



Apuntes

La entrada en funcionamiento del límite al precio del gas: una nota

DIEGO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Apuntes Fedea 2022/15

Junio de 2022

fedea

Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores y no coinciden necesariamente con las de Fedea.

La entrada en funcionamiento del límite al precio del gas: una nota

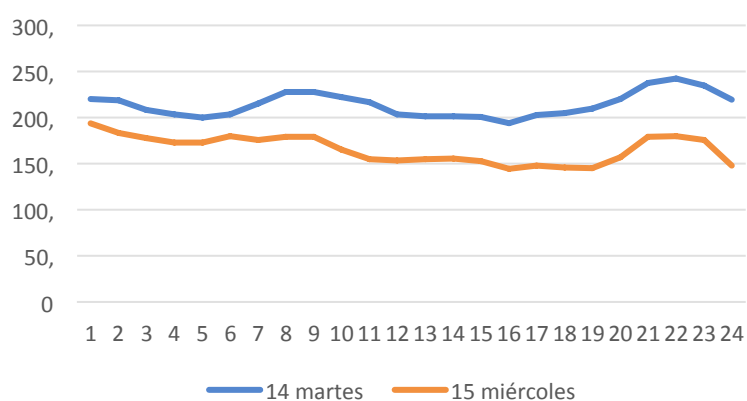
Diego Rodríguez Rodríguez (UCM y Fedea)

16 de junio de 2022

1. Introducción

Ayer miércoles 15 de junio comenzó a aplicarse el mecanismo de ajuste temporal a los costes de producción en el mercado eléctrico, desarrollado en el RDL 10/2022 de 13 de mayo. Aunque me referiré a él como “límite al gas” para simplificar, sería más correcto hablar de la subvención al gas utilizado en la producción de electricidad. En cualquier caso, el efecto inmediato ha sido el esperado: una apreciable caída del precio medio de la electricidad en el mercado mayorista diario que, en el primer día, pasó de 214,05 €/MWh del martes 14 de junio a 165,59 €/MWh del miércoles 15 de junio, con una reducción media del 22,6%. El Gráfico 1 compara los precios horarios en España en ambos días, proporcionados por el Operador del Mercado eléctrico (OMIE).

Gráfico 1. Precios marginales en España: mercado diario



Fuente: OMIE

Obviamente, si todo quedase en la comparativa entre ambos precios, la medida significaría una caída de la factura para el consumidor eléctrico y no habría nada más que añadir. Sin embargo, los datos de OMIE también indican que, en el primer día de funcionamiento de la medida, el precio para el consumidor tras incluir el “recargo” que este debe asumir para financiar la subvención al precio del gas (mediante un procedimiento que luego se detalla) se ha situado en 224,86 €/MWh. Aunque no es la comparación más relevante, la subida del precio con respecto al día anterior, en el que no había ajuste, (214,05 €/MWh) contrasta con la previsión del Gobierno de que el mecanismo reduciría el precio final (incluyendo el recargo) entre un 15% y un 20% y ha generado sorpresa.

¿Qué está pasando? ¿Es el resultado del día 15 un fenómeno circunstancial, o se ha hecho una previsión excesivamente optimista del impacto de la medida sobre los precios? Pues probablemente las dos cosas son ciertas. La demanda doméstica del día 15 ha sido alta como consecuencia de las altas temperaturas. La energía total vendida en el mercado ibérico (incluyendo contratos bilaterales) creció un 3,2% el miércoles 15 con respecto al día anterior. A ese crecimiento contribuyó la demanda externa de los sistemas eléctricos vecinos, en parte

espoleada por el abaratamiento del precio de mercado. El aumento de la demanda, por otra parte, ha exigido la entrada en funcionamiento de grupos de producción menos eficientes, lo que ha contribuido a moderar la caída de los precios por una vía que probablemente ha sido infravalorada.

Los resultados del mecanismo en su primer día de aplicación nos muestran un ejemplo práctico de sus efectos a corto plazo sobre la factura del consumidor eléctrico, aunque obviamente no nos sirven para extrapolar ese resultado al conjunto de los once meses y medio en los que estará vigente¹. Sin embargo, a esos efectos de corto plazo habría que añadir otros efectos que, por afectar a otros componentes de la factura en plazos más largos, no han sido incluidos por el Gobierno en la estimación del cálculo sobre la reducción de la factura media.

