

Balance económico de cuatro meses de aplicación del tope al precio del gas

José Luis Sancha

Dr. Ingeniero Industrial. Profesor Comillas-ICAI

1. Introducción

Europa lleva meses inmersa en una gravísima crisis energética a la que los Estados y la propia UE están intentando combatir de todas las formas posibles con el objetivo de minimizar su impacto sobre los consumidores. A las medidas más tradicionales (fiscales, subvenciones y planes de ahorro) se suman otras, como la minoración de los beneficios extraordinarios surgidos en la crisis para destinarlos a paliar sus efectos en las facturas energéticas. La reforma del mercado eléctrico europeo es la próxima tarea.

En este contexto, el mecanismo del tope al precio del gas, puesto en marcha por España y Portugal en el mercado ibérico eléctrico (MIBEL), constituye una primera experiencia de modificación sustancial del modelo de mercado eléctrico y de la que conviene extraer enseñanzas útiles para afrontar su inminente reforma en el ámbito de la UE.

2. Diseño inicial de la medida de tope al precio del gas

La medida del tope al precio del gas se sustenta, por el lado español, en el Real Decreto-Ley 10/2022, en el que establece un mecanismo temporal de ajuste del coste de producción de las tecnologías fósiles marginales, de forma que éstas reducen sus ofertas en el mercado eléctrico en una cantidad definida como:

$$\text{nueva oferta} = \text{oferta con el precio real del gas} - (\text{precio real del gas} - \text{precio tope del gas}) / 0,55$$

donde el precio tope del gas toma el valor de 40 €/MWh los seis primeros meses de aplicación del mecanismo, incrementándose en escalones mensuales sucesivos de 5 €/MWh hasta alcanzar un valor de 70 €/MWh en el último mes y 0,55 se considera el rendimiento estándar

de las centrales de ciclo combinado que queman gas.

Es decir, si un ciclo combinado ofertaba su generación a 280 €/MWh con un precio real de gas de 100 MWh, con el tope debería ofertarla a $280 - (100 - 40) / 0,55 = 171$ €/MWh. De la misma forma, si una central que utiliza otro combustible fósil ofertaba a 150 €/MWh ahora debería ofertar a 41 €/MWh.

El objetivo de la medida es limitar el impacto que la escalada de precios del gas natural está teniendo en el mercado mayorista de electricidad como consecuencia del diseño marginalista del mismo¹, que determina que el precio de toda la electricidad es fijado por la última unidad de generación necesaria para abastecer la demanda en cada hora, siendo el gas natural la tecnología que, directa o indirectamente, está operando como tecnología marginal.

¹ Un tratamiento más completo del sistema marginalista puede verse en mi libro "Presume de entender (a fondo) las facturas de la luz y del gas". Ed. Comillas.

Directamente, porque con la escalada del precio del gas, la generación de ciclo combinado es en estos momentos la más cara. Indirectamente porque, aunque otras tecnologías como la hidráulica marcan en ocasiones el precio marginal, su oferta se configura utilizando como referencia el coste de oportunidad de las centrales de ciclo combinado que puedan sustituir.

Debido a la integración de los mercados eléctricos de España y Portugal en el MIBEL, el mecanismo de ajuste actúa cada hora de manera simultánea y coordinada en la Península Ibérica. La situación de España y Portugal como isla energética, dada la reducida capacidad de interconexión de la península ibérica con el resto de Europa, fundamentó el visto bueno inicial a la aplicación excepcional de esta medida en el Consejo Europeo celebrado los días 24 y 25 de marzo 2022.

Las centrales fósiles afectadas por el tope son compensadas por la diferencia entre el precio efectivo del mercado *spot* de gas natural en cada día, que calcula el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), y el precio tope. De esta manera, estas centrales recuperan todos sus costes sin alterar el orden de mérito del mercado.

La reducción del precio marginal del mercado actúa reduciendo los beneficios extraordinarios de las centrales de generación inframarginales (básicamente nucleares, hidráulicas y renovables) en la actual coyuntura del alto precio del gas, permitiendo así la rebaja del coste de la energía para la demanda. La medida considera que los ingresos finales de estas centrales inframarginales serán suficientes para recuperar sus inversiones y se-

guir atrayendo nueva generación renovable, más eficiente y competitiva.

El mecanismo contempla que las cantidades correspondientes a la compensación sean financiadas por aquellos compradores que se benefician de la referida reducción del precio marginal. Para ellos, el resultado esperado de la reducción por el marginal y del aumento por la compensación debe ser un precio final inferior al que se daría en ausencia de la medida.

El coste total de las compensaciones se reparte entre aquella parte de la demanda ibérica que se beneficia directamente del mismo, bien porque adquiere la energía a un precio directamente referenciado al valor del mercado mayorista o bien por que ha firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los precios mayoristas.

Por último, la reducción del precio de compensación marginal en el mercado ibérico provoca un incremento de la diferencia de precio entre la zona de precio española y la francesa y, consiguientemente, del flujo exportador en la frontera España y Francia. Aumenta por lo tanto la renta de congestión de esta interconexión (proporcional a la energía de frontera y la diferencia de precio) y el mecanismo prevé el uso de las rentas de congestión adicionales que afloran en esta interconexión para minorar el coste de las compensaciones del sistema ibérico.

3. Resultados

El mecanismo del tope al precio del gas comenzó su andadura el día 15 de junio de 2022. Se dispone, por consiguiente, de una experiencia de cuatro meses.

¿Ha cumplido las expectativas que albergaba su diseño?

