



Apuntes

Un año de intervenciones regulatorias en electricidad y gas: un análisis de situación

DIEGO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Apuntes 2022/27

Noviembre de 2022

fedea

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

Un año de intervenciones regulatorias en electricidad y gas: un análisis de situación

Diego Rodríguez Rodríguez (UCM y Fedea)

Noviembre de 2022

1. Introducción

El sector energético, y en particular los subsectores de electricidad y de gas, han vivido un último año de constantes reformas y actuaciones regulatorias dirigidas a paliar los efectos derivados de la escalada de los precios energéticos y las incertidumbres sobre la seguridad de suministro. Cabe recordar que fue el 13 de octubre de 2021 cuando la Comisión Europea (CE) publicó la comunicación “*Un conjunto de medidas de actuación y apoyo para hacer frente al aumento de los precios de la energía*”, comúnmente conocida como la *toolbox* (Comisión Europea, 2021). Esta fue la primera de una larga lista de nuevas comunicaciones y normas, algunas de las cuales se siguen discutiendo en estos días. Es evidente que las medidas preconizadas por la CE en la *toolbox*, y los límites de actuación que en ella se marcaban, se han visto superadas por la urgencia y gravedad de la situación posterior. En la *toolbox* se partía del análisis de situación en ese momento, que señalaba que “los mercados esperan actualmente que los precios al por mayor del gas se estabilicen a un nivel más bajo para abril de 2022”. Naturalmente, la guerra causada por la invasión rusa de Ucrania y la consiguiente reacción europea han modificado completamente el panorama y conducido a intervenciones regulatorias impensables hace tan solo un año.

Las intervenciones de los Estados han seguido los límites que ha ido marcando la Comisión Europea si bien, al mismo tiempo, esos límites se han ido expandiendo por la misma presión de los Estados. El grado de presión ejercido ha sido variado, lo que en parte responde a las distintas características de los sistemas energéticos de los Estados miembros. Debe recordarse que, aunque la política energética de la Unión Europea (UE) tiene como uno de sus objetivos garantizar el funcionamiento del mercado interior de la energía, así como la seguridad del abastecimiento energético, ello se hace respetando los derechos de los Estados a elegir sus estructuras de abastecimiento que, de hecho, son muy dispares. Esas disparidades, junto a otras como la distinta regulación de los precios minoristas entre los países de la UE o las distintas posibilidades de actuación mediante el apoyo de los presupuestos públicos, generan incentivos heterogéneos entre los Estados miembros a la hora de plantear nuevas normas o modificar las ya existentes.

Al mismo tiempo, es obvio que en el transcurso del último año ha habido un cambio de percepción sobre la duración esperada de la situación que, como se ha señalado, en un principio se consideraba muy transitoria. Sin embargo, todos los mercados anticipan actualmente que la situación de crisis energética puede prolongarse, al menos, hasta el año 2024, si bien es cierto

que todo está sujeto a una elevadísima incertidumbre por la imposibilidad de poder anticipar la evolución del conflicto bélico.

En este contexto, el propósito de este trabajo es ordenar, describir y valorar brevemente las medidas que se han ido tomando en España para paliar los efectos derivados del incremento de los precios de la energía (electricidad y gas) en el transcurso del último año. Para ello, en el apartado 2 se sigue un esquema temático, agrupando las medidas en función de su contenido y no según su orden cronológico. En todos los casos, se describe inicialmente la medida adoptada para, posteriormente, hacer un comentario o valoración sobre la misma. En el apartado 3 se concluye y se valora brevemente la situación actual de la discusión sobre nuevas medidas regulatorias en el ámbito europeo.

2. Las medidas adoptadas en España

2.1 Las medidas sobre los impuestos a los consumidores

La reducción de tipos impositivos en algunos gravámenes, o la suspensión de otros, ha sido probablemente la medida más visible de modificación de la factura de los consumidores. Esta medida se adapta a lo aconsejado desde el primer momento por la Comisión Europea, que señalaba a las medidas fiscales y “parafiscales” (otros cargos en la factura) como una de las intervenciones disponibles por los Estados miembros para hacer frente a los efectos del crecimiento de los precios energéticos. A continuación se detallan las modificaciones introducidas:

- **Suspensión del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE)** desde el 1 de julio de 2021 (RDL 17/2021). La suspensión se ha prorrogado en sucesivas ocasiones, de modo que el impuesto continuará suspendido, al menos, durante todo el año 2022. La previsión, recogida en la Orden de cargos de 2022, era que este impuesto recaudara en el entorno de 2.000 millones de euros para este ejercicio¹, si bien la Agencia Tributaria (AT) [estima en su informe de julio de 2022](#) que la pérdida de recaudación en enero-julio de 2022 sería de 2.175 millones de euros. Es importante recordar que los ingresos provenientes de este impuesto, creado por la Ley 15/2012, siempre se transfieren en su totalidad al sistema de liquidaciones del sector eléctrico, de modo que la ausencia de recaudación genera mayor dificultad para lograr el equilibrio financiero entre los ingresos y los costes regulados al que obliga la Ley del Sector Eléctrico (LSE).

¹ La memoria de la Orden de cargos para 2022 señalaba que los ingresos externos por tributos y por derechos de CO₂ serían de 4.500 millones de euros. Los ingresos por CO₂ previstos en la Ley de PGE (DA 113) y destinados a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico eran de 1.100 M€. Sin embargo, cabe prever que la cifra que realmente se transferirá en 2022 será muy superior. En 2021 se transfirieron 1.924, 1 millones de euros procedentes de los ingresos por las subastas de derechos de emisión de CO₂.

Comentario: Existe un elevado consenso sobre la conveniencia de suprimir este impuesto que, si bien recae sobre los generadores eléctricos, es trasladado por estos a los consumidores mediante un mayor precio de mercado. Ese impuesto se creó en un contexto de enorme déficit y acumulación de deuda del sistema eléctrico, que se ha reconducido². La dificultad está en que, como se ha señalado, la recaudación de este impuesto es transferida al sistema de ingresos liquidables del sector eléctrico y, hasta ahora, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) ha seguido contando con él para el cálculo de los cargos a pagar por los consumidores eléctricos. Esto es así porque los cargos en la factura no son más que los costes regulados (distintos a las redes) no cubiertos por los impuestos de la Ley 15/2012 y por los ingresos que provienen de las subastas de los derechos de emisión de CO₂. Por lo tanto, la muy conveniente supresión definitiva de este impuesto requiere de una adecuada financiación de los costes asociados a los cargos. Hay diversas razones para esperar que estos se reduzcan en próximos ejercicios³ y, por tanto, sería el momento pertinente para valorar su supresión.

- **Reducción del IVA en el consumo de electricidad y gas.** Desde el 26 de junio de 2021, el tipo se redujo del 21% al 10% para los consumidores con potencia igual o inferior a 10 kW (RDL 12/2021). A ello se añadió, un año después, una reducción del IVA del 10% al 5% para los consumidores con esa misma potencia⁴ (RDL 11/2022). La disminución recaudatoria que se produce como consecuencia de la bajada de tipos se compensa parcialmente por el aumento de la base. La Agencia Tributaria ha calculado que en 2021 se produjo una reducción de la recaudación de 509 millones de euros por ese motivo⁵. Más recientemente, el RDL 17/2022, de 20 de septiembre, ha rebajado el IVA aplicado a todos los consumos de gas natural, así como a algunos combustibles procedentes de la biomasa, que pasa del 21% al 5%. La medida se aplicaría, en principio, solo para el cuarto trimestre del año 2022. Sin embargo, todo apunta a que esta medida, como la del resto de suspensiones o reducciones impositivas, continuará prorrogándose en 2023.

² La deuda viva del sistema a final de 2022 se situará en 10 mil millones de euros, una cuantía muy alejada de los casi 30 mil millones de una década antes. Por lo que se refiere al saldo, los años 2019 y 2020 han vuelto a tener déficit, que se han compensado con los saldos disponibles por los superávits de ejercicios anteriores. En diciembre de 2022 se conocerá el cierre del ejercicio 2021, para el que parece que habrá un ligero superávit. Aunque los ingresos por cargos y por el IVPEE han sido mucho menores de los previstos como consecuencia de las reducciones aplicadas, esto se ha compensado por los mayores ingresos en varias partidas de ingresos regulados de menor impacto (pagos por capacidad, regularización de ejercicios anteriores,..), por los derechos de emisión de CO₂ y por la minoración de ingresos a los generadores. En cualquier caso, se ha producido una disminución del total de ingresos, que se ha visto compensada por una reducción paralela de algunas partidas de costes, fundamentalmente menores extracostes del sistema peninsular y menor coste de la deuda (en la parte del FADE).

³ La más importante, la reducción de los costes del sistema de retribución específica a las renovables, cogeneración y residuos. Por lo que se refiere a las anualidades por el pago de la deuda, estas se reducirán notablemente en 2026, para desaparecer a finales de 2028.

⁴ Una condición necesaria es que el precio de mercado en el mes de facturación haya superado los 45 €/MWh, un nivel que obviamente se supera con mucha amplitud.

⁵ Ver Cuadro 1.5 del Informe Anual de Recaudación Tributaria 2021 de la Agencia Tributaria.

Comentario: Aunque la reducción del IVA en el consumo eléctrico se dirige a pequeños consumidores, incluidos los perceptores del bono social de electricidad, y tiene un evidente efecto positivo sobre la factura de estos, las medidas indiscriminadas de reducción de impuestos indirectos generan una disminución de la capacidad de corrección de desigualdades por parte de las AAPP, al detraer ingresos públicos y suponen una subvención implícita que incentiva el consumo energético cuando más urgente sería reducirlo. Otra discusión es si el tipo de IVA que debe aplicarse sobre los productos energéticos no tiene por qué ser el del 21%. En ese sentido, aunque la normativa europea permite aplicar tipos reducidos a los productos energéticos, siempre que se respeten los mínimos establecidos, la aplicación de tipos heterogéneos a las distintas fuentes energéticas introduce distorsiones en las señales de precios que alteran de modo artificial las decisiones de sustitución entre unas y otras. Desde ese punto de vista, resulta razonable la homogeneización en los tipos aplicados a la electricidad y al gas.

Hay que señalar que estas medidas de reducción de impuestos, como otras de contención de la factura de los consumidores domésticos, tienen un evidente impacto sobre la evolución del IPC. Sin embargo, la naturaleza de los precios regulados en el caso de la electricidad (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, PVPC) y el gas (Tarifa de Último Recurso, TUR) es muy distinta. En particular, la TUR no está reflejando los costes reales del gas consumido al restringir el grado de transmisión que se puede hacer del precio de la materia prima, de modo que ya hay un apoyo público sobre el precio al absorber vía gasto público la diferencia entre el coste real y el precio imputado al consumidor (mayores detalles se proporcionan posteriormente). Dicho de otro modo, hay un doble apoyo público en el caso de la tarifa del gas.

- ***Reducción del Impuesto especial sobre la electricidad (IEE)*** del 5,1% al 0,5% (RDL 17/2021), aplicado a todos los consumidores eléctricos desde el 16 de septiembre de 2021 y extendido, al menos hasta finales de 2022. La recaudación anual obtenida por este impuesto se situaba en el entorno de 1.300 millones de euros. La Agencia Tributaria [estima](#) un impacto de 336 millones en 2021, con una recaudación total de 983 millones. Para 2022 la recaudación que se habría obtenida en el caso de que se hubiese mantenido en el tipo de 5,1% hubiese sido sustancial, dado el incremento en el nivel de facturación sobre la que se aplica. La Agencia Tributaria [estima en su informe de julio](#) que la pérdida de recaudación en enero-julio de 2022 sería de 1.163 millones de euros. Toda la recaudación de este impuesto se transfiere a las Comunidades Autónomas, pues forma parte de los tributos cedidos, de modo que la pérdida de recaudación se compensa íntegramente a estas últimas desde la Hacienda estatal.

Comentario: está en discusión la puesta al día de la fiscalidad indirecta sobre la energía en la Unión Europea (la actual data de 2003) mediante la aprobación de una revisión de la Directiva sobre Fiscalidad de la Energía, basada en el contenido energético real y el comportamiento medioambiental de los distintos vectores energéticos y combustibles. Esa

revisión forma parte del paquete *Fit for 55* para el desarrollo del Plan Verde Europeo. El nivel de imposición mínimo que se establece para la electricidad en el Anexo I de la [propuesta actual](#) (0,15 €/gigajulio) sería compatible con el nivel impositivo en que actualmente se encuentra el IEE en España, por lo que convendría mantenerlo en ese nivel en el futuro y no solo de un modo provisional.

2.2 Las medidas sobre los peajes y los cargos

- Los consumidores pagan en su factura eléctrica el coste de las redes a través de los **peajes**, que se integran tanto en el término de energía (lo que se paga por las unidades de energía consumidas) como en el de potencia (pago por potencia contratada). La entrada en vigor en junio de 2021 de la Circular 3/2020 de la CNMC generó cambios en la estructura tarifaria para los pequeños consumidores, introduciéndose precios diferentes para distintos tramos horarios (dos para el término de potencia y tres para el de energía) y la agrupación de todos los peajes vigentes hasta entonces en un único peaje con discriminación horaria. Para el año 2022 la CNMC redujo los peajes en un 2,5% para los consumidores domésticos, mientras que la reducción media para las empresas con conexión a los mayores niveles de tensión se situó en el entorno del 15%. Estas reducciones se apoyan en una disminución de los costes regulados reconocidos para el conjunto de las redes de electricidad. Adicionalmente, el RDL 6/2022 introdujo una rebaja del 80% en los peajes de acceso para las empresas electrointensivas en el año 2022. La correspondiente merma de ingresos para el sector eléctrico se compensa mediante una transferencia pública por importe de 225 M€.

Comentario: A corto plazo no habrá cambios significativos en los peajes pagados por los consumidores en su factura eléctrica. Ha sido en julio de 2022 cuando se ha aprobado la retribución definitiva de las redes de distribución de los ejercicios 2016 a 2019 (Orden TED/749/2022), después de numerosos conflictos y sentencias. La CNMC ha procedido ya a aplicar esa retribución definitiva⁶, pero su efecto sobre el equilibrio financiero no es público porque, a diferencia de lo que ocurría en el pasado, la CNMC ya no publica los informes de cada liquidación sino tan solo el informe de la última liquidación provisional (liquidación 14) y el de la liquidación de cierre. Por otro lado, la retribución de las redes depende de un modo importante del coste medio ponderado del capital (WACC) reconocido. En el caso de las redes de transporte y distribución de electricidad, ese coste se fija ([Circular 2/2019 de la CNMC](#)) en el 5,58% para el periodo regulatorio 2020-2025. En un contexto de subidas de tipos de interés, y en consecuencia de encarecimiento de la financiación, es previsible que ese coste se incremente en posteriores periodos regulatorios. En ese sentido, el art. 7.1g de la Ley del Sector Eléctrico (LSE) establece que excepcionalmente podrá superarse el valor establecido para la tasa de retribución financiera “de forma motivada y previo informe del

⁶ La competencia de la aprobación de la retribución a las redes desde el ejercicio 2020 le corresponde a la CNMC, estando prevista una resolución definitiva para los ejercicios 2020 a 2022. De momento para esos ejercicios, como en el resto de los casos, se aplica una retribución provisional.

MITERD, en casos debidamente justificados”. No sería descartable que pudiera haber peticiones en ese sentido por parte de las empresas que reciben retribución regulada si se produjese una escalada importante del coste de la financiación ajena.

- Las modificaciones más relevantes en los costes regulados de la factura se han producido por el lado de los **cargos**. Desde el 16 de septiembre del año 2021 se aplicó una reducción temporal de los cargos en un 96%, que se extendió hasta final de ese año (RDL 17/2021). En 2022 los cargos volvían en principio a la normalidad, pero se aplicó inmediatamente una reducción del 35% desde el 1 de enero de 2022. Esa reducción se apoyaba en los ingresos esperados para el segundo semestre de 2022 de dos normas en tramitación parlamentaria: la creación del Fondo de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico y la norma relativa a la minoración de los ingresos vinculados al impacto de los derechos de emisión de CO₂ sobre el precio de mercado, a las que posteriormente se aludirá. Desde el 30 de marzo de 2022 se aplicó una segunda reducción con un porcentaje similar, aprovechando en este caso el margen que dejó la nueva norma que segmentaba el semiperiodo regulatorio del régimen de retribución a las energías renovables. El semiperiodo abarcaba inicialmente el trienio 2020-2022, pero este se ha subdividido en dos subperiodos (2020-2021 y 2022), lo que permite reducir de modo inmediato los costes sufragados desde el sector eléctrico ya que las empresas acogidas a ese régimen están obteniendo importantes ingresos por los altos precios de mercado, no esperados.

Comentario: la eliminación casi completa de los cargos en la factura en el último trimestre de 2021 fue una medida que, como es lógico, no podía sostenerse en el tiempo sin afectar a la sostenibilidad financiera del sector eléctrico. Una vez normalizados en 2022, las reducciones aplicadas se fundamentan en los dos motivos señalados. Por un lado, por la transmisión a los consumidores de disminuciones de los costes regulados por la retribución a las renovables, cogeneración y residuos, que se reducen en valor absoluto por la segmentación del semiperiodo regulatorio y por la compartición progresiva de esos costes con los sectores de hidrocarburos (con la creación del FNSSE). Por otro lado, por el aumento de ingresos proveniente de la aplicación de la minoración de ingresos derivados de la transmisión al precio de mercado de los derechos de emisión de CO₂. El hecho de que esos ingresos no existan actualmente⁷, ni tampoco se haya creado aún el FNSSE, pero que ya los cargos estén reducidos “como” si existiesen, podría llegar a generar un problema en el necesario equilibrio global entre ingresos y costes regulados. Sin embargo, hay que tener en cuenta que la situación en el ejercicio 2022 se caracteriza por la variación de muchos conceptos de ingresos y costes de forma sustancialmente distinta a lo proyectado en la Orden Ministerial por la que se determinaron los cargos para 2022 (Orden TED/1484/2021),

⁷ El Proyecto de Ley que actúa sobre la retribución del CO₂ no emitido del sector eléctrico continúa en la Comisión de Transición Ecológica y Reto Demográfico del Congreso de los Diputados, con sucesivas ampliaciones del plazo de enmiendas al articulado.

de modo que a falta de información más precisa resulta difícil evaluar cuál puede ser la incidencia de la ausencia de esos dos componentes previstos.⁸

2.3 Las medidas sobre los consumidores vulnerables

Las medidas específicamente dirigidas a los consumidores eléctricos vulnerables han sido, fundamentalmente, de tres tipos. En primer lugar, desde el 28 de octubre de 2021 (RDL 23/2021) se ampliaron los descuentos en el bono social eléctrico: del 25% al 60% para los consumidores vulnerables, y del 40% al 70% para los vulnerables severos. Los descuentos se volvieron a ampliar a partir de octubre de 2022 al 65% y el 80% en los dos grupos referenciados mediante el RDL 18/2022, que también ha prorrogado esta medida hasta final de 2023. Esos descuentos se aplican, como es habitual, sobre los términos de energía y de potencia de la factura de los pequeños consumidores, que deben estar acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). En segundo lugar, desde abril de 2022 (RDL 6/2022) se han ampliado los colectivos susceptibles de estar acogidos al bono, integrando de modo automático a los beneficiarios del ingreso mínimo vital. Adicionalmente, desde octubre de 2022 (RDL 18/2022) se ha ampliado el colectivo de potenciales perceptores al incluir a consumidores con bajo nivel de renta, para lo que se utiliza como referencia el Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM); en este caso el descuento aplicado es del 40%. En tercer lugar, se han ampliado (RDL 18/2022) los límites de energía con derecho al descuento del bono social, lo que también permite reducir la factura de los consumidores vulnerables. Por último, debe mencionarse la creación de la figura del suministro mínimo vital (RDL 17/2021) según la cual se ha extendido hasta seis meses el tiempo desde el impago de una factura hasta que el comercializador puede solicitar al distribuidor el corte de suministro.