El objetivo de esta Nota es describir la aplicación del mecanismo y sus efectos, señalando de antemano que una evaluación precisa requerirá disponer de un periodo temporal más amplio, así como de información detallada sobre el desglose de las ofertas de venta y de compra, información de la que ahora mismo se carece. Para explicarlo del modo más sencillo posible ignoraré numerosos detalles técnicos sobre la implementación del mecanismo de ajuste que no afectan al resultado general y me referiré a un consumidor cuyo contrato está vinculado al precio de mercado, típicamente un consumidor con precio “regulado”, esto es, con PVPC (Precio Voluntario al Pequeño Consumidor). La razón es que es este consumidor el más afectado, sobre todo en estos primeros momentos, por el mecanismo de ajuste. Solo al final comentaré el caso de los consumidores en mercado libre.

2. El precio de mercado y el coste de la subvención

2.1 Precio del mercado y precio final

El precio del mercado diario mayorista no ha sido nunca el precio que paga un consumidor por cada kWh que consume, ni siquiera en el caso del consumidor con PVPC. Por ejemplo, a las 3 de la tarde del martes 14, antes de la entrada en vigor del mecanismo de ajuste, un consumidor pagó 258,40 € por un MWh.² De ese precio final, 222,32 €/MWh provenían del precio en el mercado mayorista y el resto (36,08 €/MWh) de otros costes asociados al suministro de la energía hasta el hogar, siendo los peajes y cargos el más relevante de esos costes. Un día después, tras el arranque del límite al gas, el precio de mercado en esa misma hora había caído a 165,84 €/MWh pero, por otra parte, este consumidor tiene que pagar un recargo de 47,64 euros para cubrir el coste de la subvención al gas utilizado en la producción de electricidad. El resultado, como se puede apreciar en el Gráfico 2, es que si bien el precio final era prácticamente el mismo en los dos días (258,4 €/MWh el martes y 257,8 €/MWh el miércoles), la composición de ese precio varió de modo significativo, con menos precio de mercado (en azul) y aparición del coste del mecanismo (en naranja) tras la entrada en funcionamiento del ajuste al gas. Naturalmente, aunque no se haya observado en esta hora y día preciso, el objetivo de la medida de ajuste al precio del gas es que la caída del precio de

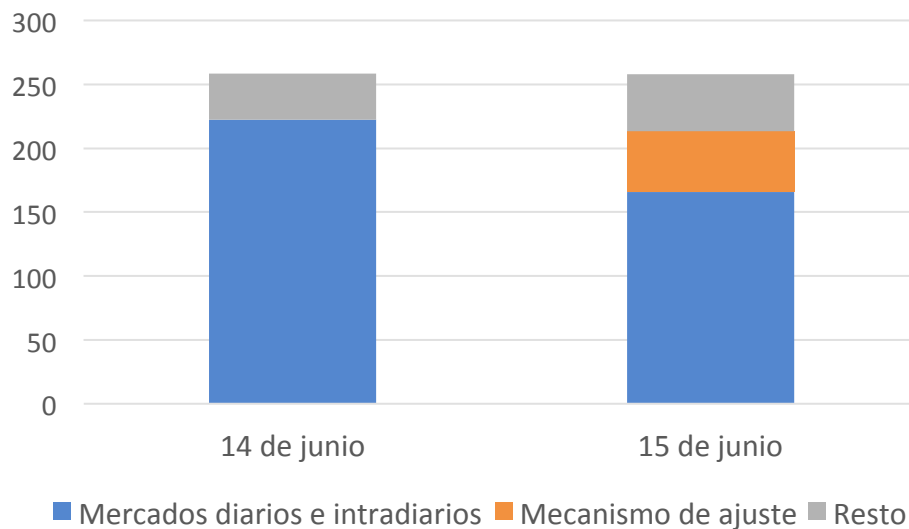
¹ El mecanismo estará vigente hasta el 31 de mayo de 2023.