3.1. Operatividad

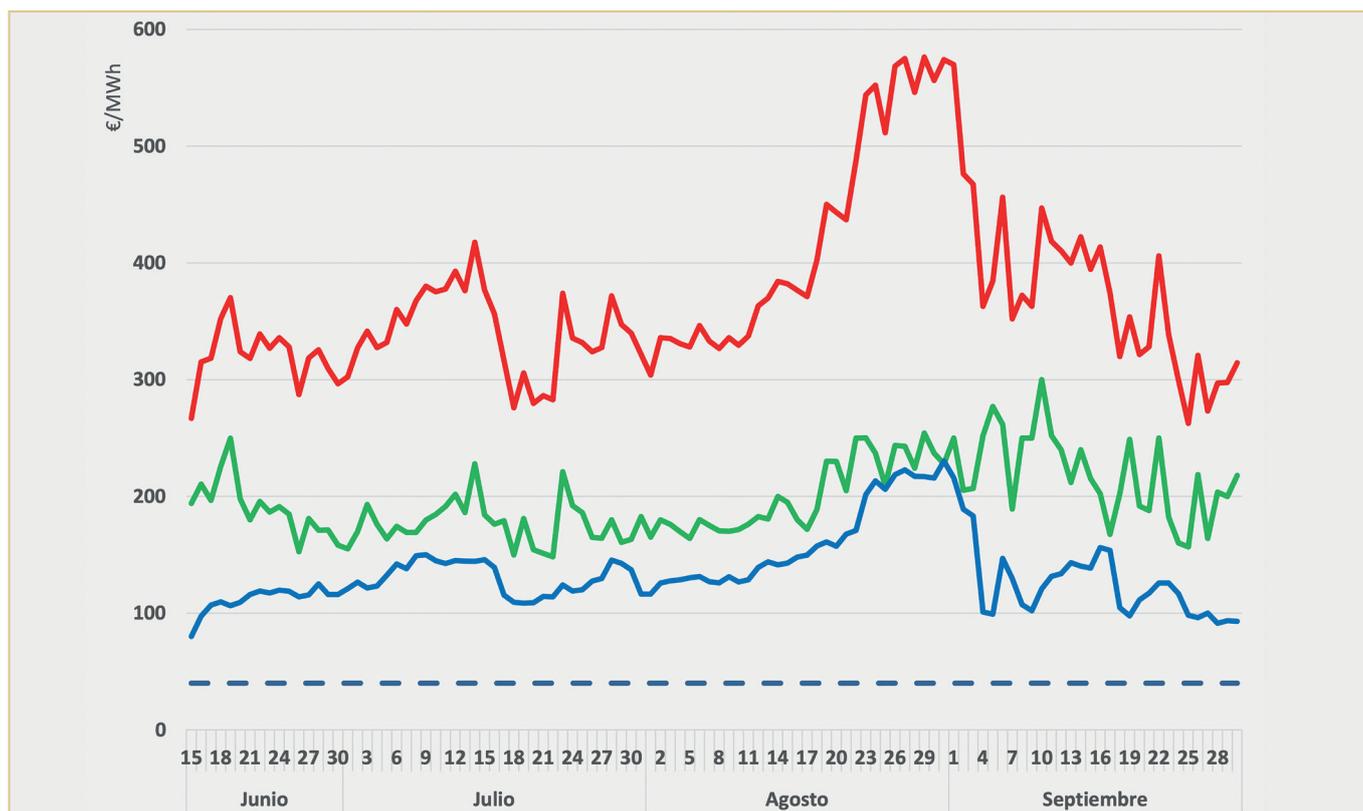
El tope al precio del gas se ha aplicado todas las horas desde su implantación sin ninguna incidencia. Hay que reseñar que en todas ellas han estado funcionando centrales de ciclo combinado y que el precio del gas siempre ha estado por encima del precio tope².

Todos los operadores han ido actuando conforme a lo previsto: MIBGAS publicando el precio de gas previo a la subasta diaria del mercado y el Operador del Mercado Ibérico Polo Español (OMIE) publicando el precio de la compensación tras el cierre del mercado. En ambos casos los valores son válidos, indistintamente, tanto para los agentes españoles como para los portugueses y así se consideran en este artículo.

A partir de aquí, los dos sistemas difieren en el tratamiento del mecanismo. El Operador del Sistema Eléctrico de España, Red Eléctrica de España (REE), publica el precio horario, incluyendo el coste de la compensación, para los consumidores españoles con contrato regulado PVPC. El sistema portugués adopta un tratamiento diferente para el establecimiento de los precios al consumo, tema que queda fuera del alcance de este artículo.

El precio marginal del mercado ibérico se ha reducido con relación a los precios de Francia y, en general, de Europa, con flujos de energía en el sentido España – Francia hasta el límite de capacidad de la interconexión en la práctica totalidad de las horas y un aumento considerable de las rentas de congestión de esta interconexión.

2 Esta afirmación dejó de ser válida el 20 de octubre, día en el que sí que estuvieron conectadas centrales de ciclo combinado pero el precio del gas MIBGAS fue 31,77 €/MWh, inferior por lo tanto al precio tope de 40 €/MWh.

Figura 1. El precio marginal se reduce por el tope

Fuente: Elaboración propia con datos de MIBGAS, OMIE y REE

Los consumidores se ven afectados por el tope de diferente forma, dependiendo del tipo de contrato vigente con su comercializador.

La estructura de la factura PVPC no se ha modificado. El concepto Coste de la Energía, incluido en el Término Variable tiene en cuenta el efecto completo del tope. Durante estos cuatro primeros meses de aplicación, el término de energía de la factura PVPC se ha rebajado un 16% respecto del que hubiese sido sin la aplicación del tope.

Tampoco se modifica la factura de los consumidores que tienen vigente un contrato libre con la energía a precio fijo.

Por el contrario, la factura de los consumidores que tuviesen un contrato libre con precio fijo y lo hayan renovado con posterioridad al anuncio del tope (26 de abril de 2022), puede contener un nuevo término denominado "Ajuste compensación gas" (o una redacción similar).

La comparación de ofertas se ha complicado con la aplicación del tope. El comparador de la CNMC sigue siendo una herramienta recomendable, pero el consumidor que lo utilice deberá tener en cuenta que los importes que utiliza el comparador no tienen en consideración el coste de la compensación, aunque añade su valoración aproximada en base al consumo introducido por el usuario.

Por último, la demanda que se encuentre cubierta por algún instrumento de contratación a plazo no se ve afectada por el tope.

El proceso para entender mejor el efecto económico del tope empieza analizando la reducción del marginal que produce su aplicación, pasando luego a evaluar su impacto sobre la generación, la demanda (en especial los pequeños consumidores) y la interconexión con Francia.

3.2. Efecto reductor del precio marginal

En la Figura 1 aparece el efecto de reducción del marginal en el periodo. En rojo el precio marginal máximo diario sin tope y

en verde tras el efecto del tope. En azul el precio del gas MIBGAS y en azul a trazos el precio tope de 40 €/MWh.

Puede apreciarse la subida del precio del gas hasta finales de agosto y el claro descenso desde entonces. La evolución del precio marginal máximo de cada día es, sorprendente, bastante estable y no parece estar muy ligado al precio del gas.

Sin el tope, el marginal máximo hubiese llegado a valer 576 €/MWh mientras que con el tope ha sido de 300 €/MWh. En promedio, la reducción del marginal ha sido de 173 €/MWh.

Obviamente, la reducción del precio marginal del mercado mayorista de electricidad ha limitado el impacto de la escalada de precios del gas, que en este periodo ha oscilado entre 80 €/MWh (15/06/2022) y 230 €/MWh (31/08/2022) según MIBGAS

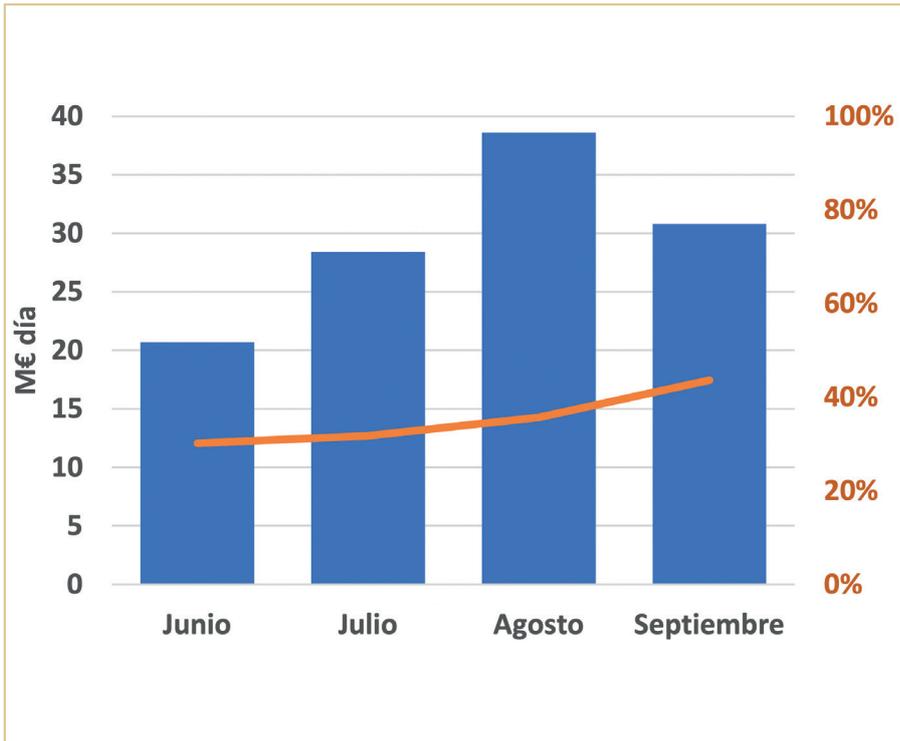
Con el tope, el promedio de precio marginal máximo diario en este periodo se ha situado en 197 €/MWh.

3.3. Efecto sobre los generadores inframarginales

En un sistema marginalista, el descenso del precio marginal afecta por igual a la oferta y a la demanda. Comenzaremos por la oferta, distinguiendo las centrales marginales y las centrales fósiles, ya que tienen un tratamiento diferente.

Las tecnologías inframarginales, como la nuclear, la hidráulica y las renovables sujetas a mercado, tienen una reducción de ingresos que se mide por la proporción de esa energía que está afectada por el mercado multiplicada por la reducción del marginal. El resto de la energía in-

Figura 2. Minoración de ingresos de tecnologías inframarginales



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

framarginal está en realidad comprometida con la demanda mediante diversos mecanismos contractuales (bilaterales, precio estipulado, contrato por diferencias, etc.), por lo que no se ve afectada por el tope.

