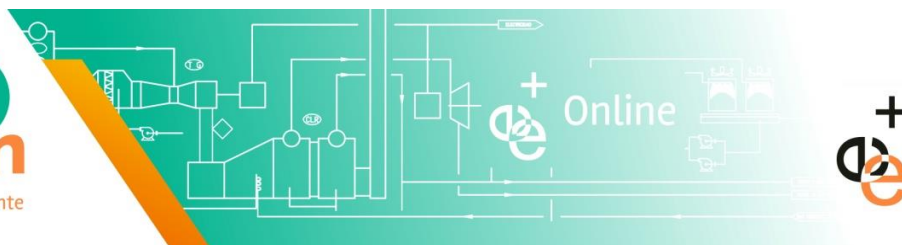
72,4 con Máx/Mín de 134,6/46,8. Muestra una caída correctiva a valores mínimos. Cierre del contado se aproxima a 46,4.

- FEB 2023: ha cotizado 22 días en MIBGAS, marcando MAX 71,6, medio 60,2 y MIN 51,3. Mientras la última cotización del Futuro del gas en OMIP ha sido 55,1 y la media acumulada 85,9 con Máx/Mín de 127,0/51,9. Ha mostrado una caída brutal. Cierre del contado del mes ha sido 52,3.
- ENE 2023: ha cotizado 21 días en MIBGAS, marcando MAX 127,2, medio 103,5 y MIN 71,4 Mientras la última cotización del Futuro del gas en OMIP es de 71,6 y la media acumulada 104,5 con Máx/Mín de 131,6/71,6. Muestra una caída brutal. Cierre del mes ha sido 59,8.

La caída de precios del gas internacional (TTF, NBP, Henry Hub) se ha contagiado rápidamente tanto en el MIBGAS como en el MIBEL, si bien en mercado eléctrico no tanto por 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 sobre coste de los precios del gas y el sobre coste 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 cogeneración no puede soportar un precio del CO2 superior a 30 €/tCO2. Saltan las alertas porque ese nivel se ha triplicado y pronto podría ser cuadruplicado. Urge compensación en plazos oportunos para seguir operando.

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 47,3, 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 ENE 2023 ha cotizado desde 3 OCT hasta 30 DIC registrando un Max, Med y Min de 131,6-104,5-71,6 €/MWh. Contado ha cerrado a 59,8.
- Futuro FEB 2023 ha cotizado desde 1 NOV hasta 31 ENE registrando un Max, Med y Min de 127,0-85,9-51,9 €/MWh. Contado ha cerrado a 52,3.
- Futuro MAR 2023 lleva cotizando desde 1 DIC hasta fecha actual registrando un Max, Med y Min de 134,6-72,4-46,8 €/MWh. Contado se prevé a 46,4.
- Futuro ABR 2023 lleva cotizando desde 2 ENE hasta fecha actual registrando un Max, Med y Min de 75,5-53,1-41,9 €/MWh.



- Futuro MAY 2023 lleva cotizando desde 1 FEB hasta fecha actual registrando un Max, Med y Min de 56,8-48,5-41,1 €/MWh.
- Futuro JUN 2023 lleva cotizando desde 1 MAR hasta fecha actual registrando un Max, Med y Min de 54,9-45,3-38,0 €/MWh.
- **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**). Media estimada para el año es de 47,4, por debajo del valor MED del futuro.
- **Futuro 2024** ha empezado a cotizar desde 3 Ene 2022, con valores acumulados entre 30,5 y 193,1 y media **72,0**. Última cotización a 53,0 (**14 MAR, bajando con fluctuación**).
- **Futuro 2025** ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2023, con valores acumulados entre 38,5 y 53,7 y media **45,6**. Última cotización a 39,6 (**14 MAR, bajando**).

Dada la dificultad de comparar tarifas antiguas con tarifas nuevas, hemos optado por estimar resultados para tres tarifas de acceso representativas de la cogeneración en media presión, aunque las nuevas tarifas de acceso dependen sólo del consumo anual contratado. Cualquier cambio en la parte fija no se aprecia mucho en los términos contractuales totales debido al mayor impacto derivado del coste de la materia prima y las nuevas fórmulas de indexación (nuevas condiciones económicas):

Valoración interanual del gas natural canalizado		Mar 2023 - Feb 2024		
Consumo anual (GWh/año)	150-500	50-150	15-50	0,015-0,05
Término	RL10	RL9	RL8	TUR (RL3)
T. Energía Te (c€/kWh)	5,33	5,59	5,86	4,99
T. Capacidad (c€/kWh/día/mes)	2,3719	2,5101	4,4369	20,0743

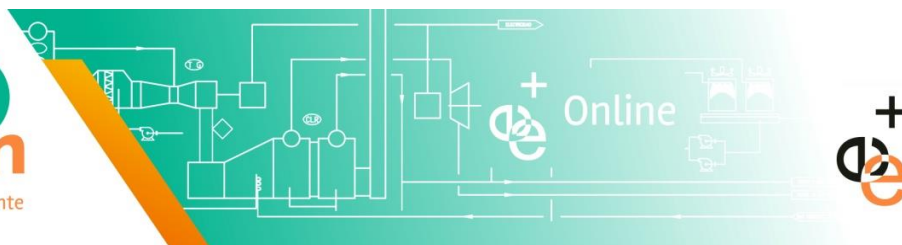
*Nota: Término de energía estimado para consumo gas carga-base, según futuros Brent 603 y TC 101 (media comercializadoras más competitivas). Incluye Peajes y Cargos & Almacenamiento 1/10/2022. Excluye Fees CNMC, GTS, IEH, FNEE. TUR estimada y-t-y. Se supone lectura de caudal diario obligatoria (telemedida).*

Los nuevos precios suponen una subida de más del 110%-140% respecto a lo que se estaba pagando con los contratos vencidos.

Teniendo en cuenta costes medios interanuales de contratos vencidos durante verano, tenemos la siguiente variación respecto a los valores de hace un mes por el efecto Brent y TC:

Término ENERGÍA	RL10	RL9	RL8	TUR
<b>Feb 2023 - Ene 2024</b>	<b>5,5215</b>	<b>5,7792</b>	<b>6,0472</b>	<b>5,1726</b>
<b>Mar 2023 - Feb 2024</b>	<b>5,3344</b>	<b>5,5921</b>	<b>5,8601</b>	<b>4,9855</b>
<b>Variación (c€/kWh)</b>	<b>-0,1872</b>	<b>-0,1872</b>	<b>-0,1872</b>	<b>-0,1872</b>
<b>(%)</b>	<b>-3,39%</b>	<b>-3,24%</b>	<b>-3,10%</b>	<b>-3,62%</b>

Si nos centrásemos en precios indexados a *hubs* de gas, los precios medios podrían duplicarse para aquellos suministros sin haber realizado ninguna cobertura (aprox. 80-110 €/MWh), un coste 3,5 veces mayor que lo que se venía pagando. Ante esa posible realidad, urgen medidas paliativas en el sector gasista en línea con



las del sector eléctrico e inclusive debería motivar a que los industriales realicen grupos de compras de gas con contratos tipo GPA a largo y muy largo plazo (*Gas Purchase Agreement*) de gas.

Obteniendo una estimación de la TUR interanual partiendo de la vieja TUR (Q4 2021) frente a la nueva TUR (Q1 2023), se observa que los nuevos aprovisionamientos de gas industrial son más caros que la TUR del sector doméstico (subvencionada temporalmente), aunque la subida real de la TUR será repercutida más adelante de forma progresiva y limitada. Es increíble el varapalo que está sufriendo el sector industrial frente a la rebaja de la TUR regulada por el gobierno.

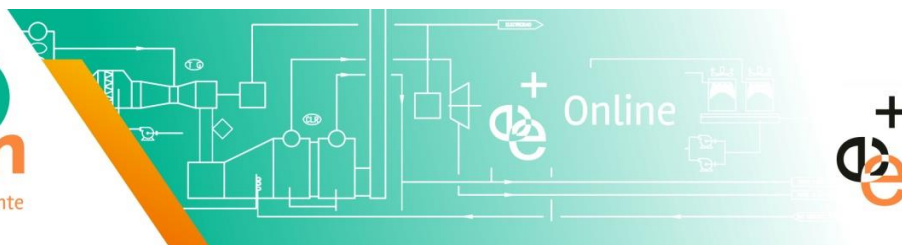
**La TUR del sector doméstico o PYMES ha pasado de 4,4692 c€/kWh para Q4 2021 a 4,8622 para Q1 2022, 5,3115 para Q2 2022, 5,8283 para el Q3 2022 y 6,3555 desde el 1 OCT 2022 (Q4 2022).** En BOE 28 DIC 2022, tenemos la Resolución de 22 de diciembre de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. La nueva TUR para Q1 2023 sube un 10,8% al nivel de **7,038891**, que ya supera el Término Variable de las tarifas industriales, pero esto agrava la situación de las familias. Por eso no es de extrañar las intenciones de subir el Salario Mínimo otra vez.

Debería existir una TUR de refugio a precio fijo para consumidores industriales o gran comercio en dificultades (no MIBGAS + recargo del 20%, aparte del recargo sobre costes regulados).

Hace unos meses había saltado la alarma social de las Comunidades de Propietarios, que se habían visto obligadas a cambiar las calderas de carbón por calderas a gas ciudad, y por el nivel de consumo anual (superior a 50 MWh/año) NO podían acogerse a la TUR, lo cual suponía un aumento de 5 veces el presupuesto previsto, existiendo riesgo de impago porque no hay posibilidades de incrementar tanto una derrama de urgencia por la propia calamidad de los propietarios. Pero el Gobierno si ha actuado y tratado de mitigar ese problema para las CCPP. Lo mismo ocurre con los consumidores industriales, medianas industrias, comercios, centros comerciales, grandes superficies, etc. La diferencia es que en una finca se puede dar de baja el suministro de gas y calentarse cada uno como buenamente pueda (radiadores o termodifusores, estufas de madera/biomasa/pellets, etc.). Pero en una cogeneración eso no es posible ya que la generación de energía térmica es indispensable en los procesos industriales de la fábrica asociada. Si se apaga la cogeneración, se apaga la fábrica. Seguimos esperando alguna medida de protección al consumidor industrial frente al precio del gas.

A la vista del impacto de los nuevos precios del gas para las industrias podríamos ver una espantada del mercado libre al mercado regulado (*by default*), por oficio, aunque no se tenga derecho a estar a la TUR (válida sólo para clientes de menos de 50.000 kWh/año), pero no sería una solución descabellada, si los precios del gas siguen repuntando, si bien esa TUR no es la que se aplicaría a los consumidores industriales (>50 MWh/año), ya que se paga el coste de la materia prima (MIBGAS) penalizado. La conclusión es que el suministro de gas del sector industrial está totalmente desprotegido por el Estado. Y las comercializadoras a mercado libre no pueden soportar pérdidas reales frente a sus reducidos márgenes brutos. Por tanto, trasladan las subidas a clientes finales, dando la posibilidad de cambiarse a otra comercializadora si no se aceptan las nuevas condiciones ofertadas (típicamente indexaciones a *hubs* de gas).

La nueva medida de indexación del precio del MIBGAS sobre el precio del MIBEL (RDL 10/2022) puede suponer que un generador no pueda cubrir sus costes reales tanto de gas como de carbón, y ello podría conllevar a problemas de incumplimiento de cláusulas *take-or-pay* con la correspondiente comercializadora.



Se siguen produciendo rescisiones unilaterales de contratos de suministro de gas por parte de comercializadoras, a precios fijos, de forma anticipada, aplicando fórmulas indexadas al MIBGAS (*day-ahead*). Recomendación: renegociar las nuevas condiciones ofertadas exigiendo respetar las condiciones contratadas hasta vencimiento del contrato actual retrasando la indexación a la próxima temporada, permitiendo posteriores coberturas.

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.

Las coberturas de gas están a precios muy altos. Asegurar precios en coyunturas como la actual puede evitar mayores incrementos, pero perder la oportunidad de recoger caídas más adelante. Los precios de los *hubs* internacionales están bajando últimamente, pero quizás hay que esperar hasta que se estabilicen un poco para plantearse coberturas. Las fórmulas de indexación sobre Brent tienen los días contados, especialmente por la incertidumbre en el Tipo de Cambio US\$/€. Ahora mismo están arrojando mejores resultados las indexaciones al TTF. 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 MIBGAS o TTF, y resto ( $Z = 1 - X - Y$ ), a precio fijo.

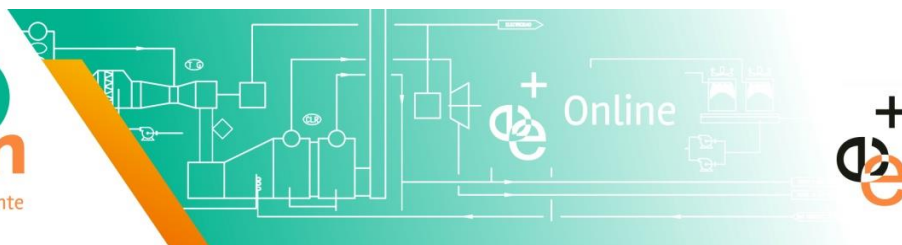
Cuando las bajadas son fuertes, se saca mucha más ventaja en el contado. No se puede desaprovechar cualquier oportunidad de este tipo. (Frente a precios fijos ex ante).

Debemos estar muy atentos a los movimientos de los precios del gas (y de la electricidad) en próximos días y semanas por intervenciones y cambios regulatorios que se están contemplando por nuestros reguladores tanto nacionales como europeos. Las nuevas medidas del gobierno en el sector gasista favorece a la industria gas intensiva. Muy importante aprovechar esas ayudas recién aprobadas para solicitar ya mismo.

El RD-L 10/2022, ha aprobado una línea de ayudas directas a la industria intensiva en consumo de gas, correspondientes a 2022, para paliar el efecto perjudicial del incremento del coste del gas ocasionado por la invasión de Ucrania y las sanciones impuestas a Rusia por su causa. Los beneficiarios de estas ayudas serán las empresas, cualquiera que sea su forma jurídica, incluyendo comunidades de bienes y entidades sin personalidad jurídica o autónomos, que tengan domicilio fiscal en territorio español, que hayan realizado durante 2021 al menos una de las actividades previstas en los Códigos CNAE habilitados y continúen en su ejercicio en el momento de la solicitud.

Hay consumidores que han podido reducir sus facturas de gas de forma muy relevante, pero son muy pocas las que están bajo el código CNAE definido de forma discriminatoria. Muchísimas industrias con un consumo intensivo en gas NO han podido acogerse a estas ayudas por esta arbitrariedad regulatoria.

El Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La



Palma, amplía los CNAE's habilitados que pueden deducirse 2.600 €/empleado dados de alta en la Seguridad Social a fecha 15 de junio de 2022.

La otra medida es que se ha permitido 3 veces el cambio de caudal contratado y una vez el tipo de tarifa de ATR de gas hasta 31 DIC 2023. Los incrementos de caudal o cambios de nivel de peaje estarán limitados a los valores contratados con anterioridad a la entrada en vigor de la disposición adicional quinta del Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre. Asimismo, los consumidores que hubieran suspendido su suministro, conforme el apartado 1.c de la citada disposición adicional quinta podrán prorrogarlo hasta el 31 de diciembre de 2022 o solicitar una nueva suspensión de suministro en el caso de que ya lo hubieran reestablecido.

El gobierno ya ha aprobado los nuevos peajes de gas para 1 Oct 2022 mediante la Resolución de 19 de mayo de 2022, en la cual se observa una bajada del Término Fijo de Capacidad del 19,4%, 27,1% y 27,4% para las tarifas RL8, RL9 y RL10, respectivamente. Y una bajada de 4,8%, 15,5% y 14,0% en el Término Variable, respectivamente. En este análisis ya se incluyen dichas variaciones dentro del periodo interanual. En todo caso, esa bajada ya ha sido absorbida por el aumento del coste de la materia prima.

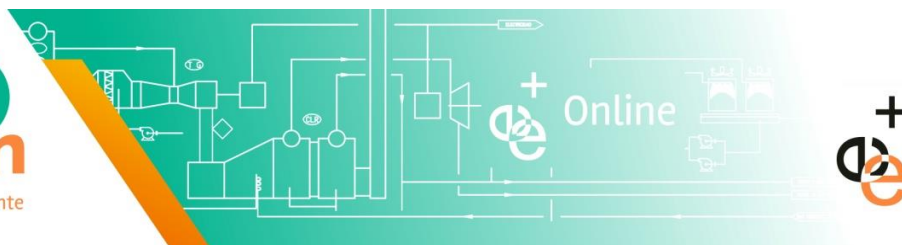
El 21 SEP ha sido publicado en BOE el Real Decreto-Ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles. De cara a mitigar el coste de la factura de gas, desde el 1 de octubre de 2022, hasta el 31 de diciembre de 2022, el IVA del gas se reducirá al 5%.

Respecto a la excepción ibérica, la tabla siguiente resume el ajuste reconocido a las plantas térmicas de CCGT, Carbón y Cogeneración (CHP) sin régimen retributivo regulado.

Precio Carga Base Térmica CCGT desregulada (€/MWh)					
Día	Pgn Mibgas	Prgn	Diferencia	Eficiencia	Y
Media 15-30Jun '22	111,69	40,00	71,69	55%	<b>130,35</b>
Media Jul 2022	130,44	40,00	90,44	55%	<b>164,43</b>
Media Ago 2022	161,99	40,00	121,99	55%	<b>221,80</b>
Media Sep 2022	125,48	40,00	85,48	55%	<b>155,42</b>
Media Oct 2022	61,45	40,00	21,45	55%	<b>41,27</b>
Media Nov 2022	59,10	40,00	19,10	55%	<b>34,73</b>
Media Dic 2022	102,13	40,00	62,13	55%	<b>112,95</b>
Media Ene 2023	60,20	45,00	15,20	55%	<b>27,64</b>
Media Feb 2023	52,80	50,00	2,80	55%	<b>5,62</b>
Media 1-16 Mar '23	47,07	55,00	-7,93	55%	<b>0,00</b>

Fuente: MIBGAS. Elaboración: Enérgitas/SEI.

“Y” es la cuantía unitaria diaria del ajuste a la generación, en €/MWh, redondeado a euros con dos decimales. Pgn es el precio del gas natural, en €/MWh. Se determinará como el precio medio ponderado de todas las transacciones en productos Diarios (D+1 en adelante) y Fin de Semana (si aplica) con entrega al día siguiente de gas natural en el punto virtual de balance (PVB) registradas en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS). Prgn es el precio de referencia del gas natural, en €/MWh, inicialmente el valor de 40 €/MWh (se ha extendido 6 meses y medio). En FEB 2023 ha subido a 50 €/MWh.



Precio Carga Base Térmica CCGT desregulada (€/MWh)					
Día	Pgn Mibgas	Prgn	Diferencia	Eficiencia	Y
16/03/2023	45,83	55,00	-9,17	55%	0,00
15/03/2023	47,37	55,00	-7,63	55%	0,00
14/03/2023	49,08	55,00	-5,92	55%	0,00
13/03/2023	49,31	55,00	-5,69	55%	0,00
12/03/2023	47,98	55,00	-7,02	55%	0,00
11/03/2023	44,61	55,00	-10,39	55%	0,00
10/03/2023	42,73	55,00	-12,27	55%	0,00
09/03/2023	46,14	55,00	-8,86	55%	0,00
08/03/2023	47,10	55,00	-7,90	55%	0,00
07/03/2023	48,31	55,00	-6,69	55%	0,00
06/03/2023	46,06	55,00	-8,94	55%	0,00
05/03/2023	45,94	55,00	-9,06	55%	0,00
04/03/2023	47,59	55,00	-7,41	55%	0,00
03/03/2023	48,47	55,00	-6,53	55%	0,00
02/03/2023	47,99	55,00	-7,01	55%	0,00
01/03/2023	48,65	55,00	-6,35	55%	0,00

Fuente: MIBGAS. Elaboración: Enérgitas/SEI.

La opcionalidad de cambiar régimen económico a la cogeneración pasando a cobrar el precio del mercado más la compensación por la excepción ibérica podría empeorar aún más la delicada cuenta de resultados si los precios del aprovisionamiento del gas no están indexados a *hubs* de gas o bien sean precios fijos de gas muy elevados, e inclusive si el pool sigue bajando y desaparece la compensación del gas (Pgn índice de combinación de precios del MIBGAS para cada día concreto < Prgn inicialmente 40 €/MWh). Desde ENE 45. Y subirá 5 €/MWh mes a mes hasta mayo 2023 (65 €/MWh). No llegará a 70 como estaba previsto inicialmente, porque ha empezado dos semanas tarde y se ha alargado precio inicia medio mes adicional a los seis meses.

Por último, el 29 SEP se ha publicado la Orden TED/929/2022, de 27 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 2023 (desde 1 Oct 2022 hasta 30 Sep 2023), cuyos valores ya están incluidos en los resultados de esta edición.

Nuevos Cargos por año:

Peaje	Escalón (kWh)	€/cliente por año	€/kWh/día por año
	C ≤ 5.000.	0,28	0,017370
RL.1 / RLPS.1			
RL.2 / RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,48	0,008844
RL.3 / RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,90	0,006698
RL.4 / RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	4,21	0,005524
RLTA.5 / RLTB.5 / RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	18,46	0,005327
RLTA.6 / RLTB.6 / RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	58,35	0,005289



RLTA.7 / RLTB.7 / RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,005277
RL.8 / RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,005273
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,005272
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,005271
RL.11	C > 500.000.000	0,005271
P. Satélites uniclente		0,005271

Los cánones de acceso correspondientes a los servicios de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2023 son los siguientes:

- Canon de almacenamiento: 0,002909 €/(kWh/día)/año.
- Canon de inyección: 0,213891 €/(kWh/día)/año.
- Canon de extracción: 0,382193 €/(kWh/día)/año.

Cabe decir que el 28 OCT 2022 la Comisión Europea adoptó una nueva modificación del "Marco Temporal de Crisis relativo a las medidas de ayuda estatal destinadas a respaldar la economía tras la agresión contra Ucrania por parte de Rusia", mediante la cual se permite a los Estados miembros a dar "ayudas para cubrir costes adicionales debidos a un aumento excepcionalmente importante de los precios del gas y la electricidad".

El citado marco refuerza la habilitación a los Estados miembros para atajar el impacto de los precios energéticos, así como su impacto en insumos, materias primas u otros productos afectados, ampliando el horizonte temporal de las ayudas hasta diciembre de 2023, permitiendo establecer un sistema de apoyo basado en el consumo de energía actual o en el histórico, contemplando las subvenciones directas como forma de apoyo, y elevando la cuantía de apoyo hasta los 4 millones de euros por empresa, ha recordado el consejero de Política Industrial y Energía.

En ese sentido, el sector industrial espera que el gobierno implante medidas de ayudas de Estado contundentes para todos los consumidores industriales, especialmente los cogeneradores y fábricas asociadas.

Como ya sabéis, después de más de un mes de sondeos y negociaciones, los ministros de energía de la UE han llegado a un acuerdo político sobre nuevo Reglamento del Consejo que establece un mecanismo de corrección del mercado, supuestamente para proteger a los ciudadanos frente a precios de gas excesivamente altos. Se trata de limitar los precios excesivos del gas en la UE que no reflejan precios del mercado mundial; garantizar la seguridad del suministro energético y la estabilidad de los mercados financieros.

El nuevo mecanismo llega muy tarde y mal, y además se va a retrasar su eventual entrada casi al final del invierno que estamos empezando ya. Se activará a partir del 15 FEB 2023. Antes de 1 MAR 2023, se espera un informe completo de ESMA (*European Securities and Markets Authority*) y ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) sobre la aplicación del mecanismo.

El mecanismo se define como un límite de precio para los productos derivados de gas natural (con duración desde trimestral hasta anual) que tienen como punto de entrega el mercado TTF (Holanda) y se venden y compran en los mercados organizados. No se aplicará en los mercados Over-The-Counter (OTC).





La Comisión Europea podrá extender el alcance del mecanismo a otros *hubs* (mercados) europeos antes del 31 MAR 2023, siempre y cuando se verifique que se puede hacer de forma segura. La Comisión podría incluir unos *hubs* europeos y excluir otros, según sea el resultado del análisis.

El mecanismo se activará cuando, durante 3 días consecutivos, el precio en el TTF Month-Ahead alcance 180 €/MWh y supere en 35 €/MWh el precio de referencia de los mercados globales del GNL Month-Ahead. El mecanismo consiste en un límite de precio dinámico indexado a la suma del precio de los mercados globales de GNL + 35 €/MWh. Dicho límite se desactiva automáticamente cuando durante 3 días consecutivos los precios globales caigan por debajo de 145 €/MWh (diferencia entre 180 y 35 €/MWh).

Si en España tenemos un tope de gas de 50 €/MWh en FEB (hasta 65 en MAY), sabiendo los resultados que ya hemos experimentado desde 15 JUN 2022, parece que el límite del gas a 180 €/MWh NO va a contener los comportamientos especulativos del gas en Europa.

Además, existen una serie de condiciones que podrían llevar a la suspensión del mecanismo:

- Declaración de emergencia a nivel UE o regional en la UE en el sector del gas natural.
- Inestabilidad de los mercados financieros, en particular por detectarse un incremento de los requerimientos de garantías (*margin calls*) a las empresas que operan en los mercados organizados de gas.
- Descenso de la llegada de GNL a la UE que afecte a la seguridad de suministro.
- Incremento importante de la demanda de gas respecto a años anteriores.

Este invento puede que venga a acentuar aún más el problema porque envía señales tipo luz verde para reventar aún más los precios del gas, creando unas condiciones de contorno demasiado relajadas para que los especuladores “entrenen” y “jueguen” sin ir a la cárcel. Los *traders* de gas “se están frotando las manos”. Ahora los barcos metaneros podrán estar aún más cotizados que antes, y se podrá jugar a simular virtualmente la importación de gas con barcos de EEUU a Europa cuando en realidad podrían ser de otro origen. Cambiando bandera en alta mar se podría seguir engañando a la afición que ya empieza a soñar con el próximo mundial. Hay demasiados rumores al respecto. Debería de investigarse, controlarse y sancionarse para poner fin a la especulación, si eso estuviese ocurriendo.

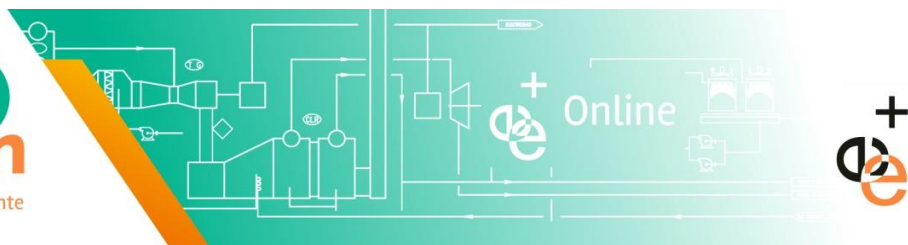
Se modifica el Real Decreto-Ley 06/2022, del pasado 29 de marzo, por el que adoptaron medidas urgentes en el marco de la guerra en Ucrania. El nuevo RDL brinda la posibilidad de realizar las siguientes modificaciones:

- Cinco modificaciones de los caudales contratados y dos modificaciones de la tarifa de acceso (peajes) entre 1 de enero de 2023 y el 31 de diciembre de 2023.

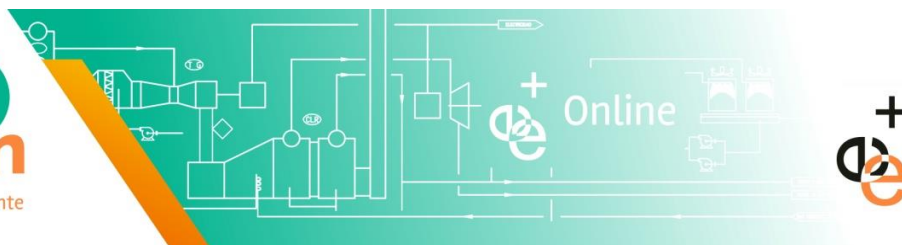
Esta flexibilización, a diferencia del RDL 18/2022 de 18 de octubre de 2022, ya no tiene en consideración la evolución de los precios del gas natural en el mercado MIBGAS.

Se mantiene la reducción del impuesto sobre el valor añadido para los suministros de gas natural hasta el 31 de diciembre de 2023. La tasa reducida seguirá siendo del 5%.

La Resolución de 22 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece provisionalmente para el ejercicio 2023 la retribución y la cuota destinada a la



financiación del gestor técnico del sistema gasista, publicada en BOE 28 DIC 2022, prorroga de forma provisional la cuota de retribución del GTS del 1,093% para 2023.



## COMENTARIO CO2

El precio spot del mercado de derechos de emisiones de CO2 en Europa ha cerrado a 91,8 €/tCO2 en FEB 2023 como efecto del invierno sin temor a las acciones que se están tomando en Europa contra los especuladores. MAR lleva acumulado un repunte hasta los 92,4 €/tCO2. Como ya advertíamos hace un mes, algo se están oliendo los especuladores, pero mientras no hayan sanciones vuelven a las suyas. La prensa nacional e internacional ya ha empezado a 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. 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. 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. Pero 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 para auto-consumo con placas solares, a menos que operen en modo aislado y desconectado de las redes. Los consumidores están pagando de dos formas diferentes las 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 una entidad financiera presta dinero a un tipo de interés superior al legalmente establecido, el cliente podría demandarle por estafa. Ningún producto puede dispararse por encima de niveles máximos razonables ni mucho menos multiplicarse por 100% y hasta por 1000%. Nada sube tanto. Nada se permite que suba tanto. Esto exige que se establezcan precios máximos al CO2, así como al precio de los *hubs* de gas para evitar más usura a los consumidores, y restablecer los precios máximos de mercados de electricidad 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.

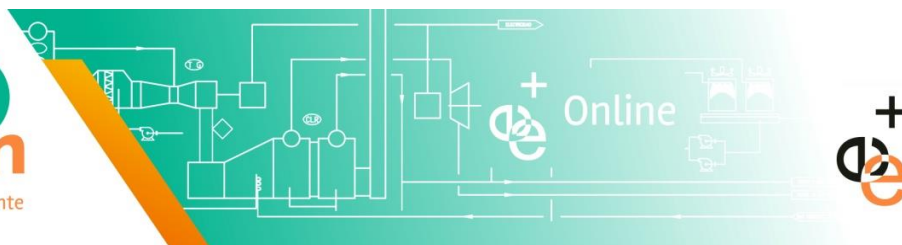
La media ANUAL acumulada del CO2 en 2021 ha cerrado a 53,6 €/tCO2 más del doble que los máximos históricos previos. Pero la media ANUAL en 2022 ha cerrado a 80,9 €/tCO2. Este nivel implica un crecimiento de más de 4 veces (400%) superior a los valores medios del registro histórico reciente (2018-2020).

El año 2020 ha cerrado 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.

El nivel de los precios del CO2 sigue con un perfil de *contango*, con unos niveles de la curva forward a largo plazo (2025-2030) que han variado un poco al alza entre 0,5% y 1,3% de 2023 a 2027 y bajado entre un -1,0% y -6,3% de 2028 a 2031, en comparación con los valores de hace un mes:

- 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.

Los futuros han variado de la siguiente manera:

Fecha	dic-23	dic-24	dic-25	dic-26	dic-27	dic-28	dic-29	dic-30	dic-31
13/02/2023	92,23	96,49	100,94	105,29	109,64	114,49	119,29	124,09	128,89
14/03/2023	92,68	97,27	101,94	106,64	111,04	113,29	115,79	118,29	120,79
Variación	0,45	0,78	1,00	1,35	1,40	-1,20	-3,50	-5,80	-8,10
	0,5%	0,8%	1,0%	1,3%	1,3%	-1,0%	-2,9%	-4,7%	-6,3%

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

El precio del CO2 se está duplicando y casi triplicando anualmente. A ese ritmo, se espera que alcance 150 €/tCO2 en 2023-2025, 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 muy pronto.

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).

Igual que para el gas, urgen medidas paliativas tipo subvenciones (ayudas de Estado) por el elevado coste del CO2.