² Un consumidor doméstico representativo consume entre 3 y 4 MWh a lo largo de todo un año. Es decir, si suponemos que consume 3,5 MWh en el año y ese precio se repitiese en todas las horas del año, la parte de su factura anual relativa al consumo de energía sería 904,4 € (=258,40 x 3,5). A ello habría que añadir la parte “fija” vinculada a la potencia contratada y los impuestos (IVA e Impuesto Especial de la Electricidad), que no son objeto de esta nota.

mercado (azul) sea muy superior al coste de la subvención (naranja), para que así el consumidor salga ganando.

A continuación se explica con más detalle por qué se ha modificado el precio de mercado y cómo se obtiene el valor del mecanismo de ajuste a pagar por el consumidor.

Gráfico 2. Precio por MWh pagado por un consumidor doméstico (PVPC) (a las 15 horas)



Fuente: ESIOS (Red Eléctrica de España)

2.2. El impacto del límite al precio del gas sobre el precio de mercado: una aproximación inicial

Como se ha señalado, la subvención al gas reduce el precio de mercado de la electricidad porque reduce los costes unitarios de producción de los generadores que lo utilizan como combustible, fundamentalmente los llamados ciclos combinados³. La cuantía de la subvención se fija de forma que reduzca el precio efectivo del gas hasta un nivel de referencia (identificado como el *límite al precio del gas*) que por el momento se ha fijado en 40 €/MWh de gas.⁴

Para ver cómo afecta esto al precio de la electricidad, ha de tenerse en cuenta que en promedio una central de ciclo combinado necesita $1/0,55 = 1,82$ MWh de gas para producir un MWh de electricidad. Con esto en mente, el cálculo del ajuste para el día 15 es sencillo: la subvención necesaria (para reducir el coste efectivo del gas desde los 80,0 euros que marcó en el mercado hasta los 40 euros indicados) es de 40 euros por MWh de gas y por tanto de $40/0,55 = 72,73$ euros por MWh de electricidad generada con gas.⁵ Multiplicando esta cantidad por la generación térmica afectada que ha sido casada en cada hora del mercado⁶, el

³ Véase De la Fuente (2022) para una explicación más detallada.

⁴ En los seis primeros meses de aplicación del mecanismo. Posteriormente el límite crece en 5 €/MWh(gas) cada mes, hasta finalizar en 70 €/MWh(gas).

⁵ El precio del gas es diario y, en consecuencia, el ajuste o subvención unitario (por MWh) recibido por el generador es el mismo para todas las horas del día.

⁶ La energía a subvencionar se corresponde con la generación de i) ciclos combinados, ii) centrales de carbón y iii) la obtenida en la cogeneración que no está incluida en el sistema de retribución específica

operador del mercado (OMIE) calcula el coste horario del mecanismo y lo distribuye entre los MWh demandados por los consumidores que deben pagarlo, que son solo una parte de los consumidores de electricidad. En particular, el RDL establece que está exenta del pago la energía consumida que está sujeta a instrumentos de cobertura a plazo firmados antes del 26 de abril y hasta que esos contratos no sean renovados, revisados o prorrogados.

Una forma sencilla, aunque imperfecta, de aproximar cuál ha sido el efecto del mecanismo de ajuste consiste en sumar el precio de mercado más el recargo por MWh por el mecanismo de ajuste que pagan los consumidores y comparar esa suma con el precio de mercado más la subvención por MWh que cobran los generadores afectados. La primera cantidad sería el precio efectivo para el consumidor registrado con el mecanismo de ajuste, tal y como se mostró en el Gráfico 2. Y la segunda aproximaría el coste unitario de producción del generador marginal en ausencia de la subvención, que sería una aproximación al precio de mercado en tales condiciones.

El Cuadro 1 muestra la comparación para precios medios del día 15 de junio. Como ya se ha indicado, lo que paga el consumidor es la suma del precio de mercado (165,59 €/MWh) y el recargo (59,27 €/MWh). Por lo tanto, paga 224,86 €/MWh con el mecanismo de ajuste en vigor. Si no existiese el mecanismo, podemos asumir que hubiese pagado 238,2 €/MWh, resultado de añadir, como se acaba de indicar, la subvención que recibe cada generador afectado (72,73 €/MWh) al precio de mercado (165,59 €/MWh). Por tanto, la entrada en funcionamiento del mecanismo habría permitido reducir en un 5,6% el precio de mercado frente a un contrafactual de no existencia del mecanismo.

Cuadro 1. Efecto de la entrada en funcionamiento del mecanismo: aproximación inicial (valores en €/MWh)

Recargo unitario soportado por los compradores afectados¹		Subvención unitaria a pagar a los generadores gasistas³
59,27	165,59	72,73
Con mecanismo:		Sin mecanismo:
Recargo + precio de mercado =		Subvención + precio de mercado =
224,86		238,32
	-5,6% (variación)	

Notas: ¹ Media aritmética del precio horario de ajuste calculado por OMIE; ² Media aritmética del mercado diario; ³ Ajuste unitario a pagar por cada MWh de generación.

Fuente: elaboración propia a partir de información de OMIE y procedimiento de cálculo del ajuste unitario del RDL 10/2022.

que, a partir de la información que proporciona la CNMC, podemos suponer que se sitúa en torno a un 18% del total.

El ahorro generado por el mecanismo de ajuste depende de la fracción de las compras de energía que soporta el recargo y contribuye, por tanto, a pagar la subvención al gas. Puesto de otra forma, el recargo por MWh de electricidad que pagan los compradores de energía no exentos se calcula dividiendo el coste total de la subvención al gas por la demanda sobre la que recae el coste del mecanismo, esto es:

$$59,27 \text{ €/MWh} = \frac{72,73 \text{ €/MWh} \times \text{energía diaria generada por centrales subvencionadas}}{\text{Demanda sobre la que recae el coste del mecanismo}}$$

Por lo tanto, es sencillo inferir que los MWh de demanda que abonan el ajuste son un 22,71% más de los MWh de generación que reciben la subvención. Utilizando los datos de generación presumiblemente afectada por la medida (428,9 GWh para el día 15), el porcentaje de demanda del mercado que estaría pagando la medida parece situarse en el entorno del 59%. Pero se trata de una cifra provisional que habrá que ajustar en próximos días, cuando se disponga de más información.

En conclusión, la subvención al gas reduce los costes unitarios del productor marginal de electricidad y con ellos los precios de mercado, beneficiando al consumidor. Sin embargo, esa subvención hay que pagarla, y la norma reparte su coste total entre un subconjunto de los consumidores que excluye a los que han comprado a un precio fijo fuera del mercado y a los compradores no ibéricos. Cuanto más peso tengan los grupos excluidos, mayor será el recargo para el resto de los consumidores y menor el beneficio neto. Aplicando el procedimiento sugerido, estimamos que la introducción del tope al gas en el primer día de aplicación ha reducido el precio de la electricidad en torno a un 5,6%. Esta estimación coincide con la que han ofrecido algunos medios de comunicación, pero no todos. En la prensa también se ha señalado la caída del precio de mercado del día 15 frente al día anterior (165,59 vs 214,05) y el aumento del precio de mercado + recargo frente al precio de mercado del día anterior (224,86 vs 214,05). Ambas comparaciones son poco relevantes ya que lo que se desea es conocer el efecto del mecanismo (vs una hipotética situación sin mecanismo) para el mismo día 15 y no la comparativa con otro día que está afectado por distintas condiciones de demanda, de mix de generación y de costes.

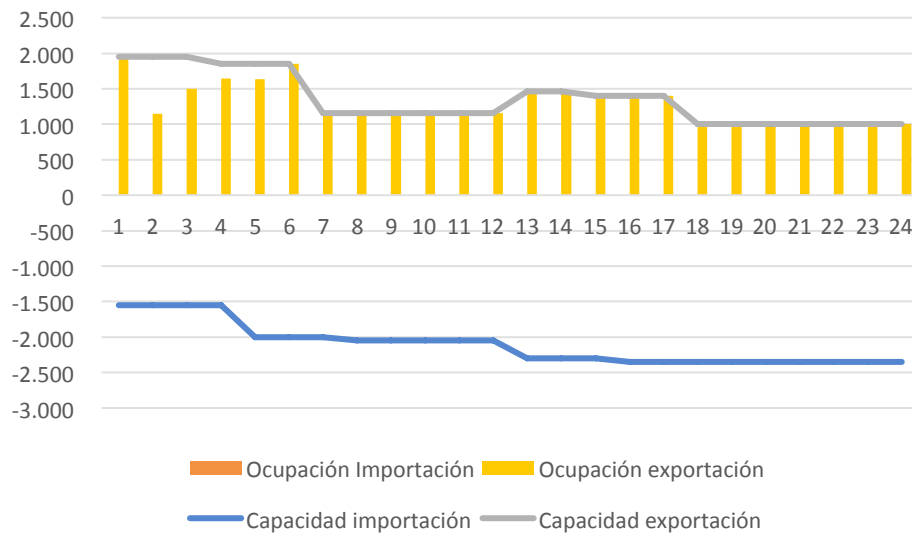
Por otra parte, el cálculo ha de verse tan sólo como una primera aproximación. A ese respecto, cabe hacer varias consideraciones.

En primer lugar, el precio de mercado usado en la comparativa (165,59 €/MWh) no habría sido el mismo con el mecanismo que sin él. En concreto, el propio mecanismo de ajuste genera un aumento de la demanda, en este caso de la demanda exterior, que conduce a un mayor precio de equilibrio porque implica la entrada en producción de centrales más ineficientes, esto es, con ofertas de venta más caras. Es decir, que todas las centrales de generación afectadas reciban una retribución “fuera de mercado” de 72,73 €/MWh y oferten “como” si el gas costase 40 €/MWh(gas) no implica que el precio de la oferta de la central marginal, que es la que sigue marcando el precio del mercado pues este sigue siendo marginalista, sea independiente de las condiciones de oferta y demanda. La curva de oferta no es horizontal, sino que tiene una pendiente positiva debido a que, aunque deben trasladar el mismo coste “limitado” del gas (40 €/MWh(gas)), su eficiencia es heterogénea. En un momento como el día 15, con alta necesidad de generación térmica debido a la alta demanda y baja generación eólica, necesariamente han entrado en la casación empresas con costes más altos, de modo que el precio de mercado ha sido superior al estimado inicialmente por el Gobierno. De hecho, en la referencia del Consejo de Ministros se señalaba que “el mecanismo dejará el precio

medio del pool en menos de 130 €/MWh durante los 12 meses, frente a los más de 210 €/MWh que se registrarían en su ausencia”.

Si el aumento de la demanda fuera solo consecuencia de las condiciones de alta temperatura del día 15 de junio no habría nada que objetar. Pero es que el aumento de la demanda no solo se produce por las altas temperaturas sino que, también, hay un efecto estructural derivado de la mayor demanda externa que el propio mecanismo induce. En concreto, el precio de mercado en Francia se situó por encima del español en prácticamente todas las horas del día 15, induciendo altos flujos de exportación desde España a Francia. El Gráfico 3 muestra que, como cabía esperar, el flujo de exportación programado con Francia ha agotado toda la capacidad de interconexión disponible en prácticamente todas las horas del día. Ello a pesar de que la capacidad media para ese día (1.352 MWh en sentido exportador) se situó muy por debajo de la capacidad habitual, lo que podría responder también a las condiciones climáticas.

Gráfico 3. Capacidad y ocupación de la interconexión con Francia¹ (MWh)



Nota: ¹ Después de restricciones técnicas

Fuente: OMIE

En segundo lugar, aunque se desconoce de momento el dato de ventas de energía en cada hora sobre las que se distribuye el coste de la subvención a pagar a las centrales de generación, sí sabemos que esa energía irá aumentando con el tiempo debido a que se irá añadiendo la energía de contratos sujetos a instrumentos de cobertura a plazo firmados con anterioridad al 26 de abril de 2022. Eso irá ocurriendo a medida que se renuevan, revisan o prorrogan dichos contratos, lo que permitirá ir disminuyendo el recargo unitario. Además del aumento de la energía sobre la que se distribuye el coste del mecanismo, ese coste también debería ir disminuyendo a medida que se aplican mayores límites al precio del gas. Sin embargo, ello no va a ocurrir hasta finales de 2022 (a partir del sexto mes de aplicación) y, en cualquier caso, lo relevante es la diferencia entre el precio del gas vigente en ese momento y el límite establecido. Por supuesto, la aplicación de mayores precios límite reducirá el coste del ajuste pero, también, repercutirá en una menor caída del precio de mercado.

2.3 El descuento de las rentas de congestión

Cuando la energía transita de un país a otro (en puridad, de una zona de precios a otra) pueden ocurrir dos situaciones: el tránsito de energía conduce a una igualdad de precios entre los dos lados de la frontera (*market-coupling*) o ese tránsito no es de suficiente cuantía para lograr la igualdad de precios entre los dos lados de la frontera (*market-decoupling*). En el caso, por ejemplo, de España y Francia, es habitual que no haya suficiente flujo en la interconexión para observar esa igualdad del precio entre los dos países. De hecho, en 2021 se produjeron diferencias de precios entre España y Francia en un 65,2% de las horas. Supongamos que en una hora concreta el precio en Francia es 220 y en España es 150. Naturalmente, en esa hora habrá exportaciones de España a Francia hasta la capacidad máxima de interconexión disponible en esa hora, es decir, hasta que se congestiona o satura la red. En ese caso, el comercializador francés compra al precio francés (220) aunque parte de esa energía sea vendida por el generador español a un precio inferior (150). Hay que tener en cuenta que no es un generador español concreto el que vende a un comercializador francés concreto: el generador español vende a su mercado (ibérico) y el comercializador francés compra a su mercado (francés). Supongamos que durante esa hora se han exportado 3.000 MWh desde España a Francia. Pues bien, en esa hora la diferencia de precios de 70 €/MWh multiplicada por ese flujo de energía genera una renta de 210.000 euros, que se denomina renta de congestión porque surge debido a que la red se “congestiona” o satura, pues recuérdese que si no ocurriese así el precio se igualaría en ambos países. Las rentas de congestión en la frontera España-Francia en 2021 ascendieron a 438 millones de euros, mientras que entre España y Portugal fueron prácticamente inexistentes (4 millones de euros) debido, precisamente, a que los precios coincidieron entre los dos lados de la frontera en prácticamente la totalidad de las horas.

¿Dónde van a parar entonces esas rentas de congestión entre España y Francia? En ese caso, por convenio, se reparten a partes iguales entre los dos países, con independencia de si se han generado porque el precio de España era superior al de Francia o viceversa. Habitualmente las rentas de congestión recibidas por España se dedican al pago de la red de transporte. Es decir, cuando la CNMC calcula el coste de la red de transporte, y antes de distribuirlo entre los consumidores eléctricos en forma de peajes, resta los ingresos obtenidos por esas rentas. De ese modo, las rentas de congestión benefician al consumidor nacional haciendo que una parte del coste regulado, el que afecta a la red de transporte, sea inferior.

El RDL establece que las rentas de congestión en el periodo de aplicación de la medida (hasta el 31 de mayo de 2023) deben dedicarse a reducir el coste del ajuste, de modo que la cuantía a repartir entre los consumidores sea el coste de la subvención “neto” tras la aplicación de la renta obtenida. Por tanto, esa renta ya estará siendo descontada en el precio del ajuste (los 59,27 €/MWh del ajuste medio el 15 de junio). Se trata de una aplicación que permite visualizar de forma inmediata un mayor impacto de la medida, pues en el caso alternativo esa renta se hubiese utilizado en el futuro para reducir los costes regulados de la red de transporte⁷. Naturalmente, la entrada en vigor del mecanismo de ajuste va a generar mayores rentas de congestión debido a un aumento de las exportaciones a Francia y a las mayores diferencias de precios entre ambos países.

⁷ El RDL indica inicialmente que son las rentas de congestión adicionales las que se dedican a la minoración del coste total del mecanismo de ajuste, entendiéndose por adicionales las que surgen como consecuencia del mecanismo. Sin embargo, la lectura detallada del artículo 14 sugiere que esto solo ocurre por las derivadas de las subastas mensuales de capacidad, que son una parte del total.

2.4 Los otros costes del límite al precio del gas: retribuciones reguladas y transferencias de rentas al exterior.

Aunque parezca paradójico, el hecho de que haya altos precios de mercado actúa amortiguando los costes que el consumidor soporta en la parte regulada de su factura, en concreto en los cargos. Dos son los costes afectados: la retribución a las renovables y los costes de los sistemas no peninsulares. En Rodríguez (2018) se explica el sistema de retribución específica a las renovables, por lo que se remite ahí al lector interesado. Pero baste señalar que, como el sistema retributivo actúa complementando el precio de mercado para garantizar unos ingresos que proporcionen una retribución razonable (fijada por la regulación) sobre el capital invertido, una reducción del precio de mercado se traduce en una mayor compensación complementaria, esto es, en una mayor retribución regulada y por tanto un mayor impacto sobre los costes del sistema que se repercuten en los cargos.

Similar situación se produce en el caso de los sistemas no peninsulares, en los que la retribución adicional a los generadores térmicos en Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla se cubre parcialmente con el precio de mercado (se aplica el precio peninsular, ya que no hay mercados en esos subsistemas). De ese modo, si el precio de mercado es alto habrá que complementarlo con una menor retribución, que es también un componente de los cargos en la factura, que habrá que aumentar si el precio de mercado se reduce.

Aunque estos efectos de aumento de los costes incluidos en los cargos que paga el consumidor existen, son mucho más difíciles de observar para el consumidor que los movimientos en los precios diarios del mercado, máxime cuando se cruzan con otras modificaciones del marco retributivo⁸. En cualquier caso, se requerirá de un análisis minucioso para, en su momento, poder evaluar el impacto del mecanismo en los costes regulados.

Por último, no hay olvidar que el mecanismo de ajuste, al disminuir el precio de mercado en el mercado ibérico, genera transferencias de rentas hacia otros mercados. En el caso de Francia, por ejemplo, son sencillas de observar ya que se sustancian en mayores rentas de congestión apropiadas por ese país. Además, como explican [aquí](#) Arnedillo y Sanz, el diseño del mecanismo va a producir también importantes transferencias de rentas hacia Portugal. En total, los autores calculan que se producirán unos 1.000 millones de euros en transferencia de rentas a nuestros dos países vecinos a lo largo del año de aplicación de la medida.

2.5 Los consumidores en mercado libre

La mayor parte de los consumidores domésticos, y una parte de los consumidores industriales, no tienen el precio de su energía indexada al mercado diario sino que tienen un contrato con un precio fijo, que puede ser homogéneo entre horas o con distintos precios para distintas horas y/o días. Como se ha señalado con anterioridad, en la medida en que ese contrato se haya firmado antes del 26 de abril y hasta que no se renueve, revise o prorrogue, el consumidor no se verá afectado por la medida del mecanismo de ajuste. Cuando ese contrato

⁸ De hecho, el RDL 6/2022, de 29 de marzo, había dividido el semiperiodo regulatorio actual en las renovables (2020-2022) para poder actualizar la estimación de precios de mercado para 2022 y poder realizar ya el ajuste retributivo por las diferencias entre los precios estimados y los reales en 2020 y 2021.

venza y se produzca esa renovación, entonces la energía vinculada a ese contrato ya sí tendrá que contribuir a pagar el mecanismo de ajuste. En consecuencia, el comercializador, que es el agente sobre el que se liquida el ajuste, lo traspasará a su cliente en ese nuevo contrato. A ese sobre coste hay que añadir que, con alta probabilidad, la adquisición de energía en los mercados (a contado o a plazo) por parte del comercializador, se hará a precios más altos de los que obtuvo en su momento, aunque eso dependerá del momento en que esa adquisición se produjo. Por lo tanto, un probable efecto de la medida es que aumente los incentivos para los consumidores domésticos a desplazarse desde el mercado libre hacia el mercado regulado (PVPC).

En cualquier caso, la medida diseñada por el Gobierno está muy dirigida a la reducción del precio del consumidor acogido a contratos indexados al mercado diario, en particular los consumidores domésticos con PVPC. Esto es especialmente relevante porque debe recordarse que el INE sigue midiendo la electricidad en el IPC a través de la variación de la factura de un consumidor con PVPC. De hecho, dado que el gasto en electricidad (subclase 04510) representa un 4,15% de la cesta de consumo familiar, y dado que el Gobierno ha indicado que espera una reducción de entre el 15% y el 20% de la factura final como consecuencia de la medida, se ha trasladado que esta repercutiría en una rebaja de entre 0,6 y 0,8 puntos porcentuales en la inflación.

3. Consideraciones finales: una primera reflexión sobre el mecanismo de ajuste

La entrada en funcionamiento del mecanismo de ajuste al precio del gas ha generado una considerable expectación. El que la introducción del mecanismo coincidiera con una subida del precio diario de la electricidad, incluyendo el recargo por la subvención a las centrales térmicas afectadas, ha generado dudas sobre la efectividad de la medida y una cierta controversia que, en parte, puede reflejar una incorrecta comprensión del funcionamiento del mercado y del propio mecanismo de ajuste.

Los cálculos sugieren que el impacto inicial de la medida ha sido positivo pero modesto, un resultado que parece deberse en parte a que la introducción del límite al gas ha coincidido con un momento de alto hueco térmico, es decir de alta contribución relativa de las centrales de ciclo combinado en la generación eléctrica, junto con un pico de demanda como consecuencia de una temperatura media anormalmente elevada para este momento del año. Ambas circunstancias han llevado a un precio de mercado mayor del esperado y, también, a un recargo mayor del esperado para financiar la subvención al gas. Sin embargo, debe recordarse que las circunstancias de estos días no son extraordinarias, sino muy frecuentes en los meses de julio y agosto, donde precisamente el funcionamiento de centrales térmicas de ciclo combinado y carbón es habitualmente alto.

Otro aspecto que estas circunstancias están poniendo de manifiesto, especialmente en el caso de la caída del precio de mercado por debajo de la esperada, es que probablemente se ha infravalorado el efecto derivado de la entrada en funcionamiento de centrales menos eficientes. De momento, esas centrales entran a generar como consecuencia de una mayor demanda ibérica, ya que la interconexión con Francia se mantiene con una capacidad disponible baja. Aunque la demanda doméstica se reduzca en un contexto de menores temperaturas y haya mayor incorporación de energía eólica en el *mix*, la recuperación de la demanda de Francia al aumentar la capacidad operativa de la interconexión (que se va a

ocupar en su totalidad a lo largo del año) es un factor que puede haberse pasado por alto en la previsión del impacto de la medida.

Naturalmente, es muy pronto para evaluar una medida diseñada para tener efectos a lo largo de un año basándonos tan solo en una reducción de precios del entorno del 5% o 6% frente a un escenario contrafactual en los primeros días de la medida⁹. Cabe esperar que, aunque no se alcance la reducción inicialmente prevista del 15% o 20% de la factura, el mecanismo sí genere reducciones mayores a las observadas inicialmente. Pero no nos olvidemos que el mecanismo tiene otros efectos, tanto a corto como a largo plazo, que pueden también haberse infravalorado y que han sido señalados con anterioridad. Dado lo novedoso del procedimiento aplicado por España y Portugal es importante hacer un seguimiento de esos efectos.

Por último, la medida tiene un objetivo económico evidente: limitar el crecimiento de los precios de la electricidad, reduciendo la factura de los consumidores y en consecuencia ayudando en la contención de la inflación. Pero no debe olvidarse que también va a contribuir, más allá de circunstancias puntuales, a un incremento de la generación térmica emisora en territorio español a lo largo del año y, en consecuencia, a un aumento de las emisiones de CO₂. A ese respecto, los resultados en términos de emisiones por parte del sector eléctrico español, que ya vienen siendo muy negativos en el transcurso del año, van a empeorar más.

Referencias:

De la Fuente, A. (2022): Efectos económicos de la invasión de Ucrania y primeras medidas para mitigar sus efectos. Boletín Fedea 16, eee- 2022/09.

Rodríguez, D. (2018): Quince cuestiones sobre la regulación de la energía eléctrica en España: Fedea eee-018/28.

⁹ Por simplificación, en esta Nota se ha utilizado solo la información del día 15, pero en el momento de publicación ya está disponible la información del día 16 de junio y el resultado del precio de mercado más precio del ajuste (259,01 €/MWh) se sitúa un 6% por debajo del contrafactual que, calculado como se indica en el Cuadro 1, sería de 275,40 €/MWh.