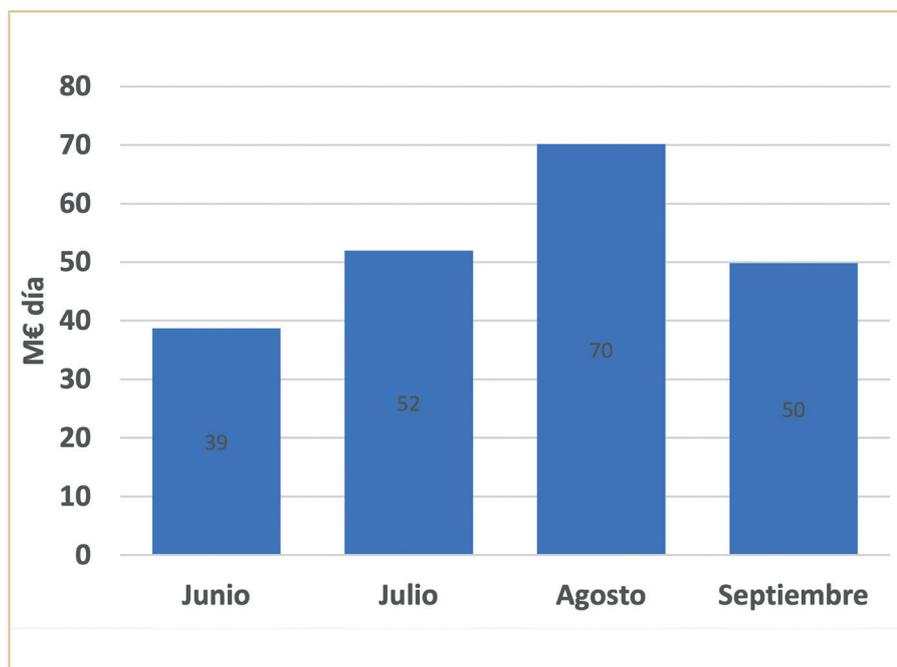
En la Figura 2 aparece (línea en rojo, eje derecho) el porcentaje de generación inframarginal afectada por el tope en relación con el total de esta tecnología y (barra azul) y la reducción de ingresos a lo largo de los meses de aplicación del tope.

En promedio, la energía inframarginal afectada es el 36% y la reducción de beneficios extraordinarios de esta generación es de 31 M€ diarios.

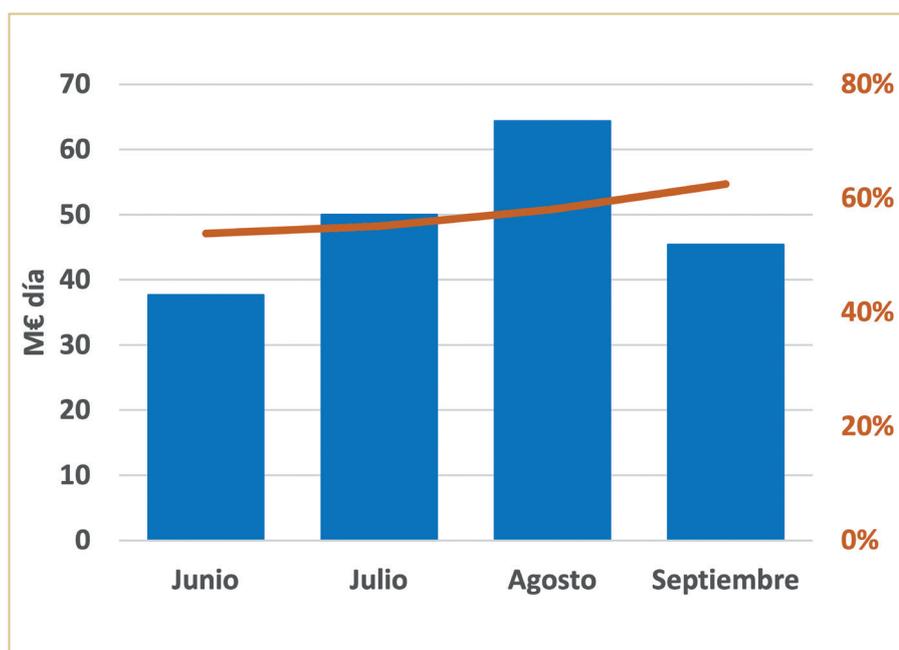
3.4. El coste de la compensación a las instalaciones de generación fósiles (M€)

La energía generada por las centrales fósiles (ciclos combinados, carbón y la parte de la cogeneración sujeta a mercado) sí queda afectada, reduciendo sus ingresos por la reducción del marginal.

Para equilibrar los ingresos de estas centrales, el mecanismo ibérico establece una compensación por la diferencia entre el precio del gas y el precio tope. El coste de dicha compensación es el resultado del volumen de energía generada por las tecnologías fósiles afectadas, multiplicado por la reducción del precio marginal que ocasiona el tope: $(\text{precio del gas MIBGAS} - 40) / 0,55 \text{ MWh}$.

Figura 3. Coste de la compensación

Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

Figura 4. Energía que asume la compensación

Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

En la Figura 3 se presenta el coste de la compensación (M€ día) durante este periodo.

En promedio, el coste de la compensación es de 55 M€ día.

3.5. El pago de la compensación por la demanda

El mecanismo establece que el coste de la compensación a la generación fósil, minorado con una parte de la renta de la interconexión España-Francia, sea asumido por los compradores cuya energía esté indexada al mercado.

Partiendo del valor de la energía horaria afectada por la compensación, que publica OMIE (Energía horaria sujeta al mecanismo de ajuste a la demanda MIBEL), puede estimarse el porcentaje que supone respecto de la energía total demandada.

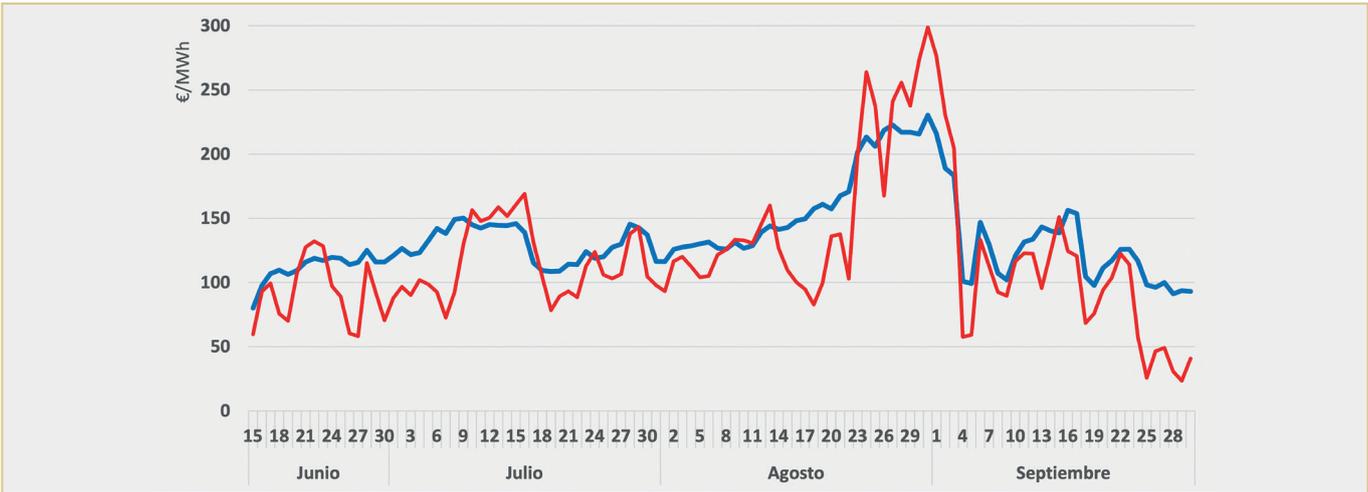
En la Figura 4 aparece el porcentaje de la energía de ajuste promedio diaria en relación con la energía de compra total MIBEL (línea roja, eje derecho) y el coste de la compensación (barra azul, M€ día)

Los compradores afectados por la compensación suponen, en promedio, un 58% de la energía total MIBEL. La renovación de contratos en este periodo efectuada por los comercializadores libres explicaría el paulatino crecimiento de este porcentaje, que en septiembre alcanza el 63%.

Lamentablemente, no se dispone del desglose de dicha energía entre consumidores regulados y libres.

El mecanismo establece una minoración del coste de compensación que paga la demanda gracias a una asignación de parte de la renta de interconexión de la frontera España-Francia.

Figura 5. Precio diario de la compensación a cargo de la demanda MIBEL (€/MWh)



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

Aunque no se dispone del dato horario de la renta de la interconexión España-Francia asignada a este efecto, se ha estimado a partir de los datos diario y mensual que OMIE incluye en sus informes de Evolución del Mercado de Electricidad: en junio 16 M€, en julio 61 M€, en agosto 180 M€ y en septiembre 132 M€. El promedio de la renta de interconexión destinado a disminuir el coste de la compensación de la demanda resulta ser 4 M€ día.

En consecuencia, el coste de compensación para la demanda ibérica es $55 - 4 = 51$ M€ día.

El precio horario (€/MWh) de la compensación para la compra indexada al mercado se calcula dividiendo su coste entre la energía de ajuste. La Figura 5 ilustra la evolución diaria de este precio (en rojo) y su estrecha relación con el precio del gas MIBGAS (en azul).

En todo caso, es conveniente recordar que este precio de la compensación se refiere a la energía en barras de central, por lo que deberá ser incrementado por

las pérdidas de la red (aprox. 17%) para situarlo ante el consumidor.

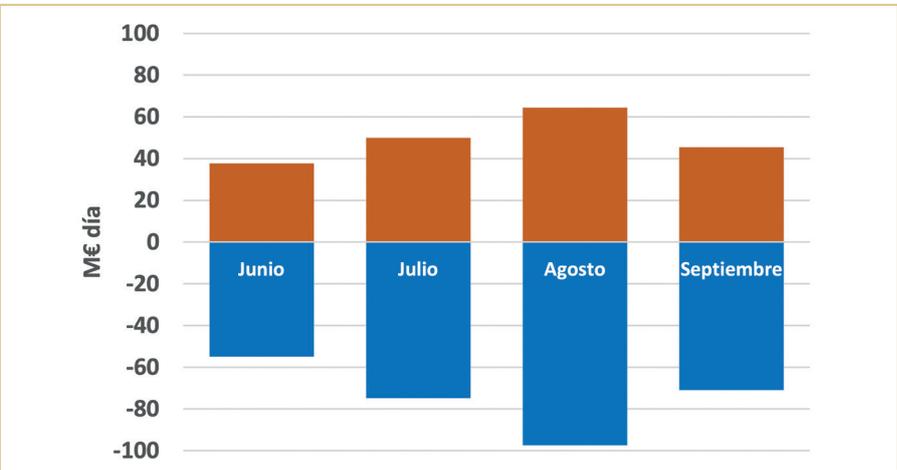
3.6. Efecto sobre los consumidores

El efecto sobre la compra con contrato cuyo precio está indexado al mercado es doble. Cada hora, el coste de la energía:

- a) baja por la reducción del marginal
- b) se incrementa por la compensación

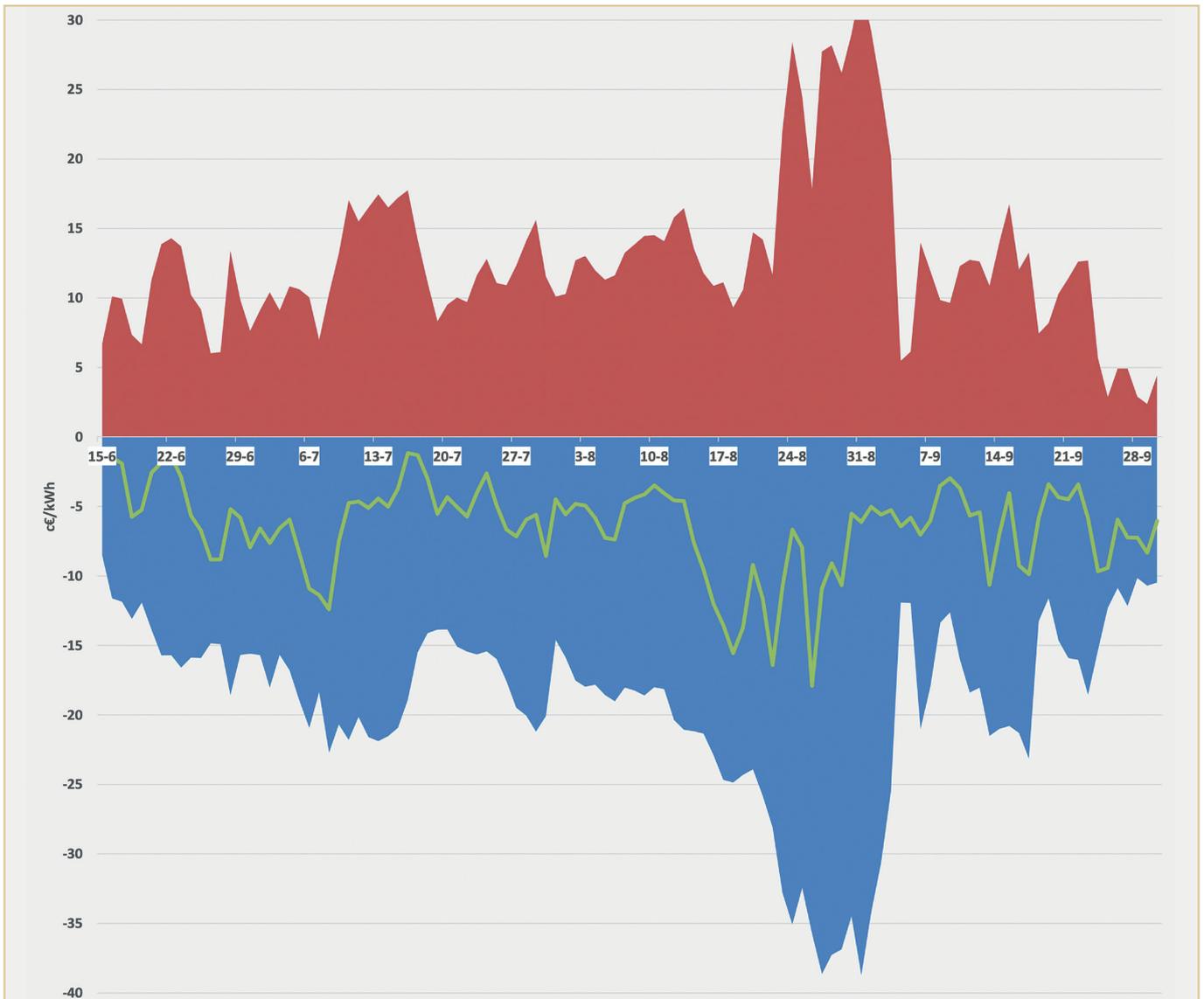
En la Figura 6 puede verse la estimación del efecto completo (M€ día) del tope sobre el coste de energía de estos comercializadores. En azul el menor coste por la reducción

Figura 6. Doble efecto diario del tope en el coste de la energía para los comercializadores a mercado (M€ día)



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

Figura 7. Doble efecto diario del tope en el término de energía de la factura PVPC (c€/kWh)



Fuente: Elaboración propia con datos REE

del precio marginal y en rojo el mayor coste por el pago de la compensación.

El efecto neto supone, de promedio, un menor coste de la energía de 26 M€ día.

El traslado de este efecto a los consumidores depende del comercializador, que

es el agente que opera en el mercado y que puede tener sus propias estrategias.

Veamos en primer lugar el efecto sobre los consumidores regulados PVPC.

Los comercializadores regulados trasladan íntegramente el efecto del tope a sus

clientes. Los datos, según se ha comentado en el punto 3.1, están disponibles en la información que publica REE.

La Figura 7 muestra ambos efectos sobre el término de energía de la factura (c€/kWh) del consumidor medio PVPC (área en azul, la reducción por el marginal y en

rojo el aumento por la compensación; línea en verde, el resultado neto de ambos efectos)

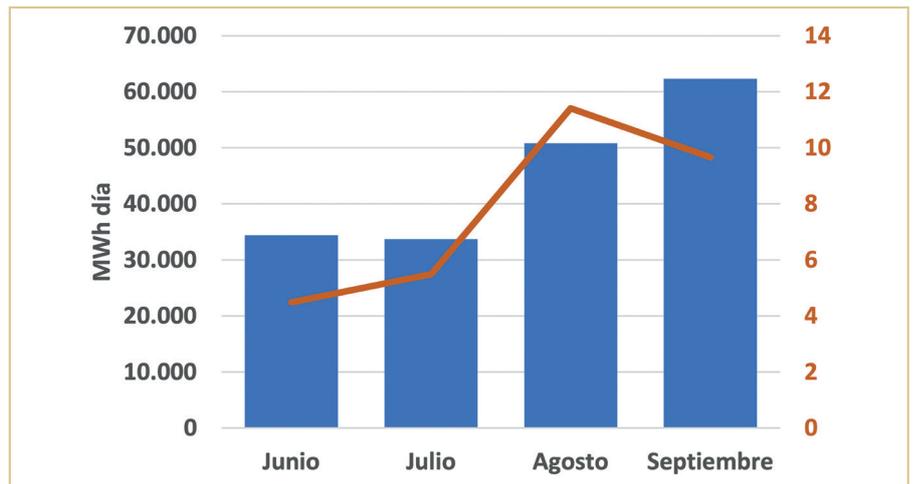
Se observa que, cada día, el primer efecto es mayor que el segundo, por lo que el resultado neto es una reducción del precio del término de energía de la factura, que en promedio del periodo ha sido del 16%.

Un análisis horario revela, no obstante, la existencia de horas en las que el efecto reductor es inferior al del aumento y por lo tanto el efecto neto es un incremento del precio de la energía. En promedio, este efecto se ha dado un 12% de las horas del periodo³. Un volumen de generación fósil y/o un precio del gas altos pueden propiciar este fenómeno.

En segundo lugar, veamos el efecto sobre el precio para los consumidores libres, cuyos comercializadores les ofrecen distintas opciones:

- para los que tengan vigente un contrato con el precio indexado al mercado, el efecto es idéntico al visto con el PVPC y el resultado habrá supuesto, de media, una rebaja similar
- los que tienen vigente un contrato libre con la energía a precio fijo no se verán afectados por el tope; el coste de la energía de su factura se calcula a ese precio fijo

Figura 8. Interconexión España-Francia (exportación)



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

- los que tuviesen un contrato libre con precio fijo y lo han renovado con posterioridad al anuncio del tope, pueden haberlo hecho de múltiples formas. La que más están ofreciendo los comercializadores es la que establece un precio fijo y además el precio de la compensación de la demanda. De esta forma, el precio de la energía es, en realidad, el resultado de la suma de ambos precios⁴
- finalmente, los que tengan un contrato de cobertura de precio con su comercializador o con un generador no están afectados por el precio del mercado

3.7. Efecto sobre la interconexión España – Francia

La reducción del marginal ibérico con respecto al marginal francés impulsa un mayor flujo de la interconexión España – Francia. En este periodo, la interconexión ha estado prácticamente todas las horas a su valor máximo de operación en el sentido exportador a Francia (ocupación media del 99,5%), como consecuencia del efecto del tope y de la importante indisponibilidad de las centrales nucleares en Francia.

Aquí se ha asumido la hipótesis extrema de que todo el flujo fuese consecuencia del tope⁵. La demanda que corresponde al flu-

3 Disponibles los datos de los primeros días de octubre, el día 10 hubo 10 las horas en las que se produjo el efecto neto de aumento del precio y, por primera vez, también sucedió lo mismo con el precio diario, que aumentó un 0,8%.

4 Para “aclarar y homogeneizar” estas situaciones, el RDL 18/2022 de 18 de octubre incluye varias disposiciones en defensa de los consumidores estableciendo información adicional a incluir en la factura. Así, se indica que deberá aparecer la redacción: “Las comercializadoras en mercado libre pueden elegir voluntariamente repercutir el importe de la energía asociada a la compensación del mecanismo ibérico regulado por el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, dentro de sus costes de aprovisionamiento, o bien trasladarlo de forma diferenciada a sus consumidores. En este caso su comercializadora ha optado por ...”.

5 Los datos del 20 de octubre, día en que por estar el precio del gas por debajo del tope no se aplicó el mecanismo y consiguientemente no se produjo la bajada del precio marginal en España (ver nota 2 de pie de página), obligarían a matizar esta hipótesis y conceder la mayor parte del peso a la necesidad de importación de Francia ya que la exportación de España a Francia fue de 42,65 GWh, con una ocupación de la interconexión del 99,85% y un flujo nulo en el sentido Francia a España.

jo de exportación España-Francia no paga el coste de compensación de la generación fósil por lo que el beneficio del lado francés es justamente esa cantidad no pagada.

También hay que tener en cuenta que una parte de la renta de la interconexión se asigna a minorar el coste de la compensación, según se ha comentado en el punto 3.5.

En la Figura 8 se muestran los resultados de la interconexión España-Francia:

a) la energía diaria exportada de España a Francia (barra azul, MWh)

b) beneficio bruto en el lado francés por efecto del tope, supuesto que éste explica todo el flujo (línea roja, eje derecho, M€ día)

En el periodo analizado el flujo máximo ha sido de 3.561 MW, con un promedio diario de 47 GWh. Se observa un incremento en la exportación a Francia desde el mes de

agosto, por una mayor capacidad de intercambio en un periodo de fuerte indisponibilidad del parque nuclear francés.

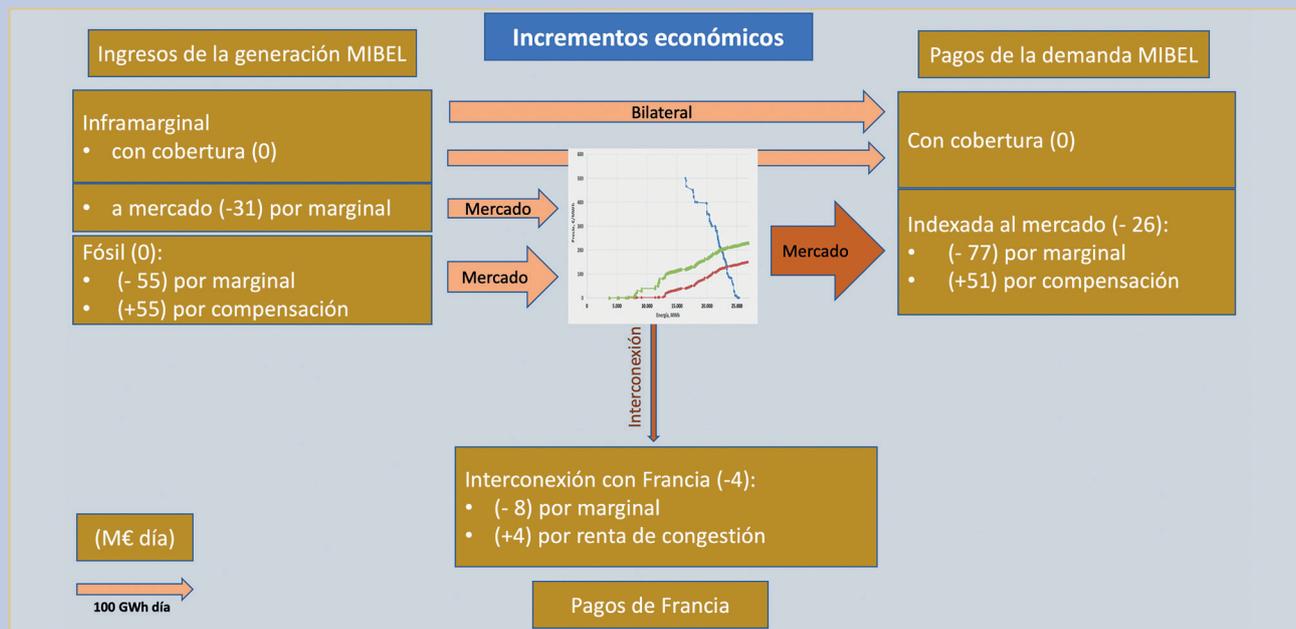
En promedio, el beneficio bruto del lado francés es de 8 M€ día. La renta de la interconexión destinada a minorar el coste de la compensación es 4 M€ día, según se analizó en el punto 3.5.

Conclusiones

El mecanismo ibérico del tope al precio del gas ha estado funcionando todas las horas durante estos cuatro primeros meses de aplicación.

El tope reduce diariamente el precio marginal del mercado. En este periodo, la rebaja ha sido, en promedio, de 180 €/MWh. El precio marginal resultante sigue no obstante dependiendo del precio del gas. En esta coyuntura de crisis energética por la guerra en Ucrania, la factura eléctrica dista de estar controlada.

Figura 9. Incrementos de los flujos económicos y energéticos como consecuencia del tope



Fuente: Elaboración propia con datos OMIE

El impacto de la reducción del marginal MIBEL como consecuencia del tope puede verse de forma sintética en la Figura 9. Por un lado, los incrementos del flujo económico (en azul, M€ día) y por otro, el flujo energético resultante (en rojo con flechas a escala; total energía vendida 820 GWh día)

La bajada del precio marginal reduce los ingresos de las centrales inframarginales que no se encuentren cubiertas por algún instrumento de contratación a plazo. La reducción de beneficios extraordinarios de estas tecnologías se puede estimar en 31 M€ día.

Las centrales fósiles no ven reducidos sus ingresos porque la bajada del marginal es compensada en la misma cuantía, estimada en 55 M€ día, con aportaciones de la demanda de 51 M€ día y de una parte de la renta de congestión de la interconexión España-Francia, 4 M€ día.

La demanda indexada al mercado, cuya energía representa el 58% de la total de compra, ven una bajada del coste de la energía gracias a que la reducción del marginal supera la subida por la compensación. En promedio, estos valores son 77 M€ día y 51 M€ día respectivamente, por lo que el efecto es una reducción de 26 M€ día.

En cuanto al efecto sobre los consumidores españoles, éste depende del tipo de contratación.

Para los consumidores regulados PVPC y los libres con el precio indexado al mercado, el término de energía de su factura se calcula con el precio resultante del tope, que se reduce un 16% con relación al precio que se hubiese dado sin la aplicación del mecanismo.

Para los consumidores que tienen vigente un contrato libre a precio fijo, el término de energía de su factura se calcula con el precio contractual.

Para los que tuviesen un contrato libre con precio fijo y lo han renovado con posterioridad al anuncio del tope (26 de abril de 2022), su factura puede tener formas distintas dependiendo del tipo de contrato que hayan firmado. El que más están promocionando los comercializadores es el que establece dos precios: un precio fijo y además el precio de la compensación. Si por ejemplo el precio fijo contratado es 20 c€/kWh y el precio de la compensación resulta 17 c€/kWh, el nuevo precio efectivo para el consumidor será 37 c€/kWh. Dado que el precio de la compensación es horario y solo se conoce a posteriori, el precio resultante pierde el carácter de fijo y el consumidor deberá ser consciente de ello.

El mecanismo del tope al precio del gas, puesto en marcha por España y Portugal en el mercado ibérico eléctrico, constituye una primera experiencia de modificación sustancial del modelo de mercado eléctrico de la que pueden extraerse enseñanzas aplicables en el ámbito de la UE.

Nota del autor

El tope al precio del gas está suponiendo un reto mayúsculo, por la propia complejidad del tema (el texto del RDL 10/2022 ocupa 59 páginas del BOE) y por el desconcierto que está provocando en algunos consumidores. El reciente RDL 18/2022 incluye varias disposiciones destinadas a “homogeneizar y clarificar la incorporación del coste del ajuste en las facturas de electricidad”.

Este artículo no pretende entrar en todos los detalles normativos del tope y aborda los que para este autor son más relevantes para entenderlo y valorar sus implicaciones sobre los distintos agentes del mercado. El punto 1 lo sitúa en el contexto de la crisis energética actual. El punto 2 describe su diseño en base a la exposición de motivos de la norma que lo regula. El punto 3 contiene los resultados de su aplicación durante los cuatro primeros meses, fruto del análisis hora a hora de su efecto en siete áreas temáticas relevantes.

Mi mayor agradecimiento a cuantas personas han compartido preocupaciones y me han aportado información; lamentablemente algunos datos no están todavía disponibles, lo que impide hacer un análisis más completo. Las conclusiones del punto 4 son de mi exclusiva responsabilidad, al igual que los errores que hayan podido deslizarse. ■