



2024/1747

26.6.2024

REGLAMENTO (UE) 2024/1747 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

de 13 de junio de 2024

por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión

(Texto pertinente a efectos del EEE)

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, y en particular su artículo 194, apartado 2,

Vista la propuesta de la Comisión Europea,

Previa transmisión del proyecto de acto legislativo a los Parlamentos nacionales,

Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo ⁽¹⁾,

Visto el dictamen del Comité de las Regiones ⁽²⁾,

De conformidad con el procedimiento legislativo ordinario ⁽³⁾,

Considerando lo siguiente:

- (1) Desde septiembre de 2021 se vienen observando precios muy elevados y volatilidad en los mercados de la electricidad. Como señaló la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) en su evaluación final de la configuración del mercado mayorista de la electricidad de la UE en abril de 2022, esto se debe principalmente al precio elevado del gas, que se utiliza como insumo para generar electricidad.
- (2) La escalada de la guerra de agresión de Rusia contra Ucrania, la cual es Parte contratante del Tratado de la Comunidad de la Energía ⁽⁴⁾, y las consiguientes sanciones internacionales que se han ido imponiendo desde febrero de 2022 han provocado una crisis del gas, perturbado los mercados mundiales de la energía, exacerbado el problema de los precios elevados del gas y han tenido un notable efecto dominó sobre los precios de la electricidad. La guerra de agresión de Rusia contra Ucrania también ha generado incertidumbre en torno al suministro de otras materias primas, como la antracita y la hulla y el petróleo crudo, utilizados en las instalaciones de generación de electricidad. Esa incertidumbre ha causado un notable aumento adicional de la volatilidad de los precios de la electricidad. La reducida disponibilidad de varios reactores nucleares y la baja producción de energía hidroeléctrica han amplificado aún más el aumento de los precios de la electricidad.
- (3) En respuesta a esta situación, la Comisión propuso, en su Comunicación de 13 de octubre de 2021, titulada «Un conjunto de medidas de actuación y apoyo para hacer frente al aumento de los precios de la energía», un conjunto de medidas a disposición de la Unión y de sus Estados miembros para abordar el efecto inmediato de los precios elevados de la energía en los clientes domésticos y las empresas, con ayudas a la renta, desgravaciones fiscales y medidas para el ahorro y el almacenamiento de energía, y para reforzar la resiliencia frente a futuras perturbaciones de los precios. En su Comunicación de 8 de marzo de 2022, titulada «REPowerEU: acción europea conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible», la Comisión enunció una serie de medidas adicionales para reforzar el conjunto de instrumentos y responder al aumento de los precios de la energía. El 23 de marzo de 2022, la Comisión también estableció un marco temporal de ayudas estatales para conseguir que determinadas subvenciones atenuaran el impacto de los elevados precios de la energía.
- (4) En su Comunicación de 18 de mayo de 2022, la Comisión presentó su «Plan REPowerEU», que introdujo medidas adicionales centradas en el ahorro de energía, la diversificación del suministro de energía, un objetivo de eficiencia energética más ambicioso y la aceleración de la implantación de la energía renovable con el fin de reducir la dependencia de la Unión de los combustibles fósiles rusos, incluida una propuesta destinada a aumentar hasta el 45 % el objetivo de la Unión para 2030 en cuanto al consumo final bruto de energía renovable. Asimismo, la Comunicación de la Comisión de 18 de mayo de 2022, titulada «Intervenciones a corto plazo en el mercado de la

⁽¹⁾ DO C 293 de 18.8.2023, p. 112.

⁽²⁾ DO C, C/2023/253, 26.10.2023, ELI: <http://data.europa.eu/eli/C/2023/253/oj>.

⁽³⁾ Posición del Parlamento Europeo de 11 de abril de 2024 (pendiente de publicación en el Diario Oficial) y Decisión del Consejo de 21 de mayo de 2024.

⁽⁴⁾ DO L 198 de 22.7.2006, p. 18.

energía y mejoras a largo plazo en la configuración del mercado de la electricidad. Línea de actuación», además de establecer medidas adicionales a corto plazo para hacer frente a los precios elevados de la energía, determinó posibles ámbitos para la mejora de la configuración del mercado de la electricidad y anunció la intención de evaluar estos ámbitos con vistas a una modificación del marco legislativo.

- (5) A fin de dar una respuesta urgente a la crisis de los precios de la energía y a los problemas de seguridad, y de hacer frente a las subidas de precios que afectan a los ciudadanos, la Unión adoptó varios actos jurídicos, incluidos el Reglamento (UE) 2022/1032 del Parlamento Europeo y del Consejo⁽⁵⁾, que estableció un régimen robusto de almacenamiento de gas, el Reglamento (UE) 2022/1369 del Consejo⁽⁶⁾, por el que se adoptaron medidas eficaces para la reducción de la demanda de gas y electricidad, el Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo⁽⁷⁾, que creó dispositivos de limitación de precios para evitar beneficios extraordinarios tanto en los mercados del gas como los de la electricidad, y el Reglamento (UE) 2022/2577 del Consejo⁽⁸⁾, por el que se adoptaron medidas para acelerar los procedimientos de concesión de autorizaciones para instalaciones de energía renovable.
- (6) La integración adecuada del mercado de la energía, sobre la base de los Reglamentos (UE) 2018/1999⁽⁹⁾, (UE) 2019/942⁽¹⁰⁾ y (UE) 2019/943⁽¹¹⁾ del Parlamento Europeo y del Consejo y en las Directivas (UE) 2018/2001⁽¹²⁾, (UE) 2018/2002⁽¹³⁾ y (UE) 2019/944⁽¹⁴⁾ del Parlamento Europeo y del Consejo, conjuntamente denominados habitualmente «paquete de medidas sobre energía limpia para todos los europeos» (en lo sucesivo, «paquete de energía limpia») adoptado en 2018 y 2019, permite a la Unión aprovechar los beneficios económicos de un mercado único de la energía en todas las circunstancias, garantizando la seguridad del suministro y sosteniendo el proceso de descarbonización para alcanzar el objetivo de neutralidad climática de la Unión. La interconectividad transfronteriza también garantiza un funcionamiento más seguro, más fiable y eficiente de los sistemas eléctricos, y una mejor resiliencia frente a las perturbaciones de los precios a corto plazo.
- (7) Reforzar el mercado interior de la energía y alcanzar los objetivos en materia de clima y de transición energética requiere una mejora sustancial de la red eléctrica de la Unión para poder asumir importantes aumentos de capacidad de generación de energía renovable, con una variabilidad de las cantidades generadas en función de las condiciones meteorológicas y diferentes patrones de flujo de electricidad en toda la Unión, y la capacidad de responder a la demanda nueva, por ejemplo la de vehículos eléctricos y bombas de calor. La inversión en las redes, dentro y fuera de las fronteras, es crucial para el correcto funcionamiento del mercado interior de la electricidad, incluida la seguridad del suministro. Dicha inversión es necesaria para integrar la energía renovable y la demanda en un contexto en el que se encuentran más distantes que en el pasado y, en última instancia, para cumplir los objetivos climáticos y energéticos de la Unión. Por consiguiente, cualquier reforma del mercado de la electricidad de la Unión debe contribuir a una mayor integración de la red eléctrica europea, con el fin de garantizar que cada Estado miembro alcance un nivel de interconectividad eléctrica conforme al objetivo de interconexión de electricidad para 2030 de como mínimo el 15 %, en virtud del artículo 4, letra d), punto 1, del Reglamento (UE) 2018/1999, que dicha capacidad de interconexión se utilice tanto como sea posible para el comercio transfronterizo y que se construyan o se mejoren la red eléctrica y la infraestructura de conectividad de la Unión, como los proyectos de interés común de la Unión establecidos en virtud del Reglamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo y del Consejo⁽¹⁵⁾. Debe ofrecerse una conectividad adecuada a todos los ciudadanos y empresas de la Unión, ya que puede brindarles grandes

⁽⁵⁾ Reglamento (UE) 2022/1032 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de junio de 2022, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2017/1938 y (CE) n.º 715/2009 en relación con el almacenamiento de gas (DO L 173 de 30.6.2022, p. 17).

⁽⁶⁾ Reglamento (UE) 2022/1369 del Consejo, de 5 de agosto de 2022, sobre medidas coordinadas para la reducción de la demanda de gas (DO L 206 de 8.8.2022, p. 1).

⁽⁷⁾ Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo, de 6 de octubre de 2022, relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía (DO L 261 I de 7.10.2022, p. 1).

⁽⁸⁾ Reglamento (UE) 2022/2577 del Consejo, de 22 de diciembre de 2022, por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables (DO L 335 de 29.12.2022, p. 36).

⁽⁹⁾ 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 (DO L 328 de 21.12.2018, p. 1).

⁽¹⁰⁾ Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (DO L 158 de 14.6.2019, p. 22).

⁽¹¹⁾ Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad (DO L 158 de 14.6.2019, p. 54).

⁽¹²⁾ Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (DO L 328 de 21.12.2018, p. 82).

⁽¹³⁾ Directiva (UE) 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética (DO L 328 de 21.12.2018, p. 210).

⁽¹⁴⁾ Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (DO L 158 de 14.6.2019, p. 125).

⁽¹⁵⁾ Reglamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2022, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 715/2009, (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 y las Directivas 2009/73/CE y (UE) 2019/944 y se deroga el Reglamento (UE) n.º 347/2013 (DO L 152 de 3.6.2022, p. 45).

oportunidades de sumarse a la transición energética y la transformación digital de la Unión. Se debe prestar una consideración especial a las regiones ultraperiféricas mencionadas en el artículo 349 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), que reconoce sus exigencias especiales y prevé la adopción de medidas concretas a su respecto.

- (8) La configuración actual del mercado de la electricidad ha contribuido, entre otros, a la aparición de productos, servicios y dispositivos nuevos e innovadores en los mercados minoristas de la electricidad, apoyando la eficiencia energética y la adopción de la energía renovable y mejorando el abanico de opciones disponibles para ayudar a los consumidores a reducir sus facturas de energía, también mediante instalaciones de generación a pequeña escala y servicios emergentes para facilitar la respuesta de la demanda. Aprovechar el potencial de la digitalización del sistema energético, como la participación activa de los consumidores es un elemento fundamental de los futuros mercados y sistemas eléctricos de la Unión. Al mismo tiempo, es necesario respetar las preferencias de los consumidores y que puedan beneficiarse de una oferta variada de contratos, y proteger a los clientes domésticos de los precios elevados en períodos de crisis energética. La integración del sistema energético debe entenderse como la planificación y la explotación del sistema energético en su conjunto, a través de múltiples vectores energéticos, infraestructuras y sectores de consumo, creando vínculos más sólidos entre ellos, en sinergia entre ellos y con el apoyo de la digitalización, con el objetivo de suministrar una energía segura, asequible, fiable y sostenible.
- (9) En el contexto de la crisis energética, la configuración actual del mercado de la electricidad ha puesto de manifiesto una serie de deficiencias y consecuencias imprevistas relacionadas con el impacto de los precios elevados y volátiles de los combustibles fósiles en los mercados de la electricidad a corto plazo, lo cual expone a los hogares y a las empresas a picos de precio considerables y a los consiguientes efectos en sus facturas de electricidad.
- (10) Una implantación más rápida de la energía renovable y de las tecnologías flexibles y limpias constituye la forma más sostenible y rentable de reducir estructuralmente la demanda de combustibles fósiles para la generación de electricidad y de hacer posible el consumo directo de electricidad a través de la electrificación de la demanda energética y la integración del sistema energético. Gracias a sus bajos costes operativos, las fuentes renovables pueden repercutir positivamente en los precios de la electricidad en toda la Unión y reducir el consumo de combustibles fósiles.
- (11) Los cambios en la configuración del mercado de la electricidad deben garantizar que los beneficios que se obtengan a través de una mayor implantación de la energía renovable, y de la transición energética en su conjunto, repercutan en los consumidores, incluidos los más vulnerables, y en última instancia, los protejan de las crisis energéticas y eviten que nuevos clientes domésticos caigan en la pobreza energética. Estos cambios deben atenuar el impacto de los precios elevados de los combustibles fósiles, en particular los del gas, en los precios de la electricidad, con el fin de que los clientes domésticos y las empresas puedan aprovechar a largo plazo los beneficios de una energía asequible y segura procedente de fuentes renovables sostenibles e hipocarbónicas, así como los de las soluciones eficientes desde el punto de vista energético en la disminución de los costes totales de la energía, ya que pueden reducir la necesidad de ampliación de la red eléctrica y la capacidad de generación.
- (12) La reforma de la configuración del mercado de la electricidad tiene como objetivo conseguir precios de la electricidad asequibles y competitivos para todos los consumidores. En este sentido, dicha reforma debe beneficiar no solo a los clientes domésticos, sino también a la competitividad de las industrias de la Unión, facilitando la inversión en las tecnologías limpias que necesitan para lograr su transición hacia cero emisiones netas. La transición energética en la Unión debe poder apoyarse en una sólida base industrial de tecnologías limpias. Esta reforma apoyará la electrificación asequible de la industria y la posición de la Unión como líder mundial en materia de investigación e innovación en las tecnologías energéticas limpias.
- (13) El buen funcionamiento y la eficiencia de los mercados a corto plazo son clave para la integración de la energía renovable y las fuentes de flexibilidad en el mercado de la electricidad, y permiten la integración del sistema energético de forma eficiente en términos de costes.
- (14) Los mercados intradiarios son especialmente importantes para la integración de fuentes de energía renovables variables en el sistema eléctrico al coste más bajo, ya que ofrecen a los participantes en el mercado la posibilidad de negociar con la escasez o el excedente de electricidad más cerca del momento del suministro. Dado que los generadores de energía renovable variable solo pueden estimar con precisión su producción cerca del momento del suministro, es fundamental que maximicen las oportunidades de transacción a través del acceso a un mercado líquido lo más cerca posible del momento de suministro de la electricidad. Por consiguiente, la hora de cierre del mercado interzonal intradiario debe acortarse y fijarse más cerca del tiempo real con el fin de maximizar las oportunidades de los participantes en el mercado de negociar con la escasez y el excedente de electricidad y contribuir a una mejor integración de las fuentes de energía renovable variable en el sistema eléctrico. Cuando ese cambio genere riesgos para la seguridad del suministro y con el fin de propiciar una transición eficiente en términos de costes hacia una hora de cierre interzonal más corta, los gestores de redes de transporte deben poder solicitar una excepción, sobre la base de una evaluación de impacto y previa aprobación de la autoridad reguladora

correspondiente, a fin de obtener una ampliación del calendario de aplicación. Dicha solicitud debe incluir un plan de acción con medidas concretas para aplicar la nueva hora de cierre del mercado interzonal intradiario.

