



El coste de la Operación Reforzada y su impacto en el consumidor final

Generando debate en el sector energético

Febrero 2026



1. Resumen ejecutivo

- En los últimos años, **el crecimiento sostenido de la oferta de generación eléctrica**, impulsado por la entrada de nueva capacidad instalada de tecnologías renovables, **no ha estado acompañado por un incremento proporcional en la demanda**. Ante esta situación, se ha incrementado la necesidad de contar con **tecnologías de generación síncronas de respaldo** que gestionen su intermitencia y garanticen la viabilidad técnica del sistema. En este contexto, los servicios de ajuste y en concreto, **las restricciones técnicas, son una herramienta clave para mantener la seguridad, calidad y fiabilidad del suministro eléctrico español**.
- Las restricciones técnicas son el mecanismo empleado por el Operador del Sistema para resolver situaciones en las que **el resultado de la casación en el mercado diario, que está basado en criterio económico, no garantiza la seguridad o fiabilidad del sistema**. Las tecnologías síncronas, como ciclos combinados, hidráulica o nuclear, aportan firmeza y dan estabilidad a la red eléctrica, en particular en momentos de baja demanda y exceso de producción de energía renovables.
- Tras el apagón del 28 de abril de 2025, bajo la denominada Operación Reforzada, **se ha intensificado el uso de tecnologías síncronas para resolver las restricciones técnicas del sistema, principalmente mediante los ciclos combinados**. Por ejemplo, **si se compara la cobertura de la demanda mediante producción de ciclos combinados a lo largo del periodo mayo – diciembre 2025 respecto de los mismos meses del año 2024, el volumen de energía producido por estos aumentó un 39%** (equivalente aproximadamente al consumo eléctrico acumulado durante ese mismo periodo de unos 4 millones de hogares tipo), consolidándose como la tecnología de respaldo más utilizada por el operador del sistema.
- Esta tendencia ha provocado un fuerte repunte de los costes del suministro eléctrico en la resolución del mecanismo de resolución de restricciones técnicas: de la comparativa **entre los periodos mayo-diciembre 2024 y mayo-diciembre de 2025** se observa que **los costes mensuales medios asociados a restricciones técnicas aumentaron en un 55%** (suponiendo, en términos anualizados, un 0,08% del PIB nacional en 2025), reflejo directo de la creciente presión para asegurar la estabilidad del sistema derivado de la Operación Reforzada.
- **El coste medio de las restricciones técnicas se disparó hasta los 11,50 €/MWh en diciembre 2025** (un **15% del precio medio del mercado mayorista registrado en ese mismo mes**), 4,10 €/MWh más respecto a diciembre 2024, evidenciando el encarecimiento de las herramientas utilizadas por la Operación Reforzada para sostener el equilibrio del sistema. Este incremento está teniendo un claro efecto negativo tanto para consumidores como para comercializadoras.
- Este incremento en los costes de servicios de ajuste ha repercutido directamente en **los consumidores acogidos al PVPC, entre los que e incluyen a los consumidores vulnerables, quienes han experimentado un incremento del 125% de coste medio que se les repercute por el sobre coste de restricciones a raíz de la Operación Reforzada, lo que ha supuesto una subida de 3 euros de media al mes** (en torno a 10 céntimos diarios), equivalente a unos 36 euros anuales, **esto es, aproximadamente un 16% del coste anual de la energía de un hogar tipo** (3,3–3,5 MWh/año) valorada al precio medio mayorista de 2025, **impuestos incluidos, en sus facturas desde el mes de mayo de 2025 hasta el mes de noviembre de 2025**.
- Por su parte, en cuanto al impacto para las comercializadoras **el mayor coste generado por las restricciones técnicas plantea dos posibles escenarios: (i) asumir dicho sobre coste** hasta que puedan renegociar o renovar contratos o **(ii) reestructurar los costes de la factura**, trasladando los importes de ajuste a otros conceptos regulados en lugar de incluirlos en precio de los contratos para evitar que se consoliden a futuro.
- El cambio de paradigma descrito pone de manifiesto la **necesidad de reforma de un sistema eléctrico con una elevada penetración renovable que permita mejorar su eficiencia, sostenibilidad y resiliencia**. Esta transformación debe apoyarse en la modernización de los mecanismos de ajuste y en la evolución de la operatividad del mercado eléctrico, en línea con las **medidas urgentes recogidas en el RD 997/2025 para reforzar la resiliencia, robustez y estabilidad del sistema tras la crisis eléctrica del 28 de abril de 2025**.
- En este contexto, se han **identificado tres prioridades para reforzar el sistema y su transparencia: (i) gestionar la complejidad de la red con alta presencia de renovables haciendo públicos los resultados de la operación reforzada bajo la supervisión de la CNMC, (ii) mejorar las inversiones en redes eléctricas para dar acceso a la demanda que se puede conectar y poder reducir estas congestiones y (iii) reforzar la flexibilidad**.
- En este sentido, podría considerarse la opción de tratar el sobre coste asociado a la resolución de restricciones técnicas como un **precio regulado e incluirlo en los peajes**, con el objetivo de garantizar una distribución más equitativa y predecible de estos costes entre los distintos agentes del sector.

2. El coste de la Operación Reforzada y su impacto en el consumidor

A lo largo de este último año, y como consecuencia de la Operación Reforzada, el volumen de energía gestionada en restricciones técnicas del sistema eléctrico español ha aumentado considerablemente, reflejando los cambios estructurales que está experimentando el mix de generación en el mercado eléctrico ante la falta de demanda

El sistema eléctrico español atraviesa un cambio estructural acelerado por la descarbonización y la sustitución de capacidad térmica gestionable, que normalmente cubría una gran parte de la demanda, por tecnologías renovables con la consiguiente reducción de inercia y de capacidad síncrona disponible. **Esta integración masiva de tecnologías renovables no gestionables**, como la eólica y la solar fotovoltaica, **ha incrementado la necesidad de contar con tecnologías de generación de respaldo** que gestionen su intermitencia y garanticen la estabilidad del sistema.

En este contexto, y ante la falta de demanda casada en el mercado diario, se ha intensificado la necesidad de aplicar medidas correctivas para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema, lo que pone de manifiesto la creciente complejidad operativa en un contexto de **alta penetración renovable que no ha estado acompañada por un aumento de demanda equivalente**.

Sin embargo, y debido al modo de Operación Reforzada, su uso creciente conlleva un aumento significativo de los costes de los servicios de ajuste del sistema. Esto se debe a que, para resolver las limitaciones técnicas, el Operador del Sistema está recurriendo a tecnologías que en muchos casos no han casado en el mercado diario por ser más costosas, como los ciclos combinados o la hidráulica. **Estos ajustes extraordinarios fuera del mercado diario están suponiendo mayores sobre costes para el sistema eléctrico, los cuales se trasladan en última instancia al consumidor.**

Los servicios de ajuste son servicios necesarios para garantizar que la operación del sistema se mantenga dentro de los márgenes de seguridad exigidos, especialmente en lo relativo al **balance y la estabilidad de frecuencia, el control de tensión y la capacidad de respuesta ante perturbaciones**. Con todo, la participación de tecnologías síncronas, como los **ciclos combinados, la hidráulica o la nuclear**, son fundamentales, ya que aportan firmeza y prestaciones técnicas imprescindibles para el funcionamiento del sistema.

Por su parte, las restricciones técnicas son el mecanismo que emplea el Operador del Sistema para resolver situaciones en las que **el resultado de la casación en el mercado diario, que está basado en criterio económico, no asegura el suministro de energía en condiciones de calidad, estabilidad o seguridad necesarias para el sistema**. En estos casos, **el Operador del Sistema** modifica los programas previstos de generación para incorporar otras tecnologías que aporten las características técnicas necesarias para mantener el equilibrio y la seguridad de suministro del sistema eléctrico.

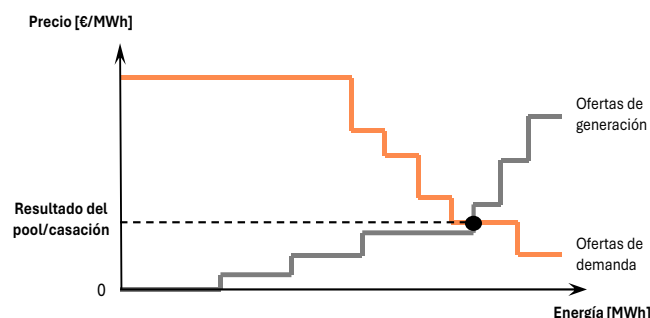
El sistema eléctrico utiliza una serie de mercados y mecanismos, como el mercado diario, restricciones técnicas y los servicios de balance, para garantizar su operación segura y viabilidad técnica

Dentro de los mecanismos disponibles para garantizar esta viabilidad técnica y realizar los ajustes necesarios sobre las previsiones del mercado diario, existen **diferentes tipos de mercados**. El

funcionamiento del mercado eléctrico comienza con el **(i) mercado diario**, donde tanto generadores como consumidores presentan sus ofertas de **generación-demanda para cada una de las horas del día siguiente**. El Operador del mercado (**OMIE**) recibe esas ofertas y son casadas con un criterio **puramente económico**: se seleccionan las combinaciones de generación y consumo que permiten cubrir la demanda prevista al menor coste posible, dando lugar a un programa de producción y un precio horario para el día siguiente.

Casación y fijación del precio en el mercado marginal.

Ilustrativo



Fuente: Análisis de PwC

Este precio se determina mediante un **sistema de precio marginal**, lo que significa que todas las unidades casadas, tanto generadores como consumidores, reciben o pagan el mismo precio, que corresponde a la última oferta necesaria para cubrir la demanda de esa hora.

Sin embargo, al ser esta casación el resultado de aplicar un criterio puramente económico suele no ser viable técnicamente.

Es decir, puede ocurrir que las tecnologías seleccionadas en el mercado no sean suficientes para garantizar la seguridad del sistema, por ejemplo, no aportan la estabilidad o la capacidad de respuesta necesarias ante imprevistos. Es en este momento en donde **entra el Operador del Sistema (REE), realiza estudios sobre el escenario del mercado tras la casación (mercado diario) y, en caso de identificarse la necesidad aplica lo que se conoce como (ii) restricciones técnicas**. Actualmente, tras el apagón, no se dispone de información detallada ni justificaciones claras respecto a los criterios aplicados para gestionar dichas restricciones técnicas.

Para ello, se realiza un **estudio de seguridad del sistema**, en el que se analiza, entre otros aspectos, el **equilibrio de cargas, los niveles de tensión en la red, la distribución geográfica de la generación, excesos de generación renovable en momentos de baja demanda, fallos imprevistos de unidades de generación o grandes consumidores y las capacidades de transporte disponibles**. Si se identifican riesgos para la operación segura, se modifica el programa inicial de generación e incorporan unidades que aporten las características técnicas necesarias. Esto implica modificar el programa inicial de generación, incorporando unidades que **sí puedan garantizar la operación segura del sistema**.

Tras el apagón del 28 de abril, se ha constatado que estos estudios han sido revisados y reforzados, incorporando criterios más exigentes y escenarios adicionales para anticipar contingencias críticas. **Como resultado, se ha definido y puesto en marcha la operación reforzada, orientada a asegurar la continuidad del suministro y minimizar el impacto de un nuevo apagón.**

Actualmente, **no se cuenta con información detallada acerca de los nuevos criterios aplicados por el Operador del Sistema en la ejecución de esta Operación Reforzada**, lo que dificulta una evaluación completa del alcance y la efectividad de estas nuevas medidas.

A diferencia del mercado diario, donde todos los generadores casados cobran el mismo precio marginal, en el caso de **las restricciones técnicas cada unidad generadora recibe el precio que haya ofertado por prestar ese servicio. Es decir, se aplica un modelo de pago conocido como pay-as-bid**, donde se retribuye exactamente el importe que cada agente solicitó en su oferta. Esto puede implicar costes más elevados, ya que **las unidades necesarias para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema no compiten únicamente por precio, sino que ofrecen también características técnicas esenciales para el funcionamiento estable del sistema eléctrico. Además, estas unidades no suelen operar de forma continua durante todo el día, lo que conlleva numerosos costes de arranque y parada, así como un mayor desgaste de la maquinaria**

Posteriormente, se abre el **(iii) mercado intradiario**, en el que los agentes pueden ajustar sus posiciones ante cambios en las previsiones de generación o de consumo. **Este mercado ofrece la oportunidad**

de realizar ajustes más cercanos al tiempo real para reflejar cambios en demanda y generación. Estos ajustes permiten acercarse a una programación más realista antes de llegar al tiempo real.

Ya en el “tiempo real”, el sistema debe seguir funcionando de forma equilibrada. Esto es, **en cada instante debe existir un balance entre la generación y la demanda**. Para lograrlo, se activan los llamados **(iv) servicios de balance** (regulación primaria, secundaria, terciaria, reservas, ...). Estos permiten **corregir en tiempo real cualquier desviación respecto al programa previsto**, activando o reduciendo generación de manera casi instantánea.

Mientras que las **restricciones técnicas actúan de forma localizada para asegurar la viabilidad en términos de seguridad del programa de generación**, los **servicios de balance** son utilizados por el operador del sistema para garantizar que la oferta y la demanda se mantengan en equilibrio en todo momento.

Esquema mercados sistema eléctrico español

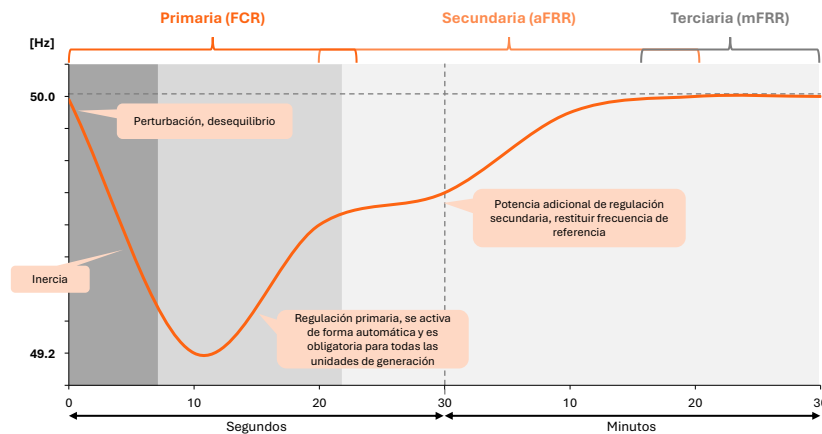
	Mercado	Operador	Descripción	Horario	Programa	
Anterior D-1	Contratos bilaterales	OTC	Puesta a disposición del OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al MD	Publicación información previa al MD \leq 10:30	Publicación \leq 13:00	
Día D-1	Mercado diario	OMIE	Unidades de producción presentan ofertas para cada periodo de programación del día siguiente (D+1)	Horizonte de Ofertas: 12:00 – 13:00	Publicación \leq 13:30 (hasta 30 min tras PDBC)	PBF
	Restricciones técnicas	RED ELÉCTRICA ESPAÑA	Ofertas a subir/bajar. El proceso de solución de RRTT consta de: Fase I (criterios de seguridad), Fase II (Reequilibrio generación-demanda)	Presentación de Ofertas: 12:00 hasta 15 min tras PDBF	Publicación \leq 14:45 (hasta 75 min tras PDBF)	PVP
	Asignación banda secundaria	RED ELÉCTRICA ESPAÑA	Para garantizar unos valores de seguridad de reserva a subir/bajar. Retribución en base a mecanismos de mercado por disponibilidad de potencia (banda)	Oferta: \leq 16:00 (hasta 75 min tras PDVP)	Asignación Reservas: \leq 16:30 (hasta 30 min tras oferta)	
	Asignación terciaria	RED ELÉCTRICA ESPAÑA	Establece el compromiso (subir/bajar) de energía resultante de la casación de regulación terciaria. Obligatorio ofrecer potencia excedentaria.	Requerimientos: \leq 21:00	Oferta: \leq 23:00	
Día D	Intradíarios	OMIE	Tras las asignaciones en el mercado diario, los participantes pueden reajustar sus posiciones en estas subastas. Tras esto, se configura el PHF	6 sesiones de subastas y un mercado intradía continuo abarcando horizontes desde las 28 a las 12 horas		PHF / PHFC
	Reservas de sustitución (RR)	RED ELÉCTRICA ESPAÑA	Resuelve desequilibrios generación-demanda tras intradía y contribuye al mantenimiento de niveles adecuados de reserva secundaria y terciaria	Si REE lo cree necesario, existe una subasta 30 min previos al periodo de programación		
	Restricciones tiempo real	RED ELÉCTRICA ESPAÑA	Análisis constante del OS de posibles restricciones tras periodo de programación. Aplican cuando no se puede resolver en intradía	Publicación 30 minutos tras cierre de sesión		
	Regulación primaria y secundaria	RED ELÉCTRICA ESPAÑA	Primaria de carácter obligatorio y no retribuido, de activación automática. Secundaria con participantes casados en Banda, de activación manual	Actúan ante desequilibrios en tiempo real. Con horizontes de actuación en primaria de hasta 30 segundos y en secundaria desde 20 segundos a 15 minutos		
	Regulación terciaria	RED ELÉCTRICA ESPAÑA	Su objetivo es restituir la reserva de regulación secundaria. El OS asigna la prestación del servicio con criterios de mínimo coste	Tiempos de aviso de servicio AD/AP: 15/30 min	Mantenimiento de variación de producción durante 2 horas	P48

Fuente: OMIE, REE y Análisis de PwC

Todos los mecanismos descritos, son esenciales **para gestionar las condiciones de seguridad del sistema y las desviaciones entre generación y demanda**, asegurando que el sistema pueda responder adecuadamente, especialmente en un entorno con creciente presencia de energías renovables. Así, **se garantiza no solo la seguridad operativa del sistema, sino también que la frecuencia se mantenga estable en los 50 Hz y la tensión en el nivel que le corresponda en tiempo real** necesarios para asegurar una distribución eléctrica consistente y segura para todos los consumidores, pues:

- En momentos de mucha demanda y poca generación hay riesgo de que la frecuencia baje.
- En momentos de baja demanda y mucha generación renovable, hay riesgo de subida de tensión.

Estabilidad de frecuencia en el sistema eléctrico través de los servicios de balance. Ilustrativo



Fuente: Análisis de PwC

Mantener la frecuencia y la tensión del sistema eléctrico es esencial para que todo el sistema opere de manera estable, pues **las oscilaciones y desviaciones en la frecuencia pueden provocar problemas en los equipos eléctricos, la desconexión de plantas eléctricas por activación de mecanismos de protección, etc.**

En resumen, el **mercado de restricciones técnicas**, gestionado por REE como Operador del Sistema, actúa sobre los resultados del mercado diario para **asegurar su viabilidad desde el punto de vista operativo**. Además, existen otros servicios de ajuste, como el **control de tensión** o el **servicio de respuesta activa de la demanda**, que **complementan el funcionamiento global del sistema y refuerzan su estabilidad**.

El apagón del 28 de abril de 2025 evidenció vulnerabilidades del sistema eléctrico español, subrayando la esencial función de las restricciones técnicas para garantizar la estabilidad y continuidad del suministro energético ante situaciones de crisis

Una limitada capacidad de respuesta ante oscilaciones de **tensión y frecuencia** en la red, especialmente en el contexto donde la creciente dependencia de fuentes renovables no gestionables no ha estado acompañada de un crecimiento de demanda equivalente de manera que se haya podido mantener acoplada una cantidad suficiente de generación síncrona como sucedía años atrás, mostró las limitaciones en la capacidad del sistema para reaccionar ante eventos disruptivos. Como resultado, tras el apagón se ha hecho evidente que **los mecanismos de ajuste** no solo son importantes para suavizar las transiciones entre diferentes fuentes de energía, sino que también **son fundamentales para asegurar la continuidad del suministro eléctrico, además de realizar una gestión eficaz de las reservas de regulación de tensión y frecuencia**. Este refuerzo operativo, aunque imprescindible para garantizar la estabilidad del sistema, está teniendo un impacto económico creciente: **los costes asociados a estos servicios superan ya los 14,2 €/MWh (diciembre 2025), más del 25% que en el mismo mes del ejercicio anterior**.

El incidente ocurrido el 28 de abril de 2025, ha **motivado un análisis profundo sobre la necesidad de fortalecer y diversificar los servicios y procedimientos de operación** que garantizan que el sistema esté preparado para enfrentar desafíos futuros. La conciencia de la vulnerabilidad del sistema ha impulsado la búsqueda de soluciones más innovadoras y efectivas, como el **desarrollo de tecnologías que permitan una mayor flexibilidad en la generación y en la demanda**. En resumen, el apagón no solo destacó los riesgos inherentes a la operación del sistema eléctrico actual, sino que también reafirmó la determinante función que desempeñan las restricciones técnicas en la transición hacia un modelo energético más sostenible y resiliente, al mismo tiempo que **reveló que el sobre coste de mantener estas capacidades se ha incrementado significativamente para el consumidor**.

El apagón del 28 de abril de 2025 marcó un punto de inflexión en la operación del sistema eléctrico español, al mostrar que el esfuerzo económico destinado a sostener la estabilidad del sistema eléctrico se ha duplicado en los últimos meses

Este evento, actuó como un catalizador que visibilizó la necesidad de reforzar los márgenes de seguridad en la operación del sistema, pues desde entonces se ha producido una mayor utilización **del servicio de restricciones técnicas**, no solo como mecanismo correctivo, sino **como herramienta preventiva para garantizar la estabilidad de la red**.

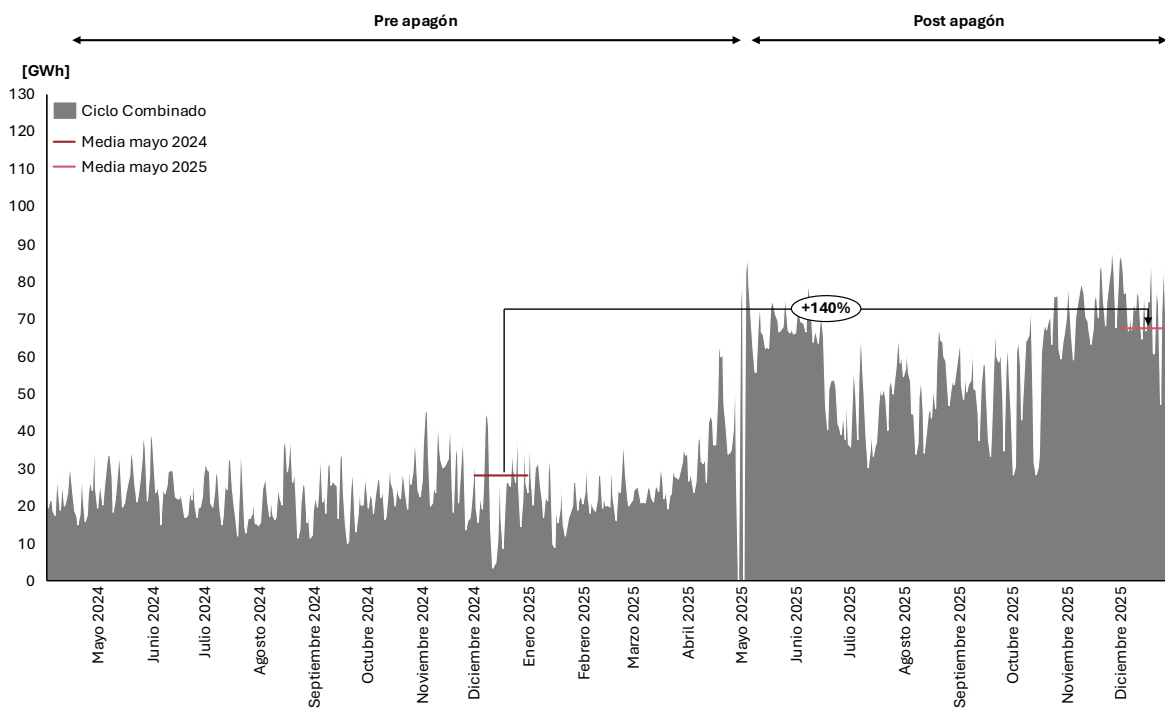
Esto se debe, entre otros, a la creciente penetración de generación renovable no gestionable, especialmente fotovoltaica y eólica, la cual ha superado recientemente récords históricos de participación. **Esta situación ha obligado al Operador del Sistema a utilizar de forma más intensiva los servicios de ajuste, y en particular las restricciones técnicas, para sustituir generación no firme por tecnologías más estables y previsibles.**

Para comprender la situación del último mes, cabe mencionar que los mecanismos de solución de restricciones técnicas pueden ser de dos tipos, **según el carácter temporal de actuación**:

Las restricciones técnicas al Mercado Diario (D-1) ocurren tras la casación del mercado diario por OMIE, el Operador del Sistema verifica la viabilidad del programa desde el punto de vista de la seguridad y, si es necesario, lo ajusta mediante las ofertas de aumento o reducción de producción enviadas por los generadores para mantener el equilibrio generación-demanda. Este proceso de solución de restricciones técnicas se articula en dos fases: en la Fase I, el Operador modifica el programa del mercado (PDBF) para garantizar la seguridad del suministro mediante redespachos y limitaciones aplicados con criterios técnicos y económicos; y en la Fase II, se reequilibra de nuevo la generación y la demanda.

Al analizar el incremento en los costes del sistema en restricciones y su relación con el papel que desempeñan las distintas tecnologías, se puede observar que, en restricciones al mercado diario, **los ciclos combinados aumentaron sus niveles de producción en 140% a diciembre de 2025 comparándolo con su mismo mes el año anterior.**

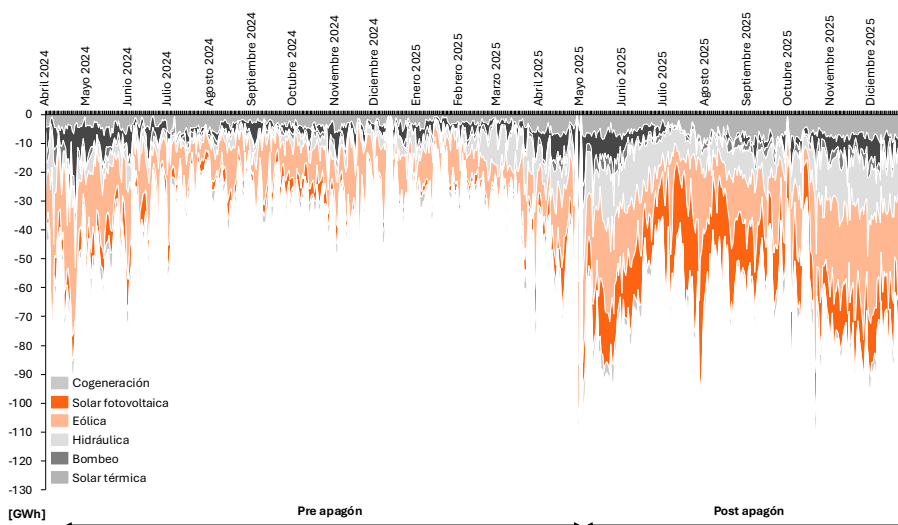
Volumen de energía gestionado en restricciones técnicas a subir. Abril 2024- Diciembre 2025



Fuente: i90, Análisis de PwC

En la **Fase II**, el Operador del Sistema ajusta el programa para **equilibrar generación y demanda**, respetando las capacidades de intercambio internacional y las limitaciones ya establecidas. **Ambas fases implican asignaciones de energía equivalentes en volumen.**

Volumen de energía gestionado en restricciones técnicas a bajar. Abril 2024- Diciembre 2025



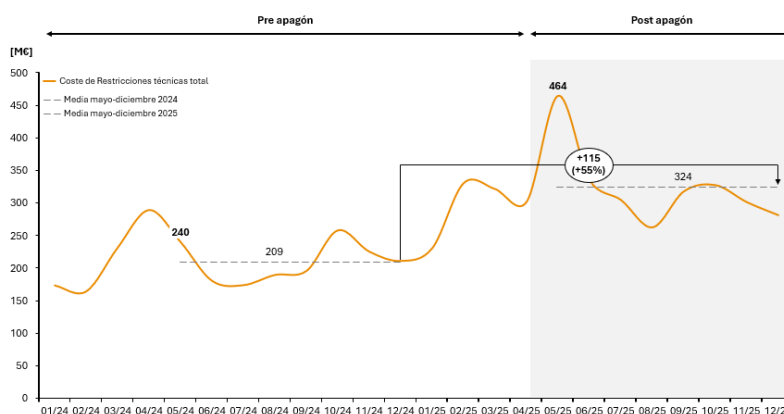
Fuente: i90, Análisis de PwC

Una vez solventadas las restricciones técnicas al Mercado Diario, el Operador del Sistema recurre a otros instrumentos, como los ajustes de programas de producción y los Servicios de Balance (regulación primaria, secundaria, terciaria y Reservas de Balance), para garantizar la estabilidad del sistema. Las **restricciones técnicas en tiempo real** simplifican modificar de inmediato los programas de producción para **corregir desequilibrios inesperados entre generación y demanda e incidencias de la red.**

El exceso de generación renovable obliga al Operador del Sistema a limitar su producción por razones de seguridad. Es ahí cuando entran **las tecnologías térmicas que, aportan generación firme y sincrónica, resuelven las limitaciones a bajar de las tecnologías renovables.**

Asimismo, en cuanto al volumen económico de las restricciones técnicas, tanto a subir como a bajar, también se muestra un incremento significativo de costes a partir del 28 de abril en comparación con el comportamiento observado a comienzos de año. De hecho, si se compara el coste total medio de mayo a diciembre 2024 con el de mayo a diciembre 2025 se puede observar un incremento de **115 M€ en el coste mensual total de restricciones técnicas, lo que supone un aumento de un 55% en un año.** Este sobrecoste equivale en términos anualizados aproximadamente al 0,08% del PIB nacional en 2025.

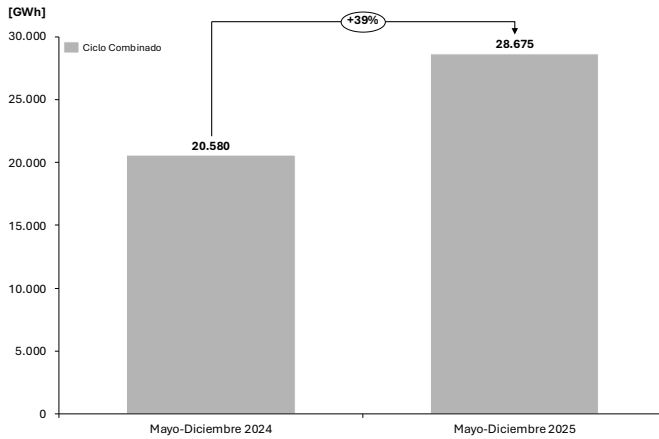
Coste mensual de energía gestionada en restricciones técnicas. Enero 2024 – Diciembre 2025



Fuente: ESIOS, Análisis de PwC

Los ciclos combinados incrementaron su producción debido a la Operación Reforzada en un 39% respecto a el mismo periodo Mayo – Diciembre de 2025.

Generación programada de ciclos combinados.



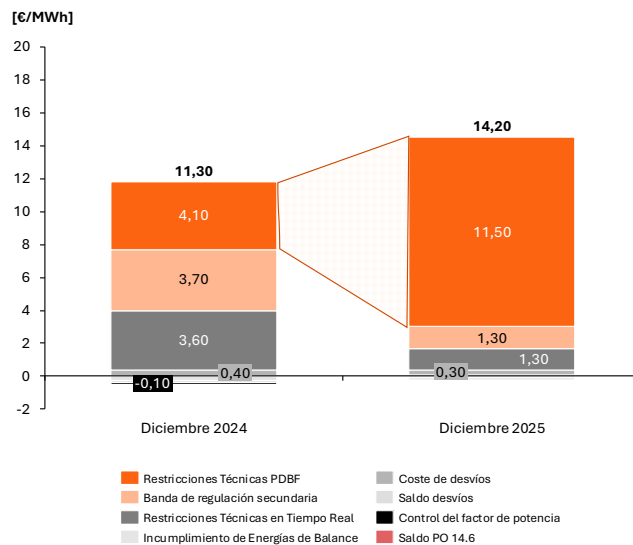
El aumento de la producción con **tecnología síncrona** ha contribuido a reforzar la **estabilidad del sistema eléctrico**, especialmente tras el apagón debido a la Operación Reforzada. Este incremento en la producción viene derivado del incremento del volumen de energía asignada a subir en el mecanismo de resolución de restricciones técnicas del sistema, siendo el **ciclo combinado** la principal tecnología que ha asignado el operador del sistema, lo que ha provocado una tendencia al alza de los sobrecostes por este concepto en el precio medio final de la energía.

Fuente: ESIOS

En el periodo acumulado de mayo a diciembre de 2025, la generación programada de ciclos combinados pasó de 20.580 GWh (mayo-diciembre de 2024) a 28.675 GWh, lo que supone un aumento de 8.095 GWh en ese intervalo, **equivalente aproximadamente al consumo eléctrico acumulado de ese mismo periodo de unos 4 millones de hogares en España durante ese mismo periodo** (asumiendo un consumo medio de 3.000 kWh/año por hogar).

El Operador del Sistema recurre a estas unidades debido a su **carácter gestionable, su firmeza y su capacidad para aportar inercia al sistema**, cualidades esenciales para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro eléctrico.

Coste unitario medio del precio final de la energía de servicios de ajuste.



Los **costes asociados a las restricciones técnicas han registrado máximos históricos tras el apagón**, ejerciendo una notable presión alcista sobre el precio final de la electricidad, que **impacta directamente en el consumidor**. Según datos publicados por Red Eléctrica de España (REE), **el coste unitario medio de las restricciones técnicas en el mercado diario durante diciembre de 2025 fue de 11,50 €/MWh, frente a los 4,10 €/MWh registrados en diciembre de 2024**, lo que representa un incremento de 7,40 €/MWh. Este coste unitario de los servicios de ajuste (14,20€/MWh) en diciembre de 2025 **equivale aproximadamente al 18% del precio medio del mercado mayorista** en dicho mes, reflejando el peso creciente de estos mecanismos en la formación del precio final.

Fuente: ESIOS, Análisis de PwC

Como se ha podido evidenciar a lo largo del documento, **tras la activación de la Operación Reforzada, el sistema eléctrico ha experimentado un incremento notable de los costes de operación.**

Este modo operativo ha implicado un mayor uso de recursos gestionables y un refuerzo en la aplicación de los criterios con los que resuelve las restricciones técnicas, sin que exista una metodología que detalle su alcance. La combinación de estos factores está ejerciendo una presión creciente sobre estos costes del sistema y, en última instancia, sobre la factura de los consumidores.

Durante este periodo de operación, se han evidenciado las debilidades estructurales de un sistema eléctrico con una elevada penetración de energías renovables no gestionables, y **se ha remarcado la necesidad de revisar y adaptar los mecanismos de gestión para mejorar la seguridad y la continuidad del suministro**. A partir de los cambios observados en la gestión operativa tras el apagón, se pueden identificar tres áreas clave de aprendizaje, necesidad y transparencia:

i. Mayor complejidad en la gestión de la red en un entorno con alta presencia renovable

Aunque el mix energético no ha sufrido cambios significativos desde el apagón, la creciente penetración de generación renovable no gestionable, como la eólica y la solar, **ha incrementado la complejidad de la operación diaria**.

En este contexto, **el Operador del Sistema ha intensificado el uso de recursos gestionables**, como los ciclos combinados, a través de los mercados de ajuste y las restricciones técnicas. **Sin que se hayan modificado formalmente las normas de operación**, se observa un aumento de la participación de estas centrales para garantizar la estabilidad de la red en situaciones de mayor estrés.

Por ello, es imprescindible que **la gestión del modo de Operación Reforzada ofrezca claridad, confianza y previsibilidad, se conozcan los criterios y la duración de su aplicación para asegurar que se utiliza lo estrictamente necesario dado su impacto en la factura de los consumidores**.

ii. Necesidad de mejorar la inversión en redes para conectar más demanda y reducir estas congestiones

Es fundamental aumentar la inversión en redes eléctricas para permitir la conexión de una mayor demanda y reducir las congestiones que actualmente limitan la eficiencia del sistema. El refuerzo de la infraestructura de redes no solo optimiza el uso de la capacidad existente, sino que también mejora la fiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico frente a picos de consumo y la integración de nuevas fuentes de generación.

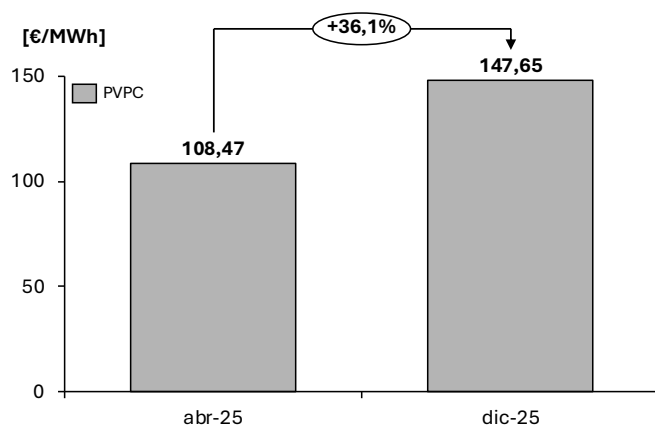
iii. Necesidad urgente de flexibilidad para hacer frente a imprevistos

El apagón evidenció una carencia de **flexibilidad suficiente** en el sistema para responder a incidentes repentinos. Recursos como el **Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)**, los **mecanismos de capacidad o flexibilidad** se identifican como herramientas clave que podrían tener un papel creciente en el futuro para reforzar la seguridad del suministro.

En línea con esta necesidad, la Unión Europea avanza en un marco regulatorio que impulsa la flexibilidad de los sistemas eléctricos, así el **Reglamento (UE) 2024/1747** estableció la obligación de definir e implementar una metodología para la realización de análisis periódicos de evaluación de necesidades de flexibilidad.

El reciente aumento en el coste de las restricciones técnicas en el mercado eléctrico incrementado por el mayor uso de ciclos combinados ha generado efectos significativos sobre los consumidores y las comercializadoras

Comparativa del precio medio PVPC



Fuente: REE; CNMC, Análisis de PwC

La mayor activación de los mecanismos de ajuste tras el evento se ha comenzado a notar ya en las facturas de los **consumidores finales**, en especial aquellos que cuentan con tarifas reguladas. De hecho, **este incremento en los sobre costes de restricciones técnicas** por la Operación Reforzada **ha encarecido la tarifa regulada PVPC entre mayo y noviembre de 2025 en un aumento de 3 euro al mes.**

El incremento de aproximadamente 3 euros mensuales, equivalente a unos 36€ anuales, esto es **aproximadamente un 16% del coste anual de la energía consumida por un hogar tipo valorada al precio medio mayorista medio de 2025** (precio medio anual de 65,28 €/MWh).

Las comercializadoras están siendo las grandes afectadas por los cambios en el esquema de costes en el sistema eléctrico ya que son costes sin posibilidad de cobertura de su precio. En respuesta al aumento de sobre costes de restricciones y el cambio en el modelo energético, algunas de ellas han comenzado a trasladar estos costes adicionales al consumidor, ajustando sus tarifas. A raíz de esta situación de incertidumbre, en junio de 2025 la CNMC adoptó un Acuerdo en el que fija su criterio sobre la posibilidad de modificar contratos de suministro a precio fijo, con el objetivo de frenar los ajustes automáticos en este tipo de contratos. Esta situación plantea **tres vías inmediatas sobre las comercializadoras**; (i) **asumir el sobrecoste** hasta que puedan renegociar o renovar contratos, (ii) **trasladar este incremento de costes** si el clausulado del su contrato lo permite o (iii) **que el regulador califique el coste de la operación reforzada como un concepto extraordinario** y, en su caso, habilite su tratamiento específico como **otros costes regulados del sistema eléctrico** para poder recuperarlo de manera diferida en el tiempo.

Con todo, el fuerte aumento de los costes asociados a las restricciones técnicas **tras el apagón ha desencadenado una serie de repercusiones técnicas, económicas y regulatorias que impactan directamente en los consumidores finales y en la mayoría de las comercializadoras.**

Ante los retos detectados en el sistema eléctrico español, resulta **imprescindible implementar soluciones orientadas a mejorar la eficiencia, flexibilidad y sostenibilidad del sistema, tomando como referencia tanto corrientes de actuación nacionales como experiencias internacionales**

Para hacer frente a los desafíos estructurales y económicos identificados en el funcionamiento del mercado eléctrico, se necesita avanzar en una modernización profunda del sistema. Aspecto que ya se viene anticipando con la intensa actividad procedimental y regulatoria vislumbrada en el último mes. **Dicha transformación debe asentarse sobre tres pilares clave:** la reforma del marco regulatorio, la incorporación de mejoras tecnológicas y la optimización en la gestión de los costes vinculados a las restricciones técnicas.

<p>Reformas en el diseño de los mercados de ajuste</p>	<p>El actual diseño de los servicios de ajuste presenta limitaciones que comprometen la eficiencia económica del sistema. Por ello, se requiere:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Actualizar los procedimientos de operación (P.O.) para permitir una mayor participación de tecnologías eficientes como las renovables gestionables, almacenamiento y demanda flexible, adaptando el P.O. 7.4 a las nuevas necesidades operativas. • Según el RDL 7/2025, se refuerza el control de tensión mediante la modificación del P.O. 7.4 y la actualización de la normativa en el Real Decreto 413/2014 para integrar estas tecnologías y establecer penalizaciones por incumplimientos
<p>Mejora en la previsión renovable y la participación de nuevas tecnologías</p>	<p>Uno de los factores que ha contribuido al aumento de los servicios de ajuste ha sido la falta de precisión en las previsiones de generación renovable. Ante un sistema cada vez más dominado por tecnologías no gestionables, resulta esencial:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incrementar la calidad de las herramientas de predicción de producción o meteorológicas. • Fomentar la integración de tecnologías emergentes, como baterías o sistemas "grid forming", que pueden proporcionar servicios de ajuste y soporte de red, contribuyendo a reducir las restricciones técnicas y los desvíos.
<p>Asunción del coste de las restricciones técnicas</p>	<p>La creciente penetración de renovables y los eventos de tensión como el apagón han derivado en un aumento significativo del volumen y coste de las restricciones técnicas. Este fenómeno pone sobre la mesa un debate clave:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ¿Quién debe asumir estos sobrecostes? Actualmente, se trasladan en el coste de la energía al consumidor en el PVPC y los asume la comercializadora en el mercado libre. • Es recomendable reformular el reparto de estos costes, clarificando la asunción del coste de las restricciones técnicas e incluyendo la posibilidad de diferir en el tiempo su recuperación, asegurando un modelo equitativo y transparente que garantice una mayor previsibilidad y margen de actuación a las comercializadoras, evitando incertidumbres e impactos que afecten finalmente al consumidor.

La creciente penetración de renovables no gestionables, sumada al impacto del apagón, ha tensionado el sistema eléctrico español, disparando los costes de las restricciones técnicas por la Operación Reforzada y trasladando sus efectos a las comercializadoras y por tanto a las facturas de los consumidores.

A lo largo de los últimos años, unido al nuevo modo de Operación Reforzada, **el sistema eléctrico español ha enfrentado cambios significativos, principalmente debido a la integración masiva de tecnologías renovables no gestionables** como la solar fotovoltaica y la eólica. Esto, unido a la falta de inversión en redes que posibilite la conexión de nueva demanda ha aumentado la dependencia de los servicios de ajuste para garantizar la estabilidad y viabilidad del suministro eléctrico. Sin embargo, el incremento en el uso de estos servicios ha generado un considerable aumento en los costes asociados, **evidenciado en un incremento de un 55% en los costes medios mensuales de restricciones técnicas entre los periodos mayo-diciembre 2024 y mayo-diciembre de 2025**. Lo que equivale en términos anualizados aproximadamente al 0,08% del PIB nacional en 2025.

El apagón del 28 de abril de 2025 puso en evidencia las vulnerabilidades del sistema y subrayó la necesidad crítica de los mecanismos de ajuste. Este evento resultó en un alza significativa del coste unitario medio del precio final de la energía de servicios de ajuste, que pasaron de 11,30 €/MWh en diciembre de 2024 a 14,20 €/MWh en diciembre de 2025. Además, **la respuesta a este evento ha desencadenado en un aumento del 39% en la producción programada de ciclos combinados a lo largo del periodo mayo – diciembre 2025, en comparación al mismo periodo del 2024**, lo que ha contribuido a elevar los sobre costes de la energía debido a su mayor uso en el proceso de resolución de restricciones técnicas.

Los consumidores acogidos al PVPC **han experimentado un incremento del 125% de coste medio por restricciones por la Operación Reforzada, lo que ha supuesto una subida de 3 euros de media (10 céntimos de euros al día)**, impuestos incluidos, en sus facturas desde el mes de mayo de 2025 hasta el mes de noviembre de 2025. Este aumento, que equivale a aproximadamente el 16% del coste anual de la energía consumida por un hogar tipo, afecta especialmente a los consumidores más vulnerables, ya que están acogidos al PVPC, una tarifa que traslada directamente todos los sobrecostes del mercado. **Las comercializadoras, por su parte, se enfrentan la disyuntiva sobre si trasladar estos aumentos de costes a los consumidores en sus tarifas a medida que vayan venciendo sus**

contratos cuando lo razonable sería que esta información fuera pública y fácilmente accesible para todos los agentes del sistema y para los consumidores, principales afectados por esta medida.

Por lo tanto, es necesario **implementar reformas estructurales en el sistema eléctrico**. Esto incluye actualizar los mecanismos de ajuste, mejorar la precisión en las previsiones de renovables y reevaluar cómo se reparten los sobrecostos de las restricciones técnicas bajo la supervisión de la CNMC, en particular los que corresponden a la Operación Reforzada.

La evolución reciente del sistema eléctrico evidencia la urgencia de revisar su diseño operativo y regulatorio para garantizar su sostenibilidad técnica y económica. **Solo mediante reformas estructurales bien orientadas será posible mitigar el impacto de los costes de ajuste, proteger a los consumidores y preservar la viabilidad de los actores del mercado.**

En relación con el mecanismo de resolución de restricciones técnicas, sería recomendable que el Operador del Sistema o, en su caso, la CNMC, ofrezcan una **mayor claridad sobre el concepto de Operación Reforzada**, así como su metodología, los criterios técnicos y operativos que se están aplicando actualmente para la resolución de las restricciones técnicas del sistema. Además, se debe asignar a la CNMC su supervisión, con el fin de esclarecer si los criterios que se están utilizando justifican su uso y para evitar que se aplique de manera indebida.

Asimismo, disponer de información actualizada acerca de los posibles ajustes introducidos en dichos criterios desde el apagón ocurrido el pasado 28 de abril, permitiría comprender mejor la evolución en la operativa del sistema y facilitaría la adaptación de los agentes del mercado.

Una mayor transparencia en estos aspectos contribuiría a reducir la incertidumbre existente entre los agentes del mercado, particularmente en lo relativo a la reproducción precisa de costes en la formación de precios que se ofertan a los consumidores. Este avance puede favorecer la competitividad en el suministro eléctrico y mejorar la confianza en los procesos de contratación a largo plazo, al contar con referencias más claras para la fijación de precios.

En este sentido, podría considerarse la opción de tratar el sobrecoste asociado a la resolución de restricciones técnicas como un **precio regulado e incluirlo en los peajes**, con el objetivo de garantizar una distribución más equitativa y predecible de estos costes entre los distintos agentes del sector.



El propósito de PwC es generar confianza en la sociedad y resolver problemas importantes. Somos una red de firmas presente en 155 países con más de 284.000 profesionales comprometidos en ofrecer servicios de calidad en auditoría, asesoramiento fiscal y legal, consultoría y transacciones. Cuéntanos qué te preocupa y descubre cómo podemos ayudarte en www.pwc.es

© 2026 PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. Todos los derechos reservados. "PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L., firma miembro de PricewaterhouseCoopers International Limited; cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente.