

El coste de la “operación reforzada”: cómo afecta a la factura eléctrica de la industria

Jorge Fernández Gómez, Investigador Sénior, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto)

Stephanía Mosquera López, Investigadora, Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad (Fundación Deusto)

1. Introducción

La situación energética global que se ha originado tras el inicio de la guerra en Irán el 28 de febrero de 2026 y el bloqueo del estrecho de Ormuz ha vuelto a poner sobre la mesa en la Unión Europea (UE) el debate de cómo asegurar que los costes energéticos de los consumidores industriales no se incrementan excesivamente, dañando su competitividad en un contexto global complejo desde hace varios años.

En países como Italia o Austria, por ejemplo, se están proponiendo intervenciones en el mercado eléctrico (una “excepción italiana”, similar al “tope del gas” que se aplicó en España, en el caso de Italia, y una segmentación del mercado mayorista eléctrico, en el caso austriaco) para contener los precios de la electricidad. Este tipo de intervenciones generan ineficiencias y distorsiones que, a medio y largo plazo, terminan generando un impacto negativo para todos los consumidores, como demuestra la experiencia en España con el “tope del gas”.

En este artículo de blog se tratan dos cuestiones.

Por un lado, se argumenta que los precios actuales de la electricidad en España/Iberia, con índices en el mercado diario muy competitivos en relación con los precios en otros mercados europeos, pero están artificialmente inflados por los costes de la “operación reforzada” que está ejecutando el Operador del Sistema desde el apagón del 28 de abril de 2025, un factor exógeno a la guerra de Irán y que afecta únicamente a los consumidores españoles.

La “operación reforzada” del sistema eléctrico implica un gran volumen de energía generada por ciclos combinados que resulta casada en el proceso de resolución de restricciones. Esto da lugar a precios finales de la electricidad más elevados, tanto por la propia casación en restricciones (que implica arranques, paradas, etc. de unidades) como por el impacto de los precios más elevados del gas en los mercados globales.

Por otro lado, se argumenta (como se hizo en anteriores artículos en este blog) que la estrategia más adecuada para reducir las facturas eléctricas de los consumidores industriales en España pasa por, además de resolver la cuestión de la “operación reforzada” del sistema, eliminar los sobrecostes no directamente asociados al suministro de energía eléctrica y reducir la fiscalidad sobre la energía eléctrica.

El artículo está organizado de la siguiente manera: en la Sección 1, analizamos la evolución reciente de los precios de la energía en los mercados globales y en España/Iberia. La Sección 2 se centra en el impacto, significativo, de la “operación reforzada” del sistema en los precios de la electricidad en España. La Sección 3 analiza

las vías más adecuadas para reducir el coste de la electricidad de los consumidores industriales. La última sección presenta algunas conclusiones y reflexiones finales.

2. Evolución reciente de los precios de la energía en los mercados globales y en España/Iberia

Precios de la energía en los mercados globales

El contexto geopolítico actual, caracterizado por una fragmentación económica y política en grandes bloques (EE.UU., UE, Rusia, China...) está teniendo un impacto notable sobre los precios de la energía en los mercados globales, especialmente desde el inicio de la guerra en Irán a finales de febrero de 2026 y el subsiguiente bloqueo del estrecho de Ormuz, ubicación geográfica crítica en los mercados globales de gas natural licuado (GNL) y petróleo, ya que a través de él ha transitado en los últimos años aproximadamente el 20% del GNL y del crudo que se intercambian globalmente (Saul, 2026).

En el mercado de petróleo, el impacto del bloqueo del estrecho de Ormuz ha sido muy significativo. El precio del contrato “*front month*” (contrato de futuros con entrega en el mes siguiente) de petróleo Brent, por ejemplo, aumentó desde unos 60 dólares por barril a finales de diciembre de 2026 hasta casi 115 dólares por barril (un incremento del 100%) a principios de abril y a principios de mayo de 2026 (Gráfico 1).

Desde marzo de 2026, el precio de este contrato oscila, con fuerte volatilidad, en función de los acontecimientos globales diarios, en una banda entre 90 dólares y 115 dólares por barril. Cabe destacar que, tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia el 24 de febrero de 2022, los precios del “*front-month Brent*” llegaron a superar los 120 dólares por barril, cayendo gradualmente, desde mediados de 2022 hasta alcanzar los 60 dólares por barril mencionados a finales de 2025.

Gráfico 1. Evolución del precio del contrato de futuros “front-month Brent”



Fuente: extraído de FT el día 06/05/26

(<https://markets.ft.com/data/commodities/tearsheet/summary?c=Brent+Crude+Oil>).

El precio del gas natural (y, en particular, del GNL) ha sufrido también un impacto al alza por la situación geopolítica global y el conflicto bélico en el Golfo. Sin embargo, el incremento en el precio de referencia en Europa (precio spot del *hub* TTF en Países Bajos) ha sido sustancialmente inferior al observado tras el inicio de la invasión de Ucrania por parte de Rusia, cuando llegó a superar los 345 €/MWh (Gráfico 2). Desde este valor máximo el precio spot en el hub TTF ha oscilado, con gran volatilidad, en una banda entre unos 25 €/MWh y unos 55 €/MWh.

El impacto de la guerra en Irán y el bloqueo del estrecho de Ormuz llevó los precios spot en TTF desde 32 €/MWh (27 de abril) a casi 62 €/MWh (19 de marzo). Los precios cayeron posteriormente y en un entorno de máxima volatilidad (impulsada por los acontecimientos diarios, como en el caso del mercado de petróleo), hasta 39 €/MWh (17 de abril) para posteriormente subir hasta 48 €/MWh (4 de mayo).

Gráfico 2. Evolución del precio spot en el hub TTF (Países Bajos)



Fuente: extraído de Trading Economics el día 06/05/26

(<https://markets.ft.com/data/commodities/tearsheet/summary?c=Brent+Crude+Oil>).

A medio plazo, los precios del gas natural en TTF también se han visto afectados, reflejando la incertidumbre sobre el impacto a medio y largo plazo del conflicto en Irán.

El precio del contrato de futuros Winter 2026, por ejemplo, con entrega entre el 1 de octubre de 2016 y el 31 de marzo de 2027, aumentó desde unos 27 €/MWh a finales de diciembre de 2025 hasta superar los 59 €/MWh en marzo de 2026¹.

Otros precios energéticos que inciden en el coste de la energía para los consumidores en Europa se han comportado también de manera volátil, aunque su evolución está menos relacionada con los acontecimientos.

El precio de los derechos de emisión de CO₂ en el mercado EU-ETS, por ejemplo, fluctuó en la banda 60-80 €/tCO₂ entre el último trimestre de 2023 y el último trimestre

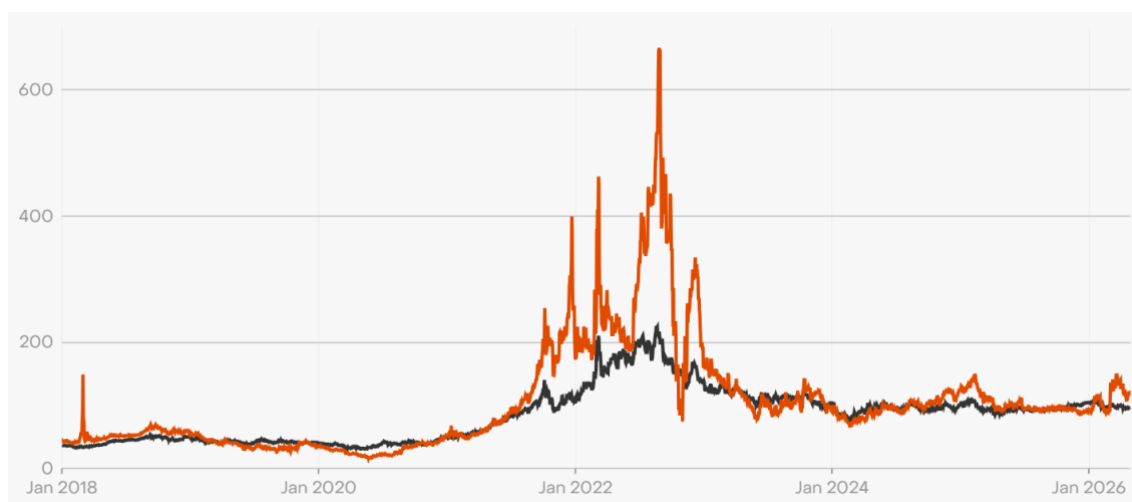
¹ Ver <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Natural-Gas-Futures/data>.

de 2025². En la parte final de 2025 inició una escalada hasta superar los 90 €/ tCO₂, para caer hasta casi 60 €/ tCO₂ en febrero de 2026. Desde mediados de febrero se mueve entre 70 y 80 €/ tCO₂., sin que el conflicto en Irán haya dado lugar a una tendencia al alza.

El precio del carbón de referencia en Europa (API2 CIF ARA) lleva oscilando entre 95 y 125 \$/t desde hace tres años y no se ha visto afectado por la situación geopolítica actual o los acontecimientos de la guerra en Irán.

El Gráfico 3 muestra la evolución de costes de referencia de generación de electricidad con gas natural y carbón en Europa. Puede observarse cómo el impacto de los acontecimientos en Irán y en el Golfo Pérsico sobre el coste de generación de electricidad con gas natural y carbón (tecnologías que suelen marcar los precios marginales en los mercados eléctricos europeos) no ha sido especialmente significativo (en un contexto de precios elevados respecto de valores medios históricos en periodos de normalidad) en comparación con los costes de generación (y, por tanto, los precios de la electricidad) que se observaron en la UE en el periodo posterior al 24 de febrero de 2022.

Gráfico 3. Costes de referencia (spot) de generación de energía eléctrica en la UE con gas natural y carbón



Fuente: extraído de Ember-energy.org el día 06/05/26 (<https://ember-energy.org/data/european-electricity-prices-and-costs/>).

La principal conclusión de la revisión de la evolución de los precios de los distintos productos energéticos en los últimos meses es que no pueden equiparse la situación actual y la que se generó tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia, que llevó a los costes de la energía en Europa a máximos históricos.

Precios de la electricidad y el gas natural en España

Tras el inicio de la guerra en Irán, los incrementos de los precios *spot* del gas natural y la electricidad en el mercado español no han sido, hasta el momento, de la misma magnitud que los observados tras la invasión de Ucrania a finales de febrero de 2022.

² Ver <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>.

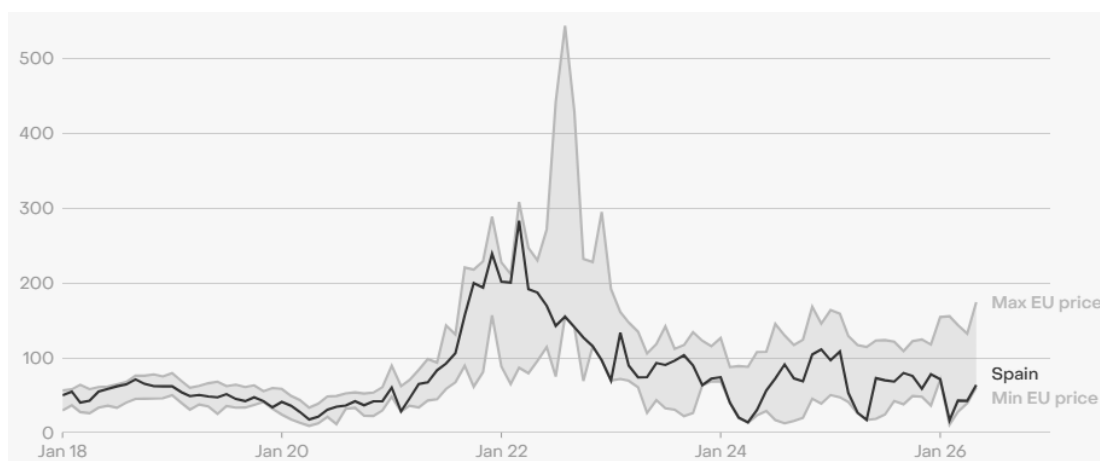
En el caso de la guerra en Ucrania, además, se había observado un fuerte incremento en los precios a lo largo de los meses anteriores, durante el otoño de 2021 y las primeras semanas de 2022.

Los precios en el mercado mayorista eléctrico diario OMIE se han situado en muchos momentos en los últimos años (y, de forma continuada) desde la invasión de Ucrania, en la mitad baja de la banda de precios *spot* de la electricidad en la UE, incluso marcando los valores mínimos (Gráfico 4).

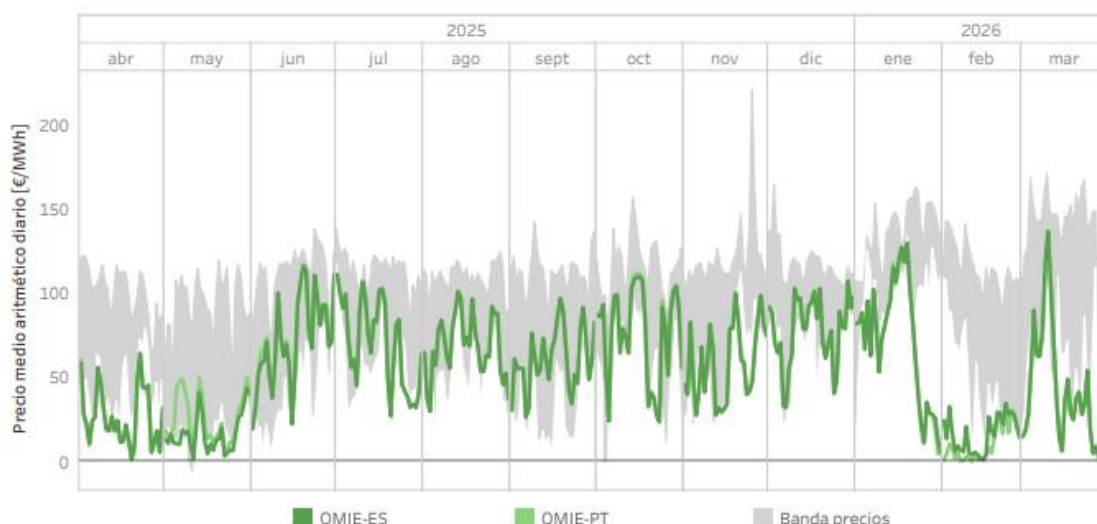
Esto puede explicarse por el mix de generación, con una fuerte cuota de mercado, en el caso de España, de las energías renovables convencionales (eólica y fotovoltaica), la energía hidráulica y la energía nuclear.

Gráfico 4. Evolución de los precios de la electricidad en el mercado *spot* en España y otros países europeos (€/MWh)

Precios medios mensuales



Precios medios diarios*



Fuente: (a) precios medios mensuales extraídos de [Ember-energy.org](https://ember-energy.org); (b) precios medios diarios extraídos del informe mensual de OMIE correspondiente a marzo de 2026 (https://www.omie.es/sites/default/files/2026-04/informe-mensual-marzo-2026_es.pdf); * = la banda de precios en el gráfico de OMIE recoge la diferencia entre el precio máximo y mínimo en los mercados de Alemania, España, Francia e Italia.

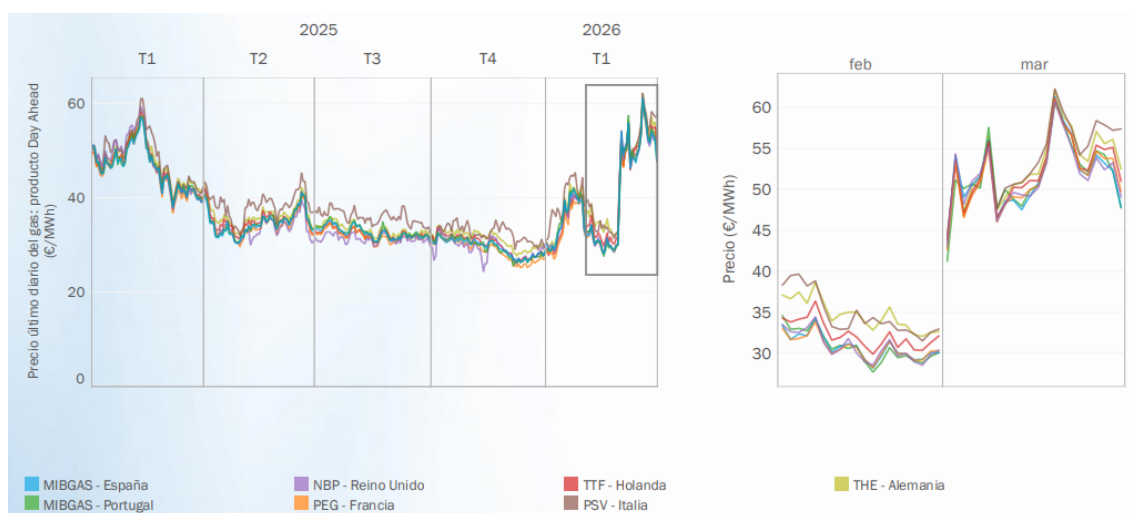
Pese a que los precios *spot* de la electricidad, como hemos visto, se han situado en la parte media-baja de la banda de precios de la electricidad en Europa desde la invasión de Ucrania en febrero de 2022, el precio final que ven los consumidores no es igual de competitivo.

Esto se debe a dos razones, principalmente. En primer lugar, el precio medio final de la electricidad en el mercado mayorista español (que incluye el precio *spot* en el mercado diario y los precios de los ajustes posteriores en el mercado intradiario, los procesos de resolución de restricciones y los servicios complementarios) se ha visto afectado por el fuerte incremento del coste de las restricciones. Según aeléc (2026), por ejemplo, entre el 1 y el 23 de abril de 2026 el sobrecoste asociado a las restricciones técnicas (23,58 €/MWh) fue equivalente al 62% del precio medio en el mercado diario (37,90 €/MWh) y al 38% del precio final del mercado mayorista spot (61,60 €/MWh).

La “operación reforzada” del sistema que lleva a cabo el Operador del Sistema desde el apagón del 28 de abril de 2025 implica la operación en restricciones de más grupos de ciclos combinados que los que resultan casados en el mercado diario, para garantizar un mayor nivel de cobertura de generación síncrona y flexible. En la Sección 2, analizamos con más detalle el impacto de la operación reforzada del sistema eléctrico sobre los precios de la energía en España.

Por otra parte, el precio de la electricidad que ven los consumidores finales en sus facturas incluye no solo el precio mayorista final y los componentes de costes correspondientes a actividades reguladas como el transporte y la distribución de electricidad (y otras), sino también cargos adicionales no directamente asociados al suministro eléctrico (p. ej., primas a determinados tipos de generación) y diversos impuestos, como el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (7 %).

Gráfico 5. Evolución de los precios *spot* (day-ahead) del gas natural en España y otros países europeos (€/MWh)



Fuente: MIBGAS (Informe del Mercado Organizado de Gas. Febrero 2026-Marzo 2026).
Extraído de https://www.mibgas.es/sites/default/files/20260421_mibgas_cam_sesion61.pdf.

En el caso de los precios *spot* del gas natural en el mercado MIBGAS, cabe destacar que existe una fuerte convergencia de los precios *spot* en casi todos los mercados europeos en torno a los valores *spot* del *hub* holandés TTF (Gráfico 5). La respuesta de los precios en el mercado español a los acontecimientos externos, por tanto, es muy

similar a la observada en otros mercados europeos. La situación actual del mercado, tras el inicio de la guerra de Irán, no es comparable a la situación previa y posterior a la invasión de Ucrania por parte de Rusia.

3. Operación reforzada del sistema eléctrico e impacto sobre los precios de la energía en España

¿Qué es la operación reforzada de Red Eléctrica?

Tras el apagón del 28 de abril de 2025, el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España (REE) implementó un nuevo modo de operación del sistema, ampliamente conocido como “operación reforzada”, que se mantiene activo desde entonces.

El propio informe de REE sobre el incidente señaló que el apagón no se produjo por un problema de inercia o de frecuencia, sino por un fallo en el balance de potencia reactiva, es decir, de control de tensión. En particular, REE señala que parte de la generación sujeta a obligaciones de control dinámico (P.O. 7.4) no actuó conforme a la normativa, al no absorber la potencia reactiva requerida (REE, 2026).

Como respuesta, REE adoptó lo que ha denominado internamente operación reforzada: un modo de gestión más conservador que exige a un número mayor de centrales de ciclo combinado mantenerse arrancadas y operativas, listas para intervenir en el control de tensión ante cualquier perturbación, aunque no estén generando energía a plena capacidad (Sánchez Molina, 2025). Se trata, en esencia, de una lógica de reserva síncrona permanente: el operador acepta el coste de mantener capacidad térmica en espera a cambio de disponer de un margen de reacción inmediato frente a eventuales episodios de inestabilidad.

Un elemento relevante que señala Energía y Sociedad (2026) es que esta modalidad de operación no cuenta con respaldo explícito en los Procedimientos de Operación vigentes (el P.O. 1.1 solo contempla cuatro modos operativos: normal, alerta, emergencia y reposición) y tampoco ha sido declarada formalmente ni acompañada de criterios técnicos públicos sobre su duración o sus condiciones de aplicación. Esto genera una incertidumbre o zona gris regulatoria con implicaciones económicas relevantes para todos los agentes del mercado.

El impacto económico y el incremento en la generación con centrales de ciclo combinado

El coste económico de la operación reforzada se ha materializado principalmente a través del mecanismo de restricciones técnicas, que es el instrumento mediante el cual el operador del sistema remunera la generación movilizada fuera del mercado diario por razones de seguridad. Los datos disponibles muestran una ruptura en la tendencia de estos costes a partir de mayo de 2025; es decir, desde el día del apagón (28 de abril).

En términos unitarios, el sobrecoste de restricciones técnicas pasó de aproximadamente 9 €/MWh en mayo de 2024 a 22 €/MWh en mayo de 2025, más que duplicándose en un año (aelēc, 2025). Esta dinámica se mantuvo a lo largo de todo el periodo posterior al apagón: entre mayo y diciembre de 2025, el coste mensual medio asociado a las restricciones técnicas creció un 55 % respecto al mismo periodo del año anterior, con valores medios cercanos a 14 €/MWh y episodios puntuales que rozaron los 25 €/MWh (Energía y Sociedad, 2026). En términos agregados, el coste total de resolución de restricciones técnicas cerró 2025 en torno a los 3.770 millones de euros, lo que supone

un incremento del 49 % en este año (Ojea, 2026). Según estimaciones de NERA recogidas por PwC, aproximadamente 1.000 millones de euros de ese sobrecoste corresponden al periodo comprendido entre el 28 de abril de 2025 y enero 2026 y son atribuibles directamente a la operación reforzada adoptada tras el 28A. En consecuencia, este sobrecoste seguirá aumentando mientras dicho procedimiento de operación continúe aplicándose (Energía y Sociedad, 2025).

La tecnología que ha absorbido prácticamente la totalidad de este incremento son los ciclos combinados de gas natural. Entre mayo y diciembre de 2025, la generación programada de estas centrales aumentó un 39 % respecto al mismo periodo de 2024, pasando de 20.580 GWh a 28.675 GWh (Martínez Arroyo, 2026). Este incremento no responde a una mayor demanda del mercado, sino a la necesidad de mantener potencia síncrona disponible en el sistema para garantizar el control de tensión, lo que es consistente con un mayor recurso a ciclos combinados como soporte operativo del sistema.

Esta dinámica tiene como consecuencia que, al movilizar ciclos combinados mediante restricciones técnicas, el operador puede desplazar, en determinadas horas, la generación previamente casada en el mercado diario. Este efecto puede estar asociado a un aumento de las emisiones del sistema eléctrico, así como a un posible incremento de vertidos renovables. Asimismo, introduce una divergencia entre el precio del mercado diario y el coste total del sistema, al trasladar parte de los costes al mecanismo de restricciones técnicas.

Es necesario destacar que la sustitución de producción renovable del mercado *spot* por generación de ciclos combinados en restricciones técnicas no modifica la casación económica del mercado diario, cuyo precio se mantiene en niveles inferiores a los del resto de países europeos. Es decir, el ingreso obtenido por todas las tecnologías de producción en el mercado diario no resulta alterado por las modificaciones de los programas de generación en restricciones técnicas, que solo son asignadas a las centrales que prestan esos servicios (ciclos combinados). Sin embargo, sí tiene un efecto directo sobre el coste total que asumen los consumidores, puesto que el sobrecoste de las restricciones técnicas se reparte proporcionalmente entre toda la demanda (i.e., las compras de electricidad).

Análisis de los datos de OMIE: desglose de los componentes del precio final

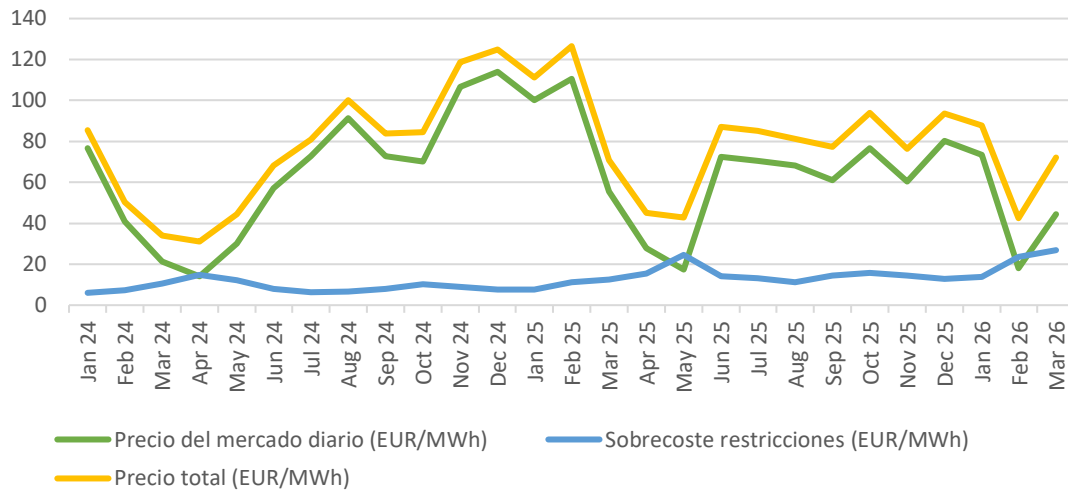
Para contrastar empíricamente la hipótesis de que la operación reforzada ha alterado los costes del sistema, se analizó el desglose mensual del precio mayorista publicado por OMIE entre enero de 2024 y marzo de 2026. Este desglose permite desagregar el precio final en sus componentes y aislar, en particular, la evolución del sobrecoste de restricciones técnicas antes y después del apagón del 28 de abril de 2025.

Como se observa en el Gráfico 6, el sobrecoste de restricciones técnicas, que se había mantenido en niveles reducidos y relativamente estables durante todo 2024, registrando un promedio de 9 €/MWh en la mayoría de los meses, experimenta un salto a partir de mayo de 2025, coincidiendo exactamente con la activación de la operación reforzada. Desde ese momento, este componente se consolida en una banda superior, con valores que no han vuelto a los niveles previos al incidente.

Al mismo tiempo, el precio del mercado diario experimenta una caída pronunciada desde los máximos de principios de 2025 (que llegaron a superar los 100 €/MWh) hasta situarse por debajo de los 50 €/MWh en los meses centrales del año, lo que hace que

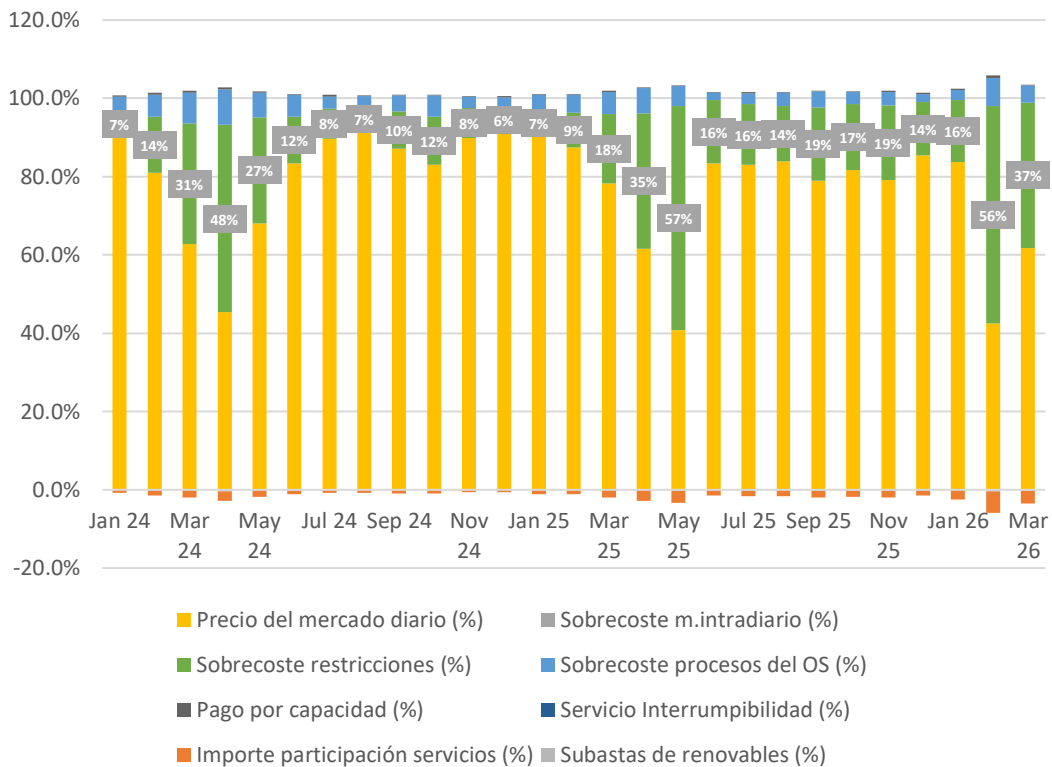
ambas variables evolucionen en sentidos opuestos: mientras el precio de mercado se modera, el sobrecoste de restricciones crece. Este patrón es consistente con la hipótesis de que la operación reforzada podría comprimir el precio del mercado diario (al desplazar renovables baratas que ya habían casado), mientras traslada el coste real del sistema al mecanismo de restricciones, fuera de la señal del mercado.

Gráfico 6. Precio del mercado diario, sobrecoste de las restricciones y precio total (mensual, EUR/MWh)



Fuente: OMIE y elaboración propia.

Gráfico 7. Desglose porcentual de los componentes del precio mayorista (mensual)



Fuente: OMIE y elaboración propia.

En el Gráfico 7 se presenta el desglose porcentual de todos los componentes del precio, lo que permite dimensionar el peso relativo que ha ganado el sobrecoste de las restricciones en la estructura del precio final.

Adicionalmente, se estimó un modelo de regresión lineal simple en el que la variable dependiente es el sobrecoste de restricciones en €/MWh y la variable explicativa es una variable binaria que toma el valor 1 para los meses posteriores al apagón del 28A y 0 para los anteriores.

Antes de abril de 2025, este componente representaba en promedio un 11,8 % del precio total, con meses en los que su peso apenas superaba el 7-8 %. Después del apagón, su peso promedio asciende al 25,4 % del precio total, alcanzando el 57 % en este mismo mes. Esta recomposición se produce, además, en un contexto en el que el precio total medio del sistema cae de 92,23 €/MWh antes del 28A a 76,29 €/MWh después, lo que podría interpretarse como una mejora para el consumidor, pero que en realidad refleja el traspaso (*pass-through*) del coste del precio de mercado diario al sobrecoste de las restricciones.

El coeficiente asociado al periodo post-apagón es de 7,21 €/MWh ($p < 0,001$), lo que indica que, en promedio y controlando por el resto de la variabilidad de la serie, la operación reforzada se asocia a un sobrecoste adicional de restricciones técnicas de más de 7 €/MWh.

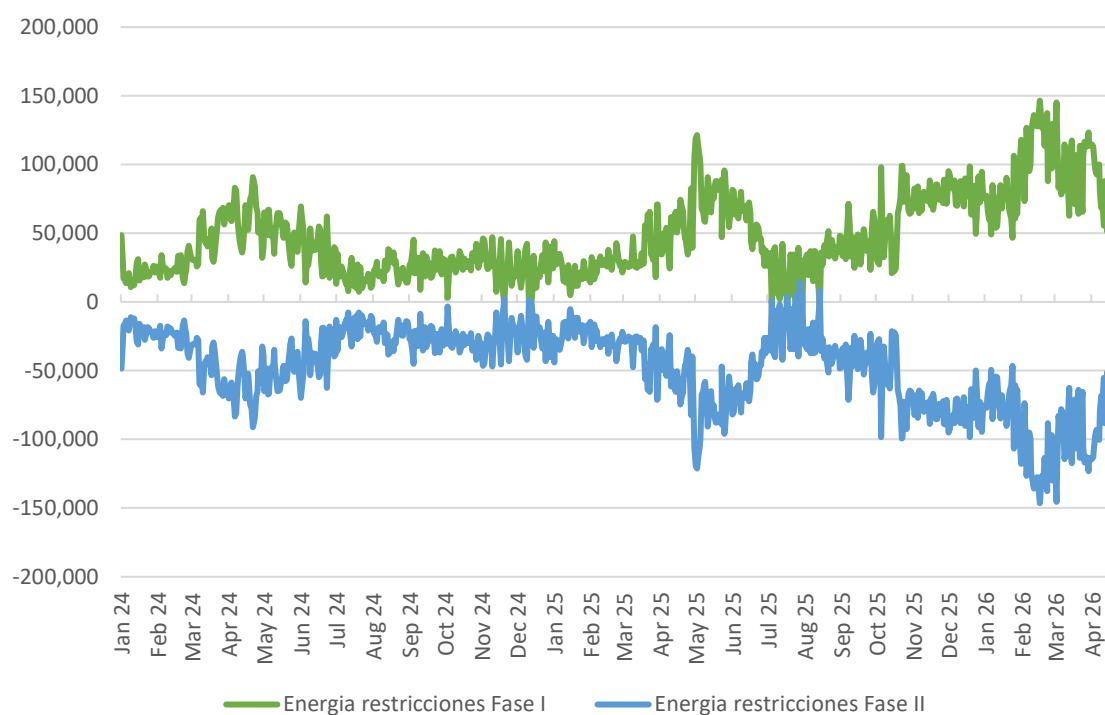
Este resultado no establece causalidad en sentido estricto (otros factores, como el precio del gas, la disponibilidad hidráulica o la demanda, también pueden influir en el sobrecoste de las restricciones), pero sí ofrece una primera evidencia de que el cambio operativo de REE tras el 28A constituye un punto de ruptura estadísticamente significativo en la serie de costes del sistema asociados a las restricciones.

Análisis de los datos de ESIOS: restricciones y generación de las centrales de ciclo combinado

Las series de energía asignada en restricciones técnicas, Fase I y Fase II, recogen el volumen de energía que el operador del sistema moviliza fuera del mercado diario para garantizar la viabilidad técnica del programa de generación. La Fase I corresponde a la resolución de restricciones identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PBF), mientras que la Fase II recoge los ajustes realizados en tiempo real para el reequilibrio posterior entre generación y demanda, tal y como establece el P.O.-3.2. Ambas fases constituyen, en conjunto, el denominado por REE como mercado de seguridad del diario.

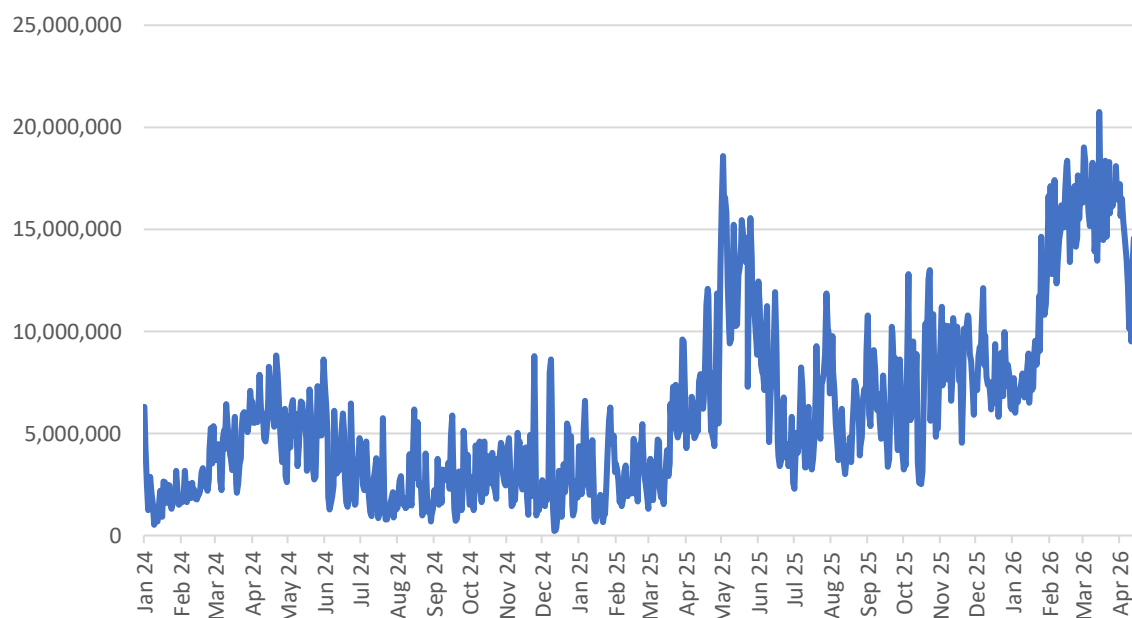
Como se observa en el Gráfico 8, la energía total gestionada mediante restricciones técnicas aumenta a partir de mayo de 2025, lo cual coincide con la activación de la operación reforzada. Este incremento no responde a un episodio puntual, sino que se mantiene durante todos los meses posteriores al apagón. Los promedios diarios ilustran la magnitud del cambio: la energía asignada en Fase I pasó de 32.946 MWh de media diaria antes del apagón a 66.930 MWh después, lo que supone prácticamente duplicar el volumen de energía intervenida. La Fase II registra una evolución simétrica, pasando de -32.946 MWh a -66.932 MWh en promedio diario.

Gráfico 8. Energía asignada en restricciones técnicas Fase I y Fase II (diario, MWh)



Fuente: e-sios y elaboración propia.

Gráfico 9. Coste de solución de restricciones técnicas (diario, euros)



Fuente: e-sios y elaboración propia.

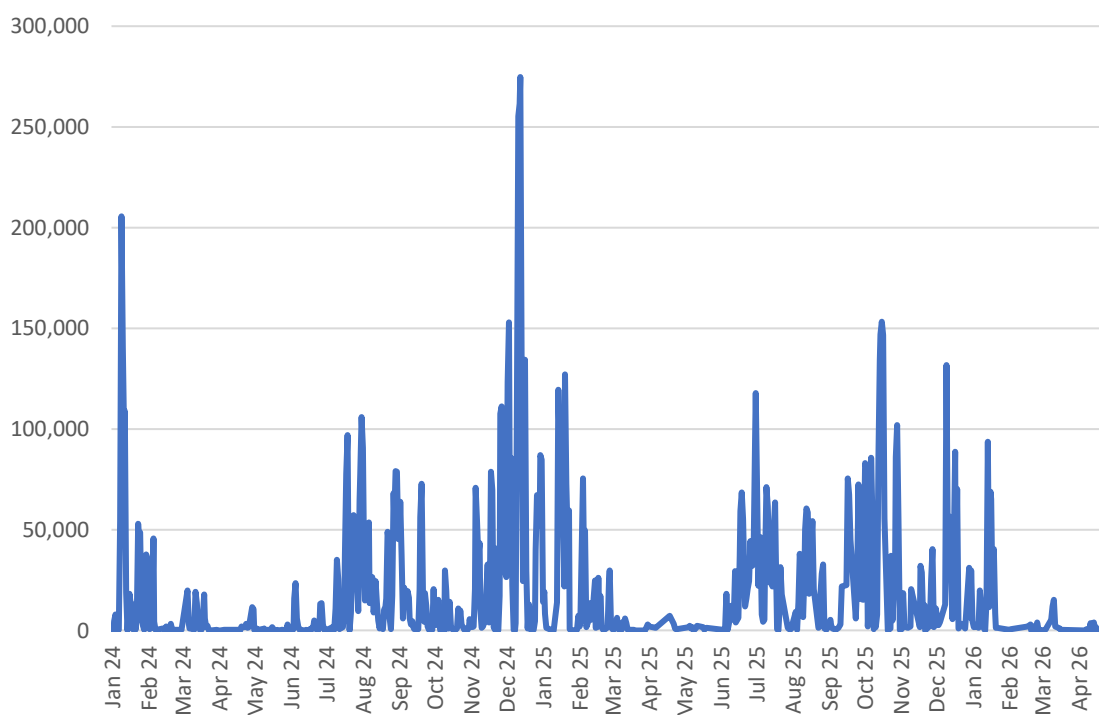
El coste diario de resolución de estas restricciones sigue una trayectoria análoga, con niveles sistemáticamente superiores a los registrados en el mismo periodo de 2024, como puede verse en el Gráfico 9. El impacto económico es contundente: el coste diario medio de resolución de restricciones técnicas aumentó de 3,57 millones de euros antes

del 28A a 9,49 millones de euros después, un incremento del 166 % que se traslada directamente al sobrecoste de restricciones que soportan los consumidores. También se analizan las series de generación programada de ciclos combinados en dos horizontes distintos: el PBF, que recoge la generación casada en el mercado diario antes de la resolución de restricciones (Gráfico 10), y el Programa Viable Provisional (PVP), que incorpora las modificaciones introducidas por el operador del sistema para resolver las restricciones técnicas identificadas por criterios de seguridad, así como el reequilibrio posterior entre generación y demanda (Gráfico 11).

La diferencia entre ambas series puede interpretarse como un indicador del ajuste neto introducido por el operador del sistema sobre la generación de ciclos combinados tras el mercado diario. Este ajuste refleja, principalmente, la activación o reducción de estos grupos en el proceso de resolución de restricciones técnicas, aunque también incorpora efectos derivados del reequilibrio global del sistema.

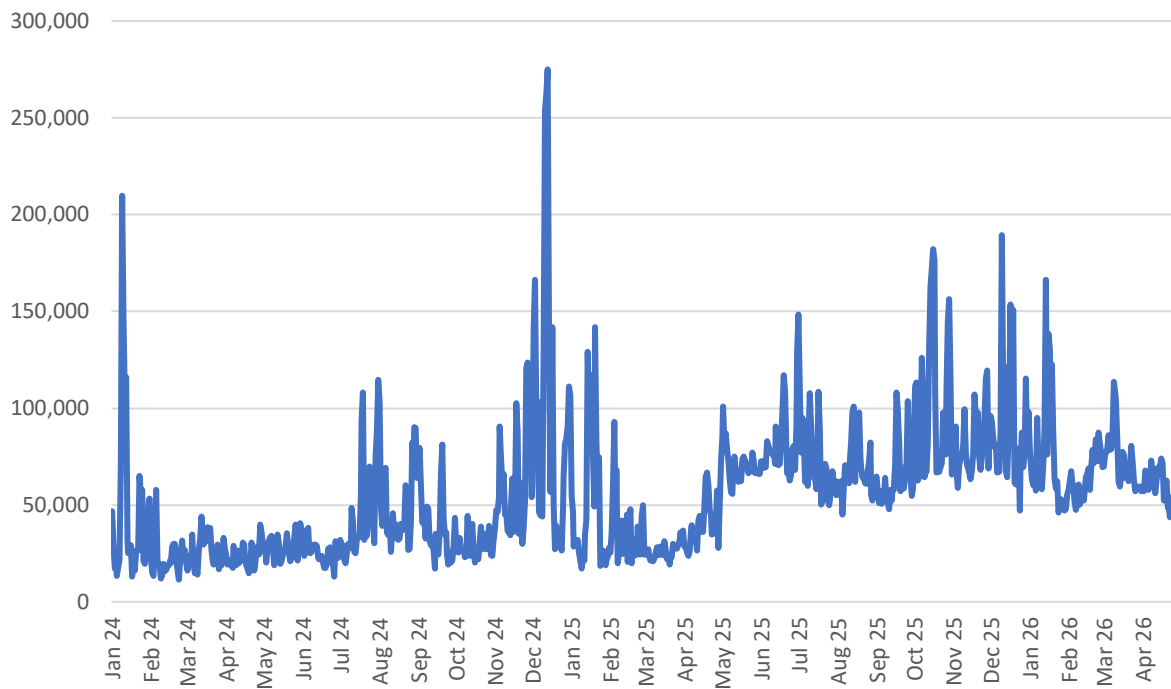
Tal y como se muestra en el Gráfico 12, antes del 28A, esta diferencia oscilaba principalmente entre 0 y 40.000 MWh, con un promedio diario de 23.303 MWh. A partir de mayo de 2025, la brecha entre PVP y PBF se amplía de forma persistente: los valores se desplazan hacia una banda entre 20.000 y 80.000 MWh, con episodios que superan los 100.000 MWh, y el promedio diario casi se triplica hasta alcanzar los 60.034 MWh.

Gráfico 10. Generación programada PBF ciclo combinado (diario, MWh)



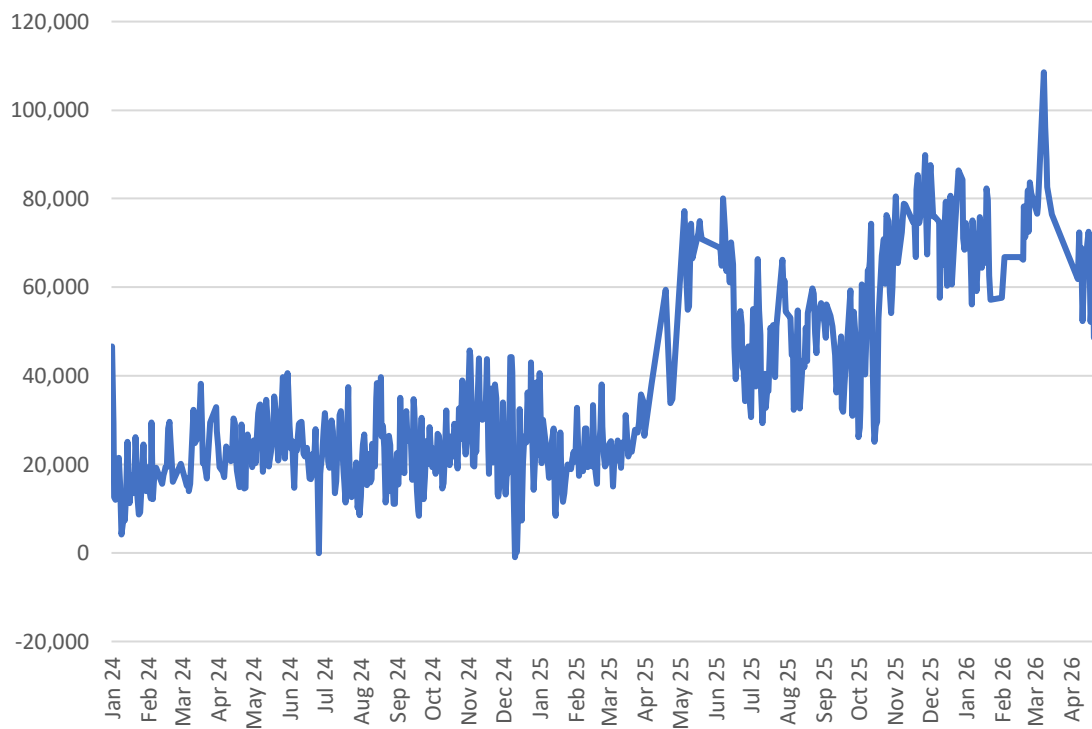
Fuente: e-sios y elaboración propia.

Gráfico 11. Generación programada PVP ciclo combinado (diario, MWh)



Fuente: e-sios y elaboración propia.

Gráfico 12. Diferencia diaria entre generación programada PVP y PBF de ciclo combinado (MWh)



Fuente: e-sios y elaboración propia.

4. Cómo reducir el coste de la electricidad de los consumidores industriales

La guerra en Irán, iniciada a finales de febrero de 2026, ha vuelto a poner el foco de la preocupación de las autoridades políticas y regulatorias en los costes de la energía.

La Comisión Europea estima que, desde el inicio del conflicto en Oriente Próximo, el coste de las importaciones de energía de origen fósil ha aumentado en unos 24.000 M€, con un impacto directo sobre el sector energético y, especialmente, sobre los consumidores de energía (hogares, pymes y empresas industriales intensivas en energía) (European Commission, 2026a).

El incremento en el precio del gas natural tiene, además, un impacto directo sobre los precios de la electricidad en la mayoría de los sistemas eléctricos nacionales en la UE, en la medida en que la generación con gas natural es la tecnología marginal en el mercado en muchos momentos, especialmente en las situaciones de escasez relativa de generación.

Esto ha motivado que en algunos países, como Italia o Austria, haya vuelto a abrirse recientemente el debate sobre la idoneidad del diseño actual del mercado eléctrico y sobre la conveniencia de realizar intervenciones regulatorias para reducir las facturas energéticas (Hirth, 2026).³

El cambio en el contexto global respecto de la situación previa a la reforma del diseño del mercado eléctrico de finales de 2024, sin embargo, no cambia las implicaciones y los efectos negativos de intervenir los mercados eléctricos.

En esta sección revisamos primero cuáles son estos efectos perniciosos para posteriormente recordar cuál es la “receta” óptima para reducir los costes de la energía en las facturas de los consumidores finales. En la parte final de la sección, revisamos las medidas que está adoptando la Unión Europea y que, en general, están alineadas con esa solución estándar.

Efectos perniciosos de intervenir los mercados eléctricos

Intervenir un mercado con medidas orientadas a establecer topes de precios o subsidios a la generación (como el “tope del gas” o “excepción ibérica”) genera distorsiones en los resultados del mercado que dan lugar a ineficiencia productiva y asignativa y a impactos medioambientales negativos, en el corto plazo, y a ineficiencia dinámica (i.e., inversiones ineficientes en el parque de generación), en el medio y largo plazo (Fernández Gómez, 2023; Eurelectric, 2026a; Hirth, 2026).

La ineficiencia productiva se genera porque la energía generada para cubrir la demanda de electricidad no se produce al mínimo coste. Esto es así porque, al alterarse el orden de mérito (i.e., la competitividad relativa de las distintas tecnologías de generación),

³ En particular, el Gobierno de Italia ha propuesto un mecanismo de intervención para reducir el precio de la electricidad en el mercado diario similar, en esencia, a la “excepción ibérica” que implementó el Gobierno de España entre 2022 y 2024. En este caso, el mecanismo ofrece subsidios a las centrales de gas natural para reducir el coste del CO₂ en la generación de electricidad, reduciendo los costes variables de generación y, de esta manera, ejerciendo presión a la baja sobre los precios de equilibrio en el mercado. El coste de esta medida se recuperaría mediante un cargo en las facturas de los consumidores. En Austria, el Gobierno ha propuesto separar el mercado eléctrico por tecnologías (las que utilizan combustibles de origen fósil, por un lado, y las renovables, por otro). Ver Hirth (2026, p. 16).

entran en el programa de generación algunas centrales con costes variables más elevados que algunas centrales que quedan fuera de la casación del mercado y de los programas finales. Es decir, aumenta el coste de generación. El impacto será mayor, en general, cuanto mayor sea el subsidio a centrales, como los ciclos combinados, que operan en el entorno de la “zona marginal” del mercado (i.e., cuyos costes de generación están en el entorno de los precios de equilibrio en el mercado).

La alteración de la casación que se hubiera producido en ausencia de subsidios a la generación puede dar lugar también a la necesidad de que el Operador del Sistema utilice un mayor volumen de energía para resolver potenciales restricciones técnicas, incrementando el coste total de generación.

La ineficiencia asignativa se produce porque el impacto de las medidas de intervención (topes de precios o subsidios a la generación) modifican el precio de equilibrio del mercado, que se separa del coste marginal de generación en el sistema. Esto tiene un impacto sobre el consumo de electricidad: precios más bajos tenderán a incrementar la demanda de una manera ineficiente (i.e., se consumirá más electricidad que la que sería “socialmente óptima” teniendo en cuenta el coste de generar dicha electricidad). El efecto puede ser especialmente pernicioso si aumenta el consumo eléctrico en las horas con mayor escasez de generación (e.g., horas punta) y en las que la cobertura de la demanda implica la utilización de centrales con mayores costes de generación.

En el corto plazo, se generan impactos medioambientales negativos como consecuencia de las medidas de intervención en el mercado. Incentivar, mediante subsidios, la generación con gas natural implica sustituir otras fuentes de generación (p. ej., energía hidráulica o centrales de cogeneración) que no emiten CO₂ (o emiten menos) al producir electricidad.

Además, la necesidad de recuperar los costes de las medidas de intervención puede suponer sobrecostes en las facturas de los consumidores finales que generan distorsiones adicionales en las señales económicas que dirigen las decisiones sobre el consumo de electricidad.

Todos estos efectos tuvieron lugar tras la intervención del precio del gas natural en el mercado español tras la guerra de Ucrania. El llamado “tope del gas” dio como resultado un incremento de la producción de las centrales de gas, un mayor coste de generación, mayor consumo de gas, mayores niveles de emisiones de CO₂, un incremento de las exportaciones de electricidad a Francia e impactos no deseados en las facturas (i.e., el llamado “ajuste de gas”)⁴, entre otras consecuencias negativas –ver Ibáñez de Aldecoa Fuster (2022), Fernández Gómez (2022a, 2023), Hidalgo-Pérez et al. (2022, 2024)--.

Adicionalmente, se produjo otro efecto indirecto (de origen regulatorio) en España. Las instalaciones de generación renovable puestas en servicio antes de 2013 reciben un complemento retributivo, a través de los cargos incorporados en la factura eléctrica, que permite garantizar una rentabilidad del 7,39% sobre el valor de inversión. Esta retribución es complementaria a los ingresos de mercado: si las instalaciones reciben bajos ingresos del mercado, se incrementan las primas complementarias futuras, mientras que si los ingresos de mercado se incrementan, se reducen estas primas. El “tope al gas” redujo los precios de mercado y, por tanto, los ingresos de estas

⁴ CNMC (2022).

instalaciones, lo que ha obligado a elevar las primas complementarias desde 2026. Esto supone un incremento de coste que se suma al sobrecoste de la operación reforzada.

A medio y largo plazo, la distorsión en las señales de precio en el corto plazo da lugar a efectos dinámicos negativos, al modificar las decisiones de inversión en instalaciones de generación y almacenamiento de energía eléctrica y en tecnologías para la gestión activa de la demanda. En un contexto de creciente penetración de energías renovables y de mayores requerimientos de flexibilidad en el sistema eléctrico resulta muy relevante que los precios de la electricidad ofrezcan señales claras a los inversores sobre cuáles son las inversiones más beneficiosas para el conjunto del sistema. Intervenir el mercado generando distorsiones en los precios de corto plazo (y, especialmente, con medidas orientadas a reducir los precios en los momentos de escasez de generación en el sistema) dará lugar a menores volúmenes de inversión en las tecnologías más limpias, flexibles y económicas. Esto incrementará los costes de generación en el sistema y empeorará el desempeño medioambiental del sector eléctrico (al aumentar las emisiones de CO₂), ralentizando la transición hacia un mix eléctrico con cero emisiones netas (Eurelectric, 2026a, Hirth, 2026).

Cuál es la receta estándar para reducir las facturas eléctricas

La reorientación de la estrategia europea de competitividad que marcaba el Pacto Verde Europeo y que fue impulsada el debate que siguió a la publicación de los informes de Letta (2024) y Draghi (2024a,b), con un mayor foco en reindustrializar Europa, asegurando la competitividad industrial e incentivando una descarbonización competitiva, tiene también su reflejo en medidas para reducir los costes energéticos de la industria.

La reciente declaración conjunta del Parlamento Europeo, el Consejo Europeo y la Comisión Europea “*One Europe, One Market Roadmap*” (Council of the European Union, 2026) vuelve a colocar entre los objetivos estratégicos UE “*reducir los precios de la energía y descarbonizar [la economía]*”.

La visión actual en la Unión Europea sobre cómo reducir las facturas eléctricas, respondiendo, por un lado, a los retos geopolíticos actuales y reforzando, por otro lado, la competitividad de la industria europea se basa en diversas ideas que, en general, suscitan amplio consenso en la industria (Eurelectric, 2026b; 2026c) y entre analistas, expertos y académicos.

En general, estas ideas y principios están alineados con la propuesta de revisión de la Directiva de Fiscalidad Energética de 2021 (European Commission, 2021; s.f.,a) y con otras medidas más recientes lanzadas en los últimos años (para responder a los retos generados por eventos con impacto global como la pandemia del coronavirus, la crisis de las cadenas de suministro, la invasión y posterior guerra en Ucrania o, más recientemente, la guerra en Irán) o las impulsadas en el marco del *Clean Industrial Deal* de principios de 2025.

Todos estos principios son aplicables al caso de España, como hemos argumentado en diversos artículos en este blog en los últimos años (Fernández Gómez, 2021; 2022b; 2023; 2024; 2025).

De manera resumida, la receta para reducir las facturas eléctricas, de acuerdo con la visión actual de la UE, se basa en cuatro bloques de medidas:

1. Reducir la fiscalidad sobre la energía eléctrica. Una parte importante del precio que pagan los consumidores eléctricos son impuestos. Una vía directa para favorecer a las empresas europeas (en la industria y en otros sectores) consiste en reducir o eliminar al máximo los tipos impositivos del IVA y otros impuestos.
2. Eliminar de las facturas sobrecostes no directamente asociados con el suministro de energía eléctrica. Los sobrecostes que se incluyen en las facturas eléctricas y que están relacionados con políticas medioambientales (p. ej., promoción de determinados tipos de tecnologías, como las renovables eléctricas) o sociales, deberían ser financiados a través de otros mecanismos (con cargo a los presupuestos públicos o de otra manera).
3. Corregir la fiscalidad de la electricidad y de otros combustibles de origen fósil teniendo en cuenta el principio “quien contamina, paga”. En 2024; en promedio, el conjunto de impuestos y cargos sobre la electricidad (sin incluir IVA) era dos veces el equivalente sobre el gas natural (RAP, 2025). La ratio promedio entre los precios finales de la electricidad y los precios finales del gas natural de consumidores domésticos en la UE se situaba, ese año, en 2,6, fluctuando entre países en un rango entre 1,5 (Países Bajos) y 4,2 (Reino Unido) (RAP; 2025). En el segmento de los consumidores industriales, la propia presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, reconoció recientemente que la distorsión en la fiscalidad de la electricidad respecto del gas natural es muy significativa, que podría ser hasta 15 veces superior (Abnett, 2026).
4. Facilitar que los Estados miembros puedan apoyar con exenciones o subsidios a la industria intensiva en energía. En los meses posteriores a la invasión de Ucrania por parte de Rusia, diversos paquetes de medidas y políticas anunciados por la Comisión Europea se centraron en flexibilizar las reglas de aprobación de ayudas de Estado para mitigar el impacto sobre las empresas de los elevados costes de la energía (European Commission, s.f.,b).

El *Temporary Crisis Framework* (TCF), por ejemplo, aprobado el 23 de marzo de 2022 y enmendado un par de veces (en julio y octubre de 2022), complementaba otras medidas aprobadas tras la invasión de Ucrania para facilitar que los Estados miembros de la UE pudieran (i) ofrecer cantidades limitadas de ayuda a empresas afectadas por la crisis energética; (ii) asegurar la liquidez de las empresas; y (iii) compensar a las empresas por los costes energéticos adicionales inducidos por los elevados precios del gas natural y la electricidad (European Commission, 2022).

Este marco temporal fue actualizado al *Temporary Crisis and Transition Framework* (TCTF) el 9 de marzo de 2023, enmendado en noviembre de 2023 y mayo de 2024, para, en línea con el Plan Industrial del Pacto Verde Europeo (*Green Deal Industrial Plan*), añadir a las medidas indicadas en el párrafo anterior una cuarta (iv) incentivar una reducción adicional en el consumo de energía eléctrica (European Commission, s.f.,b). Esto se llevaría a cabo a través de ayudas dirigidas a (1) acelerar el despliegue de energía renovable, capacidad de almacenamiento y calor renovable en el marco del programa REPowerEU; y (2) descarbonizar procesos industriales. Además, los Estados miembros de la UE podrían destinar ayudas para acelerar inversiones en sectores clave para la transición hacia las cero emisiones netas (e.g., manufactura de baterías, paneles solares, turbinas eólicas, bombas de calor, electrolizadores, equipamientos de la cadena de valor CCUS o producción y reciclado de materias primas críticas).

El 25 de junio de 2025 se adoptó el *Clean Industrial Deal State Aid Framework* (CISAF), en sustitución del TCTF (European Commission, s.f.,c), en vigor hasta el 31 de diciembre de 2030. Este nuevo esquema, alineado con el *Clean Industrial Deal*, tiene como objetivo establecer reglas para que los Estados miembros de la UE impulsen, a través de ayudas, el desarrollo de energía limpia, la descarbonización industrial y las tecnologías limpias. En particular, el nuevo CISAF permite (European Commission, 2025): (1) simplificar los procedimientos para el desarrollo de energía renovable y combustibles bajos en carbono; (2) aprobar de manera rápida, bajo determinadas condiciones, medidas de flexibilidad y mecanismos de capacidad⁵⁵; (3) ayudas para cubrir los costes de la electricidad de los consumidores intensivos en energía, a cambio de inversiones en descarbonización; (4) apoyo flexible a las inversiones en tecnologías de descarbonización (electrificación, hidrógeno, biomasa, CCUS...) y que incrementen la eficiencia energética; (5) apoyo a la manufactura de tecnologías limpias cubiertas por la Ley sobre la Industria de Cero Emisiones Netas (*Net-Zero Industry Act*) y a la producción y procesamiento de materias primas críticas.

Medidas recientes para mitigar el impacto de la guerra en Irán

En abril de 2026, la Comisión Europea adoptó dos paquetes adicionales de medidas para contrarrestar los potenciales efectos negativos sobre los consumidores domésticos y la industria de los acontecimientos en Oriente Medio: (a) un conjunto de medidas temporales en el marco del CISAF (ver el apartado anterior), conocido como METSAF; y (b) el paquete AccelerateEU. Estas medidas daban respuesta a la petición del Consejo Europeo del 19 de marzo de 2026 de aprobar medidas para responder a los retos geopolíticos.

Middle East Temporary State Aid Framework (METSAF)

Este paquete habilita un ajuste temporal del CISAF, hasta el 31 de diciembre de 2026, que ofrece mayor flexibilidad e intensidad de las ayudas de los Estados miembros a determinados sectores industriales para mitigar los efectos del incremento de los precios de la energía tras el inicio de la guerra en Irán (European Commission, 2026b).

En el marco de METSAF, en los sectores de agricultura, pesca, transporte en tierra (carreteras, ferrocarril y vías navegables interiores), los Estados miembros podrán compensar hasta el 70% de los costes adicionales derivados de incrementos en los precios de combustibles y fertilizantes. Además, existirá una vía simplificada (con menor exigencia de datos e información) para acceder a ayudas de hasta 50.000 euros/beneficiario.

En el caso de industrias intensivas en energía, las ayudas temporales podrán incrementarse desde el 50% de los costes adicionales elegibles de electricidad (bajo la sección 4.5 del CISAF) hasta un 70% (con un tope del 50% del consumo elegible), sin exigirse inversiones adicionales en descarbonización.

⁵⁵ Los mecanismos elegibles para un procedimiento simplificado de aprobación deben cumplir con las condiciones de un "modelo de referencia" de mecanismo de capacidad. Otros diseños deberán ser evaluados en el marco de las *Climate, Environmental Protection and Energy Aid Guidelines* (CEEAG) (EUR-Lex, 2022).

AccelerateEU

El paquete AccelerateEU (European Commission, 2026c), aprobado el 22 de abril, incluye un amplio conjunto de medidas de corto plazo y medidas estructurales para mitigar el impacto de la crisis de los precios de la energía sobre los hogares y la industria (especialmente, los segmentos más vulnerables) y avanzar en la independencia energética de la Unión Europea.

Las medidas están alineadas con otras estrategias, programas y planes de acción enmarcados en el Clean Industrial Deal, incluyendo el Plan de Energía Asequible, la revisión de la Directiva de Fiscalidad Energética, la Estrategia de Inversión en Energía Limpia y otros.

Las medidas de AccelerateEU se estructuran en torno a cinco áreas: (a) coordinación de las medidas de emergencia (especialmente, las relacionadas con los *stocks* y el almacenamiento de gas natural y petróleo, los combustibles de aviación y la disponibilidad y capacidad de producción en las refinerías) y creación de un Observatorio de Combustibles; (b) medidas dirigidas y temporales de apoyo a hogares vulnerables (ayudas directas, bonos energéticos, esquemas de “leasing” –alquiler– social, reducción de impuestos...) y el esquema METSAF mencionado arriba; (c) acelerar la transición hacia energías limpias de origen local para sustituir al petróleo, el gas natural y los combustibles fósiles para el transporte (p. ej., a través del Plan de Acción para la Electrificación, la rápida aplicación del Plan de Inversión en Transporte Sostenible, etc.); (d) impulso del desarrollo de infraestructura de redes eléctricas (aceleración del European Grids Package, maximización de la infraestructura existente, repotenciación rápida de grandes parques eólicos y otras instalaciones renovables de eólica off-shore, energía hidráulica, nuevas propuestas sobre fiscalidad y costes regulados...); y (e) impulso de las inversiones (en marzo de 2026 se aprobó la Estrategia de Inversión en Energía Limpia⁶), utilizando fondos disponibles en herramientas como el Recovery and Resilience Facility o los fondos de cohesión.

5. Algunas reflexiones y conclusiones finales

La situación geopolítica en la primera parte de 2026, especialmente tras el bloqueo del estrecho de Ormuz que siguió al inicio de la guerra en Irán el 28 de febrero de 2026, ha dado lugar a un incremento significativo en los precios de la energía.

Esto ha generado en algunos países de Europa (como Italia o Austria) un nuevo debate, similar al que tuvo lugar en el periodo 2022-2024, sobre la idoneidad de intervenir los mercados energéticos con el objetivo de contener los precios de la energía, tanto para hogares como para las empresas, especialmente, las empresas industriales intensivas en energía.

En el caso de España (pero también en el caso de la mayor parte de los mercados energéticos en la UE), el impacto de la crisis actual es significativamente menor que el de la crisis de precios energéticos que siguió a la invasión de Ucrania por parte de Rusia (que, por otra parte, venía gestándose desde muchos meses antes).

La conclusión del análisis realizado en este artículo es que no es una buena idea ni tiene sentido plantear en el momento actual una intervención del mercado eléctrico español, pudiendo atacarse los potenciales incrementos en los costes energéticos derivados de

⁶ European Commission (2026d).

la guerra de Irán a través de medidas fiscales y otras medidas de apoyo a consumidores vulnerables que eviten los efectos perniciosos de las intervenciones de precios sobre la eficiencia a corto, medio y largo plazo del mercado eléctrico.

Diversas razones dan soporte a esta idea.

En primer lugar, la crisis actual de precios de la energía, ligada a la guerra en Irán, iniciada el 28 de febrero de 2026, no es comparable a la del periodo 2021-2023 que cubrió, aproximadamente, los meses anteriores y el año y medio posterior a la invasión de Ucrania por parte de Rusia en febrero de 2022. Los precios no se han incrementado de manera similar y, además, otros factores mitigan los efectos del incremento actual de precios (p. ej., la exposición de los consumidores con tarifas reguladas es menor, por el menor número de consumidores acogidos a ellas y porque el PVPC está menos afectado por las variaciones de los precios spot). Por otro lado, no ha habido necesidad, por el momento, de activar otras medidas fiscales de urgencia que se activaron de manera temporal durante la crisis de 2021-2023.

En segundo lugar, en el caso de los costes de la energía en España, además de los factores estructurales conocidos (sobrecostes en la factura no ligados al suministro eléctrico, elevado peso de la fiscalidad...), debe señalarse que un inductor importante de la subida de los costes de la energía en el último año es la “operación reforzada” del sistema eléctrico por parte del Operador del Sistema tras el apagón del 28 de abril de 2025. La “operación reforzada” del sistema eléctrico supone una “anomalía” en el caso del mercado eléctrico español, motivada por un amplio número de factores que no tienen que ver con el diseño o el funcionamiento del mercado eléctrico (Gobierno de España, 2025; ICS Investigation Expert Panel, 2026).

En tercer lugar, tal y como predicen la teoría económica sobre los mercados de electricidad y multitud de estudios académicos, el “diseño marginalista” del mercado eléctrico: (a) inducen eficiencia energética, pues los precios reflejan la escasez de generación en el corto, medio y largo plazo; (b) facilitan las inversiones en energías renovables; (c) reducen las emisiones de gases de efecto invernadero; (d) contribuyen a poner en valor la flexibilidad de todos los recursos energéticos; (e) fomentan la innovación a través de la competencia en los mercados mayorista y minorista; y (f) ofrecen señales adecuadas al mantenimiento de capacidad de respaldo y flexible que permita avanzar en la penetración de las energías renovables y en la descarbonización del sistema eléctrico —ver la revisión de literatura realizada en Fernández Gómez (2020)—.

Intervenir el mercado eléctrico con medidas orientadas a fijar precios u otorgar subsidios a determinadas tecnologías de generación (como fue el caso del “tope del gas” o “excepción ibérica”) genera distorsiones en los resultados del mercado que dan lugar a ineficiencia productiva y asignativa y a impactos medioambientales negativos, en el corto plazo, y a ineficiencia dinámica (i.e., inversiones ineficientes en el parque de generación), en el medio y largo plazo (Fernández Gómez, 2023; Eurelectric, 2026a; Hirth, 2026).

En cuarto lugar, debe comentarse que la “receta estándar”, con consenso amplio y creciente en la actualidad en la Unión Europea, para reducir las facturas eléctricas de hogares, consumidores vulnerables y empresas industriales (especialmente, las intensivas en energía) implica, esencialmente: (1) reducir la fiscalidad sobre la energía eléctrica (incluyendo el IVA y otros impuestos que graven la electricidad); (2) eliminar de las facturas sobrecostes no directamente asociados con el suministro de energía

eléctrica (p. ej., relacionados con políticas medioambientales o sociales) y financiarlos utilizando esquemas alternativos; y (3) corregir la fiscalidad de la electricidad y de otros combustibles de origen fósil teniendo en cuenta el principio “quien contamina, paga”. Además, la UE pone a disposición de los Estados miembros mecanismos y herramientas ágiles para ofrecer soporte (p. ej., mediante ayudas directas) a la industria intensiva en energía, evitando que el incremento de precios de la energía deteriore su competitividad en un contexto complejo.

En quinto lugar, en el caso de España esa receta es perfectamente aplicable. El Gobierno debería adoptar a corto plazo medidas orientadas a eliminar de las facturas eléctricas costes no directamente relacionados con el suministro de energía eléctrica (ver el artículo citado en el segundo comentario). Y debería tener en cuenta que una parte de los costes actuales de los consumidores eléctricos están relacionados con la “operación reforzada” del sistema, que implica un incremento significativo en el volumen de restricciones técnicas y su coste, agravado adicionalmente por el incremento en el precio del gas natural.

El RDL 7/2026 avanza parcialmente en la reducción (de manera temporal) de la fiscalidad de la energía, actuando simultáneamente sobre todas las energías, no solo la electricidad. Sin embargo, no avanza en la reducción de la diferencia estructural de carga impositiva que penaliza notablemente a la electricidad frente al gas. Además, la reversión total de las medidas fiscales sobre la electricidad (parcial en el caso del gas) y el mantenimiento de la reducción fiscal para combustibles (a partir del 1 de junio) ahondan en la penalización relativa de la electricidad frente a otros combustibles.

Por otro lado, a corto y medio plazo, cabe preguntarse hasta qué punto la “operación reforzada” es técnicamente justificable, qué nivel de sobrecoste por este tipo de operación del sistema es aceptable, quién y cómo se paga este tipo de costes y durante cuánto tiempo. Esta discusión está muy relacionada con el diseño, definición y remuneración de servicios de ajuste y complementarios (restricciones, control de voltaje y tensión, servicios auxiliares en el muy corto plazo) y otras cuestiones normativas y regulatorias.

En todo caso, la defensa de la competitividad de las empresas industriales y el control de los costes energéticos a los que se enfrentan debe suponer la eliminación de distorsiones sobre las señales de precios en el mercado mayorista que impidan que reflejen los costes reales de generación y que tienen un impacto negativo sobre las decisiones de producción, operación y consumo en el corto plazo, sobre el funcionamiento de los mercados a plazo (elemento fundamental de un sistema eléctrico eficiente) y sobre las decisiones de inversión y la planificación del sistema a medio y largo plazo.

Referencias

- Abnett, K. (2026, 11 de febrero). Industry steps up pressure on EU to cut energy prices. *Reuters*. <https://www.reuters.com/sustainability/boards-policy-regulation/industry-steps-up-pressure-eu-cut-energy-prices-2026-02-11/>
- aeléc. (2025). *Compartimos la preocupación de los comercializadores por las consecuencias de la “operación reforzada” de REE tras el apagón del 28 de abril*. <https://aelec.es/preocupacion-tras-el-apagon/>
- aeléc. (2026). *El sobrecoste invisible que dispara la factura eléctrica*. <https://aelec.es/sobrecoste-factura-electrica/>
- CNMC. (2022). El impacto del mecanismo del «tope del gas» en las facturas de electricidad. *CNMC Blog*. <https://blog.cnmc.es/2022/09/19/el-impacto-del-mecanismo-del-tope-del-gas-en-las-facturas-de-electricidad/>
- Council of the European Union. (2026). *One Europe, One Market Roadmap of the European Parliament, the Council of the European Union and the European Commission*. 8473/26. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-8473-2026-INIT/en/pdf>
- Draghi, M. (2024a). *The Draghi Report: A Competitiveness Strategy for Europe (Part A)*. https://commission.europa.eu/document/download/97e481fd-2dc3-412d-be4c-f152a8232961_en
- Draghi, M. (2024b). *The Draghi Report: In-Depth Analysis and Recommendations (Part B)*. https://commission.europa.eu/document/download/ec1409c1-d4b4-4882-8bdd-3519f86bbb92_en
- Energía y Sociedad. (2026). *Operación Reforzada: Impacto en el Sistema Eléctrico y en el consumidor final*. <https://www.energiaysociedad.es/boletin/operacion-reforzada-impacto-en-el-sistema-electrico-y-en-el-consumidor-final/>
- Eurelectric. (2026a). *Marginal pricing: the key to efficient electricity markets*. <https://www.eurelectric.org/in-detail/marginal-pricing-the-key-to-efficient-electricity-markets/>
- Eurelectric. (2026b). *Closing the gap between electricity and gas prices: how to reduce electricity bills through lower taxes and levies*. https://www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2026/02/Eurelectric-Taxes-Levies_final-for-publication-official-template.pdf
- Eurelectric. (2026c). *How to bring down bills*. https://www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2026/04/20260416-How-to-bring-down-bills_Eurelectric.pdf
- EUR-Lex. (2022). *2022 guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy*. <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/2022-guidelines-on-state-aid-for-climate-environmental-protection-and-energy.html>
- European Commission. (2021, 14 de julio). *Revision of the Energy Taxation Directive (ETD): Questions and Answers*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/qanda_21_3662/QANDA_21_3662_EN.pdf
- European Commission. (2022, 23 de marzo). *State aid: Commission adopts Temporary Crisis Framework to support the economy in context of Russia's invasion of Ukraine*

[comunicado].

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_22_1949

European Commission. (2025, 25 de junio). *New State aid framework enables support for clean industry* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_1598

European Commission. (2026a, 22 de abril). *Commission proposes actions to protect Europeans from the fossil energy crisis and accelerate the shift to clean, homegrown energy* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_26_629

European Commission. (2026b, 29 de abril). *Commission adopts temporary State aid framework to support sectors affected by Middle East crisis* [nota de prensa]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_26_894

European Commission. (2026c). *AccelerateEU – Energy Union - affordable and secure energy through accelerated action*. https://energy.ec.europa.eu/publications/accelerateeu-energy-union-affordable-and-secure-energy-through-accelerated-action_en

European Commission. (2026d). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Clean Energy Investment Strategy. COM/2026/116 final*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52026DC0116&qid=1773310237995>

European Commission. (s.f.,a). *Revision of the European Energy Taxation Directive*. https://taxation-customs.ec.europa.eu/taxation/excise-duties/revision-energy-taxation-directive_en

European Commission. (s.f.,b). *Temporary Crisis and Transition Framework*. https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/legislation/temporary-crisis-and-transition-framework_en

European Commission. (s.f.,c). *Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF)*. https://competition-policy.ec.europa.eu/about/contribution-clean-just-and-competitive-transition/clean-industrial-deal-state-aid-framework-cisaf_en

Fernández Gómez, J. (2020). Mecanismos de capacidad y mercados de electricidad. *Orkestra Working Paper Series in Territorial Competitiveness 2020-R01(CAS)*. <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/articulos-cientificos/orkestra-working-papers/200025-mecanismos-capacidad-mercados-electricos.pdf?v=1>

Fernández Gómez, J. (2021, 5 de noviembre). ¿Cómo se determinan las facturas de electricidad que pagan los consumidores finales y qué medidas pueden adoptarse para reducirlas? [artículo de blog]. *Blog #Beyondcompetitiveness, Orkestra*. <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2284-determinacion-facturas-electricidad-consumidores-finales>

Fernández Gómez, J. (2022a, 27 de mayo). Crisis energética, mercados de energía y “excepción ibérica”. [artículo de blog]. *Blog #Beyondcompetitiveness, Orkestra*. <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias->

[eventos/beyondcompetitiveness/2387-crisis-energetica-mercados-de-energia-y-excepcion-iberica](https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2387-crisis-energetica-mercados-de-energia-y-excepcion-iberica)

Fernández Gómez, J. (2022b, 22 de febrero). ¿Cuál es la mejor estrategia para mitigar el efecto de los precios de la energía actuales sobre los hogares y las empresas? [artículo de blog]. *Blog #Beyondcompetitiveness, Orkestra*. <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2338-mejor-estrategia-mitigar-efecto-precios-energia-hogares-empresas>

Fernández Gómez, J. (2023, 1 de febrero). Por qué no es una buena idea regular el mercado mayorista eléctrico [artículo de blog]. *Blog #Beyondcompetitiveness, Orkestra*. <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2514-regular-mercado-mayorista-electrico>

Fernández Gómez, J. (2024, 7 de mayo). Fiscalidad de la electricidad y competitividad industrial [artículo de blog]. *Blog #Beyondcompetitiveness, Orkestra*. <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2757-fiscalidad-de-la-electricidad-y-competitividad-industrial>

Fernández Gómez, J. (2025, 22 de mayo). Fiscalidad energética al servicio de la competitividad industrial [artículo de blog]. *Blog #Beyondcompetitiveness, Orkestra*. <https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2990-fiscalidad-energetica-al-servicio-de-la-competitividad-industrial>

Gobierno de España. (2025). *Versión no confidencial del informe del comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025*. <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeminstros/resumenes/Documents/2025/Informe-no-confidencial-Comite-de-analisis-28A.pdf>

Hidalgo-Pérez, M., Mateo Escobar, R., Collado Van-Baumberghen, N. & Galindo, J. (2022). Estimando el efecto del tope al precio del gas. *EsadeEcPol Brief*, 31. <https://www.esade.edu/ecpol/es/publicaciones/estimando-el-efecto-del-tope-al-precio-del-gas/>

Hidalgo-Pérez, M., Collado, N., Galindo, J. & Mateo, R. (2024). The Iberian exception: Estimating the impact of a cap on gas prices for electricity generation on consumer prices and market dynamics. *Energy Policy*, 188, 114092. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114092>

Hirth, L. (2026). *Marginal Pricing and the “Merit Order”. Why the proposed state interventions in wholesale electricity prices are a bad idea*. <https://www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2026/03/Neon-Marginal-Pricing-and-the-Merit-Order.pdf>

ICS Investigation Expert Panel. (2026). *Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025. Final Report*. <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/#Publications & Documents>

Letta, E. (2024). *Much More than a Market*. <https://www.consilium.europa.eu/media/ny3j24sm/much-more-than-a-market-report-by-enrico-letta.pdf>

- Martínez Arroyo, E. (2026, marzo 25). «Operación Reforzada» y restricciones técnicas: De mecanismo operativo a vector estructural. *El Periódico de la Energía*. <https://elperiodicodelaenergia.com/operacion-reforzada-y-restricciones-tecnicas-de-mecanismo-operativo-a-vector-estructural/>
- Ojea, L. (2026, enero 5). Las medidas antiapagón de Red Eléctrica encarecen el coste de las «restricciones técnicas» un 49% en 2025, a 3.770 millones. *El Español*. https://www.elspanol.com/invertia/empresas/energia/20260105/medidas-antiapagon-red-electrica-encarecen-coste-restricciones-tecnicas-millones/1003744076814_0.html
- RAP. (2025). *Making Electricity Cheaper. Redistributing policy costs for affordable household heat electrification*. <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2025/09/rap-sunderland-gibb-thomas-affordable-electricity-sept2025.pdf>
- REE. (2026). *Red Eléctrica presenta su informe del incidente del 28 de abril y propone recomendaciones*. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/06/red-electrica-presenta-su-informe-del-incidente-del-28-de-abril-y-propone-recomendaciones>
- Sánchez Molina, P. (2025, noviembre 5). El modo de operación reforzada ha supuesto un coste de 422 millones de euros de mayo a octubre. *pv magazine España*. <https://www.pv-magazine.es/2025/11/05/el-modo-de-operacion-reforzada-ha-supuesto-un-coste-de-422-millones-de-euros-de-mayo-a-octubre/>
- Saul, J. (2026, 27 de abril). Iran oil tankers turned back by US blockade, Hormuz traffic sparse. *Reuters*. <https://www.reuters.com/world/middle-east/shipping-traffic-through-hormuz-remains-muted-with-no-us-iran-deal-sight-data-2026-04-27/>