

ERSE
ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS
Rua Dom Cristóvão da Gama, 1 – 3.º
1400 - 113 Lisboa

Madrid, 7 de setembro de 2026

Assunto: **Consulta Pública sobre encargos de regulação do sistema elétrico**

Caros Senhores,

ACIE é uma associação espanhola que reúne 23 comercializadoras que durante 2025 forneceram em conjunto mais de 41 TWh a 3,4 milhões de consumidores (o que representa, em termos percentuais, 16% e 11% do mercado nacional, respetivamente).

Vários dos nossos associados têm atividade também no sistema elétrico português e, tendo visto a publicação por vossa parte da consulta sobre os serviços de ajuste do sistema elétrico publicada pela ERSE, considerámos muito importante enviar-lhes as nossas alegações a esta consulta (incluídas no anexo desta carta).

Atenciosamente,



Presidente da ACIE

ACIE fue fundada en 1999 y está actualmente formada por:
ALPIQ Energía España, ENÉRGYA VM Gestión de la Energía, AXPO Iberia, ENGIE España, FACTOR Energía, NEXUS Energía, ACCIONA Green Energy Developments, ENARA Gestión y Mediación, FENIE Energía, Eni Plenitude Iberia, CEPESA Gas y Electricidad, TOTAL Energies, XENERA Compañía Eléctrica, Gesternova, BP Europe, AEQ, Octopus Energy España, CHC Energía, Energía Colectiva (MasOrange), MET Energía España, Geo Alternativa (Podo), Ignis Luz, Foener Energía y Energía Eleia

www.acie.org.es

info@acie.org.es

ANEXO

ALEGACIONES DE ACIE A LA CONSULTA DE ERSE

Consulta Pública sobre encargos de regulação do sistema elétrico

1. El traspaso de un máximo del 40% a peajes es insuficiente para recuperar la validez y la confianza en la definición de oferta de precio fijo (art. 114 del Regulamento Tarifario do Setor Elétrico y art. 408 MPGGS)

En torno al debate desarrollado en ACIE sobre la definición de precio fijo defendida por la CNMC, por su parte, ERSE solo identifica dos consecuencias para los productos de precio fijo derivadas de la situación actual de los SSAA:

- Inclusión de primas de riesgo excesivamente altas que encarecen el precio final de los consumidores; y
- Aumento del riesgo de que los comercializadores incurran en pérdidas y, por ende, en situaciones de insolvencia si los costes de los SSAA superan a lo provisionado en los precios fijos:

Es decir, más allá de las medidas propuestas por ERSE orientadas a reducir el monto total de los SSAA, a través del rediseño del producto de banda mFRR, y de la reducción de los peajes de gas para los ciclos, mientras no se consiga una disminución de la volatilidad de los SSAA no es posible mantener como única la definición de precio fijo que incluya el coste de estos servicios.

Sin embargo, ERSE parece conceptualmente convencida de la necesidad de trasladar el coste de los SSAA a peajes (siguiendo el ejemplo de otros mercados europeos) aunque hasta un 25% a corto plazo y con un nivel máximo del 40%. De hecho, tal medida puede considerarse de manera independiente a las anteriormente citadas (e incluso, a la del desarrollo de un mercado de coberturas a plazo de los SSAA).

A juicio de ERSE, internalizar estos costes como parte del peaje tiene el riesgo de consolidarlos a largo plazo, encareciendo el precio final de suministro, y de renunciar (de momento) a que los peajes y costes regulados del sistema mantengan una cierta previsibilidad o estabilidad año a año. De ahí que el tope del 40% deba interpretarse como que ERSE está dispuesta a asumir o responsabilizarse de que sus decisiones regulatorias en materia de fijación de peajes y costes regulados se vean afectadas por el problema de los SSAA.

ACIE fue fundada en 1999 y está actualmente formada por:

ALPIQ Energía España, ENÉRGYA VM Gestión de la Energía, AXPO Iberia, ENGIE España, FACTOR Energía, NEXUS Energía, ACCIONA Green Energy Developments, ENARA Gestión y Mediación, FENIE Energía, Eni Plenitude Iberia, CEPSA Gas y Electricidad, TOTAL Energies, XENERA Compañía Eléctrica, Gesternova, BP Europe, AEQ, Octopus Energy España, CHC Energía, Energía Colectiva (MasOrange), MET Energía España, Geo Alternativas (Podo), Ignis Luz, Foener Energía y Energía Eleia

Para ACIE se trata de un paso muy elogiable, aunque insuficiente para que los comercializadores puedan internalizar razonablemente el coste de los SSAA en ofertas de precio fijo. En la práctica, y tomando la referencia de los 5 primeros meses de 2026 citada por ERSE, significa que los comercializadores seguirían asumiendo la gestión de la volatilidad de más de 15, en el mejor de los casos, de 12 EUR/MWh, es decir, el 75% o el 60% del valor medio en ese periodo (20,26 EUR/MWh), es decir, niveles de precio entre 2 y 3 veces superiores a los históricos anteriores a 2022.

Por lo tanto, ACIE quiere realizar dos alegaciones al respecto:

1. Que se introduzca un calendario progresivo de incorporación de los costes de los SSAA en la componente de los UGS incluida en las TAR hasta un máximo del 90% no más tarde del primer trimestre de 2028; y
2. Que transitoriamente, en tanto en cuanto no se alcance dicha cota del 90%, ERSE reconozca que una oferta que fija el precio de la energía mayorista pero no el de los SSAA, pueda considerarse plenamente como de precio fijo, hecha dicha salvedad contractualmente.

2. Entrada en operación del proyecto piloto no más tarde del 1 de enero de 2027.

Del documento justificativo de la Propuesta se deduce que las metodologías de determinación de las necesidades de gestión de RRTT y de tránsitos de red utilizadas por el OS son anticuadas, deben ser urgentemente revisadas y en definitiva, son en parte responsables del elevado coste de los SSAA que soporta el sistema.

Esta Asociación considera ineludible que ERSE establezca una concreción temporal para el calendario de implantación del modelo piloto por parte el OS. Teniendo en cuenta que la propuesta del OS se debe producir antes del 10 de septiembre, ERSE debería fijar el 1 de enero de 2027 como fecha límite para su entrada en funcionamiento.

3. Oferta de al menos el 80% del volumen licitado por área de oferta en las subastas de BmFRR en el mercado de coberturas e incentivos a la participación (Arts. 262 y 272 MPGGS.)

Los comercializadores independientes sin medios productivos para participar por la parte de la oferta en la resolución de las RRTT sufren una desventaja comparativa frente a los verticalmente integrados. Tal desequilibrio puede ser susceptible de corregirse en la medida en que los lotes de generación de naturaleza firme adjudicatarios del producto

ACIE fue fundada en 1999 y está actualmente formada por:

ALPIQ Energía España, ENÉRGYA VM Gestión de la Energía, AXPO Iberia, ENGIE España, FACTOR Energía, NEXUS Energía, ACCIONA Green Energy Developments, ENARA Gestión y Mediación, FENIE Energía, Eni Plenitude Iberia, CEPSA Gas y Electricidad, TOTAL Energies, XENERA Compañía Eléctrica, Gesternova, BP Europe, AEQ, Octopus Energy España, CHC Energía, Energía Colectiva (MasOrange), MET Energía España, Geo Alternativa (Podo), Ignis Luz, Foener Energía y Energía Eleia

específico BmFRR (principalmente las centrales de gas pertenecientes a grupos verticalmente integrados) sean en su totalidad ofertados en el mercado de coberturas.

Por lo tanto, ACIE considera que para que la propuesta establezca y haga más previsible el coste de los SSAA y reequilibre la capacidad competitiva entre comercializadores con y sin generación, sería necesario elevar el volumen mínimo a ofrecer en el mercado de coberturas del 50% propuesto al 80%, y con independencia de la tecnología de que se trate.

Además de este incremento, ACIE considera igualmente necesario que se articule algún incentivo para estimular la participación de BRPs y los comercializadores, y de esta forma, exista suficiente demanda y liquidez. Como posible incentivo, ACIE propone una reducción del 75% de los fees por transacción de OMIP.

Finalmente, esta Asociación echa en falta un mandato claro para el desarrollo de medidas de transparencia e información sobre volúmenes, precios, posiciones abiertas y demás indicadores de liquidez en OMIP que un mercado pequeño e incipiente como sería el de las coberturas de BmFPP requiere.

4. Compensación de las garantías de operación de los BRPs y comercializadores con las exigidas para participación y contratación en el mercado de coberturas (art. 279 y 408 MPGGS)

Al objeto de no sobrecargar financieramente a aquellos comercializadores que opten por contratar en el mercado coberturas del BmFRR por distintos volúmenes y plazos, ACIE considera que el desarrollo reglamentario de estos artículos del MPGGS requiere que las garantías de operación exigidas por el GSS para cubrir el coste de dichos servicios complementarios no se dupliquen las de OMIP.

5. Incorporación del coste de las coberturas a la fórmula de determinación de los costes de gestión del sistema (art. 114 del Reglamento Tarifario do Setor Elétrico)

En primer lugar, en las modificaciones propuestas al art. 114 no se explicita de manera formal si el valor y los ajustes interanuales de los costes de gestión del sistema tienen en cuenta las coberturas que los adjudicatarios del producto específico BmFRR hayan contratado en el nuevo mercado gestionado por OMIP.

A diferencia de otro tipo de negociaciones en mercados a plazo, la propuesta interviene directamente en la prestación de los servicios de ajuste desplazando y sustituyendo la resolución de restricciones técnicas por una banda de reserva de restablecimiento de frecuencia manual, lo que necesariamente obliga a que el cálculo de la previsión de los

ACIE fue fundada en 1999 y está actualmente formada por:

ALPIQ Energía España, ENÉRGYA VM Gestión de la Energía, AXPO Iberia, ENGIE España, FACTOR Energía, NEXUS Energía, ACCIONA Green Energy Developments, ENARA Gestión y Mediación, FENIE Energía, Eni Plenitude Iberia, CEPSA Gas y Electricidad, TOTAL Energies, XENERA Compañía Eléctrica, Gesternova, BP Europe, AEQ, Octopus Energy España, CHC Energía, Energía Colectiva (MasOrange), MET Energía España, Geo Alternativa (Podo), Ignis Luz, Foener Energía y Energía Eleia

costes de gestión del sistema tenga en cuenta, no solo el resultado de las subastas de BmFRR por tecnología, sino también la estabilización de dichos costes que mediante el mercado de coberturas pueda alcanzarse.

Por lo tanto, ACIE solicita que el art. 114 recoja de manera explícita el efecto del mercado de coberturas de BmFRR en la determinación de la recuperación del coste de la gestión del sistema en el TAR.

6. Aplicación de los principios de objetividad, transparencia y no discriminación entre tecnologías en la determinación de los lotes a subastar de BmFRR (Art. 262 MPGGS.)

El establecimiento de una regulación que de manera específica reserve para la capacidad de generación térmica de gas puede suscitar una discriminación frente a otras plantas, así como respecto al almacenamiento y a la propia demanda flexible, medios también mencionados en el art. 257 del MPGGS.

ACIE considera que la Propuesta debe ser reforzada en cuanto al respeto de la neutralidad tecnológica, la cual está amparada por las directivas europeas, incluso a riesgo de perjudicar a ciertas instalaciones que puedan proporcionar capacidad firme a precios competitivos. ERSE no debería obviar que la evolución del mercado eléctrico europeo persigue precisamente incrementar la neutralidad tecnológica en la prestación de servicios de balance.

Una excesiva ponderación del factor de firmeza y, por ende, de las centrales de gas, pueden resultar que los precios de ejercicio de los productos de cobertura queden finalmente indexados a costes de oportunidad de las centrales de gas, de manera que la mitigación del riesgo que se pretende que los comercializadores alcancen sería prácticamente nulo.

ACIE solicita que la reserva de un lote concreto para las centrales se haga de manera no discriminatoria y transparente en función de una medida objetiva de firmeza. Para la comercialización independiente cuenta igualmente que dicha reserva garantice no solo que el servicio se preste al menor coste, sino con la menor volatilidad posible.

Por último, y dentro de la necesidad de garantizar la neutralidad tecnológica, el volumen reservado debe estar periódicamente sometido a revisión. A tales efectos, ACIE demanda que la metodología que el OS va a utilizar para determinar el volumen sea pública, sometida a consulta y supervisión por la propia ERSE.