- (15) Por lo tanto, es importante que los mercados intradiarios se adapten a la participación de las tecnologías de energías renovables variables, como la energía solar y la eólica, así como a la participación de la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía. La liquidez de los mercados intradiarios debe mejorarse con el reparto de las carteras de pedidos entre los operadores del mercado de una zona de oferta, incluso cuando las capacidades interzonales se fijen en cero o después de la hora de cierre del mercado intradiario. Con el fin de garantizar que las carteras de pedidos se compartan entre los operadores designados para el mercado de la electricidad (NEMO, por sus siglas en inglés) en los horizontes temporales de acoplamiento de los mercados diario e intradiario, dichos NEMO deben presentar todos los pedidos de productos diarios e intradiarios, y de productos que presenten las mismas características, al acoplamiento único diario e intradiario y no deben organizar la negociación de los productos diarios ni intradiarios, ni de productos que presenten las mismas características, al margen del acoplamiento único diario e intradiario. Para hacer frente al riesgo inherente de discriminación en la negociación de productos diarios e intradiarios dentro y fuera del acoplamiento único diario e intradiario, así como a la consiguiente pérdida de liquidez en los mercados de electricidad acoplados de la Unión, esa obligación debe aplicarse a los NEMO, a las empresas que ejerzan control directa o indirectamente sobre un NEMO y a las empresas que estén controladas directa o indirectamente por un NEMO. Para mejorar la transparencia de los mercados, sus participantes deben proporcionar, cuando proceda, información por unidades de generación, sin perjuicio de presentar ofertas con arreglo al marco pertinente en cada Estado miembro.
- (16) Además, los mercados de la electricidad a corto plazo deben garantizar que los proveedores de servicios de flexibilidad a pequeña escala puedan participar, reduciendo el tamaño mínimo de la oferta.
- (17) Con el objetivo de garantizar la integración eficiente de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables variables y reducir la necesidad de generar electricidad a partir de combustibles fósiles en situaciones de crisis de precios de la electricidad a escala regional o de la Unión, los Estados miembros deben poder pedir a los gestores de redes que propongan la adquisición de productos de aplanamiento de picos de consumo que permita una respuesta adicional de la demanda con el fin de contribuir a la disminución del consumo en el sistema eléctrico. La propuesta de un producto de aplanamiento de picos de consumo debe ser evaluada por la autoridad reguladora de que se trate con respecto al logro de una reducción de la demanda de electricidad y a las repercusiones en el precio de la electricidad al por mayor durante las horas punta. Dado que el producto de aplanamiento de picos de consumo tiene por objetivo reducir y desplazar el consumo de electricidad y con el fin de evitar el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, la activación de dicho producto de aplanamiento de picos de consumo no debe implicar el inicio de generación de energía a partir de combustibles fósiles detrás del contador. Teniendo en cuenta que el producto de aplanamiento de picos de consumo está destinado a aplicarse solo en situaciones limitadas de crisis de precios de la electricidad a escala regional o de la Unión, su adquisición podrá realizarse hasta una semana antes de la puesta a disposición de capacidades adicionales de respuesta de la demanda. Los gestores de redes de transporte deben poder activar el producto de aplanamiento de picos de consumo antes del horizonte temporal del mercado diario o en el transcurso de este. Como alternativa, debe poder activarse automáticamente el producto de aplanamiento de picos de consumo sobre la base de un precio de la electricidad predeterminado. Con el fin de comprobar los volúmenes de reducción del consumo de electricidad, el gestor de la red debe utilizar una base de referencia que refleje el consumo de electricidad previsto sin la activación del producto de aplanamiento de picos de consumo y desarrollar una metodología de referencia, previa consulta de los participantes en el mercado. Dicha metodología debe ser aprobada por la autoridad reguladora de que se trate. La ACER debe evaluar la repercusión del uso de productos de aplanamiento de picos de consumo en el mercado de la electricidad de la Unión, teniendo en cuenta la necesidad de que dichos productos no distorsionen indebidamente el funcionamiento de los mercados de la electricidad ni provoquen una reorientación de la respuesta de la demanda hacia productos de este tipo, y debe poder formular recomendaciones a las autoridades reguladoras para que las tengan en cuenta en su evaluación a escala nacional. Además, la ACER debe evaluar la repercusión del desarrollo de productos de aplanamiento de picos de consumo en el mercado de la electricidad de la Unión en circunstancias normales. Basándose en dicha evaluación, la Comisión debe poder presentar, cuando proceda, una propuesta legislativa de modificación del Reglamento (UE) 2019/943 con el fin de introducir productos de aplanamiento de picos de consumo al margen de situaciones de crisis de precios de la electricidad.
- (18) Con el fin de que los consumidores puedan participar activamente en los mercados de la electricidad y de ofrecer flexibilidad, se está equipando progresivamente a los consumidores con contadores inteligentes. Sin embargo, en varios Estados miembros la implantación de sistemas de medición inteligentes sigue siendo lenta, por lo que es imprescindible que los Estados miembros mejoren las condiciones de instalación de los sistemas de medición inteligentes, con el objetivo de alcanzar una cobertura completa lo antes posible. No obstante, los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de distribución y los participantes en el mercado pertinentes, incluidos los agregadores independientes, deben poder utilizar, previo consentimiento del cliente final, los datos procedentes de contadores específicos, de conformidad con los artículos 23 y 24 de la Directiva (UE) 2019/944 y otras normas pertinentes de Derecho de la Unión, incluido el Derecho en materia de protección de datos y privacidad, en particular el Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo⁽¹⁶⁾. Además, solo en aquellos casos

⁽¹⁶⁾ Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales y a la libre circulación de estos datos y por el que se deroga la Directiva 95/46/CE (Reglamento general de protección de datos) (DO L 119 de 4.5.2016, p. 1).

en que aún no se hayan instalado sistemas de medición inteligentes y cuando los sistemas de medición inteligentes no proporcionen el nivel suficiente de granularidad de los datos, los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución deben poder utilizar, previo consentimiento del cliente final, los datos procedentes de contadores específicos para la observabilidad y la instalación de servicios de flexibilidad tales como la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía. Permitir el uso de datos procedentes de contadores específicos para la observabilidad y la instalación debería facilitar la participación activa de los clientes finales en el mercado y el desarrollo de su respuesta de la demanda. El uso de datos procedentes de estos contadores específicos debe cumplir los requisitos de calidad relativos a los datos.

- (19) El presente Reglamento establece una base jurídica para el tratamiento de datos personales de conformidad con el Reglamento (UE) 2016/679. Los Estados miembros deben velar por que se cumplan todos los principios y obligaciones relacionados con el tratamiento de datos personales establecidos en el Reglamento (UE) 2016/679, también en lo relativo a la minimización de datos. Cuando el objetivo del presente Reglamento pueda alcanzarse sin el tratamiento de datos personales, los responsables del tratamiento de datos deben basarse en datos anonimizados y agregados.
- (20) Los consumidores y los suministradores necesitan mercados a plazo eficaces y eficientes para cubrir su exposición a los precios a largo plazo y reducir su dependencia de los precios a corto plazo. Para garantizar que los clientes de energía de toda la Unión puedan beneficiarse plenamente de las ventajas que ofrecen los mercados integrados de la electricidad y la competencia en toda la Unión, la Comisión debe evaluar la repercusión de las posibles medidas destinadas a mejorar el funcionamiento de los mercados de la electricidad a plazo de la Unión, como la frecuencia de asignación, el vencimiento y la naturaleza de los derechos de transmisión a largo plazo, las formas de reforzar el mercado secundario y la posible introducción de centros virtuales regionales.
- (21) La parte de la evaluación relacionada con la posible introducción de centros virtuales regionales debe abarcar, entre otras cosas, las implicaciones relativas a los acuerdos intergubernamentales preexistentes relacionados con la propiedad conjunta transfronteriza de centrales eléctricas. En caso de que se introduzcan, los centros virtuales regionales deben reflejar el precio agregado de múltiples zonas de oferta y proporcionar un precio de referencia, que los operadores del mercado deben utilizar para ofrecer productos de cobertura a plazo. En este sentido, los centros virtuales regionales no deben entenderse como entidades que organizan o ejecutan transacciones. Los centros virtuales regionales, al proporcionar un índice de precios de referencia, deben permitir la puesta en común de liquidez y ofrecer oportunidades de cobertura adicionales a los participantes en el mercado. A fin de garantizar condiciones uniformes de ejecución del presente Reglamento, deben conferirse a la Comisión competencias de ejecución para especificar más, de ser necesario, las medidas e instrumentos relativos a la configuración del mercado de la electricidad a plazo de la Unión, también en lo que respecta a la introducción de centros virtuales regionales. Dichas competencias deben ejercerse de conformidad con el Reglamento (UE) n.º 182/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁷⁾.
- (22) Para aumentar las posibilidades de cobertura de los participantes en el mercado, debe ampliarse el papel de la plataforma única de asignación creada de conformidad con el Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión ⁽¹⁸⁾. La plataforma única de asignación debe actuar como entidad que ofrece asignación y facilita el comercio de derechos financieros de transmisión a largo plazo por cuenta de los gestores de redes de transporte entre las diferentes zonas de oferta y, en su caso, los centros virtuales regionales.
- (23) Las tarifas de red deben incitar a los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución a utilizar servicios de flexibilidad mediante un mayor desarrollo de soluciones innovadoras para optimizar la red existente y adquirir servicios de flexibilidad, en particular en materia de respuesta de la demanda o almacenamiento de energía. A tal fin, las tarifas de red deben diseñarse de manera que tengan en cuenta los gastos operativos y de capital de los gestores de redes o una combinación eficiente de ambos elementos para que puedan gestionar la red eléctrica de manera eficiente en términos de costes. El requisito de reflejar los costes no debe restringir la posibilidad de redistribuir los costes de manera eficiente en aquellos casos en los que se apliquen tarifas de acceso a la red que varíen en función de la ubicación o del tiempo. Ello contribuiría en mayor medida a integrar las energías procedentes de fuentes renovables al coste más bajo para el sistema eléctrico y permitiría a los clientes finales apreciar el valor de sus soluciones de flexibilidad. Las autoridades reguladoras desempeñarán un papel esencial en la tarea de velar por que se lleve a cabo una inversión suficiente para el necesario desarrollo, expansión y consolidación de la red. Las autoridades reguladoras deben promover la aceptación pública y el uso de inversión anticipatoria, fomentando la aceleración del desarrollo de la red para hacer frente al despliegue acelerado de la generación de energía renovable, también, en su caso, en zonas designadas de aceleración de la energía renovable y la demanda electrificada inteligente.
- (24) Las fuentes de energía renovable marina, como la energía eólica marina, la energía oceánica y la energía fotovoltaica flotante, van a desempeñar un papel fundamental en la construcción de un sistema energético basado en gran

⁽¹⁷⁾ Reglamento (UE) n.º 182/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de febrero de 2011, por el que se establecen las normas y los principios generales relativos a las modalidades de control por parte de los Estados miembros del ejercicio de las competencias de ejecución por la Comisión (DO L 55 de 28.2.2011, p. 13).

⁽¹⁸⁾ Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (DO L 259 de 27.9.2016, p. 42).

medida en la energía renovable y en la consecución de la neutralidad climática de aquí a 2050. Sin embargo, existen obstáculos importantes para su implantación más generalizada y eficiente que impiden el desarrollo masivo necesario para alcanzar estos objetivos. En el futuro podrían surgir obstáculos similares para otras tecnologías marinas. Con el fin de reducir los riesgos de inversión de los promotores de proyectos marinos, hay instrumentos como los contratos de compra de electricidad (CCE) o los contratos bidireccionales por diferencias que podrían utilizarse para facilitar el desarrollo de proyectos marinos. En el caso de los proyectos híbridos marinos conectados a más de un mercado en una zona de oferta marina, existe un riesgo adicional asociado a la situación topográfica única en relación con el acceso al mercado. Con el fin de reducir los riesgos que plantean estos proyectos, los gestores de redes de transporte deben pagar una compensación, cuando según los resultados del cálculo de la capacidad no hayan puesto a disposición la capacidad acordada en los acuerdos de conexión relativos al interconector o cuando no hayan puesto a disposición la capacidad en los elementos críticos de la red con arreglo a las normas de estimación de la capacidad dispuestas en el artículo 16, apartado 8, del Reglamento (UE) 2019/943. Los gestores de redes de transporte no deben pagar compensación alguna si los resultados validados del cálculo de la capacidad reflejan que han puesto a disposición la capacidad del interconector a la altura o por encima de los requisitos del acuerdo de conexión, así como la capacidad en los elementos críticos de la red con arreglo a las normas dispuestas en el artículo 16, apartado 8, del Reglamento (UE) 2019/943. En los respectivos acuerdos de conexión con el gestor de una central marina de generación de electricidad renovable, los gestores de redes de transporte deben esforzarse por proporcionar la capacidad total acordada, de manera firme, no flexible y en consonancia con el marco para los acuerdos de conexión establecidos en la Directiva (UE) 2019/944. Debe informarse a Los Estados miembros con la suficiente antelación acerca del acuerdo de conexión. Cabe pagar una compensación cuando las capacidades de transporte disponibles se reduzcan hasta el punto de que no se pueda suministrar a los mercados circundantes la totalidad de la generación de electricidad que la central marina de generación de electricidad renovable hubiera podido exportar en otro caso o cuando, a pesar de que dicha exportación sea posible, se produzca una correspondiente disminución de precio en la zona de oferta marina debido a las reducciones de capacidad, en comparación con una situación sin reducción de capacidad, o en ambos casos. La compensación debe pagarse con cargo a los ingresos de congestión. Debe aplicarse cuando uno o varios gestores de redes de transporte no hayan puesto a disposición capacidad suficiente para exportar la capacidad de generación de electricidad en sus interconectores respectivos hasta la capacidad convenida en el acuerdo de conexión, y debe correr a cargo de dicho gestor o gestores. En aras de la equidad regional, si la capacidad insuficiente se debe a que otros gestores de redes de transporte no han puesto a disposición la capacidad en sus elementos críticos de la red, de conformidad con las normas de cálculo de la capacidad dispuestas en el artículo 16, apartado 8, del Reglamento (UE) 2019/943, los costes de compensación deben repartirse proporcionalmente entre dichos gestores de redes de transporte de conformidad con el principio de que quien contamina paga. Asimismo, cualquier compensación no cubierta por este reparto proporcional podrá dividirse entre las partes pertinentes de los Estados miembros que participen en el proyecto híbrido marino como parte de sus acuerdos de reparto de costes. Dicha compensación no debe dar lugar a una sobrecompensación y tiene por objeto equilibrar la disminución de ingresos de los operadores de centrales marinas de generación de electricidad renovable debida a la reducción del acceso a los mercados interconectados. Esta compensación debe estar relacionada solo con la capacidad de producción disponible para el mercado, que puede depender de las condiciones meteorológicas y que excluye las operaciones de interrupción y mantenimiento del proyecto marítimo. La compensación en caso de falta de acceso a la red de transporte no debe interpretarse como un despacho prioritario y debe ajustarse a los principios de no discriminación y maximización de las capacidades transfronterizas para el comercio en virtud del artículo 16, apartado 4, del Reglamento (UE) 2019/943. Además, no debe aplicarse una doble compensación por un mismo riesgo objeto de dicha disposición, por ejemplo si el riesgo ya está cubierto por un contrato por diferencias u otro sistema de apoyo pertinente. Está previsto que los detalles de dicho mecanismo de compensación y el método de aplicación que deberá definirse, incluidas las condiciones en las que podrá expirar la medida, como la existencia de una demanda suficiente en la zona de oferta marina, por ejemplo un electrolizador de grandes dimensiones o un acceso directo a un número suficiente de mercados por riesgo de desaparición, se sigan precisando mediante un acto de ejecución y, cuando proceda, mediante la modificación del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión⁽¹⁹⁾.

- (25) En el mercado mayorista diario, se despachan primero las centrales eléctricas que tengan los costes marginales más bajos, pero el precio recibido por todos los participantes en el mercado queda fijado por la última central eléctrica necesaria para cubrir la demanda, que es la central eléctrica con los costes marginales más altos, cuando se establece la casación del mercado. En ese contexto, la crisis energética ha mostrado que un aumento del precio del gas y la hulla puede dar lugar a aumentos excepcionales y duraderos de los precios a los que las instalaciones de generación a partir de gas y carbón compiten en el mercado mayorista diario. Esto, a su vez, ha dado lugar a precios excepcionalmente elevados en el mercado diario de toda la Unión, ya que las instalaciones de generación a partir de gas y carbón son a menudo las centrales con los costes marginales más elevados necesarias para satisfacer la demanda de electricidad.
- (26) Dado el papel del precio del mercado diario como referencia para el precio de otros mercados mayoristas de la electricidad, y el hecho de que todos los participantes en el mercado reciben el precio de casación, las tecnologías con costes marginales significativamente más bajos han registrado sistemáticamente ingresos elevados.

⁽¹⁹⁾ Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (DO L 197 de 25.7.2015, p. 24).

- (27) Para alcanzar los objetivos de descarbonización de la Unión y los objetivos establecidos en el plan REPowerEU de ser más independientes desde el punto de vista energético, la Unión debe acelerar el despliegue de la energía renovable a un ritmo mucho más rápido. Habida cuenta de las necesidades de inversión necesarias para alcanzar dichos objetivos, el mercado debe garantizar la fijación de una señal de precios a largo plazo.
- (28) En ese contexto, los Estados miembros deben esforzarse por crear las condiciones de mercado adecuadas para los instrumentos de mercado a largo plazo, como los CCE. Los CCE son acuerdos bilaterales de compraventa entre productores y compradores de electricidad, celebrados de forma voluntaria y basados en las condiciones de precio del mercado sin intervenciones reguladoras en el establecimiento de los precios. Los CCE proporcionan estabilidad de precios a largo plazo para el cliente y la seguridad necesaria para que el productor tome la decisión de inversión. No obstante, solo unos pocos Estados miembros tienen mercados activos de CCE y los compradores suelen limitarse a grandes empresas, también porque los CCE se enfrentan a una serie de obstáculos, en particular la dificultad de cubrir el riesgo de impago del comprador en esos acuerdos a largo plazo. Los Estados miembros deben tener en cuenta la necesidad de crear un mercado dinámico de CCE a la hora de establecer las políticas para alcanzar los objetivos de descarbonización energética establecidos en sus planes nacionales integrados de energía y clima. A la hora de diseñar medidas que afecten directamente a los CCE, los Estados miembros deben respetar las posibles expectativas legítimas y tener en cuenta los efectos de dichas medidas en los CCE existentes y futuros.
- (29) De conformidad con la Directiva (UE) 2018/2001, los Estados miembros deben evaluar los obstáculos administrativos y normativos a los CCE de energía renovable a largo plazo, suprimir los obstáculos injustificados y los procedimientos o cargas desproporcionados o discriminatorios y promover la adopción de dichos acuerdos. Además, los Estados miembros deben describir las políticas y medidas para facilitar la utilización de acuerdos de compra de energía renovable en sus planes nacionales integrados de energía y clima. Sin perjuicio de esta obligación de informar sobre el contexto normativo que afecta al mercado de los CCE, los Estados miembros deben garantizar que los instrumentos para reducir los riesgos financieros asociados al incumplimiento por parte del comprador de sus obligaciones de pago a largo plazo en el marco de los CCE sean accesibles a los clientes que se enfrentan a barreras de entrada en el mercado de los CCE y que no se encuentran en dificultades financieras. Los Estados miembros deben poder decidir establecer un sistema de garantía a precios de mercado, si el acceso a las garantías privadas es imposible o insuficiente. Cuando un Estado miembro establezca tal sistema de garantía, debe incluir disposiciones para evitar reducir la liquidez en los mercados de la electricidad, por ejemplo mediante CCE financieros. Los Estados miembros pueden optar por facilitar la agregación de la demanda de CCE de clientes que se enfrentan individualmente a barreras de entrada en el mercado de los CCE, pero que, colectivamente, deben poder plantear una oferta atractiva de CCE a los productores. Los Estados miembros no deben prestar ayudas a los CCE para la compra de electricidad generada a partir de combustibles fósiles. Los Estados miembros deben poder limitarse a apoyar únicamente los sistemas de garantía que respalden la nueva generación de energía renovable, en consonancia con sus políticas de descarbonización, en particular cuando el mercado de los CCE de energía renovable no esté lo suficientemente desarrollado. Si bien el enfoque por defecto debe ser la no discriminación entre consumidores, los Estados miembros pueden optar por orientar esos instrumentos hacia categorías específicas de consumidores, aplicando criterios objetivos y no discriminatorios. En ese marco, los Estados miembros deben garantizar la coordinación adecuada, en particular con las instalaciones proporcionadas a escala de la Unión, por ejemplo por el Banco Europeo de Inversiones (BEI).
- (30) Los Estados miembros disponen de varios instrumentos para apoyar el desarrollo de los mercados de CCE a la hora de diseñar y asignar la ayuda pública. Permitir que los promotores de proyectos de energía renovable que participen en una licitación de ayuda pública reserven una parte de la generación para venderla a través de un CCE contribuiría a fomentar y aumentar los mercados de CCE. Además, como parte de la evaluación de esas licitaciones, los Estados miembros deben esforzarse por aplicar criterios destinados a incentivar el acceso al mercado de los CCE para los agentes que se enfrentan a barreras de entrada, como las pequeñas empresas y las medianas empresas, dando preferencia a los licitadores que presenten un CCE firmado o se comprometan a firmar un CCE para una parte de la generación del proyecto procedente de uno o varios compradores potenciales que tengan dificultades para acceder al mercado de los CCE.
- (31) A fin de contribuir a la transparencia y al desarrollo de los mercados de CCE a escala de la Unión y de los Estados miembros, la ACER debe publicar una evaluación anual de dichos mercados, evaluar la necesidad de elaborar y publicar modelos voluntarios de CCE y elaborarlos si la evaluación concluye que existe tal necesidad.
- (32) Los Estados miembros deben prestar especial atención a los CCE transfronterizos y eliminar las barreras injustificadas relacionadas específicamente con ellos, permitiendo a los consumidores de los Estados miembros con capacidad limitada acceder a la electricidad generada en otras regiones sin discriminación.

- (33) Cuando, sobre la base de la evaluación correspondiente, la Comisión llegue a la conclusión de que los Estados miembros necesitan apoyo para eliminar barreras en los mercados de CCE, debe poder elaborar orientaciones específicas. El objetivo principal de estas orientaciones debe ser la eliminación de las barreras que impiden la expansión de los mercados de CCE, en particular los CCE transfronterizos. Estas barreras pueden adoptar muchas formas, desde barreras normativas, en particular los procedimientos o cargas desproporcionados o discriminatorios, hasta el papel de las garantías de origen o el tratamiento de los CCE en el acceso de los compradores potenciales a soluciones de financiación.
- (34) El Reglamento (UE) 2018/1999 prevé la utilización del mecanismo de financiación de energía renovable de la Unión como instrumento para facilitar la consecución del objetivo vinculante de la Unión para la energía renovable en 2030. En virtud de la Directiva (UE) 2018/2001, modificada por la Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²⁰⁾, los Estados miembros procurarán conjuntamente incrementar la cuota de energía procedente de fuentes renovables hasta el 45 % del consumo final bruto de energía de la Unión en 2030, además del objetivo vinculante de la Unión del 42,5 %. Por consiguiente, la Comisión debe evaluar si las medidas a escala de la Unión podrían contribuir a la consecución de la cuota adicional de energía procedente de fuentes renovables del 2,5 % del consumo final bruto de energía de la Unión, como complemento de las medidas nacionales. En este contexto, la Comisión debe analizar la posibilidad de utilizar el mecanismo de financiación de energía renovable de la Unión para organizar subastas de energía renovable a escala de la Unión en consonancia con el marco normativo pertinente.
- (35) Cuando los Estados miembros decidan apoyar la inversión financiada con fondos públicos mediante sistemas de apoyo directo a los precios en nuevas instalaciones de generación de electricidad hipocarbónica y no fósil para alcanzar los objetivos de descarbonización de la Unión, estos sistemas deben estructurarse en forma de contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos para que incluyan, además de una garantía de ingresos, una limitación al incremento de ingresos de mercado de los activos de generación de que se trate. Considerando que la obligación en virtud del presente Reglamento debe aplicarse únicamente a las ayudas para la inversión en nuevas instalaciones de generación de electricidad, los Estados miembros deben poder decidir si conceden sistemas de apoyo en forma de contratos bidireccionales por diferencias o de regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos también para las nuevas inversiones destinadas a repotenciar sustancialmente las instalaciones de generación de electricidad ya existentes, a aumentar sustancialmente la capacidad o a prolongar la vida útil de dichas instalaciones.
- (36) Para garantizar la seguridad jurídica y la previsibilidad, la obligación de estructurar sistemas de apoyo directo mediante contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos debe aplicarse únicamente a los contratos en el marco de los sistemas de apoyo directo a los precios para inversiones en nuevas instalaciones de generación de electricidad celebrados el 17 de julio de 2027 o posteriormente. Este período transitorio debe ser de cinco años para los activos marinos híbridos, conectados a dos o más zonas de oferta, debido a la complejidad de dichos proyectos.
- (37) La participación de los participantes en el mercado en los sistemas de apoyo directo a los precios en forma de contratos bidireccionales por diferencias o de regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos debe ser voluntaria.
- (38) La obligación de utilizar contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos se entiende sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 6, apartado 1, de la Directiva (UE) 2018/2001.
- (39) Si bien la Directiva (UE) 2024/1711 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²¹⁾ modifica el artículo 4, apartado 3, párrafo segundo, de la Directiva (UE) 2018/2001, las restantes disposiciones del artículo 4 de dicha Directiva, que establecen principios de diseño para los sistemas de apoyo a la energía procedente de fuentes renovables, siguen siendo aplicables.
- (40) Los contratos bidireccionales por diferencias o los regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos garantizarían que los ingresos de los productores procedentes de nuevas inversiones en generación de electricidad que se benefician de la ayuda pública sean más independientes de los precios volátiles de la generación basada en combustibles fósiles, que normalmente fija el precio en el mercado diario.
- (41) Deben aplicarse los principios de diseño tal como se establecen en el presente Reglamento en lo que respecta a los sistemas de apoyo directo a los precios en forma de contratos bidireccionales por diferencias o los regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos. En la evaluación de tales contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos con arreglo a las normas sobre ayudas estatales, la Comisión

⁽²⁰⁾ Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, por la que se modifican la Directiva (UE) 2018/2001, el Reglamento (UE) 2018/1999 y la Directiva 98/70/CE en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables y se deroga la Directiva (UE) 2015/652 del Consejo (DO L, 2023/2413, 31.10.2023, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>).

⁽²¹⁾ Directiva (UE) 2024/1711 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por la que se modifican las Directivas (UE) 2018/2001 y (UE) 2019/944 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión (DO L, 2024/1711, 26.6.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1711/oj>).

debe verificar si dichos contratos o sistemas cumplen las disposiciones del Derecho de la Unión que estén intrínsecamente vinculadas a las normas sobre ayudas estatales, como los principios de diseño de los contratos bidireccionales por diferencias establecidos en el presente Reglamento. El diseño de estos contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos debe mantener los incentivos para que la instalación de generación de electricidad opere y participe de manera eficiente en los mercados de la electricidad y, en particular, para reflejar las circunstancias del mercado. La Comisión debe garantizar en su evaluación que el diseño de contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos no dé lugar a distorsiones injustificadas de la competencia y el comercio en el mercado interior. La Comisión debe velar, en particular, por que la redistribución de los ingresos entre las empresas no distorsione la igualdad de condiciones en el mercado interior, especialmente cuando no pueda aplicarse un procedimiento de licitación competitivo. Los contratos bidireccionales por diferencias o los regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos podrían variar en cuanto a duración e incluir, entre otros, contratos por diferencias basados en inyección (de electricidad) con uno o varios precios de ejercicio, un precio mínimo, o contratos por diferencias de capacidad o criterios. La obligación de utilizar contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos no se aplica a los sistemas de apoyo no vinculados directamente a la generación de electricidad, como el almacenamiento de energía, y que no utilizan un apoyo directo a los precios, como las ayudas a la inversión en forma de subvenciones iniciales, medidas fiscales o certificados verdes. A fin de incentivar que las contrapartes cumplan sus obligaciones contractuales, los contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos deben incluir penalizaciones aplicables en caso de extinción anticipada unilateral indebida del contrato.

- (42) Sin embargo, en la medida en que la limitación que supone establecer sistemas de apoyo directo a los precios en forma de contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos reduce los tipos de sistemas de apoyo directo a los precios que los Estados miembros son capaces de adoptar en lo que respecta a las fuentes de energía renovables, esta limitación debe aplicarse únicamente a las tecnologías con bajas emisiones de carbono y no fósiles, con costes operativos bajos y estables y a las tecnologías que normalmente no ofrecen flexibilidad al sistema eléctrico, excluyendo al mismo tiempo las tecnologías que se encuentran en las primeras fases de su despliegue en el mercado. Ello es necesario para no poner en peligro la viabilidad económica de las tecnologías de generación con elevados costes marginales y para mantener los incentivos de las tecnologías que pueden ofrecer flexibilidad al sistema eléctrico para presentar ofertas en el mercado de la electricidad en función de sus costes de oportunidad. Además, la limitación de establecer sistemas de apoyo directo a los precios en forma de contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos no debe aplicarse a las tecnologías emergentes para las que otros tipos de sistemas de apoyo directo a los precios puedan estar mejor situados para incentivar su adopción. La limitación debe entenderse sin perjuicio de la posible exención para instalaciones de energía renovable de pequeña magnitud y proyectos de demostración en virtud de la Directiva (UE) 2018/2001, y tener en cuenta las especificidades de las comunidades de energías renovables, de conformidad con dicha Directiva. Habida cuenta de la necesidad de proporcionar seguridad normativa a los productores, la obligación de los Estados miembros de aplicar sistemas de apoyo directo a los precios para la producción de electricidad en forma de contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos solo debe aplicarse a las inversiones en nuevas instalaciones de generación de electricidad que utilicen las fuentes especificadas en el presente considerando.
- (43) Debido a la imposición de un límite a los ingresos de mercado, los sistemas de apoyo directo a los precios en forma de contratos bidireccionales por diferencias o de regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos deben proporcionar una fuente adicional de ingresos a los Estados miembros en períodos de precios elevados de la energía. Para atenuar en mayor medida el impacto de los elevados precios de la electricidad en las facturas de energía de los consumidores, los Estados miembros deben garantizar que todo ingreso recaudado de los productores sometidos a sistemas de apoyo directo a los precios en forma de contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos, o el equivalente en valor financiero de dichos ingresos, se repercute en los clientes finales, incluidos los clientes domésticos, las pequeñas empresas, las medianas empresas y las empresas de gran consumo de energía. Al distribuir los ingresos entre los clientes domésticos, los Estados miembros deben poder favorecer, en particular, a los clientes vulnerables y a los clientes afectados por la pobreza energética. En vista de los beneficios que, en sentido amplio, tienen para los clientes de la electricidad las inversiones en energía renovable, la eficiencia energética y el despliegue de energías hipocarbónicas, los Estados miembros también deben poder utilizar los ingresos procedentes de contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos, o el equivalente en valor financiero de dichos ingresos, para financiar inversiones destinadas a reducir los costes de la electricidad de los clientes finales y, en particular, actividades económicas específicas, como las inversiones en el desarrollo de redes de distribución, las fuentes de energía renovables y la infraestructura de carga de vehículos eléctricos. Los Estados miembros también deben poder utilizar dichos ingresos, o el equivalente en valor financiero de dichos ingresos, para financiar los costes de los sistemas de apoyo directo a los precios. La redistribución de los ingresos debe llevarse a cabo de manera que los clientes sigan estando, en cierta medida, expuestos a la señal de precios, de modo que reduzcan su consumo cuando los precios sean elevados, o lo desplacen a períodos de precios más bajos, que suelen ser períodos con un mayor porcentaje de producción de electricidad procedente de fuentes de energía renovables. En particular, los Estados miembros deben poder tener en cuenta el consumo en horas valle para mantener los incentivos a la flexibilidad. Los Estados miembros deben garantizar que la redistribución de los ingresos a los consumidores finales de electricidad no afecte a la igualdad de condiciones y a la competencia entre los distintos suministradores. Dichos principios no deben ser obligatorios para los ingresos generados por contratos que disfrutaran de sistemas de apoyo directo a los precios celebrados antes de la

fecha de aplicación de la obligación de utilizar contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos. Los Estados miembros pueden distribuir los ingresos procedentes de contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos sin que dicha distribución constituya una regulación de los precios minoristas al amparo del artículo 5 de la Directiva (UE) 2019/944.

- (44) Además, los Estados miembros deben garantizar que los sistemas de apoyo directo a los precios o los regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos, independientemente de la forma que adquieran, no socaven el funcionamiento eficiente, competitivo y líquido de los mercados de la electricidad, preservando los incentivos de los productores para reaccionar a las señales del mercado, incluida la interrupción de la generación cuando los precios de la electricidad estén por debajo de sus costes operativos, y de los clientes finales para reducir el consumo cuando los precios de la electricidad sean elevados. Los Estados miembros deben velar por que los sistemas de apoyo no constituyan un obstáculo para el desarrollo de contratos comerciales como los CCE.
- (45) Por consiguiente, los contratos bidireccionales por diferencias o los regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos desempeñan un papel complementario a la hora de avanzar en la transición energética y aportar a los consumidores los beneficios de la energía renovable e hipocarbónica. Sin perjuicio de los requisitos introducidos por el presente Reglamento, los Estados miembros deben tener libertad para decidir qué instrumentos utilizan para alcanzar sus objetivos de descarbonización. A través de los CCE, los inversores privados contribuyen a un despliegue adicional de la energía renovable e hipocarbónica, bloqueando al mismo tiempo unos precios de la electricidad bajos y estables a largo plazo. Del mismo modo, mediante contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos, las entidades públicas alcanzan el mismo objetivo en nombre de los consumidores. Ambos instrumentos son necesarios para alcanzar los objetivos de descarbonización de la Unión mediante el despliegue de la energía renovable e hipocarbónica, al mismo tiempo que aportan a los consumidores los beneficios de la generación de electricidad de bajo coste.
- (46) El despliegue acelerado de las fuentes de energía renovable requiere una creciente disponibilidad de soluciones de flexibilidad para garantizar su integración en la red y permitir que el sistema eléctrico y la red se ajusten a la variabilidad de la generación y el consumo de electricidad en diferentes horizontes temporales. Con el fin de impulsar la flexibilidad no fósil, las autoridades reguladoras, u otras autoridades o entidades designadas por un Estado miembro, deben evaluar periódicamente la necesidad de flexibilidad a escala nacional en el sistema eléctrico sobre la base de las aportaciones de los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución, así como una metodología común europea objeto de consulta pública y aprobación por la ACER. La evaluación de las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico debe tener en cuenta todas las inversiones existentes y previstas, incluidos los activos existentes que aún no están conectados a la red, en relación con fuentes de flexibilidad tales como la generación flexible de electricidad, los interconectores, la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía o la producción de combustibles renovables, debido a la necesidad de descarbonizar el sistema energético. La ACER debe evaluar periódicamente los informes nacionales y elaborar un informe a escala de la Unión en el que formule recomendaciones sobre cuestiones de importancia transfronteriza. Sobre la base del informe nacional en materia de necesidades de flexibilidad, los Estados miembros deben definir un objetivo nacional indicativo de flexibilidad no fósil, que incluya las contribuciones específicas tanto de la respuesta de la demanda como del almacenamiento de energía a dicho objetivo, que también debe reflejarse en sus planes nacionales integrados de energía y clima de conformidad con el Reglamento (UE) 2018/1999. En vista de estos planes, la Comisión debe poder elaborar una estrategia de la Unión en materia de flexibilidad, que preste especial atención a la respuesta de la demanda y al almacenamiento de energía, que sea coherente con los objetivos de la Unión para 2030 en materia de energía y clima, y con el objetivo de neutralidad climática para 2050. La Comisión debe poder elaborar una propuesta legislativa que acompañe esa estrategia de la Unión.
- (47) Para alcanzar el objetivo nacional indicativo de flexibilidad no fósil, incluidas las respectivas contribuciones específicas de la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía, y cuando las necesidades de flexibilidad no se aborden mediante la eliminación de las barreras en el mercado y las inversiones ya existentes, los Estados miembros deben poder aplicar sistemas de apoyo para la flexibilidad no fósil consistentes en pagos por la capacidad disponible de flexibilidad no fósil. Además, los Estados miembros que ya apliquen un mecanismo de capacidad deben considerar la posibilidad de promover la participación de la flexibilidad no fósil, como la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía, volviendo a diseñar criterios o características sin perjuicio de la aplicación del artículo 22 del Reglamento (UE) 2019/943. Los Estados miembros que ya apliquen un mecanismo de capacidad también deben poder aplicar sistemas de apoyo para la flexibilidad no fósil, si dichos sistemas son necesarios para alcanzar el objetivo nacional indicativo de flexibilidad no fósil, en particular al mismo tiempo que adaptan sus mecanismos de capacidad para seguir promoviendo la participación de la flexibilidad no fósil, como la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía. Dichos regímenes deben abarcar nuevas inversiones en flexibilidad no fósil, incluidas las inversiones en activos existentes, en particular las destinadas a seguir desarrollando la flexibilidad de la respuesta de la demanda.
- (48) Para apoyar los objetivos de protección del medio ambiente, el límite de las emisiones de CO₂ establecido en el artículo 22, apartado 4, del Reglamento (UE) 2019/943 debe ser considerado como límite máximo. Por lo tanto, los Estados miembros podrían establecer normas de rendimiento técnico y límites de las emisiones de CO₂ que restrinjan la participación en mecanismos de capacidad a tecnologías flexibles y sin combustibles fósiles, en plena

consonancia con la Comunicación de la Comisión, de 18 de febrero de 2022, sobre las «Directrices sobre ayudas estatales en materia de clima, protección del medio ambiente y energía», que anima a los Estados miembros a introducir criterios ecológicos en los mecanismos de capacidad.

- (49) Dado que los mecanismos de capacidad no coordinados pueden tener enormes consecuencias en el mercado interior de la electricidad, el paquete de energía limpia introdujo un marco global para mejorar la evaluación de la necesidad y el diseño de los mecanismos de capacidad. Aunque es necesario limitar las distorsiones a la competencia y el mercado interior y disponer de un marco normativo apropiado, los mecanismos de capacidad pueden desempeñar un papel importante a la hora de garantizar la cobertura, en particular durante la transición hacia un sistema sin emisiones de carbono, y para los sistemas energéticos insuficientemente interconectados. Así pues, si bien los mecanismos de capacidad deben dejar de considerarse medidas de último recurso, su necesidad y diseño deben evaluarse periódicamente a la luz de la evolución del marco normativo y de las circunstancias del mercado. Sin embargo, el procedimiento para la adopción de mecanismos de capacidad ha demostrado ser complejo. A fin de examinar las posibilidades de racionalizar y simplificar el proceso de solicitud de los mecanismos de capacidad, y a fin de garantizar que los Estados miembros puedan abordar oportunamente los problemas de cobertura al mismo tiempo que se incorporan los controles necesarios para evitar perjudicar el mercado interior, la Comisión, a más tardar el 17 de enero de 2025 debe presentar un informe detallado en el que se evalúen dichas posibilidades. En este contexto, la Comisión debe solicitar que la ACER modifique la metodología para el análisis europeo de cobertura en consonancia con el proceso aplicable, según proceda. Después de consultar a los Estados miembros, la Comisión debe presentar propuestas con miras a, según convenga, simplificar el proceso de evaluación de los mecanismos de capacidad a más tardar el 17 de abril de 2025.
- (50) Es frecuente que la conexión de nuevas instalaciones de generación y demanda a la red, en particular de centrales de energía renovable, sufra retrasos en los procedimientos de conexión a la red. Una de las razones de estos retrasos es la falta de capacidad de red disponible en la zona elegida por el inversor, que conlleva la necesidad de ampliar o reforzar la red para conectar las instalaciones al sistema de manera segura. Un nuevo requisito que imponga la obligación a los gestores de redes, tanto de transporte como de distribución, de publicar y actualizar información sobre la capacidad disponible para nuevas conexiones en sus zonas de operación daría a los inversores un acceso más fácil a la información sobre la disponibilidad de capacidad de red dentro del sistema, acelerando así la toma de decisiones, lo que, a su vez, aceleraría el despliegue necesario de energía renovable. Los gestores de redes de transporte deben actualizar esta información con carácter periódico, al menos mensualmente. Los gestores de redes de transporte también deben publicar los criterios utilizados para determinar las capacidades de red disponibles, como las capacidades de demanda y generación existentes, las hipótesis formuladas para evaluar la posible integración ulterior de usuarios adicionales de la red, la información pertinente sobre posibles restricciones energéticas y las expectativas de futuros desarrollos pertinentes de la red.
- (51) Además, para tratar el problema de los largos plazos de respuesta a las solicitudes de conexión a la red, los gestores de redes de transporte deben proporcionar a los usuarios de la red información clara y transparente sobre el estado y el tratamiento de sus solicitudes de conexión. Los gestores de redes de transporte deben proporcionar dicha información en un plazo de tres meses a partir de la fecha de presentación de la solicitud y deben actualizarla periódicamente, al menos trimestralmente.
- (52) Dado que Estonia, Letonia y Lituania aún no están sincronizadas con el sistema eléctrico de la Unión, se enfrentan a retos muy específicos a la hora de organizar los mercados de balance y la contratación de servicios auxiliares en condiciones de mercado. A pesar de que se están logrando avances hacia la sincronización, uno de los requisitos previos esenciales para el funcionamiento estable del sistema sincronizado es la disponibilidad de reservas de capacidad de balance suficientes para la regulación de la frecuencia. Sin embargo, al depender de la zona síncrona rusa para la gestión de frecuencias, los Estados bálticos aún no estaban en condiciones de desarrollar su propio mercado de balance operativo. La guerra de agresión de Rusia contra Ucrania ha aumentado sustancialmente el riesgo para la seguridad del suministro derivado de la ausencia de mercados de balance propios. Por lo tanto, los requisitos del artículo 6, apartados 9, 10 y 11, del Reglamento (UE) 2019/943 y del artículo 41, apartado 2, del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión⁽²²⁾, que están diseñados para aplicarse a los mercados de balance ya existentes, todavía no reflejan la situación en Estonia, Letonia y Lituania, en particular porque la evolución del mercado de balance requiere tiempo y nuevas inversiones en capacidad de balance. Por consiguiente, Estonia, Letonia y Lituania deben tener derecho a celebrar, como excepción a esos requisitos, contratos financieros a más largo plazo para obtener capacidad de balance durante un período transitorio.
- (53) Los períodos transitorios para Estonia, Letonia y Lituania deben eliminarse gradualmente lo antes posible tras la sincronización y deben utilizarse para desarrollar instrumentos de mercado adecuados que ofrezcan reservas de balance a corto plazo y otros servicios auxiliares indispensables, y deben limitarse al tiempo necesario para ese proceso.

⁽²²⁾ Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (DO L 312 de 28.11.2017, p. 6).

- (54) Se prevé que los Estados bálticos estén sincronizados con la zona síncrona de Europa continental mediante una línea de doble circuito que conecte Polonia con Lituania. Tras la sincronización, la capacidad de esta línea deberá reservarse, en gran parte, para tener márgenes de fiabilidad en caso de interrupción imprevista en el sistema báltico y de las consiguientes desviaciones no deseadas. Los gestores de redes de transporte deben seguir ofreciendo la máxima capacidad para el comercio transfronterizo, respetando los límites de seguridad operativa y considerando posibles contingencias en los sistemas polaco y lituano, incluidas las derivadas de interrupciones de líneas de corriente continua de alta tensión o de desconexión de los Estados bálticos de la zona síncrona de Europa continental. La situación específica de esa interconexión debe tenerse en cuenta para el cálculo de la capacidad total y las contingencias con arreglo al artículo 16, apartado 8, del Reglamento (UE) 2019/943.
- (55) Los mecanismos de capacidad deben estar abiertos a la participación de todos los recursos capaces de proporcionar el rendimiento técnico requerido, lo que puede incluir las centrales eléctricas alimentadas con gas, siempre que cumplan el límite de emisiones establecido en el artículo 22, apartado 4, del Reglamento (UE) 2019/943, así como cualquier umbral nacional de emisiones u otros criterios medioambientales objetivos que los Estados miembros deseen aplicar para acelerar el proceso de abandono de los combustibles fósiles.
- (56) Para apoyar los objetivos de protección del medio ambiente, el artículo 22, apartado 4, del Reglamento (UE) 2019/943 establece requisitos en relación con los límites de emisiones de CO₂ de los mecanismos de capacidad. No obstante, durante su transición hacia un sistema sin emisiones de carbono y tras la crisis energética, los Estados miembros que apliquen mecanismos de capacidad que hayan sido aprobados antes del 4 de julio de 2019 deben poder establecer excepciones, de manera extraordinaria y como mecanismo de último recurso, al cumplimiento de ese límite de emisiones de CO₂ durante un período de tiempo limitado. Sin embargo, dicha excepción debe limitarse a la capacidad de generación existente que haya comenzado su producción comercial antes del 4 de julio de 2019, a saber, antes de la fecha de entrada en vigor del Reglamento (UE) 2019/943. La solicitud de excepción debe ir acompañada de un informe del Estado miembro de que se trate en el que se evalúe el impacto de la excepción en las emisiones de gases de efecto invernadero y en la transición energética. Dicho informe también debe contener un plan con hitos para abandonar la participación de la capacidad de generación que no respete los límites de emisiones de CO₂ de los mecanismos de capacidad. Tras la concesión de una excepción, debe permitirse a los Estados miembros organizar procesos de contratación que sigan teniendo que cumplir todos los requisitos del capítulo IV del Reglamento (UE) 2019/943, excepto los relativos a los límites de emisiones de CO₂. La capacidad de generación que no respete los límites de emisiones en materia de CO₂ no debe adquirirse durante un período superior a un año ni durante un período de entrega que supere la duración de la excepción. El proceso de contratación adicional abierto a la participación de la capacidad de generación que no respete los límites de emisiones de CO₂ debe ir precedido de un proceso de contratación destinado a maximizar la participación de la capacidad que respete los límites de emisiones de CO₂, en particular dejando que los precios de la capacidad aumenten lo suficiente como para incentivar la inversión en dicha capacidad.
- (57) La Comisión debe revisar el presente Reglamento a fin de garantizar la resiliencia de la configuración del mercado de la electricidad en tiempos de crisis y su capacidad de respaldar los objetivos de descarbonización de la Unión, seguir mejorando la integración del mercado y promover la inversión necesaria en infraestructuras, así como el desarrollo de un mercado de los CCE. Basándose en dicha revisión, la Comisión debe presentar un informe exhaustivo al Parlamento Europeo y al Consejo, acompañado de una propuesta legislativa, si procede. En dicho informe, la Comisión debe evaluar, en particular, la eficacia de la estructura y el funcionamiento actuales de los mercados de la electricidad a corto plazo, así como sus posibles ineficiencias y las posibles correcciones e instrumentos que deben aplicarse en situaciones de crisis o emergencia, y la idoneidad del marco jurídico y financiero de la Unión en materia de redes de distribución. Ese informe también debe abarcar la capacidad de alcanzar los objetivos de la Unión en lo relativo a la energía renovable y el mercado interior de la energía, así como el potencial y la viabilidad del establecimiento de una o varias plataformas de mercado de la Unión para los CCE.
- (58) En la medida en que alguna de las medidas previstas en el presente Reglamento constituya una ayuda estatal, las disposiciones relativas a dichas medidas se entenderán sin perjuicio de la aplicación de los artículos 107 y 108 del TFUE. La Comisión es competente para examinar la compatibilidad de las ayudas estatales con el mercado interior.
- (59) Las medidas previstas en el presente Reglamento se entienden sin perjuicio de la aplicación de los Reglamentos (UE) 2016/1011 ⁽²³⁾ y (UE) n.º 648/2012 ⁽²⁴⁾ del Parlamento Europeo y del Consejo y de la Directiva 2014/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²⁵⁾.

⁽²³⁾ Reglamento (UE) 2016/1011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de junio de 2016, sobre los índices utilizados como referencia en los instrumentos financieros y en los contratos financieros o para medir la rentabilidad de los fondos de inversión, y por el que se modifican las Directivas 2008/48/CE y 2014/17/UE y el Reglamento (UE) n.º 596/2014 (DO L 171 de 29.6.2016, p. 1).

⁽²⁴⁾ Reglamento (UE) n.º 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012, relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (DO L 201 de 27.7.2012, p. 1).

⁽²⁵⁾ Directiva 2014/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativa a los mercados de instrumentos financieros y por la que se modifican la Directiva 2002/92/CE y la Directiva 2011/61/UE (DO L 173 de 12.6.2014, p. 349).

- (60) Por lo tanto, procede modificar los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en consecuencia.
- (61) Dado que el objetivo del presente Reglamento, a saber, mejorar la configuración del mercado integrado de la electricidad, en particular para evitar unos precios de la electricidad indebidamente elevados, no puede ser alcanzado de manera suficiente por los Estados miembros, sino que puede lograrse mejor a escala de la Unión, esta puede adoptar medidas, de acuerdo con el principio de subsidiariedad establecido en el artículo 5 del Tratado de la Unión Europea. De conformidad con el principio de proporcionalidad establecido en el mismo artículo, el presente Reglamento no excede de lo necesario para alcanzar dicho objetivo.

HAN ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

Artículo 1

Modificaciones del Reglamento (UE) 2019/942

El Reglamento (UE) 2019/942 se modifica como sigue:

1) El artículo 2 se modifica como sigue:

a) se inserta la letra siguiente:

«a bis) emitir dictámenes y recomendaciones dirigidos a la plataforma única de asignación establecida según lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión (*);

(*) Reglamento (UE) 2016/1719 de la Comisión, de 26 de septiembre de 2016, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad a plazo (DO L 259 de 27.9.2016, p. 42).»;

b) la letra d) se sustituye por el texto siguiente:

«d) adoptar decisiones individuales relativas a la información proporcionada de conformidad con el artículo 3, apartado 2, el artículo 7, apartado 2, letra b), y el artículo 8, letra c); relativas a la aprobación de las metodologías y condiciones de conformidad con el artículo 4, apartado 4, y el artículo 5, apartados 2, 3 y 4; relativas a la revisión de las zonas de oferta a que se refiere el artículo 5, apartado 7; relativas a las cuestiones técnicas a que se refiere el artículo 6, apartado 1; relativas al arbitraje entre reguladores de conformidad con el artículo 6, apartado 10; relativas a los centros de coordinación regionales a que se refiere el artículo 7, apartado 2, letra a); relativas a la aprobación y modificación de las metodologías y cálculos y de las especificaciones técnicas a que se refiere el artículo 9, apartado 1; relativas a la aprobación y modificación de las metodologías a que se refiere el artículo 9, apartado 3; relativas a las exenciones a que se refiere el artículo 10; relativas a las infraestructuras a que se refiere el artículo 11, letra d); relativas a las cuestiones relacionadas con la integridad y transparencia de los mercados mayoristas en virtud del artículo 12; y relativas a la aprobación y modificación de la propuesta conjunta de la REGRT de Electricidad y de la entidad de los GRD de la UE en lo que respecta al tipo y al formato de datos y a la metodología relacionada con el análisis que debe proporcionarse en relación con las necesidades de flexibilidad con arreglo al artículo 5, apartado 9.».

2) En el artículo 3, apartado 2, se añade el párrafo siguiente:

«El presente apartado también se aplicará a la plataforma única de asignación establecida de conformidad con el Reglamento (UE) 2016/1719.».

3) En el artículo 4, se añade el apartado siguiente:

«9. Los apartados 6, 7 y 8 del presente artículo también se aplicarán a la plataforma única de asignación establecida de conformidad con el Reglamento (UE) 2016/1719.».

4) El artículo 5 se modifica como sigue:

a) en el apartado 8, se añade el párrafo siguiente:

«La ACER supervisará la plataforma única de asignación establecida de conformidad con el Reglamento (UE) 2016/1719.»;

b) se añade el apartado siguiente:

«9. La ACER aprobará y, cuando sea necesario, modificará la propuesta conjunta de la REGRT de Electricidad y de la entidad de los GRD de la UE en lo que respecta al tipo y al formato de datos y a la metodología relacionada con el análisis que debe proporcionarse en relación con las necesidades de flexibilidad con arreglo al artículo 19 *sexies*, apartado 6, del Reglamento (UE) 2019/943.».

5) En el artículo 6, el apartado 9 se sustituye por el texto siguiente:

«9. La ACER presentará dictámenes dirigidos a la autoridad reguladora de que se trate y a la Comisión en virtud del artículo 8, apartado 1 *ter*, y del artículo 16, apartado 3, del Reglamento (UE) 2019/943.»

6) El artículo 15 se modifica como sigue:

a) en el apartado 4, se añade el párrafo siguiente:

«La ACER emitirá un informe sobre la repercusión del uso de productos de aplanamiento de picos de consumo en el mercado de la electricidad de la Unión durante una crisis tras la evaluación efectuada en cumplimiento del artículo 7 *bis*, apartado 7, del Reglamento (UE) 2019/943, y un informe sobre la repercusión del desarrollo de productos de aplanamiento de picos de consumo en el mercado de la electricidad de la Unión en circunstancias normales de mercado tras la evaluación efectuada en cumplimiento del artículo 7 *bis*, apartado 8, de dicho Reglamento.»;

b) se añade el apartado siguiente:

«5. La ACER publicará un informe en cumplimiento del artículo 19 *sexies*, apartado 7, del Reglamento (UE) 2019/943 en el que se analicen los informes nacionales sobre las estimaciones de necesidades de flexibilidad y en el que se formulen recomendaciones sobre cuestiones de importancia transfronteriza en relación con las conclusiones de la autoridad reguladora o de otra autoridad o entidad designada por un Estado miembro.».

Artículo 2

Modificaciones del Reglamento (UE) 2019/943

El Reglamento (UE) 2019/943 se modifica como sigue:

1) El artículo 1 se modifica como sigue:

a) las letras a) y b) se sustituyen por el texto siguiente:

«a) sentar las bases de un logro eficiente de los objetivos de la Unión de la Energía y del objetivo de alcanzar la neutralidad climática a más tardar en 2050, en particular del marco de la política climática y energética para 2030, haciendo posible que las señales del mercado se verifiquen para aumentar la eficiencia, la cuota de energía renovable, la seguridad del suministro, la flexibilidad, la integración del sistema a través de múltiples vectores energéticos, la sostenibilidad, la descarbonización y la innovación;

b) establecer principios fundamentales para el funcionamiento correcto y la integración de los mercados de la electricidad que permitan un acceso no discriminatorio al mercado a todos los proveedores de recursos y clientes de electricidad, posibiliten el desarrollo de mercados de futuros del sector eléctrico para que los suministradores y los consumidores se cubran o se protejan contra el riesgo de una volatilidad futura de los precios de la electricidad, empoderen y protejan a los consumidores, garanticen la competitividad en el mercado mundial, aumenten la seguridad del suministro y la flexibilidad mediante la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía y otras soluciones no fósiles de flexibilidad, garanticen la eficiencia energética, faciliten la agregación de la demanda y la oferta distribuidas, y permitan una integración de los mercados y sectorial, así como una remuneración en condiciones de mercado de la electricidad generada a partir de energía renovable;»;

b) se añaden las letras siguientes:

«e) apoyar las inversiones a largo plazo en generación de energía renovable, en flexibilidad y en redes para posibilitar que las facturas energéticas de los consumidores sean asequibles y menos dependientes de las fluctuaciones de los precios del mercado de la electricidad a corto plazo, en particular de los precios de los combustibles fósiles a medio y largo plazo;

f) establecer un marco para la adopción de medidas con el fin de hacer frente a las crisis de los precios de la electricidad.».

2) El artículo 2 se modifica como sigue:

a) el punto 22 se sustituye por el texto siguiente:

«22) “mecanismo de capacidad”: una medida para garantizar la consecución del nivel necesario de cobertura, remunerando los recursos por su disponibilidad, excluidas las medidas relativas a los servicios auxiliares o a la gestión de la congestión;»;

b) se añaden los puntos siguientes:

- «72) “hora punta”: la hora en la que, según las previsiones de los gestores de redes de transporte y, en su caso, los NEMO, se espera que el consumo bruto de electricidad o el consumo bruto de electricidad generada a partir de fuentes distintas de las fuentes renovables o el precio mayorista de la electricidad en el mercado diario sea el más elevado, teniendo en cuenta los intercambios interzonales;
- 73) “aplanamiento de picos de consumo”: la habilidad de los participantes en el mercado de reducir el consumo de electricidad desde la red en las horas punta a petición del gestor de la red;
- 74) “producto de aplanamiento de picos de consumo”: todo producto de mercado mediante el cual los participantes en el mercado pueden proporcionar nivelaciones de picos de consumo a los gestores de redes;
- 75) “centro virtual regional”: una región no física que abarca más de una zona de ofertas para las cuales se fija un precio de referencia en función de una metodología;
- 76) “contrato bidireccional por diferencias”: todo contrato entre un operador de instalaciones de generación de electricidad y una contraparte, normalmente una entidad pública, que prevé tanto una protección de la remuneración mínima como un límite a la remuneración excesiva;
- 77) “contrato de compra de electricidad” o “CCE”: todo contrato en virtud del cual una persona física o jurídica consiente en comprar electricidad a un productor de electricidad en condiciones de mercado;
- 78) “contador específico”: un contador vinculado a un activo que presta servicios de respuesta de la demanda o de flexibilidad en el mercado de la electricidad o a gestores de redes, o integrado en este;
- 79) “flexibilidad”: la capacidad de un sistema eléctrico para ajustarse a la variabilidad de las pautas de generación y consumo y de la disponibilidad de la red, en los correspondientes horizontes temporales del mercado.».

3) El artículo 7 se modifica como sigue:

a) el apartado 1 se sustituye por el texto siguiente:

«1. Los gestores de redes de transporte y los NEMO organizarán conjuntamente, de conformidad con el Reglamento (UE) 2015/1222, la gestión de los mercados diario e intradiario integrados. Los gestores de redes de transporte y los NEMO cooperarán a nivel de la Unión o, cuando sea más adecuado, a nivel regional, a fin de maximizar la eficiencia y la eficacia del comercio diario e intradiario de electricidad de la Unión. La obligación de cooperar se entenderá sin perjuicio de la aplicación de las disposiciones del Derecho de la Unión en materia de competencia. En sus funciones relacionadas con el comercio de electricidad, los gestores de redes de transporte y los NEMO estarán sujetos a la supervisión reglamentaria de las autoridades reguladoras en virtud del artículo 59 de la Directiva (UE) 2019/944 y de la ACER en virtud de los artículos 4 y 8 del Reglamento (UE) 2019/942 y estarán sujetos a las obligaciones de transparencia y a la supervisión efectiva contra la manipulación del mercado con arreglo a las disposiciones pertinentes del Reglamento (UE) n.º 1227/2011.»;

b) el apartado 2 se modifica como sigue:

i) la letra c) se sustituye por el texto siguiente:

«c) maximizar las oportunidades de todos los participantes en el mercado para participar en el comercio interzonal e intrazonal de manera no discriminatoria y lo más cerca posible al tiempo real entre todas las zonas de ofertas y dentro de ellas;

c bis) estar organizados de manera que se garantice el reparto de la liquidez entre todos los NEMO, en todo momento, tanto en el comercio interzonal como en el intrazonal. En el caso del mercado diario, desde una hora antes del cierre hasta el último momento en que se permita la negociación diaria, los NEMO presentarán todas las órdenes de productos diarios y de productos de las mismas características al acoplamiento único del mercado diario, por un lado, y no organizarán la negociación con productos diarios ni con productos de las mismas características al margen del acoplamiento único del mercado diario, por el otro. En el caso del mercado intradiario, desde la hora de apertura del acoplamiento único del mercado intradiario al último momento en el que se permita la negociación intradiaria en una determinada zona de ofertas, los NEMO presentarán todas las órdenes de productos intradiarios y de productos de las mismas características al acoplamiento único del mercado intradiario, por un lado, y no organizarán la negociación con productos intradiarios ni con productos de las mismas características al margen del acoplamiento único del mercado intradiario, por el otro. Esas obligaciones se aplicarán a los NEMO, a las empresas que ejerzan directa o indirectamente control sobre un NEMO y a las empresas sobre las que un NEMO ejerza control directo o indirecto.»;

ii) la letra f) se sustituye por el texto siguiente:

«f) ser transparentes y, cuando proceda, proporcionar información por unidades de generación, protegiendo al mismo tiempo la confidencialidad de la información comercial sensible y garantizando que la negociación se lleve a cabo de forma anónima;».

4) Se añaden los artículos siguientes:

«Artículo 7 bis

Producto de aplanamiento de picos de consumo

1. Cuando se declare una crisis de precios de la electricidad a escala regional o de la Unión de conformidad con el artículo 66 bis de la Directiva (UE) 2019/944, los Estados miembros podrán pedir a los gestores de redes que propongan la adquisición de productos de aplanamiento de picos de consumo para lograr una reducción de la demanda de electricidad en las horas punta. Dicha adquisición se limitará a la duración establecida en la decisión de ejecución adoptada de conformidad con el artículo 66 bis, apartado 1, de la Directiva (UE) 2019/944.

2. Cuando se formule una petición en virtud del apartado 1, los gestores de redes, previa consulta a las partes interesadas, presentarán a la autoridad reguladora del Estado miembro en cuestión, para su aprobación, una propuesta en la que se establezcan el dimensionamiento y las condiciones para la adquisición y activación del producto de aplanamiento de picos de consumo.

3. La autoridad reguladora de que se trate evaluará la propuesta de producto de aplanamiento de picos de consumo contemplada en el apartado 2 con respecto al logro de una reducción de la demanda de electricidad y al efecto en el precio de la electricidad al por mayor durante las horas punta. Dicha evaluación tendrá en cuenta la necesidad de que el producto de aplanamiento de picos de consumo no distorsione indebidamente el funcionamiento de los mercados de la electricidad ni cause una reorientación de los servicios de respuesta de la demanda hacia productos de aplanamiento de picos de consumo. Sobre la base de dicha evaluación, la autoridad reguladora podrá solicitar al gestor de la red que modifique su propuesta.

4. La propuesta de producto de aplanamiento de picos de consumo contemplada en el apartado 2 deberá cumplir los requisitos siguientes:

a) el dimensionamiento del producto de aplanamiento de picos de consumo:

- i) se basará en un análisis de la necesidad de un servicio adicional para garantizar la seguridad del suministro sin poner en riesgo la estabilidad de la red, de su impacto en el mercado y de los costes y los beneficios previstos,
- ii) tendrá en cuenta la previsión de la demanda, la previsión de electricidad producida a partir de energía renovable, la previsión de otras fuentes de flexibilidad del sistema, como el almacenamiento de energía, y el impacto en el precio mayorista del despacho que no se haya efectuado, y
- iii) estará limitado para garantizar que los costes previstos no superen los beneficios previstos del producto de aplanamiento de picos de consumo;

b) la adquisición de productos de aplanamiento de picos de consumo se basará en criterios objetivos, transparentes, de mercado y no discriminatorios, se limitará a la respuesta de la demanda y no impedirá que los activos participantes accedan a otros mercados;

c) la adquisición del producto de aplanamiento de picos de consumo se llevará a cabo mediante licitación, que puede ser continua, en la que se seleccionará el producto que cumpla unos criterios técnicos y medioambientales predeterminados con el menor coste y se permitirá la participación efectiva de los consumidores, directamente o mediante agregación;

d) el tamaño mínimo de la oferta no será mayor de 100 kW, incluso mediante agregación;

e) los contratos relativos a un producto de aplanamiento de picos de consumo no se celebrarán más de una semana antes de su activación;

f) la activación del producto de aplanamiento de picos de consumo no reducirá la capacidad interzonal;

g) la activación del producto de aplanamiento de picos de consumo tendrá lugar antes del mercado diario o durante el horizonte temporal del mercado diario y podrá realizarse conforme a un precio de la electricidad predeterminado;

h) la activación del producto de aplanamiento de picos de consumo no implicará iniciar la generación de energía a partir de combustibles fósiles detrás del contador, con el fin de evitar el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero.

5. La reducción real del consumo resultante de la activación de un producto de aplanamiento de picos de consumo se medirá con respecto a una base de referencia que refleje el consumo de electricidad previsto sin la activación de dicho producto. Cuando un gestor de redes adquiera un producto de aplanamiento de picos de consumo, dicho gestor elaborará una metodología de referencia previa consulta a los participantes en el mercado, tendrá en cuenta, cuando corresponda, los actos de ejecución adoptados en virtud del artículo 59, apartado 1, letra e), y la presentará a la autoridad reguladora de que se trate para su aprobación.

6. La autoridad reguladora de que se trate aprobará la propuesta de los gestores de redes que deseen adquirir un producto de aplanamiento de picos de consumo y la metodología de referencia presentada de conformidad con los apartados 2 y 5, o pedirá a los gestores de redes que modifiquen la propuesta o la metodología de referencia cuando dicha propuesta o metodología no cumpla los requisitos establecidos en los apartados 2, 4 y 5.

7. A más tardar seis meses después del final de una crisis de precios de la electricidad a escala regional o de la Unión tal como se refiere el apartado 1, la ACER, previa consulta a las partes interesadas, evaluará la repercusión del uso de productos de aplanamiento de picos de consumo en el mercado de la electricidad de la Unión. Dicha evaluación tendrá en cuenta la necesidad de que los productos de aplanamiento de picos de consumo no distorsionen indebidamente el funcionamiento de los mercados de la electricidad ni causen una reorientación de los servicios de respuesta de la demanda hacia productos de aplanamiento de picos de consumo. La ACER podrá formular recomendaciones que las autoridades reguladoras tendrán en cuenta en su evaluación con arreglo al apartado 3.

8. A más tardar el 30 de junio de 2025, la ACER, previa consulta a las partes interesadas, evaluará la repercusión que el desarrollo de productos de aplanamiento de picos de consumo tiene en el mercado de la electricidad de la Unión en circunstancias normales de mercado. Dicha evaluación tendrá en cuenta la necesidad de que los productos de aplanamiento de picos de consumo no distorsionen indebidamente el funcionamiento de los mercados de la electricidad ni causen una reorientación de los servicios de respuesta de la demanda hacia productos de aplanamiento de picos de consumo. Sobre la base de dicha evaluación, la Comisión podrá presentar una propuesta legislativa para modificar el presente Reglamento con el fin de introducir productos de aplanamiento de picos de consumo al margen de situaciones de crisis de precios de la electricidad a escala regional o de la Unión.

Artículo 7 ter

Contadores específicos

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 19 de la Directiva (UE) 2019/944, los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de distribución y los participantes en el mercado pertinentes, incluidos los agregadores independientes, podrán utilizar, previo consentimiento del cliente final, datos procedentes de contadores específicos para la observabilidad y la liquidación de los servicios de respuesta de la demanda y de flexibilidad, incluidos los procedentes de instalaciones de almacenamiento de energía.

A los efectos del presente artículo, el uso de datos procedentes de contadores específicos cumplirá lo dispuesto en los artículos 23 y 24 de la Directiva (UE) 2019/944 y en otras normas pertinentes del Derecho de la Unión, incluido el Derecho en materia de protección de datos y de la privacidad, en particular el Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo (*). Cuando estos datos se utilicen con fines de investigación, la información se agregará y anonimizará.

2. Cuando un cliente final no disponga de un contador inteligente o cuando el contador inteligente de un cliente final no proporcione los datos necesarios para prestar servicios de respuesta de la demanda o de flexibilidad, en particular mediante un agregador independiente, los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución aceptarán los datos de un contador específico, si hay uno disponible, para la liquidación de los servicios de respuesta de la demanda y de flexibilidad, incluidos los sistemas de almacenamiento, y no discriminarán a dicho cliente final al prestarle servicios de flexibilidad. Dicha obligación se aplicará supeditada al cumplimiento de las normas y los requisitos establecidos por los Estados miembros con arreglo al apartado 3.

3. Los Estados miembros establecerán las normas y los requisitos para el proceso de validación de los datos procedentes de contadores específicos, a fin de comprobar y garantizar la calidad y la coherencia de los datos pertinentes, así como la interoperabilidad, de conformidad con los artículos 23 y 24 de la Directiva (UE) 2019/944 y otras normas pertinentes del Derecho de la Unión.

(*) Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales y a la libre circulación de estos datos y por el que se deroga la Directiva 95/46/CE (Reglamento general de protección de datos) (DO L 119 de 4.5.2016, p. 1).».

5) El artículo 8 se modifica como sigue:

a) el apartado 1 se sustituye por el texto siguiente:

«1. Los NEMO autorizarán a los participantes en el mercado a negociar con energía tan cerca del tiempo real como sea posible, y al menos hasta la hora de cierre del mercado interzonal intradiario. A partir del 1 de enero de 2026, la hora de cierre del mercado interzonal intradiario no antecederá más de treinta minutos a la hora real.

1 bis. A solicitud del gestor de la red de transporte de que se trate, la autoridad reguladora correspondiente podrá conceder una excepción respecto del requisito establecido en el apartado 1 hasta el 1 de enero de 2029. El gestor de la red de transporte presentará la solicitud ante la autoridad reguladora correspondiente. Dicha solicitud incluirá:

a) una evaluación de impacto que tenga en cuenta las observaciones de los NEMO y los participantes en el mercado de que se trate, que demuestre los efectos negativos de tal medida para la seguridad del suministro en el sistema eléctrico nacional, para la eficiencia en términos de costes —también en relación con las plataformas de balance existentes con arreglo al Reglamento (UE) 2017/2195—, para la integración de la energía renovable y para las emisiones de gases de efecto invernadero, y

b) un plan de acción para acortar la hora de cierre del mercado interzonal intradiario en treinta minutos respecto a la hora real, a más tardar el 1 de enero de 2029.

1 ter. A solicitud del gestor de la red de transporte de que se trate, la autoridad reguladora podrá conceder una excepción adicional respecto del requisito establecido en el apartado 1 de una duración máxima de dos años y medio a partir de la fecha de vencimiento del plazo indicado en el apartado 1 bis. El gestor de la red de transporte de que se trate presentará la solicitud ante la autoridad reguladora correspondiente, ante la REGRT de Electricidad y ante la ACER a más tardar el 30 de junio de 2028. Dicha solicitud incluirá:

a) una nueva evaluación de impacto, en la que se tengan en cuenta las observaciones de los participantes en el mercado y de los NEMO, en la que se justifique la necesidad de una excepción adicional, basada en la existencia de riesgos para la seguridad del suministro del sistema eléctrico nacional, la eficiencia en términos de costes, la integración de la energía renovable y las emisiones de gases de efecto invernadero, y

b) un plan de acción revisado para acortar la hora de cierre del mercado interzonal intradiario en treinta minutos respecto a la hora real, a más tardar en la fecha para la que se solicite la ampliación y a más tardar en la fecha para la que se solicite la excepción.

La ACER emitirá un dictamen sobre el efecto transfronterizo de una excepción adicional en un plazo de seis meses a partir de la recepción de la solicitud de dicha excepción. La autoridad reguladora de que se trate tendrá en cuenta dicho dictamen antes de decidir sobre una solicitud de excepción adicional.

1 quater. A más tardar el 1 de diciembre de 2027, la Comisión, previa consulta a los NEMO, la REGRT de Electricidad, la ACER y las partes interesadas pertinentes, presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo en el que evaluará los efectos de la implantación de la reducción de la hora de cierre del mercado interzonal establecida con arreglo al presente artículo, los costes y beneficios, la viabilidad y las soluciones prácticas para lograr reducirla aún más con el fin de que los participantes en el mercado puedan negociar la energía tan cerca del tiempo real como sea posible. En el informe se considerará la repercusión en la seguridad de los sistemas eléctricos, la eficiencia en términos de costes y las ventajas para la integración de la energía renovable y para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.»;

b) el apartado 3 se sustituye por el texto siguiente:

«3. Para el comercio en los mercados diario e intradiario, los NEMO ofrecerán productos que sean de un tamaño lo bastante reducido, con ofertas mínimas de 100 kW o inferiores, para hacer posible la participación efectiva de la respuesta de demanda, el almacenamiento de energía y las renovables a pequeña escala, incluida la participación directa por los clientes, así como mediante agregación.».

6) El artículo 9 se sustituye por el texto siguiente:

«Artículo 9

Mercados a plazo

1. De conformidad con el Reglamento (UE) 2016/1719, los gestores de redes de transporte deberán asignar derechos de transmisión a largo plazo o disponer de medidas equivalentes para permitir que los participantes en el mercado, incluidos los propietarios de instalaciones de generación de electricidad con energía renovable, se protejan de riesgos derivados de los precios, a menos que una evaluación del mercado a plazo en las fronteras entre zonas de ofertas llevada a cabo por las autoridades reguladoras competentes muestre suficientes oportunidades de protección en las zonas de ofertas de que se trate.

2. Los derechos de transmisión a largo plazo se asignarán, con carácter periódico, de forma transparente, no discriminatoria y basada en el mercado, a través de una plataforma única de asignación. La frecuencia de asignación y los vencimientos de la capacidad interzonal a largo plazo contribuirán a que los mercados a plazo de la Unión funcionen de forma eficiente.

3. La configuración de los mercados a plazo de la Unión comprenderá las herramientas necesarias para mejorar la capacidad de los participantes en el mercado de protegerse de los riesgos derivados de los precios en el mercado interior de la electricidad.

4. A más tardar el 17 de enero de 2026, la Comisión, previa consulta a las partes interesadas pertinentes, efectuará una evaluación del impacto de las posibles medidas para lograr el objetivo enunciado en el apartado 3. Dicha evaluación de impacto comprenderá, entre otros aspectos:

- a) los posibles cambios de la frecuencia de asignación de los derechos de transmisión a largo plazo;
- b) los posibles cambios de los vencimientos de los derechos de transmisión a largo plazo, en particular los vencimientos que se hayan prolongado hasta al menos tres años;
- c) los posibles cambios de la naturaleza de los derechos de transmisión a largo plazo;
- d) las formas de reforzar el mercado secundario, y
- e) la posible introducción de centros virtuales regionales para los mercados a plazo.

5. En lo que respecta a los centros virtuales regionales para los mercados a plazo, la evaluación de impacto efectuada en cumplimiento del apartado 4 comprenderá lo siguiente:

- a) el ámbito geográfico adecuado de los centros virtuales regionales, incluidas las zonas de ofertas que constituyan dichos centros y las situaciones específicas de las zonas de ofertas pertenecientes a dos o más centros virtuales, con el fin de maximizar la correlación de precios entre los precios de referencia y los precios de las zonas de ofertas que constituyan los centros virtuales regionales;
- b) el nivel de interconectividad de electricidad de los Estados miembros, y en particular, de los situados por debajo de los objetivos de interconexión de electricidad para 2020 y 2030 establecidos en el artículo 4, letra d), punto 1, del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo (*);
- c) la metodología de cálculo de los precios de referencia para los centros virtuales regionales para los mercados a plazo, destinada a maximizar la correlación de precios entre el precio de referencia y los precios de las zonas de ofertas que constituyan un centro virtual regional;
- d) la posibilidad de que las zonas de ofertas formen parte de más de un centro virtual regional;
- e) las maneras de maximizar las oportunidades de negociación para los productos de cobertura que referencien los centros virtuales regionales para los mercados a plazo, así como para los derechos de transmisión a largo plazo desde las zonas de ofertas hacia los centros virtuales regionales;
- f) las maneras de asegurar que la plataforma única de asignación a que se refiere el apartado 2 ofrezca la asignación y facilite la negociación de derechos de transmisión a largo plazo;
- g) las implicaciones de los acuerdos intergubernamentales preexistentes y los derechos que de ellos se deriven.

6. En función de los resultados que arroje la evaluación de impacto a que se refiere el apartado 4 del presente artículo, la Comisión adoptará, a más tardar el 17 de julio de 2026, un acto de ejecución para especificar en mayor detalle las medidas y las herramientas destinadas a lograr los objetivos enunciados en el apartado 3 del presente artículo y las características concretas de esas medidas y herramientas. Dicho acto de ejecución se adoptará de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 67, apartado 2.

7. La plataforma única de asignación establecida de conformidad con el Reglamento (UE) 2016/1719 actuará como entidad que ofrece la asignación y facilita la negociación de los derechos de transmisión a largo plazo en nombre de los gestores de redes de transporte. Tendrá una de las formas jurídicas contempladas en el anexo II de la Directiva (UE) 2017/1132 del Parlamento Europeo y del Consejo (**).

8. Cuando una autoridad reguladora competente considere que no hay suficientes oportunidades de cobertura disponibles para los participantes en el mercado, previa consulta a las autoridades competentes designadas en virtud del artículo 67 de la Directiva 2014/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo (***) cuando los mercados a plazo se refieran a instrumentos financieros tal como se definen en el artículo 4, apartado 1, punto 15, de dicha Directiva, dicha autoridad podrá exigir a los mercados bursátiles de la electricidad o a los gestores de redes de transporte que apliquen medidas adicionales, como actividades de creación de mercado, para mejorar la liquidez del mercado a plazo.

9. Supeditado al cumplimiento de lo dispuesto en el Derecho de la Unión en materia de competencia, así como en los Reglamentos (UE) n.º 648/2012 (****) y (UE) n.º 600/2014 (*****) del Parlamento Europeo y del Consejo, y en la Directiva 2014/65/UE, los operadores del mercado podrán desarrollar productos de cobertura de futuros, también productos de cobertura de futuros a largo plazo, para ofrecer a los participantes en el mercado, incluidos los titulares de instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables, posibilidades adecuadas de protegerse frente a los riesgos financieros derivados de las fluctuaciones de los precios. Los Estados miembros no exigirán que se restrinja dicha actividad de cobertura a las negociaciones dentro de un Estado miembro o una zona de ofertas.

(*) 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 (DO L 328 de 21.12.2018, p. 1).

(**) Directiva (UE) 2017/1132 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de junio de 2017, sobre determinados aspectos del Derecho de sociedades (DO L 169 de 30.6.2017, p. 46).

(***) Directiva 2014/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativa a los mercados de instrumentos financieros y por la que se modifican la Directiva 2002/92/CE y la Directiva 2011/61/UE (DO L 173 de 12.6.2014, p. 349).

(****) Reglamento (UE) n.º 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012, relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones (DO L 201 de 27.7.2012, p. 1).

(*****) Reglamento (UE) n.º 600/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014, relativo a los mercados de instrumentos financieros y por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 648/2012 (DO L 173 de 12.6.2014, p. 84).».

7) El artículo 18 se modifica como sigue:

a) los apartados 2 y 3 se sustituyen por el texto siguiente:

«2. Las metodologías de fijación de tarifas deberán:

a) reflejar los costes fijos de los gestores de redes de transporte y de los gestores de redes de distribución y tener en cuenta tanto los gastos de capital como los gastos operativos, a fin de proporcionar a dichos gestores incentivos adecuados tanto a corto como a largo plazo, incluida la inversión anticipatoria, para aumentar la eficiencia, en particular la eficiencia energética;

b) fomentar la integración del mercado, la integración de la energía renovable y la seguridad del suministro;

c) apoyar el uso de servicios de flexibilidad y posibilitar el uso de conexiones flexibles;

d) promover inversiones eficientes y oportunas, incluidas soluciones para optimizar la red existente;

e) facilitar el almacenamiento de energía, la respuesta de la demanda y las actividades de investigación conexas;

f) contribuir al cumplimiento de los objetivos establecidos en los planes nacionales integrados de energía y clima, reducir el impacto ambiental y fomentar la aceptación pública, y

g) facilitar la innovación en interés del consumidor en ámbitos como la digitalización, los servicios de flexibilidad y las interconexiones, en particular para desarrollar la infraestructura necesaria para alcanzar el objetivo mínimo de interconexión de electricidad para 2030 establecido en el artículo 4, letra d), punto 1, del Reglamento (UE) 2018/1999.

3. Cuando corresponda, la cuantía de las tarifas aplicadas a los productores, o a los clientes finales, o a ambos, proporcionará señales de inversión relacionadas con la ubicación a nivel de la Unión, por ejemplo, incentivos mediante estructura tarifaria para reducir los costes de redespacho y de refuerzo de la red eléctrica y tendrá en cuenta la cantidad de pérdidas de la red y la congestión causadas, así como los costes de inversión en infraestructuras.»;

b) el apartado 8 se sustituye por el texto siguiente:

«8. Los métodos de fijación de tarifas de transporte y distribución deberán ofrecer incentivos a los gestores de redes de transporte y a los gestores de redes de distribución para que la explotación y el desarrollo de sus redes sean lo más eficientes posible en términos de costes, por ejemplo, mediante la contratación de servicios. A tal fin, las autoridades reguladoras reconocerán los costes pertinentes como admisibles, también los costes relativos a la inversión anticipatoria, incluirán estos costes en las tarifas de transporte y distribución, e introducirán, cuando corresponda, objetivos de rendimiento para incentivar a los gestores de redes de transporte y a los gestores de redes de distribución a que aumenten la eficiencia global en sus redes mediante, entre otras cosas, la eficiencia energética, el uso de servicios de flexibilidad y el desarrollo de redes inteligentes y sistemas de medición inteligente.»;

c) el apartado 9 se modifica como sigue:

i) la letra f) se sustituye por el texto siguiente:

«f) los métodos, que se determinarán previa consulta a las partes interesadas pertinentes, para garantizar la transparencia de la fijación y la estructura de las tarifas, incluida la inversión anticipatoria, que estén en consonancia con los objetivos pertinentes de la Unión y nacionales en materia de energía, y teniendo en cuenta las zonas de aceleración establecidas de conformidad con la Directiva (UE) 2018/2001»;

ii) se añade la letra siguiente:

«i) los incentivos para inversiones eficientes en redes, incluidos los recursos que aportan flexibilidad y los acuerdos de conexión de carácter flexible.».

8) En el artículo 19, el apartado 2 se sustituye por el texto siguiente:

«2. Los objetivos siguientes tendrán prioridad con respecto a la asignación de los ingresos derivados de la asignación de capacidad interzonal:

a) garantizar la disponibilidad real de la capacidad asignada, incluida la compensación por firmeza;

b) mantener o aumentar la capacidad interzonal a través de la optimización del uso de los interconectores existentes mediante medidas correctoras coordinadas, en su caso, o cubrir los costes derivados de inversiones en la red que sean pertinentes para reducir la congestión de los interconectores, o

c) compensar a los operadores de centrales marinas de generación de electricidad renovable en una zona de ofertas marina que estén conectados directamente a dos o más zonas de ofertas cuando el acceso a los mercados interconectados se haya reducido de manera que el operador de la central marina de generación de electricidad renovable no pueda exportar al mercado su capacidad de generación de electricidad y, en los casos pertinentes, se produzca una disminución de precio correspondiente en la zona de ofertas marina con respecto al precio sin reducción de capacidad.

La compensación a que se refiere el párrafo primero, letra c), se aplicará cuando, en los resultados validados del cálculo de la capacidad, uno o varios gestores de redes de transporte no hayan facilitado en el interconector la capacidad convenida en los acuerdos de conexión, no hayan facilitado la capacidad en los elementos críticos de la red con arreglo a las normas de cálculo de la capacidad dispuestas en el artículo 16, apartado 8, o ambas cosas. Los gestores de redes de transporte que sean responsables de la reducción del acceso a los mercados interconectados serán responsables de la compensación de los operadores de centrales marinas de generación de electricidad renovable. Anualmente, esta compensación no excederá del total de las rentas derivadas de la congestión generadas en los interconectores entre las zonas de ofertas de que se trate.».

9) Se inserta el capítulo siguiente:

«CAPÍTULO III bis

INCENTIVOS ESPECÍFICOS A LA INVERSIÓN PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS DE DESCARBONIZACIÓN DE LA UNIÓN

Artículo 19 bis

Contratos de compra de electricidad

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en la Directiva (UE) 2018/2001, los Estados miembros fomentarán el uso de CCE, entre otros medios, eliminando los obstáculos injustificados y las cargas o procedimientos desproporcionados o discriminatorios, con miras a asegurar previsibilidad de precios y a alcanzar los objetivos establecidos en su plan nacional integrado de energía y clima con respecto a la dimensión “Descarbonización” a la que se refiere el artículo 4, letra a), del Reglamento (UE) 2018/1999, también con respecto a la energía renovable, preservando al mismo tiempo la competitividad y la liquidez de los mercados de electricidad y el comercio transfronterizo.
2. Cuando efectúe la revisión del presente Reglamento de conformidad con el artículo 69, apartado 2, la Comisión evaluará, previa consulta a las partes interesadas pertinentes, el potencial y la viabilidad de una o varias plataformas de mercado de la Unión para los CCE, que se utilizarán con carácter voluntario, incluida la interacción de dichas plataformas potenciales con otras plataformas existentes del mercado de la electricidad y la puesta en común de la demanda de CCE mediante agregación.
3. Los Estados miembros garantizarán, de manera coordinada, que existan instrumentos, tales como los sistemas de garantía a precios de mercado, destinados a reducir los riesgos financieros asociados al impago del comprador en el marco de los CCE, y que estos instrumentos sean accesibles para los clientes que se enfrentan a barreras de entrada en el mercado de los CCE y que no se encuentran en dificultades financieras. Entre esos instrumentos se podrán incluir sistemas de garantía respaldados por el Estado a precios de mercado, garantías privadas o instrumentos o estructuras que agrupen la demanda de CCE, de conformidad con el Derecho de la Unión pertinente. A tal fin, los Estados miembros velarán por la coordinación oportuna, también con los mecanismos pertinentes a escala de la Unión. Los Estados miembros podrán determinar a qué categorías de clientes se dirigen esos instrumentos, aplicando criterios no discriminatorios entre cada categoría de clientes y dentro de ellas.
4. Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 107 y 108 del TFUE, si un sistema de garantía para los CCE es respaldado por el Estado miembro, incluirá disposiciones para evitar la reducción de la liquidez en los mercados de la electricidad y no prestará apoyo a la compra de generación a partir de combustibles fósiles. Los Estados miembros podrán decidir limitar dichos sistemas de garantía al apoyo exclusivo de la compra de electricidad procedente de nueva generación de energía renovable de conformidad con las políticas de descarbonización del Estado miembro, en particular cuando el mercado de contratos de compra de energía renovable tal como se define en el artículo 2, punto 17, de la Directiva (UE) 2018/2001 no esté suficientemente desarrollado.
5. Los sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables permitirán la participación de proyectos que reserven parte de la electricidad para venderla a través de un CCE de energías renovables u otros acuerdos en condiciones de mercado, siempre que dicha participación no afecte negativamente a la competencia en el mercado, en particular cuando las dos partes implicadas en dicho CCE estén controladas por la misma entidad.
6. Al configurar los sistemas de apoyo mencionados en el apartado 5, los Estados miembros se esforzarán por utilizar criterios de evaluación destinados a incentivar a los licitadores para que faciliten el acceso de los clientes que se enfrentan a barreras de entrada al mercado de los CCE, siempre y cuando esto no afecte negativamente a la competencia en el mercado.
7. Los CCE especificarán la zona de ofertas de entrega y la responsabilidad de obtener derechos de transporte interzonal en caso de cambio de zona de ofertas con arreglo al artículo 14.
8. Los CCE especificarán las condiciones en las que los clientes y los productores pueden salir de los CCE, tales como las tasas de salida y los plazos de notificación aplicables, de conformidad con el Derecho de la Unión en materia de competencia.
9. Cuando configuren medidas que afecten directamente a los CCE, los Estados miembros respetarán las posibles expectativas legítimas y tendrán en cuenta los efectos de dichas medidas en los CCE existentes y futuros.
10. A más tardar el 31 de enero de 2026 y cada dos años a partir de entonces, la Comisión evaluará si persisten las barreras y si existe suficiente transparencia en los mercados de los CCE. La Comisión podrá elaborar orientaciones específicas sobre la eliminación de barreras en los mercados de los CCE, incluidos los procedimientos o cargas desproporcionados o discriminatorios.

*Artículo 19 ter***Modelos voluntarios de CCE y seguimiento de los CCE**

1. La ACER publicará una evaluación anual del mercado de CCE a escala de la Unión y de los Estados miembros como parte de su informe anual publicado con arreglo al artículo 15, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/942.
2. A más tardar el 17 de octubre de 2024, la ACER evaluará, en estrecha coordinación con las instituciones y partes interesadas pertinentes, la necesidad de elaborar y publicar modelos voluntarios de CCE, adaptados a las necesidades de las diferentes categorías de contrapartes.

Cuando la evaluación concluya que es necesario elaborar y publicar dichos modelos voluntarios de CCE, la ACER, junto con los NEMO, tras consultar a las partes interesadas pertinentes, elaborará tales modelos, teniendo en cuenta lo siguiente:

- a) el uso de dichos modelos de contrato será voluntario para las partes contratantes;
- b) los modelos de contrato, entre otras cosas:
 - i) ofrecerán varias duraciones contractuales,
 - ii) proporcionarán varias fórmulas de precios,
 - iii) tendrán en cuenta el perfil de carga del comprador y el perfil de generación del generador.

*Artículo 19 quater***Medidas de la Unión para contribuir a la consecución de la cuota adicional de energía procedente de fuentes renovables**

La Comisión evaluará si unas medidas a nivel de la Unión pueden contribuir al esfuerzo colectivo de los Estados miembros para lograr una cuota adicional de energía procedente de fuentes renovables del 2,5 % del consumo final bruto de energía de la Unión en 2030 en virtud de la Directiva (UE) 2018/2001, como complemento de las medidas nacionales. La Comisión analizará la posibilidad de utilizar el mecanismo de financiación de energías renovables de la Unión establecido en virtud del artículo 33 del Reglamento (UE) 2018/1999 para organizar subastas de energía renovable a nivel de la Unión en consonancia con el marco normativo pertinente.

*Artículo 19 quinquies***Sistemas de apoyo directo a los precios en forma de contratos bidireccionales por diferencias para inversiones**

1. Los sistemas de apoyo directo a los precios para inversiones en nuevas instalaciones de generación de electricidad para la generación de electricidad a partir de las fuentes enumeradas en el apartado 4 adoptarán la forma de contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos.

El párrafo primero se aplicará a los contratos que se rigen por sistemas de apoyo directo a los precios para inversiones en nueva generación celebrados el 17 de julio de 2027 o posteriormente, o, en el caso de proyectos marinos híbridos conectados a dos o más zonas de ofertas, el 17 de julio de 2029.

La participación de los participantes en el mercado en los sistemas de apoyo directo a los precios en forma de contrato bidireccional por diferencias o de regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos será voluntaria.

2. Todos los sistemas de apoyo directo a los precios en forma de contrato bidireccional por diferencias y de regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos estarán diseñados para:
 - a) mantener los incentivos para que la instalación de generación de electricidad opere y participe de manera eficiente en los mercados de la electricidad y, en particular, para reflejar las circunstancias del mercado;
 - b) evitar cualquier efecto de distorsión del sistema de apoyo en las decisiones de funcionamiento, despacho y mantenimiento de la instalación de generación de electricidad o en el comportamiento de las ofertas en los mercados diario, intradiario, de servicios auxiliares y de balance;

- c) garantizar que el nivel de protección de la remuneración mínima y del límite máximo de la remuneración excesiva se ajusten al coste de la nueva inversión y a los ingresos de mercado, para garantizar la viabilidad económica a largo plazo de la instalación de generación de electricidad, evitando al mismo tiempo la sobrecompensación;
- d) evitar las distorsiones indebidas de la competencia y el comercio en el mercado interior, en particular determinando los importes de la remuneración mediante un procedimiento de licitación abierto, claro, transparente y no discriminatorio; cuando no pueda organizarse tal procedimiento de licitación, los contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos —y los precios de ejercicio aplicables— estarán diseñados para garantizar que la distribución de los ingresos a las empresas no cree distorsiones indebidas de la competencia y el comercio en el mercado interior;
- e) evitar las distorsiones de la competencia y del comercio en el mercado interior derivadas de la distribución de ingresos a las empresas;
- f) incluir penalizaciones aplicables en el caso de extinción anticipada unilateral indebida del contrato.

3. En la evaluación de los contratos bidireccionales por diferencias o regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos con arreglo a los artículos 107 y 108 del TFUE, la Comisión garantizará el cumplimiento de los principios de diseño con arreglo al apartado 2.

4. El apartado 1 se aplicará a las inversiones en nueva generación de electricidad a partir de las siguientes fuentes:

- a) energía eólica;
- b) energía solar;
- c) energía geotérmica;
- d) energía hidroeléctrica sin embalse;
- e) energía nuclear.

5. Cualesquiera ingresos, o el equivalente en valor financiero de dichos ingresos, procedentes de sistemas de apoyo directo a los precios en forma de contratos bidireccionales por diferencias y de regímenes equivalentes que surtan los mismos efectos mencionados en el apartado 1 se distribuirán a los clientes finales.

No obstante lo dispuesto en el párrafo primero, los ingresos, o el equivalente en valor financiero de dichos ingresos, también podrán utilizarse para financiar los costes de los sistemas de apoyo directo a los precios o las inversiones para reducir los costes de electricidad para los clientes finales.

La distribución de ingresos a clientes finales se diseñará para mantener los incentivos para reducir su consumo o pasarlo a períodos en los que los precios de la electricidad sean bajos, y no para socavar la competencia entre los suministradores de electricidad.

6. De conformidad con el artículo 4, apartado 3, párrafo tercero, de la Directiva (UE) 2018/2001, los Estados miembros podrán eximir del cumplimiento de la obligación establecida en el apartado 1 del presente artículo a las instalaciones de energía renovable de pequeña magnitud y a los proyectos de demostración.

Artículo 19 sexies

Evaluación de las necesidades de flexibilidad

1. A más tardar un año después de que la ACER apruebe la metodología de conformidad con el apartado 6, y posteriormente cada dos años, la autoridad reguladora u otra autoridad o entidad designada por un Estado miembro adoptará un informe sobre las estimaciones de necesidades de flexibilidad para un período de, como mínimo, los cinco a diez años siguientes, a escala nacional, habida cuenta de la necesidad de lograr con una buena relación coste-eficacia la seguridad y fiabilidad del suministro y descarbonizar el sistema eléctrico, teniendo en cuenta la integración de fuentes de energía renovable variables y los diferentes sectores, así como la naturaleza interconectada del mercado de la electricidad, incluidos los objetivos de interconexión y la posible disponibilidad de la flexibilidad transfronteriza.

El informe a que se refiere el párrafo primero deberá:

- a) ser coherente con el análisis europeo de cobertura y los análisis nacionales de cobertura efectuados con arreglo a los artículos 23 y 24;
- b) basarse en los datos y análisis proporcionados por los gestores de redes de transporte y gestores de redes de distribución de cada Estado miembro con arreglo al apartado 3, utilizando la metodología común en virtud del apartado 4 y, cuando estén debidamente justificados, datos y análisis adicionales.

Cuando el Estado miembro haya designado a tal fin un gestor de la red de transporte u otra entidad para adoptar el informe a que se refiere el párrafo primero, la autoridad reguladora aprobará o modificará el informe.

2. Como mínimo, el informe a que se refiere el apartado 1:

- a) evaluará los diferentes tipos de necesidades de flexibilidad, al menos con una periodicidad estacional, diaria y horaria, para integrar en el sistema eléctrico la electricidad generada a partir de fuentes renovables, por ejemplo, los diferentes supuestos en lo que respecta a los precios del mercado de la electricidad, la generación y la demanda;
- b) tendrá en cuenta el potencial de los recursos de flexibilidad no fósil, como la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía, incluidas la agregación y la interconexión, para satisfacer las necesidades de flexibilidad, tanto a nivel de transporte como de distribución;
- c) evaluará los obstáculos a la flexibilidad en el mercado y propondrá las medidas de mitigación y los incentivos pertinentes, incluidos la supresión de los obstáculos normativos y las posibles mejoras de los mercados y de los servicios o productos de gestión de las redes;
- d) evaluará la contribución de la digitalización de las redes de transporte y distribución de electricidad, y
- e) tendrá en cuenta las fuentes de flexibilidad que se prevé que estén disponibles en otros Estados miembros.

3. Los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución de cada Estado miembro proporcionarán a la autoridad reguladora, u otra autoridad o entidad designada en virtud del apartado 1, los datos y análisis que sean necesarios para la preparación del informe al que se refiere el apartado 1. Cuando esté debidamente justificado, la autoridad reguladora, u otra autoridad o entidad designada en virtud del apartado 1, podrá solicitar a los gestores de redes de transporte y a los gestores de redes de distribución de que se trate que, además de los requisitos mencionados en el apartado 4, aporten datos adicionales al informe. Los gestores de redes de transporte de electricidad o los gestores de redes de distribución de electricidad de que se trate coordinarán, junto con los gestores de redes de gas natural y de redes de hidrógeno, la recolección de la información pertinente cuando sea necesario a efectos del presente artículo.

4. La REGRT de Electricidad y la entidad de los GRD de la UE coordinarán el trabajo de los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución en lo que respecta a los datos y análisis que deben proporcionarse según lo dispuesto en el apartado 3. En particular, deberán:

- a) definir el tipo y el formato de los datos que los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución deberán proporcionar a las autoridades reguladoras o a otra autoridad o entidad designada en virtud del apartado 1;
- b) desarrollar una metodología para que los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución analicen las necesidades de flexibilidad, teniendo en cuenta al menos:
 - i) todas las fuentes disponibles de flexibilidad de manera eficiente en términos de costes en los diferentes horizontes temporales, también en otros Estados miembros,
 - ii) las inversiones previstas en la interconexión y la flexibilidad en el nivel de transporte y de distribución, y
 - iii) la necesidad de descarbonizar el sistema eléctrico a fin de cumplir los objetivos de la Unión para 2030 en materia de energía y clima, tal como se definen en el artículo 2, punto 11, del Reglamento (UE) 2018/1999, y el objetivo de neutralidad climática para 2050 establecido en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2021/1119, de conformidad con el Acuerdo de París aprobado en virtud de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (*).

La metodología a que se refiere la letra b) del párrafo primero contendrá criterios orientativos sobre el modo de evaluar la capacidad de las diferentes fuentes de flexibilidad para cubrir las necesidades de flexibilidad.

5. La REGRT de Electricidad y la entidad de los GRD de la UE cooperarán estrechamente en la coordinación de los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución en lo que respecta al suministro de datos y análisis con arreglo al apartado 4.

6. A más tardar el 17 de abril de 2025, la REGRT de Electricidad y la entidad de los GRD de la UE presentarán conjuntamente a la ACER una propuesta sobre el tipo de datos y el formato que deben presentarse a la autoridad reguladora u otra autoridad o entidad designada en virtud del apartado 1, y la metodología para el análisis de las necesidades de flexibilidad a que se refiere el apartado 4. En un plazo de tres meses a partir de la recepción de la propuesta, la ACER la aprobará o la modificará. En este último caso, la ACER consultará al Grupo de Coordinación de la Electricidad, a la REGRT de Electricidad y a la entidad de los GRD de la UE antes de adoptar las modificaciones. La propuesta adoptada se publicará en el sitio web de la ACER.

7. La autoridad reguladora u otra autoridad o entidad designada en virtud del apartado 1 presentará a la Comisión y a la ACER los informes a que se refiere el apartado 1 y los publicarán. En un plazo de doce meses a partir de la recepción de los informes, la ACER publicará un informe en el que los analice y formule recomendaciones sobre cuestiones de importancia transfronteriza en relación con las conclusiones de la autoridad reguladora o de otra autoridad o entidad designada en virtud del apartado 1, incluidas recomendaciones sobre la eliminación de los obstáculos a la entrada de recursos de flexibilidad no fósiles.

Entre las cuestiones de importancia transfronteriza, la ACER evaluará:

- a) el modo de integrar mejor el análisis de las necesidades de flexibilidad a que se refiere el apartado 1 del presente artículo con la metodología para el análisis europeo de cobertura de conformidad con el artículo 23 y la metodología para el plan decenal de desarrollo de la red a escala de la Unión, garantizando la coherencia entre ellos;
- b) las estimaciones de necesidades de flexibilidad en el sistema eléctrico a escala de la Unión y su potencial económicamente disponible previsto para un período de los cinco a los diez años siguientes, teniendo en cuenta los informes nacionales;
- c) la posible introducción de nuevas medidas para liberar el potencial de flexibilidad en los mercados de la electricidad y en la gestión de las redes.

Los resultados del análisis a que se refiere el párrafo segundo, letra a), podrán tenerse en cuenta en nuevas revisiones de las metodologías a que se refiere dicha letra de conformidad con los actos jurídicos pertinentes de la Unión.

El Consejo Científico Consultivo Europeo sobre el Cambio Climático podrá, por iniciativa propia, aportar datos sobre el modo de velar por el cumplimiento de los objetivos de la Unión para 2030 en materia de energía y clima y su objetivo de neutralidad climática para 2050.

8. La REGRT de Electricidad actualizará el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para incluir los resultados de los informes nacionales de las necesidades de flexibilidad a que se refiere el apartado 1. En sus planes de desarrollo de la red, los gestores de redes de transporte y los gestores de redes de distribución tendrán en cuenta dichos informes.

Artículo 19 septies

Objetivo nacional indicativo para la flexibilidad no fósil

A más tardar seis meses después de la presentación del informe elaborado con arreglo al artículo 19 *sexies*, apartado 1, del presente Reglamento, cada Estado miembro determinará, sobre la base de dicho informe, un objetivo nacional indicativo para la flexibilidad no fósil, que incluya las respectivas contribuciones específicas a dicho objetivo tanto de la respuesta de la demanda como del almacenamiento de energía. Los Estados miembros podrán alcanzar ese objetivo mediante la materialización del potencial identificado de los recursos de flexibilidad no fósiles, mediante la eliminación de las barreras de mercado constatadas o mediante los sistemas de apoyo a la flexibilidad no fósil a que se refiere el artículo 19 *octies* del presente Reglamento. Este objetivo nacional indicativo, que incluye las respectivas contribuciones específicas a dicho objetivo de la respuesta de la demanda y del almacenamiento de energía, así como medidas para alcanzarlo, también se reflejará en los planes nacionales integrados de energía y clima de los Estados miembros en lo que se refiere a la dimensión “Mercado interior de la energía” de conformidad con los artículos 3, 4 y 7 del Reglamento (UE) 2018/1999 y en sus informes de situación nacionales integrados de energía y clima de conformidad con el artículo 17 de ese mismo Reglamento. Los Estados miembros podrán determinar objetivos nacionales indicativos provisionales hasta que se adopte el informe en virtud del artículo 19 *sexies*, apartado 1, del presente Reglamento.

Tras la evaluación efectuada de conformidad con el artículo 9 del Reglamento (UE) 2018/1999, la Comisión, una vez recibido el objetivo indicativo nacional determinado y comunicado por los Estados miembros de conformidad con el apartado 1 del presente artículo, presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo en el que se evalúen los informes nacionales.

Sobre la base de las conclusiones del informe elaborado con la primera información comunicada por los Estados miembros, la Comisión podrá elaborar una estrategia de la Unión en materia de flexibilidad, que preste especial atención a la respuesta de la demanda y al almacenamiento de energía, para facilitar su despliegue, que sea coherente con los objetivos de la Unión para 2030 en materia de energía y clima y con el objetivo de neutralidad climática para 2050. Dicha estrategia de la Unión en materia de flexibilidad podrá ir acompañada, cuando proceda, de una propuesta legislativa.

Artículo 19 octies

Sistemas de apoyo a la flexibilidad no fósil

1. Cuando la inversión en flexibilidad no fósil sea insuficiente para satisfacer el objetivo nacional indicativo o, en su caso, los objetivos nacionales indicativos provisionales determinados en virtud del artículo 19 septies, los Estados miembros podrán aplicar sistemas de apoyo a la flexibilidad no fósil consistentes en pagos para la capacidad disponible de flexibilidad no fósil sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 12 y 13. Los Estados miembros que apliquen un mecanismo de capacidad considerarán realizar las adaptaciones necesarias en el diseño de los mecanismos de capacidad para promover la participación de la flexibilidad no fósil, como la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía, sin perjuicio de la posibilidad de que dichos Estados miembros utilicen los sistemas de apoyo a la flexibilidad no fósil a que se refiere el presente apartado.

2. La posibilidad de que los Estados miembros apliquen medidas de apoyo a la flexibilidad no fósil con arreglo al apartado 1 del presente artículo no impedirá a los Estados miembros tratar sus objetivos nacionales indicativos determinados con arreglo al artículo 19 septies por otros medios.

Artículo 19 nonies

Principios de diseño de los sistemas de apoyo a la flexibilidad no fósil

Los sistemas de apoyo a la flexibilidad no fósil aplicados por los Estados miembros de conformidad con el artículo 19 octies, apartado 1:

- a) no irán más allá de lo necesario para alcanzar el objetivo nacional indicativo o, cuando proceda, el objetivo nacional indicativo provisional, determinado con arreglo al artículo 19 septies, con una buena relación coste-eficacia;
- b) se limitarán a nuevas inversiones en recursos de flexibilidad no fósil, como la respuesta de la demanda y el almacenamiento de energía;
- c) procurarán tener en cuenta criterios de ubicación para garantizar que las inversiones en nueva capacidad se realicen en ubicaciones óptimas;
- d) no implicarán el inicio de generación de energía a partir de combustibles fósiles detrás del contador;
- e) seleccionarán proveedores de capacidad mediante un proceso abierto, transparente, competitivo, voluntario, no discriminatorio y con una buena relación coste-eficacia;
- f) evitarán distorsiones indebidas del funcionamiento eficiente de los mercados de la electricidad, incluida la preservación de incentivos de funcionamiento eficientes y señales de precios, así como la exposición a la variación de precios y al riesgo de mercado;
- g) ofrecerán incentivos para la integración en los mercados de la electricidad en condiciones de mercado y de manera adaptada a este, evitando al mismo tiempo distorsiones innecesarias de los mercados de la electricidad y teniendo en cuenta los posibles costes de integración del sistema y la congestión y estabilidad de la red;
- h) establecerán un nivel mínimo de participación en los mercados de la electricidad en lo que se refiere a energía activada, que tenga en cuenta las especificidades técnicas del activo que proporciona la flexibilidad;
- i) aplicarán sanciones adecuadas a los proveedores de capacidad que no respeten el nivel mínimo de participación en los mercados de la electricidad contemplado en la letra h), o que no sigan incentivos de funcionamiento eficiente ni señales de precios indicados en la letra f);
- j) promoverán la apertura a la participación transfronteriza de aquellos recursos capaces de proporcionar el rendimiento técnico requerido, cuando un análisis de rentabilidad sea positivo.

(*) DO L 282 de 19.10.2016, p. 4.»

10) El artículo 21 se modifica como sigue:

a) el apartado 1 se sustituye por el texto siguiente:

«1. Durante la ejecución de las medidas a que se refiere el artículo 20, apartado 3, del presente Reglamento y de conformidad con los artículos 107, 108 y 109 del TFUE, los Estados miembros podrán introducir mecanismos de capacidad.»;

b) se suprime el apartado 7;

c) el apartado 8 se sustituye por el texto siguiente:

«8. La Comisión aprobará los mecanismos de capacidad por un período no superior a diez años. Las capacidades comprometidas se reducirán con arreglo a los planes de ejecución a que se refiere el artículo 20, apartado 3. Los Estados miembros seguirán aplicando el plan de ejecución después de la introducción del mecanismo de capacidad.».

11) En el artículo 22, apartado 1, se suprime la letra a).

12) En el artículo 37, apartado 1, la letra a) se sustituye por el texto siguiente:

«a) llevar a cabo el cálculo coordinado de la capacidad de acuerdo con las metodologías elaboradas en virtud de la directriz sobre la asignación de capacidad a plazo, establecida mediante el Reglamento (UE) 2016/1719, la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones establecida mediante el Reglamento (UE) 2015/1222 y la directriz sobre el balance eléctrico establecida mediante el Reglamento (UE) 2017/2195;».

13) En el artículo 50, se inserta el apartado siguiente:

«4 bis. Los gestores de redes de transporte publicarán, de manera transparente, información clara sobre la capacidad disponible para nuevas conexiones en sus zonas de operación con una elevada granularidad espacial, que respete la seguridad pública y la confidencialidad de los datos, incluidas la capacidad objeto de solicitudes de conexión y la posibilidad de conexión flexible en zonas congestionadas. La publicación incluirá información sobre los criterios para calcular la capacidad disponible para nuevas conexiones. Los gestores de redes de transporte actualizarán dicha información de forma periódica, al menos mensualmente.

Los gestores de redes de transporte también proporcionarán, de manera transparente, información clara a los usuarios de la red sobre el estado y el tratamiento de sus solicitudes de conexión, que incluya, cuando proceda, información relacionada con los acuerdos de conexión de carácter flexible. Proporcionarán esta información en un plazo de tres meses a partir de la presentación de la solicitud. Cuando la conexión solicitada no se conceda ni se rechace definitivamente, los gestores de las redes de transporte actualizarán dicha información de forma periódica, al menos trimestralmente.».

14) En el artículo 57, se añade el apartado siguiente:

«3. Los gestores de redes de distribución y los gestores de redes de transporte cooperarán entre sí en la publicación, de manera coherente, de información coherente sobre la capacidad disponible para nuevas conexiones en sus respectivas zonas de operación, que dé una visibilidad granular suficiente a los promotores de nuevos proyectos energéticos y a otros usuarios potenciales de la red.».

15) El artículo 59 se modifica como sigue:

a) en el apartado 1, la letra b) se sustituye por el siguiente:

«b) normas de asignación de capacidad y gestión de la congestión en virtud de los artículos 7 a 10, artículos 13 a 17, artículo 19 y artículos 35 a 37 del presente Reglamento y del artículo 6 de la Directiva (UE) 2019/944 y, incluidas las normas sobre metodologías y los procesos de cálculo de la capacidad diaria, intradiaria y a plazo, los modelos de red, la configuración de las zonas de ofertas, el redespacho y el intercambio compensatorio, los algoritmos de negociación, el acoplamiento único diario y el acoplamiento único intradiario, las diferentes opciones de gobernanza, la firmeza de la capacidad interzonal asignada, la distribución de las rentas derivadas de la congestión, los detalles y las características específicas de las herramientas a que se refiere el artículo 9, apartado 3, del presente Reglamento, por referencia a los elementos especificados en los apartados 4 y 5 de dicho artículo, la asignación y la facilitación de la negociación de derechos de transmisión a largo plazo por la plataforma única de asignación, así como la frecuencia, el vencimiento y la naturaleza específica de tales derechos de transmisión a largo plazo, la cobertura de riesgos para la transmisión interzonal, los procedimientos de nominación y la recuperación de costes por asignación de capacidad y gestión de la congestión y la metodología para compensar a los operadores de centrales marinas de generación de electricidad renovable por las reducciones de capacidad;»;

b) en el apartado 2, la letra a) se sustituye por el texto siguiente:

- «a) normas de conexión a la red, en particular, normas sobre la conexión de instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte, de instalaciones de distribución conectadas a la red de transporte y de redes de distribución, la conexión de unidades de demanda utilizadas a efectos de la respuesta de la demanda, los requisitos para la conexión a la red de generadores y otros usuarios de la red, los requisitos para la conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua, los requisitos de los módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua y de las estaciones convertidoras de alta tensión en corriente continua de terminal remoto, y los procedimientos de notificación operativa para la conexión a la red;».

16) En el artículo 64 se insertan los apartados siguientes:

«2 bis. Como excepción a lo dispuesto en el artículo 6, apartados 9, 10 y 11, Estonia, Letonia y Lituania podrán celebrar contratos financieros para la capacidad de balance hasta cinco años antes del inicio del suministro de dicha capacidad. La duración de tales contratos no podrá superar los ocho años una vez que Estonia, Letonia y Lituania se hayan adherido a la zona síncrona de Europa continental.

Las autoridades reguladoras de Estonia, Letonia y Lituania podrán autorizar a sus gestores de redes de transporte a asignar capacidad interzonal en un proceso en condiciones de mercado, tal como se establece en el artículo 41 del Reglamento (UE) 2017/2195, sin limitaciones de volumen hasta seis meses después del día en que el proceso de asignación cooptimizado se aplique plenamente y sea operativo con arreglo al artículo 38, apartado 3, de dicho Reglamento.

2 ter. Como excepción a lo dispuesto en el artículo 22, apartado 4, letra b), los Estados miembros podrán solicitar que la capacidad de generación que haya comenzado su producción comercial antes del 4 de julio de 2019 y que emita más de 550 g de CO₂ procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad y más de 350 kg de CO₂ procedente de combustibles fósiles de media por año por kWe instalado pueda, supeditado al cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 107 y 108 del TFUE, comprometerse excepcionalmente o recibir pagos o compromisos de pagos futuros después del 1 de julio de 2025 con arreglo a un mecanismo de capacidad aprobado por la Comisión antes del 4 de julio de 2019.

2 quater. La Comisión evaluará la repercusión de la solicitud a que se refiere el apartado 2 ter en términos de emisiones de gases de efecto invernadero. La Comisión podrá conceder la excepción tras evaluar el informe a que se refiere el apartado 2 quinquies, siempre que se cumplan las condiciones siguientes:

- a) que el Estado miembro haya llevado a cabo, el 4 de julio de 2019 o después de esa fecha, un procedimiento de licitación con arreglo al artículo 22 y para un período de entrega posterior al 1 de julio de 2025, cuyo objetivo sea maximizar la participación de los proveedores de capacidad que cumplan los requisitos del artículo 22, apartado 4;
- b) que la cantidad de capacidad ofertada en el procedimiento de licitación a que se refiere la letra a) del presente apartado no sea suficiente para hacer frente al problema de cobertura constatado con arreglo al artículo 20, apartado 1, para el período de entrega a que se refiere dicho procedimiento de licitación;
- c) que la capacidad de generación que emita más de 550 g de CO₂ procedente de combustibles fósiles por kWh de electricidad se haya comprometido o reciba pagos o compromisos de pagos futuros por un período no superior a un año, y para un período de entrega que no supere la duración de la excepción, y se haya adquirido mediante un proceso de adquisición adicional que cumpla todos los requisitos del artículo 22, excepto los establecidos en el apartado 4, letra b), de dicho artículo, y únicamente para la cantidad de capacidad necesaria para solucionar el problema de cobertura constatado a que se refiere la letra b) del presente apartado.

La excepción prevista en el presente apartado podrá aplicarse hasta el 31 de diciembre de 2028, siempre que se cumplan las condiciones en él establecidas durante toda la duración de la excepción.

2 quinquies. La solicitud de excepción a que se refiere el apartado 2 ter irá acompañada de un informe del Estado miembro, que incluirá:

- a) una evaluación del impacto de la excepción en términos de emisiones de gases de efecto invernadero y en la transición a la energía renovable, una mayor flexibilidad, el almacenamiento de energía, la electromovilidad y la respuesta de la demanda;
- b) un plan con hitos para abandonar la participación de la capacidad de generación a que se refiere el apartado 2 ter en los mecanismos de capacidad en la fecha de expiración de la excepción, que incluya un plan para adquirir la capacidad de sustitución necesaria en consonancia con la trayectoria nacional indicativa relativa a la cuota general de energías renovables y una evaluación de los obstáculos a la inversión que causan la falta de ofertas suficientes en el procedimiento de licitación a que se refiere el apartado 2 quater, letra a).».

17) El artículo 69 se modifica como sigue:

a) el apartado 2 se sustituye por el texto siguiente:

«2. A más tardar el 30 de junio de 2026, la Comisión revisará el presente Reglamento y presentará un informe exhaustivo al Parlamento Europeo y al Consejo sobre la base de dicha revisión, acompañado, cuando proceda, de una propuesta legislativa.

El informe de la Comisión evaluará, entre otros elementos:

a) la eficacia de la estructura y el funcionamiento actuales de los mercados de la electricidad a corto plazo, también en situaciones de crisis o emergencia, y, de manera más general, las posibles ineficiencias del mercado interior de la electricidad y las diferentes opciones para introducir posibles correcciones e instrumentos que se apliquen en situaciones de crisis o emergencia, en vista de la experiencia a escala internacional y de la evolución y novedades del mercado interior de la electricidad;

b) la idoneidad del actual marco jurídico y financiero de la Unión en materia de redes de distribución para alcanzar los objetivos de la Unión en lo relativo a la energía renovable y el mercado interior de la energía;

c) de conformidad con lo dispuesto en el artículo 19 *bis*, el potencial y la viabilidad del establecimiento de una o varias plataformas del mercado de la Unión para los CCE, que se utilizarán con carácter voluntario, incluida la interacción de dichas plataformas potenciales con otras plataformas existentes del mercado de la electricidad y la puesta en común de la demanda de CCE mediante agregación.»;

b) se añade el apartado siguiente:

«3. A más tardar el 17 de enero de 2025, la Comisión presentará al Parlamento Europeo y al Consejo un informe detallado en el que se evalúen las posibilidades de racionalización y simplificación del proceso de aplicación de un mecanismo de capacidad con arreglo al capítulo IV, a fin de garantizar que los Estados miembros puedan abordar oportunamente los problemas de cobertura. En ese contexto, la Comisión solicitará a la ACER que modifique la metodología para el análisis europeo de cobertura a que se refiere el artículo 23 de conformidad con los artículos 23 y 27, según proceda.

A más tardar el 17 de abril de 2025, la Comisión, previa consulta con los Estados miembros, presentará propuestas con vistas a simplificar el proceso de evaluación de los mecanismos de capacidad, según proceda.».

18) Se inserta el artículo siguiente:

«Artículo 69 *bis*

Interacción con los actos jurídicos financieros de la Unión

El presente Reglamento se entenderá sin perjuicio de la aplicación de los Reglamentos (UE) n.º 648/2012 y (UE) n.º 600/2014 y de la Directiva 2014/65/UE en lo que se refiere a las actividades de los participantes en el mercado o de los operadores del mercado en las que intervengan instrumentos financieros tal como se definen en el artículo 4, apartado 1, punto 15, de la Directiva 2014/65/UE.».

19) En el anexo I, el punto 1.2 se sustituye por el texto siguiente:

«1.2. El cálculo coordinado de la capacidad se realizará para todos los horizontes temporales de asignación.».

Artículo 3

Entrada en vigor

El presente Reglamento entrará en vigor a los veinte días de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

El presente Reglamento será obligatorio en todos sus elementos y directamente aplicable en cada Estado miembro.

Hecho en Bruselas, el 13 de junio de 2024.

Por el Parlamento Europeo

La Presidenta

R. METSOLA

Por el Consejo

La Presidenta

H. LAHBIB