Asimismo, la regulación del bono social ha experimentado diversos cambios en el último año (RDL 6/2022 y RDL 10/2022) que han afectado a la metodología de su financiación, dado que el Tribunal Supremo declaró inaplicable el régimen de financiación existente hasta ese momento. Hay que recordar que el coste del bono social no es financiado por las Administraciones Públicas sino por los segmentos de actividad del sector eléctrico en función de su facturación, siendo las actividades de producción y comercialización las que soportan la mayor parte del coste⁹. Según

⁸ Entre otros, los ingresos por la minoración de contratos a plazo introducida por el RDL 6/2022 desde el 1 de abril, la extensión temporal a todo el ejercicio de la suspensión del IVPEE o la disminución de costes por la retribución a la cogeneración desde el 1 de octubre por las instalaciones que optan por entrar en el sistema del mecanismo del “tope” al gas. Estos asuntos se tratan con posterioridad.

⁹ El bono social se considera como una obligación de servicio público que ha de ser asumida por los sujetos del sector eléctrico que participan en las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, incluyendo la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como por los consumidores directos en mercado. Hasta la sentencia del Tribunal Supremo, solo recaía sobre las empresas que realizan actividades de comercialización (sobre sus matrices en el caso de grupos integrados). El coste del bono es inicialmente soportado por las Comercializadora de Referencia, pero le es reembolsado posteriormente ya que el coste se reparte entre todos los actores usando su facturación y otros parámetros, dando lugar a unos valores de aportación unitarios por cada actividad. Todos los

las estimaciones de la CNMC, el coste del bono para 2022 se situaría por encima de 400 millones de euros¹⁰, si bien las medidas más recientes aumentarán el coste al integrar a más colectivos y aumentar los porcentajes de descuento.

La figura de protección a los consumidores vulnerables en el caso del gas es el bono social térmico, creado a finales del año 2018 y por tanto con menor recorrido y alcance que el bono social en electricidad. Este bono térmico es realmente un único pago anual a los beneficiarios del bono social eléctrico, pago que depende del grado de vulnerabilidad y de la zona climática en la que se resida. El bono térmico se cubre desde los PGE y, además de aumentarse la cuantía presupuestada (con un total de 503 millones de euros asignados), se han ampliado también sus cuantías mínimas (RDL 18/2022). Adicionalmente, desde mayo de 2022 se ha congelado el precio de la bombona de butano, tras alcanzar el máximo histórico en la última revisión de precios de ese mes.

Comentario: Las medidas de apoyo a los consumidores más vulnerables son imprescindibles para paliar los efectos desiguales de la crisis energética. Cuestión distinta es la conveniencia de ir a un mecanismo del bono más simplificado y ágil, evaluar la pertinencia de algunos colectivos protegidos y, sobre todo, repensar su integración con los mecanismos de ayudas a la renta. Los datos más recientes de la CNMC (marzo de 2022) indican que el número de consumidores acogidos al bono social eléctrico es de 1,22 millones, distribuidos de forma similar entre los consumidores vulnerables y los vulnerables severos. Ese valor habría experimentado un incremento del 2% con respecto a un año antes.

2.4 La limitación del precio del gas a los consumidores domésticos

La tarifa regulada de gas natural es la Tarifa de Último Recurso (TUR) y es ofrecida por los cuatro comercializadores que han sido designados como suministradores de último recurso. A diferencia de lo que ocurre en el caso de la electricidad, el único requisito que se establece en el caso del gas para acogerse a este precio regulado es el referente a un umbral de consumo anual (< 50.000 kWh/año), por lo que potencialmente cubre tanto a hogares como a pequeñas empresas. Esta tarifa ofrece un precio fijo por unidad consumida (hay tres categorías de TUR en función del consumo), que se revisa cada tres meses y a ella se acogen 1,54 millones de clientes del total de 7,98 millones de clientes de gas natural (un 19% del total), según los datos más recientes correspondientes al segundo trimestre de 2022 (CNMC, 2022).

El RDL 17/2021 limitó el aumento de la TUR, estableciendo un máximo del 15% en el incremento del coste de la materia prima (gas) que se imputa. Ello repercute en un aumento más reducido de esta tarifa regulada que el que se produciría en ausencia de ese límite, pues el gas ha tenido

agentes traspasan ese coste (generadores, comercializadores) o lo ven reconocido en su retribución regulada (transporte, distribución). En el caso de los comercializadores, estos suelen indicarlo como un elemento adicional en la factura eléctrica, al considerarlo como un coste regulado más.

¹⁰ Véase Anexo III en <https://www.cnmc.es/expedientes/infde09322>

incrementos trimestrales muy superiores a ese porcentaje. La diferencia entre el coste repercutido y el real irá siendo compensada con posterioridad, cuando los costes de la materia prima no alcancen el límite del 15% de crecimiento. Adicionalmente, el RDL 18/2022, además de extender el mecanismo de protección descrito hasta finales del año 2023, crea unas modalidades específicas de TUR para las comunidades de propietarios con calefacción central por gas natural¹¹, pues el consumo de estas excede del umbral de 50.000 kWh/año establecido desde el comienzo de la TUR en 2009. Se estima que eso puede afectar a un 6,6% del total de hogares españoles, frente a un 23,4% que disponen de calefacción individual por gas.

El desfase entre los ingresos y costes derivado de la limitación en la transmisión del coste real del gas a la TUR, tanto la tradicional como la nueva para comunidades de propietarios, se cubre desde los PGE a partir del 1 de octubre de 2022 (RDL 18/2022), mediante una transferencia al sistema de liquidaciones que gestiona la CNMC. Sin embargo, el déficit generado hasta ese momento es un déficit de actividad reconocido a las empresas suministradoras, que se irá abonando posteriormente con los intereses correspondientes.

Comentario: Las medidas de limitación en el precio de la TUR han estado generando un déficit para las compañías comercializadoras que podía llegar a poner en riesgo su solvencia, especialmente si, como ha ocurrido, la TUR se extiende en el tiempo y a más colectivos. Pero nótese que la solución utilizada en este caso, si bien similar a la adoptada en otros Estados miembros (Francia y Alemania, por ejemplo) y basada en un apoyo directo desde el Tesoro Público, es completamente distinta a la seguida en el caso de la electricidad y, por supuesto, aminora la señal de precios para el ahorro de energía. Es complejo conocer cuál puede ser la cuantía del déficit que se puede generar, pues depende de múltiples y muy inciertos parámetros, entre ellos el volumen de consumo procedentes de comunidades de propietarios, pero la cuantía asignada como crédito extraordinario en el presupuesto de 2022 es de 3.000 millones de euros. Adicionalmente, el traspaso de consumidores hacia al mercado regulado que se deriva de una tarifa subvencionada puede debilitar los avances en la competencia en la comercialización minorista de gas.

Es interesante que se haya establecido como condición necesaria (con excepciones) para que las comunidades de propietarios puedan acogerse al nuevo tipo de TUR que los hogares instalen contadores individuales de calefacción o repartidores de costes desde el 30 de septiembre de 2023, lo que aparentemente resulte contradictorio con el hecho de que el RD 736/2020 ya obliga a que las comunidades los tengan instalados desde el 1 de mayo de 2023. La contradicción se resuelve si asumimos que no hay confianza alguna en que esa norma se cumpla y lo que se hace con la nueva TUR es dar un incentivo.

¹¹ Algunas de las medidas más recientes se incluyen también en el conjunto de las 73 medidas enunciadas en el Plan +Seguridad Energética (Plan +SE) aprobado mediante acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de octubre de 2022.

2.5 Las medidas de limitación al precio de mercado de la electricidad: el mecanismo ibérico

Como es bien conocido, desde el 15 de junio de 2022 entró en funcionamiento el mecanismo de ajuste temporal a los costes de producción en el mercado eléctrico, desarrollado en el RDL 10/2022 de 13 de mayo. Ese “mecanismo ibérico”, al que se había dado apoyo político en la reunión del Consejo Europeo del 24-25 de marzo, fue finalmente aprobado mediante decisión de la CE el 8 de junio (Comisión Europea, 2022) y tiene una duración prevista de un año. A partir de la entrada en funcionamiento de la medida, el precio del mercado mayorista se ha reducido notablemente, ya que las empresas que usan gas (y las que utilizan carbón) deben realizar ofertas “como” si el precio del gas fuese 40 €/MWh(gas),¹² un precio alejado de los niveles actuales excepto en momentos puntuales. Ese precio límite de referencia se mantendrá durante seis meses, incrementándose a partir de entonces en 5 €/MWh(gas) hasta alcanzar 70 €/MWh(gas) en el último mes previsto de aplicación de la medida. La diferencia entre ese precio límite y el precio diario del gas, calculado y publicado por MIBGAS¹³, se divide entre 0,55. Ese valor (0,55) se corresponde con la eficiencia media de una central de ciclo combinado, es decir, se asume que una central “media” de ciclo necesita 1,82 MWh de gas para producir 1 MWh de electricidad. El resultado es una “cuantía unitaria diaria del ajuste”, definida en €/MWh(gas), que se compensa a los generadores correspondientes cuando se procede a la liquidación. Dicho de otra forma, los generadores térmicos implicados (los que usan gas y carbón) reciben, por cada MWh producido, el precio de mercado más el sobrecoste unitario del gas que utilizan. Naturalmente, los restantes generadores (renovables, nuclear, etc.) solo reciben el precio de mercado.

El coste diario del mecanismo resulta de multiplicar esa cuantía unitaria por la generación diaria con gas (y carbón) y es pagado por los consumidores eléctricos mediante un recargo, denominado “precio de ajuste” en la norma. Inicialmente lo han ido pagando los consumidores con contratos indexados al mercado mayorista (entre ellos, los pequeños consumidores acogidos al PVPC) y, en cualquier caso, todos aquellos con contratos firmados después del 26 de abril de 2022. Posteriormente se han ido incorporando los consumidores con contratos a plazo (esto es, no referenciados directamente al mercado diario) firmados antes de esa fecha, a medida que se van renovando o modificando. Para hacer el cálculo de cuánto le corresponde pagar a cada MWh de consumo las comercializadoras han ido aportando la información necesaria sobre el volumen de energía adquirida que estaría sujeta al pago. Esa información debe ser posteriormente supervisada por la CNMC, ya que inicialmente la comercializadora hace

¹² Aunque los precios del gas y de la electricidad en los mercados se fijan en MWh, son productos distintos por lo que aquí nos referiremos siempre con €/MWh(gas) para el precio del primero. Por defecto, €/MWh se refiere siempre al precio de la electricidad.

¹³ Para evitar confusiones, debe señalarse que el precio del gas natural “relevante” para un día en el mecanismo ibérico no solo integra el precio del contado más corto (D+1 del día anterior), sino que es una media ponderada de varios días, según la metodología publicada por Mibgas en la Nota Técnica correspondiente y disponible en su web.

una declaración responsable sobre qué parte de la energía adquirida debe estar sujeta al pago del mecanismo.

En el caso de los consumidores con PVPC, ese “ajuste” se integra como un elemento más en el término de facturación de la energía activa, junto a otros como el precio del mercado diario e intradiario (ahora reducidos por la existencia del mecanismo), los peajes y cargos variables (los asociados al consumo) y otros costes de suministro. En el caso de los consumidores en el mercado libre, una vez se renueva o modifica su contrato, el comercializador puede incluir una rúbrica para cubrir ese “precio de ajuste” o integrarlo ya en el precio de la energía contratada. De hecho, el RDL 18/2022 ha establecido varias obligaciones específicas sobre la información adicional a incluir en las facturas de la electricidad, entre la que se encuentra la necesidad de que el comercializador de mercado libre incluya información explicativa sobre la opción elegida.

Por último, el mecanismo de tope al gas se extendió a las centrales de cogeneración desde el 1 de octubre. La inmensa mayoría de estas centrales reciben habitualmente una retribución específica diseñada de modo similar a la recibida por las instalaciones renovables (eólicas, fotovoltaicas y termosolares) que se instalaron en España hasta el año 2012¹⁴. Sin embargo, a diferencia de lo que ocurre con estas, la retribución regulada para las plantas de cogeneración tiene como componente principal el reconocimiento de un coste del combustible utilizado. Es decir, el reconocimiento de los costes de operación y mantenimiento son una parte fundamental de la retribución recibida. Si esos costes no están adecuadamente actualizados¹⁵, las empresas con plantas de cogeneración se encuentran con que puede no resultarles rentable su operación, dejando de generar electricidad y, por tanto, generando un mayor hueco térmico en el mix, esto es, mayor generación desde las plantas de ciclo combinado y de carbón. Aunque las plantas de cogeneración, al estar en ese régimen de retribución regulada, no entraron inicialmente en el mecanismo ibérico (como los ciclos combinados o la generación con carbón), el gran retraso en ir adaptando los costes del combustible en un entorno tan incierto terminó por incluir a estas generadoras en el mecanismo a partir del 1 de octubre de 2022 (RDL 17/2022). Para ello, esas instalaciones deben renunciar temporalmente, de modo voluntario, al régimen retributivo específico, al que volverán una vez que el mecanismo de límite al precio del gas expire. Curiosamente, el 21 de octubre se publicó la OM (Orden TED/989/2022) que actualizaba los costes de suministro para estas instalaciones para el segundo semestre de 2020 y 2021, estando aún pendiente (a fecha de este trabajo) la actualización para 2022.

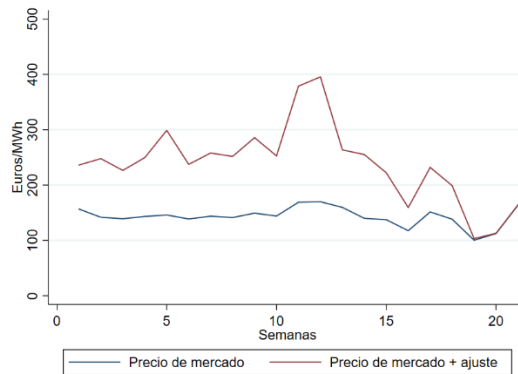
¹⁴ De hecho, los costes por la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (RECORE) son la parte más relevante de los costes del sector eléctrico que se distribuyen a los consumidores a través de los cargos.

¹⁵ La Orden Ministerial no se ha actualizado, de modo que la retribución regulada sigue utilizando los valores establecidos para el primer semestre del ejercicio 2020 en la Orden TED/171/2020 de 24 de febrero.

Comentarios (más extendidos en este caso):

El Gráfico 1 muestra (línea inferior), con medias semanales desde el 15 de junio al 31 de octubre de 2022, el precio medio en el mercado mayorista diario, al que se añade el precio del ajuste que pagan los consumidores para configurar el precio efectivo o final, esto es, precio de mercado + ajuste (línea superior). Como puede observarse, el precio del ajuste es una parte sustancial del precio realmente pagado por el consumidor, ya que el precio de mercado está limitado por la traslación a las ofertas de venta de un precio del gas a 40 €/MWh(gas). De ese modo, el precio medio de mercado en todo el periodo contemplado ha sido de 141,93 €/MWh, mientras que el del precio medio de ajuste ha sido de 100,85 €/MWh. Ello resulta en un precio medio final de 242,78 €/MWh. Como puede apreciarse, la diferencia entre ambas variables se cerró a finales de octubre debido a que el precio del gas se situó por debajo de la barrera de 40 €/MWh(gas), lo que hizo que el coste unitario, y en consecuencia el precio de ajuste, fuese igual a cero.

Gráfico 1: Precio de mercado y precio de ajuste: 15 de junio a 31 de octubre de 2022 (medias semanales)

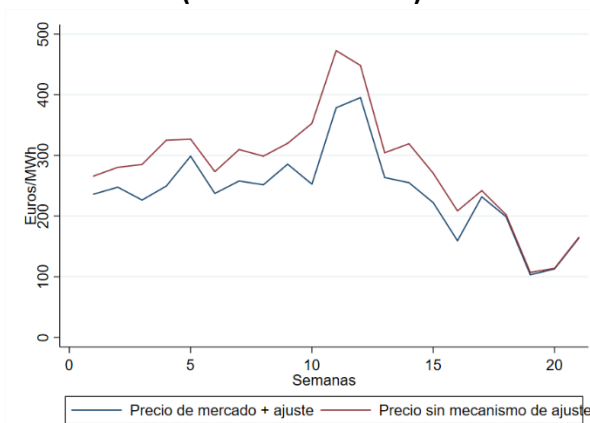


Fuente: OMIE y elaboración propia.

Una cuestión que surge de modo natural es cuál habría sido el precio efectivo en caso de ausencia del mecanismo de límite al precio del gas, que en ese caso habría sido solo el precio de mercado. Naturalmente, no tenemos un contrafactual preciso ya que ello requeriría simular cuáles habrían sido las ofertas de venta horarias de los generadores que marcan el precio marginal, esto es, de las térmicas de gas y de carbón, pero también de las hidroeléctricas con capacidad de regulación de su oferta, esto es, con embalse. Sin embargo, como se explica en Rodríguez (2022), una forma sencilla, aunque imperfecta, de aproximar cuál ha sido el efecto del mecanismo de ajuste consiste en comparar el *precio de mercado + ajuste* con el *precio de mercado + coste unitario* que cobran los generadores afectados. Esta última suma aproximaría el precio por MWh que querría recibir el generador marginal si no existiese el mecanismo de ajuste. El Gráfico 2 realiza esa comparación, con valores medios semanales para ver con mayor claridad las diferencias. En media horaria, el precio efectivo (de mercado + ajuste pagado por el consumidor) para el consumidor habría sido, para el periodo contemplado, un 15,1% inferior al contrafactual (de mercado + coste unitario pagado a los generadores). Se reitera que es una aproximación, pero da una idea de que efectivamente se estarían produciendo reducciones de

precios relevantes. Esa reducción ha sido alta porque el precio del gas ha resultado ser superior al esperado al comienzo del periodo de aplicación del mecanismo: su precio medio ha sido de 118,9 €/MWh(gas), cuando el mercado de futuros en el momento de comienzo de aplicación del mecanismo adelantaba un precio medio claramente por debajo de 100 €/MWh(gas).

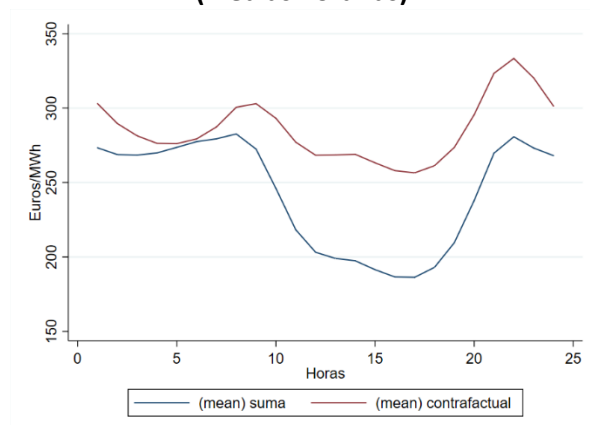
Gráfico 2: Precios con mecanismo ibérico: 15 de junio a 31 de octubre de 2022 (medias semanales)



Fuente: OMIE y elaboración propia.

Además, debe señalarse que el perfil intradiario de la curva de precios pagados por los consumidores (precio de mercado + precio de ajuste) está también afectado por el propio mecanismo. El precio de ajuste a pagar en una hora resulta de la división del coste total a pagar por la generación térmica en esa hora, que es el múltiplo del coste unitario (constante en todas las horas del día) y la generación de esa hora, por la demanda de esa hora. De ese modo, un momento con alta generación térmica y bajo consumo lleva a un alto precio de ajuste para esa hora. De hecho, es frecuente que en horas de la madrugada el precio de mercado + ajuste sea superior al precio contrafactual (definido como precio de mercado + coste unitario). Por el contrario, serían las horas de la tarde en las que la diferencia entre ambas magnitudes sería mayor (véase Gráfico 3).

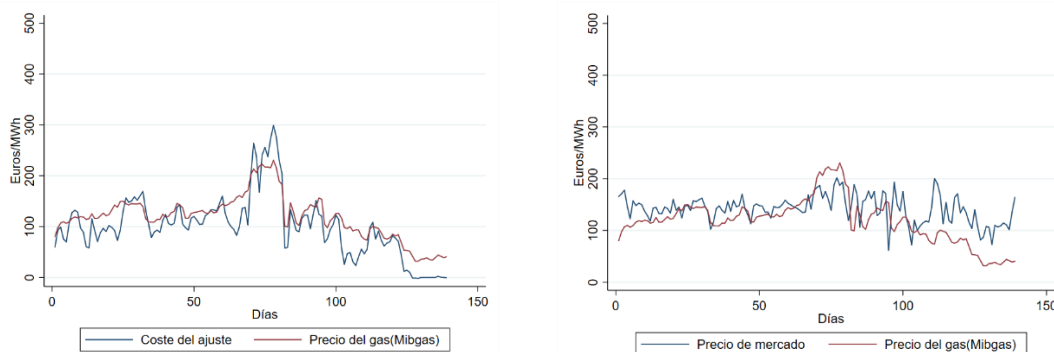
Gráfico 3: Precios con mecanismo ibérico: 15 de junio a 31 de octubre de 2022 (medias horarias)



Fuente: OMIE y elaboración propia.

Obviamente, el coste del ajuste depende positivamente del precio del gas y de cuánta energía se produce a partir de gas (y carbón) ese día. Por lo tanto (véase Gráfico 3), la correlación entre el precio diario del gas y el coste del ajuste es muy alta (0,9207), mientras que el precio medio diario se encuentra mucho menos relacionado con el precio del gas (0,5012). Es decir, como se preveía, el precio de mercado está muy desacoplado del precio del gas, pues responde a la traslación de un precio del gas de 40 €/MWh(gas) en la actualidad, y no a la traslación del precio real del gas. El desacoplamiento no es total porque un mayor precio del gas puede estar relacionado con un mayor uso del gas para la generación eléctrica. Cuando la demanda eléctrica es alta, y no puede cubrirse con fuentes distintas al gas¹⁶, entran a producir instalaciones de ciclo combinado con menor eficiencia que la instalación “media” (aquella con un factor de eficiencia de 0,55), que es la que se utiliza para calcular el coste unitario que va a recibir el generador térmico y que este conoce *ex ante* a la presentación de su oferta en el mercado. Por lo tanto, la entrada de esas instalaciones menos eficientes no repercute en el coste unitario recibido por cada MWh eléctrico generado pero sí determina la entrada de ofertas más caras en el mercado y, por tanto, un mayor precio marginal de mercado.

Gráfico 4: Precio de mercado, coste del ajuste y precio del gas: 15 de junio a 31 de octubre de 2022 (medias diarias)



Fuente: OMIE, MIBGAS y elaboración propia.

Un incremento de la demanda eléctrica puede tener un origen doméstico o externo, dándose la circunstancia de que la demanda desde Francia se ha incrementado como consecuencia del propio mecanismo ibérico. La razón es obvia: el precio de mercado en España está sesgado a la baja porque solo traslada una parte del precio real del gas (40 €/MWh(gas) en la actualidad). En esas condiciones, lo razonable es esperar que exista un intenso flujo exportador desde España a Francia¹⁷, limitado por la capacidad de interconexión disponible en cada momento. De hecho,

¹⁶ Hay que tener en cuenta que la generación procedente del gas (y del carbón) rellena el hueco entre la demanda de electricidad y la generación producida por el resto de fuentes (renovables, nuclear, ...).

¹⁷ Solo en 6 de las 1.872 horas del periodo hubo un flujo importador de electricidad procedente de Francia.

desde el 15 de junio hasta el 31 de octubre¹⁸, las exportaciones netas horarias hacia Francia han sido de 1.647 MWh¹⁹, lo que supone algo más del 6% de la demanda total en ese periodo. Como es sabido, los flujos de exportación están también fuertemente afectados por la menor generación del parque nuclear francés por diversos problemas de mantenimiento de las centrales, que se viene arrastrando desde noviembre de 2021. Desde el 1 de noviembre de 2021 hasta el 14 de junio de 2021 el saldo medio diario (exportaciones – importaciones) fue de 10.873 MWh, pero ese saldo ha pasado a ser de 39.528 MWh desde el 15 de junio y hasta el 31 de septiembre. Es decir, el saldo medio diario, que va en sentido exportador, se ha cuadruplicado.

La existencia de un diferencial de precios entre el mercado mayorista de España y de Francia genera las denominadas rentas de congestión. La denominación hace referencia a que es en los momentos en los que la interconexión se “congestiona” cuando los mercados de ambos lados de la frontera se desacoplan, marcando precios distintos. Por ejemplo, si el flujo es exportador desde España es porque el precio al que la generación española vende la energía resulta inferior al que la demanda francesa la adquiere²⁰. Esa diferencia de precios, multiplicada por la energía que transita, es la que genera las rentas de congestión que, con independencia de cuál es el sentido del flujo, se reparten a partes iguales entre los dos sistemas eléctricos. La entrada en vigor del “límite al gas” modificó la asignación de esas rentas (el 50% que le corresponde a España) por parte del sistema eléctrico español, de modo que la parte de las mismas que surgen del mecanismo ibérico se destinan a cubrir los costes de retribución a las plantas de generación con gas. Naturalmente, el otro 50% es una renta obtenida por el sistema francés.

Las rentas de congestión con Francia “adicionales”, es decir, las que surgen de la aplicación del mecanismo ibérico, pueden aproximarse simplemente utilizando el coste unitario que se abona a las empresas generadoras, multiplicado por el saldo neto y dividiendo entre dos²¹. Utilizando los flujos físicos de energía y el coste unitario, puede estimarse que las rentas de congestión “adicionales” que se han transferido a Francia hasta el 31 de septiembre ascendieron a 448

¹⁸ Se utilizan los flujos físicos y no los programados, esto es, los flujos que realmente han transitado la frontera.

¹⁹ En las circunstancias actuales el flujo exportador en cada hora coincide con la capacidad disponible, que es variable. El flujo exportador máximo en ese periodo se produjo el 29 de agosto (6 de la mañana) con un valor de 3.487,1 MWh.

²⁰ Téngase en cuenta que el coste del mecanismo ibérico solo es pagado por los consumidores del mercado ibérico, no por los consumidores de otros mercados. Sin embargo, el mecanismo sí afecta a la magnitud de la diferencia entre el precio francés y el español, al reducir este último.

²¹ Aunque las rentas de congestión están presentes siempre que hay diferencias de precios entre los dos lados de una frontera, la diferencia con respecto al pasado es que esas rentas están en parte inducidas por el hecho de que los consumidores españoles pagan el coste del mecanismo. La razón del cálculo propuesto es sencilla: en ausencia del mecanismo asumimos que el precio de mercado habría sido el precio de mercado más el coste unitario (el contrafactual referido anteriormente), mientras que el mecanismo hace que el precio en frontera en España sea solo el del precio del mercado. Por tanto, la diferencia “adicional” con el precio francés surge de ese coste unitario.

millones de euros²². A estas rentas hay que añadir las que se generan con otras fronteras: (Portugal, Marruecos y, en muy pequeña medida, Andorra).

En consecuencia, el volumen de la transferencia de rentas hacia el exterior que inevitablemente va asociada a este mecanismo ibérico está también afectado al alza por el ya comentado incremento de la demanda exterior que surge por el hecho de que la electricidad generada en el mercado doméstico se torna “artificialmente” más competitiva que la de otros mercados como consecuencia del tope al precio del gas que se traslada (40 €/MWh(gas) actualmente). Este aumento de la demanda externa genera, por tanto, un encarecimiento del propio coste del mecanismo ya que esa energía implica un mayor uso de las centrales térmicas que usan gas y carbón, y por tanto un mayor coste a cubrir por los consumidores domésticos.

2.6 Las medidas de limitación de las rentas obtenidas por los generadores

El mecanismo de “tope al gas” en el mercado ibérico eléctrico que se ha implementado desde mediados de junio de 2022 actúa limitando los ingresos que perciben los generadores distintos a los que usan gas (ciclos combinados y cogeneración) y carbón, al percibir un precio de mercado limitado por la existencia de ese mecanismo²³. Adicionalmente, buena parte de las empresas generadoras tenían ya limitado el precio percibido debido a las medidas de minoración de ingresos adoptadas desde septiembre del año 2021. En concreto, el RDL 17/2021, de 14 de septiembre de 2021, introdujo con carácter provisional (inicialmente hasta el 31 de marzo de 2022, fecha posteriormente prorrogada) una minoración de los ingresos asociados a la transmisión al precio de la electricidad de los precios del gas natural superiores a un determinado nivel o precio suelo, que se sitúa en 20 €/MWh(gas). Mediante ese mecanismo de ajuste el generador retiene un 10% de la diferencia de ingresos derivada de un mayor precio del gas en el mercado diario ibérico de gas (MIBGAS) con respecto al precio suelo establecido, pero el 90% le es detráido en la liquidación del mercado. Para obtener cuál es el grado de transmisión del precio del gas al precio eléctrico se calcula un factor medio de internalización, que utiliza nuevamente el rendimiento medio de una central de ciclo combinado (que se sitúa en 0,55) y una banda de $\pm 10\%$ del precio de casación para determinar si la oferta casada ha internalizado el precio de una central de ciclo combinado. No están afectadas por este mecanismo las centrales situadas en territorio no peninsular, las que tienen una potencia neta inferior a 10 MW y las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos que reciben retribución específica o han resultado adjudicatarias en las subastas de asignación del régimen retributivo específico.

²² Los meses de agosto y septiembre de 2022 son en los que se habrían generado más rentas de congestión, con 164 y 137 millones de euros, respectivamente.

²³ De hecho, el precio medio del mercado, que se sitúa en 145,9 €/MWh (de 15 de junio a 2 de octubre) es ya una aproximación sesgada al alza del precio realmente percibido, ya que una parte sustancial de la generación renovable se sitúa en horas diurnas, en las que el precio del mercado es menor. La diferencia entre el precio medio y el realmente percibido, que depende del perfil de generación horaria, genera el denominado coeficiente de apuntamiento.

Las rentas obtenidas mediante esta minoración de ingresos se transfieren al sistema de liquidaciones de ingresos y costes regulados que gestiona la CNMC. Según los datos de la liquidación provisional 14/2021 (la última disponible), los ingresos percibidos en 2021 habrían ascendido a 131, 8 millones de euros, cantidad notablemente inferior a la prevista inicialmente. A ese respecto hay que tener en cuenta que la defectuosa (probablemente por lo apresurada) redacción del RDL 17/2021 condujo a una modificación posterior del mismo, mediante el RDL 23/2021, de 26 de octubre, en el que se precisaba que estaba exenta de la minoración la energía cubierta por algún instrumento de contratación a plazo²⁴. Posteriormente, el RDL 6/2022 (Disposición Final 34a), de 29 de marzo, sí recogió una modificación del RDL 17/2021 para integrar la energía sujeta a contratos a plazo celebrados con posterioridad al 29 de marzo a un precio superior a 67 €/MWh. De esa forma, la instalación solo puede apropiarse del 10% de la diferencia entre el precio de cobertura correspondiente al instrumento de contratación a plazo y esos 67 €/MWh. Por ejemplo, si se trata de una central nuclear que ha vendido su energía a plazo a 100 €/MWh, se le liquidarán realmente 70,3 €/MWh ($67 + 0,1 \times (100 - 67)$). El mecanismo de extracción de rentas se ha prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2023 (RDL 18/2022).

Comentario: Las medidas en curso para la minoración de ingresos en el mercado eléctrico son medidas de limitación de los beneficios extraordinarios o sobrevenidos que estarían percibiendo los generadores inframarginales por la escalada de los precios de mercado. Por ejemplo, es evidente que ningún generador renovable que haya entrado “a mercado” en los últimos años habrá hecho su plan de negocio esperando precios de la electricidad situados de modo persistente por encima de 150 €/MWh. Además, aunque las primeras propuestas de la CE no apuntaron a la posibilidad de minorar rentas extraordinarias obtenidas por parte de los generadores eléctricos, el Anexo 2 de la Comunicación REPowerEU ya había establecido una guía con principios básicos a seguir por parte de los Estados Miembros en el establecimiento de medidas para la retirada de rentas obtenidas por parte de los generadores inframarginales de electricidad. Estos principios se refieren al carácter temporal de la medida, su no afectación a la determinación del precio mayorista basado en los costes marginales expresados por la orden de mérito en las subastas de energía o la no afectación a las señales de precios que se derivan del precio de los derechos de emisión de CO₂, entre otros aspectos.

La medida alternativa a la minoración de ingresos extraordinarios obtenidos por parte de los generadores inframarginales sería el cálculo de unos beneficios “extraordinarios” y su retirada mediante algún tipo de figura impositiva. Esa fue, por ejemplo, la aproximación seguida por Italia mediante la aprobación de un Decreto-Ley de 21 de marzo de 2022 (artículo 37). Sin embargo, pese a existir ya una limitación sobre el precio de mercado a percibir debido al mecanismo ibérico, a la que se añade una medida de minoración de rentas por la transmisión de precios del gas superiores al precio medio histórico (en contratos de contado y en contratos a plazo), a finales de julio de 2022 se presentó una Proposición de Ley que crea gravámenes extraordinarios

²⁴ Una confusa nota aclaratoria indicó inicialmente que esa energía no quedaba exenta, pese a entrar en abierta contradicción con el artículo 4 del mismo RDL 17/2021.

de carácter temporal para los sectores energético y bancario. En el caso del sector energético, se trataría de un gravamen (1,2%) sobre los ingresos domésticos de las mayores empresas en los ejercicios 2022 y 2023. En de la Fuente (2022) se hace un análisis detallado sobre esta cuestión, por lo que se remite ahí al lector interesado.

Sí resulta conveniente aclarar que el Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo de 6 de octubre de 2022, relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía, introduce la posibilidad para los estados miembros del establecimiento de una contribución solidaria, excepcional y temporal, de las empresas que operan en los sectores del petróleo crudo, el gas natural, el carbón y la refinería. La argumentación que se da es siempre en términos de beneficios excedentarios que surgen en relación con circunstancias imprevistas. De hecho, se señala que debe aplicarse en paralelo con los impuestos sobre sociedades ordinarios aplicados por los estados miembros.

Dos apreciaciones son relevantes. Por un lado, como se ha señalado, el Reglamento 2022/1854 no aplica la contribución solidaria al sector eléctrico, pues en ese caso se opta por la limitación de ingresos a través de medidas de limitación del denominado “excedente de ingresos” para los generadores inframarginales, definido como la diferencia entre el precio de mercado y un precio tope establecido en 180 €/MWh. Como se ha reiterado, el mecanismo ibérico ya limita *de facto* los precios percibidos por los generadores inframarginales por debajo de 180 €/MWh al establecer una tope del precio del gas en 40 €/MWh(gas), de forma que ese límite de 180 €/MWh solo podría llegar a ser operativo en los últimos meses de aplicación del mecanismo. A ello se une el segundo mecanismo de extracción de rentas vinculado a la transmisión de elevados precios del gas. Si ambos mecanismos funcionan y son supervisados correctamente, es muy dudoso que los productores inframarginales se puedan estar beneficiando de rentas extraordinarias.

Por otro lado, si se desea implementar un mecanismo de extracción de rentas extraordinarias, que en el caso del sector eléctrico se añadiría a los dos ya existentes, es evidente que la definición en términos de ingresos no tiene correspondencia alguna con la definición de beneficio excedentario que hace el Reglamento 2022/1854. Estos se definen como los beneficios imponibles con arreglo a la normativa nacional “que estén por encima de un incremento del 20 % respecto a la media de los beneficios imponibles de los cuatro ejercicios fiscales iniciados el 1 de enero de 2018 o a partir de esa fecha”. Naturalmente, establecer el umbral en el 20% o hacer la comparativa con un determinado conjunto de ejercicios anteriores es siempre discutible, pero no lo es que un gravamen sobre ingresos no es un gravamen sobre beneficios o rentas extraordinarias.

Es muy probable que exista un amplio consenso social sobre la necesidad de que sectores que se pueden estar beneficiando, sin buscarlo, de la situación actual de incremento de precios, deban contribuir solidariamente. Pero una deficiente definición del nuevo impuesto (aunque tome la figura de prestación patrimonial pública no tributaria, es un impuesto) puede llevar, en

pocos años, a una posterior anulación del mismo, con los costes de devolución posterior. El sector energético en particular ha vivido diversas experiencias de ese tipo, donde una regulación mal diseñada ha generado posteriores quebrantos sobre el Tesoro Público, con la lógica insatisfacción del responsable político en ese momento. Uno de los ejemplos más recientes se encuentra en la anulación por el Tribunal Supremo (sentencia 513/2021 y otras), de la aplicación del canon hidráulico, lo que ha originado la devolución de 1.907,67 millones de euros con cargo al Fondo de Contingencia.

2.7 Otras reformas regulatorias aprobadas

Como es natural, en el transcurso del último año se han acumulado un amplio conjunto de reformas adicionales. La utilización recurrente de la figura del RDL ha hecho que incluso el diseño de algunas nuevas figuras regulatorias en varias de estas reformas haya sido posteriormente modificado en RDLs posteriores. Debe enfatizarse que la utilización del RDL impide que la norma sea informada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), los Consejos Consultivos de electricidad y gas, y el Consejo de Estado. La utilización recurrente de la extraordinaria y urgente necesidad para casi toda la regulación en electricidad y gas va necesariamente en detrimento de la calidad regulatoria, especialmente cuando las nuevas figuras son de alta complejidad técnica, lo que aconsejaría un análisis detallado por parte de la CNMC a través de un informe preceptivo. A continuación, se detallan algunas de las principales reformas acometidas:

- Desde finales del año 2021, diversos RDLs han ido introduciendo distintas medidas encaminadas a la simplificación de trámites y la reducción de plazos administrativos para la instalación de nueva generación eléctrica de origen renovable²⁵. Los detalles son prolijos, pero afectan a las circunstancias en las que se debe expedir la declaración de impacto ambiental mediante la introducción de un procedimiento acelerado que distinga distintos tipos de zonas geográficas en función de la afección medioambiental, a los plazos de informe para el otorgamiento de autorización administrativa previa por parte de la CNMC, a una reducción de los plazos de consulta para las administraciones involucradas, o a distintos procedimientos que eviten nuevas tramitaciones en caso de muy pequeñas alteraciones en las características del proyecto, entre otras muchas modificaciones regulatorias. Otro asunto especialmente relevante es el acceso a las redes por parte de las nuevas instalaciones renovables, para lo que se han introducido distintas modificaciones de carácter técnico a partir de nueva regulación por parte del MITERD y de la CNMC. Por ejemplo, en relación con la metodología de cálculo de los niveles admisibles de carga en la red de transporte. Por último, se han modificado en diversas ocasiones distintas cuestiones regulatorias asociadas

²⁵ En el caso del gas, también se han desarrollado distintas medidas para el impulso de los gases renovables, particularmente por medio del RD 375/2022, que regula los criterios de sostenibilidad que deben cumplir los gases renovables y se establece un sistema de garantías de origen para los mismos.

a las barreras administrativas para las instalaciones de autoconsumo y de consumo compartido.

Comentario: Las modificaciones regulatorias que se han ido acometiendo en este ámbito son muy importantes para acelerar el despliegue de generación renovable en España, habitualmente afectado por unos larguísimos plazos (de varios años de duración) entre la planificación de la instalación y el momento en que esta comienza a verter a la red. Se da la circunstancia de que hay una enorme necesidad de entrada de nueva generación renovable, además de un interés inversor muy notable, por lo que la eficacia en la gestión administrativa de todo el proceso de entrada es imprescindible para desatascar el enorme cuello de botella que se ha generado en el transcurso de los últimos dos o tres años. El ejemplo extremo de esa situación se encuentra en los proyectos para la instalación de nueva generación fotovoltaica. En estos momentos, con los datos de Red Eléctrica de España a 31 de octubre de 2022, a los 14.313 MW instalados de generación fotovoltaica habría que sumar 101.415 MW de generación aún no en servicio pero que al menos cuenta con los permisos de acceso, más 22.271 MW que han solicitado acceso y están en tramitación. Es decir, solo en generación fotovoltaica los permisos de acceso ya concedidos multiplican por 7 la capacidad actual ya instalada, y por 2,6 la capacidad prevista para esa tecnología en 2030, de acuerdo con el escenario objetivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (39.181 MW).

Es bien sabido que la mayor parte de esos MW no se van a terminar construyendo, pero también es cierto que existe la necesidad de dar salida rápida a numerosos proyectos reales, tanto por parte de la Administración Central como por parte de las CCAA, cuyos medios humanos y técnicos deben de adaptarse a la nueva situación si no quieren convertirse ellas mismas en un cuello de botella en el proceso de transición energética. Muchos de esos proyectos se encuentran, además, ante la necesidad de cumplir los hitos marcados en las subastas y ante el riesgo de perder avales. Sin embargo, es cierto que ha habido ya prórrogas en los plazos que median entre la obtención del permiso de acceso hasta la autorización administrativa de explotación definitiva, esto es, la puesta en marcha (RDL 23/2020). También se ha permitido retirar sin penalización los avales que se presentaron al solicitar el acceso, reduciendo algo la bolsa de proyectos con autorización de acceso concedida. Si no se termina de aclarar qué parte de los proyectos con permiso de acceso concedido no se van a construir seguirá siendo muy difícil saber cuál es la necesidad real de despliegue de la red, al mismo tiempo que algunos proyectos antiguos sin contenido real pueden bloquear a proyectos nuevos con contenido real al suponerse erróneamente que no hay capacidad disponible en un determinado nudo de la red. A todo ello debe unirse la enorme conflictividad existente sobre este asunto entre las empresas promotoras y los propietarios de las redes²⁶.

²⁶ Sólo en los meses de septiembre y octubre de 2022 la CNMC ha resuelto 65 conflictos en este ámbito.

En relación con los procedimientos de acceso y conexión a las redes y los cambios introducidos, su descripción detallada va más allá de los objetivos de este trabajo, si bien se pueden señalar dos ideas básicas. Por un lado, se han introducido, mediante regulación tanto por parte de la CNMC como del MITERD, múltiples cambios en la forma de calcular la capacidad disponible en los nudos, con el propósito último de actualizar los procedimientos al estado actual de la tecnología para permitir maximizar la capacidad disponible de evacuación de energía en las redes. Por otro lado, por lo que se refiere al procedimiento de asignación de esa capacidad, la reforma introducida es básicamente continuista en el procedimiento de asignación (prelación temporal de solicitudes), si bien introduce la reserva de nudos de acceso en los que ha habido especial interés por parte de los promotores, y sobre los que se van a comenzar a efectuar concursos de acceso²⁷. Es importante que esos concursos se hagan con rapidez y eficacia. Adicionalmente, están también en proceso algunos concursos para la asignación de capacidad liberada en nudos de acceso infrautilizados tras el cierre de instalaciones de generación con carbón, los llamados nudos de transición justa. En octubre de 2022 ya se ha sustanciado el primero de esos concursos, correspondiente a la ya cerrada central de carbón de Compostilla.

- Mención aparte merecen el amplio grupo de medidas dirigidas a fomentar el ahorro energético, tanto en electricidad como en gas, desarrolladas a partir de las preocupaciones europeas puestas de manifiesto desde la Comunicación RePowerEU (Comisión Europea, 2022a y 2022b). En el caso de la electricidad, la medida más relevante ha sido el establecimiento de un servicio de respuesta activa de la demanda, definido en el RDL 17/2022 y que ha comenzado a funcionar en noviembre de 2022 para un periodo de un año (hasta el 31 de octubre de 2023). Mediante ese servicio, asignado mediante una subasta competitiva, se retribuye a las empresas (comercializadoras o consumidores cualificados) que están dispuestas a reducir su consumo ante una orden del Operador del Sistema (OS)²⁸. El servicio se activaría cuando el OS no tuviera suficiente energía a corto plazo para satisfacer la demanda (la denominada “energía de balance a subir”), quien ha estimado que podría requerir del mismo un máximo de 45 horas a lo largo del año de aplicación. El coste de la activación de este sistema se incluye desde noviembre de 2022 como un coste más en los costes de ajuste del sistema.

Comentario: Los resultados de la subasta para la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda han sido modestos, con un volumen de potencia asignado (497 MW) muy inferior al requerido por el Operador del Sistema (2.700 MW). Una posible explicación ha estado en la rapidez con la que se ha llevado a cabo, teniendo en cuenta que las empresas

²⁷ Sí ha habido numerosos cambios procedimentales como, por ejemplo, la desaparición de la conflictiva figura del Interlocutor Único de Nudo.

²⁸ Este servicio tiene algunos paralelismos con el extinto servicio de interrumpibilidad que funcionó entre 2013 y 2020, aunque son servicios muy distintos en su diseño y en su forma de asignación. El servicio de interrumpibilidad solo se mantiene en los subsistemas eléctricos canarios.

que desean acudir al mismo deben cumplir un conjunto de requisitos técnicos detallados para poder ser calificadas en las subastas. Se trata este de un servicio que, en el futuro, deberá ser una herramienta relevante para facilitar la gestión del sistema eléctrico y reducir sus costes, al permitir que el equilibrio constante entre la oferta y la demanda dependa también de ajustes a muy corto plazo que se puedan hacer sobre esta última. A ese respecto, se conecta con el proceso de desarrollo de la figura del agregador de demanda, figura ya recogida en la Ley del Sector Eléctrico desde el año 2018 pero aún con un desarrollo real casi inexistente.

2.8 Las reformas en tramitación y pendientes de aplicación

Actualmente, además de la tramitación de la proposición de ley que introduce un gravamen sobre los ingresos ya referida con anterioridad, se encuentran en distintos estados de tramitación varias propuestas con especial incidencia sobre el sector energético:

- La creación del Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE). El FNSSE reparte progresivamente, con un periodo transitorio de cinco años y un amplio sistema de exenciones y compensaciones, los costes asociados al sistema de retribución específica de las renovables que entraron en funcionamiento antes de 2012 y siguen recibiendo remuneración. Hasta este momento esos costes han sido sufragados en exclusiva por los consumidores eléctricos a través de su inclusión en los costes del sistema asociados a los cargos. Cuando entre en vigor el FNSSE, esos costes se irán eliminando progresivamente de los cargos eléctricos y se repartirán entre los comercializadores eléctricos, de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Obviamente, esos comercializadores los trasladarán a los consumidores finales, lo que ha generado polémica por el impacto sobre la factura en los hidrocarburos, pues los consumidores eléctricos se beneficiarán en cualquier caso de la medida
- El establecimiento de un mecanismo de minoración de rentas asociadas a los ingresos por el CO₂ no emitido, que está diseñado de modo muy parecido al de las rentas obtenidas por los altos precios del gas ya descrito con anterioridad. En este caso afecta a los generadores inframarginales no emisores instalados antes de 2003, lo que en la práctica quiere decir las nucleares y las hidráulicas (más un pequeño grupo de eólicas). La planificación de ingresos y costes regulados para 2022 contaba con la entrada en vigor de este mecanismo en 2022, que podría proporcionar ingresos superiores a 800 millones de euros, pero continúa en tramitación parlamentaria.

Comentario: en la fecha de cierre de este trabajo las dos normas anteriores continúan en tramitación parlamentaria, pese a que se contaba con los ingresos procedentes de ambas normas cuando se confeccionó la previsión de ingresos y costes regulados para el ejercicio 2022.

- En avanzado estado se encuentra la reforma del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), cuya nueva estructura comenzará a aplicarse de forma progresiva desde enero de 2023. La reforma tiene por objeto reducir la volatilidad del PVPC, que surge del hecho de que este transmite completamente los precios del mercado diario mayorista²⁹. La propuesta del MITERD se basa en incorporar gradualmente una cesta de precios a distintos plazos en los mercados de futuros (mensual, trimestral y anual). Esa cesta ponderará inicialmente un 25% en el conjunto de precios de mercado en el PVPC, para ir aumentando progresivamente hasta alcanzar el 55% en el año 2025. Adicionalmente, la propuesta incorpora un mecanismo para evitar el aplanamiento de la curva de precios intradiaria que surgiría de la ponderación con esa cesta de precios de futuros, evitando así reducir los incentivos al desplazamiento de la demanda a las horas con menor precio.

Comentario: El lector interesado [puede ver aquí](#) un comentario sobre las características del nuevo diseño propuesto, que podría sufrir modificaciones ya que en este caso la tramitación sí se ha cursado con consulta pública y recabando informes preceptivos.

- Está en suspenso la convocatoria de un nuevo instrumento de subastas para la contratación de energía a largo plazo, previstas en el RDL 17/2021. Mediante estas subastas se obligaría a los operadores calificados como dominantes a poner a disposición de las empresas comercializadoras contratos a plazo, con un periodo de vencimiento pre-establecido, de una parte de su generación inframarginal, gestionable y no emisora de CO₂, que en la práctica quiere decir fundamentalmente generación nuclear e hidráulica. El MITERD ha anunciado en repetidas ocasiones que esas subastas se celebrarán, aunque de momento no ha ocurrido.

Comentario: En Rodríguez (2021) se hace un análisis detallado sobre la elevada incertidumbre de los efectos que cabría esperar de este nuevo instrumento de subasta sobre la dinamización de la competencia en el ámbito de la comercialización eléctrica, que es el objetivo perseguido. Como se señala allí, sería necesario esperar a conocer los detalles sobre el diseño de la subasta para poder pronunciarse, algo que no ha ocurrido. De hecho, es probable que esta medida, diseñada con bastante urgencia y, como tantas otras, sin el informe de la CNMC, quede aparcada.

3. Conclusiones

La crisis energética que se inicia a partir del verano de 2021, pero que se agudiza considerablemente tras la invasión rusa de Ucrania en febrero de 2022, ha llevado a una vorágine de cambios regulatorios e intervenciones de todo tipo. Algunos de esos cambios están vinculados con distintos aspectos del proceso de transición energética, e implican una

²⁹ EL PVPC se apoyó en el despliegue de contadores inteligentes en los hogares a partir de 2014. A ese respecto debe señalarse que el RDL 18/2022 ha aprobado también el despliegue de contadores inteligentes de gas para los pequeños consumidores (consumo anual < 50.00 kWh), aunque lógicamente ese despliegue llevará algunos años.

aceleración del mismo como respuesta a la necesidad de disminuir el grado de dependencia con respecto al gas natural. El ejemplo más claro en ese sentido es el impulso a la implantación de las renovables mediante la reducción de barreras administrativas y la mejora de las posibilidades de acceso a la red. Sin embargo, las buenas intenciones y las mejoras normativas en este ámbito pueden chocar con el volumen de trabajo que acumulan tanto la Administración Central como las de las Comunidades Autónomas, máxime cuando consideramos que los equipos ministeriales y de las consejerías ya han de gestionar múltiples tramitaciones por las ayudas de los Planes de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Sin embargo, una parte sustancial de las intervenciones regulatorias tratan de paliar temporalmente el impacto de la crisis de precios, que se considera una situación extraordinaria. Sería importante, en cualquier caso, ir normalizando la situación de modo que los cambios regulatorios, salvo circunstancias extremas, siguieran los pasos de consulta habituales. Como se ha indicado, la regulación de los sectores energéticos requiere casi siempre de un análisis pormenorizado previo por otros órganos distintos al órgano proponente. Ello permite mejorar la propuesta inicial, algo que no es posible cuando se usa (y abusa) del Real Decreto Ley. Un ejemplo reciente de esta situación se encuentra en la proposición de ley que introduce impuestos temporales en los sectores energéticos y bancario, en la que se mantiene hasta el momento un elevado riesgo de una deficiente definición. Como también se ha señalado, el sector energético es un ejemplo real de cómo una incorrecta definición o desarrollo de un tributo termina siendo pagado con intereses, varios años después, por el conjunto de los contribuyentes. No hay que irse muy atrás en el tiempo y basta con observar solo el último año.

En cualquier caso, en este trabajo no se ha pretendido abarcar todos los ámbitos de discusión regulatoria en curso, sino únicamente aquellos que se han sustanciado en cambios normativos reales o en normas en tramitación. En particular, se mantiene una intensa discusión acerca de múltiples aspectos sobre la regulación de la energía en las instituciones europeas. En primer lugar, no debe olvidarse que sigue su curso el paquete regulatorio *Fit for 55* sobre el que se sustenta el Pacto Verde Europeo. Algunas de las medidas incorporadas en ese paquete (por ejemplo, una mayor ambición en el despliegue renovable) pueden verse favorecidas por el contexto actual, pero está por ver cómo puede afectar este contexto a la tramitación, la ambición o los tiempos de aplicación de otras (por ejemplo, la modificación de la Directiva sobre fiscalidad de la energía o la extensión del sistema de derechos de emisión). En segundo lugar, se mantiene abierta la discusión sobre distintos aspectos relativos al gas, tales como el procedimiento para establecer un límite de precios dinámico³⁰ o la forma de agrupar parte de la demanda de distintos países, entre otros. En el caso del sector eléctrico, la discusión sobre la posibilidad de extender el mecanismo ibérico al conjunto de la UE parece haberse frenado al no recibir el apoyo de diversos países, ni tampoco de los servicios técnicos de la Comisión. Por último, el Reglamento de Gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima obliga

³⁰ Véase, por ejemplo, Pototschnig y Conti (2022).

a España, como al resto de Estados miembros, a presentar una actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima antes del 30 de junio de 2023, lo que sin duda es una magnífica oportunidad para reflexionar y, en su caso, ajustar o revisar las diversas estrategias necesarias para el impulso de la transición energética.

Referencias:

CNMC (2022). Boletín trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural en España, segundo trimestre de 2022. 27 de octubre de 2022.

Comisión Europea (2021). Communication from the Commission Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support. COM/2021/660 final.

Comisión Europea (2022a). Communication from the Commission REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy. COM(2022) 108 final.

Comisión Europea (2022b). Communication from the Commission REPowerEU Plan. COM(2022) 230 final.

Comisión Europea (2022c). State Aid SA. 102454 (2022/N) – Spain and SA.102569 (2022/N) - Portugal – Production cost adjustment mechanism for the reduction of the electricity wholesale price in the Iberian market. C(2022) 3942 final.

De la Fuente, A. (2022). Comentario a la Proposición de Ley para el establecimiento de gravámenes temporales sobre determinadas empresas energéticas y entidades de crédito. *Apuntes Fedea - 2022/20*.

Pototschnig, A. y Conti, I. (2022). Capping the European price of gas. *FSR Policy Brief, Issue 2022/49*, September 2022.

Rodríguez, D. (2021). Una nota sobre las nuevas medidas de choque para bajar el precio de la electricidad. *Fedea Policy Papers - 2021/10*.

Referencias legales citadas:

Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua.

Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad.

Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural.

Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.

Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

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

Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles.

Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del "Plan + seguridad para tu energía (+SE)", así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía.