



Estudios sobre la Economía Española

Cómo trasladar los costes de las restricciones técnicas a los consumidores del sistema eléctrico

ÓSCAR ARNEDILLO

MARCELO RABINOVICH

DIEGO RODRÍGUEZ

JORGE SANZ

Estudios sobre la Economía Española 2026/32

Octubre 2026

fedea

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

Cómo trasladar los costes de las restricciones técnicas a los consumidores del sistema eléctrico

Coste marginal, diseño tarifario y evidencia horaria para España

Óscar Arnedillo¹, Marcelo Rabinovich¹, Diego Rodríguez² y Jorge Sanz¹

¹ NERA Economic Consulting

² UCM y FEDEA. Diego Rodríguez agradece el apoyo financiero de la Fundación Ramón Areces

Resumen

Este trabajo analiza cómo deberían trasladarse a la demanda los costes de las restricciones técnicas (RRTT) del sistema eléctrico español. La forma de financiación determina la señal que reciben los consumidores cuando deciden cuándo y cuánto consumir, lo cual a su vez afecta a las necesidades de reprogramación de centrales por RRTT y, con ello, al coste de las reprogramaciones que deben pagar los consumidores. El método vigente lleva a cabo un reparto del coste medio por MWh en cada hora. En contraste, un esquema eficiente de imputación de los costes debería reflejar el coste marginal que una unidad adicional de demanda ocasiona al sistema.

La metodología que se propone se basa en una estimación del coste marginal sobre la base de los costes incurridos a lo largo de una ventana de observación que puede ser, por ejemplo, anual. La estimación es horaria y diferencia cada una de tres principales causas de reprogramación: reserva a subir, congestiones y control de tensión. Las estimaciones, condicionadas a que cada causa esté activa, revelan que el coste marginal asociado a una determinada hora puede variar en casi 100 €/MWh en función de las causas que motiven las reprogramaciones en esa hora.

El traslado de esos costes horarios a la demanda puede inducir a que esta modifique su programa de compras en el mercado intradiario, lo que llevaría a que el programa resultante del mercado diario dejara de ser confiable. Ello, a su vez, terminaría incrementando los costes de los servicios de ajuste para los consumidores, al necesitar el Operador del Sistema disponer de más reservas. La solución a este problema es que los costes o ingresos aplicables a cada hora se calculen *ex ante* (es decir, antes de la presentación de ofertas al mercado diario), lo cual implica establecer un precio regulado que refleje el coste marginal esperado en cada hora. De ese modo, los comercializadores conocerían el coste en concepto de RRTT que se les va a imputar antes de presentar sus ofertas de demanda al mercado diario. Esto es, se propone aplicar un precio regulado calculado *ex ante* basado en los costes marginales esperados en lugar del precio no regulado calculado *ex post* (es decir, después de la presentación de ofertas al mercado diario) basado en el coste medio, que es lo que se aplica en la actualidad.

Dado que, en el conjunto de las horas, el coste marginal de las RRTT es sustancialmente inferior a su coste medio, surgiría un problema de cobertura incompleta de los costes efectivamente incurridos para la resolución de RRTT. Por ello, la aplicación de la teoría económica lleva a plantear que el coste de las RRTT se financie mediante un precio regulado con dos términos. El primer término sería un precio regulado en €/MWh (es decir, proporcional a la energía consumida) que refleje el coste marginal estimado *ex ante*. El segundo término sería un precio regulado en €/mes (es decir, un término fijo de abono), que cubriese el coste residual y las desviaciones de recaudación de periodos anteriores. En el trabajo se ilustran diversos procedimientos para llevar a cabo ese reparto entre los consumidores conectados a distintos niveles de tensión.

Finalmente, en la medida en que esta reforma del sistema de facturación de los costes por RRTT tiene efectos redistributivos, deberá plantearse si la adopción de este diseño tendría que ir acompañada de una revisión de las protecciones para los consumidores vulnerables.

Palabras clave: electricidad, restricciones técnicas, servicios de ajuste, coste marginal, tarifa en dos partes, demanda flexible, regulación.

Códigos JEL: L51, L94, Q41, Q48.

Índice

1. Introducción
2. Contexto institucional y evolución reciente de los costes
3. Marco económico para el diseño tarifario
4. Estimación del coste marginal de las RRTT
5. Financiación del coste total de las RRTT
6. Conclusiones

Referencias

Anexo A. Estimación del coste marginal horario de los componentes de las restricciones técnicas

Anexo B. Estimación del coste marginal esperado de las restricciones técnicas por periodos y categorías tarifarias

1. Introducción

En los últimos años, el incremento progresivo en la generación renovable ha ido acompañado de un aumento en el coste de los servicios de operación del sistema eléctrico y, entre ellos y de forma muy destacada, de los costes de las restricciones técnicas (RRTT). De hecho, como es bien conocido, el incidente eléctrico del 28 de abril de 2025 ha provocado un aumento adicional en dichos costes.

En 2025, el coste total de los servicios de ajuste ascendió a 3.812 millones de euros, un 43% más que el año anterior.¹ Casi un 90% de esos costes se correspondieron con las RRTT. El coste total de los servicios de ajuste ha continuado incrementándose en el transcurso de 2026 y ya está muy próximo a 22 €/MWh (valor medio hasta el 15 de septiembre), lo que prácticamente representa un tercio del precio medio del mercado diario en ese mismo periodo.²

En este contexto, la respuesta regulatoria se ha centrado en la revisión de diversos Procedimientos de Operación (P.O.) del sistema eléctrico, que es donde se establecen las normas técnicas y operativas del funcionamiento del sistema. En concreto, por el lado de la oferta, la CNMC revisó en 2025 y 2026 algunos procedimientos para ampliar la prestación dinámica del control de tensión y facilitar la participación de recursos renovables y de demanda, particularmente el P.O. 7.4. Por el lado de la financiación, la Resolución de 30 de junio de 2026 modificó también el P.O. 14.4 e hizo explícito un debate que se venía planteando en el sector eléctrico por parte de diversos agentes: si los costes de las RRTT deben seguir formando parte del coste de adquisición de la energía o convertirse en una partida regulada y previsible (CNMC, 2026a, 2026b).

Por lo tanto, además de las medidas que se puedan ir implementando para tratar de reducir los costes por RRTT, buena parte de la discusión actual se centra en el mecanismo que se utiliza para distribuir esos costes entre el conjunto de los consumidores. Una discusión que, obviamente, es muy intensa en estos momentos no porque esos costes sean “nuevos”, sino porque se han multiplicado por más de cuatro en relación con los que se venían observando hasta hace muy pocos años y, en consecuencia, ya suponen una parte relevante de la factura eléctrica, especialmente para las empresas más intensivas en el consumo energético.

La pregunta es, por tanto, ¿qué precio debe enfrentar un consumidor por esos servicios de estabilidad de la red? La respuesta es importante porque el modo de traspasar esos costes a los consumidores no es neutral.

El principio general es que lo que paga un consumidor debe aproximarse lo más posible al coste que induce por su consumo.³ Un precio que refleja el coste medio por MWh -tal como se hace en la actualidad- puede cubrir exactamente el coste total, pero induce decisiones ineficientes de consumo en la medida que el coste medio difiere del coste marginal. Es más, esas señales que no reflejan el coste marginal pueden estar incrementando innecesariamente los costes de las RRTT que soportan los consumidores.

Dentro del sistema eléctrico español, el Operador del Sistema (OS) publica el coste total de las RRTT y su coste medio (C/D), pero no su coste marginal. Para calcular ese coste marginal, después de identificar el coste de las RRTT (C) que se asocia con la demanda resultante del mercado diario (D), el OS tendría que llevar a cabo simulaciones contrafactuales de cuál habría sido el coste (C') asociado a la reprogramación que habría tenido que llevar a cabo si la demanda hubiese sido marginalmente distinta (D'). El coste

¹ Véase <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/servicios-ajuste/resumen-servicios-ajuste>

² Véase <https://aelec.es/informes/observatorio-del-coste-de-los-servicios-de-operacion/>

³ Por ejemplo, en la Circular 3/2020, sobre peajes, la CNMC indica que: “la asignación de la retribución de transporte y distribución de la metodología se rige según el principio de causalidad de los costes de redes, debido a que cada peaje se calcula en función de los factores que inducen el coste de las redes de transporte y distribución, en particular, de la demanda de diseño de cada nivel de tensión. Asimismo, se imputa la retribución de las redes de transporte y distribución teniendo en cuenta el uso que hacen de las mismas, para su suministro, los distintos grupos tarifarios.”

marginal asociado a la demanda se calcularía entonces como la diferencia en el coste de las RRTT dividido por la diferencia en la demanda ($\Delta C/\Delta D = ((C-C')/(D-D'))$).

Un problema de ese enfoque es que algunas de las decisiones de operación del sistema son inevitablemente subjetivas, ya que no todas las variables relevantes sobre el comportamiento de la red están codificadas, y por ello dichas decisiones dependen -en parte- de la opinión del Operador del Sistema que, en ese momento, adopta decisiones para garantizar la seguridad y calidad en el funcionamiento del sistema eléctrico. Por ello, pedir al Operador del Sistema que determine el coste marginal en cada hora puede arrojar resultados menos robustos de lo deseable.

Para evitar ese problema, en este trabajo se propone una metodología basada en una estimación del coste marginal mediante un análisis de regresión. Ello permite tomar en consideración las decisiones de explotación realmente adoptadas por el Operador del Sistema frente a diferentes situaciones de explotación a lo largo de un amplio horizonte de tiempo. Las diferencias en el coste de las reprogramaciones ante distintos niveles de demanda permiten estimar el impacto marginal de la demanda sobre dichos costes. El análisis es horario y distingue las distintas causas de reprogramaciones por RRTT, cuyos costes son analizados por separado. Esta desagregación de los costes por RRTT en tres causas, en lugar de calcular un coste marginal “total” por RRTT, es necesaria porque no todas las causas se dan en las mismas horas y porque la magnitud y signo del coste marginal puede diferir en función de la causa que ha inducido la reprogramación.

El análisis realizado muestra que el coste marginal puede tener una magnitud importante y que es altamente variable dentro de una misma hora, lo que puede llevar a los compradores a modificar, en el mercado intradiario, sus programas previamente establecidos en el mercado diario. De ese modo, la demanda del mercado diario ya no sería una previsión fiable de la demanda realmente esperada, lo que obligaría al OS a tener que reprogramar más centrales para mantener los niveles de seguridad en el sistema, incrementando los costes por RRTT. Por ello, en este trabajo se propone establecer un precio regulado fijado *ex ante* (antes de la celebración del mercado diario) que responda a ese coste marginal, en lugar del precio calculado *ex post* (después de la celebración del mercado diario) basado en costes medios que en la actualidad deben abonar los compradores.

En cualquier caso, el traslado de las señales de coste marginal a los compradores (ya sea *ex ante* o *ex post*) conduciría a un déficit recaudatorio para sufragar el conjunto de los costes de RRTT, ya que la recaudación que resultaría de ese precio sería inferior al resultante de aplicar un coste medio. Por ello, en este trabajo se proponen y valoran distintas alternativas para un componente fijo (no asociado a las decisiones de consumo de electricidad o de contratación de potencia) que genere la recaudación necesaria para cubrir la diferencia entre los costes totales por RRTT y la recaudación que se obtendría si el precio reflejara únicamente los costes marginales.

El trabajo se organiza de la siguiente manera. La sección 2 describe el contexto institucional y la evolución de los costes de RRTT. La sección 3 desarrolla el marco económico para el diseño tarifario. La sección 4 presenta los datos y estima el coste marginal de RRTT. La sección 5 analiza cómo asegurar la suficiencia recaudatoria. Finalmente, la sección 6 resume las principales conclusiones del trabajo.

2. Contexto institucional y evolución reciente de los costes

En el mercado eléctrico español, el precio del mercado de energía, así como los programas de generación y de consumo, se determinan inicialmente sin tener en cuenta las limitaciones y necesidades de la red eléctrica. Esto hace que el programa resultante de los mercados de energía no siempre sea físicamente ejecutable o compatible con los márgenes de seguridad del sistema. Por ello, después del mercado diario y de manera continua en tiempo real, el Operador del Sistema (Red Eléctrica) reprograma unidades, solicita servicios o modifica consignas para resolver limitaciones de red, asegurar reservas y mantener variables eléctricas dentro de unos rangos admisibles. Estas actuaciones generan derechos de cobro y obligaciones de pago que, en última instancia, son financiados por los consumidores.

Cabe distinguir tres causas de reprogramación por restricciones técnicas (RRTT):

- Cuando hay una **reserva de potencia a subir insuficiente**, el Operador del Sistema se ve obligado a modificar los programas para disponer de capacidad adicional para estar en disposición de responder a posibles aumentos de demanda o a pérdidas de generación.
- La **gestión de las congestiones** es necesaria cuando el Operador del Sistema prevé que, en determinados puntos de la red eléctrica, los flujos de energía derivados del despacho podrían superar los límites de la red y que, por ello, es necesario acometer modificaciones en los programas.⁴
- Las actuaciones para el **control de tensión** responden a necesidades de potencia reactiva⁵ y estabilidad, especialmente relevantes en momentos de alta penetración de generación renovable basada en electrónica de potencia y en escenarios de baja demanda.

Esta heterogeneidad es relevante porque no todas las causas de RRTT (y, por tanto, los costes marginales asociados con RRTT) existen en todas las horas: puede haber horas en las cuales se dan las tres causas, pero también horas en las que se dan dos, una o incluso ninguna. Por ello, es necesario analizar el coste marginal de cada causa por separado para identificar el coste marginal de las RRTT en cada momento.

Por otra parte, el coste de reprogramación de centrales depende no solamente de la instrucción dada a las instalaciones que son reprogramadas, sino también del nivel de carga de dichas instalaciones antes de recibir las instrucciones de reprogramación. No cuesta lo mismo disponer de reserva cuando las centrales están a plena carga y lo que deben hacer es reducir su funcionamiento, que cuando las centrales están paradas y deben arrancar. Eso también puede hacer que el coste marginal de las reprogramaciones asociadas a una misma causa de RRTT sea distinta en distintos momentos del día.

El origen de la reprogramación por restricciones permite anticipar que la actual señal de precio de las RRTT, basada en el coste medio (que, en media, es relativamente estable a lo largo del día) no traslada adecuadamente las señales de coste marginal. Por ejemplo:

- La necesidad de reserva de potencia a subir tiende a concentrarse por la mañana y por la tarde-noche, cuando se producen las rampas (fuertes subidas o bajadas) en la demanda y en la producción solar. Esto sugiere que el análisis del coste marginal se debe realizar de forma separada para cada hora del día (incluyendo, en la medida de lo posible, laborables vs. sábados y festivos). Una mayor demanda tenderá a estar relacionada con un mayor coste por reserva a subir.
- La necesidad de reprogramaciones para la gestión de congestiones puede verse agravada o aliviada por una mayor demanda, en función de la ubicación de esa demanda adicional y de las centrales que resultan programadas para atenderla. Eso significa que el coste marginal asociado al coste de reprogramaciones por congestiones puede ser positivo o negativo en distintos momentos del día, en función de la configuración de la demanda y de la generación.
- Las reprogramaciones por control de tensión responden a necesidades de potencia reactiva y estabilidad, especialmente en momentos de alta penetración de generación basada en electrónica de potencia⁶ y baja demanda. Esto implica que un incremento en la demanda no solo no provoca costes de control de tensión, sino que *reduce* dichos costes. Es decir, que el coste marginal provocado por la demanda es negativo y los consumidores deberían recibir un crédito por consumir en esas horas.

⁴ Una consecuencia tradicional de la presencia de congestiones es que, en el redespacho, el Operador del Sistema ordena a algunas plantas renovables que dejen de funcionar, originando los denominados “vertidos” (técnicos).

⁵ Véase <https://revistadenergia.com/que-es-la-potencia-reactiva-y-que-ocurre-con-ella-en-una-instalacion-fotovoltaica/>

⁶ La electrónica de potencia comprende el conjunto de tecnologías y equipos que permiten transformar, controlar y adaptar la electricidad. Por ejemplo, está presente en los inversores de las instalaciones fotovoltaicas, donde transforma la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna y, con los sistemas de control adecuados, puede contribuir al control de la tensión y de la frecuencia. No obstante, en la actualidad el control de tensión sigue descansando en la generación síncrona convencional (véase Sección 2.2).

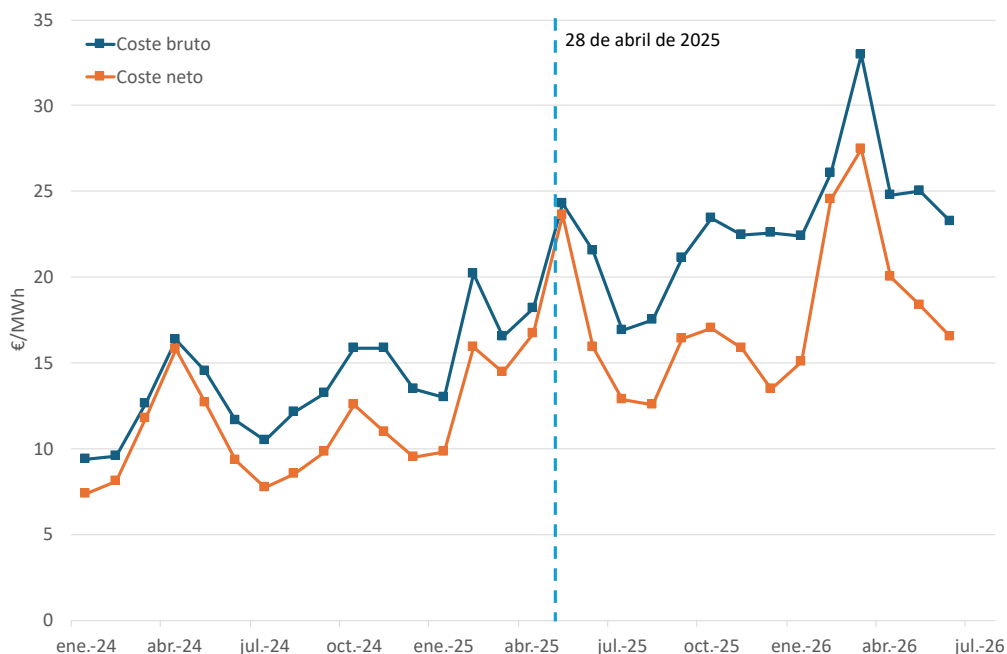
Sumar las tres partidas de coste y dividir el resultado por el consumo total (tal como se hace en la actualidad) produce un precio medio, pero no traslada la información que debería orientar las decisiones de los consumidores, lo que se traduce en una mayor necesidad de reprogramación de centrales y un mayor coste de RRTT.

Adicionalmente, cabe distinguir dos etapas en la reprogramación de instalaciones por RRTT. En la denominada “fase 1” se transmiten a las instalaciones instrucciones para las modificaciones necesarias en sus programas para resolver las restricciones técnicas identificadas, pagando a las instalaciones por dicho concepto. Sin embargo, cualquier incremento (reducción) en el programa de funcionamiento de una instalación obliga a reducir (incrementar) el programa de funcionamiento de otras instalaciones con el objetivo de preservar el equilibrio de la oferta con la demanda de electricidad. En la denominada “fase 2” se transmiten a las instalaciones las modificaciones necesarias para restablecer dicho equilibrio entre la oferta y la demanda, de lo cual resulta un ingreso neto para el sistema.

Mientras que, con la información pública que proporciona el Operador del Sistema, cada una de las reprogramaciones (y, por tanto, los costes) de la fase 1 se pueden vincular con el problema que se desea resolver (insuficiente reserva a subir, resolución de congestiones, control de tensión, etc.), no es posible establecer esa misma vinculación con cada una de las reprogramaciones (y, por tanto, los ingresos) de la fase 2.

La Figura 1 muestra el coste medio de las RRTT por MWh desde enero de 2024 según datos del Operador del Sistema. La línea azul muestra el coste bruto de las reprogramaciones de la “fase 1”. La línea naranja muestra el coste neto de las reprogramaciones, después de descontar los ingresos asociados con la “fase 2” de las reprogramaciones.

Figura 1. Evolución mensual del coste de restricciones técnicas



Fuente: elaboración propia.

El aumento en los costes de las RRTT que ha venido observándose en los últimos años se atribuye, en términos generales, al crecimiento de la producción renovable no gestionable (fotovoltaica y eólica). Sin embargo, el incremento posterior al 28 de abril de 2025 está también vinculado a un cambio en los criterios de seguridad utilizados por el Operador del Sistema para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico que ha venido a denominarse “operación reforzada”. Mensualmente, los costes son mayores en los meses de primavera y otoño, ya que son meses de baja demanda de electricidad debido a las suaves temperaturas y, por ello, hay mayor necesidad de reprogramaciones por control de tensión.

Dado que el objetivo del presente trabajo es identificar los costes marginales asociados con las reprogramaciones por RRTT con el fin de identificar qué precios se deberían aplicar a la demanda en concepto de RRTT, y dado que dichos costes no son estables (y se pueden haber visto especialmente afectados en las primeras semanas o meses posteriores al cero eléctrico de abril de 2025), a efectos de las estimaciones que se presentan en el presente estudio se ha utilizado una ventana de 365 días, con el fin de cubrir un año completo aprovechando, al mismo tiempo, la información más reciente posible. La Tabla 1 muestra las principales magnitudes de las RRTT en el periodo de referencia considerado.

Tabla 1. Magnitudes del periodo de estimación de referencia

Magnitud		Valor
Ventana		29-jun-2025 a 28-jun-2026
Observaciones horarias	[1]	8.760
Demanda	[2]	240,2 millones de MWh
Coste fase 1 (coste bruto)	[3]	5,40 miles de millones de €
Ingresos fase 2	[4]	1,23 miles de millones de €
Coste neto	[5]=[3]-[4]	4,16 miles de millones de €
Coste bruto medio	[6]=[3]/[2]	22,47 €/MWh
Coste neto medio	[7]=[5]/[2]	17,33 €/MWh

Fuente: elaboración propia.

En las alegaciones a la reforma del Procedimiento de Operación 14.4 finalmente aprobado en junio de 2026, los comercializadores de electricidad propusieron financiar el control de tensión —y, en términos más amplios, las RRTT— mediante un precio regulado. La CNMC aceptó que esa opción aportaría estabilidad y previsibilidad, pero advirtió que puede generar déficits o superávits que deberán corregirse y que, si se aplica sobre contratos ya formalizados, podría producir una doble recuperación por parte de los comercializadores, ya que un nuevo precio regulado se repercutiría automáticamente en los contratos de los consumidores mientras que los comercializadores pueden ya haber incluido el coste esperado de las RRTT en el precio de la energía de sus contratos. La CNMC también priorizó la reducción del coste total y el análisis de las señales del mecanismo actual.

Sin embargo, tal como se muestra en el presente trabajo, trasladar a los consumidores las señales del mecanismo actual implica que dicho coste se debe facturar por medio de un precio regulado. Dado que la mayoría de los contratos entre comercializadores y consumidores se revisan al inicio de cada año, dicho precio regulado se debería establecer con anterioridad al inicio de 2027, evitando así que los consumidores paguen “dos veces” el coste de las RRTT.

3. Marco económico para el diseño tarifario

3.1. Coste marginal y causalidad del coste

La teoría económica (condición de eficiencia de Pareto) establece que, para maximizar la eficiencia, el precio debe ser igual al coste marginal de suministrar una unidad adicional, incluyendo todas las externalidades. Si el precio está por encima de ese coste, se pierden consumos cuyo valor para el usuario supera el coste real de atenderlos; si está por debajo, se inducen consumos cuyo valor puede ser inferior al coste que imponen al sistema. Cabe resaltar que la teoría económica no interpreta los precios como instrumentos de recaudación, sino como transmisores de información y, más concretamente, como transmisores de las señales de escasez de los bienes (Hayek, 1945). Estas señales hacen que los consumidores (hogares y empresas) tomen decisiones eficientes, de manera coherente con la maximización del bienestar social.

En la electricidad, donde los costes cambian constantemente, la señal de coste marginal que se debe reflejar en el precio debería tener discriminación horaria. Y como los costes pueden ser distintos en distintas zonas, la señal de precios que se debería trasladar a los consumidores (y también a los intercambios internacionales) también debería ser distinta para distintos nodos o conjuntos de nodos o zonas. Sin embargo, en España, como en la mayoría de los países de nuestro entorno, la tarifa y precios eléctricos son uniformes a escala nacional.⁷

El objeto relevante no es el gasto total de una hora dividido por la demanda, sino la variación del gasto esperado ante un pequeño cambio de la demanda, manteniendo constantes las demás variables y condicionantes de la operación del sistema. Es decir:

$$CMg_h = \partial C_h / \partial D_h \text{ (o, si se desarrollan escenarios contrafactuales) } = \Delta C_h / \Delta D_h$$

En esta ecuación, C_h es el coste total de RRTT de la hora h y D la demanda. Un valor de coste marginal (CMg_h) positivo (negativo) indica en cuánto se incrementa (reduce) el coste de las RRTT cuando la demanda de electricidad se incrementa en 1 unidad. Un coste marginal negativo simplemente indica que, respecto a una actuación concreta de operación, una unidad adicional de demanda reduce la necesidad de reprogramar recursos y, con ello los costes de las RRTT. Por ejemplo, en horas de baja carga, un aumento del consumo puede absorber potencia reactiva o reducir sobretensiones, lo cual disminuye la necesidad de reprogramar centrales para el control de tensión y, con ello, el conjunto de costes por RRTT. De hecho, cada vez más se busca inducir a la demanda a que participe en los servicios de operación del sistema, en ocasiones pagándole por consumir.

La existencia de valores negativos ilustra de manera especialmente clara por qué un precio que refleja los costes medios (que es siempre un precio positivo) puede producir una señal equivocada. Cobrar por consumir cuando el consumo reduce una necesidad operativa incentiva a los consumidores a reducir su consumo, a pesar de que ello incrementa los costes de operación del sistema para el conjunto de los consumidores. Es decir, reducir el consumo en horas en las que el sistema necesita de demanda para mantener la estabilidad de la red constituye un comportamiento indeseado que no se debería inducir cobrando el coste medio de las RRTT en esas horas.

3.2. Suficiencia recaudatoria

La ventaja de establecer un precio medio es que, al definirse este como la ratio entre los costes totales y la demanda, se sabe que, sin lugar a dudas, la recaudación total obtenida por la aplicación de ese precio a todas y cada una de las unidades de demanda va a ser igual a los costes incurridos. Sin embargo, si los precios se fijan iguales a los costes marginales, no existe garantía de que la recaudación obtenida con dichos precios cubra el coste total de las RRTT. De hecho, la recaudación puede ser mayor o menor que el coste total en función de si el coste marginal es mayor o menor que el coste medio. El desfase recaudatorio potencial (DRP) es la diferencia entre el coste total por RRTT (CT^{RRTT}) y la recaudación que se obtendría facturando a la demanda horaria (Q_h) unos precios iguales al coste marginal de cada hora (CMg_h).

$$DRP = CT^{RRTT} - \sum_h CMg_h Q_h$$

Un déficit recaudatorio puede responder a la existencia de costes comunes identificables separadamente, como pueden ser los costes de mantener la estabilidad del sistema que se deben incurrir con independencia de la demanda, o a la presencia de economías de escala en la operación del sistema, entre otras razones.

Podría parecer que, para evitar que ese desfase recaudatorio potencial se materialice, bastaría simplemente con repartirlo entre toda la demanda. Sin embargo, en la práctica, eso implicaría cobrar un precio igual al coste medio, distorsionando con ello las decisiones de los consumidores, que podrían, por

⁷ El lector interesado sobre ese debate puede acudir a Weibelzahl (2017) y Eicke y Schittekatte (2022).

ejemplo, decidir no consumir incluso cuando el coste marginal que provoca su consumo es menor que el valor que atribuyen a dicho consumo (y que están dispuestos a pagar) o, incluso, no consumir incluso cuando dicho consumo habría reducido las necesidades de reprogramaciones reduciendo, con ello, el coste para el resto de los consumidores.

Existen varias alternativas para recaudar el desfase recaudatorio potencial⁸. Si solo existiera un término de facturación por energía o uno por energía y uno por potencia, la alternativa que menos distorsiona las decisiones de los consumidores se conoce como “precios Ramsey” (Ramsey, 1927). La solución de Ramsey consiste en aplicar un recargo porcentual sobre el coste marginal que (a) sea inversamente proporcional a la elasticidad de su demanda y que, al mismo tiempo, (b) permita financiar el déficit recaudatorio potencial. De este modo se minimiza la pérdida de eficiencia que resulta de aplicar precios que son distintos del coste marginal.⁹

Los consumidores eléctricos abonan los costes del sistema a través de un término de energía (se paga por kWh consumidos) y un término de potencia (se paga por kW contratados). Si solo existiese un término de facturación por energía y se aplica la solución a la Ramsey, el resultado es que se aplicarían recargos distintos sobre el consumo de electricidad de distintos grupos tarifarios. Si existe un término de facturación por energía y otro por potencia y se aplica la solución a Ramsey, el resultado es que, de nuevo, aplicarían recargos distintos sobre el consumo de distintos grupos tarifarios pero, además, se aplicarían recargos mayores sobre la demanda de potencia que sobre la demanda de energía, ya que la demanda de potencia es menos elástica (es decir, menos sensible) al precio que la demanda de energía.

Sin embargo, si se aplica un término fijo (que, en el caso del suministro eléctrico, no dependería ni de la energía consumida ni de la potencia contratada) existe una solución superior a la de Ramsey, conocida como la regla de Coase (Coase, 1946). De acuerdo con la regla de Coase, cuando existe la posibilidad de aplicar un término fijo, el término variable debe fijarse igual al coste marginal y el término fijo debe fijarse para asegurar la suficiencia recaudatoria. En España ya existe un término de facturación que no depende de la energía consumida ni de la potencia contratada: se trata del término fijo que actualmente deben pagar todos los consumidores para financiar los costes del bono social soportados inicialmente por los comercializadores. Repercutir el mismo coste a todos los consumidores a través del término fijo únicamente podría alterar las decisiones de los consumidores si su nivel fuera tal que indujera a los consumidores a desconectarse por completo de la red eléctrica, ya que esa sería la única forma de evitar su pago. Si el nivel del término fijo no alcanza dicho umbral, la aplicación de costes sobre el término fijo no distorsiona a las decisiones de consumo de los consumidores, y es la opción más eficiente y coherente con la maximización del bienestar social.

Adicionalmente, cabría plantear aplicar diferentes niveles del término fijo a consumidores conectados en diferentes niveles de tensión, considerando que cuanto más alto es el nivel de tensión al que está conectado un consumidor, mayor es el tamaño del consumidor y mayor es su capacidad económica. En este caso, es necesario asegurar que la diferencia entre los términos fijos no sea de tal magnitud que

⁸ Aunque la estabilidad del sistema es un bien público (se cumplen los principios de no exclusión y no rivalidad), los costes de operación del sistema, al igual que los de redes o energía, están directamente vinculados al servicio eléctrico recibido. Por ello, la propuesta mantiene su financiación a través de la factura eléctrica, como ocurre actualmente, y no mediante el sistema fiscal.

⁹ Una limitación del análisis de Ramsey es que solamente considera bienes finales, y no intermedios. Aplicar un recargo sobre bienes intermedios (es decir, sobre el consumo de consumidores comerciales e industriales) distorsiona las decisiones de producción de esos bienes y, además, acaba trasladándose a los precios de los bienes finales que producen esos consumidores, de modo que también se distorsiona la demanda de esos bienes finales (Diamond-Mirrlees, 1971). Asimismo, el análisis de Ramsey supone una economía cerrada, cuando en realidad parte de la electricidad consumida se utiliza para producir bienes que son exportados. Por ello, en la práctica, la solución de Ramsey debería ser adaptada reduciendo el recargo aplicado a los consumidores comerciales e industriales, especialmente aquellos expuestos a competencia internacional.

induzca a los consumidores a conectarse a un nivel de tensión distinto con el objetivo de pagar un término fijo menor.

Cualquier nivel del término fijo es igual de eficiente, siempre que, como se ha señalado, no induzca a los consumidores a desconectarse por completo de la red eléctrica o a conectarse a un nivel de tensión distinto. Sin embargo, imputar costes sobre el término fijo tiene implicaciones de equidad, tanto entre hogares como entre el conjunto de estos y otras unidades de consumo como las empresas. En cualquier caso, cabe recordar que en España los posibles efectos sobre los hogares vulnerables derivados de la aplicación de un término fijo se ven mitigadas por la aplicación automática de los descuentos a todos los componentes de la factura, incluyendo en su caso un término fijo. En cualquier caso, siempre cabría eximir a los hogares vulnerables del pago del término fijo o, en su caso, incorporarlo en un pago directo a los hogares vulnerables si el sistema del bono social eléctrico evolucionase hacia un sistema de cheque.

En definitiva, la mejor opción es financiar el desfase recaudatorio potencial mediante un término “fijo” o “de abono”, expresado en euros/mes. Cabe resaltar que el actual término “de potencia” no es un término “fijo”, ya que el importe facturado por potencia varía con la potencia contratada, e imputar costes al término de potencia distorsiona las decisiones de los consumidores sobre cuánta potencia contratar. En contraste, un término “fijo” o “de abono” no depende de las decisiones de consumo de energía o de potencia de los consumidores de tal modo que no distorsiona sus decisiones siempre que, como se ha comentado, no lleve a los consumidores a desconectarse por completo de la red eléctrica, o a conectarse a un nivel de tensión distinto.

4. Estimación del coste marginal de las RRTT

4.1 Datos

Los datos utilizados en este trabajo provienen fundamentalmente de los ficheros I3DIA incluidos en la base de datos pública de REE denominada Sistema de Información del Operador del Sistema (e-sios, accesible en <https://www.esios.ree.es>).

Los datos utilizados contienen información sobre el coste y volumen de las RRTT (desglosado por tipo de causa en el caso de las restricciones de la fase 1), la demanda programada, los programas de generación por tecnología, intercambios internacionales, y desvíos. El Operador del Sistema utiliza alrededor de 20 tipos para clasificar las reprogramaciones por RRTT. A los fines del análisis, se han agrupado dichos tipos en las 3 causas citadas, además de una categoría residual de Otros.

Dado el horizonte considerado, y que se efectúa una regresión independiente para cada hora del día, se dispone de 365 observaciones para cada una de las 24 horas.

4.2. Estimación del coste marginal *ex post* de las RRTT

En teoría, el coste marginal se podría estimar indicando al Operador del Sistema que, todos los días después de la celebración del mercado diario (*ex post*), determinara no solamente la reprogramación por RRTT necesaria para asegurar el suministro en cada hora, tal como ya hace en la actualidad, sino también la reprogramación contrafactual por RRTT que sería necesaria para asegurar el suministro si la demanda fuera marginalmente menor (p.ej. 1 MWh, 10 MWh, o 100 MWh). El coste marginal se calcularía entonces simplemente como la diferencia entre el coste por RRTT con la demanda real y el coste que habría si la demanda de energía eléctrica hubiese sido menor, dividido por la diferencia en la demanda de energía eléctrica entre ambos escenarios. Sin embargo, como se ha señalado, el problema con este enfoque es que algunas de las decisiones del Operador del Sistema son inevitablemente subjetivas.

Para evitar este problema, el coste marginal se puede estimar *ex post* analizando las decisiones realmente adoptadas por el Operador del Sistema frente a diferentes situaciones de explotación mediante un análisis de los costes por RRTT incurridos en el pasado. Además, dado que el objetivo es identificar el coste marginal asociado a la demanda, basta con analizar la relación entre los costes por RRTT y el nivel de

demanda. Esto se puede hacer con un análisis de regresión donde el coste horario por RRTT (C^{RRTT}) es la variable a explicar y que incluye la demanda horaria (D_h) y otras variables explicativas relevantes correlacionadas con la demanda (X_t) como variables explicativas¹⁰:

$$C_h^{RRTT} = c^{RRTT}(D_h, X_h)$$

Dado que las RRTT vienen determinadas por distintas causas, que no siempre concurren en las mismas horas, se estima una regresión separada para cada causa “j” de RRTT y cada hora h. Las causas consideradas son tres: reserva a subir (RS), gestión de congestiones (GC), y control de tensión (CT). Existen otros costes por RRTT que no se clasifican dentro de estas tres categorías, pero su peso es muy pequeño (<1%) y, en la medida que no guardan relación con la demanda, pueden ignorarse a efectos del presente trabajo.

Como se señaló con anterioridad, la reprogramación de instalaciones por RRTT consta de dos “fases”. En lo que se denomina “fase 1”, el Operador del Sistema efectúa modificaciones en los programas resultantes del mercado diario con el fin de resolver los problemas identificados (fundamentalmente necesidad de reserva a subir, gestión de congestiones en la red, y control de tensión). Normalmente, eso se hace “introduciendo” más centrales en el sistema. Sin embargo, esas reprogramaciones provocan un desbalance entre la generación y la demanda, por lo que, en lo que se denomina “fase 2”, el Operador del Sistema efectúa modificaciones en los programas de otras instalaciones para restablecer el equilibrio entre los programas de generación y de demanda. Esas reprogramaciones de la fase 2 están directamente vinculadas con las reprogramaciones de la fase 1, pero hay dos diferencias sustanciales. En primer lugar, mientras que las reprogramaciones de la fase 1 tienden a suponer un coste para la operación del sistema, las de la fase 2 tienden a producir ingresos. En segundo lugar, mientras que los costes de las reprogramaciones de la fase 1 están directamente ligadas a un problema que causa la necesidad de la reprogramación, no es posible atribuir los ingresos de las reprogramaciones de la fase 2 a problemas concretos. Por lo tanto, estimar los costes marginales de las RRTT simplemente en base a los costes de la fase 1 sobreestimaría los costes marginales. Por ello, una vez calculado el coeficiente de la demanda (es decir, el coste marginal) de cada hora asociado con cada una de las causas de reprogramación de la fase 1, se “extrapola” a la fase 2 teniendo en cuenta el peso relativo de los costes en cada fase.

La Tabla 2 resume, en las columnas [1]-[3], las estimaciones del coste marginal horario ex post (es decir, el coste observado después de la celebración del mercado diario y condicionado a que se produce la reprogramación por RRTT) por reserva a subir (RSI), gestión de congestiones y control de tensión. La columna [4] muestra el valor máximo que tendría el coste marginal por RRTT si en esa hora sólo hubiera reprogramación por RRTT por aquellas causas que tienen asociado un coste marginal positivo. La columna [5] muestra el valor mínimo que tendría el coste marginal por RRTT si en esa hora sólo hubiera reprogramación por RRTT por aquellas causas que tienen asociado un coste marginal negativo. Así, por ejemplo, en la hora 1 el coste marginal por RRTT a aplicar sobre las compras de la hora 1 podría ser de 40,68 €/MWh si la causa de la reprogramación es la reserva a subir (con un coste de 36,57 €/MWh) y por congestiones (con un coste de 4,11 €/MWh), o podría ser un coste negativo de -32,26 €/MWh si la causa de la reprogramación es el control de tensión, de tal modo que el rango de variación del coste marginal en esa hora es de 72,94 €/MWh (columna [6]). El detalle del procedimiento de estimación del coste marginal asociado a cada causa de reprogramación se muestra en el Anexo A.

¹⁰ En esta versión del trabajo solo se han considerado la producción eólica y la producción solar. Debe señalarse que el objetivo del análisis de regresión no es “explicar” los costes de las RRTT, sino simplemente identificar el impacto de la demanda sobre dichos costes. Por ello, sólo es necesario incluir entre las variables explicativas -además de la demanda- aquellas que pudieran estar correlacionadas con la demanda.

Tabla 2: Coste marginal horario ex post por RRTT en función de la causa, y rango total

Hora	Coste marginal horario por...			Coste marginal horario total		
	... Reserva a Subir (RSI)	... Gestión de Congestion	... Control de Tensión	Nivel máximo	Nivel mínimo	Rango de variación
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)
	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]=[4]-[5]
1	36,57	4,11	-32,26	40,68	-32,26	72,94
2	40,78	5,22	-33,21	46,00	-33,21	79,21
3	8,96	5,40	-37,27	14,36	-37,27	51,63
4	18,68	2,24	-41,49	20,91	-41,49	62,40
5	13,52	1,69	-35,85	15,21	-35,85	51,06
6	41,93	0,68	-44,70	42,61	-44,70	87,31
7	65,76	-0,72	-27,85	65,76	-28,57	94,33
8	61,19	1,58	-22,42	62,77	-22,42	85,18
9	49,75	6,46	-18,02	56,21	-18,02	74,23
10	43,18	3,19	-10,78	46,37	-10,78	57,15
11	20,39	-0,33	-5,30	20,39	-5,62	26,01
12	31,81	-1,17	-4,69	31,81	-5,86	37,68
13	37,63	-3,12	-5,60	37,63	-8,72	46,35
14	35,58	-4,50	-5,87	35,58	-10,37	45,95
15	37,14	-5,37	-5,76	37,14	-11,13	48,27
16	25,59	-4,72	-4,80	25,59	-9,52	35,11
17	17,54	-3,45	-4,40	17,54	-7,85	25,40
18	48,93	-3,39	-7,74	48,93	-11,13	60,06
19	48,01	-1,58	-10,11	48,01	-11,69	59,69
20	55,85	5,10	-9,42	60,95	-9,42	70,36
21	76,40	12,53	-11,04	88,93	-11,04	99,98
22	75,32	13,02	-8,26	88,34	-8,26	96,60
23	34,27	8,23	-5,98	42,50	-5,98	48,48
24	31,77	9,32	-6,69	41,09	-6,69	47,78
Media aritmética	39,86	2,10	-16,65	43,14	-17,83	60,97

Fuente: Cálculos propios

Nota: En la columna [4], el “nivel máximo” que puede alcanzar el coste marginal por RRTT se obtiene sumando los valores de costes marginales positivos que aparecen en las columnas [1]-[3]. En la columna [5], el “nivel mínimo” se obtiene sumando los valores de costes marginales negativos de las columnas [1]-[3].

Los resultados de la Tabla 2 indican que:

- En las horas en las que se producen reprogramaciones por reserva a subir insuficiente, el coste marginal horario causado por la demanda es positivo en todas las horas. Este resultado es razonable en la medida en que, dada una configuración del sistema, cuanto mayor es la demanda de electricidad, mayor es la necesidad de reserva de potencia a subir.
- En las horas en las que se producen reprogramaciones por congestiones, el coste marginal horario causado por la demanda es positivo en algunas horas, pero negativo en otras. Este resultado es razonable porque las congestiones son un fenómeno zonal o local en los que un incremento en la demanda puede contribuir tanto a resolver congestiones (cuando, tras el mercado diario, se produce un balance de energía superavitario de carácter zonal) como a agravarlas (cuando el balance es deficitario).
- En las horas en las que hay reprogramaciones por control de tensión, el coste marginal horario causado por la demanda es negativo en todas las horas. Este resultado es razonable porque los

problemas de control de tensión suelen estar asociados a bajos niveles de demanda, por lo que un aumento en la demanda reduce la necesidad de incurrir en costes para el control de tensión.

Dado que no todas las horas tienen restricciones por todas las causas consideradas, el coste marginal por RRTT que se debería aplicar a las compras de energía de los consumidores en cada hora depende de las causas que hubiesen provocado la necesidad de reprogramaciones por RRTT. Así, el coste marginal puede variar de forma significativa *dentro de una misma hora* en función de cuáles fueran las causas de dichas reprogramaciones identificadas por el Operador del Sistema. Por ejemplo, mientras que en la hora 1, el coste marginal de las reprogramaciones puede variar en 72,94 €/MWh (columna [6]), en la hora 21 el rango de variación alcanza casi 100 €/MWh (99,98 €/MWh). Y mientras que en la hora 1, sólo el coste de las reprogramaciones por reserva de potencia insuficiente puede afectar al coste que se imputaría a los consumidores en 36,57 €/MWh (columna [1]), en la hora 21 el impacto de las reprogramaciones por esa única causa es de 76,40 €/MWh, pudiendo exceder fácilmente incluso el nivel del precio del mercado de energía.

Si los costes marginales por RRTT se determinaran *ex post*, después de que los compradores (comercializadores y consumidores directos) hayan presentado sus ofertas de adquisición en el mercado diario, eso significaría que dichos compradores tendrían que presentar sus ofertas sin saber qué costes (o ingresos, si el coste marginal es negativo) por RRTT se imputarán a sus compras en cada hora. Esto no es un inconveniente si los compradores pueden estimar razonablemente dicho coste. Pero si, *como es el caso*, el coste es significativo y los compradores no pueden predecir qué costes o ingresos se les imputarán a sus compras antes de presentar sus ofertas, los compradores pueden encontrarse con que (a) deciden comprar electricidad en el mercado diario y luego el Operador del Sistema determina que las compras deben hacer frente a un recargo de hasta 88,93 €/MWh en concepto de costes de RRTT o (b) deciden no comprar energía en el mercado diario y luego el Operador del Sistema determina que las compras se beneficiarán de un ingreso (o crédito) de hasta -44,70 €/MWh en concepto de costes de RRTT.

Esto puede inducir a la demanda a modificar su programa de compras en el mercado intradiario en un sentido u otro, una vez conocidos los costes por RRTT imputados a cada hora. Alternativamente, para evitar el riesgo de diferencias entre el precio del mercado diario e intradiario, la demanda podría optar por demorar sus compras hasta después del mercado diario, para así comprar su energía en el mercado intradiario conociendo ya si esa compra va a tener un recargo o si se va a beneficiar de un crédito. Sin embargo, en ambos casos, esto significaría que el programa de compras resultante del mercado diario ya no sería confiable, lo cual incrementaría los costes de los servicios de ajuste para los consumidores al necesitar el Operador del Sistema disponer de más reservas.

La solución a este problema es que los costes o ingresos aplicables a cada hora se calculen *ex ante*, lo cual implica establecer un precio regulado que reflejaría el coste marginal esperado en cada hora y con una frecuencia de revisión que podría ser, por ejemplo, anual y coincidente con la de fijación de los peajes y cargos. De este modo, la demanda podría conocer el recargo o ingreso que se aplicaría a las compras de cada hora antes de presentar sus ofertas al mercado diario, y el Operador del Sistema no tendría que incrementar las reprogramaciones y las reservas para hacer frente a la posibilidad de que se produjeran modificaciones significativas en los programas de compras que se producirían si los costes marginales se fijaran *ex post*, después de la celebración del mercado diario, y estos difirieran de los esperados por los compradores.

Cabría quizás pensar que, a pesar de los problemas señalados (distorsiones en los programas de compras en el mercado diario) es preferible fijar el coste de las RRTT *ex post* con el objetivo de que los compradores de energía se enfrenten a un precio de RRTT volátil sobre la base de que ello induciría una demanda de instrumentos de cobertura de riesgo que sería atendida por los generadores. Pero este argumento sólo es válido en lo que se refiere al precio de la energía en el mercado mayorista porque, en dicho mercado, los compradores y los generadores tienen riesgos opuestos y, al celebrar un contrato, esos riesgos se compensan y desaparecen.

En efecto, en el mercado mayorista de energía, si el precio del mercado se incrementa, los compradores experimentan una pérdida (un incremento en sus costes), mientras que los generadores obtienen un beneficio (un incremento en sus márgenes). Esto es, hay un movimiento en sentido contrario, de tal modo que las dos partes pueden acordar un precio fijo que no solo no obliga a ninguna de las partes a asumir un riesgo adicional, sino que anula los riesgos *para ambas partes*.

Sin embargo, esto no ocurre con las RRTT. La razón es que una mayor necesidad de reprogramaciones por RRTT implica un aumento en los costes de los consumidores sin un correspondiente incremento en los márgenes de los generadores que prestan el servicio.¹¹ Por ello, los riesgos de los generadores y de los consumidores en cuanto a las RRTT ya no son simétricos y la única forma de que un generador (comprador) esté dispuesto a cubrir ese riesgo a un comprador (generador) es cobrándole una prima de riesgo, exactamente igual que si el comprador se dirigiera a una empresa de seguros.

En este contexto, es menos costoso para los consumidores “autoasegurar” ese riesgo, porque en ese caso desaparece la prima que cobrarán los generadores o los comercializadores por cubrir el riesgo. Esto es lo que, de facto, ocurre cuando -tal como se propone- el precio por las RRTT es un precio regulado que se fija en base a estimaciones del coste y existe un mecanismo para compensar las desviaciones de recaudación sobre los costes realmente incurridos en periodos posteriores.

4.3. Estimación del coste marginal *ex ante* de las RRTT

El coste marginal *ex ante* de las RRTT (es decir, el coste esperado) se puede aproximar multiplicando el coste marginal *ex post* (estimado en la sección anterior) por la probabilidad de ocurrencia de un coste positivo. De manera simplificada, esa probabilidad se puede asimilar a la frecuencia en las que hay reprogramaciones por cada causa en la hora correspondiente a lo largo de la ventana de observación.¹² Por ejemplo, el coste esperado por CT es igual a:

$$C_h^{ep,CT} = Pr(C_h^{CT} > 0) \cdot c^{CT}(D_h, X_h | C_h^{CT} > 0)$$

El coste marginal total (esperado) es la suma de los tres costes marginales asociados a las tres causas de programación por RRTT.

$$C_h^{ep,RRTT} = C_h^{ep,RS} + C_h^{ep,GC} + C_h^{ep,CT}$$

La Tabla 3 muestra los resultados del coste marginal horario esperado para cada categoría de RRTT (columnas [1] a [3]) y el total (columna [4]), obtenido este último como la suma de los costes marginales esperados asociados a cada causa de reprogramación. El detalle del procedimiento de cálculo del coste marginal horario esperado se muestra en el Anexo A.

¹¹ A diferencia de lo que ocurre en el mercado diario, donde los generadores obtienen el precio marginal resultante del equilibrio (*pay as clear*), los oferentes en RRTT perciben un precio basado en su propia oferta (*pay as bid*). Si los oferentes pudieran presentar ofertas que reflejaran el valor de su energía, el precio se correspondería con el que habría en un mercado *pay as clear*, y un incremento en los costes de los consumidores por RRTT iría también acompañado de un correspondiente incremento en los márgenes de los generadores que prestan ese servicio. Sin embargo, los generadores no pueden ofertar esos precios porque, en el pasado, la CNMC ha incoado expedientes sancionadores cuando ha considerado que los precios ofertados por las instalaciones en RRTT eran excesivos al situarse por encima de sus costes variables (CNMC, 2023). Por ello, mientras los generadores no puedan presentar ofertas que reflejen el valor de su energía (aunque éste sea muy superior a sus costes), los riesgos no serán simétricos y no podrá desarrollarse un mercado de cobertura en el cual generadores y consumidores puedan ambos protegerse frente a riesgos de variaciones en esos costes.

¹² Esto es, se divide el número de horas en las cuales hubo reprogramación por cada causa por el número de horas en el último año.

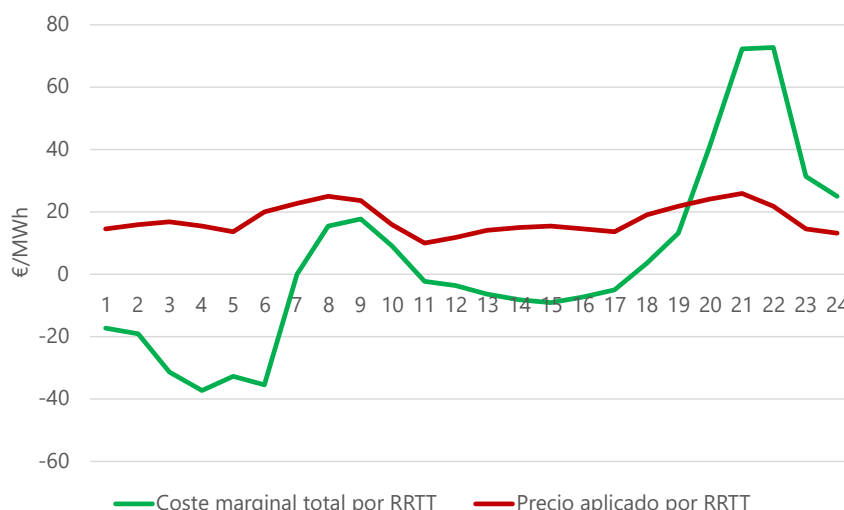
Tabla 3: Coste marginal horario esperado por RRTT en función de la causa, y total

Hora	Coste marginal horario <i>esperado</i> por...			Coste marginal horario esperado total
	... Reserva a Subir (RSI)	... Gestión de Congestion	... Control de Tensión	
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	
	[1]	[2]	[3]	
1	11,45	3,44	-32,26	-17,37
2	9,64	4,39	-33,21	-19,18
3	1,11	4,52	-37,27	-31,64
4	2,10	1,83	-41,49	-37,55
5	1,56	1,39	-35,85	-32,90
6	8,41	0,57	-44,70	-35,72
7	28,54	-0,60	-27,85	0,09
8	36,65	1,34	-22,42	15,57
9	29,25	6,19	-18,02	17,42
10	16,49	3,15	-10,78	8,86
11	3,30	-0,32	-5,30	-2,31
12	2,19	-1,17	-4,69	-3,68
13	2,27	-3,12	-5,60	-6,45
14	1,95	-4,50	-5,87	-8,42
15	2,04	-5,37	-5,76	-9,09
16	2,04	-4,72	-4,80	-7,48
17	2,89	-3,45	-4,40	-4,96
18	14,79	-3,39	-7,74	3,65
19	24,79	-1,58	-9,97	13,25
20	44,96	5,05	-9,29	40,72
21	70,74	12,29	-10,83	72,19
22	68,28	12,73	-8,15	72,86
23	29,28	7,93	-5,95	31,27
24	22,52	9,01	-6,66	24,88
Media aritmética	18,22	1,90	-16,62	3,50

Fuente: Cálculos propios

Adicionalmente, la Figura 2 compara el coste marginal horario con el coste medio horario que efectivamente ha trasladado el Operador del Sistema a la demanda en cada hora del día del periodo analizado. Como puede observarse, en la mayor parte de las horas del día, el Operador del Sistema está cobrando a la demanda un precio por las RRTT sustancialmente mayor que el coste marginal que ésta ocasiona realmente. Sin embargo, a partir de hora 20, el precio que traslada dicho Operador a los consumidores es sustancialmente menor que el coste marginal. Estas señales de precio erróneas distorsionan las decisiones de los consumidores e incrementan la necesidad de reprogramaciones por RRTT y su coste para los consumidores pues, si estos se enfrentaran a señales que reflejaran los costes marginales, consumirían más a lo largo de la noche, reduciendo la necesidad de reprogramaciones por control de tensión, y consumirían menos en las últimas horas del día, reduciendo la necesidad de reprogramaciones por reserva a subir insuficiente. Esto reduciría no solamente lo que los consumidores que modifican sus patrones de consumo deben pagar en concepto de RRTT, sino también el coste del de las RRTT, en beneficio de todos los consumidores.

Figura 2: Comparación del coste medio trasladado por el Operador del Sistema con el coste marginal que realmente induce la demanda



Fuente: Cálculos propios

Finalmente, si no se puede trasladar una señal horaria, los costes marginales estimados se pueden agregar por periodos horarios y por categorías tarifarias. Para minimizar la pérdida de eficiencia que se deriva de la agregación de horas en periodos horarios, éstos se deben definir agrupando aquellas horas que tienen costes marginales parecidos (teniendo en cuenta la suma de todos los costes marginales). No obstante, a efectos ilustrativos, la tabla 4 muestra los precios que resultarían para reflejar el coste marginal esperado por RRTT (por todas las causas) con los actuales periodos tarifarios. El detalle del procedimiento empleado se muestra en el Anexo B.

Tabla 4: Coste marginal esperado por RRTT agrupado por periodos horarios para cada categoría tarifaria (€/MWh)

Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0TD	26,33	8,28	-1,71			
3.0TD	17,42	11,01	14,97	13,40	6,88	-3,68
6.1TD	19,93	12,54	16,46	15,09	7,94	-6,82
6.2TD	21,41	13,66	16,98	16,19	8,57	-7,67
6.3TD	21,87	13,89	17,17	16,14	8,54	-7,23
6.4TD	21,64	13,62	16,14	15,82	8,07	-6,26

Fuente: Cálculos propios

La Tabla 5 muestra, para cada categoría tarifaria, la diferencia porcentual (columna [3]) entre el coste marginal que, en media, ha ocasionado el consumidor medio de cada categoría en los últimos 365 días (columna [1]) y el coste medio que realmente le ha trasladado el Operador del Sistema (columna [2]).

Tabla 5: Comparación entre el coste marginal ocasionado por la demanda en media en el último año y el coste medio imputado por el Operador del Sistema en cada categoría tarifaria

Categoría tarifaria	Precio basado en Coste Marginal	Precio basado en Coste Medio	Error de la señal de precio	
	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(%)
	[1]	[2]	[3]=[2]-[1]	[4]=[3]/[1]
2.0 TD	8,49	17,36	+8,86	104%
3.0 TD	6,11	17,19	+11,07	181%
6.1TD	4,77	17,16	+12,39	260%
6.2TD	4,19	17,40	+13,21	315%
6.3TD	3,45	17,53	+14,08	408%
6.4TD	3,53	17,88	+14,35	406%

Fuente: Cálculos propios

Como puede observarse, mientras que, por ejemplo, en el periodo analizado el importe que se ha imputado a los consumidores de la tarifa 6.4TD en concepto de costes de RRTT ha ascendido a 17,88 €/MWh, los costes por RRTT que realmente han provocado ha sido de 3,53 €/MWh. En el caso de los consumidores de la tarifa 2.0TD el error en la señal de precios es menor, porque estos consumidores consumen proporcionalmente más en las horas en las cuales la demanda provoca mayores costes de RRTT y proporcionalmente menos en las horas en las cuales la demanda agregada es baja y el coste marginal por RRTT es negativo (porque la demanda es baja).

La gran diferencia que se observa entre la señal actual (basada en costes medios) y la señal correcta (basada en costes marginales), junto con el hecho de que mejorar las señales de precio induciría cambios en el comportamiento de los consumidores que reducirían la necesidad de reprogramaciones por RRTT, reduciendo con ello el coste de las RRTT para todos los consumidores, significa que es urgente acometer una reforma del método de imputación de los costes de RRTT. En particular, antes de que se negocien o renueven los contratos para el suministro de 2027.¹³

5. Financiación del coste total de las RRTT

Tal como se ha mostrado en la sección anterior, el coste marginal asociado a las RRTT es, en promedio, muy inferior al coste medio. Ello implica que, si los precios aplicados a los consumidores se fijaran exactamente iguales a los costes marginales, las señales de precio serían correctas, pero afloraría un déficit recaudatorio. Ese déficit recaudatorio potencial no estaría provocado por decisiones de los consumidores, ni estaría asociado a actuaciones concretas del Operador del Sistema, sino que simplemente se derivaría de que la recaudación que se obtendría con precios iguales a costes marginales arrojaría una recaudación que no cubre todos los costes en los que debe incurrir el Operador del Sistema para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.

Como se explicó en la Sección 3.2, la teoría económica indica que, para minimizar la pérdida de bienestar social, el desfase recaudatorio potencial se debe aplicar de modo que se minimice la distorsión sobre las decisiones de los consumidores, comparando con una situación en la cual éstos solamente se enfrentan a señales que reflejan el coste marginal. En el caso de los consumidores de electricidad, con frecuencia se interpreta que esto significa que los costes asimilables al déficit recaudatorio potencial se deben

¹³ La distorsión en la señal de precio también perjudica la electrificación y la descarbonización de la economía. Podría quizás parecer que reducir el precio “por MWh” de la electricidad (tal como ocurriría si se reflejara el coste marginal en lugar del medio) podría inducir un mayor consumo de energía, lo cual sería contrario al objetivo de ahorro energético. Sin embargo, al aplicar un precio a la electricidad mayor que el coste marginal real lo que se hace no es incentivar el ahorro energético sino incentivar el consumo de otras fuentes de energía (distintas de la electricidad), a pesar de que su consumo conlleva más emisiones.

imputar preferentemente sobre el término de potencia de las facturas de los consumidores (aplicando la metodología de precios Ramsey o alguna variante). Sin embargo, como también se ha explicado, las facturas actuales de los consumidores no solo incluyen un término de potencia y un término de energía (ambos variables), sino también un término fijo por consumidor (o término “de abono”) que actualmente se utiliza para trasladar al consumidor los costes de financiación del bono social correspondientes al pago que debe realizar el comercializador, que en la actualidad asciende a casi la mitad del coste total del bono.¹⁴ Al contrario de lo que ocurre con la facturación por energía o por potencia, el término de abono es un coste fijo cuyo importe los consumidores no pueden reducir modificando su comportamiento. Por ello, imputar costes al término de abono no altera las decisiones de los consumidores siempre y cuando el importe no sea tan elevado que acabe induciendo a algunos consumidores a desconectarse del sistema eléctrico o, si el término de abono aplicado es distinto por niveles de tensión, a conectarse a un nivel de tensión distinto. Cualquier reparto de los costes del déficit recaudatorio potencial que no induzca a los consumidores a desconectarse o a cambiarse de nivel de tensión es igual de eficiente.

La Tabla 6 muestra, con fines ilustrativos, tres opciones de diseño del término de abono (en €/mes) que permitirían cubrir el déficit recaudatorio potencial que afloraría en la recaudación de los costes por RRTT si los consumidores sólo pagaran el coste marginal en el precio por MWh. Las opciones son las siguientes:

- Opción A: Imputación igual para todos los consumidores. En este caso, el coste del déficit recaudatorio potencial se divide por 12 meses y por el número de consumidores, aflorando un término idéntico para todos los consumidores, con independencia de su categoría tarifaria. Este reparto se justificaría en base a que los costes que no se recuperan con precios iguales a costes marginales son costes en los cuales el sistema debe incurrir para asegurar la estabilidad del sistema, y que todos los consumidores disfrutaran del mismo nivel de estabilidad por igual.
- Opción B: Imputación siguiendo la metodología utilizada para el reparto de los cargos. En este caso, el coste del déficit recaudatorio potencial se divide por 12 meses y se reparte entre los consumidores siguiendo la metodología utilizada por el Ministerio para el reparto de los cargos.¹⁵ No obstante, al contrario de lo que hace el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con los cargos, en este caso el coste del potencial déficit recaudatorio se imputa íntegramente al término fijo de abono.
- Opción C: Imputación al término de abono preservando la factura del consumidor medio. En este caso, el coste del déficit recaudatorio potencial se divide por 12 meses y se reparte entre los consumidores de forma que se mantenga inalterada la factura del consumidor medio de cada categoría tarifaria.

Tabla 6: Términos de abono resultantes de la imputación del déficit recaudatorio potencial bajo cada opción

Categoría tarifaria	Opción A	Opción B	Opción C
	€/mes	€/mes	€/mes
2.0TD	7,94	4,78	2,21
3.0TD	7,94	56	45
6.1TD	7,94	372	622
6.2TD	7,94	1.550	6.410

¹⁴ La parte que cubren los operadores de red ya se incluye en el coste de la retribución regulada, de modo que los consumidores lo pagan a través de los peajes. En el caso de los costes de financiación del bono imputados a los generadores, estos ya lo incorporan como un coste más en sus ofertas al mercado.

¹⁵ Se trata unos coeficientes de reparto por grupos tarifarios y periodos horarios que figuran en la metodología de cargos y que, según la Memoria de la misma metodología, “persigue una aproximación de reparto de costes por precios Ramsey de manera que estos coeficientes representarían la elasticidad de la demanda al precio relativo de dicho segmento tarifario, y periodo horario, en su caso”.

6.3TD	7,94	3.186	18.906
6.4TD	7,94	1.210	15.579

Fuente: Cálculos propios

Como se ha señalado, todas estas opciones de reparto (así como cualquier reparto que no dé lugar a un término de abono tal que acabe provocando desconexiones o cambios de nivel de tensión) son igual de eficientes. Sin embargo, tienen impactos distintos sobre los consumidores. Para poder valorarlo, la tabla 7 muestra los impactos que tendría el cambio de metodología de traslación de los costes de las RRTT sobre el consumidor medio en cada categoría tarifaria y bajo cada una de las opciones de reparto analizadas. Los impactos son el resultado conjunto de fijar los términos de energía (en €/MWh) de modo que reflejen el coste marginal y los términos de abono de acuerdo con las opciones de reparto ya comentadas. Dicho esto, cabe señalar que estas estimaciones del término de abono están sesgadas al alza en la medida en que no tienen en cuenta que, al reflejar el coste marginal en las señales de precio, ello modificaría el perfil de demanda y reduciría el coste de las reprogramaciones por RRTT. Adicionalmente, los impactos se muestran de dos formas distintas:

- El impacto sobre el coste de las RRTT indica cuál es el incremento o decremento en los costes por RRTT soportados por cada categoría de consumidor, en términos porcentuales con respecto a los costes soportados por esos mismos consumidores con la actual metodología.
- El impacto sobre la factura indica cuál es el incremento o decremento en los costes por RRTT soportados por cada categoría de consumidor, en euros por mes, con respecto a los costes soportados por esos mismos consumidores con la actual metodología.

Tabla 7: Impacto del cambio metodológico en la traslación del coste de las RRTT sobre los consumidores medios de cada categoría tarifaria

Categoría tarifaria	Impacto sobre el coste de las RRTT			Impacto sobre la factura		
	(%)			(€/mes)		
	Opción A	Opción B	Opción C	Opción A	Opción B	Opción C
2.0TD	132%	59%	0%	5,73	2,56	0,00
3.0TD	-53%	16%	0%	-37	11	0
6.1TD	-71%	-29%	0%	-614	-250	0
6.2TD	-76%	-58%	0%	-6.402	-4.860	0
6.3TD	-80%	-67%	0%	-18.898	-15.720	0
6.4TD	-80%	-74%	0%	-15.571	-14.369	0

Fuente: Cálculos propios

Nota: Un valor positivo representa un incremento de la factura y uno negativo representa una reducción de la factura.

El hecho de que la reforma del método de imputación de los costes por RRTT incremente las facturas eléctricas de algunos consumidores puede suscitar rechazo. No obstante, este análisis de impactos refleja que hay consumidores que históricamente han estado obligados a pagar más costes que los que les corresponden. Los impactos estimados reflejan lo que han estado pagando de más o de menos y, simplemente, son el resultado de corregir esas discriminaciones.

Podría también parecer que la imputación de costes a un término fijo de abono tendría efectos redistributivos indeseados, ya que podría afectar negativamente a los consumidores vulnerables, en la medida en que tienen un menor consumo.¹⁶ Cabe señalar que los impactos sobre los consumidores vulnerables se ven mitigados por el hecho de que estos tienen un descuento porcentual sobre toda su

¹⁶ En realidad, los microdatos de la Encuesta de Presupuestos Familiares muestran que prácticamente la mitad de los consumidores vulnerables tienen un consumo *mayor* que el consumidor medio de la categoría 2.0TD. Esto ocurre porque los consumidores de menor renta suelen consumir sólo electricidad, mientras que los de mayor renta tienden a usar con mayor frecuencia otras fuentes de energía y tienden a tener viviendas y equipamientos más eficientes.

factura a través del bono social, de tal modo que cualquier eventual impacto quedaría diluido por la aplicación del descuento. En cualquier caso, nada impide que, si se desea, el mencionado bono social incluya no solamente un descuento porcentual, sino que los consumidores vulnerables queden exentos de tener que pagar costes no marginales tales como aquéllos relacionados con las RRTT y, lógicamente también, los costes de financiación del bono social.

Por último, desde el punto de vista de la gestión material de los ingresos procedentes de este nuevo precio regulado por RRTT que aplicaría el Operador del Sistema en sustitución de la aplicación del coste medio, el procedimiento no diferiría sustancialmente del seguido en el caso de los peajes. La CNMC tendría, primero, que aprobar la metodología para dar transparencia al procedimiento. Como también ocurre con los peajes (o los cargos), se requiere una separación de caja, de modo que los desfases (déficits o excesos) de la recaudación de un año que soporte el Operador del Sistema se puedan compensar en el término de abono del año siguiente. De ese modo, con carácter anual, la CNMC procedería a calcular y publicar antes del comienzo del nuevo año natural los dos componentes del precio regulado. El término de energía (que refleja el coste marginal horario) sería el mismo para todos los niveles de tensión, excepto por el ajuste por pérdidas o por diferencias en la agrupación de horas en periodos horarios (si las señales de coste marginal se agrupan por periodos horarios), mientras que el término fijo por abono podría ser el mismo o distinto por nivel de tensión. Ambos términos se deberían fijar teniendo en cuenta la previsión actualizada de costes y la imputación del descuadre del año previo (el descuadre formaría parte del desfase recaudatorio potencial e iría también al término de abono para evitar distorsionar la señal de coste marginal).

6. Conclusiones

La imputación de los costes de las restricciones técnicas no es una cuestión secundaria de liquidación, sino que determina la señal que reciben millones de decisiones de consumo y puede aumentar o reducir las necesidades operativas que pretende financiar. Sin embargo, el reparto actual de los costes de RRTT refleja el coste medio y no el coste marginal.

La evidencia presentada en este trabajo muestra que:

- Los costes marginales de las RRTT tienen un nivel y una estructura temporal radicalmente distintos de los costes medios y pueden ser negativos. Bajo el supuesto de continuidad en la activación, respaldado por el análisis de las reprogramaciones de menor volumen, la estimación de referencia es de 3,50 €/MWh para un perfil plano, frente a un coste medio neto de 17,33 €/MWh. Por ello, debería revisarse de forma prioritaria el actual sistema de recuperación de los costes de RRTT.
- Determinar el precio marginal de las RRTT ex post (es decir, después de la presentación de ofertas al mercado diario) introduciría una nueva señal potencialmente elevada. La respuesta de los compradores flexibles podría aumentar la incertidumbre operativa y las necesidades de reserva o ajuste. Por ello, el cargo por energía asociado a las RRTT debe determinarse ex ante y aplicarse como un precio regulado.
- Dado que el coste marginal de las RRTT es muy inferior al coste medio, fijar un precio regulado donde el término de energía es igual al coste marginal daría lugar a un déficit recaudatorio. Asegurar la suficiencia de manera que se minimicen las distorsiones requiere recuperar ese déficit recaudatorio potencial por medio de un término fijo de abono (en €/mes).

Por lo tanto, el análisis realizado apunta a que el coste de las RRTT se debe recuperar mediante un precio regulado con dos términos: un término por energía fijado ex ante igual al coste marginal, y un término fijo de abono para recuperar el desfase recaudatorio potencial.

Referencias

- CNMC (2023).** Resolución del procedimiento sancionador incoado a Naturgy Generación, S.L. por la realización de ofertas a precios excesivos al mercado de restricciones técnicas para la manipulación del precio de los servicios de ajuste. Expediente SNC/DE/019/22.
- CNMC (2025).** Resolución de 12 de junio de 2025 y nota de prensa sobre la revisión del servicio de control de tensión. Expediente DCOOR/DE/005/24.
- CNMC (2026a).** Resolución de 30 de junio de 2026 por la que se modifican los procedimientos de operación 7.4 y 14.4, BOE-A-2026-15127, 10 de julio de 2026.
- CNMC (2026b).** La CNMC aprueba modificar dos procedimientos de operación para incentivar que las renovables participen en el control de tensión, Nota de Prensa, 10 de julio de 2026.
- Coase, R. H. (1946).** The Marginal Cost Controversy, *Economica*, 13(51), 169–182.
- Diamond, P. A. y J. A. Mirrlees (1971a).** Optimal Taxation and Public Production I: Production Efficiency. *American Economic Review*, 61(1), 8–27.
- Diamond, P. A. y J. A. Mirrlees (1971b).** Optimal Taxation and Public Production II: Tax Rules. *American Economic Review*, 61(3), 261–278.
- Eicke, A. y T. Schittekatte (2022).** Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate, *Energy Policy*, 170, 113220.
- Hayek, F.A. (1945).** The Use of Knowledge in Society, *American Economic Review*, 35(4), 519-530.
- Ramsey, F. P. (1927).** A Contribution to the Theory of Taxation, *The Economic Journal*, 37(145), 47–61.
- Weibelzahl, M. (2017).** Nodal, zonal, or uniform electricity pricing: how to deal with network congestion, *Frontiers in Energy*, 11, 210–232.

Anexo A. Estimación del coste marginal horario de los componentes de las restricciones técnicas

Para estimar el coste marginal, se ha ejecutado una regresión econométrica para cada uno de los tres componentes de las *restricciones técnicas* (costes por *control de tensión*, costes por *reserva a subir insuficiente* y costes por *congestiones*) y para cada una de las 24 horas del día, incluyendo la demanda entre las variables explicativas.

En total, se han ejecutado 72 regresiones que responden a la siguiente expresión:

$$C_{ht}^i = f^i(D_{ht}, \dots) = \alpha_h^i + \beta_{hD}^i \times D_{ht} + \dots + \varepsilon_{ht}$$

donde:

- El superíndice “i” se refiere al componente de las *restricciones técnicas*
- El subíndice “h” se refiere a la hora del día (h= 1, 2, ..., 24)
- El subíndice “t” se refiere a cada uno de los días incluidos en la base de datos utilizada para las estimaciones (últimos 365 días disponibles)
- C_{ht}^i : se refiere al coste del componente “i” (control de tensión, reserva a subir insuficiente, o congestiones) en la hora “h” del día “t”, medida en euros
- β_{hD}^i : se refiere al coeficiente que describe la relación entre la demanda de electricidad y el coste del componente “i” en la hora “h”, medida en euros por MWh
- D_{ht} : se refiere a la demanda de electricidad en la hora “h” del día “t”, medida en MWh
- ε_{ht} : se refiere al error de estimación en la hora “h” del día “t”, medida en euros

Además de la demanda, se incluyen otras variables explicativas en la regresión (tales como, por ejemplo, la producción solar) cuya omisión pudiera sesgar el coeficiente estimado en el caso de estar correlacionadas con la demanda.¹⁷

La regresión utiliza una aproximación lineal a la función de costes, de tal modo que el coeficiente β_{hD}^i que arroja la regresión es, directamente, la estimación del coste marginal, es decir, el impacto que un incremento de la demanda de 1 MWh tiene sobre el coste del componente “i” de las *restricciones técnicas* en la hora “h”:

$$CMg_h^i = \frac{\Delta C_h^i}{\Delta D_h^i} = \beta_{hD}^i$$

Las regresiones se han llevado a cabo con datos horarios, ya que la programación por RRTT en un momento dado busca asegurar el suministro en ese momento. Y, con el fin de asegurar que los resultados de la regresión son representativos de cómo se está operando el sistema en la actualidad, la regresión cubre los últimos 365 días. En cada regresión, y para evitar distorsionar los resultados, sólo se consideran las horas en las cuales el componente de costes objeto de análisis es distinto de cero.

La regresión se aplica sólo a los costes de la fase 1 de las RRTT después del mercado diario y a las restricciones en tiempo real, distinguiendo entre costes de (a) reserva a subir insuficiente, (b) solución de congestiones y (c) control de tensión. Se analizan esas tres categorías de costes de RRTT al considerar que la demanda tiene un impacto distinto en cada una de ellas.

Los ingresos de la fase 2 que obtiene el Operador del Sistema, y que afloran como resultado del reequilibrio entre oferta y demanda, reducen el coste marginal de esos tres componentes de las RRTT en

¹⁷ La inclusión de otras variables no tiene un impacto significativo sobre el coeficiente estimado para la demanda. Por tanto, su exclusión no provoca problemas de especificación derivados de una posible endogeneidad.

casi una cuarta parte (un -24,21% en los últimos 12 meses). Los datos publicados por el OS no indican a cuál de los tres componentes de las RRTT se corresponden esos ingresos, aunque, dado que el OS debe mantener el equilibrio entre generación y demanda, la energía reprogramada en la fase 2 se corresponde necesariamente con la reprogramada en la fase 1. Por ello, los ingresos de la fase 2 se asignan a las reprogramaciones de la fase 1 en base al peso de cada causa dentro del coste total de las reprogramaciones de la fase 1. Por ello, para estimar el impacto marginal de la demanda sobre los costes por RRTT, el coeficiente obtenido de la regresión basada en los costes de la fase 1 se minora multiplicándolo por la ratio que se obtiene dividiendo (a) los costes de la fase 1 netos de los ingresos de la fase 2 entre (b) los costes de la fase 1.

El procedimiento para estimar el coste marginal horario esperado es el siguiente:

- **Paso 1:** Estimar el coste marginal horario *bruto* de cada hora h del día y para cada motivo de reprogramación i de las RRTT mediante un análisis de regresión considerando únicamente los costes de la fase 1 (incluidos los de restricciones en tiempo real):

$$CMg_h^{i(fase\ 1)} = \beta_{hD}^i$$

- **Paso 2:** Calcular, para cada hora h del día, la ratio entre (a) los costes de la fase 1 netos de los ingresos de la fase 2 y (b) los costes de la fase 1:

$$Ratio\ de\ Ajuste\ en\ la\ hora\ h = \frac{\sum_{t=1}^{365} (Coste\ Neto\ Fases\ 1\ y\ 2)_{h,t}}{\sum_{t=1}^{365} (Costes\ Fase\ 1)_{h,t}}$$

- **Paso 3:** Calcular el coste marginal horario *neto* multiplicando el coste marginal horario bruto de cada hora h por la ratio de ajuste calculada en el paso 2:

$$CMg_h^{i(fase\ 1\ y\ 2)} = CMg_h^{i(fase\ 1)} \cdot \frac{\sum_{t=1}^{365} (Coste\ Neto\ Fases\ 1\ y\ 2)_{h,t}}{\sum_{t=1}^{365} (Costes\ Fase\ 1)_{h,t}}$$

- **Paso 4:** Calcular la probabilidad de ocurrencia de cada motivo de reprogramación i (es decir, la probabilidad de que, en cada hora h , haya RSI, congestiones, o control de tensión):

$$prob(i > 0\ en\ hora\ h) = \frac{Número\ de\ veces\ i > 0\ en\ hora\ h}{365}$$

- **Paso 5:** Calcular el coste marginal *neto esperado* de cada hora h del día y para cada motivo de reprogramación i de las RRTT multiplicando el coste marginal horario total por la probabilidad de ocurrencia:

$$E(CMg_h^{i(fase\ 1\ y\ 2)}) = CMg_h^{i(fase\ 1\ y\ 2)} \cdot prob(i > 0\ en\ hora\ h)$$

Por tanto:

$$E(CMg_h^{i(fase\ 1\ y\ 2)}) = \beta_{hD}^i \cdot \frac{\sum_{t=1}^{365} (Coste\ Neto\ Fases\ 1\ y\ 2)_{h,t}}{\sum_{t=1}^{365} (Costes\ Fase\ 1)_{h,t}} \cdot \frac{Número\ de\ veces\ i > 0\ en\ hora\ h}{365}$$

La tabla siguiente muestra el cálculo del coste marginal horario esperado asociado a las reprogramaciones por *reserva a subir* (RSI). La columna [1] muestra el coeficiente asociado a la demanda en la regresión. La columna [2] muestra la ratio entre los costes de la fase 1 netos de los ingresos de la fase 2 y (b) los costes de la fase 1. La columna [3] muestra el coste marginal horario neto. La columna [4] muestra la probabilidad de ocurrencia de cada motivo de reprogramación. La columna [5] muestra el coste marginal horario neto esperado.

Tal como se observa, el coste marginal horario estimado por *reserva a subir* asociado con la demanda es positivo en todas las horas. En promedio, un incremento de 1 MWh en la demanda de electricidad

incrementa el coste asociado a las reprogramaciones por RSI en 18,22 €. Dicho de otro modo, una demanda que consume en base incrementa los costes por RSI en 18,22 €/MWh.

Tabla A.1: Cálculo del coste marginal horario por reprogramaciones por reserva a subir

Hora	Coste Marginal Horario (Parcial Fase 1)	Ratio Costes Fases 1+2 vs Fase 1	Coste Marginal Horario (Fases 1 y 2)	Probabilidad de Ocurrencia de RSI	Coste Marginal Horario Neto Esperado
	(€/MWh)	(#)	(€/MWh)	(%)	(€/MWh)
	[1]	[2]	[3]=[1]×[2]	[4]	[5]=[3]×[4]
1	52,31	0,6992	36,57	31,3%	11,45
2	54,71	0,7454	40,78	23,6%	9,64
3	11,70	0,7654	8,96	12,4%	1,11
4	26,93	0,6935	18,68	11,3%	2,10
5	22,25	0,6077	13,52	11,5%	1,56
6	47,13	0,8897	41,93	20,1%	8,41
7	66,96	0,9820	65,76	43,4%	28,54
8	61,50	0,9949	61,19	59,9%	36,65
9	52,22	0,9527	49,75	58,8%	29,25
10	56,06	0,7703	43,18	38,2%	16,49
11	39,26	0,5193	20,39	16,2%	3,30
12	51,07	0,6229	31,81	6,9%	2,19
13	52,14	0,7217	37,63	6,0%	2,27
14	45,95	0,7743	35,58	5,5%	1,95
15	46,57	0,7976	37,14	5,5%	2,04
16	34,67	0,7382	25,59	8,0%	2,04
17	26,21	0,6695	17,54	16,5%	2,89
18	53,49	0,9146	48,93	30,2%	14,79
19	48,46	0,9907	48,01	51,6%	24,79
20	55,86	0,9999	55,85	80,5%	44,96
21	78,92	0,9681	76,40	92,6%	70,74
22	89,43	0,8422	75,32	90,7%	68,28
23	55,41	0,6186	34,27	85,4%	29,28
24	50,21	0,6327	31,77	70,9%	22,52
Media aritmética	49,14		39,86		18,22

Fuente: Cálculos propios

La tabla siguiente muestra el cálculo del coste marginal horario esperado asociado a las reprogramaciones para la solución de *congestiones*. La columna [1] muestra el coeficiente asociado a la demanda en la regresión. La columna [2] muestra la ratio entre los costes de la fase 1 netos de los ingresos de la fase 2 y (b) los costes de la fase 1. La columna [3] muestra el coste marginal horario neto. La columna [4] muestra la probabilidad de ocurrencia de cada motivo de reprogramación. La columna [5] muestra el coste marginal horario neto esperado.

En este caso, el coste marginal horario estimado es positivo en algunas horas y negativo en otras. En promedio, un incremento de 1 MWh en la demanda de electricidad incrementa el coste asociado a las reprogramaciones por congestiones en 1,90 €. Dicho de otro modo, una demanda que consume en base incrementa los costes por congestiones en 1,90 €/MWh.

Tabla A.2: Coste marginal horario esperado por reprogramaciones por congestiones

Hora	Coste Marginal Horario (Parcial Fase 1)	Ratio Costes Fases 1+2 vs Fase 1	Coste Marginal Horario (Fases 1 y 2)	Probabilidad de Ocurrencia de Congestion	Coste Marginal Horario Neto Esperado
	(€/MWh)	(#)	(€/MWh)	(%)	(€/MWh)
	[1]	[2]	[3]=[1]×[2]	[4]	[5]=[3]×[4]
1	5,87	0,6992	4,11	83,8%	3,44
2	7,01	0,7454	5,22	84,1%	4,39
3	7,05	0,7654	5,40	83,8%	4,52
4	3,22	0,6935	2,24	81,9%	1,83
5	2,78	0,6077	1,69	82,1%	1,39
6	0,77	0,8897	0,68	83,0%	0,57
7	-0,73	0,9820	-0,72	83,8%	-0,60
8	1,59	0,9949	1,58	85,2%	1,34
9	6,78	0,9527	6,46	95,9%	6,19
10	4,14	0,7703	3,19	98,9%	3,15
11	-0,63	0,5193	-0,33	99,2%	-0,32
12	-1,88	0,6229	-1,17	100,0%	-1,17
13	-4,33	0,7217	-3,12	100,0%	-3,12
14	-5,81	0,7743	-4,50	100,0%	-4,50
15	-6,74	0,7976	-5,37	100,0%	-5,37
16	-6,39	0,7382	-4,72	100,0%	-4,72
17	-5,16	0,6695	-3,45	100,0%	-3,45
18	-3,71	0,9146	-3,39	100,0%	-3,39
19	-1,59	0,9907	-1,58	100,0%	-1,58
20	5,10	0,9999	5,10	99,2%	5,05
21	12,94	0,9681	12,53	98,1%	12,29
22	15,46	0,8422	13,02	97,8%	12,73
23	13,30	0,6186	8,23	96,4%	7,93
24	14,73	0,6327	9,32	96,7%	9,01
Media aritmética	2,66		2,10		1,90

Fuente: Cálculos propios

La tabla siguiente muestra el cálculo del coste marginal horario esperado asociado a las reprogramaciones por control de tensión. La columna [1] muestra el coeficiente asociado a la demanda en la regresión. La columna [2] muestra la ratio entre los costes de la fase 1 netos de los ingresos de la fase 2 y (b) los costes de la fase 1. La columna [3] muestra el coste marginal horario neto. La columna [4] muestra la probabilidad de ocurrencia de cada motivo de reprogramación. La columna [5] muestra el coste marginal horario neto esperado.

En este caso, el coste marginal horario estimado es negativo en todas las horas. En promedio, un incremento de 1 MWh en la demanda de electricidad reduce el coste asociado a las reprogramaciones por control de tensión en -16,62 €. Dicho de otro modo, una demanda que consume en base reduce los costes por control de tensión en 16,62 €/MWh.

Tabla A.3: Coste marginal horario esperado por reprogramaciones por control de tensión

Hora	Coste Marginal Horario (Parcial Fase 1)	Ratio Costes Fases 1+2 vs Fase 1	Coste Marginal Horario (Fases 1 y 2)	Probabilidad de Ocurrencia de Control de Tensión	Coste Marginal Horario Neto Esperado
	(€/MWh)	(#)	(€/MWh)	(%)	(€/MWh)
	[1]	[2]	[3]=[1]×[2]	[4]	[5]=[3]×[4]
1	-46,14	0,6992	-32,26	100,0%	-32,26
2	-44,55	0,7454	-33,21	100,0%	-33,21
3	-48,69	0,7654	-37,27	100,0%	-37,27
4	-59,82	0,6935	-41,49	100,0%	-41,49
5	-58,99	0,6077	-35,85	100,0%	-35,85
6	-50,24	0,8897	-44,70	100,0%	-44,70
7	-28,36	0,9820	-27,85	100,0%	-27,85
8	-22,54	0,9949	-22,42	100,0%	-22,42
9	-18,91	0,9527	-18,02	100,0%	-18,02
10	-13,99	0,7703	-10,78	100,0%	-10,78
11	-10,20	0,5193	-5,30	100,0%	-5,30
12	-7,53	0,6229	-4,69	100,0%	-4,69
13	-7,76	0,7217	-5,60	100,0%	-5,60
14	-7,58	0,7743	-5,87	100,0%	-5,87
15	-7,22	0,7976	-5,76	100,0%	-5,76
16	-6,51	0,7382	-4,80	100,0%	-4,80
17	-6,57	0,6695	-4,40	100,0%	-4,40
18	-8,47	0,9146	-7,74	100,0%	-7,74
19	-10,20	0,9907	-10,11	98,6%	-9,97
20	-9,42	0,9999	-9,42	98,6%	-9,29
21	-11,41	0,9681	-11,04	98,1%	-10,83
22	-9,81	0,8422	-8,26	98,6%	-8,15
23	-9,67	0,6186	-5,98	99,5%	-5,95
24	-10,58	0,6327	-6,69	99,5%	-6,66
Media aritmética	-21,46		-16,65		-16,62

Fuente: Cálculos propios

Anexo B. Estimación del coste marginal esperado de las restricciones técnicas por periodos y categorías tarifarias

El procedimiento para calcular el coste marginal total esperado agregado por periodos horarios y por categoría tarifaria es el siguiente:

- **Paso 1:** se suman los costes marginales netos esperados en la hora h del día obtenidos en el Anexo A para los tres motivos de reprogramación de las RRTT:

$$E \left(CMg_h^{TOTAL (fase 1 y 2)} \right) = \sum_{i=1}^3 \left\{ E \left(CMg_h^{i (fase 1 y 2)} \right) \right\}$$

siendo $h=1, 2, \dots, 24$ y siendo i el índice que se refiere al motivo de reprogramación

- **Paso 2:** se calcula el coeficiente de ponderación (CP) de la hora h en el periodo P para los consumidores de la tarifa T como la ratio que resulta de dividir la demanda de los consumidores acogidos a la tarifa T en la hora h del periodo P entre la demanda de dichos consumidores en el conjunto de horas incluidas en el periodo P utilizando la información de los t días disponibles (365 días):

$$CP \text{ de la hora } h \text{ en el periodo } P \text{ para la tarifa } T = \frac{\sum_{t=1}^{365} D_{Tarifa T, h}^t}{\sum_{t=1}^{365} \sum_{h \in P} D_{Tarifa T, h}^t}$$

siendo $h=1, 2, \dots, 24$; $T=2.0TD, 3.0TD, 6.1TD, 6.2TD, 6.3TD$ y $6.4TD$; $P=P1, P2$ y $P3$ (si $T=2.0TD$) y $P= P1, P2, P3, P4, P5$ y $P6$ (si $T=3.0TD, 6.1TD, 6.2TD, 6.3TD$ y $6.4TD$); y t = índice que se refiere a los 365 días de datos disponibles.

- **Paso 3:** se calcula el coste marginal medio ponderado para cada categoría tarifaria T , agregando los valores de los costes marginales horarios de las horas incluidas en cada periodo P :

$$E \left(CMg_{Tarifa T, periodo P}^{TOTAL (fase 1 y 2)} \right) = \sum_{h \in P} \left\{ E \left(CMg_h^{TOTAL (fase 1 y 2)} \right) \cdot \frac{\sum_{t=1}^{365} D_{Tarifa T, h}^t}{\sum_{t=1}^{365} \sum_{h \in P} D_{Tarifa T, h}^t} \right\}$$

siendo $h=1, 2, \dots, 24$; $T=2.0TD, 3.0TD, 6.1TD, 6.2TD, 6.3TD$ y $6.4TD$; $P=P1, P2$ y $P3$ (si $T=2.0TD$) y $P= P1, P2, P3, P4, P5$ y $P6$ (si $T=3.0TD, 6.1TD, 6.2TD, 6.3TD$ y $6.4TD$); y t = índice que se refiere a los 365 días de datos disponibles.

Por otra parte, el coste marginal esperado por RRTT (por el conjunto de causas) agregado considerando un único periodo horario y para cada categoría tarifaria (que representa el coste marginal para cada categoría de consumidor en media en el último año):

$$E \left(CMg_{Tarifa T}^{TOTAL (fase 1 y 2)} \right) = \sum_{h=1}^{24} \left\{ E \left(CMg_h^{TOTAL (fase 1 y 2)} \right) \cdot \frac{\sum_{t=1}^{365} D_{Tarifa T, h}^t}{\sum_{t=1}^{365} \sum_{h=1}^{24} D_{Tarifa T, h}^t} \right\}$$

siendo $h=1, 2, \dots, 24$; $T=2.0TD, 3.0TD, 6.1TD, 6.2TD, 6.3TD$ y $6.4TD$; y t = índice que se refiere a los 365 días de datos disponibles.