

Alegaciones de ClientEarth a la Consulta pública previa relativa a la implementación de mecanismos de capacidad en el sistema eléctrico español

ClientEarth coincide con el planteamiento inicial del texto de la consulta pública, en el que se hace expresa referencia al nuevo régimen aplicable a los mecanismos de capacidad que establece el Reglamento del mercado interior de la electricidad¹, y en el que se reconoce el **carácter temporal² y de último recurso³** que el reglamento atribuye a los mecanismos de capacidad.

El texto de la consulta pública también menciona explícitamente la razón de ser de los mecanismos de capacidad: la **eliminación de problemas de residuales de cobertura** de la demanda identificados por el análisis europeo de cobertura o el análisis nacional de cobertura y que no puedan solucionarse mediante la aplicación de las medidas de reforma enumeradas en el apartado 3 del artículo 20 del reglamento⁴.

¹ Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad (DOUE L 158, 14.6.2019).

² Ibid., Art. 22.1.a).

³ Ibid., Art. 21.1.

⁴ Ibid., Art. 21.1.

Sin embargo, a lo largo del texto de la consulta pública, y en particular en algunas de las cuestiones planteadas, el objetivo de los mecanismos de capacidad y su carácter de medida temporal y de último recurso parece olvidarse, para asumir que estos mecanismos pueden introducirse en ausencia de problemas de cobertura de la demanda y emplearse como medida para cumplir los objetivos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)⁵.

A continuación se presenta un resumen del **proceso y requisitos que rigen la determinación de la necesidad de los mecanismos de capacidad y su introducción**, de acuerdo con el Capítulo IV del Reglamento del mercado interior de la electricidad:

1. Los Estados miembros deben **supervisar la cobertura de la demanda** en su territorio basándose en el análisis europeo de cobertura y, opcionalmente, en análisis nacionales de cobertura⁶. Ambos análisis deben realizarse de acuerdo con la metodología descrita en el apartado 5 del artículo 23 del Reglamento del mercado interior de la electricidad. Dicha metodología se encuentra actualmente en preparación y su adopción por ACER se espera para antes del fin de 2020.
2. En caso de que el análisis europeo de cobertura o el análisis nacional de cobertura muestre algún **problema de cobertura**, los Estados miembros deberán identificar cualquier distorsión reglamentaria o deficiencia del mercado que haya causado o favorecido la emergencia del problema⁷. El texto de la consulta pública no hace referencia clara a ninguna distorsión reglamentaria o deficiencia de mercado en el sistema eléctrico español que cause un problema de cobertura y haya sido identificada mediante un análisis de cobertura.
3. Una vez identificado un problema de cobertura, los Estados miembros deben publicar un **plan de ejecución** para la adopción de medidas destinadas a eliminar cualquier distorsión reglamentaria o deficiencia del mercado que hayan sido detectadas⁸. No nos consta que dicho plan de ejecución se haya elaborado, ni este se menciona en el texto de la consulta pública. El Reglamento del mercado interior de la electricidad enumera algunas de las medidas que los Estados miembros deben considerar al diseñar su plan de ejecución. Entre ellas se incluyen medidas aún pendientes en nuestro sistema eléctrico, como la eliminación de límites de precios en los mercados al por mayor de la electricidad⁹, o el aumento de las interconexiones¹⁰.
4. Si tras la aplicación del plan de ejecución subsisten problemas residuales de cobertura, los Estados miembros podrán introducir mecanismos de capacidad, siempre de conformidad con los artículos 107, 108 y 109 del TFUE¹¹. Antes de introducir un

⁵ Vid., p. ej., la tercera cuestión planteada en el texto de la consulta pública.

⁶ Art. 20.1, Reglamento del mercado interior de la electricidad.

⁷ Ibid., art. 20.2.

⁸ Ibid., art. 20.3.

⁹ Ibid., art. 20.3.b).

¹⁰ Ibid., art. 20.3.d).

¹¹ Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

mecanismo de capacidad, los Estados miembros deberán llevar a cabo un estudio exhaustivo sobre sus posibles **efectos en los Estados miembros vecinos**¹².

5. Antes de considerar otro tipo de mecanismo de capacidad, los Estados miembros deben evaluar si una **reserva estratégica** está en situación de abordar los problemas de cobertura¹³. Solamente en caso contrario los Estados miembros podrán aplicar un tipo de mecanismo de capacidad diferente.
6. En ningún caso podrán los Estados miembros introducir un mecanismo de capacidad si:
(i) no se ha detectado un problema de cobertura mediante alguno de los análisis de cobertura (europeo o, de existir, el nacional)¹⁴ y (ii) la Comisión no ha emitido un dictamen sobre el plan de ejecución¹⁵.

En conclusión, **adentrarse en el diseño de un mecanismo de capacidad cuando no se ha identificado un problema de cobertura de la demanda** en el sistema eléctrico español **resulta contrario al planteamiento del Reglamento del mercado interior de la electricidad**. Los mecanismos de capacidad son medidas temporales y de último recurso que se introducen tras identificar problemas de cobertura, estudiar las distorsiones reglamentarias o deficiencias de mercado que causan o favorecen la emergencia del problema, elaborar planes de ejecución que contengan medidas alternativas y obtener la aprobación de la Comisión Europea.

Es más, los datos del sistema eléctrico peninsular no sostienen la necesidad de introducir mecanismos de capacidad. En nuestro sistema persiste una **situación de sobrecapacidad** desde hace años, causada por el crecimiento sostenido de la capacidad instalada de generación eléctrica en la última década y por una demanda débil que alcanzó su nivel máximo en 2007 y todavía en 2020 no se ha recuperado¹⁶.

La sobrecapacidad de nuestro sistema eléctrico determina que los problemas de seguridad del suministro sean casi nulos, aún en las condiciones más extremas. Así se concluye en la última predicción de idoneidad a medio plazo o MAF (*Mid-term Adequacy Forecast*) de ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, por sus siglas en inglés)¹⁷. El MAF evalúa los riesgos para cada Estado miembro (o zonas de oferta dentro de un Estado miembro) a corto y medio plazo, estimando indicadores de riesgo para los años 2021 y 2025.

¹² Art. 21.2, Reglamento del mercado interior de la electricidad.

¹³ Ibid., art. 21.3.

¹⁴ Ibid., art. 21.4.

¹⁵ Ibid., art. 21.5.

¹⁶ Christos Kolokathis, *Limpio, asequible y fiable: acertar con la transformación del sistema eléctrico en España*, Regulatory Assistance Project (RAP), septiembre de 2020. Disponible en: <https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2020/09/RAP-policybrief-Limpio-asequible-y-fiable-Acertar-con-la-transformacion-del-sistema-electrico-en-Espana.pdf>

¹⁷ ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity* [Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad]), *Mid-term Adequacy Forecast: Executive Summary - 2019 Edition* (Predicción de idoneidad a medio plazo: Resumen ejecutivo - Edición de 2019). Disponible en: https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/wp-content/uploads/2019/12/entsoe_MAF_2019.pdf

Para el caso base de la zona de oferta de la España peninsular, el MAF asume que desaparece más de la mitad de la capacidad de generación con carbón en 2021, mientras que los porcentajes de energía nuclear y ciclos combinados no sufren cambios y la capacidad instalada de energías renovables aumenta considerablemente, en línea con el PNIEC.

El riesgo para la seguridad de suministro, expresado en horas de pérdida de carga, es muy bajo en nuestra península en comparación con otros países europeos. La figura a continuación, preparada por ENTSO-E para el resumen ejecutivo del MAF, ni siquiera recoge los valores de la estimación de horas de pérdida de carga en la Península Ibérica por considerarlos despreciables.

Previsión de pérdida de carga¹⁸ (horas) en los casos base para 2021 y 2025 del MAF de ENTSO-E

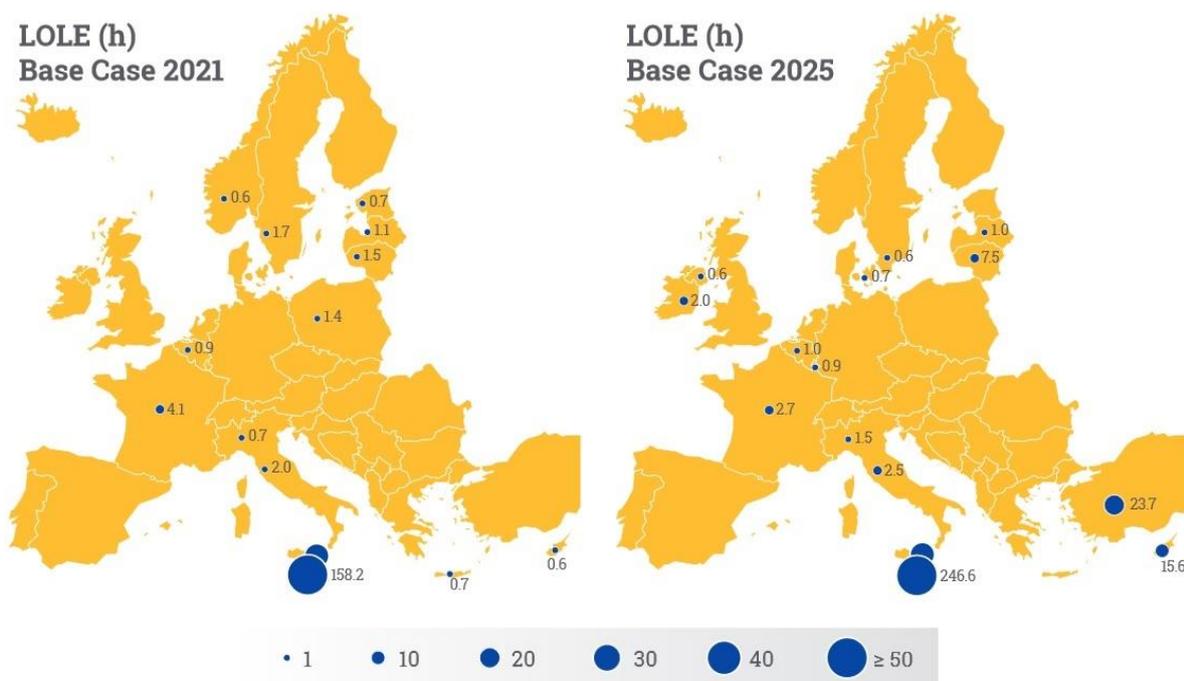


Figure 5: Comparison of LOLE values between the two target years, i.e., the 2021 and 2025 Base-Case scenarios. Circle radii reflect the magnitudes of LOLE values for the corresponding zones. Zones with missing circles have LOLE values of less than 0.5 h.

Fuente: ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad).

El Regulatory Assistance Project (RAP), una organización de expertos que promueve la transición energética, ha realizado un análisis de riesgo simplificado¹⁹ basado en un escenario con cierres adicionales de centrales térmicas para el invierno de 2025. De este análisis se extraen conclusiones similares a las del MAF: el sistema peninsular continuará en una situación de sobrecapacidad en los próximos años, incluso si se desconectara una cantidad importante de capacidad de generación a medio plazo.

¹⁸ Loss of Load Expectation (LOLE).

¹⁹ Vid. nota al pie 4, pp. 11 y ss.

En las páginas a continuación respondemos a algunas de las cuestiones planteadas en el texto de la consulta pública. No podemos dar respuesta con suficiente rigor a las cuestiones 2, 4 y 5, ya que son preguntas especulativas referidas al diseño de unos mecanismos de capacidad cuya necesidad no ha sido identificada de acuerdo con la normativa aplicable.

1. Desde la perspectiva de todos los participantes en el mercado involucrados, ¿se consideran necesarios los mecanismos de capacidad para garantizar la existencia y disponibilidad de los medios de producción, de gestión de la respuesta de la demanda y el almacenamiento necesarios para garantizar la seguridad del suministro eléctrico, al tiempo que se cumple con los objetivos de descarbonización? En caso afirmativo, ¿por qué motivos podrían resultar insuficientes los mecanismos previstos en el artículo 20 del Reglamento de mercado interior de electricidad para garantizar la cobertura de la demanda?

Recordamos que los mecanismos de capacidad son medidas de último recurso, cuya necesidad solamente debe valorarse en presencia de un análisis de cobertura que identifique un problema de cobertura y tras la adopción de otras medidas de mercado encaminadas a subsanar dicho problema. En ausencia de un análisis de cobertura europeo o nacional que indique la existencia de un problema de cobertura **no puede afirmarse que sea necesaria la implementación de mecanismos de capacidad** en el sistema español²⁰.

Tampoco existen indicios de que los mecanismos previstos en el artículo 20 del Reglamento del mercado interior de electricidad puedan resultar insuficientes para garantizar la cobertura de la demanda. De hecho, existe cierto déficit en la aplicación de estos mecanismos (que recordamos deben considerarse para la elaboración de planes de ejecución, siempre con anterioridad a la introducción de un mecanismo de capacidad²¹).

Por ejemplo, todavía deben eliminarse los límites máximo y mínimo a los precios del mercado mayorista, de conformidad con el artículo 10.1 del Reglamento del mercado interior de la electricidad²², y el nivel de interconexión internacional del sistema, inferior al 5%²³, dista mucho del objetivo del 15% para 2030 a que se refiere el artículo 4.d.1 del Reglamento de gobernanza²⁴.

²⁰ Art. 21.4, Reglamento del mercado interior de la electricidad.

²¹ Ibid., art. 21.1.

²² Ibid., art. 20.3.b).

²³ P. 64, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.

²⁴ Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 663/2009 y (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) n.º 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo (DOUE L 328, 21.12.2018).

3. En relación al sector del almacenamiento y de la respuesta de la demanda, ¿qué limitaciones a la penetración de estas opciones se observan desde el punto de vista del acceso a los mercados de electricidad?, ¿En qué medida es necesaria la implementación de mecanismos de capacidad para lograr los objetivos de almacenamiento del PNIEC, manteniendo la plena compatibilidad con el Reglamento (UE) 2019/943?

La introducción de mecanismos de capacidad no puede justificarse con su aportación a la consecución de los objetivos del PNIEC. Los mecanismos de capacidad tienen como objetivo la eliminación de problemas residuales de cobertura de la demanda²⁵ y no deben ir más allá de lo que sea necesario para hacer frente al problema de cobertura que haya dado lugar a su introducción²⁶. Así, los mecanismos de capacidad no deben plantearse como herramienta para lograr los objetivos del PNIEC.

6. ¿Qué actuaciones se consideran necesarias, en su caso, para asegurar la continuidad y la disponibilidad de un suficiente parque de generación firme con vistas a poder contar con su aportación en los escenarios previstos en el PNIEC?

Respondemos a esta cuestión abajo, conjuntamente con la cuestión 7, por estar ambas relacionadas.

7. ¿Se considera necesaria algún tipo de regulación adicional sobre instalaciones de generación en caso de que no sean necesarias durante un periodo de tiempo, pero puedan volver a incorporarse cuando su aportación sea requerida?

No consideramos que sea necesaria la aprobación de regulación que permita y retribuya la hibernación de instalaciones de generación de energía eléctrica.

La producción de energía eléctrica es una actividad del sistema eléctrico que se desarrolla en régimen de libre competencia²⁷. Las sociedades que desarrollan actividades de producción acometen inversiones en instalaciones de generación por cuya operación obtienen ingresos. De la misma manera que los beneficios obtenidos de la venta de energía permanecen en la esfera de la propiedad privada de las empresas productoras, las pérdidas derivadas de los riesgos de sus inversiones deben ser asumidas estas y no ser socializadas.

La regulación del sistema eléctrico español está informada por el principio de sostenibilidad económica y financiera²⁸. Si se crease un mecanismo que permitiera la hibernación de ciertas centrales de generación y se cargase dicho coste al sistema eléctrico, se estarían añadiendo costes adicionales al sistema que deberían compensarse mediante un aumento equivalente de ingresos o la incorporación de una reducción equivalente en otras partidas de

²⁵ Art. 21.1, Reglamento del mercado interior de la electricidad.

²⁶ Ibid., art. 22.1.c).

²⁷ Art. 8.1, Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE 310, 27/12/2013).

²⁸ Ibid., art. 13.

costes²⁹. Recordamos que es objetivo de la regulación del sector eléctrico ofrecer el suministro al mínimo coste de acuerdo con las necesidades de los consumidores³⁰.

El planteamiento de la hibernación de centrales de generación abre además la cuestión de cómo gestionar la capacidad de evacuación que ocuparían las instalaciones hibernadas en la red eléctrica durante su etapa de inactividad. En un contexto de clara saturación en el acceso a las redes de transporte y distribución eléctrica, que limita y ralentiza la integración de energías renovables, no parece razonable hibernar los permisos de acceso y conexión de instalaciones que pretenden permanecer inactivas.

8. ¿Qué otras medidas, distintas de los mecanismos de capacidad, pueden permitir lograr los objetivos medioambientales y energéticos (flexibilidad, otras soluciones específicas del lado de la demanda y del almacenamiento, ...)?

A continuación se enumeran algunas medidas que podrían contribuir a la consecución de los objetivos medioambientales y energéticos de nuestro país. Algunas de ellas ya han sido identificadas en el PNIEC:

- Medidas de apoyo al almacenamiento y la respuesta de la demanda que no adopten la forma legal de mecanismo de capacidad.
- Implementación de medidas de eficiencia energética, especialmente en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Diversificación de las fuentes de energías renovables mediante la promoción de tecnologías como la termosolar (con potencial de almacenamiento), la geotérmica y las energías marinas (con patrones de generación más estables que la eólica terrestre y la fotovoltaica).
- Refuerzo de las interconexiones con Francia, para que puedan servir de respaldo en momentos de baja generación y como vía de exportación en momentos de exceso de oferta.
- Las medidas listadas en el apartado 3 del artículo 20 del Reglamento del mercado interior de la electricidad.

²⁹ Ibid., art. 13.5.

³⁰ Ibid., art. 1.1.

Guillermo Ramo

Abogado, Sistemas Energéticos

gramo@clientearth.org

www.clientearth.org



Brussels

60 Rue du Trône (3ème étage)
Box 11, Ixelles, 1050 Bruxelles
Belgique

Berlin

Albrechtstraße 22
10117 Berlin
Germany

Warsaw

ul. Mokotowska 33/35
00-560 Warszawa
Polska

Beijing

1950 Sunflower Tower
No. 37 Maizidianjie
Chaoyang District
Beijing 100026
China

London

Fieldworks
274 Richmond Road
Martello St. Entrance
E8 3QW
United Kingdom

Madrid

García de Paredes
76 duplicado
1º Dcha
28010 Madrid
Spain

ClientEarth is an environmental law charity, a company limited by guarantee, registered in England and Wales, company number 02863827, registered charity number 1053988, registered office 10 Queen Street Place, London EC4R 1BE, a registered international non-profit organisation in Belgium, ClientEarth AISBL, enterprise number 0714.925.038, a registered company in Germany, ClientEarth gGmbH, HRB 202487 HB, a registered non-profit organisation in Luxembourg, ClientEarth ASBL, registered number F11366, a registered foundation in Poland, Fundacja ClientEarth Poland, KRS 0000364218, NIP 701025 4208, a registered 501(c)(3) organisation in the US, ClientEarth US, EIN 81-0722756, a registered subsidiary in China, ClientEarth Beijing Representative Office, Registration No. G1110000MA0095H836.