



## MERCADOS Y PRECIOS ENERGÉTICOS | MAYO 2023

### COMENTARIO ELECTRICIDAD

Precio carga base del mercado mayorista spot o de contado (*Commodity*) vuelve a caer en ABR a 73,7 €/MWh, sin incluir el subsidio a la térmica, cayendo -15,9 €/MWh (-17,7%) respecto MAR (89,6 €/MWh) debido a la caída de la demanda, temperaturas moderadas, mayor producible renovable y menores precios de gas. Dicho precio de ABR 2023 ha sido -117,8 €/MWh (-61,5%) inferior al de ABR 2022 (191,5 €/MWh). Esta bajada NO tiene en cuenta el ajuste del precio por la compensación del gas, que en ABR ha sido nulo (0 €/MWh).

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, y actualmente se ha elevado a 57,2 €/MWh a raíz de la aprobación del RDL3/2023, extendiendo dicho mecanismo hasta 31 DIC 2023 (65 €/MWh). El perfil en contango del precio de referencia del gas carece de sentido en el contexto actual de bajada de los precios del gas.

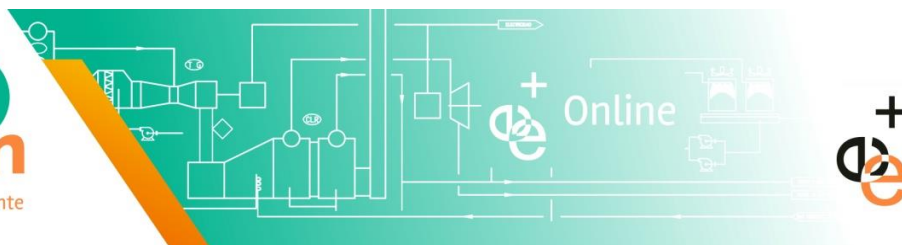
Para convertir ese límite de referencia de precio de gas a precio de oferta de generación eléctrica se aplica el cociente 55% de eficiencia de las plantas térmicas de Turbinas de Gas de Ciclo Combinado (CCGT). Es decir, debe multiplicarse por un coeficiente de 1,82. Y al cliente final se le repercute además el coeficiente de las pérdidas horarias en redes de distribución y transporte. Dado que dicho precio de referencia de gas es excesivamente alto, NO se ha superado en MIBGAS en MAR, ABR y lo que llevamos de MAY, al cierre de esta edición.

El mecanismo debería haber establecido una senda bajista del precio de referencia del gas para inducir eficiencia económica (competencia), es decir, un impacto favorable a los consumidores en el mercado eléctrico. Pero parece que NO aprendemos de los errores (ensayo inicial), a menos de que el objetivo sea consolidar precios altos de la electricidad. La excepción ibérica se ha extendido hasta 31 Dic 2023 prácticamente para nada, ya que los futuros trimestrales anticipan precio del gas inferior a 41,2 €/MWh (último trimestre). Esta conclusión es aún más contundente en primavera-verano, y observando las cotizaciones de AGO-SEP con futuros en torno a 30, respectivamente. Es un mecanismo que sigue distorsionando ambos mercados (gas y electricidad). Por tanto, con este mecanismo es imposible inducir precios competitivos para la industria. Por el contrario puede considerarse un supuesto incentivo perverso para seguir ofertando precios elevados (ofertas térmicas y ofertas basadas en el valor del agua y coste de oportunidad de las renovables, en general, y las hidráulicas en particular, y aún más especulación con las de bombeo y baterías).

Aquellos instrumentos de cobertura a plazo firmados con anterioridad al 7 de marzo de 2023 podrán ser empleados como medio para que la energía asociada a los mismos resulte exenta del pago del coste del ajuste. Los instrumentos de cobertura a plazo firmados con posterioridad a dicha fecha, así como las renovaciones, revisiones de precio o prórrogas de los instrumentos de cobertura de fecha anterior al 7 de marzo de 2023 que se produzcan con posterioridad a dicha fecha, NO podrán emplearse como medio para que la energía asociada a los mismos pueda resultar exenta del pago del coste del ajuste. Aunque si el ajuste sigue nulo, tampoco es algo crucial. Pérdida de tiempo y recursos administrativos.

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.

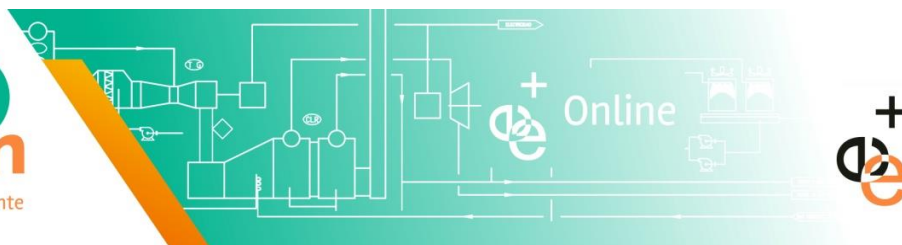
Sumando el precio medio del mercado diario y el precio medio del ajuste, el resultado total para los compradores ha repuntado en verano 2022 y desde entonces con la bajada de precios del gas ha ido cayendo hasta cero en MAR, ABR y MAY. Sin embargo, los niveles de precios del pool totales siguen siendo más del doble 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 Abr 2023	72,93	0,00	<b>72,93</b>
Media 1-23 May '23	71,11	0,00	<b>71,11</b>

Fuente: OMIE. Elaboración Enérgitas/SEI.

Al cierre de este informe en MAY no hay ajustes de precios en todos los días y horas, porque el índice diario de gas en MIBGAS ha resultado superior al precio de referencia del gas (57,2 €/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
23/05/2023	83,78	0,00	83,78
22/05/2023	88,85	0,00	88,85



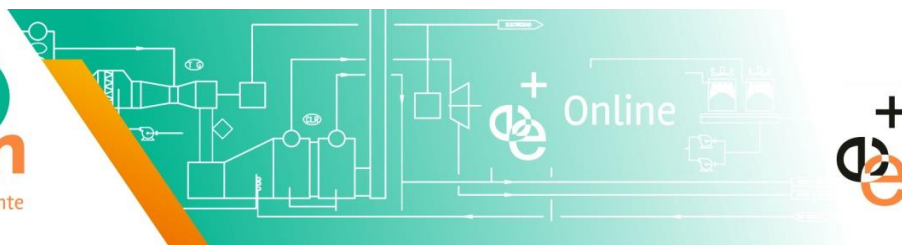
21/05/2023	31,52	0,00	31,52
20/05/2023	45,27	0,00	45,27
19/05/2023	60,27	0,00	60,27
18/05/2023	51,76	0,00	51,76
17/05/2023	49,58	0,00	49,58
16/05/2023	42,48	0,00	42,48
15/05/2023	55,60	0,00	55,60
14/05/2023	39,58	0,00	39,58
13/05/2023	51,12	0,00	51,12
12/05/2023	74,14	0,00	74,14
11/05/2023	81,73	0,00	81,73
10/05/2023	82,77	0,00	82,77
09/05/2023	89,48	0,00	89,48
08/05/2023	97,51	0,00	97,51
07/05/2023	63,54	0,00	63,54
06/05/2023	91,43	0,00	91,43
05/05/2023	100,82	0,00	100,82
04/05/2023	90,40	0,00	90,40
03/05/2023	84,30	0,00	84,30
02/05/2023	108,40	0,00	108,40
01/05/2023	61,35	0,00	61,35

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 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 (57,2 €/MWh en MAY 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.

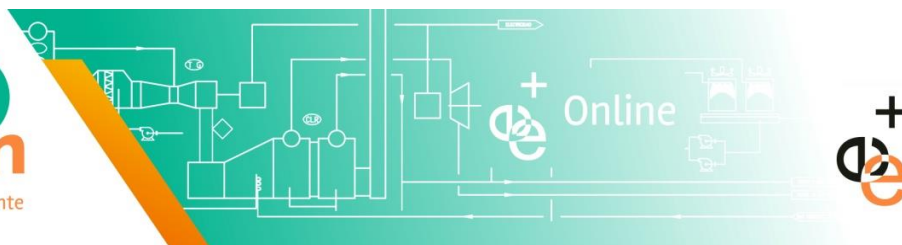
Las subidas del precio del pool desde Julio 2021 se deben en parte a estos límites, porque se permite que se superen los techos pactados (180 €/MWh) al liberalizarse el mercado eléctrico hace más de dos décadas, (mediante pacto entre todos los agentes del mercado: generadores, comercializadores, representantes 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 mercados 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 desorbitantes 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 a 50 en FEB, 55 en MAR, 56,1 en ABR, 57,2 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 especulación energética.

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.

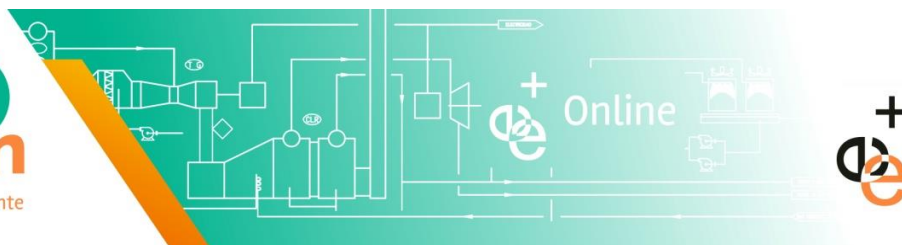
Los precios del pool ya estaban elevados antes del 24F/2022 (inicio conflicto Rusia-Ucrania), si bien la guerra y las sanciones contra Rusia han provocado un repunte mayor de los precios de todos los combustibles y mercados mayoristas, que han estado y siguen asfixiando a los minoristas, porque aún NO hemos bajado a niveles razonables para competir en un mercado globalizado.

La estimación del Precio Spot, Carga Base (media aritmética de todas las horas del año) para **2023 ha revertido a 92,4 €/MWh**, lo cual supone otro decremento correctivo de -14,6% (-15,8 €/MWh) respecto al nivel previsto hace un mes (108,2 €/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 CO2). Pero **nadie se esperaba que en menos de tres años el precio anual se multiplicase por 5 veces y actualmente siga duplicado (+172,1%), sin incluir el ajuste del gas**. Desde luego, la Comisión Europea ha tardado en concluir que los mercados de electricidad, CO2 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. Seguimos 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 sigue 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.

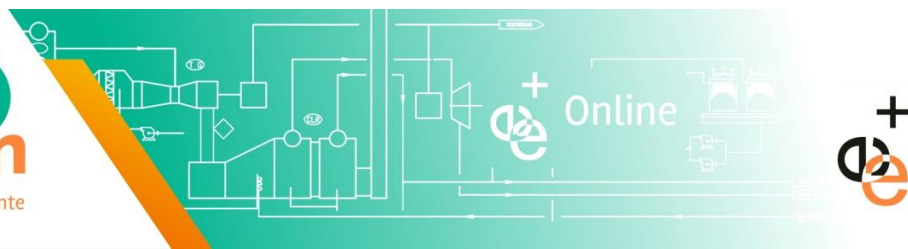
No se alegra quien no quiere, hace dos meses los precios de 2023 estaban en *contango* respecto al 2022, pero la tremenda bajada del gas ha revertido la curva de precios forward, pasando 2023 a *backwardation*,



pero el precio a largo (2023-2027) y muy largo plazo (2028-2033) ha subido unos 10 €/MWh, pero en todo caso los PPA's ahora son más competitivos.

- 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 mantienen perfil en backwardation respecto a 2022, y bajando los precios de PPA's a 5 y 10 años.

Fecha	(Ma 11/4/23)	(Lu 22/5/23)		
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	108,23	92,39	-15,84	-14,6%
YR-24	106,83	101,25	-5,58	-5,2%
YR-25	93,43	91,00	-2,43	-2,6%
YR-26	63,75	66,00	2,25	3,5%
YR-27	60,00	59,58	-0,42	-0,7%
YR-28	53,50	53,11	-0,39	-0,7%
YR-29	47,73	47,38	-0,35	-0,7%
YR-30	46,26	45,93	-0,33	-0,7%
YR-31	45,29	44,71	-0,58	-1,3%
YR-32	43,83	43,47	-0,36	-0,8%
YR-33	43,83	43,45	-0,38	-0,9%
PPA 2024-2028	75,51	74,19	-1,32	-1,7%
PPA 2025-2029	63,68	63,41	-0,27	-0,4%
PPA 2024-2033	60,45	59,59	-0,86	-1,4%



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

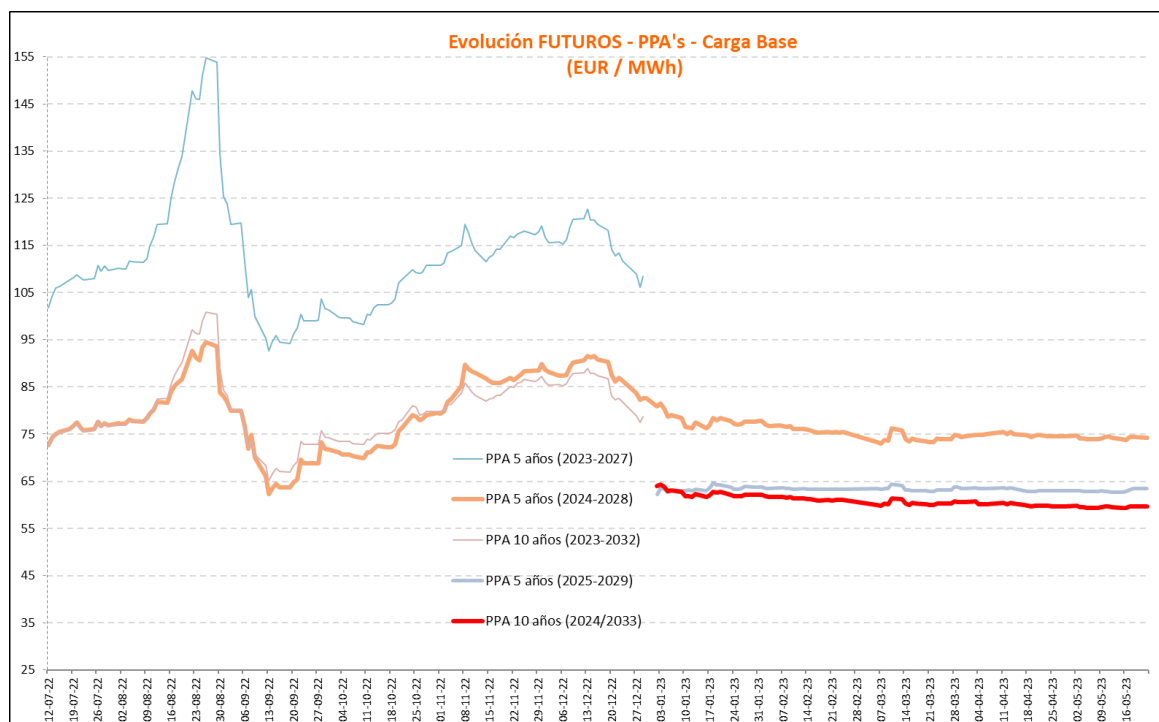
Aquellas empresas con visión largo-placista pueden suscribir PPA's para una parte de su consumo, y si aún no lo han hecho, ahora es mejor momento para asegurar presupuestos competitivos a largo plazo, gestionando el riesgo hacia adelante (resto 2023 y todo 2024 y también 2025-2033). La coyuntura energética podría prolongarse en el tiempo si no concluye el conflicto Rusia-Ucrania. La caída del precio del gas se debe en parte a caída de la demanda de gas a nivel mundial. La guerra en Ucrania podría agravarse (rearmamento por ambos bandos). China está recuperando demanda y actividad económica en general, eso está presionando el precio del Brent y del gas, que no consolidan una bajada contundente. En NYMEX se están notando ciertos rebotes.

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, que están induciendo señales más competitivas.

El PPA Carga Base del lustro de Ene 2024 a Dic 2028 revierte de 75,5 a 74,2 (decremento -1,3 €/MWh, -1,7%), respecto valores hace un mes. PPA a 5 años empezando el 2025 revierte levemente de 63,7 a 63,4 €/MWh.

PPA carga base a 10 años empezando en Ene 2024 y hasta 31 Dic 2033 revierte moderadamente de 60,4 a 59,6 €/MWh.

Los PPA's con perfil solar tienen precios de unos -3,0-3,5 €/MWh inferiores al perfil Carga Base. Los precios a 5 años empezando en 2024 revierten de 72,3 a 70,9 €/MWh (-1,3 €/MWh, -1,8%). Empezando en 2025 los PPA's a 5 años revierten de 60,4 a 60,1 €/MWh. Los PPA's a 10 años desde 2024 hasta 2033 revierten de 57,2 a 56,3 €/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) y binomio rentabilidad-riesgo. 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).

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). 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.

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.

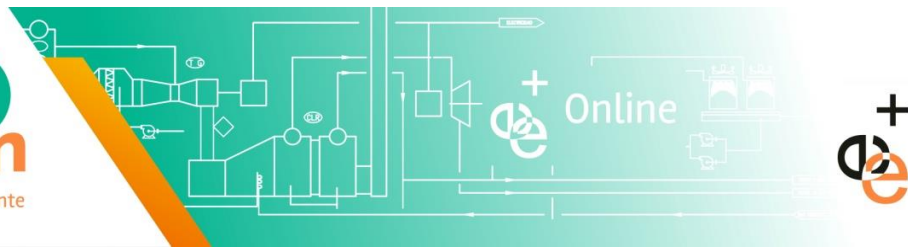
Se mantiene la reducción del impuesto especial de la electricidad, del 5,11% al 0,5%, hasta el 31 de diciembre de 2023.

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.

Por cierto, el precio del Fondo Nacional de Eficiencia Energética 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.

Los peajes y cargos del sistema siguen tal cual desde 1 Enero 2023.





## COMENTARIO GAS

Precio interanual futuro Dated Brent revierte -10,5% frenado por caída del Tipo de cambio US\$/€ que pierde -0,9%, cayendo los niveles de precios del suministro de gas a cliente final en España un -2,8% 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, 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 esto 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 mucha fuerza, un -17,2% debido al efecto de caída de los precios internacionales y menor demanda por la primavera y verano por llegar. Respecto a los *hubs* de gas europeos, el TTF y NBP revierten también -18,2% y -19,5%, respectivamente. En sentido contrario, el gas Henry Hub de EEUU, índice NYMEX, repunta +3,7%. Pero debemos advertir que los precios internacionales del gas siguen a niveles elevados 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 repunta +8,2% respecto a valores interanuales de hace un mes. Mucha demanda de carbón en Occidente para compensar las reducciones de gas de Rusia, ha tensionado el precio del carbón. MAR cerró a 134,9, ABR a 138,0 y se espera un perfil *backwardation* empezando a caer a 119 \$US/t en MAY.

Así, los futuros interanuales del *DATED* Brent han pasado de 82,6 a 73,9 US\$/bbl, y los futuros del Tipo de Cambio pasan de 1,1006 a 1,0909 US\$/€.

La media interanual de los futuros del Mibgas pasan de 45,6 a 37,7 €/MWh. Nivel 17% inferior a los 57,1-65,0 €/MWh del límite del mal denominado *CAP* de gas en pool de electricidad por la excepción ibérica en MAY-DIC 2023.

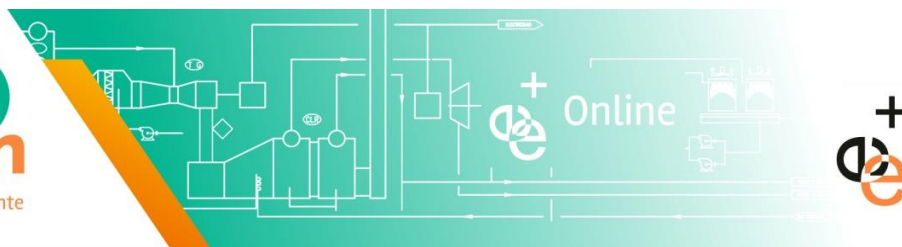
La media interanual de los futuros del TTF revierten de 50,8 a 41,6 €/MWh.

La media interanual de los futuros del NBP (UK) revierten de 128,6 a 103,5 peniques/termia.



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.



La media interanual de los futuros del NYMEX repuntan de 2,9 a 3.0 US\$/MMBtu.

Los targets del Dated Brent pasan de 81,0 – 75,3 y 71,3 US\$/barril a finales de 2023, 2024 y 2025, a niveles de 73,5 – 70,4 y 68,3, respectivamente.

Los targets del euro frente al dólar americano pasan de 1,1034 – 1,1135 y 1,1201 US\$/€ a 1,0931 – 1,1044 y 1,1126 a finales de 2023, 2024 y 2025, respectivamente. Niveles que muestran cierta incertidumbre de los inversores en Zona euro.

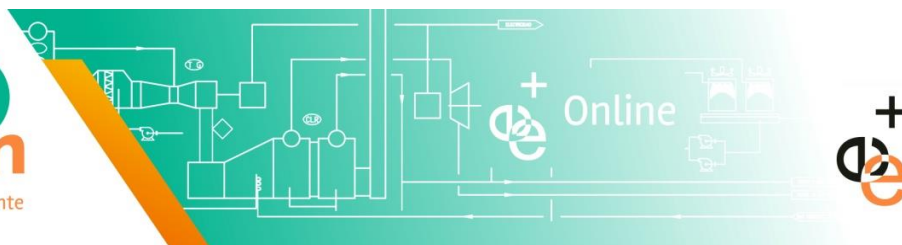
Los targets del TTF pasan de 58,2 – 59,2 y 47,5 €/MWh a finales 2023, 2024 y 2025, a niveles de 51,4 – 53,5 y 44,8, respectivamente. Pero deberían bajar y de forma sostenida en el tiempo, para que la gran industria europea no huya a otros países, que se preocupan más por las industrias con precios energéticos 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 45,9 – 52,4 y 44,8 €/MWh para 2023 – 2024 y 2025 a niveles de 38,3 – 46,8 y 42,8, respectivamente. Bajan este año y siguiente, pero repuntan en 2024 y caen moderadamente en 2025.**

El precio Spot (contado) del Mercado Ibérico de Gas MIBGAS (mercado secundario), producto *day-ahead*, ha REVERTIDO en ABR 2023, cerrando media mensual a 38,1 €/MWh, lo cual supone una bajada de -5,6 €/MWh, -12,7% respecto MAR 2023 (43,7 €/MWh). 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 (300%-400%) a la media de hace dos años (2020: a 10,2 €/MWh). De hecho, se anticipan subidas en cuarto trimestre del año en torno a 41 €/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. Existe riesgo de posible racionamiento de gas en siguiente invierno por falta de previsión y excesivo optimismo respecto a disponibilidad del gas importable a Europa.



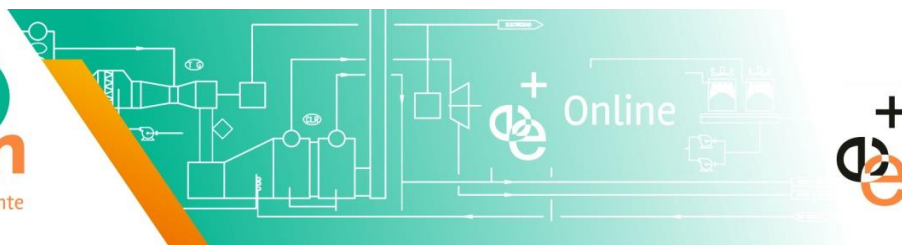
La incertidumbre en las importaciones y renegociaciones del gas de Argelia, también está repercutiendo en la especulación del precio del gas. Esperemos que dichas incertidumbres se resuelvan favorablemente. De hecho, casi todo el gas que venía por el Magreb se dedicaba a suministros acogidos a la TUR 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 9 veces (878%) en dos años (2022) y aunque se diga que está cayendo, sigue siendo 3 ó 4 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 55 €/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 (+450%). La falta de la oportuna revisión de los precios regulados de la cogeneración con régimen retributivo desde 2020 ha ido 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:

- **JUN 2023:** ha tenido 15 días de actividad en MIBGAS en lo que llevamos de mes (del 1 al 22 MAY), marcando MAX 36,4, medio 31,0 y MIN 26,7. Mientras la última cotización del Futuro del gas en OMIP es de 27,2 y la media acumulada del futuro 39,3 con Máx/Mín de 54,9/26,9. Muestra una fuerte caída.
- MAY 2023: ha tenido 18 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 44,0, medio 37,5 y MIN 34,1. Mientras la última cotización del Futuro del gas en OMIP ha sido de 33,5 y la media acumulada del futuro 45,1 con Máx/Mín de 56,8/33,5. Cierre de contado se estima en 29,3. Muestra fuerte caída.
- ABR 2023: ha cotizado 23 días de actividad en MIBGAS, marcando MAX 49,2, medio 42,2 y MIN 38,6. Mientras la última cotización del Futuro del gas en OMIP ha sido de 41,6 y la media acumulada del futuro 49,8 con Máx/Mín de 75,5/38,1. Cierre del contado ha sido 38,1, tirando a valores mínimos.
- 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. Caída correctiva inferior a valores mínimos. Cierre del contado del mes ha sido 43,7.

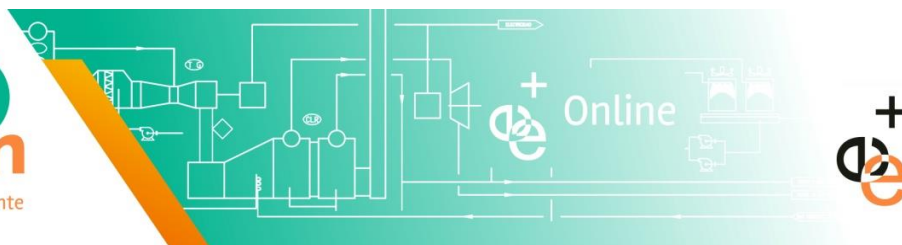


- FEB 2023: ha cotizado 22 días en MIBGAS, marcando MAX 71,6, medio 60,2 y MIN 51,3. Mientras la última cotización del Futuro del gas en OMIP ha sido 55,1 y la media acumulada 85,9 con Máx/Mín de 127,0/51,9. Ha mostrado una caída brutal. Cierre del contado del mes ha sido 52,3.
- ENE 2023: ha cotizado 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 y NBP) 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 CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> superior a 30 €/tCO<sub>2</sub>. 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 ha cotizado desde 1 DIC hasta 28 FEB registrando un Max, Med y Min de 134,6-67,2-46,8 €/MWh. Contado ha cerrado a 43,7.
- Futuro ABR 2023 ha cotizado desde 2 ENE hasta 31 MAR registrando un Max, Med y Min de 75,5-49,8-38,1 €/MWh. Contado ha cerrado a 38,1.
- Futuro MAY 2023 ha cotizando desde 1 FEB hasta 28 ABR registrando un Max, Med y Min de 56,8-45,1-33,5 €/MWh. Contado se estima cierre en 29,3.



- Futuro JUN 2023 lleva cotizando desde 1 MAR hasta fecha actual registrando un Max, Med y Min de 54,9-39,3-26,9 €/MWh.
- Futuro JUL 2023 lleva cotizando desde 3 ABR hasta fecha actual registrando un Max, Med y Min de 46,6-36,3-27,2 €/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 38,3, muy 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 **67,9**. Última cotización a 46,8 (**22 MAY, rebotando**).
- **Futuro 2025** ha empezado a cotizar desde 2 Ene 2023, con valores acumulados entre 37,8 y 53,7 y media **44,5**. Última cotización a 42,8 (**22 MAY, rebotando**).

La TUR del Q2 2023 baja 36,5% al nivel de **4,4719 c€/kWh**, sin una justificación económica convincente, pero sabiendo que estamos elecciones municipales y autonómicas el 28 MAY.

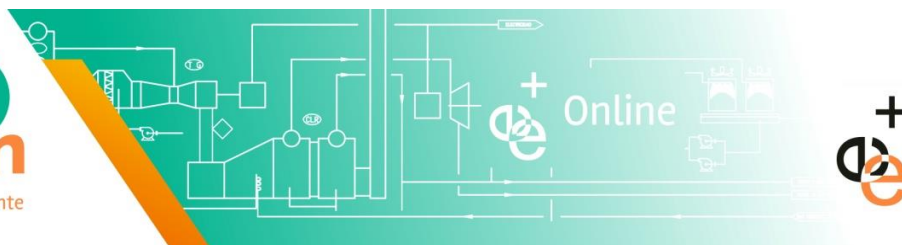
Debería existir una TUR de refugio a precio fijo para consumidores industriales o gran comercio en dificultades (no MIBGAS + recargo del 20%, aparte del recargo sobre costes regulados).

La medida de indexación del precio del MIBGAS sobre el precio del MIBEL hasta 31 MAY 2023, extendida por RDL3/2023 hasta 31 DIC 2023, puede suponer que los ingresos de un generador no puedan 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 más competitivos, pero aún altos. 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 bajando últimamente, pero quizás hay que esperar hasta que se establezcan 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 exante).

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 solicitarlas en plazo y forma.

Una medida que se está aprovechando en verano es que se permite 3 veces el cambio de caudal contratado y una vez el tipo de tarifa de ATR de gas hasta 31 DIC 2023.

El gobierno prevé un ajuste de los nuevos peajes de gas y cargos del sistema para 1 Oct 2022, pero aún queda mucho tiempo para que se publiquen los valores definitivos.

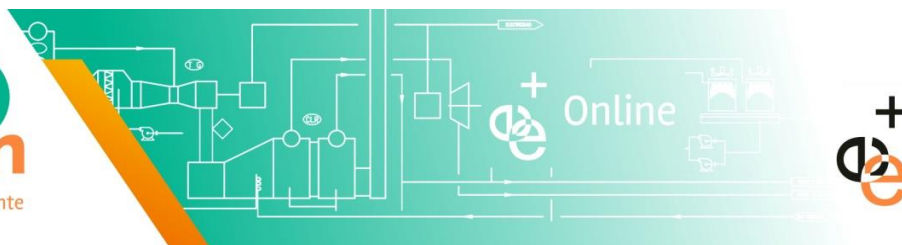
Respecto a la excepción ibérica, la tabla siguiente resume el ajuste reconocido a las plantas térmicas de CCGT, Carbón y Cogeneración (CHP) sin régimen retributivo regulado.

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 Abr 2023	38,47	56,13	-17,66	55%	<b>0,00</b>
Media 1-23 May '23	29,98	57,20	-27,22	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 y actualmente 57,2.

Precio Carga Base Térmica CCGT desregulada (€/MWh)					
Día	Pgn Mibgas	Prgn	Diferencia	Eficiencia	Y



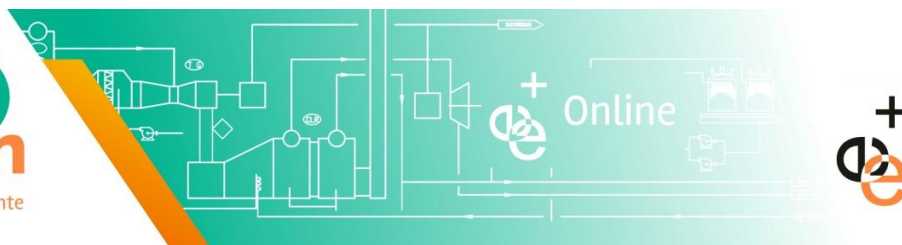
23/05/2023	26,54	57,20	-30,66	55%	0,00
22/05/2023	26,16	57,20	-31,04	55%	0,00
21/05/2023	25,59	57,20	-31,61	55%	0,00
20/05/2023	25,95	57,20	-31,25	55%	0,00
19/05/2023	26,34	57,20	-30,86	55%	0,00
18/05/2023	26,22	57,20	-30,98	55%	0,00
17/05/2023	26,37	57,20	-30,83	55%	0,00
16/05/2023	27,26	57,20	-29,94	55%	0,00
15/05/2023	25,55	57,20	-31,65	55%	0,00
14/05/2023	26,08	57,20	-31,12	55%	0,00
13/05/2023	29,37	57,20	-27,83	55%	0,00
12/05/2023	31,08	57,20	-26,12	55%	0,00
11/05/2023	33,30	57,20	-23,90	55%	0,00
10/05/2023	34,15	57,20	-23,05	55%	0,00
09/05/2023	33,07	57,20	-24,13	55%	0,00
08/05/2023	32,88	57,20	-24,32	55%	0,00
07/05/2023	32,85	57,20	-24,35	55%	0,00
06/05/2023	32,87	57,20	-24,33	55%	0,00
05/05/2023	33,40	57,20	-23,80	55%	0,00
04/05/2023	34,20	57,20	-23,00	55%	0,00
03/05/2023	35,64	57,20	-21,56	55%	0,00
02/05/2023	34,77	57,20	-22,43	55%	0,00
01/05/2023	34,77	57,20	-22,43	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). Llegará linealmente desde 55 en MAR hasta 65 en DIC 2023, según extensión de la metodología.

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).

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).

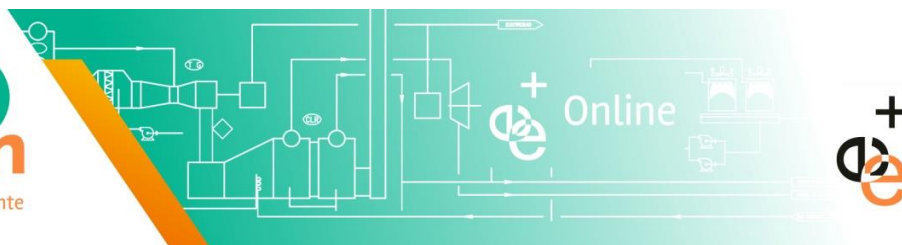
Si en España tenemos un tope de gas de 57,2 €/MWh en MAY (hasta 65 en DIC), sabiendo los resultados que ya hemos experimentado desde 15 JUN 2022, parece que el límite del gas a 180 €/MWh NO va a contener los comportamientos especulativos del gas en Europa.

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.





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, brinda la posibilidad de realizar:

- 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%.



## COMENTARIO CO2

El precio spot del mercado de derechos de emisiones de CO2 en Europa repunta en ABR 2023 cerrando a 90,5 €/tCO2. MAY lleva acumulado un ajuste de reversión a 85,1 €/tCO2. Los especuladores siguen agresivos, al no producirse sanciones ejemplares, envalentonados porque 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. 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-consumos 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 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.

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: 21,8 €/tCO2).

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.

En lo que llevamos de año 2023, hasta 22 MAY 2023, tenemos una media spot acumulada de 87,33 €/tCO2, muy parecido al nivel acumulado hace un mes (11 ABR 2023).

El nivel de los precios del CO2 sigue con un perfil de *contango*, con unos niveles de la curva forward a largo plazo (2023-2031) que han variado a la baja aprox. un -10%% de 2023 a 2027 y entre un -9% y -6% de 2028 a 2031, respectivamente, en comparación con los valores de hace un mes:





- Futuro Dic 2020 dejó de cotizar a niveles máximos de 30,8 €/tCO<sub>2</sub>.
- 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
11/04/2023	97,44	102,13	106,79	110,84	114,89	117,29	119,69	122,09	124,49
22/05/2023	87,76	92,02	96,08	99,64	103,39	106,99	110,49	113,99	117,49
Variación	-9,68	-10,11	-10,71	-11,20	-11,50	-10,30	-9,20	-8,10	-7,00
	-9,9%	-9,9%	-10,0%	-10,1%	-10,0%	-8,8%	-7,7%	-6,6%	-5,6%

Fuente : Mercado Europeo CO<sub>2</sub>. Elaboración: Enérgitas (S.E.Iberia).

El precio del CO<sub>2</sub> se está duplicando y casi triplicando anualmente. A ese ritmo, se espera que alcance 150 €/tCO<sub>2</sub> al cierre del contado en 2025-2030, 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> es lo que más está llamando la atención a especuladores. De hecho, cabe advertir que el futuro de CO<sub>2</sub> para Dic 2030 ha llegado a cotizar un valor máximo de 144,1 €/tCO<sub>2</sub> el 17 AGO 2022. Con lo cual, ese nivel de 150 puede que se consolide muy pronto.

El precio del CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> con derechos de CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub>.

Si las autoridades competentes no van a supervisar ni a controlar el mercado de CO<sub>2</sub>, 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 CO<sub>2</sub>.