

Bruselas, 23.2.2017
COM(2016) 861 final

2016/0379 (COD)

Propuesta de

REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO

relativo al mercado interior de la electricidad

(refundición)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

{SWD(2016) 410 final}

{SWD(2016) 411 final}

{SWD(2016) 412 final}

{SWD(2016) 413 final}

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

1. CONTEXTO DE LA PROPUESTA

• Razones y objetivos de la propuesta

Contexto político

Los ciudadanos europeos destinan una parte significativa de sus ingresos a energía; por otro lado, la energía es un factor esencial para la industria europea. Al mismo tiempo, este sector desempeña un papel determinante en la obligación de reducir en al menos un 40 % para 2030 las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión (en dicho año las energías renovables deberán alcanzar un porcentaje del 50 % del total).

Las propuestas de refundición de la Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, del Reglamento sobre el mercado de la electricidad y del Reglamento por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía forman parte de un conjunto más amplio de iniciativas de la Comisión («Energía limpia para todos»). Este conjunto contiene las principales propuestas de la Comisión para la Unión de la Energía, propuestas esbozadas en la Hoja de ruta de la Unión de la Energía¹. Comporta tanto propuestas legislativas como iniciativas no legislativas destinadas a crear un entorno favorable que propicie beneficios tangibles a los ciudadanos, el empleo, el crecimiento y la inversión, y que coadyuve al mismo tiempo al éxito en las cinco dimensiones de la Unión de la Energía. Las prioridades del paquete son en primer lugar la eficiencia energética, el liderazgo de la UE en el terreno de las energías renovables, y una posición ventajosa para los consumidores de energía.

Tanto el Consejo Europeo² como el Parlamento Europeo³ han insistido reiteradamente en que un mercado integrado y que funcione adecuadamente es la mejor herramienta para garantizar unos precios asequibles, seguridad del suministro y una integración y desarrollo suficientes para generar de manera rentable más electricidad a partir de fuentes renovables. La existencia de unos precios competitivos es fundamental para impulsar el crecimiento y el bienestar de los consumidores en la Unión Europea; por ello constituyen una piedra angular de la política energética. La configuración del actual mercado de la electricidad se basa en las pautas del «Tercer paquete energético»⁴, adoptado en 2009. Estas normas se han venido

¹ Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y social Europeo, Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones: «Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva», COM(2015) 80 final.

² Resultado de la sesión del Consejo n.º 3429 de Transportes, Telecomunicaciones y Energía de 26 de noviembre de 2015; resultado de la sesión del Consejo n.º 3472 de Transportes, Telecomunicaciones y Energía de 6 de junio de 2016.

³ Resolución del Parlamento Europeo de 13 de septiembre de 2016, «Hacia una nueva configuración del mercado» (P8_T A(2016) 0333).

⁴ Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE (DO L 211 de 14.8.2009, p. 55; en lo sucesivo: «la Directiva sobre electricidad»). Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1228/2003 (DO L 211 de 14.8.2009, p. 15; en lo sucesivo: «el Reglamento sobre electricidad»). Reglamento (CE) n.º 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (DO L 211 de 14.8.2009, p. 1; en lo sucesivo: «el Reglamento de la ACER»).

complementando con disposiciones contra el abuso de mercado⁵ y con legislación de desarrollo relativa al comercio de electricidad y la explotación de las redes⁶. El mercado interior de la energía de la UE se basa en principios bien establecidos, tales como el derecho de acceso de terceros a las redes eléctricas, la libre elección del proveedor por parte de los consumidores, normas exigentes en materia de separación funcional, la eliminación de barreras al comercio transfronterizo, la supervisión de los mercados por reguladores independientes, y la cooperación a escala de la UE entre los reguladores y gestores de las redes en el marco de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte (REGRT).

El tercer paquete energético ha permitido lograr progresos tangibles en beneficio de los consumidores. Ha llevado a una liquidez mayor de los mercados europeos de la electricidad y a un aumento considerable del comercio transfronterizo. Los consumidores de muchos Estados miembros tienen ahora un mayor margen de elección. El aumento de la competencia, en particular en los mercados mayoristas, ha contribuido a mantener controlados los precios. Los nuevos derechos de los consumidores instaurados por el tercer paquete energético han mejorado la posición de aquellos en el mercado.

Los nuevos factores han producido cambios fundamentales en los mercados europeos de la electricidad. El porcentaje de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables (E-FER) ha aumentado de forma notable. Es de prever que la transición hacia la E-FER continuará, ya que es una condición indispensable para cumplir las obligaciones impuestas a la Unión por el Acuerdo de París sobre el clima. Las características físicas de la E-FER, que la hacen menos previsible y más variable y descentralizada que la generación tradicional, hace necesaria una adaptación de las normas que rigen el mercado y la explotación de las redes a la mayor flexibilidad que ahora caracteriza al mercado. Por otro lado la intervención estatal, que a menudo se lleva a cabo de forma no coordinada, ha llevado a un falseamiento del mercado de la electricidad al por mayor, con consecuencias negativas para la inversión y el comercio transfronterizo⁷. También se están produciendo cambios importantes desde el punto de vista

⁵ Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (DO L 326 de 8.12.2011, p. 1); Reglamento de Ejecución (UE) n.º 1348/2014 de la Comisión, de 17 de diciembre de 2014, relativo a la comunicación de datos en virtud del artículo 8, apartados 2 y 6, del Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 363 de 18.12.2014, p. 121).

⁶ Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (DO L 326 de 8.12.2011, p. 1); Reglamento (UE) n.º 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y por el que se modifica el anexo I del Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 163 de 15.6.2013, p. 1); 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); Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red (DO L 112 de 27.4.2016, p. 1); Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda (DO L 223 de 18.8.2016, p. 10); Reglamento (UE) 2016/1447 de la Comisión, de 26 de agosto de 2016, por el que establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua (DO L 241 de 8.9.2016, p. 1); 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); algunas otras directrices y códigos de red han contado con el respaldo y aprobación de los Estados miembros y están pendiente de adopción.

⁷ Véase la Comunicación de la Comisión «Realizar el mercado interior de la electricidad y sacar el máximo partido de la intervención pública», C(2013) 7243 final de 5.11.2013.

tecnológico. El comercio se lleva a cabo a escala casi europea a través del llamado «acoplamiento de mercados», organizado conjuntamente por las bolsas de intercambio de electricidad y los gestores de redes de transporte. La digitalización a través de internet y el rápido desarrollo de contadores y posibilidades de negociación vía internet hacen posible que la industria, las empresas e incluso los hogares puedan producir y almacenar la electricidad, y participar en los mercados de la electricidad a través de mecanismos de respuesta de la demanda. El mercado de la electricidad del próximo decenio se caracterizará por una producción de electricidad más variable y descentralizada, una mayor interdependencia entre los Estados miembros y nuevas oportunidades tecnológicas en beneficio de los consumidores, que podrán ver reducidas sus facturas y participar activamente en los mercados de la electricidad (variando su demanda, almacenando o practicando el autoconsumo).

La presente iniciativa sobre la configuración del mercado de la electricidad se propone adaptar las actuales normas de mercado a las nuevas realidades; para ello se deja que la electricidad fluya libremente hacia donde sea más necesaria y cuando sea más necesaria, guiándose por señales de precios no falseadas. Con ello se faculta la intervención de los consumidores, la competencia transfronteriza despliega al máximo sus beneficios para la sociedad y se emiten las señales más propicias para dirigir las inversiones en el sentido de la descarbonización de nuestro sistema energético. La iniciativa dará prioridad a las soluciones más eficientes energéticamente y ayudará a convertirnos en un líder mundial de la generación a partir de fuentes de energía renovables, contribuyendo así a los objetivos de la Unión de crear empleo, fomentar el crecimiento y atraer la inversión.

Adaptación de las normas de mercado

Las actuales normas de mercado se basan en las tecnologías de generación energética predominantes en la última década, es decir, centrales eléctricas de combustibles fósiles y con una participación muy escasa de los consumidores. Como la E-FER está llamada a desempeñar un papel cada vez más importante en la combinación de fuentes del futuro, y como ha de permitirse que los consumidores participen en el mercado si así lo desean, es necesario proceder a la adaptación de las normas. Los mercados de la electricidad a corto plazo que permiten el comercio de la E-FER a través de las fronteras, están llamados a ser una pieza clave para integrar aquella en el mercado. Ello se debe a que la mayoría de la producción obtenida a partir de energías renovables solo puede predecirse con precisión poco antes de su obtención (a causa de los condicionantes climáticos). La creación de mercados que permitan participar en los mismos con un período de aviso muy corto antes de su entrega efectiva (los denominados mercados «intradiario» o «de balance») constituye un paso esencial para que los productores de la E-FER puedan vender su energía en condiciones equitativas y también para aumentar la liquidez en el mercado. Los mercados a corto plazo abrirán nuevas oportunidades comerciales a los participantes que ofrezcan soluciones energéticas de apoyo a partir de energías renovables en momentos de alta demanda y escasez de generación. Aquí se incluye la posibilidad de que los consumidores recurran a la modulación de su demanda («respuesta de la demanda»), los operadores recurran al almacenamiento y los generadores a la flexibilidad. Si bien la variabilidad puede ser muy onerosa en regiones pequeñas, la producción variable en zonas más amplias mediante agregación puede contribuir a que los consumidores realicen grandes ahorros. Desgraciadamente los mercados integrados a corto plazo brillan por su ausencia.

Las deficiencias de las actuales condiciones de mercado hacen que el sector energético sea menos atractivo para las nuevas inversiones. Un sistema energético debidamente interconectado y que sienta sus bases en el mercado, y en el que los precios reaccionen en función de las señales de aquel, impulsaría la inversión dirigiéndola de forma efectiva hacia la generación y el transporte, garantizando que llegue a donde el mercado más la necesita y reduciendo al mínimo la planificación de inversiones estatales.

Las disposiciones nacionales (p. ej., límites de precios) y otras intervenciones estatales impiden que los precios reflejen las escaseces de electricidad. Por otro lado, el establecimiento de zonas de precios no siempre refleja tales escaseces, a menos que sea muy riguroso, sino que más bien sigue fronteras políticas. La configuración del nuevo mercado se propone mejorar la efectividad de las señales de precios para que dirijan la inversión a las zonas donde más se necesita, reflejando las lagunas en la red y los centros de demanda, en vez de fronteras nacionales. Las señales de precios deberían además posibilitar una adecuada remuneración de los recursos flexibles (entre ellos la respuesta de la demanda y el almacenamiento), ya que estos recursos, utilizables en periodos cortos (p. ej., centrales modernas de gas utilizadas solo en periodos punta, o reducción de la demanda de la industria en dichos periodos o en periodos de presión sobre el sistema), se basan en una gratificación. Unas señales de precios eficaces garantizarían además un despacho eficiente de los activos de generación existentes. Es primordial por lo tanto revisar todas las disposiciones vigentes que conlleven una alteración de la formación de precios (p. ej., dar prioridad al despacho de determinadas instalaciones) al objeto de impulsar y optimizar el potencial de flexibilidad que puede ofrecer la vertiente de la demanda.

Los consumidores, en el centro del mercado de la energía

Incorporar a los consumidores industriales, comerciales y residenciales en el sistema energético puede evitar los costes significativos que supone una generación «de apoyo»; costes que los consumidores acabarían sufragando en cualquier caso. Podría hacer incluso que los consumidores aprovechen las fluctuaciones de precios y realicen un beneficio económico gracias a su participación en el mercado. Posibilitar la participación de los consumidores es, por lo tanto, una condición previa para proceder con éxito y garantías de rentabilidad a la transición energética.

La Unión de la Energía se plantea como compromiso último poner un orden nuevo a disposición de los consumidores. Pero las normas actuales del mercado no permiten que aquellos se beneficien de estas nuevas oportunidades. Aunque los consumidores pueden generar y almacenar electricidad, así como gestionar su consumo de energía con más facilidad que antes, la configuración actual del mercado minorista no les deja sacar provecho de estas posibilidades.

En la mayoría de los Estados miembros los consumidores no tienen incentivos, o muy pocos, para variar su consumo como respuesta a los cambios de precios, ya que las señales de precios en tiempo real no llegan a los consumidores. El paquete en materia de configuración del mercado es una oportunidad para hacer realidad el citado compromiso. Unas señales de precios más transparentes y en tiempo real estimularían la participación del consumidor, bien individualmente o mediante agregación, y permitirían el surgimiento de un sistema eléctrico más flexible y en el que la electricidad procedente de fuentes renovables se integraría con más facilidad. La evolución tecnológica, además de ofrecer un gran potencial de ahorro a los hogares, haría que determinados dispositivos y sistemas (electrodomésticos inteligentes, vehículos eléctricos, calefacción eléctrica, aire acondicionado y bombas de calor en edificios con aislamiento, y calefacción y refrigeración urbanas) se adapten automáticamente siguiendo las fluctuaciones de precios y ofrezcan así, a gran escala, una importante contribución a la red

eléctrica. Para que los consumidores se beneficien de las nuevas oportunidades económicas, deben disponer de acceso a sistemas inteligentes concebidos de modo específico y a contratos de suministro eléctrico con precios dinámicos ligados al mercado secundario. Paralelamente al ajuste de su propio consumo por parte de los consumidores en función de las señales de precios, hoy en día están surgiendo nuevos servicios que actúan sobre la demanda: aparecen nuevos actores en el mercado que proponen modular el consumo eléctrico de un determinado número de consumidores pagándoles una compensación a cambio de flexibilidad. Aunque estos servicios ya están promovidos por la actual legislación de la UE, puede comprobarse que las disposiciones no han sido eficaces a la hora de eliminar las barreras que impiden a los nuevos proveedores de servicios entrar en el mercado primario. Es preciso dar nueva fuerza a estas disposiciones para promover más eficazmente estos nuevos servicios.

En muchos Estados miembros los precios de la electricidad no se ajustan a la oferta y la demanda, sino que están regulados por las administraciones. La regulación de precios puede limitar el desarrollo de una competencia efectiva, desincentivar las inversiones y la aparición de nuevos operadores en el mercado. Por ello, la Comisión se comprometió en su Estrategia Marco para una Unión de la Energía⁸ a eliminar progresivamente los precios regulados por debajo del precio de coste y a insistir en que los Estados miembros establezcan una hoja de ruta para la eliminación progresiva de todos los precios regulados. La nueva configuración del mercado se propone garantizar que los precios de suministro estén libres de cualquier intervención pública, con la excepción de casos debidamente justificados.

La acusada caída de los precios tecnológicos se debe a que cada vez son más los consumidores que pueden reducir sus facturas gracias a la utilización de tecnologías tales como los paneles solares sobre el tejado y las baterías. Sin embargo, la autogeneración sigue entorpecida por la ausencia de unas normas comunes para los «prosumidores». Con unas normas adecuadas se podrían eliminar esas barreras, p. ej., asegurando el derecho de los consumidores a generar energía para su propio consumo y vender los excedentes a la red, computando los costes y beneficios para el sistema en su conjunto (p. ej., participando en los gastos ocasionados en la red).

Las comunidades locales de energía pueden, en su propio nivel, ser un medio eficiente de gestión de la energía, ya que pueden consumir la electricidad generada por ellas, bien directamente o a través de sistemas de calefacción y refrigeración urbanas, con o sin conexión a los sistemas de distribución. Para garantizar que estas iniciativas puedan desarrollarse libremente, la nueva configuración del mercado obliga a los Estados miembros a establecer marcos jurídicos apropiados que permitan tales actividades.

Hoy en día más del 90 % de la electricidad variable procedente de fuentes renovables está conectada a redes de distribución. De hecho, la integración de los generadores locales ha contribuido a que las tarifas de red de los hogares aumenten de forma significativa. Por otra parte, las tasas y gravámenes destinados a financiar ampliaciones de la red e inversiones en energías renovables han aumentado de forma espectacular. La nueva configuración del mercado y la revisión de la Directiva sobre energías renovables constituyen una oportunidad de subsanar unas deficiencias que pueden ejercer una influencia desproporcionada en determinados consumidores residenciales.

Si se permite que los gestores de redes de distribución (GRD) se hagan cargo de gestionar las dificultades asociadas a la generación variable a nivel más local (p. ej., los recursos de flexibilidad), los costes de red podrían disminuir considerablemente. Pero como muchos GRD

⁸ Véase la Comunicación «Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva», COM(2015) 80 final.

forman parte de empresas integradas verticalmente que también operan en la vertiente del suministro, es necesario disponer salvaguardias que garanticen la neutralidad de los GRD en sus nuevas funciones, es decir, la gestión de datos y el recurso a la flexibilidad a la hora de resolver problemas de congestión a nivel local.

Otro factor determinante para la competencia y la participación del consumidor es la información. En anteriores consultas y estudios de la Comisión ha podido verse que los consumidores se quejan de falta de transparencia en los mercados de la electricidad, de que no pueden disfrutar de todas las ventajas que conlleva la competencia, ni pueden participar activamente en los mercados. Los consumidores no se sienten suficientemente informados de los proveedores alternativos, o de la existencia de nuevos servicios en el ámbito de la energía, y se quejan de la complejidad de las ofertas y de los procedimientos para cambiar de proveedor. La reforma garantizará además la protección de datos, ya que el mayor recurso a las nuevas tecnologías (en particular los contadores inteligentes) generará un cúmulo de información de alto valor comercial.

En una configuración que sitúa al consumidor en el centro del mercado, una consideración esencial es cómo velar por que los colectivos más vulnerables de la sociedad estén debidamente protegidos, y que el número de hogares en situación de pobreza energética no siga aumentando. Con unos niveles de pobreza energética en alza, acompañados de falta de claridad sobre el mejor modo de luchar contra ella y contra la vulnerabilidad del consumidor, la nueva configuración del mercado exige a los Estados miembros medir y hacer un seguimiento regular de la pobreza energética con arreglo a principios determinados a escala de la UE. Las Directivas revisadas sobre eficiencia energética y eficiencia energética de los edificios proporcionan medidas para abordar la pobreza energética.

Seguridad del suministro de electricidad

La seguridad del suministro eléctrico es indispensable en las sociedades modernas, que dependen en gran medida de la electricidad y de los sistemas que utilizan internet. Se hace necesario evaluar si el sistema eléctrico europeo cuenta con suficiente capacidad de generación y flexibilidad para garantizar un suministro eléctrico fiable en todo momento (adecuación de recursos). Garantizar la seguridad del suministro no es solo una obligación nacional, sino un pilar fundamental de la política energética europea⁹. Esto se debe a que la seguridad del suministro puede organizarse, en una red bien interconectada y sincronizada, dotada de unos mercados eficaces, de forma mucho más eficaz y competitiva que a nivel nacional. La estabilidad de la red en los diferentes Estados miembros depende en gran medida de los flujos eléctricos de los países vecinos, por lo que los eventuales problemas de seguridad de suministro suelen tener un impacto a nivel regional. La consecuencia es que las respuestas más eficaces a problemas de déficit de generación a escala nacional suelen ser soluciones a nivel regional que permiten que los Estados miembros recurran a superávits de generación de otros países. Hay que introducir, por lo tanto, evaluaciones de adecuación con arreglo a una metodología acordada conjuntamente, con el fin de obtener una imagen real de las posibles necesidades de generación, teniendo en cuenta la integración de los mercados de la electricidad y los posibles flujos procedentes de otros países. Si la evaluación coordinada de la adecuación pone de manifiesto que en determinados países o regiones se precisan mecanismos de capacidad, será preciso diseñarlos de forma que causen el menor trastorno posible en el mercado interior. Es necesario determinar unos criterios claros y transparentes que minimicen la distorsión en el comercio transfronterizo, impulsen el uso de la respuesta de la demanda y reduzcan cualquier efecto que perjudique a la descarbonización, evitando

⁹ Véase el artículo 194, apartado 1, letra b), del TFUE.

mecanismos aislados nacionales en materia de capacidad que crearían nuevas barreras en el mercado y socavarían la competencia¹⁰.

Fortalecimiento de la cooperación regional

La fuerte interconexión de los Estados miembros de la UE a través de la red común transeuropea es algo único en el mundo y una gran baza a la hora de acometer de forma eficiente la transición energética. Sin la posibilidad de recurrir a la generación o a los mecanismos de la demanda de otros Estados miembros, los costes de la transición energética a cargo de los consumidores serían mucho mayores. Hoy en día la explotación de los sistemas está mucho más interrelacionada que en el pasado. Esto se debe al auge de la generación variable y descentralizada y a una mayor integración del mercado, especialmente en intervalos de tiempo más cortos. La consecuencia es también que las acciones a nivel nacional de los reguladores o de los gestores de las redes pueden tener un efecto inmediato en otros Estados miembros. La experiencia ha demostrado que las decisiones nacionales no coordinadas pueden dar lugar a costes significativos para los consumidores europeos.

El hecho de que algunos interconectores se utilicen al 25 % de su capacidad, a menudo debido a limitaciones nacionales descoordinadas y a que los Estados miembros no hayan podido ponerse de acuerdo sobre las zonas de precios apropiadas, es señal de que es necesaria una mayor coordinación entre los gestores de las redes de transporte (GRT) y los reguladores. Algunos ejemplos exitosos de cooperación, tanto voluntaria como obligatoria, entre los GRT, los reguladores y los gobiernos, demuestran que la cooperación regional puede mejorar el funcionamiento del mercado y reducir los costes de forma significativa. En algunas áreas, en relación por ejemplo con el mecanismo de «acoplamiento de mercados» a escala de la UE, la cooperación entre GRT se ha hecho obligatoria, y el sistema de votación por mayoría en determinados aspectos ha resultado ser un éxito en ámbitos en los que la cooperación voluntaria (que deja un derecho de veto a los GRT) no había resuelto eficazmente problemas regionales. Siguiendo esta línea, la cooperación obligatoria debería ampliarse a otras áreas del marco regulatorio. A tal fin, los GRT podrían tomar decisiones en el marco de los «centros operativos regionales» (COR) sobre aquellos temas en los que una intervención nacional aislada y descoordinada pudiera afectar negativamente al mercado y los consumidores (p. ej., la gestión de los sistemas, el cálculo de la capacidad de interconexión, la seguridad del suministro y la preparación frente a los riesgos).

Adaptar la supervisión reguladora a los mercados regionales

Es oportuno también adaptar la supervisión reguladora a las nuevas realidades del mercado. En la actualidad todas las decisiones regulatorias son tomadas por los reguladores nacionales, incluso cuando lo que se necesita es una solución regional. Si bien la ACER se ha constituido en un foro para la coordinación de reguladores nacionales con intereses divergentes, por el momento sus cometidos se limitan a tareas de coordinación, asesoramiento y supervisión. Los agentes del mercado cooperan cada vez más a nivel transfronterizo y, sobre algunos aspectos relativos a la explotación de la red y los intercambios de electricidad, deciden por mayoría cualificada a nivel regional o incluso de la Unión¹¹; sin embargo, no existe equivalente para los procedimientos regionales de toma de decisiones a nivel regulatorio. La supervisión

¹⁰ Véase en este contexto la propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad, que aborda los riesgos para la seguridad del suministro eléctrico y la gestión de situaciones de crisis.

¹¹ Véase p. ej., el artículo 9 del 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);

reguladora sigue estando fragmentada y acarrea un riesgo de decisiones divergentes y retrasos innecesarios. Un fortalecimiento de las atribuciones de la ACER en temas transfronterizos que requieran una decisión regional coordinada permitiría lograr una toma de decisiones más rápida y eficaz de los problemas transfronterizos. Los reguladores nacionales, que deciden por mayoría cualificada en el marco de la ACER, seguirían participando plenamente en el proceso.

Parece también conveniente definir mejor el papel de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) para fortalecer su papel de coordinación y aumentar la transparencia en su proceso de toma de decisiones.

Aclaraciones del texto

Finalmente, la refundición del Reglamento sobre electricidad, del Reglamento de la Agencia y de la Directiva sobre electricidad servirá para aclarar en su redacción algunas de las disposiciones existentes y reestructurar otras con el fin de hacer que las normas de los tres actos, de alto contenido técnico, sean más comprensibles, sin tocarlas en cuanto al fondo.

- **Coherencia con otras disposiciones y propuestas en el ámbito político en cuestión**

La iniciativa de configuración del mercado está muy ligada a otras propuestas legislativas del terreno energético o climático que se presentan en paralelo. Entre ellas están las iniciativas para mejorar la eficiencia energética europea, un conjunto de medidas sobre energías renovables y otra de carácter general que trata de la gobernanza y los mecanismos de información de la Unión. Todas estas iniciativas se proponen poner en práctica las medidas necesarias para alcanzar el objetivo de una Unión de la Energía competitiva, segura y sostenible. El hecho de agrupar en un paquete las diferentes iniciativas, compuestas por un gran número de dispositivos de carácter legislativo y no legislativo, tiene como objetivo garantizar la mayor coherencia posible entre unas propuestas distintas pero íntimamente relacionadas.

Es decir que, aunque la propuesta que nos ocupa se centra en adaptar las normas de mercado para que la transición energética limpia sea a la vez rentable, las disposiciones actúan en sinergia con el marco más amplio de la política energética y climática de la UE. Estos vínculos se glosan más ampliamente en la evaluación de impacto de la Comisión¹².

La propuesta está íntimamente ligada a la propuesta de Directiva revisada sobre fuentes de energía renovables y presenta un marco por el que deberá transcurrir la trayectoria hacia el objetivo de 2030 en este campo; para los casos en los que los Estados miembros opten por mantener regímenes de apoyo a tales fuentes de energía, incluye principios para que dichos regímenes se guíen por criterios de mercado, sean rentables y de ámbito más regional. Estas medidas (p. ej., en materia de despacho, barreras en el mercado, autoconsumo, u otras normas de acceso al mercado), destinadas a la integración de las energías renovables en el mercado, y que anteriormente se recogían en la Directiva sobre fuentes de energía renovables, se han integrado ahora en el Reglamento sobre electricidad y la Directiva sobre electricidad.

La propuesta de Reglamento sobre la gobernanza de la Unión de la Energía contribuirá a asegurar una coherencia en la política del sector porque agilizará la planificación y las obligaciones de información de los Estados miembros, facilitando así la convergencia hacia los objetivos energéticos y climáticos fijados a nivel de la UE. En tanto que nuevo

¹² [OP: Please insert Link to Impact Assessment]

instrumento de planificación, seguimiento y presentación de informes, constituirá un catalizador del estado de la situación de un Estado miembro en la ejecución de las obligaciones impuestas por estos actos a escala del mercado europeo.

La propuesta de Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad, que se centra, en particular, en la acción de las administraciones para gestionar las situaciones de crisis y prevenir los riesgos a corto plazo en el sistema eléctrico, sirve de complemento a la presente propuesta.

Esta última está en consonancia con la política de competencia de la Comisión en el ámbito de la energía. Incluye, en particular, los resultados de la investigación sectorial de la Comisión sobre mecanismos de capacidad, garantizando así una total coherencia con su política en materia de ayudas estatales a la energía.

- **Coherencia con otras políticas de la Unión**

La propuesta se propone aplicar los objetivos clave de la Unión de la Energía, expuestos en la Comunicación «Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva». Como ya se mencionó anteriormente, los pormenores del conjunto de medidas están también en consonancia con el reciente compromiso contraído por la Unión de alcanzar los ambiciosos objetivos climáticos de la 21.ª Conferencia de las Partes (CP21) de las Naciones Unidas, celebrada en París. La presente propuesta se complementa y refuerza mutuamente con la propuesta de revisión del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE, presentada en julio de 2015.

Por otro lado, en la medida en que la revisión de la configuración del mercado de la energía se propone que este sea más competitivo y accesible para las nuevas tecnologías, la propuesta contribuye también al cumplimiento de los objetivos de la Unión en materia de crecimiento y creación de empleo. Al dar nuevas oportunidades de mercado a las nuevas tecnologías, la propuesta impulsará la adopción por parte de las empresas de una serie de servicios y productos que las situarán en una posición de vanguardia a medida que la transición hacia energías más limpias avance en todo el mundo.

2. BASE JURÍDICA, SUBSIDIARIEDAD Y PROPORCIONALIDAD

- **Base jurídica**

La base jurídica de las propuestas es el artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), que consolidó y clarificó las competencias de la UE en el ámbito de la energía. De conformidad con el artículo 194 del TFUE, los principales objetivos de la política energética de la UE son los siguientes: garantizar el funcionamiento del mercado de la energía; garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión; fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables; y fomentar la interconexión de las redes energéticas.

La presente iniciativa se basa en un conjunto exhaustivo de actos legislativos que se han adoptado y actualizado a lo largo de los dos últimos decenios. Con la idea de crear un mercado interior de la energía, la UE ha adoptado tres paquetes consecutivos entre 1996 y 2009 cuyo objetivo último es integrar y liberalizar los mercados nacionales del gas y la electricidad. Estas disposiciones cubren una amplia gama de aspectos, desde el acceso al mercado a la transparencia, pasando por los derechos de los consumidores y la independencia de las autoridades reguladoras, por nombrar solo algunos.

La presente iniciativa, con la vista puesta tanto en la legislación existente como en la trayectoria que debe seguir la integración del mercado, debe ser considerada parte del esfuerzo continuado por garantizar la integración y el funcionamiento efectivo de los mercados energéticos europeos.

Los recientes llamamientos del Consejo Europeo¹³ y del Parlamento Europeo por reforzar el esfuerzo a nivel de la UE y completar el mercado europeo de la energía han servido también de base para la acción.

- **Subsidiariedad**

Los cambios propuestos para el Reglamento sobre los mercados de la electricidad, la Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y el Reglamento por el que se establece la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía son necesarios para alcanzar el objetivo de un mercado integrado de la electricidad en la UE, algo que no puede alcanzarse a nivel nacional de un modo igualmente eficaz. Como se expone en la evaluación de los actos legislativos refundidos¹⁴, ha podido comprobarse que las intervenciones nacionales aisladas solo han producido retrasos en la realización del mercado interior de la energía que han desembocado en medidas reglamentarias inadecuadas e incompatibles, duplicaciones innecesarias y retrasos en la corrección de las ineficiencias del mercado. La creación de un mercado interior de la energía que ofrezca una energía sostenible para todos no puede llevarse a cabo sobre la base de normas nacionales aisladas si lo que se regula es el comercio de energía, el funcionamiento compartido de la red y una cierta normalización de los productos.

La mayor interconexión de los mercados eléctricos de la UE requiere una coordinación más estrecha entre los actores nacionales. Las intervenciones nacionales en el sector de la electricidad tienen una incidencia directa sobre los Estados miembros vecinos debido a la interdependencia energética y las interconexiones de la red. Garantizar la estabilidad de la red y su funcionamiento eficiente es algo cada vez más difícil de llevar a cabo a escala nacional, ya que el aumento del comercio transfronterizo, la adopción de la generación descentralizada y el fortalecimiento de la participación del consumidor potencian la aparición de efectos indirectos. Ningún Estado puede actuar eficazmente de forma aislada, y las consecuencias de las acciones unilaterales se han agudizado con el tiempo. Este principio general se aplica a todas las medidas introducidas por la presente propuesta, tanto si conciernen al comercio de energía, al funcionamiento de la red o a la participación efectiva de los consumidores.

Como los problemas regionales comunes, que requerirían una decisión coordinada, a menudo tienen una incidencia económica importante en los distintos Estados miembros, la experiencia demuestra que la cooperación voluntaria, que puede ser útil en muchos ámbitos de cooperación, muchas veces no ha podido resolver conflictos técnicamente complejos y con efectos distributivos importantes entre Estados miembros¹⁵. Las iniciativas voluntarias existentes, tales como el Foro Pentalateral de la energía, son limitadas geográficamente, ya

¹³ En febrero de 2011 el Consejo Europeo fijó el objetivo de completar el mercado interior de la energía para 2014 y de desarrollar la interconexión para poner fin al aislamiento de algunos Estados miembros para 2015. En junio de 2016 el Consejo Europeo abogó de nuevo a favor de una estrategia para el mercado único en el ámbito de la energía, pidiendo que la Comisión propusiera planes de acción que deberían ser puestos en práctica para 2018.

¹⁴ [OP please add link to Impact assessment – evaluation part].

¹⁵ Véanse, p. ej., los debates sobre el tratamiento de la congestión en Europa, en los que los intereses nacionales divergentes provocaron retrasos significativos en la integración de los mercados.

que solo cubren algunas partes del mercado de la electricidad de la UE y a veces no combinan todos los países que se encuentren físicamente más interconectados.

Sirvan como ejemplo para ilustrar el fenómeno las políticas nacionales no coordinadas relativas a los principios que rigen las tarifas de distribución, que pueden falsear el funcionamiento del mercado interior hasta el punto de que los servicios de generación o almacenamiento de energía se encuentren con incentivos muy diferentes para participar en el mercado. Gracias a la adopción de las nuevas tecnologías y al intercambio de servicios energéticos a nivel transfronterizo, la acción de la UE es de gran valor porque garantiza unas condiciones de competencia equitativas y un mercado más eficiente en beneficio de todos.

La función coordinadora de la ACER se ha adaptado a la evolución de los mercados energéticos, por ejemplo a la mayor necesidad de coordinación en momentos de aumento de los flujos a través de las fronteras o al aumento de la producción de energía a partir de fuentes renovables volátiles. Las autoridades reguladoras nacionales, independientes, desempeñan un papel importante al efectuar una supervisión reguladora en su sector energético nacional. Ahora bien, un sistema cuya interdependencia entre los Estados miembros aumenta cada vez más, tanto si se trata de transacciones de mercado o del funcionamiento del sistema, exige una supervisión reguladora que trascienda las fronteras nacionales. La ACER es el órgano creado para facilitar tal supervisión cuando los asuntos pertinentes cubren más de dos Estados miembros. La función principal de ACER como coordinadora de la acción de los reguladores nacionales se ha mantenido; se le han asignado competencias adicionales limitadas en aspectos en los que una toma de decisiones nacionales aisladas con consecuencias transfronterizas daría lugar a problemas o incoherencias en el mercado interior. Por ejemplo, la creación de centros operativos regionales (COR), introducida en la [refundición del Reglamento (CE) n.º 714/2009 según lo propuesto en COM(2016) 861/2], presupone una supervisión supranacional que debe correr a cargo de la ACER, ya que los COR cubren varios Estados miembros. Del mismo modo, la instauración de una evaluación coordinada de la adecuación para toda la UE, introducida en la [refundición del Reglamento (CE) n.º 714/2009 según lo propuesto en COM(2016) 861/2] presupone una aprobación reglamentaria de su metodología y sus cálculos que solo puede correr a cargo de la ACER, ya que la evaluación de la adecuación debe llevarse a cabo en todos los Estados miembros.

Aunque la asignación de nuevas tareas a la ACER llevará consigo un refuerzo de su personal, el papel coordinador de aquella permitirá disminuir la carga sobre las autoridades nacionales, liberando recursos administrativos a nivel nacional. El sistema propuesto agilizará los procedimientos reglamentarios (p. ej., instaurando una aprobación directa en la ACER en lugar de 28 aprobaciones diferentes). El desarrollo coordinado de metodologías (p. ej., en relación con la evaluación de la adecuación) reducirá la carga de las autoridades nacionales y evitará el trabajo adicional causado por las intervenciones reglamentarias nacionales no coordinadas.

- **Proporcionalidad**

Las opciones políticas seleccionadas por el Reglamento sobre electricidad, la Directiva sobre electricidad y el Reglamento de la Agencia se proponen adaptar la configuración del mercado de la electricidad al aumento de la generación descentralizada y a los progresos tecnológicos que están teniendo lugar.

Las reformas propuestas se limitan estrictamente a lo imprescindible para garantizar el avance del mercado interior, dejando el grueso de las competencias y responsabilidades a los Estados miembros, los reguladores nacionales y los actores nacionales.

Las opciones que contemplaban una armonización de mayor calado, p. ej., las que proponían un único regulador europeo independiente de la energía, un único gestor europeo integrado de redes de transporte, o una prohibición más directa de intervenciones estatales, sin posibilidad de excepción, han sido reiteradamente desestimadas en la evaluación de impacto. Las propuestas escogidas, sin embargo, recogen soluciones equilibradas que solo restringen la acción reglamentaria nacional cuando la acción coordinada conlleva, sin duda alguna, más beneficios para el consumidor.

Estas opciones se proponen crear unas condiciones de competencia equitativas entre todas las tecnologías de generación y eliminar los factores de falseamiento del mercado de forma que, entre otras cosas, las fuentes de energía renovables puedan competir en pie de igualdad. Por otro lado, todos los participantes en el mercado se harían cargo de una contribución financiera para mantener el balance del sistema. Se eliminarán las barreras que se interponen a los servicios que ofrecen flexibilidad a la red, tales como los de respuesta de la demanda. Las medidas se proponen también crear un mercado con mayor liquidez a corto plazo de forma que las fluctuaciones de precios reflejen la escasez y ofrezcan incentivos para flexibilizar la red.

A nivel minorista, se invita también a los Estados miembros a eliminar progresivamente los precios fijos, empezando por los precios por debajo del coste. Los consumidores vulnerables pueden quedar protegidos por una reglamentación transitoria de precios. Para impulsar aún más la competencia, se restringirá el uso de tasas de rescisión del contrato con el fin de fomentar el cambio de proveedor. Del mismo modo, a través de principios exigentes, se ordenará que las facturas sean claras y fáciles de comprender, y se concederá acceso no discriminatorio a los datos de los consumidores, aunque manteniendo en vigor todas las disposiciones generales de protección de datos.

En función de la evolución del comercio transfronterizo de electricidad y de la integración gradual del mercado, el marco institucional se irá adaptando a las nuevas necesidades de cooperación reglamentaria y a eventuales nuevos cometidos. A la ACER se confiarán tareas adicionales, especialmente tratándose del funcionamiento de los sistemas energéticos a nivel regional, aunque los reguladores nacionales seguirán siendo el centro de la reglamentación en materia de energía.

Todas las opciones han sido debidamente estudiadas de modo que se cumplieran siempre los criterios de proporcionalidad. Hay que señalar que las políticas propuestas son un compromiso entre unas iniciativas que surgen de la base y una dirección del mercado que viene desde arriba. Por razones de proporcionalidad, las medidas no sustituyen en modo alguno el papel de los Gobiernos nacionales, las autoridades reguladoras nacionales o los GRT en el desempeño de unas funciones esenciales. Si acaso, se invita a los reguladores nacionales a colaborar más eficazmente, tanto formal como informalmente, en el entorno regional, con el fin de tratar aspectos de la gestión del sistema eléctrico a un nivel que esté más acorde con la magnitud del problema.

Lejos de respaldar un enfoque de armonización completa, las medidas tienen por objeto crear unas condiciones de igualdad para todos los participantes del mercado, especialmente cuando las oportunidades van más allá de las fronteras nacionales. En última instancia, una cierta armonización de las normas y productos será necesaria para lograr un comercio transfronterizo efectivo de electricidad; las decisiones relativas al funcionamiento de la red darían resultados mediocres si se dejan en manos de los Estados miembros o de los reguladores actuando aisladamente. La experiencia directa en la elaboración y la adopción de las normas comunes relativas a la red y el comercio (los llamados «Códigos de red» y «Directrices») obtenida desde la promulgación del tercer paquete en 2009 demuestra la

conveniencia de que los reguladores y las autoridades nacionales se reúnan para negociar nuevas normas y metodologías, tanto de alto nivel como de índole técnica.

Existe una gran diferencia de competitividad entre los mercados minorista y mayorista, con el primero de ellos aún a la zaga en términos de oferta de servicios y de beneficios para los consumidores. Las medidas propuestas no limitan indebidamente las prerrogativas nacionales por propugnar la supervisión de la pobreza energética, la transparencia, la claridad de la información al consumidor y el acceso a la información.

- **Elección del instrumento jurídico**

La propuesta modificará los principales actos legislativos que componían en tercer paquete energético. Entre ellos está el Reglamento sobre electricidad [(CE) n.º 714/2009] y la Directiva sobre electricidad (2009/72/CE), junto al Reglamento por el que se instituye la ACER [(CE) n.º 713/2009]. El procedimiento de la refundición de estos actos aumentará la claridad jurídica. Recurrir a la modificación de los actos podría haber sido poco adecuado con un gran número de nuevas disposiciones. La elección de este instrumento hace necesaria la revisión de normas ya adoptadas y aplicadas, lo que corresponde a la evolución natural de la legislación vigente.

3. RESULTADOS DE LAS EVALUACIONES EX POST, LAS CONSULTAS A LAS PARTES INTERESADAS Y LAS EVALUACIONES DE IMPACTO

- **Evaluaciones ex post / control de idoneidad de la legislación existente**

Los servicios de la Comisión han evaluado la idoneidad del marco legislativo vigente (el tercer paquete energético) con arreglo a cinco criterios: pertinencia, efectividad, eficiencia, coherencia y valor añadido europeo. Se ha efectuado un análisis independiente de forma paralela a la evaluación de impacto, y los resultados del mismo se han reflejado en la identificación del problema que lleva a cabo la evaluación.

El análisis llegó a la conclusión de que, en conjunto, el objetivo del tercer paquete energético (promover la competencia y eliminar los obstáculos que entorpecen la competencia transfronteriza en los mercados eléctricos) se ha cumplido. La ejecución activa de la legislación ha producido resultados positivos para los mercados y los consumidores; los primeros están, en general, menos concentrados y más integrados que en 2009. En lo que respecta a los mercados minoristas, los nuevos derechos de los consumidores instaurados por el tercer paquete energético han mejorado la posición de aquellos en el mercado.

Con todo, el éxito de las disposiciones del tercer paquete energético a la hora de desarrollar el mercado interior de la electricidad sigue siendo limitado en muchos aspectos, tanto a nivel mayorista como minorista. En general el análisis ha puesto de manifiesto que aún es posible avanzar mucho si se desarrolla la configuración del mercado, ya que existen mejoras del bienestar general y beneficios para los consumidores aún sin explotar. A nivel de mercados mayoristas, las barreras al comercio transfronterizo persisten, y las capacidades de interconexión rara vez se aprovechan plenamente. Esto se debe, entre otras cosas, a una cooperación insuficiente entre los gestores de red o los reguladores nacionales sobre el uso compartido de los interconectores. Las perspectiva nacional que adoptan las partes sigue impidiendo encontrar soluciones transfronterizas eficaces en muchos casos, y en última instancia limita unos flujos transfronterizos que serían muy beneficiosos. El panorama no es idéntico en todos los mercados ni en todos los momentos, ya que existen diferencias de integración variables en los mercados diarios, los intradiarios y los de balance.

En cuanto a los mercados minoristas, la situación de la competencia podría mejorarse notablemente. Los precios de la electricidad varían significativamente de un Estado miembro a otro por razones ajenas al mercado, y los precios han aumentado de forma constante en los últimos años en detrimento de los hogares por la imposición de tasas no susceptibles de reclamación, ya que son cánones, impuestos y otros gravámenes. Respecto a la protección de los consumidores, la creciente pobreza energética, unida a la falta de claridad sobre el mejor modo de luchar contra ella y contra la vulnerabilidad del consumidor, constituyen un freno a la consolidación del mercado interior de la energía. Las tasas que inciden en el cambio de operador, como las de rescisión de contrato, siguen siendo una barrera financiera para la intervención del consumidor. Por otro lado, el gran número de quejas a propósito de las facturas¹⁶ hace pensar que hay un gran margen de mejora de la comparabilidad y la claridad de la información contenida en ellas.

Además de las deficiencias que no han permitido alcanzar los objetivos perseguidos por el tercer paquete energético, ha surgido una nueva serie de desafíos que no se conocían en el momento en que se elaboró dicho paquete. Entre ellos está, como se decía anteriormente, el fuerte aumento de las energías renovables en la generación de electricidad, la mayor intervención de las autoridades en los mercados por motivos de seguridad del suministro, y los cambios de carácter tecnológico. Todos ellos han incidido de forma importante en el funcionamiento de los mercados, especialmente en los últimos cinco años, y han contrarrestado los efectos positivos de las reformas en beneficio de los consumidores y el potencial de modernización sin explotar. De este modo se ha creado un vacío en la legislación, que no puede enfrentarse a la nueva situación.

En consonancia con los resultados del análisis y de la evaluación de impacto correspondiente, la presente propuesta se propone colmar ese vacío y presentar un marco propicio que permita reflejar la evolución tecnológica en el sector durante la transición de los sistemas energéticos a nuevas producciones y modelos de consumo.

• Consultas con las partes interesadas

Como preparación de la presente iniciativa, la Comisión ha llevado a cabo varias consultas públicas. En ellas podían participar todos los ciudadanos de la UE y las autoridades de los Estados miembros, las partes involucradas en los mercados de la energía y sus asociaciones, así como todas las demás partes interesadas pertinentes, incluidas las pymes y los consumidores.

Son de destacar sobre todo tres consultas, con sus resultados correspondientes.

1) Los aspectos relativos a la adecuación de los recursos fueron el tema de una de las consultas¹⁷, celebrada entre el 15 de noviembre de 2012 y el 7 de febrero de 2013: «*Consultation on generation adequacy, capacity mechanisms, and the internal market in electricity*» (Consulta sobre la adecuación de la generación, los mecanismos de capacidad y el mercado interior de la electricidad). Su objetivo era recabar la opinión de las partes

¹⁶ Comisión Europea (2016), Second Consumer Market Study on the functioning of retail electricity markets for consumers in the EU (Segundo Estudio del mercado de consumo sobre el funcionamiento de los mercados eléctricos minoristas en la UE).

¹⁷ Comisión Europea (2012) «Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms, and the internal market in electricity» (Documento de consulta sobre la adecuación de la generación, los mecanismos de capacidad y el mercado interior de la electricidad).
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130207_generation_adequacy_consultation_document.pdf

interesadas sobre la adecuación de los recursos y la seguridad del suministro de electricidad en el mercado interior.

La consulta recibió 148 respuestas independientes de organismos públicos, de actores del sector (tanto productores como consumidores) y del mundo académico. Puede encontrarse en línea un compendio de todas las respuestas de la consulta¹⁸, así como distintas aportaciones y un resumen de los resultados¹⁹.

2) Entre el 22 de enero y el 17 de abril de 2014 se celebró una consulta pública dedicada a los mercados minoristas de electricidad y a sus consumidores finales²⁰. La Comisión recibió 237 respuestas, de las que un 20 % aproximadamente procedía de los proveedores de energía, un 14 % de los GRD, un 7 % de las organizaciones de consumidores y un 4 % de autoridades reguladoras nacionales. También participó en la consulta un gran número de particulares. En el sitio web de la Comisión²¹ puede consultarse un amplio resumen de las respuestas.

3) Entre el 15 de julio y el 9 de octubre de 2015 se celebró una amplia consulta pública²² sobre la nueva configuración del mercado de la energía.

La Comisión recibió 320 respuestas en esta consulta. Un 50 % aproximadamente de las mismas procedía de asociaciones del sector, bien nacionales o de la UE. Un 26 % procedía de empresas del sector de la energía (proveedores, intermediarios, consumidores), y un 9 % de gestores de red. 17 Gobiernos nacionales y algunas autoridades reguladoras nacionales enviaron también sus aportaciones, del mismo modo que un gran número de ciudadanos particulares e institutos universitarios. En la evaluación de impacto que acompaña la presente iniciativa legislativa se exponen de forma pormenorizada las opiniones de las partes interesadas en las distintas opciones estratégicas específicas.

- **Obtención y uso de asesoramiento especializado**

La preparación de la propuesta de Reglamento y la evaluación de impacto se basan en un ingente corpus documental cuyas referencias pueden encontrarse en las notas a pie de página de la evaluación de impacto. Incluye, entre otras cosas, cerca de 30 estudios y herramientas de modelización elaborados en su mayor parte por actores externos independientes con el fin de evaluar las distintas opciones para la presente propuesta. En el anexo V de la evaluación de impacto puede encontrarse una relación de las mismas. Los estudios abarcan toda una gama de metodologías, aunque se centran en análisis cuantitativos de costes y beneficios, tanto económicos como sociales.

18

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Charts_Public%20Consultation%20Retail%20Energy%20Market.pdf

19 Comisión Europea (2012) «Consultation on generation adequacy, capacity mechanisms, and the internal market in electricity» (Consulta sobre la adecuación de la generación, los mecanismos de capacidad y el mercado interior de la electricidad).

<https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/consultation-generation-adequacy-capacity-mechanisms-and-internal-market-electricity>

20 Comisión Europea (2014): «Consultation on the retail energy market» (Consulta sobre el mercado de la energía al por menor).

<https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/consultation-retail-energy-market>

21

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Charts_Public%20Consultation%20Retail%20Energy%20Market.pdf

22 Comisión Europea (2015) «Lanzamiento de un proceso de consulta pública sobre la nueva configuración del mercado de la energía», COM(2015) 340 final <https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/public-consultation-new-energy-market-design>

Por su parte, la Comisión ha realizado también un estudio sectorial sobre los mecanismos nacionales de capacidad cuyos resultados intermedios se incorporaron a la presente propuesta en su fase preparatoria²³. Los resultados de todos estos estudios pasaron a engrosar la ingente base obtenida de las partes interesadas, anteriormente descrita, y han proporcionado a la Comisión amplia información fáctica sobre la que fundamentar las presentes propuestas.

- **Evaluación de impacto**

La evaluación de impacto ha dado su respaldo a todas las medidas propuestas. El Comité de Control Reglamentario emitió un dictamen favorable el 7 de noviembre de 2016. En el anexo I de la evaluación de impacto se expone cómo se ha tenido en cuenta el dictamen del Comité de Control Reglamentario.

La evaluación de impacto examinó una serie de opciones estratégicas para cada problemática planteada. A continuación se recogen estas problemáticas, con las posibilidades de intervención alternativas.

Adaptación de la configuración del mercado al auge de las energías renovables y el desarrollo tecnológico

La evaluación de impacto ha abogado por un refuerzo de las actuales normas de mercado con el fin de crear unas condiciones de competencia iguales a todas las tecnologías y recursos de generación, para lo que es necesario eliminar las distorsiones del mercado. En su punto de mira están las normas que discriminan entre los diferentes recursos y que limitan el acceso de ciertas tecnologías a la red eléctrica. Todos los participantes en el mercado deben correr con una parte de responsabilidad financiera por los desvíos causados en la red, y todos los recursos deben ser remunerados de manera equitativa. Deben eliminarse las barreras que obstaculizan la respuesta de la demanda. Sea cual fuere la opción elegida, deben fortalecerse los mercados a corto plazo, acercándolos al tiempo real, con el fin de satisfacer al máximo las necesidades de flexibilidad y de que los mercados de balance cumplan su función eficientemente. La opción elegida debe incluir medidas que contribuyan a utilizar en el mercado, a través de incentivos, todos los recursos de distribución flexible, se trate de la generación, de la demanda o del almacenamiento, a establecer una configuración de mercado adaptado a tal efecto, y a instaurar medidas que incentiven a los GRD.

Se descartó la posibilidad de enfoques no regulatorios, ya que no parecían eficaces para mejorar la situación del mercado y garantizar unas condiciones de igualdad entre los recursos; hay que señalar que el actual marco regulatorio de la UE en este terreno no tiene equivalente o incluso no existe en otros ámbitos. Por otro lado, se consideró que la cooperación voluntaria no proporcionaba el mismo nivel de armonización y seguridad en el mercado. De igual modo, se descartó la opción de armonización total de las normas de mercado, ya que los cambios podrían contravenir principios de proporcionalidad y resultarían innecesarios, dado el estado de los mercados europeos de la energía en el momento presente.

Gestión de las inversiones futuras en generación y los mecanismos no coordinados de capacidad

Se examinaron varias opciones estratégicas que iban más allá de los escenarios de referencia; cada una de ellas proponía diversos grados de normalización y de coordinación entre Estados miembros a nivel de la UE, y un grado diferente de participación en el mercado a través de sistemas de pagos.

²³ Informe intermedio de la investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad, C(2016) 2107 final.

Una de las opciones era la denominada «solo energía», y en ella se suponía que los mercados europeos han mejorado y están suficientemente interconectados como para emitir las señales que estimulan la inversión en nuevos recursos y en los lugares convenientes. En esta hipótesis ya no serían necesarios mecanismos de capacidad.

La opción elegida parte de este escenario, pero en ella no se descarta la posibilidad de que los Estados miembros utilicen mecanismos de capacidad, siempre que se basen en una metodología de evaluación de la adecuación mediante recursos compartidos, elaborada por la ENTSO-E o la ACER con plena transparencia, y se ajusten a unas pautas comunes para que exista compatibilidad entre los mecanismos de capacidad nacionales y la cooperación transfronteriza armonizada. Esta opción se basa en las Directrices de la Comisión sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020, y en la Investigación sectorial sobre los mecanismos de capacidad.

Se descartó un enfoque no regulatorio, ya que las disposiciones de la UE vigentes no son suficientemente claras y sólidas como para hacer frente a los desafíos del sistema eléctrico europeo. Por su lado, la cooperación voluntaria no puede alcanzar unos niveles de armonización suficientes entre los Estados miembros o de seguridad en el mercado. En este campo se necesita una legislación que aborde los asuntos de una forma concluyente. Se descartó, por desproporcionada, la opción en la que, sobre la base de evaluaciones de adecuación de la generación a escala regional o de la UE, regiones enteras o incluso todos los Estados miembros estarían obligados a implantar mecanismos de capacidad.

Ineficacia de los mercados minoristas: despliegue lento y nivel mediocre de servicios

La opción elegida incluye una supresión gradual de la regulación de los precios fijos en los Estados miembros, empezando por los precios inferiores a los de coste, con una fecha tope fijada en la legislación europea. Esta opción permite una reglamentación transitoria de precios para los consumidores vulnerables. Para promover la participación de los consumidores, quedan restringidas las tasas por rescisión de contrato. Es preciso fomentar la confianza de los consumidores en los sitios web de comparación; para ello las autoridades nacionales instaurarán una herramienta de certificación. Por otro lado, a través de principios exigentes y requisitos mínimos de contenido, se garantizará que las facturas energéticas sean claras y fáciles de comprender. Los Estados miembros deberán también llevar un seguimiento del número de hogares en situación de pobreza energética. Finalmente, para impulsar el desarrollo de nuevos servicios por parte de nuevos competidores en el mercado o de las compañías prestadoras de servicios, se garantiza un acceso no discriminatorio a los datos de los consumidores.

Existían otras opciones que han sido descartadas, p. ej., una armonización total de la legislación en materia de consumo con amplias garantías para los consumidores; exenciones para las regulaciones de precios, que se determinarían a nivel de la UE sobre la base de un umbral de consumo o un umbral de precios; instauración de un modelo estándar de tratamiento de datos obligatorio y asignación de la responsabilidad a un actor neutro del mercado, p. ej., un GRT; prohibición de todas las tasas por cambio de proveedor, incluida la tasa de rescisión de contrato; armonización parcial del contenido de las facturas energéticas; y, finalmente, marco de la UE para el seguimiento de la pobreza energética sobre la base de estudios de eficiencia energética del parque de viviendas elaborados por los Estados miembros, y medidas preventivas para evitar las desconexiones. Estas opciones se descartaron por la aplicación de los principios de subsidiariedad y proporcionalidad. El mantenimiento del *statu quo* no se consideró tampoco una opción viable, según la inmensa mayoría de las partes interesadas consultadas.

Mejora del marco institucional y funciones de la Agencia

El marco institucional instaurado por el tercer paquete se propone fomentar la cooperación de las autoridades reguladoras nacionales y de los GRT. Desde su creación, la ACER y las REGRT han desempeñado un papel fundamental en el camino hacia un mercado interior de la energía y en su buen funcionamiento. Sin embargo, la evolución reciente de los mercados europeos de la energía considerados en la evaluación de impacto y en las subsiguientes propuestas de la iniciativa de configuración del mercado, exigen una adaptación del marco institucional. Además, la aplicación del tercer paquete ha puesto también de relieve determinados aspectos mejorables en relación con el marco aplicable a la ACER y las REGRT. En cuanto a las opciones que se estudiaron en lo relativo a reforma del marco institucional, se descartó mantener el *statu quo*, ya que surgirían lagunas de regulación y vigilancia del mercado a medida que evolucionan las disposiciones de mercado introducidas por la propuesta y progresa la legislación de desarrollo a nivel de la UE.

Se pensó en la posibilidad no regulatoria de reforzar la ejecución efectiva de la legislación y el recurso a la colaboración voluntaria sin más medidas adicionales de adaptación del marco institucional. Reforzar la ejecución efectiva de la legislación existente supondría continuar con la aplicación del tercer paquete, haciendo cumplir plenamente los códigos y directrices de red (la situación descrita en «mantenimiento del *statu quo*», combinada con una mayor vigilancia del cumplimiento). Pero con ello no se lograría ninguna mejora del actual marco institucional.

También se consideró la posibilidad de transformar la ACER en algo parecido a un regulador paneuropeo, pero finalmente se descartó. Para que la Agencia cumpliera tal cometido sería necesario reforzar su presupuesto y su personal, ya que solo de este modo se conseguiría una concentración suficiente de expertos en la misma. También parece conveniente mantener la participación de los reguladores nacionales en el proceso de toma de decisiones de la Agencia, y no sustituir sistemáticamente decisiones de los reguladores nacionales tomadas por mayoría por decisiones del director.

De este modo, la opción de mejorar la ACER sobre la base del marco existente fue una de las posibilidades estudiadas. La opción seleccionada por la evaluación de impacto permite adaptar el marco institucional de la UE a las nuevas realidades de sistema eléctrico. También aborda la necesidad de aumentar la cooperación regional y los vacíos regulatorios actuales y previstos en el mercado de la energía, así como el aumento de la flexibilidad merced a una combinación de enfoque ascendente y descendente.

Por otro lado, para resolver las lagunas regulatorias en relación con las funciones de las autoridades reguladoras nacionales a nivel regional, las iniciativas incluidas en esta opción establecerían un marco regulatorio regional flexible que mejore la coordinación regional y la toma de decisiones de las autoridades reguladoras nacionales. Esta opción introduciría un sistema de decisiones coordinadas regionales y la supervisión de determinados aspecto a cargo de las autoridades reguladoras nacionales de la región (p. ej., COR y otros, de conformidad con las iniciativas de configuración del mercado propuestas) y confiaría a la ACER el papel de defensa de los intereses de la UE.

Derechos fundamentales

La presente propuesta puede tener un impacto en varios derechos fundamentales establecidos en la Carta de los Derechos Fundamentales de la Unión Europea, en particular: el respeto de la vida privada y familiar (artículo 7), la protección de datos de carácter personal (artículo 8), la no discriminación (artículo 21), la seguridad social y ayuda social (artículo 34), el acceso a

los servicios de interés económico general (artículo 36), la integración de un alto nivel de protección medioambiental (artículo 37) y el derecho a la tutela judicial efectiva (artículo 47).

Para ello se ha recurrido, en particular, a una serie de disposiciones en materia de protección del consumidor, pobreza energética, protección de los consumidores vulnerables, acceso a servicios de interés económico general, protección de datos y protección de la intimidad.

En las páginas web de la Comisión²⁴ puede consultarse un resumen de la evaluación de impacto acompañada del dictamen favorable del Comité de Control Reglamentario.

- **Adecuación regulatoria y simplificación**

La propuesta podría aumentar los requisitos administrativos, aunque de forma limitada. Por ejemplo, al implantar unas condiciones equitativas para que todas las tecnologías participen plenamente en los mercados de la energía, tales tecnologías tendrían que ajustarse a una serie de requisitos de respeto al mercado cuya comprobación podría generar cierta carga administrativa.

Las medidas previstas para mejorar la liquidez y la integración de los mercados de la energía también pueden tener una repercusión a corto plazo en las empresas, que tendrían que adaptarse a las nuevas normas del mercado de la energía. Sin embargo, deben considerarse mínima en comparación con el escenario de referencia de mantener el *statu quo*, ya que las ventajas económicas superarían ampliamente la reorganización administrativa a largo o a corto plazo.

Del mismo modo, la desaparición gradual de los precios regulados en los Estados miembros exigirá que las autoridades reguladoras nacionales redoblen sus esfuerzos en la supervisión de los mercados, asegurando una competencia eficaz y garantizando la protección de los consumidores. Estos efectos podrían contrarrestarse con una mayor participación de los consumidores, que actuaría como un estimulante natural de la competencia.

Las nuevas actividades surgidas del marco institucional actualizado deberán dar lugar por su lado a un nuevo conjunto de obligaciones a nivel administrativo para los reguladores nacionales y los gestores de redes de transporte. Entre ellas está la participación en la ACER y, a través de procesos de toma de decisiones, la aprobación de metodologías y prácticas para un comercio sin trabas de energía en la frontera.

El capítulo 6 de la evaluación de impacto recoge un análisis de impacto, tanto económico como administrativo, de las distintas opciones sobre las empresas y autoridades públicas.

4. REPERCUSIONES PRESUPUESTARIAS

Las repercusiones presupuestarias de la propuesta afectan a los recursos de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), contemplados en la ficha financiera que acompaña a la propuesta de la Comisión de refundición del Reglamento por el que se crea dicha Agencia. En resumen, los nuevos cometidos asumidos por la ACER, a saber, la evaluación de la adecuación del sistema y el establecimiento de centros operativos regionales, requieren la movilización gradual de hasta 18 EJC para 2020, con sus correspondientes recursos financieros. 5. **OTROS ELEMENTOS**

- **Planes de aplicación y medidas de seguimiento, evaluación e información**

La Comisión seguirá de cerca la transposición y el cumplimiento, por parte de los Estados miembros y demás actores, de las disposiciones que finalmente se adopten, y tomará medidas

²⁴ [OP: Please insert link to Impact Assessment]

coercitivas en caso necesario. Además, como ya se ha hecho en el marco de la aplicación del tercer paquete energético, la Comisión facilitará documentos de orientación que sirvan de referencia en la ejecución de las medidas adoptadas.

En todas sus tareas, desde el seguimiento a la aplicación efectiva, la Comisión contará con la asistencia de la ACER. El informe anual de la Agencia, con las evaluaciones realizadas por la Comisión y las actividades informativas del Grupo de Coordinación de la electricidad, son parte de las disposiciones de la presente iniciativa. Se invitará a la Agencia a revisar sus indicadores de seguimiento para garantizar si siguen siendo idóneos para vigilar el avance hacia los objetivos implícitos en las presentes propuestas de modo que queden bien reflejado en, por ejemplo, el informe anual de seguimiento del mercado publicado por la ACER.

De forma paralela a las propuestas, la Comisión presentará una iniciativa sobre la gobernanza de la Unión de la Energía que servirá para agilizar la planificación y los requisitos de información y control. Sobre la base de tal iniciativa, los actuales requisitos de información y control a cargo de la Comisión y los Estados miembros en el tercer paquete energético se integrará en los informes de seguimiento y progreso horizontal. Para más información sobre la agilización de los requisitos de información y control, véase la evaluación de impacto sobre la gobernanza de la Unión Europea.

El capítulo 8 de la evaluación de impacto trata más en detalle lo relativo a los mecanismos de control y los indicadores de referencia.

6. EXPOSICIÓN DE LAS DISPOSICIONES ESPECÍFICAS DE LA PROPUESTA

• Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (refundición)

El capítulo I de la propuesta de Directiva especifica el ámbito de aplicación y el objeto de la Directiva, haciendo hincapié en los consumidores y la importancia del mercado interior y sus principios fundamentales. Por otro lado, actualiza las principales definiciones utilizadas en la Directiva.

El capítulo II establece como principio general que los Estados miembros deben garantizar que el mercado de la electricidad sea en la UE competitivo, centrado en el consumidor, flexible y no discriminatorio. En él se pone de relieve que las medidas nacionales no deben entorpecer indebidamente los flujos transfronterizos, la participación de los consumidores o la inversión. Consagra además el principio de que los precios de suministro deben ser precios de mercado, salvo algunas excepciones justificadas. Este capítulo aclara determinados principios relacionados con el funcionamiento de los mercados de la electricidad, tales como el derecho a escoger proveedor. Recoge también normas actualizadas sobre las posibles obligaciones de servicio público que podrían imponer los Estados miembros a las empresas del sector en determinadas circunstancias.

El capítulo III refuerza los derechos preexistentes de los consumidores e instaure otros nuevos destinados a situar al consumidor en el centro de los mercados energéticos, posibilitando su intervención y asegurando su protección. Se instauran normas sobre la información de las facturas y sobre los instrumentos certificados de comparación. Contiene disposiciones que garantizan que los consumidores puedan elegir y cambiar libremente de proveedor o de agregador, puedan acceder a un contrato de precios dinámicos y participar en la respuesta de la demanda, la autogeneración y el autoconsumo de electricidad. Da derecho a cada consumidor a exigir un contador inteligente equipado con una serie mínima de funcionalidades. Mejora además la normativa ya vigente en relación con la posibilidad del consumidor de compartir sus datos con los proveedores y los prestadores de servicios, y para

ello se aclara el papel de las partes responsables de la gestión de los datos y se establece un formato de presentación de tales datos que la Comisión deberá promulgar en un acto de ejecución. Se garantiza también que los Estados miembros aborden el problema de la pobreza energética. Exige a los Estados miembros que definan marcos aplicables a los agregadores independientes y a la respuesta de la demanda de estos, además de principios que les permitan participar plenamente en el mercado. Determina un marco aplicable a las comunidades locales de energía que pudieran querer participar, a nivel local, en la generación, distribución, agregación, almacenamiento, suministro o prestación de servicios de eficiencia energética. Aporta clarificaciones acerca de disposiciones ya existentes en materia de contadores inteligentes, puntos de contacto únicos, derechos de resolución extrajudicial de controversias, servicio universal y consumidores vulnerables.

El capítulo IV facilita precisiones acerca de las funciones de los GRD, y en particular de la contratación pública de servicios de red para garantizar la flexibilidad, de la integración de los vehículos eléctricos y de la gestión de datos. Se aclara también el papel de aquellos en el almacenamiento y los puntos de recarga de los vehículos eléctricos.

El capítulo V resume las normas generales aplicables a los GRT (en su mayor parte sobre la base de textos existentes), con algunas aclaraciones respecto a los servicios auxiliares y los nuevos centros operativos regionales.

El capítulo VI, que establece las normas en materia de separación funcional, ya desarrolladas en el tercer paquete energético, no cambia en lo relativo a las principales normas sustantivas en este campo, en particular las que rigen los tres regímenes pertinentes para los GRT (separación patrimonial, gestión independiente de la red y gestión independiente del transporte), o al respeto de las disposiciones en materia de designación y certificación. Aporta, sin embargo, una aclaración sobre la posibilidad de que los GRT posean capacidad de almacenamiento o presten servicios auxiliares.

El capítulo VII recoge las disposiciones en materia de establecimiento, alcance de las funciones y competencias y normas de funcionamiento de los reguladores nacionales independientes. La propuesta sitúa en un primer plano la obligación de los reguladores de cooperar con los reguladores vecinos y con la ACER en asuntos de carácter transfronterizo y actualiza la lista de funciones de los reguladores, incluyendo por ejemplo la supervisión de los recién creados centros operativos regionales.

El capítulo VIII modifica algunas disposiciones generales, entre ellas las excepciones reconocidas a su cumplimiento, el ejercicio de poderes delegados por parte de la Comisión y el comité instituido mediante el procedimiento de comitología de conformidad con el Reglamento (UE) n.º 182/2011.

Los nuevos anexos imponen nuevas obligaciones en materia de instrumentos de comparación, facturas e información contenida en ellas, y modifican obligaciones ya vigentes sobre contadores inteligentes y su despliegue.

- **Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo al mercado interior de la electricidad (refundición)**

El capítulo I de la propuesta de Reglamento establece su ámbito de aplicación y su objeto, así como las definiciones de los términos en él utilizados. Este capítulo pone de relieve lo valiosas que son las señales de mercado no falseadas para los objetivos de la flexibilidad, la descarbonización y la innovación, y actualiza y completa las principales definiciones en él utilizadas.

El capítulo II introduce un nuevo artículo que establece los principios clave a que debe atenerse la legislación nacional de energía para que exista un mercado interior de la electricidad que funcione correctamente. También establece los principales principios jurídicos que regirán el comercio de la electricidad en función del período de que se trate (mercado de balance, intradiario, diario y de futuros), incluidos principios de formación de los precios. Se clarifica el principio de responsabilidad en materia de balance y se establece un marco para nuevas normas de despacho y reducción de la generación y respuesta de la demanda compatibles con el mercado, incluidas las condiciones que han de darse para eventuales excepciones.

El capítulo III expone el proceso de determinación de las zonas de oferta, en consonancia con el proceso de revisión creado en el 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 congestiones²⁵. Con el fin de resolver el persistente problema que suponen las importantes restricciones de los flujos transfronterizos de electricidad impuestas a nivel nacional, se aclaran las condiciones en que, de forma excepcional, pueden darse; para ello se establecen normas que garantizan que los actores nacionales no puedan restringir las importaciones y exportaciones de electricidad por motivos económicos. Este capítulo contiene, por otro lado, modificaciones de los principios ya existentes respecto a las tarifas de las redes de transporte y distribución y establece un procedimiento destinado a fomentar la convergencia progresiva de los métodos utilizados en relación con tales tarifas. También se modifican las normas relativas al recurso a rentas de congestión.

El capítulo IV establece nuevos principios generales para que los Estados traten el aspecto de la adecuación de los recursos de una forma coordinada. En él se establecen principios y un procedimiento para el desarrollo de una evaluación europea de la adecuación de los recursos que permita determinar mejor la necesidad de mecanismos de capacidad y, si procede, de una norma de fiabilidad por parte de los Estados miembros. Se precisa cómo y en qué condiciones se pueden introducir mecanismos de capacidad de forma compatible con el mercado. También se precisan principios de diseño de mecanismos de capacidad compatibles con el mercado, incluidas las normas de participación de capacidades situadas en otro Estado miembro y de uso de la interconexión. Se establece cómo van a participar los centros operativos regionales, los GRT nacionales, la REGRT de electricidad y los reguladores nacionales a través de ACER en el desarrollo de parámetros técnicos para la participación de capacidades situadas en otro Estado miembro así como en las normas operativas para tal participación.

El capítulo V establece las funciones y cometidos de la REGRT de electricidad y las tareas de supervisión de la ACER a tal efecto, y precisa su deber de actuar de forma independiente en pro del interés europeo. Se precisa la función de los centros operativos regionales y se establecen los criterios y el procedimiento para determinar las regiones de operación del sistema cubiertas por cada centro operativo regional y las funciones de coordinación de estos centros. Se instauran también normas de organización y trabajo, requisitos de consulta, requisitos y procedimientos para la adopción de decisiones y recomendaciones, así como la revisión de las mismas, la composición y las competencias del órgano de dirección, y disposiciones en materia de responsabilidad de los centros operativos regionales. Este capítulo incorpora también normas sobre la conexión de unidades de cogeneración, anteriormente incluidas en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética. Quedan prácticamente sin tocar las disposiciones

²⁵ 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).

sobre los planes decenales de desarrollo de la red, el mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte, el intercambio de información y la certificación.

El capítulo VI establece una entidad europea para los GRD y determina un procedimiento para tal establecimiento y para las competencias de aquella, por ejemplo en relación con la consulta de las partes interesadas. Establece también establece normas detalladas sobre la cooperación entre los GRD y los GRT en el campo de la planificación y el funcionamiento de sus redes.

El capítulo VII establece competencias y disposiciones que ya existían en relación con la adopción, por parte de la Comisión, de actos delegados en forma de códigos de red o directrices. Se hacen algunas precisiones respecto a la consideración jurídica y la adopción de tales códigos de red y directrices, y se amplía su posible contenido a ámbitos tales como las estructuras de las tarifas de distribución; respecto a las normas que regulan la prestación de servicios auxiliares no de frecuencia; la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía y las normas de reducción de la demanda; las normas de ciberseguridad; las normas relativas a los centros operativos regionales, y la reducción de la generación y el redespacho de la generación y la demanda. Se simplifica y agiliza el procedimiento para la elaboración de códigos de red de la electricidad y se da a los reguladores nacionales la posibilidad de decidir en el marco de la ACER sobre asuntos relativos a la aplicación de los códigos de red y las directrices. Involucra también de forma más estrecha a la entidad europea para los GRT en el procedimiento de desarrollo de propuestas de códigos de red de la electricidad.

El capítulo VIII recoge las disposiciones finales de la propuesta de Reglamento. Se incluyen normas ya existentes relativas a la exención de los nuevos interconectores respecto a determinados requisitos de la Directiva y el Reglamento sobre electricidad, y se precisa el procedimiento para la modificación subsiguiente por parte de las autoridades reguladoras nacionales.

El anexo determina con más detalle las funciones asignadas a los centros operativos regionales instaurados por el Reglamento.

- **Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (refundición)**

En general se propone que las normas que regulan la ACER se adapten al «enfoque común» sobre las agencias descentralizadas acordado entre el Parlamento Europeo, el Consejo de la UE y la Comisión Europea²⁶. Sin embargo, en la fase actual se concede a la ACER la posibilidad de desviarse en parte del enfoque común.

El capítulo I de la propuesta de Reglamento recoge el papel, objetivo y tareas de la ACER y la tipología de los actos que puede adoptar, y establece medidas sobre consultas y seguimiento. El compendio de tareas se ha actualizado para incluir las funciones de supervisión de la ACER del mercado mayorista y las infraestructuras transfronterizas que se han asignado a la ACER con posterioridad a la adopción del Reglamento.

En relación con la adopción de códigos de red de la electricidad, la ACER recibe nuevas responsabilidades en la elaboración y presentación de una propuesta definitiva de código de red a la Comisión, aunque manteniendo el papel de experto técnico de la ENTSO-E. La propuesta reserva también un lugar propio a los GRD, que son representados a escala de la

²⁶ Véase la declaración conjunta del Parlamento Europeo, el Consejo de la UE y la Comisión Europea sobre las agencias descentralizadas, de 19 de julio de 2012.

UE para, en particular, el desarrollo de propuestas de códigos de red, lo que supone un aumento correspondiente de sus responsabilidades. Se otorga a la Agencia la competencia para decidir las condiciones, metodologías y algoritmos para la aplicación de los códigos de red de la electricidad y las directrices.

Tratándose de tareas en un contexto regional que afecten únicamente a un número limitado de reguladores nacionales, se instaura un proceso decisorio regional. En este caso, el Director tendría que dar su opinión sobre si la cuestión de que se trate es en primer lugar de ámbito regional. Si el Consejo de Reguladores concluye que ese es el caso, un subcomité regional de dicho Consejo debe preparar la decisión, que posteriormente aprobaría o rechazaría el propio Consejo. En otros casos el Consejo de Reguladores decidiría sin la intervención de un subcomité regional.

Este capítulo determina también otras nuevas competencias de la ACER como coordinadora de determinadas funciones relacionadas con los centros operativos regionales en el marco de la Agencia, con la supervisión de los operadores designados del mercado de la electricidad, con la aprobación de métodos y con la propuesta relativa a la adecuación de la generación y la preparación frente a los riesgos.

El capítulo II recoge normas que regulan la organización del Consejo de Administración, el Consejo de Reguladores, el Director, la Sala de Recurso y, como nueva disposición, los grupos de trabajo de la Agencia. Aunque algunas disposiciones han sido adaptadas en función del enfoque común sobre los organismos descentralizados de la UE o las nuevas normas de votación del Consejo, se han conservados las características principales de la estructura de gobernanza existente, en particular el Consejo de Reguladores.

Esta desviación de la ACER del enfoque común tiene su justificación.

Los objetivos principales de la política europea de electricidad, a saber, la seguridad del suministro, la asequibilidad y la descarbonización, se alcanzarían más eficazmente mediante un mercado europeo integrado de la electricidad. Por ello, las infraestructuras de transporte de electricidad están cada vez más interconectadas, los volúmenes de electricidad que atraviesan las fronteras son cada vez mayores, las capacidades de generación se intercambian a escala europea y el sistema de transporte tiene en cuenta factores regionales transfronterizos. Los presentes paquetes legislativos insisten en fomentar estas tendencias, lo que deberá resultar en una mayor eficiencia en beneficio de los consumidores europeos.

Una condición previa para la creación de un mercado interior de la electricidad es la apertura del sector a la competencia. Como en otros sectores de la economía, la apertura del mercado de la electricidad requiere una nueva regulación, en particular en lo relativo al sistema de transporte y distribución, y también una supervisión reguladora. Por esta razón se instituyeron autoridades reguladoras independientes. Estas entidades siguen teniendo una responsabilidad particular a la hora de supervisar las normas nacionales y europeas aplicables al sector eléctrico.

Pero con el aumento del comercio transfronterizo y con una explotación del sistema que tiene en cuenta la dimensión tanto europea como regional, se ha pedido a las autoridades reguladoras nacionales que coordinen su acción con la de las autoridades reguladoras nacionales de otros Estados miembros. Se designó a la ACER para que fuera la plataforma donde tuviera lugar esta interacción, función que lleva cumpliendo desde su creación en 2011. El órgano de la Agencia donde se elaboran más dictámenes, recomendaciones y decisiones es, junto con el personal de la ACER, el Consejo de Reguladores, integrado por representantes de alto rango de las autoridades reguladoras nacionales y representante de la Comisión sin

derecho a voto. Los primeros años de existencia de la Agencia han demostrado que el Consejo de Reguladores ha contribuido eficazmente al cumplimiento de sus tareas.

Como los mercados de la energía se regulan aún en gran medida a nivel nacional, los reguladores nacionales son actores con un papel clave en los mercados de la energía. La función principal de la ACER no es la ejecución de las competencias reguladoras delegadas por la Comisión, sino la coordinación de las decisiones de los reguladores nacionales independientes. La presente propuesta legislativa todavía mantiene en gran medida esta distribución de funciones. La actual estructura alcanza un acertado equilibrio de poderes entre los diferentes actores, teniendo en cuenta las peculiaridades de un mercado interior de la energía en expansión. Modificar este equilibrio podría poner en peligro la aplicación de las iniciativas estratégicas de las propuestas legislativas, obstaculizando así la integración del mercado de la energía, que constituye el objeto principal de la presente propuesta. Por ello, parece prematuro transferir competencias decisorias a un Consejo de Administración, como preconiza el enfoque común. Lo más apropiado es quizá mantener la estructura actual, que garantiza que los reguladores nacionales actúen sin ninguna intervención directa de las instituciones de la UE o de los Estados miembros en cuestiones específicas. Al mismo tiempo, el trabajo global de los reguladores sigue estando sujeto a la aprobación de las instituciones de la UE a través de la programación, del presupuesto y de documentos estratégicos. Las instituciones de la UE participan también en las cuestiones administrativas. Por todo ello, no se propone modificar la estructura y funcionamiento del actual Consejo de Reguladores.

Del mismo modo, no se propone adaptar el concepto de Consejo de Administración al del modelo del enfoque común. El Consejo de Administración de la Agencia con su composición actual, ha resultado ser altamente eficaz y eficiente en los últimos años. Su funcionamiento corre a cargo de representantes del Parlamento Europeo, el Consejo y la Comisión.

Aunque en esta fase la Comisión no considera oportuno adaptar enteramente la estructura de gobernanza de la Agencia al enfoque común, seguirá evaluando si siguen estando justificadas estas desviaciones; la siguiente evaluación se efectuará en 2021 y, aparte de los objetivos, mandato y funciones de la Agencia, en ella se analizará particularmente su estructura de gobernanza.

El capítulo III recoge las disposiciones financieras. Se propone que algunas disposiciones concretas se adapten al enfoque común sobre las agencias descentralizadas.

El capítulo IV actualiza diversas disposiciones concretas en consonancia con el enfoque común, a la vez que conserva en gran parte sin modificar las disposiciones en materia de personal y responsabilidad.

Propuesta de

REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO
relativo al mercado interior de la electricidad
(refundición)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado ~~constitutivo de la Comunidad Europea~~ de Funcionamiento de la Unión Europea, ~~y~~ en particular, su artículo ~~95~~ 194, apartado 2 ~~del~~,

Vista la propuesta de la Comisión Europea ,

Prevía transmisión del proyecto de acto legislativo a los parlamentos nacionales,

Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo,

Prevía consulta al Comité de las Regiones,

De conformidad con el procedimiento legislativo ordinario ~~establecido en el artículo 251 del Tratado~~,

Considerando lo siguiente:

↓ nuevo

- (1) El Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo²⁷ ha sido modificado en diversas ocasiones y de forma sustancial. Debiéndose llevar a cabo nuevas modificaciones, conviene, en aras de una mayor claridad, proceder a la refundición de dicho Reglamento.

²⁷ Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1228/2003 (DO L 211 de 14.8.2009, p. 15).

↓ 714/2009 (adaptado) ⇒ nuevo	considerando 1
-------------------------------------	----------------

- (2) ⇒ El objetivo de la Unión de la Energía es ofrecer a los consumidores de la UE — hogares y empresas— una energía segura, sostenible, competitiva y asequible. Históricamente, el sistema eléctrico estaba dominado por monopolios integrados verticalmente, a menudo de propiedad pública, con grandes centrales generadoras nucleares o de combustibles fósiles. ⇐ El mercado interior de la electricidad, que se ha ido implantando gradualmente desde 1999, tiene como finalidad dar una posibilidad real de elección a todos los consumidores de la ~~Unión~~ ~~Comunidad~~, ~~tan~~ ~~sean~~ ciudadanos ~~como~~ empresas, de crear nuevas oportunidades comerciales y de fomentar el comercio transfronterizo, a fin de conseguir mejoras de la eficiencia, precios competitivos, un aumento de la calidad del servicio y de contribuir a la seguridad del suministro y a la sostenibilidad. ⇒ El mercado interior de la electricidad ha incrementado la competencia, en particular a nivel del comercio mayorista y transfronterizo. Sigue siendo la base de un mercado eficiente de la energía. ⇐
-

↓ nuevo

- (3) El sistema energético de Europa está sufriendo su más profunda transformación desde hace varias décadas, y el mercado de la electricidad se encuentra en el centro de esta transformación. El objetivo común de la descarbonización del sistema energético crea nuevas oportunidades y retos para los participantes en el mercado. Al mismo tiempo, los progresos tecnológicos permiten nuevas formas de participación de los consumidores y de cooperación transfronteriza.
- (4) La intervención estatal, que a menudo se lleva a cabo de forma no coordinada, ha llevado a un creciente falseamiento del mercado de la electricidad al por mayor, con consecuencias negativas para la inversión y el comercio transfronterizo.
- (5) En el pasado, los consumidores de electricidad tenían un papel puramente pasivo, y solían adquirir la electricidad a precios regulados que no tenían relación directa alguna con el mercado. En el futuro, los clientes deben tener la posibilidad de participar plenamente en el mercado, en igualdad con otros participantes. Para integrar los porcentajes crecientes de energías renovables, el futuro sistema eléctrico debería hacer uso de todas las fuentes disponibles de flexibilidad, en particular la respuesta de la demanda y el almacenamiento. También debe fomentar la eficiencia energética, con el fin de lograr una descarbonización eficaz al menor coste.
- (6) Para alcanzar una mayor integración de los mercados y avanzar hacia una producción de electricidad más volátil se necesita hacer un esfuerzo por coordinar las políticas energéticas nacionales con las de los vecinos y aprovechar las oportunidades que ofrecen los intercambios transfronterizos de electricidad.

~~(2) La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad²⁸, y el Reglamento (CE) nº 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad²⁹, han contribuido de manera destacada a la creación de este mercado interior de la electricidad.~~

~~(3) Sin embargo, en la actualidad, existen obstáculos para la venta de electricidad en condiciones de igualdad, sin discriminación ni desventaja en la Comunidad. En particular, no existe todavía un acceso a la red no discriminatorio ni tampoco un nivel igualmente efectivo de supervisión reguladora en cada Estado miembro, y siguen existiendo mercados aislados.~~

~~(4) La Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo, de 10 de enero de 2007, titulada «Una política energética para Europa» destacaba la importancia de completar el mercado interior de la electricidad y de crear condiciones de igualdad para todas las empresas eléctricas establecidas en la Comunidad. Las Comunicaciones de la Comisión de 10 de enero de 2007, tituladas «Perspectivas de los mercados interiores del gas y la electricidad» e «Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final)», demostraron que las actuales normas y medidas no crean el marco necesario ni tampoco ofrecen las condiciones necesarias para la creación de capacidades de interconexión para lograr el objetivo de un mercado interior eficiente y abierto que funcione adecuadamente.~~

~~(5) Además de aplicar rigurosamente el marco regulador vigente, el marco regulador del mercado interior de la electricidad establecido en el Reglamento (CE) nº 1228/2003 debe adaptarse según lo indicado en dichas comunicaciones.~~

(7) Los marcos reguladores se han desarrollado, permitiendo el comercio de la electricidad en toda la Unión. Esta evolución se ve respaldada por la adopción de varios códigos de red y directrices para la integración de los mercados de la electricidad. Estos códigos de red y directrices contienen disposiciones sobre las normas del mercado, la operación del sistema y la conexión a la red. Para garantizar una total transparencia y aumentar la seguridad jurídica, los principios fundamentales del funcionamiento del mercado y la asignación de capacidad en los horizontes temporales de los mercados de balance, intradiario, diario y de futuros deben ser adoptados con arreglo al procedimiento legislativo ordinario y recogidos en un solo acto.

(8) Los principios esenciales del mercado deben establecer que los precios de la electricidad sean determinados por la oferta y la demanda. Estos precios han de señalar cuándo se necesita electricidad, ofreciendo incentivos basados en el mercado para las

²⁸ ~~DO L 176 de 15.7.2003, p. 37.~~

²⁹ ~~DO L 176 de 15.7.2003, p. 1.~~

inversiones en fuentes de flexibilidad, como la generación flexible, la interconexión, la respuesta de la demanda o el almacenamiento.

- (9) La descarbonización del sector de la electricidad, en cuyo mercado la energía renovable está llamada a ocupar un papel destacado, es uno de los objetivos principales de la Unión de la Energía. A medida que la Unión avanza hacia la descarbonización del sector eléctrico y una creciente penetración de las fuentes de energía renovables, es esencial que el mercado elimine los obstáculos existentes al comercio transfronterizo y fomente las inversiones en infraestructuras de apoyo, como la generación más flexible, las interconexiones, la respuesta de la demanda y el almacenamiento. Para apoyar este cambio hacia una generación variable y distribuida y garantizar que los principios del mercado de la energía sean la base para los futuros mercados de la electricidad de la Unión, es esencial volver a insistir en los mercados a corto plazo y en la fijación de precios en situaciones de escasez.
- (10) Los mercados a corto plazo mejorarán la liquidez y la competencia, al permitir que participen plenamente en el mercado más recursos, especialmente aquellos que son más flexibles. Una eficaz fijación de precios en situaciones de escasez incitará a los participantes en el mercado cuando este más los necesite, y garantizará que puedan recuperar sus costes en el mercado mayorista. Por tanto, es fundamental garantizar que, en la medida de lo posible, se eliminen los límites de precios administrativos e implícitos para permitir que los precios por escasez aumenten hasta el valor de la carga perdida. Cuando se integren plenamente en la estructura del mercado, los mercados a corto plazo y la fijación de precios en situaciones de escasez contribuirán a relevar a otras medidas, como los mecanismos de capacidad, para garantizar la seguridad del suministro. Al mismo tiempo, la fijación de precios en situaciones de escasez sin límites de precios en el mercado mayorista no debe comprometer la posibilidad de precios fiables y estables para los clientes finales, especialmente los hogares y las pymes.
- (11) Las excepciones a los principios fundamentales del mercado, como la responsabilidad de balance, el despacho basado en el mercado o la restricción y el redespacho, reducen las señales de flexibilidad y actúan como barreras al desarrollo de soluciones como el almacenamiento, la respuesta de la demanda o la agregación. Aunque todavía son necesarias excepciones para evitar cargas administrativas innecesarias a determinados operadores, en particular los hogares y las pymes, las exenciones generales que abarcan a tecnologías enteras no son coherentes con el objetivo de lograr una descarbonización basada en el mercado y eficiente y deben, por consiguiente, ser sustituidas por medidas con objetivos más específicos.

↓ 714/2009 considerando 16

- (12) La condición previa para una competencia efectiva en el mercado interior de la electricidad es el establecimiento de tarifas no discriminatorias y transparentes por la utilización de la red, incluidas las líneas de conexión en la red de transporte. La capacidad disponible de estas líneas debe fijarse en el nivel máximo compatible con el respeto de las normas de seguridad de funcionamiento de la red.

↓ 714/2009 considerando 17

- (13) Es importante evitar que las normas divergentes en materia de seguridad, de explotación y de planificación utilizadas por los gestores de redes de transporte en los Estados miembros conduzcan a una distorsión de la competencia. Además, debe existir transparencia para los operadores de mercado en lo relativo a las capacidades de transferencia disponibles y a las normas en materia de seguridad, de explotación y de planificación que afecten a las capacidades de transferencia disponibles.

↓ nuevo

- (14) Para orientar de manera eficiente las inversiones necesarias, también es preciso que los precios aporten señales sobre dónde se necesita más la electricidad. En un sistema de electricidad zonal, unas buenas señales de localización exigen una determinación coherente, objetiva y fiable de las zonas de oferta a través de un proceso transparente. A fin de garantizar la operación y planificación eficientes de la red de electricidad de la Unión y proporcionar señales de precios eficaces para la nueva capacidad de generación, la respuesta de la demanda o las infraestructuras de transporte, las zonas de oferta deben reflejar la congestión estructural. En particular, no debe reducirse la capacidad interzonal para resolver la congestión interna.
- (15) Una descarbonización eficiente del sistema eléctrico mediante la integración de los mercados requiere suprimir sistemáticamente los obstáculos al comercio transfronterizo para superar la fragmentación de los mercados y permitir que los consumidores de energía de la Unión aprovechen plenamente las ventajas de la competencia y de unos mercados de electricidad integrados.

↓ 714/2009 considerando 10

- (16) El presente Reglamento debe establecer principios fundamentales sobre tarificación y asignación de capacidad al tiempo que prevé la adopción de directrices en las que se detallen otros principios y métodos pertinentes, para permitir una adaptación rápida en caso de que cambien las circunstancias.

↓ 714/2009 considerando 22

- (17) La gestión de los problemas de congestión debe proporcionar indicadores económicos correctos a los gestores de redes de transporte y a los participantes del mercado, y deben basarse en mecanismos de mercado.

↓ 714/2009 considerando 11

- (18) En un mercado abierto y competitivo, los gestores de redes de transporte deben ser compensados, tanto por los gestores de las redes de transporte de las que proceden los flujos transfronterizos como por los gestores de las redes donde estos flujos terminan, por los costes derivados de acoger en sus redes flujos eléctricos transfronterizos.

↓ 714/2009 considerando 12

- (19) Al fijar las tarifas de las redes nacionales, se deben tener en cuenta los pagos y los ingresos resultantes de la compensación entre gestores de redes de transporte.
-

↓ 714/2009 considerando 13

- (20) Las cantidades reales que deben abonarse por el acceso transfronterizo a la red pueden variar considerablemente en función de los gestores de redes de transporte que intervienen y debido a las diferencias entre los sistemas de tarificación aplicados en los Estados miembros. Por consiguiente, es necesario cierto grado de armonización, a fin de evitar la distorsión del comercio.
-

↓ 714/2009 considerando 21

- (21) Conviene establecer reglas sobre la utilización de los ingresos procedentes de los procedimientos de gestión de la congestión, a menos que la naturaleza específica del interconector de que se trate justifique una exención de dichas reglas.
-

↓ nuevo

- (22) Para establecer unas condiciones de competencia equitativas entre todos los participantes en el mercado, las tarifas de la red deben aplicarse de modo que no discriminen, ni positiva ni negativamente, entre la producción conectada al nivel de la distribución y la producción conectada al nivel del transporte. Tales tarifas no deben discriminar contra el almacenamiento de energía, desincentivar la participación en la respuesta de la demanda ni representar un obstáculo a las mejoras de la eficiencia energética.
- (23) A fin de aumentar la transparencia y comparabilidad de las tarifas en caso de que no se considere adecuada una armonización vinculante, la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía, creada por el [refundición del Reglamento (CE) n.º 713/2009 propuesta por COM(2016) 863/2], debe emitir recomendaciones sobre los métodos de fijación de tarifas.
- (24) Para garantizar una inversión óptima en la red transeuropea y afrontar el reto de que no puedan construirse proyectos de interconexión viables por falta de priorización a nivel nacional, el uso de las rentas de congestión debe reconsiderarse, y solo ha de permitirse para garantizar la disponibilidad y mantener o aumentar las capacidades de interconexión.
-

↓ 714/2009 considerando 7
(adaptado)

- (25) A fin de asegurar una gestión óptima de la red de transporte de electricidad y de permitir el comercio y el suministro de electricidad a través de las fronteras ☒ de la

Unión ~~comunitarias~~, debe establecerse una Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad («REGRT de Electricidad»). Las tareas de la REGRT de Electricidad deben desempeñarse con arreglo a las normas ~~comunitarias~~ de competencia ~~de~~ de la Unión ~~comunitaria~~, que son aplicables a las decisiones de la REGRT de Electricidad. Las tareas de la REGRT de Electricidad deben estar bien definidas y su método de trabajo debe ser garantía de ~~eficacia~~ eficiencia, de transparencia y del carácter representativo de la REGRT de Electricidad. Los códigos de red que elabore la REGRT de Electricidad no tendrán por objeto sustituir a los necesarios códigos de red nacionales para asuntos no transfronterizos. Dado que pueden conseguirse avances más efectivos mediante un planteamiento a nivel regional, los gestores de redes de transporte deben crear estructuras regionales dentro de la estructura general de cooperación, asegurando, al mismo tiempo, que los resultados a nivel regional sean compatibles con los códigos de red y planes no vinculantes de desarrollo de red a nivel ~~de~~ de la Unión ~~comunitario~~. Los Estados miembros deben promover la cooperación y hacer un seguimiento de la eficacia de la red a nivel regional. La cooperación a nivel regional debe ser compatible con el progreso hacia un mercado interior de la electricidad competitivo y eficiente.

↓ nuevo

- (26) La REGRT de Electricidad debe realizar una evaluación consecuente a medio y largo plazo y a nivel de la Unión de la adecuación de los recursos a fin de tener una base objetiva para evaluar los problemas de adecuación. Los problemas de adecuación de los recursos que aborden los mecanismos de capacidad deben basarse en la evaluación de la UE.
- (27) La evaluación de la adecuación de los recursos a medio y largo plazo (de diez años a un año) contemplada en el presente Reglamento tiene un objetivo que es diferente del de las perspectivas estacionales (seis meses), como se establece en el artículo 9 del [Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos propuesto por COM(2016) 862]. Las evaluaciones a medio y largo plazo se utilizan principalmente para medir la necesidad de mecanismos de capacidad en los que se utilicen las perspectivas estacionales para alertar de los riesgos que puedan producirse en un plazo de seis meses y puedan causar un deterioro significativo de la situación de la oferta de energía eléctrica. Por otro lado, los centros operativos regionales también efectúan evaluaciones de adecuación regionales, como se define en la legislación europea sobre la gestión de la red de transporte de electricidad. Se trata de evaluaciones de la adecuación a muy corto plazo (semanal o diario) utilizadas en el contexto de la operación del sistema.
- (28) Antes de la introducción de mecanismos de capacidad, los Estados miembros deben evaluar las distorsiones de regulación que planteen problemas de adecuación de los recursos. Conviene que adopten medidas para eliminar las distorsiones detectadas, además de un calendario para su aplicación. Solo deben introducirse mecanismos de capacidad para abordar los problemas residuales que no puedan resolverse eliminando tales distorsiones.
- (29) Los Estados miembros que tengan la intención de introducir mecanismos de capacidad deben extraer objetivos en materia de adecuación de los recursos a raíz de un proceso transparente y verificable. Los Estados miembros deben tener la posibilidad de fijar el nivel de seguridad del suministro que deseen alcanzar.

- (30) Han de establecerse los principios fundamentales de los mecanismos de capacidad, sobre la base de los principios aplicables a las ayudas estatales en materia de medio ambiente y energía y de las conclusiones de la investigación sectorial realizada por la DG de Competencia sobre los mecanismos de capacidad. Los mecanismos de capacidad ya existentes deben revisarse a la luz de estos principios. En caso de que la evaluación europea de la adecuación de los recursos muestre que no hay problemas de adecuación, no debe crearse ningún nuevo mecanismo de capacidad ni se deben contraer nuevos compromisos sobre capacidad en el marco de los mecanismos ya existentes. La aplicación de la normativa de control de las ayudas estatales con arreglo a lo dispuesto en los artículos 107 a 109 del Tratado de Funcionamiento de la Unión debe respetarse en todo momento.
- (31) Conviene establecer normas detalladas para facilitar la participación transfronteriza eficaz en los mecanismos de capacidad distintos de los sistemas de reserva. Los gestores de redes de transporte deben conceder facilidades a través de las fronteras a los generadores que deseen participar en los mecanismos de capacidad en otros Estados miembros. Por tanto, deben calcular hasta qué capacidades será posible la participación transfronteriza, permitir la participación y comprobar las disponibilidades. Las autoridades reguladoras nacionales deben hacer cumplir la normativa transfronteriza en los Estados miembros.
- (32) Habida cuenta de las diferencias entre los sistemas nacionales de energía y las limitaciones técnicas de las redes eléctricas existentes, el mejor planteamiento para avanzar en la integración del mercado será en muchos casos el regional. Por ello, conviene reforzar la cooperación regional de los gestores de redes de transporte. Con el fin de garantizar una cooperación eficiente, un nuevo marco normativo debe prever una gobernanza regional más fuerte y una supervisión regulatoria, también mediante el refuerzo del poder decisorio de la Agencia en cuestiones transfronterizas. En situaciones de crisis también podría ser necesaria una cooperación más estrecha entre los Estados miembros, a fin de aumentar la seguridad del abastecimiento y limitar las distorsiones del mercado.
- (33) La coordinación entre los gestores de redes de transporte a nivel regional se ha formalizado con la participación obligatoria de los gestores de redes de transporte en los coordinadores regionales de seguridad, que debe complementarse con un marco institucional mejorado mediante la creación de centros operativos regionales. La creación de centros operativos regionales debe tener en cuenta las iniciativas de coordinación regional existentes, y apoyar la operación, cada vez más integrada, de las redes eléctricas en toda la Unión, garantizando su funcionamiento eficiente y seguro.
- (34) El ámbito geográfico de los centros operativos regionales debe permitirles desempeñar un papel eficaz de coordinación en este ámbito mediante la optimización de las operaciones de los gestores de redes de transporte en las grandes regiones.
- (35) Los centros operativos regionales deben llevar a cabo las funciones cuya regionalización aporte un valor añadido frente a las funciones desempeñadas a nivel nacional. Las funciones de los centros operativos regionales deben incluir las llevadas a cabo por los coordinadores regionales de seguridad, así como otras operaciones de los sistemas, la gestión de los mercados y la preparación frente a los riesgos. Las funciones llevadas a cabo por los centros operativos regionales deben excluir la operación en tiempo real de la red eléctrica.
- (36) Los centros operativos regionales deben actuar principalmente en beneficio de la operación de las redes y mercados de la región, por encima de los intereses de una sola

entidad. Por tanto, los centros operativos regionales deben tener poder de decisión para intervenir y dirigir las acciones que deban llevar a cabo los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema, en lo que atañe a determinadas funciones, y deben desempeñar un papel consultivo más destacado para las demás funciones.

(37) La REGRT de Electricidad debe garantizar que las acciones de los centros operativos regionales estén coordinadas a través de las fronteras regionales.

(38) Con el fin de aumentar la eficiencia de las redes de distribución de electricidad en la Unión y de asegurar una estrecha cooperación con los gestores de redes de transporte y con la REGRT de Electricidad, conviene establecer una entidad europea de los gestores de redes de distribución de la Unión («entidad de los GRD de la UE»). Las tareas de la entidad de los GRD de la UE deben estar bien definidas y su método de trabajo debe ser garantía de eficiencia, de transparencia y de representatividad entre los gestores de redes de distribución de la Unión. La entidad de los GRD de la UE debe cooperar estrechamente con la REGRT de Electricidad en la preparación y aplicación de los códigos de red, en su caso, y debe aportar orientaciones sobre la integración, entre otras cosas, de la generación distribuida y el almacenamiento en redes de distribución u otros ámbitos relativos a la gestión de las redes de distribución.

↓ 714/2009 considerando 6
(adaptado)

(39) ~~En particular, se~~ Se requiere una mayor cooperación y coordinación entre los gestores de redes de transporte para garantizar la creación de códigos de red según los cuales se ofrezca y se dé un acceso efectivo y transparente a las redes de transporte a través de las fronteras, así como para garantizar una planificación coordinada y suficientemente previsible y una evolución técnica adecuada del sistema de transporte de la ☒ Unión ☒ Comunidad, incluida la creación de capacidades de interconexión, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente. Estos códigos de red deben ajustarse a directrices marco que no tienen carácter vinculante (directrices marco), elaboradas por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía creada por el Reglamento (CE) nº 713/2009 del Parlamento Europeo y el Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía³⁰ (Agencia). La Agencia debe intervenir en la revisión, sobre la base de elementos de hecho, de los proyectos de códigos de red, incluida su conformidad con las directrices marco, y puede recomendar su adopción a la Comisión. La Agencia debe evaluar las propuestas de modificación de los códigos de red y puede recomendar su adopción a la Comisión. Los gestores de redes de transporte deben operar sus redes de acuerdo con estos códigos de red.

↓ 714/2009 considerando 24

(40) A fin de garantizar el funcionamiento correcto del mercado interior de la electricidad, deben establecerse procedimientos que permitan a la Comisión adoptar decisiones y directrices en materia, por ejemplo, de tarificación y asignación de capacidad, al

³⁰ Véase la página 1 del presente Diario Oficial.

tiempo que se asegura la participación de las autoridades reguladoras de los Estados miembros en este proceso, si procede, a través de su asociación europea. Las autoridades reguladoras, junto con otras autoridades competentes de los Estados miembros, desempeñan un papel importante contribuyendo al buen funcionamiento del mercado interior de la electricidad.

↓ 714/2009 considerando 8

- (41) El trabajo asignado a la REGRT de Electricidad es de interés para todos los participantes en el mercado. Por tanto, es esencial un proceso ~~de~~ eficaz ~~de~~ consulta, y en él deben desempeñar un papel importante las estructuras creadas para facilitar y agilizar las consultas, como ~~la Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad (UCTE)~~, los reguladores nacionales o la Agencia.

↓ 714/2009 considerando 9
(adaptado)

- (42) Para garantizar una mayor transparencia en lo relativo a la totalidad de la red de transporte de electricidad en la ~~la~~ Unión ~~Comunidad~~, la REGRT de Electricidad debe elaborar, publicar y actualizar regularmente un plan decenal de desarrollo de la red de ~~la~~ Unión ~~ámbito comunitario~~ y no vinculante (plan de desarrollo de la red de ~~la~~ Unión ~~ámbito comunitario~~). Este plan de desarrollo de la red debe incluir redes viables de transporte de electricidad y las conexiones regionales necesarias y pertinentes desde el punto de vista comercial o de la seguridad del suministro.

↓ nuevo

- (43) La experiencia adquirida con el desarrollo y la adopción de códigos de red ha demostrado que es útil racionalizar el procedimiento de desarrollo aclarando que la Agencia tiene derecho a revisar los proyectos de códigos de red de la electricidad antes de presentarlos a la Comisión.

↓ 714/2009 considerando 14

~~Es necesario un sistema adecuado de incentivos de ubicación a largo plazo, basado en el principio de que el nivel de tarifas de acceso a la red debe reflejar el equilibrio entre la generación y el consumo de la región de que se trate, partiendo de la base de una diferenciación de las tarifas de acceso a la red para los productores y/o los consumidores.~~

↓ 714/2009 considerando 15

~~No sería apropiado imponer tarifas en función de la distancia o, en caso de que se proporcionen incentivos de ubicación adecuados, una tarifa específica aplicable únicamente a~~

~~los exportadores o los importadores, además de la tarifa general por el acceso a la red nacional.~~

↓ 714/2009 considerando 18

~~El seguimiento del mercado efectuado estos últimos años por las autoridades reguladoras nacionales y por la Comisión ha mostrado que los requisitos de transparencia y las normas de acceso a las infraestructuras actuales no son suficientes para garantizar un auténtico mercado interior de la electricidad abierto, eficiente y que funcione adecuadamente.~~

↓ 714/2009 considerando 19

~~Se necesita un acceso homogéneo a la información relativa al estado físico y a la eficiencia de la red, de manera que todos los participantes en el mercado puedan evaluar la situación general de la oferta y la demanda, y determinar cuáles son los motivos que explican los movimientos de los precios mayoristas. Esto incluye una información más precisa sobre la generación de electricidad, la oferta y la demanda, incluidas las previsiones, la capacidad de la red y de la interconexión, los flujos y el mantenimiento, el equilibrado y la capacidad de reserva.~~

↓ 714/2009 considerando 23

(44) La inversión en grandes infraestructuras debe promocionarse intensamente, asegurando, al mismo tiempo, el adecuado funcionamiento del mercado interior de la electricidad. A fin de reforzar el efecto positivo de los interconectores de corriente continua exentos y la seguridad del suministro, debe comprobarse su interés para el mercado, durante la fase de planificación, y han de adoptarse las normas sobre gestión de la congestión. Cuando los interconectores de corriente continua estén situados en el territorio de más de un Estado miembro, la Agencia debe tratar en última instancia todas las solicitudes de exención para valorar adecuadamente sus implicaciones transfronterizas y facilitar su tramitación administrativa. Además, dado el riesgo excepcional que lleva ~~aparejada~~ aparejado la construcción de estas infraestructuras exentas, se debe permitir eximir temporalmente a las empresas con intereses en el suministro y la producción de la plena aplicación a estos proyectos de las normas sobre separación. Las exenciones concedidas en virtud del Reglamento (CE) n.º 1228/2003³¹ siguen aplicándose hasta la fecha de expiración prevista indicada en la decisión sobre la concesión de la exención.

³¹ Reglamento (CE) n.º 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad (DO L 176 de 15.7.2003, p. 1).

↓ 714/2009 considerando 25

~~Las autoridades reguladoras nacionales deben velar por el cumplimiento de las normas contenidas en el presente Reglamento, así como de las directrices adoptadas con arreglo al mismo.~~

↓ 714/2009 considerando 20

- (45) Para potenciar la confianza en el mercado, es preciso que quienes participan en él estén convencidos de que los comportamientos abusivos pueden ser sancionados de forma efectiva, proporcionada y disuasoria. Deben concederse a las autoridades competentes competencias para investigar de manera efectiva las acusaciones de abuso del mercado. Para ello, es necesario que las autoridades competentes tengan acceso a los datos que facilitan información sobre las decisiones operacionales de las empresas de suministro. En el mercado de la electricidad, muchas decisiones importantes las adoptan los generadores, que deben mantener esta información fácilmente accesible y a disposición de las autoridades competentes durante un período de tiempo especificado. Además, las autoridades competentes deben hacer un seguimiento regular de la observancia de las normas por parte de los gestores de redes de transporte. Conviene sustraer de esta obligación a los pequeños generadores que carezcan de posibilidades reales de distorsionar el mercado.
-

↓ 714/2009 considerando 26

- (46) Los Estados miembros y las autoridades nacionales competentes han de facilitar a la Comisión toda la información pertinente. La Comisión debe tratar dicha información de forma confidencial. En caso necesario, la Comisión debe poder solicitar toda información pertinente directamente de las empresas interesadas, siempre y cuando se informe a las autoridades nacionales competentes.
-

↓ 714/2009 considerando 27

- (47) Los Estados miembros deben establecer normas relativas a las sanciones en caso de incumplimiento de las disposiciones del presente Reglamento y velar por la aplicación de las mismas. Las sanciones deben ser efectivas, proporcionadas y disuasorias.
-

↓ 714/2009 considerando 28

~~Procede aprobar las medidas necesarias para la ejecución del presente Reglamento con arreglo a la Decisión 1999/468/CE del Consejo, de 28 de junio de 1999, por la que se establecen los procedimientos para el ejercicio de las competencias de ejecución atribuidas a la Comisión³².~~

³²

~~DO L 184 de 17.7.1999, p. 23.~~

↓ 714/2009 considerando 29

~~Conviene, en particular, conferir competencias a la Comisión para que establezca o adopte las directrices necesarias para obtener el grado mínimo de armonización requerido con objeto de alcanzar el fin que persigue el presente Reglamento. Dado que estas medidas son de alcance general y están destinadas a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo con nuevos elementos no esenciales, deben adoptarse con arreglo al procedimiento de reglamentación con control previsto en el artículo 5 bis de la Decisión 1999/468/CE.~~

↓ nuevo

(48) Los Estados miembros y las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía deben cooperar estrechamente en todos los asuntos relacionados con el desarrollo de una región integrada del comercio de electricidad y no deben adoptar medidas que pongan en peligro el avance de la integración de los mercados de la electricidad ni la seguridad del suministro de los Estados miembros y las Partes contratantes.

(49) Con el fin de garantizar el grado mínimo de armonización necesario para un funcionamiento eficaz del mercado, deben delegarse en la Comisión los poderes para adoptar actos con arreglo al artículo 290 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea por lo que respecta a los ámbitos que son fundamentales para la integración del mercado. Entre estos ámbitos procede incluir la zona geográfica para la cooperación regional de los gestores de redes de transporte, la cuantía de los pagos de compensación entre gestores de redes de transporte, la adopción y modificación de los códigos de red y directrices, así como la aplicación de las disposiciones de exención aplicables a los nuevos interconectores. Reviste especial importancia que la Comisión lleve a cabo las consultas oportunas durante la fase preparatoria, en particular con expertos, y que esas consultas se realicen de conformidad con los principios establecidos en el Acuerdo interinstitucional sobre la mejora de la legislación de 13 de abril de 2016³³. En particular, a fin de garantizar una participación equitativa en la preparación de los actos delegados, el Parlamento Europeo y el Consejo reciben toda la documentación al mismo tiempo que los expertos de los Estados miembros, y sus expertos tienen acceso sistemáticamente a las reuniones de los grupos de expertos de la Comisión que se ocupen de la preparación de actos delegados.

↓ 714/2009 considerando 30
(adaptado)

(50) Dado que el objetivo del presente Reglamento, a saber, la creación de un marco armonizado para el comercio transfronterizo de electricidad, no puede ser alcanzado de manera suficiente por los Estados miembros y, por consiguiente, puede lograrse mejor a nivel comunitario, la Comunidad ☒ de la Unión, esta ☒ puede adoptar medidas, de acuerdo con el principio de subsidiariedad consagrado en el artículo 5 del Tratado ☒ de la Unión Europea ☒. De conformidad con el principio de

³³ DO L 123 de 12.5.2016, p. 1.

proporcionalidad enunciado en dicho artículo, el presente Reglamento no excede de lo necesario para alcanzar dicho objetivo.

↓ 714/2009 considerando 31

~~Dado el alcance de las modificaciones que se introducen en el Reglamento (CE) nº 1228/2003, conviene, en aras de la claridad y la racionalización, proceder a una refundición de las disposiciones en cuestión reuniéndolas en un solo texto en un nuevo Reglamento.~~

↓ 714/2009 (adaptado)

HAN ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

Capítulo I

⊠ Objeto, ámbito de aplicación y definiciones ⊠

Artículo 1

Objeto y ámbito de aplicación

El presente Reglamento tiene por objeto:

↓ nuevo

- a) sentar las bases de un logro eficiente de los objetivos de la Unión Europea de la Energía, y en particular del marco de la política climática y energética para 2030³⁴, haciendo posible que las señales del mercado se verifiquen para aumentar la flexibilidad, 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 al mercado no discriminatorio a todos los proveedores de recursos y clientes, capaciten a los consumidores de electricidad, hagan posible la respuesta de la demanda y la eficiencia energética, faciliten la agregación de la demanda distribuida y el suministro y contribuyan a la descarbonización de la economía, permitiendo una integración de los mercados y una remuneración basada en el mercado de la electricidad generada a partir de fuentes renovables;

↓ 714/2009 (adaptado)

⇒ nuevo

ca) establecer normas equitativas para el comercio transfronterizo de electricidad, impulsando así la competencia en el mercado interior de la electricidad teniendo en cuenta de las

³⁴ COM(2014) 15 final.

particularidades de los mercados nacionales y regionales; ~~lo Lo~~ anterior ☒ incluye ☒ supone el establecimiento un mecanismo de compensación por los flujos eléctricos transfronterizos y la fijación de principios armonizados sobre tarifas de transporte transfronterizo y sobre la asignación de la capacidad de interconexión disponible entre las redes nacionales de transporte;

~~de~~ b) facilitar la creación de un mercado mayorista eficaz en su funcionamiento y transparente, con un elevado nivel de seguridad en el suministro eléctrico; ~~establecer Estable~~ mecanismos de armonización de estas normas para el comercio transfronterizo de electricidad.

Artículo 2

Definiciones

1. A efectos del presente Reglamento, se aplicarán las definiciones contenidas en el artículo 2 de la Directiva ~~2009/72/CE~~ [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2] ~~del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad,~~ ☒ en el artículo 2 del Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo³⁵, en el artículo 2 del Reglamento (UE) n.º 543/2013 de la Comisión³⁶ y en el artículo 2 de [refundición de la Directiva sobre energías renovables]. ☒ exceptuando la definición de «interconector», que se sustituirá por la siguiente: «interconector»: una línea de transporte que cruza una frontera entre Estados miembros o se extiende a lo largo de ella y conecta los sistemas nacionales de transporte de los Estados miembros.
2. ☒ Además, ☒ se ~~Se~~ aplicarán las siguientes definiciones:
 - a) «autoridades reguladoras»: las autoridades reguladoras a que se refiere el artículo ~~5735~~, apartado 1, de [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2] ~~la Directiva 2009/72/CE~~;
 - b) «flujo transfronterizo»: un flujo físico de electricidad en una red de transporte de un Estado miembro que procede de la incidencia de la actividad de productores y/o los ☒ clientes ☒ consumidores fuera de dicho Estado miembro en su red;
 - c) «congestión»: la situación en la que ☒ todas las solicitudes por parte de participantes en el mercado de comerciar entre dos zonas de oferta no pueden ser acogidas, pues afectarían significativamente a los flujos físicos sobre elementos de la red que no pueden acoger tales flujos; ☒ la interconexión que enlaza redes de transporte nacionales no puede acoger todos los flujos físicos resultantes del comercio internacional solicitado por participantes en el mercado, debido a la falta de capacidad de los interconectores y/o de las redes de transporte nacionales de que se trate;
 - d) «exportación declarada»: el envío de electricidad en un Estado miembro sobre la base de disposiciones contractuales en virtud de las cuales se produzca la

³⁵ Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (DO L 326 de 8.12.2011, p. 1).

³⁶ Reglamento (UE) n.º 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y por el que se modifica el anexo I del Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 163 de 15.6.2013, p. 1).

~~correspondiente descarga paralela (importación declarada) de electricidad en otro Estado miembro o un tercer país;~~

~~e) «tránsito declarado»: una situación en la que se da una «exportación declarada» de electricidad y la vía declarada para la transacción implica a un país en el que no se producirá ni el envío ni la correspondiente descarga paralela de electricidad;~~

~~f) «importación declarada»: la descarga de electricidad en un Estado miembro o en un tercer país de forma simultánea con el envío de electricidad (exportación declarada) en otro Estado miembro;~~

~~g)d) «nuevo interconector»: un interconector que no esté completado el 4 de agosto de 2003;~~

↴ nuevo

e) «congestión estructural»: congestión de la red de transporte que es predecible, estable geográficamente a lo largo del tiempo y frecuentemente recurrente en condiciones normales de la red energética;

f) «operador del mercado»: entidad que presta un servicio en virtud del cual las ofertas de venta de electricidad se combinan con ofertas de compra de electricidad;

g) «operador designado para el mercado eléctrico (NEMO)»: operador del mercado designado por la autoridad competente para realizar funciones relacionadas con el acoplamiento único diario o intradiario;

h) «valor de la carga perdida»: una estimación en EUR/MWh del precio máximo de la electricidad que los clientes están dispuestos a pagar para evitar una interrupción;

i) «balance»: todas las acciones y procesos, en todos los plazos, con que los gestores de redes de transporte garantizan, de manera continua, el mantenimiento de la frecuencia del sistema dentro de un rango de estabilidad predefinido y la conformidad con la cantidad de reservas necesaria con respecto a la calidad exigida;

j) «energía de balance»: energía utilizada por los gestores de redes de transporte para realizar el balance;

k) «proveedor de servicios de balance»: participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los gestores de redes de transporte;

l) «reserva de balance»: volumen de capacidad que un proveedor de servicios de balance ha aceptado mantener y respecto al cual el proveedor de servicios de balance ha aceptado presentar ofertas por un volumen correspondiente de energía de balance al gestor de la red de transporte durante el período de vigencia del contrato;

m) «sujeto de liquidación responsable del balance»: participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad;

n) «período de liquidación de los desvíos»: unidad de tiempo respecto a la cual se calcula el desvío de las partes responsables del balance;

o) «precio de desvío»: precio, ya sea positivo, negativo o cero, en cada período de liquidación de los desvíos por un desvío en cualquier dirección;

p) «zona de precio de desvío»: la zona en la que se calcula un precio de desvío;

- q) «proceso de precualificación»: el proceso en el que se verifica la conformidad de un proveedor de reserva de balance con los requisitos de los gestores de redes de transporte;
- r) «capacidad de reserva»: la cantidad de las reservas para la contención de la frecuencia, las reservas para la recuperación de la frecuencia o las reservas para sustitución que debe estar a disposición del gestor de la red de transporte;
- s) «despacho prioritario»: el despacho de las centrales generadoras con arreglo a criterios diferentes del orden económico de las ofertas y, en los sistemas de despacho centralizado, de las limitaciones de la red, dando prioridad al despacho de determinadas tecnologías de generación;
- t) «región de cálculo de capacidad»: zona geográfica en la que se aplica el cálculo coordinado de la capacidad;
- u) «mecanismo de capacidad»: medida administrativa para garantizar la consecución del nivel deseado de seguridad del suministro, remunerando los recursos por su disponibilidad, excluidas las medidas relativas a los servicios auxiliares;
- v) «reserva estratégica»: mecanismo de capacidad en el que los recursos solo se despachan en caso de que los mercados diario e intradiario no hayan liquidado, los gestores de redes de transporte hayan agotado sus recursos de balance para llegar a un equilibrio entre la oferta y la demanda y los desvíos en el mercado durante los períodos en los que se despacharon las reservas sean compensados al valor de la carga perdida;
- w) «cogeneración de alta eficiencia»: cogeneración que cumple los criterios establecidos en el anexo II de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo³⁷;
- x) «proyecto de demostración»: proyecto que demuestra una tecnología como primera de su tipo en la Unión y que representa una innovación importante que va mucho más allá del estado actual de la técnica.

Capítulo II

Normas generales para el mercado de la electricidad

Artículo 3

Principios relativos a la operación de los mercados de la electricidad

1. Los Estados miembros, las autoridades reguladoras nacionales, los gestores de las redes de transporte, los gestores de las redes de distribución y los operadores del mercado garantizarán que los mercados de la electricidad operen de acuerdo con los siguientes principios:
 - a) Los precios se formarán en función de la oferta y la demanda.

³⁷ Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE (DO L 315 de 14.11.2012, p. 1).

- b) Se evitarán las acciones que impidan la formación de precios en función de la oferta y la demanda o desincentiven el desarrollo de una generación más flexible, una generación con baja emisión de carbono o una demanda más flexible.
- c) Se dará a los clientes la posibilidad de beneficiarse de oportunidades de mercado y de una mayor competencia en los mercados al por menor.
- d) La participación de los consumidores y las pequeñas empresas se hará posible mediante la agregación de la generación a partir de instalaciones de generación o de la carga desde múltiples instalaciones de demanda para presentar ofertas conjuntas en el mercado de la electricidad y para ser gestionada conjuntamente en la red eléctrica, de conformidad con las normas en materia de competencia de los Tratados de la UE.
- e) Las normas del mercado apoyarán la descarbonización de la economía, permitiendo la integración de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y proporcionando incentivos para la eficiencia energética.
- f) Las normas del mercado aportarán incentivos adecuados a la inversión en la generación, el almacenamiento, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda a fin de satisfacer las necesidades del mercado y, así, garantizar la seguridad del suministro.
- g) Se evitarán los obstáculos a los flujos transfronterizos de electricidad y a las transacciones transfronterizas relativas a los mercados de la electricidad y los mercados de servicios afines.
- h) Las normas del mercado preverán la cooperación regional cuando sea eficaz.
- i) Todos los recursos de generación, almacenamiento y demanda participarán en igualdad en el mercado.
- j) Todos los productores serán directamente o indirectamente responsables de vender la electricidad que generan.
- k) Las normas del mercado permitirán avanzar en la investigación y el desarrollo que se lleven a cabo y utilicen en beneficio de la sociedad.
- l) Las normas del mercado permitirán el despacho eficiente de los activos de generación y de la respuesta de la demanda.
- m) Las normas del mercado permitirán la entrada y salida de empresas de generación y suministro de electricidad en función de su evaluación de la viabilidad económica y financiera de sus operaciones.
- n) Las oportunidades de cobertura a largo plazo, que permiten a los participantes protegerse frente a los riesgos de volatilidad de los precios de mercado y eliminan la incertidumbre sobre la futura rentabilidad de las inversiones, serán negociables en intercambios de manera transparente, de conformidad con las normas en materia de competencia de los Tratados de la UE.

Artículo 4

Responsabilidad de balance

1. Todos los participantes del mercado perseguirán el balance del sistema y serán financieramente responsables de los desvíos que causen en el sistema. Serán sujetos

de liquidación responsables del balance o delegarán su responsabilidad en un sujeto de liquidación responsable del balance de su elección.

2. Los Estados miembros podrán establecer una exención de la responsabilidad de balance en lo que se refiere a:
 - a) proyectos de demostración;
 - b) instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia con una capacidad eléctrica instalada de menos de 500 kW;
 - c) instalaciones que se beneficien de ayudas aprobadas por la Comisión conforme a las normas sobre ayudas estatales de la Unión de los artículos 107 a 109 del TFUE, y encargadas antes del [OP: entrada en vigor]; los Estados miembros podrán, sin perjuicio de las normas sobre ayudas estatales de la Unión, incentivar a los participantes en el mercado que estén total o parcialmente exentos de responsabilidad de balance a aceptar la plena responsabilidad a cambio de una compensación adecuada.
3. A partir del 1 de enero de 2026, el apartado 2, letra b), se aplicará únicamente a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia con una capacidad eléctrica instalada de menos de 250 kW.

Artículo 5

Mercado de balance

1. Todos los participantes en el mercado tendrán acceso al mercado de balance, ya sea individualmente o por agregación. Las reglas del mercado de balance y sus productos respetarán la necesidad de atender a porcentajes crecientes de generación variable, así como a una mayor capacidad de respuesta de la demanda y a la aparición de nuevas tecnologías.
2. Los mercados de balance deberán organizarse de manera que se garantice la no discriminación efectiva entre los participantes en el mercado, teniendo en cuenta la diferente capacidad técnica de generación a partir de energías de fuentes renovables, la respuesta de la demanda y almacenamiento.
3. La energía de balance se adquirirá por separado de la reserva de balance. Los procesos de adquisición deberán ser transparentes, respetando al mismo tiempo la confidencialidad.
4. Los mercados de balance deberán garantizar la seguridad de la operación, permitiendo al mismo tiempo una utilización máxima y la asignación eficiente de capacidad interzonal en todos los horizontes temporales de conformidad con el artículo 15.
5. Se utilizarán precios marginales para liquidar la energía de balance. Los participantes en el mercado estarán autorizados a presentar ofertas tan cerca del tiempo real como sea posible, y al menos después de la hora de cierre del mercado interzonal

intradiario, determinada de conformidad con el artículo 59 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión³⁸.

6. Los desvíos se liquidarán a un precio que refleje el valor de la energía en tiempo real.
7. La medición de la capacidad de reserva se efectuará a escala regional de conformidad con el punto 7 del anexo I. Los centros operativos regionales prestarán apoyo a los gestores de redes de transporte al determinar la cantidad de reserva de balance que deba adquirirse, de conformidad con el punto 8 del anexo I.
8. La adquisición de reserva de balance se facilitará a escala regional de acuerdo con el punto 8 del anexo I. La adquisición se basará en un mercado primario y se organizará de manera que no sea discriminatoria entre los participantes en el mercado en el proceso de precualificación, individualmente o mediante agregación.
9. La adquisición de reserva de balance al alza y de reserva de balance a la baja se efectuará por separado. La adquisición deberá realizarse durante un día como máximo antes del suministro de la reserva de balance, y el período de adquisición será como máximo de un día.
10. Los gestores de redes de transporte publicarán información cerca del tiempo real sobre la situación de equilibrio actual de sus zonas de control, el precio de desvío y el precio de la energía de balance.

Artículo 6

Mercados diario e intradiario

1. Los gestores de redes de transporte y los operadores designados para el mercado eléctrico organizarán conjuntamente la gestión de los mercados diario e intradiario integrados, basándose en el acoplamiento del mercado contemplado en el Reglamento (UE) 2015/1222. Los gestores de redes de transporte y los operadores designados para el mercado eléctrico cooperarán a escala 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 competencia de la Unión. En sus funciones relacionadas con el comercio de electricidad, los gestores de redes de transporte y los operadores designados para el mercado estarán sujetos a la supervisión reglamentaria de las autoridades reguladoras y de la Agencia de conformidad con el artículo 59 de [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2] y los artículos 4 y 9 de [refundición del Reglamento (CE) n.º 713/2009 propuesta por COM(2016) 863/2].
2. Los mercados diario e intradiario deberán:
 - a) organizarse de manera que no sean discriminatorios;
 - b) maximizar la capacidad de los participantes en el mercado para contribuir a evitar los desvíos del sistema;

³⁸ 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).

- c) maximizar las oportunidades de los participantes del mercado para participar en el comercio transfronterizo lo más cerca posible al tiempo real para todas las zonas de ofertas;
 - d) ofrecer precios que reflejen los principios fundamentales del mercado y en los que los participantes en el mercado puedan confiar para llegar a acuerdos sobre productos de cobertura a largo plazo;
 - e) garantizar la seguridad de la operación, permitiendo al mismo tiempo una utilización máxima de la capacidad de transporte;
 - f) ser transparentes, respetando al mismo tiempo la confidencialidad;
 - g) garantizar que las operaciones sean anónimas; y
 - h) no hacer distinción entre las operaciones realizadas dentro de una zona de oferta y entre zonas de oferta.
3. Los operadores del mercado tendrán libertad para desarrollar productos y oportunidades comerciales que se adapten a la demanda y las necesidades de los participantes en el mercado y garanticen que todos los participantes puedan acceder al mercado individualmente o mediante agregación. Respetarán la necesidad de integrar porcentajes crecientes de generación variable, así como una mayor capacidad de respuesta de la demanda y a la aparición de nuevas tecnologías.

Artículo 7

Comercio en los mercados diario e intradiario

1. Los operadores del mercado autorizarán a los participantes en el mercado a comerciar con energía tan cerca del tiempo real como sea posible, y al menos hasta la hora de cierre del mercado interzonal intradiario, determinada de conformidad con el artículo 59 del Reglamento (UE) 2015/1222.
2. Los operadores del mercado facilitarán a los participantes en el mercado la oportunidad de comerciar con energía a intervalos de tiempo al menos tan breves como el período de liquidación de los desvíos en los mercados diario e intradiario.
3. Para el comercio en los mercados diario e intradiario, los operadores del mercado facilitarán productos que sean de un tamaño lo bastante reducido, con ofertas mínimas de 1 megavatio o menos, para hacer posible la participación efectiva de la respuesta por parte de la demanda, el almacenamiento de energía y las renovables a pequeña escala.
4. A más tardar el 1 de enero de 2025, el período de liquidación de los desvíos será de quince minutos en todas las zonas de control.

Artículo 8

Mercados de futuros

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, en particular los propietarios de instalaciones de generación de electricidad con fuentes de energía

renovables, se protejan de riesgos derivados de los precios a través de las fronteras entre zonas de oferta.

2. Los derechos de transmisión a largo plazo se asignarán de forma transparente, no discriminatoria y basada en el mercado, a través de una plataforma única de asignación. Los derechos de transmisión a largo plazo serán firmes y transferibles entre los participantes en el mercado.
3. Siempre que se respeten las normas de competencia de los Tratados, los operadores del mercado tendrán libertad para desarrollar productos de cobertura de futuros, también a largo plazo, para proporcionar a los participantes en el mercado, en particular a los titulares de instalaciones de producción que utilizan fuentes de energía renovables, posibilidades adecuadas de protegerse frente a los riesgos financieros derivados de las fluctuaciones de los precios. Los Estados miembros no restringirán dicha actividad de cobertura al comercio dentro de un Estado miembro o una zona de oferta.

Artículo 9

Restricciones de los precios

1. No habrá un límite máximo para los precios al por mayor de la electricidad, a menos que se establezca en el valor de la carga perdida, determinado de conformidad con el artículo 10. No habrá un límite mínimo para los precios al por mayor de la electricidad, a menos que se establezca en un valor de – 2 000 EUR o menos y, en caso de que se alcance o prevea alcanzarse, se fije en un valor más bajo para el día siguiente. Esta disposición se aplicará, entre otras cosas, a las ofertas y liquidaciones en todos los horizontes temporales, e incluirá la energía de balance y los precios de desvío.
2. No obstante lo dispuesto en el apartado 1, hasta el [OP: dos años después de la entrada en vigor], los operadores del mercado podrán aplicar límites a los precios máximos de liquidación para los horizontes temporales diario e intradiario de conformidad con los artículos 41 y 54 del Reglamento (UE) 2015/1222. En caso de que estos límites se alcancen o prevean alcanzarse, deberán aumentarse para el día siguiente.
3. Los gestores de redes de transporte no adoptarán ninguna medida para modificar las tarifas al por mayor. Todas las órdenes de despacho deberán notificarse a la autoridad reguladora nacional en el plazo de un día.
4. Los Estados miembros determinarán las políticas y medidas aplicadas en su territorio que puedan contribuir a restringir indirectamente la formación de precios, como la limitación de la oferta en relación con la activación de la energía de balance, los mecanismos de capacidad, las medidas de los gestores de redes de transporte, las medidas que tengan por objeto impugnar los resultados de mercado o evitar el abuso de posición dominante o la definición ineficiente de las zonas de oferta.
5. Cuando un Estado miembro haya detectado una política o medida que pueda restringir la formación de precios, deberá adoptar todas las medidas adecuadas para eliminarla o, si esto no es posible, mitigar su impacto en las ofertas. A más tardar el [OP: seis meses después de la entrada en vigor], los Estados miembros presentarán un informe a la Comisión detallando las medidas y actuaciones que han llevado o tienen la intención de llevar a cabo.

Artículo 10

Valor de la carga perdida

1. A más tardar el [OP: un año después de la entrada en vigor], los Estados miembros establecerán una estimación única del valor de la carga perdida para su territorio, expresado en EUR/MWh. Dicha estimación deberá comunicarse a la Comisión y ponerse a disposición del público. Los Estados miembros podrán establecer un valor de la carga perdida por cada zona de ofertas si tienen varias zonas de oferta en su territorio. Al establecer el valor de la carga perdida, los Estados miembros aplicarán la metodología desarrollada de conformidad con el artículo 19, apartado 5.
2. Los Estados miembros deberán actualizar sus estimaciones al menos cada cinco años.

Artículo 11

Despacho de generación y respuesta de la demanda

1. El despacho de instalaciones de generación de electricidad y de respuesta de la demanda será no discriminatorio y basado en el mercado, a menos que se disponga otra cosa en los apartados 2 a 4.
2. Cuando despachen instalaciones de generación de electricidad, los gestores de redes de transporte darán prioridad a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia a partir de pequeñas instalaciones de generación o de instalaciones de generación que utilicen tecnologías emergentes en la medida siguiente:
 - a) instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia con una capacidad eléctrica instalada de menos de 500 kW; o
 - b) proyectos de demostración de tecnologías innovadoras.
3. Si la capacidad total de las instalaciones de generación sujetas al despacho prioritario con arreglo al apartado 2 es superior al 15 % de la capacidad de generación total instalada en un Estado miembro, el apartado 2, letra a), se aplicará solamente a las instalaciones adicionales de generación que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia con una capacidad eléctrica instalada de menos de 250 kW.

A partir del 1 de enero de 2026, el apartado 2, letra a), se aplicará únicamente a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia con una capacidad eléctrica instalada de menos de 250 kW o, si se ha alcanzado el umbral de la primera frase del presente apartado, de menos de 125 kW.
4. Las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia que hayan sido encargadas antes del [OP: entrada en vigor] y que, al ser encargadas, hayan sido objeto de despacho prioritario con arreglo al artículo 15, apartado 5, de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo o al artículo 16, apartado 2, de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento

Europeo y del Consejo³⁹ seguirán siendo objeto de despacho prioritario. El despacho prioritario dejará de ser aplicable a partir de la fecha en la que las instalaciones de producción experimenten cambios significativos, como sucederá, al menos, si se necesita un nuevo acuerdo de conexión o aumenta la capacidad de generación.

5. El despacho prioritario no deberá comprometer la seguridad de la operación del sistema eléctrico, no deberá utilizarse como justificación para restringir las capacidades transfronterizas más allá de lo dispuesto en el artículo 14 y se basará en criterios transparentes y no discriminatorios.

Artículo 12

Redespacho y restricción

1. La restricción o el redespacho de la generación y el redespacho de la respuesta de la demanda se basarán en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.
2. Los recursos restringidos o redespachados se seleccionarán entre las instalaciones de generación o de demanda que presenten ofertas de restricción o redespacho utilizando mecanismos de mercado, y tendrán compensación financiera. La restricción o el redespacho de la generación y el redespacho de la respuesta de la demanda no basados en el mercado solo se utilizarán cuando no exista una alternativa basada en el mercado, cuando todos los recursos disponibles basados en el mercado hayan sido utilizados o cuando el número de instalaciones de generación o de demanda disponibles en la zona donde estén situadas instalaciones de generación o de demanda adecuadas sea demasiado bajo para garantizar una competencia eficaz. El suministro de recursos basados en el mercado estará abierto a todas las tecnologías de generación, almacenamiento y respuesta de la demanda, incluidos los operadores situados en otros Estados miembros, a no ser que sea técnicamente inviable.
3. Los gestores de redes responsables informarán al menos una vez al año a la autoridad reguladora competente sobre la restricción o el redespacho a la baja de las instalaciones de generación utilizando fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia y sobre las medidas adoptadas para reducir la necesidad de tal restricción o redespacho a la baja en el futuro. La restricción o el redespacho de instalaciones de generación que usen fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia estarán sujetas a una compensación con arreglo a lo dispuesto en el apartado 6.
4. Sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad de la red, basados en criterios transparentes y no discriminatorios definidos por las autoridades nacionales competentes, los operadores de sistemas de transporte y los operadores de sistemas de distribución deberán:
 - a) garantizar la capacidad de las redes de transporte y distribución para transportar electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia con la mínima restricción o redespacho posible; esto no impedirá que la planificación de la red tenga en cuenta una restricción o redespacho limitados en caso de que resulte más eficiente económicamente y no supere el 5 % de las

³⁹ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE (DO L 140 de 5.6.2009, p. 16).

capacidades instaladas que utilizan fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia en su zona;

- b) adoptar las medidas oportunas en relación con la operación de la red y el mercado con objeto de minimizar la restricción o el redespacho a la baja de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia.

5. Cuando se haga uso de redespacho a la baja o restricción no basados en el mercado, se seguirán los siguientes principios:

- a) las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables solo estarán sujetas a redespacho a la baja o restricción si no existe otra alternativa o si otras soluciones darían lugar a costes o riesgos desproporcionados para la seguridad de la red;
- b) las instalaciones de generación que utilicen cogeneración de alta eficiencia solo estarán sujetas a redespacho a la baja o restricción si, aparte de la restricción o el redespacho a la baja de las instalaciones de generación que utilizan fuentes de energía renovables, no existe otra alternativa o si otras soluciones darían lugar a costes o riesgos desproporcionados para la seguridad de la red;
- c) la electricidad autogenerada a partir de instalaciones de generación que utilizan fuentes de energía renovables o cogeneración de alta eficiencia que no alimente la red de transporte o distribución no podrá restringirse a menos que ninguna otra solución pueda resolver los problemas de seguridad de la red;
- d) el redespacho a la baja o la restricción con arreglo a las letras a) a c) deberá estar debidamente justificada de manera transparente; la justificación deberá incluirse en el informe al que se refiere el apartado 3.

6. Cuando se haga uso de la restricción o el redespacho no basados en el mercado, dará lugar a compensación financiera por parte del gestor de red que solicite la restricción o el redespacho al propietario de la instalación de generación o de demanda que sea objeto de restricción o redespacho. La compensación financiera será, como mínimo, igual al más elevado de los siguientes elementos:

- a) los costes de funcionamiento adicionales causados por la restricción o el redespacho, como los costes adicionales de combustible en caso de redespacho al alza, o el suministro de calor de apoyo en caso de redespacho a la baja o restricción de las instalaciones de generación que utilicen cogeneración de alta eficiencia;
- b) el 90 % de los ingresos netos procedentes de la venta en el mercado diario de la electricidad que la instalación de generación o de demanda habría generado sin la solicitud de restricción o redespacho; cuando se conceda ayuda financiera a instalaciones de generación o de demanda sobre la base del volumen de electricidad generado o consumido, el apoyo financiero perdido se considerará parte de los ingresos netos.

Capítulo III

Acceso a la red y gestión de las congestiones

SECCIÓN 1

ADJUDICACIÓN DE CAPACIDAD

Artículo 13

Definición de las zonas de oferta

1. Las fronteras entre las zonas de oferta estarán basadas en las congestiones estructurales a largo plazo en la red de transporte y las zonas de oferta no contendrán tales congestiones. La configuración de las zonas de oferta en la Unión deberá diseñarse de modo que se maximice la eficiencia económica y las oportunidades comerciales transfronterizas, manteniendo al mismo tiempo la seguridad del suministro.
2. Cada zona de oferta será idéntica a una zona de precios de desvío.
3. Para garantizar una definición óptima de las zonas de oferta en áreas estrechamente interconectadas deberá realizarse una revisión de las zonas de oferta. Dicha revisión incluirá un análisis de la configuración de las zonas de oferta de manera coordinada, con la participación de las partes interesadas afectadas de todos los Estados miembros afectados, siguiendo un proceso conforme con los artículos 32 a 34 del Reglamento (UE) 2015/1222. La Agencia deberá aprobar y podrá solicitar modificaciones de la metodología y los supuestos que se utilicen en el proceso de examen de las zonas de oferta, así como de las configuraciones alternativas de las zonas de oferta consideradas.
4. Los gestores de redes de transporte que participen en la revisión de las zonas de oferta deberán presentar una propuesta a la Comisión sobre la conveniencia de modificar o mantener la configuración de las zonas de oferta. Sobre la base de esta propuesta, la Comisión adoptará una decisión sobre si mantener o modificar la configuración de las zonas de oferta [a más tardar, seis meses después de la entrada en vigor del presente Reglamento; la fecha concreta la insertará la OP] o, a más tardar, seis meses después de la conclusión de la configuración de las zonas de oferta iniciada de conformidad con las letras a), b) o c) del artículo 32, apartado 1, del Reglamento (UE) 2015/1222, si esta fecha es posterior.
5. La decisión a la que se refiere el apartado 4 se basará en el resultado de la revisión de las zonas de oferta y la propuesta de los gestores de redes de transporte sobre su mantenimiento o su modificación. La mencionada decisión será motivada, en particular por lo que respecta a las posibles desviaciones del resultado de la revisión de las zonas de ofertas.
6. En caso de que se pongan en marcha nuevas revisiones de las zonas de oferta de conformidad con el artículo 32, apartado 1, letras a), b) o c), del Reglamento (UE) 2015/1222, la Comisión podrá adoptar una decisión en el plazo de seis meses a partir de la conclusión de dicha revisión de zonas de oferta.

7. La Comisión consultará a las partes interesadas pertinentes sobre sus decisiones con arreglo al presente artículo antes de adoptarlas.
8. La decisión de la Comisión indicará la fecha de aplicación de una modificación. Dicha fecha de aplicación deberá compaginar la exigencia de celeridad con las consideraciones prácticas, incluido el comercio de futuros de electricidad. La Comisión podrá definir disposiciones transitorias adecuadas como parte de su decisión.

↓ 714/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

Artículo ~~144~~6

Principios generales de ~~la~~ asignación de capacidad y ~~la~~ gestión de la congestión

1. Los problemas de congestión de la red se abordarán mediante soluciones no discriminatorias y conformes a la lógica del mercado que sirvan de indicadores económicos ~~eficaces~~ eficientes a los operadores del mercado y a los gestores de las redes de transporte interesados. Los problemas de congestión de la red se resolverán ~~preferentemente~~ mediante métodos no basados en transacciones, es decir, métodos que no impliquen una selección entre los contratos de los distintos operadores del mercado. ⇒ Al adoptar medidas operativas que garanticen que su red de transporte permanezca en su estado normal, el gestor de redes de transporte tendrá en cuenta el efecto de dichas medidas en las zonas de control vecinas y las coordinará con las de otros gestores de redes de transporte afectados conforme a lo dispuesto en el Reglamento (UE) 1222/2015. ⇐
2. Solo se utilizarán procedimientos de restricción de las transacciones en situaciones de emergencia en las que el gestor de las redes de transporte deba actuar de manera expeditiva y no sea posible la redistribución de la carga o el intercambio compensatorio. Todo procedimiento de este tipo se aplicará de manera no discriminatoria. Salvo en caso de fuerza mayor, los operadores del mercado a los que se haya asignado capacidad deberán ser compensados por toda restricción.
3. En el respeto a las normas de seguridad de funcionamiento de la red, deberá ponerse a disposición de los participantes del mercado el máximo de capacidad de las interconexiones o de las redes de transporte que afecten a los flujos transfronterizos. ⇒ El intercambio compensatorio y el redespacho, incluido el redespacho transfronterizo, se utilizarán para maximizar las capacidades disponibles a menos que se demuestre que esto no beneficia a la eficiencia económica a nivel de la Unión. ⇐

↓ nuevo

4. La capacidad deberá asignarse únicamente mediante subastas de capacidad explícitas o subastas implícitas que incluyan capacidad y energía. Ambos métodos pueden coexistir en la misma interconexión. Para los intercambios intradiarios se utilizará un régimen continuo, que podrá complementarse con subastas.

5. Se elegirán las ofertas más altas, tanto implícitas como explícitas en cada horizonte temporal. Salvo en el caso de los nuevos interconectores que gocen de una exención en virtud del artículo 7 del Reglamento (CE) n.º 1228/2003, del artículo 17 del Reglamento (CE) n.º 714/2009 o del artículo 59 del presente Reglamento, no se autorizará la fijación de precios de reserva en los métodos de asignación de capacidad.
6. La capacidad podrá comercializarse libremente en el mercado secundario, siempre que el gestor de redes de transporte haya sido informado con antelación suficiente. Cuando un gestor de redes de transporte rechace un intercambio (transacción) secundario, deberá comunicarlo y explicarlo de forma nítida y transparente a todos los participantes del mercado, y notificarlo a la autoridad reguladora.
7. Los gestores de redes de transporte no limitarán el volumen de la capacidad de interconexión que se ponga a disposición de otros participantes del mercado para resolver la congestión dentro de su propia zona de control o como medio de gestionar los flujos en una frontera entre dos áreas de control observada incluso sin transacción alguna, es decir, los flujos a través de zonas de control causados por origen y destino dentro de una zona de control.

A petición de un gestor de redes de transporte, la autoridad reguladora competente podrá conceder una excepción a lo dispuesto en el párrafo primero cuando sea necesario para mantener la seguridad de la operación o resulte beneficioso para la eficiencia económica a escala de la Unión. Tal excepción, que no podrá referirse a la restricción de capacidades ya asignadas con arreglo al apartado 5, estará limitada en el tiempo, se limitará a lo estrictamente necesario y evitará la discriminación entre intercambios internos e interzonales. Antes de conceder una exención, la autoridad reguladora competente consultará a las autoridades reguladoras de otros Estados miembros que formen parte de una región de cálculo de la capacidad afectada. En caso de que una autoridad reguladora esté en desacuerdo con la excepción propuesta, la Agencia decidirá sobre dicha excepción con arreglo al artículo 6, apartado 8, letra a), de [refundición del Reglamento (CE) n.º 713/2009 propuesta por COM(2016) 863/2]. La justificación y los motivos de la excepción deberán publicarse. Cuando se conceda una excepción, los gestores de redes de transporte pertinentes elaborarán y publicarán una metodología y proyectos que ofrezcan una solución a largo plazo al problema que pretende resolver la excepción. La excepción expirará cuando venza el plazo o una vez que la solución se aplique, si esta última fecha es anterior.

↓ 714/2009

4.8. Los participantes del mercado informarán a los gestores de las redes de transporte interesados con la suficiente antelación con respecto al período de actividad pertinente de su intención de utilizar la capacidad asignada. Toda capacidad asignada y no utilizada deberá reasignarse al mercado, con arreglo a un procedimiento abierto, transparente y no discriminatorio.

5.9. Los gestores de las redes de transporte deberán compensar, en la medida técnicamente posible, las necesidades de capacidad de los flujos eléctricos que vayan en sentido contrario en la línea de interconexión congestionada, a fin de aprovechar esta línea al máximo de su capacidad. Teniendo plenamente en cuenta la seguridad de la red, nunca se denegarán transacciones que alivien la congestión.

10. Las consecuencias financieras del incumplimiento de las obligaciones asociadas a la asignación de capacidad deberán atribuirse a los responsables de dicho incumplimiento. Cuando los participantes del mercado no utilicen la capacidad que se han comprometido a utilizar, o, si se trata de capacidad subastada explícitamente, no la comercialicen en el mercado secundario o no devuelvan la capacidad en su debido momento, perderán los derechos a utilizar dicha capacidad y pagarán una tarifa ajustada a los costes. Todas las tarifas ajustadas a los costes en caso de no utilización de la capacidad deberán ser justificadas y proporcionadas. Si un gestor de redes de transporte no cumple su obligación, estará obligado a compensar al participante del mercado por la pérdida de derechos de capacidad. A tal efecto no se tendrán en cuenta las pérdidas que puedan producirse indirectamente. Los conceptos y métodos fundamentales para la determinación de responsabilidades derivadas del incumplimiento de las obligaciones se fijarán con antelación respecto de las consecuencias financieras y deberán estar sujetas a revisión por parte de las autoridades reguladoras nacionales competentes.

Artículo 15

Asignación de la capacidad interzonal en todos los horizontes temporales

1. Los gestores de redes de transporte deberán recalcular la capacidad interzonal disponible al menos después del mercado diario y después de las horas de cierre del mercado intradiario interzonal. Los gestores de redes de transporte asignarán la capacidad interzonal disponible, más cualquier capacidad interzonal restante no asignada previamente y cualquier capacidad interzonal liberada por titulares de derechos físicos de transmisión procedente de asignaciones anteriores en el próximo proceso de asignación de capacidades de intercambio interzonal.
2. Cuando haya capacidad interzonal disponible después de la hora de cierre del mercado intradiario interzonal, los gestores de redes de transporte deberán utilizar la capacidad interzonal para el intercambio de energía de balance o para la operación del proceso de liquidación de los desvíos.
3. Los gestores de redes de transporte utilizarán las metodologías desarrolladas en los códigos de red y las directrices sobre balance, cuando proceda, a fin de asignar capacidad interzonal para el intercambio de reserva de balance o para el reparto de reservas con arreglo al artículo 5, apartados 4 y 7.
4. Los gestores de redes de transporte no deberán aumentar el margen de fiabilidad calculado de conformidad con el Reglamento (UE) 2015/1222 por motivos derivados del intercambio de reserva de balance o del reparto de reservas.

SECCIÓN 2

⊗ TARIFAS DE LA RED E INGRESOS DE CONGESTIÓN ⊗

Artículo ~~16~~¹⁴

Tarifas de acceso a las redes

1. Las tarifas de acceso a las redes nacionales aplicadas por los gestores de las redes ⇨ , incluidas las aplicadas por la conexión a las redes, el uso de las redes y, en su caso, los refuerzos de las redes relacionados, ⇨ deberán ser transparentes, tener en cuenta la necesidad de seguridad ⇨ y flexibilidad ⇨ en las redes y ajustarse a los costes reales, en la medida en que correspondan a los de un gestor eficiente de redes y estructuralmente comparable, y aplicarse de forma no discriminatoria. ⇨ En particular, se aplicarán de modo que no discriminen, ni positiva ni negativamente, entre la producción conectada al nivel de la distribución y la producción conectada al nivel del transporte. No deberán discriminar contra el almacenamiento de energía ni desincentivar la participación en la respuesta de la demanda. Sin perjuicio del apartado 3, ⇨ ~~en En~~ ningún caso podrán estar en función de las distancias.

⇩ nuevo

2. Las tarifas concederán incentivos adecuados a los gestores de redes de transporte y de distribución, tanto a corto como a largo plazo, para aumentar la eficiencia, en particular la eficiencia energética, fomentar la integración del mercado y la seguridad del abastecimiento y apoyar las inversiones y las actividades de investigación conexas.

⇩ 714/2009 (adaptado)

⇨ nuevo

~~2.3.~~ Cuando corresponda, la cuantía de las tarifas aplicadas a los productores y/o los consumidores proporcionará incentivos de ubicación a nivel ⊗ de la Unión ⊗ ~~comunitario~~ y tendrá en cuenta la cantidad de pérdidas de la red y la congestión causadas, así como los costes de inversión en infraestructura.

~~3.4.~~ Al fijar las tarifas de acceso a la red, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) los pagos y los ingresos resultantes del mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte;
- b) los pagos efectivamente realizados y recibidos así como los pagos previstos para períodos de tiempo futuros, calculados a partir de períodos ya transcurridos.

~~4.5.~~ La fijación de las tarifas de acceso a la red con arreglo al presente artículo se entenderá sin perjuicio de las tarifas ~~a la exportación e importación declaradas~~ derivadas de la gestión de la congestión contemplada en el artículo ~~14~~¹⁶.

~~5.6.~~ No existirán tarifas específicas de acceso a la red aplicables a transacciones concretas en el caso de ⇨ ~~comercio transfronterizo~~ ⇨ ~~tránsitos declarados~~ de electricidad.

7. Las tarifas de distribución reflejarán los costes de la utilización de la red de distribución por los usuarios de la red, incluidos los clientes activos, y podrán diferenciarse sobre la base de los perfiles de consumo o generación de los usuarios de la red. Cuando los Estados miembros hayan desplegado sistemas de contador inteligente, las autoridades reguladoras podrán introducir tarifas moduladas en el tiempo, que reflejen la utilización de la red, de forma transparente y previsible para el consumidor.
8. Las autoridades reguladoras deberán ofrecer incentivos a los gestores de redes de distribución para contratar servicios para la operación y el desarrollo de sus redes e integrar soluciones innovadoras en los sistemas de distribución. A tal fin, las autoridades reguladoras deberán reconocer como admisibles e incluir todos los costes en las tarifas de distribución e introducir objetivos de rendimiento para incentivar a los gestores de redes de distribución a aumentar la eficiencia, en particular la eficiencia energética, en sus redes.
9. A más tardar el [OP: insértese la fecha concreta: tres meses después de la entrada en vigor], la Agencia presentará una recomendación dirigida a las autoridades de reglamentación para la convergencia progresiva de los métodos de fijación de tarifas de transporte y distribución. Dicha recomendación abordará, como mínimo:
 - a) el porcentaje de las tarifas aplicado a productores y a consumidores;
 - b) los costes que se recuperarán a través de las tarifas;
 - c) las tarifas de red moduladas en el tiempo;
 - d) los incentivos de ubicación;
 - e) la relación entre las tarifas de transporte y distribución, incluidos los principios relativos a la no discriminación;
 - f) los métodos para garantizar la transparencia de la fijación y la estructura de las tarifas;
 - g) los grupos de usuarios de la red sujetos a las tarifas, incluidas las exenciones.
10. Sin perjuicio de una armonización ulterior mediante actos delegados con arreglo al artículo 55, apartado 1, letra k), las autoridades reguladoras tendrán debidamente en cuenta la recomendación de la Agencia al aprobar o fijar las tarifas por transporte o sus metodologías con arreglo al artículo 59, apartado 6, letra a), de [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2].
11. La Agencia hará un seguimiento de la aplicación de su recomendación y presentará un informe a la Comisión antes del 31 de enero de cada año. Actualizará la recomendación al menos una vez cada dos años.

Artículo 17

Rentas de congestión

1. Los procedimientos de gestión de las congestiones asociados con un horizonte temporal previamente determinado solo podrán generar ingresos si la congestión surge en dicho horizonte temporal, salvo en el caso de los nuevos interconectores que

se benefician de una excepción en virtud del artículo 7 del Reglamento (CE) n.º 1228/2003, del artículo 17 del Reglamento (CE) n.º 714/2009 o del artículo 59 del presente Reglamento. El procedimiento para la distribución de esos ingresos deberá estar sujeto a revisión por parte de las autoridades reguladoras y no deberá distorsionar el proceso de asignación en favor de ninguna parte solicitante de capacidad o energía, ni desincentivar la reducción de la congestión.

↓ 714/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

2.6. Los ingresos derivados de la asignación de capacidad de interconexión deberán destinarse a los siguientes fines:

- a) garantizar la disponibilidad real de la capacidad asignada, ~~y/o~~
- b) inversiones en la red para mantener o aumentar la capacidad de interconexión, en particular mediante nuevos interconectores.

En caso de que los ingresos no puedan utilizarse de manera eficiente para los fines indicados en el párrafo primero, letras a) ~~y/o~~ b), ⇒ deberán depositarse en una cuenta interna separada para usos futuros con estos fines. ⇐ ~~podrán utilizarse, sujeto a la aprobación de las autoridades reguladoras de los Estados miembros de que se trate, hasta una cuantía máxima que deberán decidir dichas autoridades reguladoras, como ingresos que habrán de tener en cuenta las autoridades reguladoras a la hora de aprobar las metodologías de cálculo de las tarifas de las redes y/o de evaluar si han de modificarse las tarifas.~~

~~El resto de los ingresos se depositará en una cuenta interna separada hasta el momento en que puedan invertirse con los fines especificados en el párrafo primero, letras a) y/o b). La autoridad reguladora informará a la Agencia de la aprobación a que se refiere el párrafo segundo.~~

↓ nuevo

3. El uso de los ingresos con arreglo a las letras a) y b) del apartado 2 estará sujeto a una metodología propuesta por la Agencia y aprobada por la Comisión. La propuesta de la Agencia deberá ser presentada a la Comisión a más tardar el [OP: 12 meses después de la entrada en vigor] y aprobada en el plazo de seis meses.

La Agencia podrá, por iniciativa propia o a petición de la Comisión, actualizar la metodología, y la Comisión aprobará la metodología actualizada en un plazo máximo de seis meses a partir de su presentación.

Antes de presentarla a la Comisión, la Agencia efectuará consultas sobre la metodología con arreglo al artículo 15 [refundición del Reglamento (CE) n.º 713/2009 propuesta por COM(2016) 863/2].

La metodología deberá especificar como mínimo en qué condiciones los ingresos pueden utilizarse para los fines de las letras a) y b) del apartado 2 y en qué condiciones y durante cuánto tiempo pueden depositarse en una cuenta interna separada para usos futuros con estos fines.

4. Los gestores de redes de transporte establecerán claramente de antemano cómo se utilizarán las rentas de congestión e informarán sobre el uso efectivo de dichas rentas. Con periodicidad anual y antes del 31 de julio de cada año, las autoridades reguladoras nacionales publicarán un informe en el que presentarán el importe de los ingresos recogidos para el período de doce meses que finaliza el 30 de junio del mismo año y el uso dado a esos ingresos, incluidos los proyectos específicos para los que se hayan utilizado o el importe depositado en una cuenta separada, junto con la verificación de que dicho uso es conforme al presente Reglamento y a la metodología desarrollada de conformidad con el apartado 3.

Capítulo IV

Adecuación de los recursos

Artículo 18

Adecuación de los recursos

1. Los Estados miembros deberán supervisar la adecuación de los recursos dentro de su territorio, basándose en la evaluación europea de la adecuación de los recursos contemplada en el artículo 19.
2. Si la evaluación europea de la adecuación de los recursos muestra algún problema de adecuación de los recursos, los Estados miembros deberán identificar cualquier distorsión reglamentaria que haya causado o favorecido la emergencia del problema.
3. Los Estados miembros publicarán un calendario para la adopción de medidas destinadas a eliminar cualquier distorsión reglamentaria identificada. Al abordar los problemas de adecuación de los recursos, los Estados miembros deberán, en particular, estudiar la posibilidad de eliminar distorsiones reglamentarias, permitir la fijación de precios en situaciones de escasez y desarrollar las interconexiones, el almacenamiento de energía, las medidas relacionadas con la demanda y la eficiencia energética.

↓ 714/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

Artículo 19

✕ Evaluación europea de la adecuación de los recursos ✕

~~4.1.~~ ⇒ La evaluación europea de la adecuación de los recursos abarcará ~~Las perspectivas europeas de adecuación de la generación a que se refiere el apartado 3, letra b), abarcarán~~ la capacidad global de la red eléctrica para abastecer la demanda de energía presente y prevista durante ~~⇒ un período de diez años a partir de la fecha de dicha evaluación, con un desglose anual. ⇐ los cinco años siguientes, así como para el período comprendido entre el quinto y el décimo año a partir de la fecha del informe de previsión. Estas perspectivas europeas de adecuación de la generación se basarán en las perspectivas de adecuación de la generación a nivel nacional elaboradas por cada gestor de la red de transporte.~~

2. A más tardar el [OP: seis meses después de la entrada en vigor del presente Reglamento], la REGRT de Electricidad presentará a la Agencia una propuesta de metodología para la evaluación europea de la adecuación de los recursos, basada en los principios establecidos en el apartado 4.
3. Los gestores de redes de transporte proporcionarán a la REGRT de Electricidad los datos que necesite para llevar a cabo, cada año, la evaluación europea de la adecuación de los recursos. La REGRT de Electricidad llevará a cabo la evaluación cada año.
4. La evaluación europea de la adecuación de los recursos se basará en una metodología que garantice que dicha evaluación:
 - a) se lleva a cabo a nivel de zonas de oferta abarcando al menos todos los Estados miembros;
 - b) se basa en escenarios adecuados de previsiones de la oferta y la demanda, incluida una evaluación económica de la probabilidad de retirada, de nueva construcción de activos de generación y de medidas para alcanzar los objetivos de eficiencia energética y sensibilidades adecuadas de los precios al por mayor y la evolución del precio del carbón;
 - c) tiene debidamente en cuenta la contribución de todos los recursos, incluida la generación existente y futura, el almacenamiento de energía, la respuesta de la demanda y las posibilidades de exportación e importación y su contribución a una operación flexible del sistema;
 - d) anticipa el impacto probable de las medidas a las que se refiere el artículo 18, apartado 3;
 - e) incluye escenarios sin mecanismos de capacidad existentes o previstos;
 - f) se basa en un modelo de mercado que utiliza, si procede, el método basado en los flujos;
 - g) aplica cálculos probabilísticos;
 - h) aplica al menos los siguientes indicadores:
 - previsiones de energía no suministrada y
 - previsiones de pérdida de carga;
 - i) señala las fuentes de posibles problemas de adecuación de los recursos, en particular si se deben a la red o a los recursos, o a ambos aspectos.
5. A más tardar el [OP: seis meses después de la entrada en vigor del presente Reglamento], la REGRT de Electricidad presentará a la Agencia una propuesta de metodología para calcular:
 - a) el valor de la carga perdida;
 - b) el coste de la entrada de nuevas empresas para la generación, o la respuesta de la demanda; y
 - c) la norma de fiabilidad expresada en previsiones de energía no suministrada y previsiones de pérdida de carga.

6. Los proyectos a los que se refieren los apartados 2 y 5 y los resultados de la evaluación europea de la adecuación de los recursos con arreglo al apartado 3 se someterán a la consulta y la aprobación previas de la Agencia con arreglo al procedimiento establecido en el artículo 22.

Artículo 20

Normas de fiabilidad

1. Al aplicar mecanismos de capacidad, los Estados miembros deberán disponer de una norma de fiabilidad que indique de forma transparente el nivel deseado de seguridad del suministro.
2. La norma de fiabilidad será fijada por la autoridad reguladora nacional sobre la base de la metodología contemplada en el artículo 19, apartado 5.
3. La norma de fiabilidad se calculará utilizando el valor de la carga perdida y el coste de la entrada de nuevas empresas durante un horizonte temporal determinado.
4. Los parámetros para determinar la cantidad de capacidad adquirida en el mecanismo de capacidad deberán ser aprobados por la autoridad reguladora nacional.

Artículo 21

Participación transfronteriza en los mecanismos de capacidad

1. Los mecanismos distintos de las reservas estratégicas estarán abiertos a la participación directa de los proveedores de capacidad situados en otro Estado miembro siempre que exista una conexión de red entre dicho Estado miembro y la zona de ofertas que aplique el mecanismo.
2. Los Estados miembros velarán por que la capacidad exterior que pueda proporcionar un rendimiento técnico equivalente a las capacidades nacionales tenga la oportunidad de participar en el mismo proceso competitivo que la capacidad nacional.
3. Los Estados miembros no restringirán la posibilidad de que la capacidad situada en su territorio participe en los mecanismos de capacidad de otros Estados miembros.
4. La participación transfronteriza en mecanismos de capacidad a escala del mercado no cambiará, transformará o influirá de otro modo en los horarios transfronterizos y los flujos físicos entre los Estados miembros, que quedarán determinados exclusivamente por el resultado de la asignación de la capacidad con arreglo al artículo 14.
5. Los proveedores de capacidad podrán participar en más de un mecanismo para el mismo período de entrega. Estarán sujetos a los pagos en caso de indisponibilidad, y sujetos a dos o más pagos en caso de que haya escasez coincidente en dos o más zonas de oferta en las que esté contratado el proveedor de capacidad.
6. Los centros operativos regionales establecidos con arreglo al artículo 32 calcularán anualmente la capacidad máxima de entrada disponible para la participación de capacidad exterior teniendo en cuenta las expectativas de disponibilidad de interconexión y la posible coincidencia de presión entre el sistema en el que se aplica el mecanismo y el sistema en el que está situada la capacidad exterior. Se requiere un cálculo para cada frontera entre zonas de oferta.

7. Los Estados miembros garantizarán que la capacidad de entrada a la que se refiere el apartado 6 se asigne a los proveedores de capacidad elegibles de manera transparente, no discriminatoria y basada en el mercado.
8. Cualquier diferencia en el coste de la capacidad exterior y la capacidad nacional que se derive de la asignación contemplada en el apartado 7 se abonará a los gestores de redes de transporte y se repartirá entre ellos con arreglo a la metodología mencionada en la letra b) del punto 10. Los gestores de redes de transporte deberán utilizar dichos ingresos para los fines establecidos en el artículo 17, apartado 2.
9. El gestor de la red de transporte en la que esté situada la capacidad exterior deberá:
 - a) determinar si los proveedores de capacidad interesados pueden ofrecer el rendimiento técnico exigido por el mecanismo de capacidad en el que se proponen participar e inscribirlos en el registro como proveedores de capacidad elegibles;
 - b) realizar controles de disponibilidad, según proceda.
10. A más tardar el [OP: doce meses después de la entrada en vigor del presente Reglamento], la REGRT de Electricidad presentará a la Agencia:
 - a) una metodología de cálculo de la capacidad máxima de participación transfronteriza a la que se refiere el apartado 6;
 - b) una metodología para repartir los ingresos como se contempla en el apartado 8;
 - c) normas comunes para realizar los controles de la disponibilidad contemplados en el apartado 9, letra b);
 - d) normas comunes para determinar cuándo se debe un pago por no disponibilidad;
 - e) disposiciones sobre el funcionamiento del registro al que se refiere el apartado 9, letra a);
 - f) normas comunes para señalar la capacidad admisible para participar con arreglo al apartado 9, letra a).

La propuesta se someterá a consulta previa y a la aprobación por la Agencia con arreglo al procedimiento que se establece en el artículo 22.
11. La Agencia verificará si las capacidades se han calculado de acuerdo con la metodología contemplada en el apartado 10, letra a).
12. Las autoridades reguladoras nacionales velarán por que la participación transfronteriza en los mecanismos de capacidad se organice de forma eficaz y no discriminatoria. En particular, adoptarán medidas administrativas adecuadas para hacer cumplir los pagos transfronterizos por no disponibilidad.
13. Las capacidades asignadas con arreglo al apartado 7 serán transferibles entre los proveedores de capacidad admisibles. Los proveedores de capacidad admisibles notificarán cualquier transferencia al registro contemplado en el apartado 9, letra a).
14. A más tardar el [OP: dos años después de la entrada en vigor del presente Reglamento], la REGRT de Electricidad establecerá y pondrá en funcionamiento el registro al que se refiere el apartado 9. El registro estará abierto a todos los proveedores de capacidad admisibles, los sistemas que apliquen los mecanismos y sus gestores de redes de transporte.

Artículo 22

Procedimiento de aprobación

1. En los casos en que se haga referencia al presente artículo, el procedimiento establecido en los apartados 2 a 4 será aplicable a la aprobación de la propuesta presentada por la REGRT de Electricidad.
2. Antes de presentar la propuesta, la REGRT de Electricidad llevará a cabo un proceso de consulta que implique a todas las partes interesadas pertinentes, las autoridades reguladoras nacionales y otras autoridades nacionales.
3. En los tres meses siguientes a la fecha de recepción, la Agencia deberá aprobar la propuesta o modificarla. En este último caso, la Agencia consultará a la REGRT de Electricidad antes de adoptar la propuesta modificada. La propuesta adoptada se publicará en el sitio web de la Agencia a más tardar tres meses después de la fecha de recepción de las propuestas de documentos.
4. La Agencia podrá pedir modificaciones de las propuestas aprobadas en cualquier momento. En un plazo de seis meses a partir de la solicitud, la REGRT de Electricidad presentará a la Agencia un proyecto de las modificaciones propuestas. En un plazo de tres meses a partir de la fecha de recepción del proyecto, la Agencia modificará o adoptará las modificaciones y las publicará en su sitio web.

Artículo 23

Principios para la configuración de mecanismos de capacidad

1. Para abordar las preocupaciones que persistan y no puedan eliminarse con las medidas de conformidad con el artículo 18, apartado 3, los Estados miembros podrán introducir mecanismos de capacidad, siempre que se cumplan las disposiciones del presente artículo y las normas sobre ayudas estatales de la Unión.
2. Si un Estado miembro desea aplicar un mecanismo de capacidad, consultará sobre el mecanismo propuesto al menos con sus Estados miembros vecinos conectados eléctricamente.
3. Los mecanismos de capacidad no crearán distorsiones innecesarias del mercado ni limitarán el comercio transfronterizo. La cantidad de capacidad comprometida en el mecanismo no irá más allá de lo necesario para abordar el problema.
4. La capacidad de generación para la que se haya tomado una decisión final de inversión después del [OP: entrada en vigor] únicamente podrá participar en un mecanismo de capacidad si sus emisiones están por debajo de 550 gr de CO₂/kWh. La capacidad de generación que emita 550 gr de CO₂/kWh o más no se comprometerá en mecanismos de capacidad cinco años después de la entrada en vigor del presente Reglamento.
5. En caso de que la evaluación europea de la adecuación de los recursos no detecte problemas de adecuación de los recursos, los Estados miembros no aplicarán mecanismos de capacidad.

Artículo 24

Mecanismos existentes

Los Estados miembros que apliquen mecanismos de capacidad a fecha de [OP: entrada en vigor del presente Reglamento] adaptarán sus mecanismos para cumplir los artículos 18, 21 y 23 del presente Reglamento.

↓ 714/2009 (adaptado)

Capítulo V

⊠ Operación de la red de transporte ⊠

Artículo 254

Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad

1. ~~Los Todos los~~ gestores de redes de transporte cooperarán a nivel ⊠ de la Unión ⊠ ~~comunitario~~ a través de la REGRT de Electricidad, a fin de promover la realización y el funcionamiento del mercado interior del gas natural y del comercio transfronterizo, y de garantizar la gestión óptima, el funcionamiento coordinado y la evolución técnica adecuada de la red europea de transporte de electricidad.

↓ nuevo

2. En el desempeño de sus funciones de conformidad con la legislación de la UE, la REGRT de Electricidad actuará por el bien de Europa y con independencia de los intereses nacionales individuales o de los intereses nacionales de los gestores de redes de transporte, y contribuirá a la eficiencia y la sostenibilidad en el logro de los objetivos fijados en el marco estratégico en materia de clima y energía para el período de 2020 a 2030, en particular contribuyendo a la integración eficiente de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y al aumento de la eficiencia energética.

↓ 714/2009
⇒ nuevo

Artículo 265

Establecimiento de la REGRT de Electricidad

1. ~~A más tardar el 3 de marzo de 2011,~~ Los ~~los~~ gestores de redes de transporte de electricidad presentarán a la Comisión y a la Agencia el proyecto de estatutos de la REGRT de Electricidad que debe crearse, una lista de los futuros miembros y el

proyecto de reglamento interno, incluidas las normas de procedimiento sobre la consulta a los interesados.

2. En los dos meses siguientes a la fecha de recepción de esta documentación, la Agencia, previa consulta oficial a las organizaciones que representen a todas las partes interesadas, y en particular a los usuarios del sistema, clientes incluidos, entregará un dictamen a la Comisión sobre el proyecto de estatutos, la lista de miembros y el proyecto de reglamento interno.
3. La Comisión emitirá un dictamen sobre el proyecto de estatutos, la lista de miembros y el proyecto de reglamento interno teniendo en cuenta el dictamen de la Agencia a que se refiere el apartado 2 y en un plazo de tres meses a partir de la fecha de recepción del dictamen de la Agencia.
4. 4. En los tres meses siguientes a la fecha de recepción del dictamen $\Rightarrow$ favorable $\Leftarrow$ de la Comisión, los gestores de redes de transporte establecerán la REGRT de Electricidad, y aprobarán y publicarán sus estatutos y su reglamento interno.

$\Downarrow$ nuevo

5. Los documentos contemplados en el apartado 1 se presentarán a la Comisión y a la Agencia en caso de modificaciones o previa solicitud motivada de la Comisión o de la Agencia. La Agencia y la Comisión emitirán un dictamen de conformidad con lo dispuesto en los apartados 2 a 4.

$\Downarrow$ 714/2009 (adaptado)
 $\Rightarrow$ nuevo

Artículo ~~278~~

Tareas de la REGRT de Electricidad

~~1. Previa invitación formulada por la Comisión de conformidad con el artículo 6, apartado 6, la REGRT de Electricidad elaborará códigos de red en los ámbitos aludidos en el apartado 6 del presente artículo.~~

~~2.1. La REGRT de Electricidad podrá $\Rightarrow$ deberá: $\Leftarrow$~~

~~a) elaborar códigos de red en los ámbitos aludidos en el apartado 6 artículo 55, apartado 1, con miras a alcanzar los objetivos establecidos en el artículo 254. cuando estos códigos de red no se refieran a los ámbitos aludidos en una invitación que le haya formulado la Comisión. Estos códigos de red se transmitirán a la Agencia para que dictamine al respecto. La REGRT de Electricidad tendrá debidamente en cuenta el dictamen de la Agencia.~~

~~3. La REGRT de Electricidad adoptará:~~

~~b) $\boxtimes$ adoptar y publicar, $\boxtimes$ cada dos años, un plan decenal de desarrollo de la red $\boxtimes$ a escala de la Unión $\boxtimes$ de ámbito comunitario y no vinculante (plan de desarrollo de la red $\boxtimes$ a escala de la Unión $\boxtimes$ de ámbito comunitario), que incluya una perspectiva europea sobre la adecuación de la generación;~~

↓ nuevo

c) elaborar y adoptar propuestas relativas a la evaluación europea de la adecuación de los recursos con arreglo al artículo 19, apartados 2, 3 y 5, y a las especificaciones técnicas para la participación transfronteriza en los mecanismos de capacidad con arreglo al artículo 21, apartado 10;

↓ 714/2009 (adaptado)

~~e)~~ d) ☒ adoptar ☒ recomendaciones sobre la coordinación de la cooperación técnica entre los gestores de redes de transporte ☒ de la Unión ~~☒ comunitarios~~ y de terceros países;

↓ nuevo

e) adoptar un marco para la cooperación y la coordinación entre los centros operativos regionales;

f) adoptar una propuesta que defina la región de operación del sistema cubierta por cada centro operativo regional;

↓ 347/2013 (adaptado)

⇒ nuevo

~~e)~~ g) ☒ adoptar ☒ herramientas de gestión de la red comunes para garantizar la coordinación de la gestión de la red en situaciones de normalidad y de emergencia, con inclusión de una escala común de clasificación de incidentes, y planes de investigación ⇒, incluido el despliegue de tales planes a través de un programa de investigación eficiente ⇐. Estas herramientas especificarán, entre otras cosas:

- i) la información, incluida la información apropiada ~~con un día de antelación, a lo largo del día diaria, intradiaria~~ y en tiempo real, que sea útil para mejorar la coordinación operativa, así como la frecuencia óptima de recogida e intercambio de dicha información,
- ii) la plataforma tecnológica para el intercambio de información en tiempo real y, si procede, las plataformas tecnológicas para la recogida, procesamiento y transmisión del resto de la información mencionada en el inciso i), así como para la aplicación de los procedimientos capaces de aumentar la coordinación entre los gestores de redes de transporte con la perspectiva de que dicha coordinación alcance a toda la Unión,
- iii) la manera en que los gestores de redes de transporte podrán la información operativa a disposición de otros gestores de redes de transporte o de cualquier entidad debidamente autorizada para ayudarles a establecer la coordinación operativa, y de la Agencia, y
- iv) que los gestores de redes de transporte designarán un punto de contacto encargado de contestar a consultas de otros operadores de redes de transporte o

de cualquier entidad debidamente autorizada mencionados en el inciso iii) o de la Agencia sobre dicha información.

~~La REGRT de la electricidad presentará las especificaciones adoptadas en relación con los incisos i) a iv) mencionados a la Agencia y a la Comisión a más tardar el 16 de mayo de 2015.~~

~~En un plazo de 12 meses a partir de la aprobación de las especificaciones, la Agencia emitirá un dictamen en el que examinará si contribuyen lo suficiente al fomento del comercio transfronterizo y a garantizar la gestión óptima, el funcionamiento coordinado, el uso eficiente y la buena evolución técnica de la red europea de transporte de energía eléctrica.~~

↓ 714/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

~~d) h)~~ ☒ adoptar ☒ un programa de trabajo anual;

~~e) i)~~ ☒ adoptar ☒ un informe anual;

~~j) f)~~ ☒ efectuar y adoptar ☒ unas perspectivas ~~anuales~~ ⇒ estacionales ⇐ de la adecuación ~~de la generación para invierno y verano~~ ☒ con arreglo al artículo 9, apartado 2 del [Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos propuesto por COM(2016) 862] ☒.

~~4. Las perspectivas europeas de adecuación de la generación a que se refiere el apartado 3, letra b), abarcarán la capacidad global de la red eléctrica para abastecer la demanda de energía presente y prevista durante los cinco años siguientes, así como para el período comprendido entre el quinto y el décimo año a partir de la fecha del informe de previsión. Estas perspectivas europeas de adecuación de la generación se basarán en las perspectivas de adecuación de la generación a nivel nacional elaboradas por cada gestor de la red de transporte.~~

↓ nuevo

2. La REGRT de Electricidad presentará a la Agencia un informe sobre las deficiencias detectadas en relación con la creación y el funcionamiento de los centros operativos regionales.

3. La REGRT de Electricidad publicará las actas de su asamblea y de las reuniones de la mesa y de los comités, y facilitará al público información periódica sobre sus decisiones y actividades.

↓ 714/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

~~5. 4.-~~El programa de trabajo anual al que se refiere el apartado ~~3~~ 1, letra ~~d) h)~~, incluirá una lista y una descripción de los códigos de red que habrán de prepararse, un plan sobre coordinación de la gestión común de la red y actividades de investigación y desarrollo que deban realizarse en dicho año, así como un calendario indicativo.

~~9.5.~~ La REGRT de Electricidad transmitirá toda la información que la Agencia exija para el cumplimiento de las funciones contempladas en el artículo ~~299~~, apartado 1. ⇨ Los gestores de redes de transporte pondrán a disposición de la REGRT de Electricidad toda la información necesaria para que esta cumpla sus tareas con arreglo a la primera frase. ⇐

~~642.~~ A instancia de la Comisión, la REGRT de Electricidad le comunicará su punto de vista respecto a la adopción de las directrices indicadas en el artículo ~~5748~~.

~~7. Los códigos de red se desarrollarán en materia de redes transfronterizas y en materia de integración del mercado y se entenderán sin perjuicio del derecho de los Estados miembros a establecer códigos de red nacionales que no afecten el comercio transfronterizo.~~

~~8. La REGRT de Electricidad controlará y analizará la aplicación de los códigos y de las directrices que adopte la Comisión de conformidad con el artículo 6, apartado 11, así como su repercusión en la armonización de las normas aplicables encaminadas a facilitar la integración del mercado. La REGRT de Electricidad informará de sus conclusiones a la Agencia y hará constar el resultado del análisis en el informe anual mencionado en el apartado 3, letra c), del presente artículo.~~

Artículo ~~2849~~

Consultas

1. La REGRT de Electricidad llevará a cabo un extenso proceso de consulta, en una fase temprana y de manera abierta y transparente, a ~~☒~~ todas las partes interesadas ~~☒~~ ~~todos los participantes en el mercado~~ relevantes, y en particular a las organizaciones representativas de todas las partes interesadas, de conformidad con las normas de procedimiento contempladas en el artículo ~~26 5, apartado 1~~, cuando esté preparando ⇨ las propuestas con arreglo a las tareas a las que se refiere el artículo 27, apartado 1, ⇐ ~~los códigos de red, el proyecto de plan de desarrollo de la red de ámbito comunitario y el programa de trabajo anual indicados en el artículo 8, apartados 1, 2 y 3.~~ La consulta se dirigirá a las autoridades reguladoras nacionales y otras autoridades nacionales, a las empresas de generación y suministro, a los usuarios de las redes, incluyendo a los clientes, a los gestores de redes de distribución, incluyendo a las asociaciones del sector pertinentes, a los organismos técnicos y a las plataformas de interesados, y tendrá por objeto determinar las opiniones y las propuestas de todas las partes pertinentes durante el proceso de decisión.
2. Todos los documentos y actas de las reuniones relacionadas con las consultas mencionadas en el apartado 1 se harán públicos.
3. ~~Antes de aprobar~~ ⇨ las propuestas con arreglo al artículo 27, apartado 1, ⇐ ~~el programa anual de trabajo y los códigos de red mencionados en el artículo 8, apartados 1, 2 y 3,~~ la REGRT de Electricidad indicará de qué manera se han tenido en cuenta las observaciones recibidas durante la consulta. Asimismo, hará constar los motivos toda vez que no se hayan tenido en cuenta determinadas observaciones.

Artículo ~~299~~

Control por la Agencia

1. La Agencia controlará la ejecución de las tareas indicadas en el artículo ~~278~~, apartados 1, 2 y 3, asignadas a la REGRT de Electricidad, e informará de ello a la Comisión.

La Agencia llevará a cabo un seguimiento de la aplicación por parte de la REGRT de Electricidad de los códigos de red elaborados con arreglo al artículo 55, apartado 14, ~~8, apartado 2, y de los códigos de red que se hayan establecido de conformidad con el artículo 6, apartados 1 a 10, pero que no hayan sido adoptados por la Comisión de conformidad con el artículo 6, apartado 11.~~ Cuando la REGRT de Electricidad haya incumplido la aplicación de dichos códigos de red, la Agencia exigirá a la REGRT de Electricidad que facilite una explicación debidamente motivada de las causas del incumplimiento. La Agencia informará a la Comisión acerca de dicha explicación y emitirá su dictamen al respecto.

La Agencia llevará a cabo un seguimiento y análisis de la aplicación de los códigos y de las directrices que adopte la Comisión con arreglo al artículo 54, ~~apartado 1, 6, apartado 11,~~ así como de su repercusión en la armonización de las normas aplicables encaminadas a facilitar la integración del mercado y la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento ~~eficaz~~ eficiente del mercado, e informará de ello a la Comisión.

2. La REGRT de Electricidad presentará a la Agencia, para que esta emita su dictamen, el proyecto de plan de desarrollo de la red ~~☒~~ a escala de la Unión ~~☒ de ámbito comunitario~~, el proyecto de programa de trabajo anual, incluidos la información sobre el proceso de consulta, y los demás documentos a que se refiere el artículo ~~27, apartado 1 8, apartado 3.~~

En un plazo de dos meses desde la fecha de su recepción, la Agencia presentará a la REGRT de Electricidad y a la Comisión un dictamen debidamente motivado acompañado de las oportunas recomendaciones cuando considere que el proyecto de programa de trabajo anual o el proyecto de plan de desarrollo de la red ~~☒~~ a escala de la Unión ~~☒ de ámbito comunitario~~ presentado por la REGRT de Electricidad no contribuyen a la no discriminación, la competencia efectiva, el funcionamiento eficiente del mercado o un nivel suficiente de interconexión transfronteriza abierta al acceso de terceros.

↓ 347/2013

Artículo ~~3011~~

Costes

Los costes relacionados con las actividades de la REGRT de Electricidad mencionadas en los artículos ~~25 a 29 y 54 a 57 4 a 12~~ del presente Reglamento y en el artículo 11 del Reglamento (UE) n.º 347/2013 correrán a cargo de los gestores de redes de transporte y se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas. Las autoridades reguladoras solo aprobarán dichos costes cuando sean razonables y proporcionados.

Artículo ~~31~~¹²

Cooperación regional de los gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de transporte mantendrán una cooperación regional en la REGRT de Electricidad para contribuir a las tareas indicadas en el artículo ~~27~~⁸, apartados 1, 2 y 3. En particular, publicarán un plan regional de inversiones cada dos años y podrán tomar decisiones sobre inversiones basándose en este plan. ⇒ La REGRT de Electricidad promoverá la cooperación entre los gestores de redes de transporte a nivel garantizando la interoperabilidad, la comunicación y el seguimiento de los resultados regionales en los ámbitos que aún no estén armonizados a nivel de la Unión. ⇐
2. Los gestores de redes de transporte promoverán acuerdos operacionales a fin de asegurar la gestión óptima de la red y fomentar el desarrollo de intercambios de energía, la asignación coordinada de capacidad transfronteriza mediante soluciones no discriminatorias basadas en el mercado, prestando la debida atención a los méritos específicos de las subastas implícitas para las asignaciones a corto plazo y la integración de los mecanismos de equilibrado y potencia de reserva.
3. Con el fin de alcanzar los objetivos establecidos en los apartados 1 y 2, la Comisión podrá definir la zona geográfica cubierta por cada estructura de cooperación regional, teniendo presentes las estructuras de cooperación regional existentes. Se permitirá que cada Estado miembro propicie la cooperación en más de una zona geográfica. ⇒ La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 63 en lo referente a la zona geográfica cubierta por cada estructura de cooperación regional. ⇐ ~~Esta medida, destinada a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo, se adoptará con arreglo al procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo 23, apartado 2.~~ A tal efecto, la Comisión consultará a la Agencia y a la REGRT de Electricidad.

Artículo 32

Creación y misión de los centros operativos regionales

1. A más tardar el [OP: doce meses después de la entrada en vigor], todos los gestores de redes de transporte crearán centros operativos regionales con arreglo a los criterios que se establecen en el presente capítulo. Los centros operativos regionales se crearán en el territorio de uno de los Estados miembros de la región en la que funcionen.

2. Los centros operativos regionales estarán organizados en una forma jurídica contemplada en el artículo 1 de la Directiva 2009/101/CE del Parlamento Europeo y del Consejo⁴⁰.
3. Los centros operativos regionales completarán el papel de los gestores de redes de transporte llevando a cabo funciones de alcance regional. Establecerán acuerdos operativos para garantizar el funcionamiento eficiente, seguro y fiable de la red de transporte interconectada.

Artículo 33

Ámbito geográfico de los centros operativos regionales

1. A más tardar el [OP: seis meses después de la entrada en vigor del presente Reglamento], la REGRT de Electricidad presentará a la Agencia una propuesta de definición de las regiones de operación del sistema cubiertas por los centros operativos regionales, teniendo en cuenta los coordinadores regionales de seguridad existentes, sobre la base de los siguientes criterios:
 - a) la topología de la red, incluido el grado de interconexión y de interdependencia de los sistemas de suministro de energía en términos de flujos;
 - b) la conexión sincrónica de los sistemas;
 - c) el tamaño de la región, que cubrirá al menos una región de cálculo de la capacidad de intercambio;
 - d) la optimización geográfica de las reservas de ajuste.
2. En los tres meses siguientes a la recepción, la Agencia deberá aprobar la propuesta de definición de las regiones de operación del sistema o proponer enmiendas. En este último caso, la Agencia consultará a la REGRT de Electricidad antes de adoptar las modificaciones. La propuesta adoptada se publicará en el sitio web de la Agencia.

Artículo 34

Tareas de los centros operativos regionales

1. Cada centro operativo regional efectuará todas las funciones siguientes en las regiones de operación del sistema donde esté establecido; los centros operativos regionales deberán efectuar al menos las siguientes funciones, que se exponen con más detalle en el anexo I:
 - a) cálculo coordinado de la capacidad;
 - b) análisis coordinado de la seguridad;
 - c) creación de modelos de red comunes;
 - d) evaluación de la compatibilidad de los planes de defensa y de reposición de los gestores de redes de transporte;

⁴⁰ Directiva 2009/101/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de septiembre de 2009, tendente a coordinar, para hacerlas equivalentes, las garantías exigidas en los Estados miembros a las sociedades definidas en el artículo 48, párrafo segundo, del Tratado, para proteger los intereses de socios y terceros (DO L 258 de 1.10.2009, p. 11).

- e) coordinación y optimización de la reposición regional;
 - f) análisis e informes tras la operación y a raíz de perturbaciones;
 - g) medición regional de la capacidad de reserva;
 - h) facilitar la adquisición de reserva de balance regional;
 - i) previsiones regionales de adecuación del sistema con una semana de antelación a intradiarias y preparación de medidas de reducción de riesgos;
 - j) coordinación de la planificación de interrupciones;
 - k) optimización de los mecanismos de compensación entre gestores de redes de transporte;
 - l) formación y certificación;
 - m) identificación de escenarios regionales de crisis con arreglo al artículo 6, apartado 1, del [Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos propuesto por COM(2016) 862], si esta tarea se delega en la REGRT de Electricidad;
 - n) preparación y realización de simulaciones de crisis anuales en cooperación con las autoridades competentes con arreglo al artículo 12, apartado 3, del [Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos propuesto por COM(2016) 862];
 - o) tareas relativas a la definición de escenarios regionales de crisis en la medida en que se deleguen en los centros operativos regionales con arreglo al artículo 6, apartado 1, del [Reglamento relativo a la preparación frente a los riesgos propuesto por COM(2016) 862];
 - p) tareas relativas a las perspectivas estacionales de la adecuación en la medida en que se deleguen en los centros operativos regionales con arreglo al artículo 9, apartado 2, del [Reglamento relativo a la preparación frente a los riesgos propuesto por COM(2016) 862];
 - q) calcular la capacidad máxima de entrada disponible para la participación de capacidad exterior en los mecanismos de capacidad con arreglo al artículo 21, apartado 6.
2. La Comisión podrá añadir otras funciones que no impliquen poderes decisorios a los centros operativos regionales, con arreglo a lo dispuesto en el capítulo VII del presente Reglamento.
 3. Los gestores de redes de transporte proporcionarán a sus centros operativos regionales la información necesaria para llevar a cabo sus funciones.
 4. Los centros operativos regionales facilitarán a los gestores de las redes de transporte de la región de operación del sistema toda la información necesaria para aplicar las decisiones y recomendaciones propuestas por los centros operativos regionales.

Artículo 35

Cooperación dentro de los centros operativos regionales

1. La gestión cotidiana de los centros operativos regionales se hará mediante una toma de decisiones en colaboración. El proceso de toma de decisiones en colaboración se basará en:

- a) acuerdos de trabajo para abordar los aspectos de planificación y operación relacionados con las funciones, de conformidad con el artículo 36;
- b) un procedimiento para consultar a los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema en el ejercicio de sus funciones y tareas, con arreglo al artículo 37;
- c) un procedimiento para la adopción de decisiones y recomendaciones, de conformidad con el artículo 38;
- d) un procedimiento para la revisión de las decisiones y recomendaciones adoptadas por los centros operativos regionales de conformidad con el artículo 39.

Artículo 36

Organización del trabajo

1. Los centros operativos regionales organizarán el trabajo abordando los aspectos de planificación y operación relacionados con las funciones que vayan a ejercerse, teniendo en cuenta, en particular, las especificidades y exigencias de dichas funciones que se especifican en el anexo I.
2. Los centros operativos regionales velarán por que las disposiciones de organización del trabajo regulen la notificación a las partes interesadas.

Artículo 37

Procedimiento de consulta

Los centros operativos regionales elaborarán un procedimiento para organizar, en el ejercicio de sus funciones y tareas operativas cotidianas, consultas adecuadas y regulares con los gestores de redes de transporte y las partes interesadas pertinentes. A fin de que puedan abordarse cuestiones reglamentarias, las autoridades reguladoras participarán en el proceso cuando sea necesario.

Artículo 38

Adopción de decisiones y recomendaciones

1. Los centros operativos regionales elaborarán un procedimiento para la adopción de decisiones y recomendaciones.
2. Los centros operativos regionales adoptarán decisiones vinculantes dirigidas a los gestores de redes de transporte en lo que se refiere a las funciones contempladas en el artículo 34, apartado 1, letras a), b), g) y q). Los gestores de redes de transporte aplicarán las decisiones vinculantes emitidas por los centros operativos regionales, excepto en los casos en los que la seguridad de la red se vea afectada negativamente.
3. Los centros operativos regionales adoptarán recomendaciones dirigidas a los gestores de redes de transporte en lo que se refiere a las funciones contempladas en el artículo 34, apartado 1, letras c) a f) y h) a l).
4. Las autoridades reguladoras de una región de operación del sistema podrán decidir conjuntamente sobre la concesión de competencias de decisión vinculantes al centro

operativo regional para una o varias de las funciones contempladas en el artículo 34, apartado 1, letras c) a f) y h) a l).

Artículo 39

Revisión de decisiones y recomendaciones

1. Los centros operativos regionales elaborarán un procedimiento para la revisión de decisiones y recomendaciones.
2. El procedimiento se pondrá en marcha a petición de uno o varios de los gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema. Tras la revisión de una decisión o recomendación, los centros operativos regionales deberán confirmar o modificar la medida.
3. Cuando la medida objeto de revisión sea una decisión vinculante con arreglo al artículo 38, apartado 2, la solicitud de revisión no implicará la suspensión de la decisión, excepto en los casos en los que la seguridad de la red se vea afectada negativamente.
4. Cuando la medida objeto de revisión sea una recomendación con arreglo al artículo 38, apartado 3, y tras su revisión un gestor de redes de transporte decida apartarse de la recomendación, el gestor de redes de transporte presentará una justificación detallada al centro operativo regional y a los demás gestores de redes de transporte de la región de operación del sistema.

Artículo 40

Consejo de administración de los centros operativos regionales

1. Los centros operativos regionales designarán un consejo de administración para adoptar medidas relativas a su gobernanza y supervisar su funcionamiento.
2. El consejo de administración estará compuesto por miembros que representen a los gestores de redes de transporte y observadores que representen a las autoridades reguladoras de la región de operación del sistema. Los representantes de las autoridades reguladoras no tendrán derecho a voto.
3. El consejo de administración será responsable de:
 - a) elaborar y aprobar los estatutos y el reglamento interno del centro operativo regional;
 - b) decidir sobre la estructura organizativa y aplicarla;
 - c) elaborar y aprobar el presupuesto anual;
 - d) desarrollo y respaldar los procesos cooperativos de toma de decisiones con arreglo al artículo 35.
4. Las competencias del consejo de administración no incluirán las relativas a las actividades cotidianas de los centros operativos regionales y al desempeño de sus funciones.

Artículo 41

Estructura organizativa

1. Los centros operativos regionales establecerán y gestionarán su organización con arreglo a una estructura que propicie la seguridad de sus funciones. Su estructura organizativa especificará:
 - a) la autoridad, las obligaciones y las responsabilidades de los directivos;
 - b) la relación y estructura jerárquica de las diferentes partes y procesos de la organización.
2. Los centros operativos regionales podrán crear oficinas regionales para abordar las especificidades locales o centros operativos de apoyo para un ejercicio eficiente y fiable de sus funciones.

Artículo 42

Equipo y personal

Los centros operativos regionales estarán dotados de todos los recursos humanos, técnicos, físicos y financieros necesarios para cumplir sus obligaciones con arreglo al presente Reglamento y para desempeñar sus funciones.

Artículo 43

Seguimiento y notificación

1. Los centros operativos regionales establecerán un proceso de control continuo de al menos:
 - a) su rendimiento operativo;
 - b) las decisiones y recomendaciones emitidas y los resultados alcanzados;
 - c) la eficacia y la eficiencia de cada una de las funciones que les incumban.
2. Los centros operativos regionales presentarán a la Agencia y a las autoridades reguladoras de la región de operación del sistema los datos que se deriven de su seguimiento continuo al menos una vez al año.
3. Los centros operativos regionales determinarán sus costes de manera transparente y lo notificarán a la Agencia y a las autoridades reguladoras de la región de la operación del sistema.
4. Los centros operativos regionales presentarán un informe anual sobre sus resultados a la REGRT de Electricidad, la Agencia, las autoridades reguladoras de la región de operación del sistema y al Grupo de Coordinación de la Electricidad creado en virtud del artículo 1 de la Decisión 2012/C 353/02 de la Comisión⁴¹.

⁴¹ Decisión de la Comisión, de 15 de noviembre de 2012, por la que se crea el Grupo de Coordinación de la Electricidad (DO C 353 de 17.11.2012, p. 2).

5. Los centros operativos regionales informarán de las deficiencias que detecten en el proceso de seguimiento contemplado en el apartado 1 a la REGRT de Electricidad, las autoridades reguladoras de la región de operación del sistema, la Agencia y las autoridades competentes de los Estados miembros responsables de la prevención y la gestión de situaciones de crisis.

Artículo 44

Responsabilidad

Los centros operativos regionales tomarán las medidas necesarias para cubrir la responsabilidad derivada de la ejecución de sus tareas, en particular, cuando adopten decisiones vinculantes para los gestores de redes de transporte. El método empleado al efecto deberá tener en cuenta la situación jurídica del centro operativo regional y el nivel de cobertura de los seguros comerciales disponibles.

↓ 714/2009 (adaptado)

Artículo 45~~8~~

☒ Plan decenal de desarrollo de la red ☒

1. ~~10. La REGRT de Electricidad adoptará y publicará cada dos años un plan de desarrollo de la red de ámbito comunitario.~~ El plan de desarrollo de la red ☒ a escala de la Unión ~~☒ de ámbito comunitario ☒~~ al que se refiere el artículo 27, apartado 1, letra b), ☒ incluirá la modelización de la red integrada, la elaboración de modelos hipotéticos, ~~una perspectiva de la adecuación de la generación~~ y una evaluación de la robustez de la red.

En particular, el plan de desarrollo de red ☒ a escala de la Unión ~~☒ de ámbito comunitario~~:

↓ 347/2013

- a) se basará en los planes nacionales de inversiones, teniendo en cuenta los planes regionales de inversiones mencionados en el artículo 12, apartado 1, y, si procede, en los aspectos de la planificación de la red a escala de la Unión, tal como se establecen en el Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, ~~de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas~~⁴²; se someterá a un análisis de rentabilidad utilizando la metodología establecida tal como se contempla en el artículo 11 de dicho Reglamento;

⁴² Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas (DO L 115 de 25.4.2013, p. 39).

↓ 714/2009 (adaptado)

- b) en lo relativo a las interconexiones transfronterizas, se basará también en las necesidades razonables de los distintos usuarios de las redes e integrará los compromisos a largo plazo de los inversores a que se ~~refiere el artículo 8 y refieren~~ los artículos ~~4413~~ y ~~5122~~ de la [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2] ~~Directiva 2009/72/CE~~, y
- c) señalará las carencias de la inversión, especialmente en lo que se refiere a la capacidad transfronteriza.

Por lo que respecta ~~a la al párrafo segundo,~~ letra c), podrá adjuntarse al plan de desarrollo de la red ☒ a escala de la Unión ~~☒ de ámbito comunitario~~ una reseña de los obstáculos al aumento de la capacidad transfronteriza de la red derivados, por ejemplo, de los distintos procedimientos o prácticas de aprobación.

~~112.~~ La Agencia emitirá un dictamen sobre los planes decenales nacionales de desarrollo de la red a fin de evaluar su coherencia con el plan de desarrollo de la red ☒ a escala de la Unión ~~☒ de ámbito comunitario~~. Si la Agencia detecta incoherencias entre un plan decenal nacional de desarrollo de la red y el plan de desarrollo de la red ☒ a escala de la Unión ~~☒ de ámbito comunitario~~, recomendará que se modifique el plan decenal nacional de desarrollo de la red o el plan de desarrollo de la red ☒ a escala de la Unión ~~☒ de ámbito comunitario~~, según proceda. Si el plan decenal nacional de desarrollo de la red se elabora de conformidad con el artículo ~~5122~~ de la [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2] ~~Directiva 2009/72/CE~~, la Agencia recomendará que la autoridad reguladora nacional competente modifique el plan decenal nacional de desarrollo de la red de conformidad con el artículo ~~5122~~, apartado 7, de dicha Directiva e informará de ello a la Comisión.

↓ 714/2009 (adaptado)

⇒ nuevo

Artículo ~~4613~~

Mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de transporte serán compensados por los costes que les suponga acoger en su red flujos eléctricos transfronterizos.
2. La compensación mencionada en el apartado 1 será abonada por los gestores de las redes nacionales de transporte de las que proceden los flujos transfronterizos y de las redes donde estos flujos terminan.
3. Las compensaciones se abonarán periódicamente y corresponderán a períodos de tiempo ya transcurridos. Las compensaciones abonadas serán objeto de ajustes a posteriori cuando sea necesario para incorporar los costes realmente soportados.

El primer período de tiempo por el que deberán abonarse compensaciones se determinará siguiendo las directrices contempladas en el artículo ~~5718~~.

4. La Comisión ~~decidirá~~ ⇒ adoptará actos delegados de conformidad con el artículo 63 relativos a ~~↵~~ las cuantías de las compensaciones que deban abonarse. ~~Esta medida,~~

~~destinada a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo, se adoptará con arreglo al procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo 23, apartado 2.~~

5. Las magnitudes totales de los flujos transfronterizos acogidos y de los flujos transfronterizos considerados con origen y/o destino final en redes de transporte nacionales se determinarán sobre la base de los flujos físicos de electricidad efectivamente medidos en un período de tiempo determinado.
6. Los costes generados por acoger flujos transfronterizos se establecerán sobre la base de los costes marginales medios prospectivos a largo plazo teniendo en cuenta las pérdidas, las inversiones en infraestructuras nuevas y un porcentaje adecuado del coste de las infraestructuras existentes, siempre que las infraestructuras se utilicen para transmitir flujos transfronterizos, teniendo especialmente en cuenta la necesidad de garantizar la seguridad del suministro. Para determinar los costes generados se utilizará un método estándar de cálculo de costes reconocido. Se tomarán en consideración los beneficios que obtenga una red por acoger flujos transfronterizos para reducir la compensación recibida.
7. A efectos únicamente del mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte ~~contemplado en el artículo 13~~, cuando las redes de transporte de dos o más Estados miembros formen parte, entera o parcialmente, de un bloque de control único, se considerará que todo el bloque de control forma parte de la red de transporte de uno de los Estados miembros citados, con objeto de evitar que los flujos en el interior de bloques de control se consideren flujos transfronterizos con arreglo al ~~párrafo primero, artículo 2, apartado 2, letra b), del presente apartado~~ y den lugar a compensaciones con arreglo al ~~artículo 13 apartado 1 del presente artículo~~. Las autoridades reguladoras de los Estados miembros de que se trate podrán decidir de cuál de estos Estados miembros interesados se considerará parte integrante el bloque de control en su conjunto.

↓ 714/2009
⇒ nuevo

Artículo ~~47~~45

Suministro de información

1. Los gestores de redes de transporte deberán crear mecanismos de coordinación e intercambio de información a fin de garantizar la seguridad de las redes en relación con la gestión de la congestión.
2. Los gestores de redes de transporte deberán hacer públicas sus normas de seguridad, explotación y planificación. Dicha información incluirá un sistema general de cálculo de la capacidad total de transferencia y del margen de fiabilidad de transporte basándose en las características eléctricas y físicas de la red. Estos sistemas estarán sujetos a la aprobación de las autoridades reguladoras.
3. Los gestores de las redes de transporte publicarán estimaciones de la capacidad de transferencia disponible durante cada día, indicando, en su caso, la capacidad de transferencia disponible ya reservada. La publicación se hará en determinados intervalos de tiempo antes de la fecha de transporte e incluirá, en todo caso,

estimaciones con una semana y un mes de antelación, así como una indicación cuantitativa de la fiabilidad prevista de la capacidad disponible.

4. Los gestores de redes de transporte publicarán los datos pertinentes sobre la previsión global y la demanda real, la disponibilidad y el uso real de los activos de generación y carga, la disponibilidad y el uso de la red y los interconectores, y la capacidad de equilibrado y reserva. Respecto de la disponibilidad y el uso real de las pequeñas unidades de generación y carga, podrán utilizarse datos globales aproximativos.
5. Los participantes en el mercado facilitarán a los gestores de redes de transporte los datos pertinentes.
6. Las empresas de generación que posean o exploten activos de generación, alguno de los cuales tenga una capacidad instalada de, al menos, 250 MW $\Rightarrow$ o tengan una cartera con, al menos, 400 MW de activos de generación, $\Leftarrow$, tendrán a disposición de la autoridad reguladora nacional, la autoridad nacional de la competencia y la Comisión, durante cinco años, todos los datos horarios por planta que sean necesarios para verificar todas las decisiones operacionales sobre el despacho y las ofertas en los intercambios de electricidad, las subastas de interconexión, los mercados de reserva y los mercados no organizados (mercados OTC). La información por planta y por hora que debe almacenarse incluye los datos sobre la capacidad de generación disponible y las reservas comprometidas, comprendida la asignación de estas reservas comprometidas a nivel de planta, en el momento en que se hagan las ofertas y cuando tenga lugar la producción.

↓ nuevo

7. Los gestores de redes de transporte intercambiarán regularmente una serie de datos sobre el flujo de carga y la red suficientemente precisos, para que cada gestor de redes de transporte pueda realizar cálculos del flujo de carga en su zona correspondiente. La misma serie de datos se pondrá a disposición de las autoridades reguladoras y de la Comisión siempre que lo soliciten. Las autoridades reguladoras y la Comisión tratarán esta serie de datos confidencialmente, y velarán por que también les de un trato confidencial cualquier asesor que realice por encargo suyo un trabajo analítico basado en estos datos.

↓ 714/2009

Artículo 48~~3~~

Certificación de los gestores de redes de transporte

1. La Comisión examinará toda notificación de una decisión relativa a la certificación de un gestor de la red de transporte conforme a lo establecido en el artículo ~~5240~~, apartado 6, de la [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2] ~~Directiva 2009/72/CE~~, tan pronto como la reciba. En un plazo de dos meses a partir de la recepción de la notificación, la Comisión enviará a la autoridad reguladora nacional pertinente su dictamen sobre la compatibilidad con el

artículo ~~5210~~, apartado 2, o el artículo ~~5311~~, y el artículo ~~439~~ de la [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2] ~~Directiva 2009/72/CE~~.

Cuando elabore el dictamen mencionado en el párrafo primero la Comisión podrá solicitar el dictamen de la Agencia sobre la decisión de la autoridad reguladora nacional. En dicho caso, el plazo de dos meses previsto en el párrafo primero se ampliará en dos meses.

Si la Comisión no dictamina en los plazos previstos en los párrafos primero y segundo, se entenderá que la Comisión no plantea objeciones sobre la decisión de la autoridad reguladora.

2. En el plazo de dos meses a partir de la recepción del dictamen de la Comisión, la autoridad reguladora nacional adoptará una decisión firme sobre la certificación del gestor de la red de transporte teniendo en cuenta al máximo el dictamen de la Comisión. La decisión de la autoridad reguladora y el dictamen de la Comisión se publicarán juntos.
3. En cualquier fase del procedimiento las autoridades reguladoras y/o la Comisión podrán solicitar a los gestores de redes de transporte y/o a las empresas que realicen cualquiera de las funciones de generación o suministro cualquier información útil para el cumplimiento de las tareas indicadas en el presente artículo.
4. Las autoridades reguladoras y la Comisión mantendrán la confidencialidad de la información delicada a efectos comerciales.

~~5. La Comisión podrá adoptar unas directrices en las que se establezcan normas detalladas sobre el procedimiento que debe seguirse para la aplicación de los apartados 1 y 2 del presente artículo. Estas medidas, destinadas a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo, se adoptarán con arreglo al procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo 23, apartado 2.~~

~~5.6.~~ Cuando la Comisión reciba una notificación relativa a la certificación de un gestor de la red de transporte con arreglo al artículo ~~439~~, apartado ~~910~~, de la [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2] ~~Directiva 2009/72/CE~~, la Comisión adoptará una decisión relativa a la certificación. La autoridad reguladora dará cumplimiento a la decisión de la Comisión.

↓ nuevo

Capítulo VI

Gestión de las redes de distribución

Artículo 49

Entidad europea de los gestores de redes de distribución

Los gestores de redes de distribución que no formen parte de una empresa integrada verticalmente o sean independientes, con arreglo al artículo 35 de [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2] cooperarán a nivel de la Unión a través de una entidad europea para los gestores de redes de distribución («entidad de los GRD de la UE»), a

fin de promover la realización y el funcionamiento del mercado interior de la electricidad y de promover una gestión óptima y una operación coordinada de los sistemas de distribución y transporte. Los gestores de redes de distribución que deseen participar en la entidad de los GRD de la UE se convertirán en miembros afiliados a la entidad.

Artículo 50

Establecimiento de la entidad de los GRD de la UE

1. A más tardar el [OP: doce meses después de la entrada en vigor], los gestores de redes de distribución, con el apoyo administrativo de la Agencia, presentarán a la Comisión y a la Agencia el proyecto de estatutos de la entidad de los GRD de la UE que vaya a crearse, una lista de los miembros afiliados, el proyecto de reglamento interno, incluidas las normas de procedimiento sobre la consulta a la REGRT de Electricidad y otras partes interesadas, y las normas de financiación.
2. En los dos meses siguientes a la recepción de esta documentación, la Agencia, previa consulta oficial a las organizaciones que representen a todas las partes interesadas, y en particular a los usuarios del sistema de distribución, entregará un dictamen a la Comisión sobre el proyecto de estatutos, la lista de miembros y el proyecto de reglamento interno.
3. La Comisión emitirá un dictamen sobre el proyecto de estatutos, la lista de miembros y el proyecto de reglamento interno teniendo en cuenta el dictamen de la Agencia al que se refiere el apartado 2 y en un plazo de tres meses a partir de la recepción del dictamen de la Agencia.
4. En los tres meses siguientes a la fecha de recepción del dictamen favorable de la Comisión, los gestores de redes de distribución establecerán la entidad de los GRD de la UE y aprobarán y publicarán sus estatutos y su reglamento interno.
5. Los documentos contemplados en el apartado 1 se presentarán a la Comisión y a la Agencia en caso de modificaciones o previa solicitud motivada de la Comisión o de la Agencia. La Agencia y la Comisión emitirán un dictamen acorde con el proceso establecido en los apartados 2 a 4.
6. Los costes derivados de las actividades de la entidad de los GRD de la UE correrán a cargo de los gestores de redes de distribución que sean miembros afiliados y se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas. Las autoridades reguladoras solo aprobarán dichos costes cuando sean razonables y proporcionados.

Artículo 51

Tareas de la entidad de los GRD de la UE

1. Las tareas de la entidad de los GRD de la UE serán las siguientes:
 - a) operación y planificación coordinadas de las redes de transporte y distribución;
 - b) integración de los recursos energéticos renovables, la generación distribuida y otros recursos contenidos en la red de distribución, como el almacenamiento de energía;

- c) desarrollo de la respuesta de la demanda;
 - d) digitalización de las redes de distribución, incluido el despliegue de redes inteligentes y sistemas de contador inteligente;
 - e) gestión de los datos, ciberseguridad y protección de datos;
 - f) participación en la elaboración de los códigos de red de conformidad con el artículo 55.
2. Además, la entidad de los GRD de la UE deberá:
- a) cooperar con la REGRT de Electricidad en el seguimiento de la aplicación de los códigos de red y las directrices que sean pertinentes para la gestión y planificación de las redes de distribución y la operación coordinada de las redes de transporte y distribución, y que se adopten con arreglo al presente Reglamento;
 - b) cooperar con la REGRT de Electricidad y adoptar las mejores prácticas sobre la operación coordinada y la planificación de los sistemas de transporte y distribución, incluyendo aspectos como el intercambio de datos entre los operadores y la coordinación de los recursos energéticos distribuidos;
 - c) trabajar en la determinación de las mejores prácticas en los ámbitos señalados en el apartado 1 y para introducir mejoras de la eficiencia energética en la red de distribución;
 - d) adoptar un programa de trabajo anual y un informe anual;
 - e) funcionar con plena observancia de las normas de competencia.

Artículo 52

Consultas en el proceso de desarrollo de códigos de red

1. La entidad de los GRD de la UE llevará a cabo un extenso proceso de consulta, en una fase temprana y de manera abierta y transparente, a todas las partes interesadas relevantes, y en particular a las organizaciones representativas de todas las partes interesadas, de conformidad con las normas de procedimiento contempladas en el artículo 50, cuando esté preparando posibles códigos de red con arreglo al artículo 55. La consulta se dirigirá a las autoridades reguladoras nacionales y otras autoridades nacionales, a las empresas de generación y suministro, a los usuarios de las redes, incluyendo a los clientes, a los gestores de redes de distribución, incluyendo a las asociaciones del sector pertinentes, a los organismos técnicos y a las plataformas de interesados, y tendrá por objeto determinar las opiniones y las propuestas de todas las partes pertinentes durante el proceso de decisión.
2. Todos los documentos y actas de las reuniones relacionadas con las consultas mencionadas en el apartado 1 se harán públicos.
3. La entidad de los GRD de la UE tendrá en cuenta las opiniones presentadas durante las consultas. Antes de adoptar propuestas para los códigos de red contemplados en el artículo 55, la entidad de los GRD de la UE indicará de qué manera se han tenido en cuenta las observaciones recibidas durante la consulta. Asimismo, hará constar los motivos toda vez que no se hayan tenido en cuenta determinadas observaciones.

Artículo 53

Cooperación entre los gestores de redes de distribución y los gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de distribución cooperarán con los gestores de redes de transporte en la planificación y operación de las redes. En particular, los gestores de redes de transporte y de distribución intercambiarán toda la información y datos necesarios con relación a la producción, el rendimiento de los activos de generación y la respuesta de la demanda, la operación diaria de sus redes y la planificación a largo plazo de las inversiones en redes, con el fin de garantizar que el desarrollo y la operación de sus redes sean rentables, seguros y fiables.
2. Los gestores de redes de transporte y distribución cooperarán entre sí a fin de lograr un acceso coordinado a recursos como la generación distribuida, el almacenamiento de energía o la respuesta de la demanda, que puedan apoyar necesidades particulares de la red de distribución y de la red de transporte.

Capítulo VII

Códigos de red y directrices

Artículo 54

Adopción de códigos de red y directrices

1. La Comisión podrá, sin perjuicio de las competencias contempladas en los artículos 55 y 57, adoptar actos delegados. Tales actos delegados pueden adoptarse como códigos de red sobre la base de propuestas de textos elaboradas por la REGRT de Electricidad o, si así se decide en la lista de prioridades del artículo 55 apartado 2, por la entidad de los GRD de la UE y la Agencia con arreglo al procedimiento del artículo 55, o como directrices con arreglo al procedimiento del artículo 57.
2. Los códigos de red y las directrices deberán:
 - a) garantizar que proporcionan el grado mínimo de armonización necesario para alcanzar el objetivo del presente Reglamento;
 - b) tener en cuenta, si procede, las especificidades regionales;
 - c) no ir más allá de lo que sea necesario para alcanzar dicho objetivo; y
 - d) no afectar al derecho de los Estados miembros a establecer códigos de red nacionales que no afecten al comercio transfronterizo.

Artículo 556

Establecimiento de códigos de red

61. ⇒ La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 63 en lo referente al establecimiento de códigos de red relativos a ~~Los códigos de red a que se refieren los apartados 1 y 2 tratarán de~~ los siguientes aspectos, ~~teniendo presentes, en su caso, las especificidades regionales:~~

- a) normas de seguridad y fiabilidad de la red, con inclusión de normas sobre capacidad técnica de reserva de transporte para la seguridad operativa de la red;
- b) normas de conexión a la red;
- c) normas de acceso para terceros;
- d) normas de intercambio de datos y liquidación;
- e) normas de interoperabilidad;
- f) procedimientos operativos en caso de emergencia;
- g) normas de asignación de capacidad y gestión de la congestión ⇒ , incluida la restricción de la generación y el redespacho de la generación y la demanda ⇐;
- h) normas sobre transacciones relacionadas con la prestación técnica y operativa de servicios de acceso a la red y equilibrado de la red;
- i) normas de transparencia;
- j) normas de balance, incluidas las relativas a la potencia de reserva correspondientes a la red;
- k) normas sobre armonización de estructuras tarifarias de transporte ⇒ y distribución ⇐ ⇒ y tarifas de conexión ⇐, incluyendo incentivos de ubicación y normas de compensación entre gestores de redes de transporte; y
- l) eficiencia energética de las redes de electricidad; ~~z~~

- m) normas para la prestación transparente y no discriminatoria de servicios auxiliares no de frecuencia, incluido el control de tensión en estado estacionario, la inercia, la inyección rápida de corriente reactiva y la capacidad de arranque autónomo;
- n) respuesta de la demanda, incluidos la agregación, el almacenamiento de energía y las normas sobre restricción de la demanda;
- o) normas de ciberseguridad; y
- p) normas relativas a los centros operativos regionales.

↓ 714/2009
⇒ nuevo

~~4.2.~~ Previa consulta a la Agencia, a la REGRT de Electricidad y a las demás partes interesadas que corresponda, la Comisión establecerá una lista ~~anual~~ de prioridades ⇒ cada tres años, ⇐ en la que señalará los ámbitos mencionados en el ~~apartado 1 artículo 8, apartado 6,~~ que habrán de incluirse en el desarrollo de los códigos de red. ⇒ Si el objeto del código de red está directamente relacionado con la operación del sistema de distribución y es menos pertinente para el sistema de transporte, la Comisión podrá pedir a la entidad de los GRD de electricidad de la UE, en lugar de a la REGRT de Electricidad, que convoque un comité de redacción y presente a la Agencia una propuesta de código de red. ⇐

~~2.3.~~ La Comisión instará a la Agencia a que le transmita en un plazo razonable, que no superará los seis meses, una directriz marco no vinculante («la directriz marco») en la que se establezcan principios claros y objetivos, ~~de conformidad con el artículo 8, apartado 7,~~ para el establecimiento de códigos de red relativos a las zonas definidas en la lista de prioridades. ⇒ La solicitud de la Comisión podrá incluir las condiciones que deberá abordar la directriz marco. ⇐ Cada directriz marco contribuirá a ⇒ la integración del mercado, ⇐ la no discriminación, a la competencia efectiva y al funcionamiento ~~eficaz~~ eficiente del mercado. Previa solicitud motivada de la Agencia, la Comisión podrá prorrogar este plazo.

~~3.4.~~ La Agencia consultará oficialmente a la REGRT de Electricidad ⇒ , a la entidad de los GRD de la UE, ⇐ y demás partes interesadas pertinentes acerca de la directriz marco, durante un período no inferior a dos meses, de manera abierta y transparente.

↓ nuevo

5. La Agencia presentará una directriz marco no vinculante a la Comisión cuando así se le solicite de conformidad con el apartado 3. La Agencia revisará la directriz marco no vinculante y la volverá a presentar a la Comisión cuando así se le solicite de conformidad con el apartado 6.

↓ 714/2009
⇒ nuevo

~~4.6.~~ En caso de que la Comisión estime que la directriz marco no contribuye a ⇒ la integración del mercado, ⇐ la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento ~~eficaz~~ eficiente del mercado, podrá solicitar a la Agencia que revise la directriz marco, en un plazo razonable, y volverá a transmitirlo a la Comisión.

~~5.7.~~ Si la Agencia no transmitiera o volviera a transmitir en el plazo establecido por la Comisión en virtud de los apartados ~~32~~ o ~~64~~ una directriz marco, la Comisión se encargará de la elaboración de dicha directriz marco no vinculante.

~~6.8.~~ La Comisión invitará a la REGRT de Electricidad ⇒ o, si así se decide en la lista de prioridades contemplada en el apartado 2, a la entidad de los GRD de la UE, ⇐ a que transmita a la Agencia ~~una~~ ⇒ una propuesta de ⇐ código de red que se ajuste a la directriz marco correspondiente en un plazo razonable que no superará los ~~12~~doce meses.

~~7. En el plazo de tres meses desde la fecha de recepción de un código de red, período durante el cual la Agencia podrá llevar a cabo una consulta formal con los interesados correspondientes, la Agencia transmitirá a la REGRT de Electricidad un dictamen motivado acerca del código de red.~~

~~8. La REGRT de Electricidad podrá modificar el código de red atendiendo al dictamen de la Agencia y volver a transmitirlo a la Agencia.~~

↓ 714/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

~~9.~~ ⇒ La REGRT de Electricidad o, si así se decide en la lista de prioridades contemplada en el apartado 2, la entidad de los GRD de la UE, convocará un comité de redacción para que la apoye en el proceso de elaboración del código de red. El comité de redacción estará formado por representantes de la REGRT de Electricidad, de la Agencia, de la entidad de los GRD de la UE, si procede, de un número adecuado de operadores del mercado de la electricidad designados y de un número limitado de partes interesadas afectadas. ⇐ Previa invitación formulada por la Comisión de conformidad con el ~~apartado 8, artículo 6, apartado 6,~~ la REGRT de Electricidad ⇒ o, si así se decide en la lista de prioridades contemplada en el apartado 2, la entidad de los GRD de la UE, ⇐ elaborará ⇒ propuestas de ⇐ códigos de red en los ámbitos aludidos en el apartado ~~16 del presente artículo.~~

~~9.10. Una vez que la~~ La Agencia ⇒ revisará ⇐ ~~haya llegado a la conclusión de que~~ el código de red ⇒, se asegurará de que ⇐ se ajusta a la directriz marco correspondiente ⇒ y contribuye a la integración del mercado, la no discriminación, la competencia efectiva y el funcionamiento eficiente del mercado y ⇐ transmitirá el código de red ⇒ revisado ⇐ a la Comisión y podrá recomendar que sea adoptado en un plazo ⇒ de seis meses a partir del día de recepción de la propuesta. ⇐ ~~razonable Si la Comisión no adopta el código, habrá de motivar su decisión.~~ ⇒ En la propuesta presentada a la Comisión, la Agencia tendrá en cuenta las opiniones manifestadas por todas las partes implicadas durante la redacción de la propuesta bajo la dirección de la REGRT de Electricidad o de la entidad de los GRD de la UE y consultará oficialmente a las partes interesadas pertinentes sobre la versión que deba presentarse a la Comisión. ⇐

~~10.~~ ~~11.~~ En caso de que la REGRT de Electricidad ⇒ o la entidad de los GRD de la UE ⇐ no haya desarrollado un código de red en el plazo establecido por la Comisión en virtud del apartado ~~86,~~ la Comisión podrá invitar a la Agencia a que elabore un proyecto de código de red con arreglo a la directriz marco correspondiente. La Agencia podrá poner en marcha una nueva consulta mientras elabora un proyecto de código de red en virtud del presente apartado. La Agencia transmitirá a la Comisión un proyecto de red elaborado en virtud del presente apartado y podrá recomendar que sea adoptado.

~~11.~~ ~~12.~~ La Comisión podrá adoptar, por iniciativa propia si la REGRT de Electricidad ⇒ o la entidad de los GRD de la UE ⇐ no hubiera desarrollado un código de red o la Agencia no hubiera elaborado un proyecto de código de red según se indica en el apartado ~~1140 del presente artículo,~~ o previa recomendación de la Agencia en virtud del apartado ~~109 del presente artículo,~~ uno o más códigos de red en los ámbitos enumerados en el ~~artículo 8,~~ apartado ~~16.~~

~~13.~~ Cuando la Comisión proponga la adopción de un código de red por propia iniciativa, la Comisión consultará acerca de un proyecto de código a la Agencia, a la REGRT de Electricidad y a las demás partes interesadas pertinentes en lo que se refiere al código de red,

durante un período no inferior a dos meses. ~~Estas medidas, destinadas a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo, se adoptarán con arreglo al procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo 23, apartado 2.~~

~~12.14.~~ El presente artículo se entenderá sin perjuicio del derecho de la Comisión a adoptar y modificar las directrices con arreglo a lo establecido en el artículo ~~57~~~~18~~. ⇒ No afectará a la posibilidad de que la REGRT de Electricidad desarrolle orientaciones no vinculantes en los ámbitos contemplados en el apartado 1, cuando no estén relacionadas con ámbitos cubiertos por una solicitud que le haya dirigido la Comisión. Estas orientaciones se transmitirán a la Agencia para que dicte al respecto. La REGRT de Electricidad tendrá debidamente en cuenta este dictamen. ⇐

Artículo ~~56~~~~7~~

Modificación de códigos de red

↓ nuevo

1. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 63 en lo referente a la modificación de los códigos de red de conformidad con el procedimiento del artículo 55. La Agencia también podrá proponer modificaciones con arreglo al procedimiento establecido en los apartados 2 a 4 del presente artículo.

↓ 714/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

~~12.~~ Las personas que puedan tener intereses respecto de cualquier código de red adoptado con arreglo al artículo ~~55~~~~6~~, incluidos la REGRT de Electricidad, ⇒ la entidad de los GRD de la UE, ⇐ los gestores de red de transporte, usuarios y consumidores de la red, podrán proponer a la Agencia proyectos de modificación de dicho código de red. La Agencia también podrá proponer modificaciones por propia iniciativa.

~~23.~~ ~~La Agencia consultará a todas las partes interesadas de conformidad con el artículo 10 del Reglamento (CE) n.º 713/2009. Tras dicho procedimiento, la~~ La Agencia podrá formular a la Comisión propuestas motivadas de modificación, con la explicación sobre la coherencia de las propuestas con los objetivos de los códigos de red establecidos en el artículo ~~6~~~~55~~, apartado 2, del presente Reglamento. ⇒ Si considera admisible una propuesta de modificación y en relación con las modificaciones por su propia iniciativa, ⇐ ☒ la Agencia consultará a todas las partes interesadas de conformidad con el artículo 10 del [refundición del Reglamento (CE) n.º 713/2009 propuesta por COM(2016) 863/2]. ☒

~~24.~~ La Comisión ~~estará facultada para~~ ~~podrá~~ adoptar, teniendo en cuenta las propuestas de la Agencia, modificaciones de cualquier código adoptado con arreglo al artículo ~~55~~~~6~~. ~~Estas medidas, destinadas a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo, se adoptarán~~ ⇒ como actos delegados ⇐ con arreglo al artículo ~~63~~~~23~~, apartado 2, procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo ~~23~~~~23~~, apartado 2.

~~45.~~ El examen de las propuestas de modificación con arreglo al procedimiento contemplado en el artículo ~~63~~~~23~~, apartado 2, se limitará al examen de los aspectos relacionados con la

propuesta de modificación. Estas modificaciones se entienden sin perjuicio de otras modificaciones que podrá proponer la Comisión.

Artículo ~~57~~¹⁸

Directrices

⇓ nuevo

1. La Comisión podrá adoptar directrices vinculantes en los ámbitos que se enumeran a continuación.
2. La Comisión podrá adoptar un acto delegado como directriz en los ámbitos en los que tales actos podrían también desarrollarse según el procedimiento relativo a los códigos de red del artículo 55, apartado 1.

↓ 714/2009 (adaptado)

⇒ nuevo

~~1.3. Cuando proceda, las~~ ⇒ Podrán adoptarse ⇐ directrices relativas al mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte. ☒ Estas directrices ☒ especificarán, de conformidad con los principios establecidos en los artículos ~~46~~¹³ y ~~16~~¹⁴:

- a) información detallada sobre el procedimiento para la determinación de los gestores de redes de transporte que deben abonar compensaciones por flujos transfronterizos, incluida la relativa a la separación entre los gestores de las redes de transporte nacionales de las que los flujos transfronterizos proceden y de las redes donde estos flujos terminan, de conformidad con el artículo ~~46~~¹³, apartado 2;
- b) información detallada sobre el procedimiento de pago que debe seguirse, incluida la determinación del primer período de tiempo por el que deben pagarse compensaciones, de conformidad con el artículo ~~46~~¹³, apartado 3, párrafo segundo;
- c) información detallada sobre el método para establecer el volumen de flujos transfronterizos acogidos para los que vaya a pagarse una compensación con arreglo al artículo ~~46~~¹³, tanto en términos de cantidad como de tipos de los flujos, e indicación de las magnitudes de dichos flujos con origen y/o destino final en redes de transporte de los Estados miembros, de conformidad con el artículo ~~46~~¹³, apartado 5;
- d) información detallada sobre el método para establecer los costes y los beneficios debidos a la acogida de flujos transfronterizos, de conformidad con el artículo ~~46~~¹³, apartado 6;
- e) información detallada sobre el tratamiento aplicado, en el marco del mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte, a los flujos con origen o destino en países que no pertenecen al Espacio Económico Europeo, y
- f) la participación de las redes nacionales que están interconectadas mediante líneas de corriente continua, de conformidad con el artículo ~~46~~¹³.

~~2.4. Las directrices podrán determinar también las normas adecuadas que conduzcan a una armonización progresiva de los principios que subyacen en el establecimiento de~~ ⇒ relativas

a) las tarifas aplicadas a los productores, el almacenamiento de energía y los clientes consumidores (carga) según los sistemas de tarificación de la distribución y el transporte nacionales y los regímenes de conexión, incluida la repercusión del mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte en las tarifas de la red nacional y el establecimiento de incentivos de ubicación adecuados y eficientes, de conformidad con los principios establecidos en el artículo 16.14.

Las directrices podrán prever unos incentivos de ubicación adecuados, eficientes y armonizados a nivel de la Unión. comunitario.

Cualquier armonización no obstará para que los Estados miembros puedan aplicar mecanismos que garanticen que las tarifas de acceso a las redes aplicadas a los clientes consumidores (carga) sean comparables en todo su territorio.

3.5. En caso necesario, las directrices sobre el grado mínimo de armonización necesario para alcanzar el objetivo del presente Reglamento especificarán podrán especificar también lo siguiente:

a) la información que debe aportarse, de manera detallada, con arreglo a los principios establecidos en el artículo 15;

b) las normas sobre el comercio de electricidad, de manera detallada;

c) las normas acerca de los incentivos a la inversión en capacidad de interconectores, de manera detallada, incluidas las señales de ubicación;

d) los aspectos enumerados en el artículo 8, apartado 6, de manera detallada.

A tal efecto, la Comisión consultará a la Agencia y a la REGRT de Electricidad.

4. Las directrices sobre la gestión y la asignación de la capacidad de transporte disponible de las interconexiones entre las redes nacionales se exponen en el anexo I.

↓ 347/2013 (adaptado)

4 bis.6. La Comisión podrá adoptar orientaciones sobre la aplicación de la coordinación operativa entre los gestores de redes de transporte a escala de la Unión. Estas orientaciones serán coherentes con los códigos de red mencionados en el artículo 556 del presente Reglamento y se basarán en ellos y en las especificaciones adoptadas y el dictamen de la Agencia mencionadas mencionado en el artículo 27, apartado 1, letra g) 8, apartado 3, letra a), del presente Reglamento. Para adoptar estas orientaciones, la Comisión tendrá en cuenta los diferentes requisitos operativos regionales y nacionales.

Dichas orientaciones se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen mencionado en el artículo 23, apartado 3 62, apartado 2.

↓ 714/2009 (adaptado)

⇒ nuevo

75. La Comisión podrá adoptar directrices sobre las cuestiones indicadas en los apartados 1, 2 y 3 del presente artículo. Podrá modificar las directrices a que se refiere el apartado 4 del presente artículo, de conformidad con los principios establecidos en los artículos 15 y 16, en particular con vistas a incluir directrices detalladas sobre todas las metodologías de asignación de capacidad aplicadas en la práctica y garantizar que los mecanismos de gestión de la

~~congestión evolucionan de forma compatible con los objetivos del mercado interior. Cuando proceda, al introducir tales modificaciones, se fijarán normas comunes sobre los niveles mínimos de seguridad y explotación en el uso y explotación de la red, según lo indicado en el artículo 15, apartado 2. Estas medidas, destinadas a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo, se adoptarán con arreglo al procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo 23, apartado 2.~~

Cuando adopte o modifique las directrices, la Comisión: ⇒ consultará a la Agencia, a la REGRT de Electricidad y a otras partes interesadas, si procede. ⇐

~~a) se asegurará de que establezcan el grado de armonización mínimo necesario para lograr los objetivos del presente Reglamento y de que no vayan más allá de lo que resulte necesario para ello, y~~

~~b) indicará qué acciones ha llevado a cabo respecto de la conformidad de las normas en los terceros países que formen parte del sistema eléctrico comunitario con las directrices en cuestión.~~

~~Cuando adopte directrices con arreglo al presente artículo por primera vez la Comisión se asegurará de que incluyan en un solo proyecto de medida, como mínimo, las cuestiones mencionadas en el apartado 1, letras a) y d), y en el apartado 2.~~

Artículo 58~~24~~

Derecho de los Estados miembros a establecer medidas más detalladas

El presente Reglamento se entenderá sin perjuicio de los derechos de los Estados miembros a mantener o introducir medidas que incluyan disposiciones más detalladas que las contenidas en él, ~~y~~ en las directrices a que se refiere el artículo 57~~48~~ ⇒ o en los códigos de red contemplados en el artículo 55, a condiciones de que tales medidas no comprometan la eficacia de la legislación de la Unión ⇐.

Capítulo VIII

⊠ Disposiciones finales ⊠

Artículo 59~~47~~

Nuevos interconectores

1. Previa solicitud en tal sentido, los nuevos interconectores directos de corriente continua podrán quedar exentos, durante un período de tiempo limitado, de lo dispuesto en el artículo 17, apartado 2, ~~46, apartado 6,~~ del presente Reglamento y en los artículos 69 y 43, ~~32 y~~ el artículo 59, apartado 6, ~~37, apartados 6 y 10,~~ y el artículo 60, apartado 1, de la [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2]~~Directiva 2009/72/CE~~ bajo las siguientes condiciones:
 - a) la inversión deberá impulsar la competencia en el suministro eléctrico;
 - b) el nivel de riesgo vinculado a la inversión será sea tal que la inversión solo se efectuaría en caso de concederse la exención;

- c) el propietario del interconector deberá ser una persona física o jurídica independiente, al menos en su forma jurídica, de los gestores de las redes en cuyos sistemas vaya a construirse el interconector;
 - d) se cobrarán cánones a los usuarios de dicho interconector;
 - e) desde la apertura parcial del mercado a que se refiere el artículo 19 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, ~~de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad~~,⁴³ no deberá haberse efectuado recuperación alguna del capital ni de los costes de funcionamiento de dicho interconector por medio de cualquier componente de los cánones de utilización de los sistemas de transporte o distribución conectados por el interconector, y
 - f) la exención no perjudicará a la competencia ni al funcionamiento eficaz del mercado interior de electricidad, ni al funcionamiento eficiente de la red regulada a la que está vinculado el interconector.
2. El apartado 1 se aplicará igualmente, en casos excepcionales, a los interconectores de corriente alterna, siempre que los costes y riesgos de la inversión en cuestión sean particularmente altos en relación con los costes y riesgos contraídos normalmente cuando se conectan dos redes nacionales de transporte próximas, mediante un interconector de corriente alterna.
 3. Lo dispuesto en el apartado 1 se aplicará asimismo a los aumentos significativos de capacidad de los interconectores existentes.
 4. Las autoridades reguladoras de los Estados miembros afectados decidirán, en función de cada caso particular, sobre las exenciones previstas en los apartados 1, 2 y 3. Una exención podrá cubrir toda la capacidad del nuevo interconector o del interconector ya existente cuya capacidad se aumenta significativamente, o bien una parte de esta.

En el plazo de dos meses a partir de la recepción de la solicitud de exención por la última de las autoridades reguladoras pertinentes, la Agencia podrá presentar un dictamen consultivo a esas autoridades reguladoras que les pueda servir de base para la toma de su decisión.

Al decidir conceder una exención, se estudiará caso por caso la necesidad de imponer condiciones en relación con la duración de la exención y el acceso no discriminatorio al interconector. Al decidir sobre esas condiciones, se tendrán en cuenta, en particular, la capacidad adicional que vaya a construirse o la modificación de la capacidad existente, el plazo previsto del proyecto y las circunstancias nacionales.

Antes de conceder una exención, las autoridades reguladoras de los Estados miembros afectados decidirán las normas y mecanismos para la gestión y la asignación de capacidad. Las normas de gestión de la congestión incluirán la obligación de ofrecer la capacidad no utilizada en el mercado, y los usuarios de la instalación tendrán derecho a intercambiar sus capacidades contratadas en el mercado secundario. En la evaluación de los criterios mencionados en el apartado 1, letras a), b) y f), se tendrán en cuenta los resultados del procedimiento de asignación de capacidad.

Si todas las autoridades reguladoras afectadas alcanzan un acuerdo sobre la decisión de exención en el plazo de seis meses, informarán a la Agencia de esa decisión.

⁴³ Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (DO L 27 de 30.1.1997, p. 20).

La decisión de exención, acompañada de las posibles condiciones mencionadas en el párrafo segundo, se motivará debidamente y se publicará.

5. La Agencia adoptará la decisión a que se refiere el apartado 4:
 - a) cuando todas las autoridades reguladoras afectadas no hayan podido llegar a un acuerdo en un plazo de seis meses desde la fecha en que se solicitó la exención a la última de estas autoridades reguladoras, o
 - b) previa solicitud conjunta de las autoridades reguladoras afectadas.Antes de adoptar tal decisión, la Agencia consultará a las autoridades reguladoras afectadas y a los solicitantes.
6. No obstante lo dispuesto en los apartados 4 y 5, los Estados miembros podrán disponer que la autoridad reguladora o la Agencia, según los casos, eleve al organismo competente del Estado miembro correspondiente, para que este adopte una decisión formal, su dictamen sobre la solicitud de exención. Este dictamen se publicará junto con la decisión.
7. Las autoridades reguladoras remitirán a la Agencia y a la Comisión sin demora una copia de cada solicitud de exención tan pronto se reciba. Las autoridades reguladoras afectadas o la Agencia («los órganos notificantes») notificarán sin demora a la Comisión la decisión de exención, junto con toda la información pertinente relacionada con la misma. Esta información podrá remitirse a la Comisión de forma agregada, de manera que la Comisión pueda pronunciarse con conocimiento de causa. En particular, la información contendrá los siguientes elementos:
 - a) las razones detalladas por las cuales la Agencia ha concedido o denegado la exención, incluida la información financiera que justifica la necesidad de la misma;
 - b) el análisis realizado acerca de las repercusiones que la concesión de la exención tiene en la competencia y en el funcionamiento eficaz del mercado interior de la electricidad;
 - c) los motivos por los cuales se concede la exención para el período de tiempo y la parte de la capacidad total del interconector correspondiente, y
 - d) los resultados de la consulta con las autoridades reguladoras correspondientes.
8. En un plazo de ~~⇒ cincuenta días laborables ⇐ dos meses~~ a partir de la recepción de la notificación contemplada en el apartado 7, la Comisión podrá tomar una decisión en la que solicite a los órganos notificantes que modifiquen o revoquen la decisión de conceder una exención. El plazo de ~~dos meses~~ ~~⇒ cincuenta días laborables ⇐~~ podrá prorrogarse en otros ~~⇒ cincuenta días laborables ⇐ dos meses~~ si la Comisión solicita información adicional. Este plazo comenzará a contar a partir del día siguiente a la recepción de la información adicional completa. El plazo ~~de dos meses~~ podrá prorrogarse también con el consentimiento tanto de la Comisión como de los órganos notificantes.

La notificación se considerará retirada cuando la información solicitada no se facilite en el plazo establecido en la solicitud, salvo que, antes de la expiración del plazo, este se haya prorrogado con el consentimiento tanto de la Comisión como de los órganos notificantes, o bien los órganos notificantes comuniquen a la Comisión, mediante una declaración debidamente motivada, que consideran que la notificación está completa.

Los órganos notificantes darán cumplimiento a la decisión de la Comisión por la que deba modificarse o revocarse la decisión de exención, en un plazo de un mes e informarán a la Comisión al respecto.

La Comisión mantendrá la confidencialidad de la información delicada a efectos comerciales.

La aprobación por la Comisión de una decisión de exención dejará de surtir efecto a los dos años de su adopción si, para entonces, no se hubiese iniciado la construcción del interconector, y a los cinco años si, para entonces, el interconector todavía no estuviera operativo, a menos que la Comisión decida ⇨, sobre la base de una solicitud motivada de los órganos notificantes, ⇩ que los retrasos están motivados por obstáculos importantes que escapan al control de la persona a la que se concedió la exención.

⇩ nuevo

1. Si las autoridades reguladoras de los Estados miembros en cuestión deciden modificar una decisión con arreglo al apartado 1, notificarán esta decisión sin demora a la Comisión, junto con toda la información pertinente relacionada con ella. Los apartados 1 a 8 se aplicarán a esta decisión notificada, teniendo en cuenta las particularidades de la exención existente.
2. La Comisión, previa solicitud o por iniciativa propia, podrá reabrir el procedimiento:
 - a) si, considerando debidamente las expectativas legítimas de las partes y el equilibrio económico logrado en la decisión de exención original, se ha producido un cambio significativo en alguno de los hechos en que se basó la decisión;
 - b) si las empresas afectadas actúan de manera contraria a sus compromisos; o
 - c) si la decisión se basó en informaciones incompletas, inexactas o engañosas facilitadas por las partes.

⇩ 714/2009 (adaptado)
⇨ nuevo

~~11.9.~~ La Comisión ☒ estará facultada para ☒ ~~podrá~~ adoptar ~~directrices~~ ⇨ actos delegados con arreglo al artículo 63 en lo referente a la adopción de directrices ⇩ para la aplicación de las condiciones indicadas en el apartado 1 del presente artículo y establecer el procedimiento que ha de seguirse para la aplicación de los apartados 4, 7, ~~y~~ 8 ⇨, 9 y 10 ⇩ del presente artículo. ~~Estas medidas, destinadas a modificar elementos no esenciales del presente Reglamento completándolo, se adoptarán con arreglo al procedimiento de reglamentación con control contemplado en el artículo 23, apartado 2.~~

~~[Artículo 19]~~

~~Autoridades reguladoras~~

~~Las autoridades reguladoras, cuando ejerzan sus responsabilidades, velarán por que se cumplan el presente Reglamento y las directrices adoptadas de conformidad con el artículo~~

~~18. Cuando sea conveniente para alcanzar los objetivos del presente Reglamento, las autoridades reguladoras cooperarán entre sí y con la Comisión y con la Agencia en cumplimiento del capítulo IX de la Directiva 2009/72/CE.]~~

Artículo ~~60~~²⁹

Suministro de información y confidencialidad

1. Los Estados miembros y las autoridades reguladoras proporcionarán a la Comisión, cuando esta lo solicite, toda la información necesaria a efectos $\Rightarrow$ de hacer cumplir lo dispuesto en el presente Reglamento $\Leftarrow$ ~~del artículo 13, apartado 4, y del artículo 18.~~

~~En particular, a efectos del artículo 13, apartados 4 y 6, las autoridades reguladoras notificarán con regularidad información sobre los costes efectivos soportados por los gestores de la red nacional de transporte, así como los datos y toda la información pertinente sobre los flujos físicos por las redes de transporte de los gestores y sobre el coste de la red.~~

La Comisión fijará un plazo razonable para que se facilite la información, teniendo en cuenta la complejidad de la información necesaria y la urgencia que revista su obtención.

2. Cuando el Estado miembro o la autoridad reguladora de que se trate no faciliten la información a la que se refiere el apartado 1 en el plazo fijado con arreglo al apartado 1, la Comisión podrá obtener toda la información necesaria a efectos $\Rightarrow$ de hacer cumplir lo dispuesto en el presente Reglamento $\Leftarrow$ ~~del artículo 13, apartado 4, y del artículo 18~~ directamente de las empresas en cuestión.

Cuando la Comisión envíe una solicitud de información a una empresa, enviará simultáneamente una copia de la misma a las autoridades reguladoras del Estado miembro en el que esté ubicada la sede de la empresa.

3. En su solicitud de información con arreglo al apartado 1, la Comisión indicará la base jurídica, el plazo en el cual deberá facilitarse la información y el objeto de la misma, así como las sanciones previstas en el artículo ~~61~~²², apartado 2, para el caso en que se le suministre información incorrecta, incompleta o engañosa. La Comisión establecerá un plazo de tiempo razonable teniendo en cuenta la complejidad y la urgencia de la información solicitada.
4. Estarán obligados a facilitar la información solicitada los propietarios de las empresas o sus representantes y, en el caso de personas jurídicas, las personas encargadas de representarlas de acuerdo con la ley o con su escritura de constitución. En el caso de que abogados debidamente autorizados por sus clientes para representarles faciliten la información, los clientes serán plenamente responsables si la información facilitada es incompleta, incorrecta o engañosa.
5. Si una empresa no facilitase la información requerida en el plazo fijado por la Comisión, o la proporcionase de manera incompleta, la Comisión podrá pedirla mediante decisión. En esta se precisará la información solicitada, se fijará un plazo apropiado en el que deberá facilitarse la información y se indicarán las sanciones previstas en el artículo ~~61~~²², apartado 2. Además, se indicará el recurso que se puede interponer ante el Tribunal de Justicia de $\boxtimes$ la Unión Europea $\boxtimes$ ~~las Comunidades Europeas~~ contra la decisión.

La Comisión enviará simultáneamente una copia de su decisión a las autoridades reguladoras del Estado miembro en cuyo territorio resida la persona o esté situada la sede de la empresa.

6. La información contemplada en los apartados 1 y 2 se utilizará solo a efectos ~~del artículo 13, apartado 4, y del artículo 18~~ ⇒ de hacer cumplir lo dispuesto en el presente Reglamento ⇐.

La Comisión no podrá divulgar la información ~~que obtenga en virtud del presente Reglamento y que esté~~ cubierta por la obligación del secreto profesional que haya obtenido en virtud del presente Reglamento.

Artículo ~~61~~²²

Sanciones

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2, los Estados miembros determinarán el régimen de sanciones aplicables en caso de incumplimiento de las disposiciones del presente Reglamento ⇒ , de los códigos de red adoptados en virtud del artículo 55 y de las directrices adoptadas en virtud del artículo 57 ⇐ y adoptarán todas las medidas necesarias para garantizar su ejecución. Las sanciones previstas deberán ser efectivas, proporcionadas y disuasorias. ~~Los Estados miembros notificarán a la Comisión dicho régimen, correspondiente a las disposiciones establecidas en el Reglamento (CE) nº 1228/2003, a más tardar el 1 de julio de 2004, así como cualquier modificación posterior que le afecte a la mayor brevedad. Los Estados miembros notificarán a la Comisión todo régimen que no corresponda a las disposiciones establecidas en el Reglamento (CE) nº 1228/2003, a más tardar el 3 de marzo de 2011, así como cualquier modificación posterior que le afecte a la mayor brevedad.~~
2. La Comisión, mediante decisión, podrá imponer a las empresas multas de una cuantía no superior al 1 % del volumen de negocios del ejercicio anterior, cuando, estas, deliberadamente o por negligencia, faciliten información incorrecta, incompleta o engañosa en respuesta a una solicitud de información presentada en virtud del artículo ~~60~~²⁰, apartado 3, o no proporcionen la información en el plazo fijado por la decisión adoptada en virtud del párrafo primero del artículo ~~60~~²⁰, apartado 5. Al fijar la cuantía de la multa, la Comisión tendrá en cuenta la gravedad del incumplimiento de lo dispuesto en el párrafo primero.
3. El régimen de sanciones adoptado en virtud del apartado 1 y las decisiones adoptadas en virtud del apartado 2 no podrán tener carácter penal.

↓ 714/2009

Artículo ~~62~~²³

Procedimiento de Comité

1. La Comisión estará asistida por un Comité establecido por el artículo ~~68~~⁴⁶ de la ~~Directiva 2009/72/CE~~ [refundición de la Directiva 2009/72/CE propuesta por COM(2016) 864/2].

~~2. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, serán de aplicación el artículo 5 bis, apartados 1 a 4, y el artículo 7 de la Decisión 1999/468/CE, observando lo dispuesto en su artículo 8.~~

↓ 347/2013

~~23. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, será de aplicación el artículo 5 del 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 Comisión⁴⁴.~~

↓ 714/2009

~~Artículo 24~~

~~Informe de la Comisión~~

~~La Comisión supervisará la aplicación del presente Reglamento. En el informe que la Comisión debe elaborar en virtud del artículo 47, apartado 6, de la Directiva 2009/72/CE, informará también de la experiencia adquirida con la aplicación del presente Reglamento. Este informe analizará especialmente en qué medida el presente Reglamento ha permitido garantizar, con respecto al comercio transfronterizo de electricidad, unas condiciones de acceso a la red no discriminatorias y que reflejen los costes a fin de contribuir a la elección de los consumidores en un mercado interior de la electricidad que funcione correctamente y a la seguridad del suministro a largo plazo, así como en qué medida existen incentivos de ubicación efectivos. De ser necesario, el informe irá acompañado de las propuestas y/o recomendaciones adecuadas.~~

↓ nuevo

~~Artículo 63~~

~~Ejercicio de la delegación~~

- ~~1. Se otorgan a la Comisión los poderes para adoptar actos delegados en las condiciones establecidas en el presente artículo.~~
- ~~2. Los poderes para adoptar actos delegados mencionados en el artículo 31, apartado 3, en el artículo 46, apartado 4, en el artículo 55, apartado 1, en el artículo 56, apartados~~

⁴⁴

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 de 55 de 28.2.2011, p. 13).

1 y 4, y en el artículo 59, apartado 11, se otorgan a la Comisión por un período de tiempo indefinido a partir del [OP: insertar la fecha de entrada en vigor].

3. La delegación de poderes mencionada en el artículo 31, apartado 3, en el artículo 46, apartado 4, en el artículo 55, apartado 1, en el artículo 56, apartados 1 y 4, y en el artículo 59, apartado 11, podrá ser revocada en cualquier momento por el Parlamento Europeo o por el Consejo. La Decisión de revocación pondrá término a la delegación de los poderes que en ella se especifiquen. La Decisión surtirá efecto al día siguiente de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea* o en una fecha posterior indicada en la misma. No afectará a la validez de los actos delegados que ya estén en vigor.
4. Antes de la adopción de un acto delegado, la Comisión consultará a los expertos designados por cada Estado miembro de conformidad con los principios establecidos en el Acuerdo interinstitucional sobre la mejora de la legislación de 13 de abril de 2016.
5. Tan pronto como la Comisión adopte un acto delegado lo notificará simultáneamente al Parlamento Europeo y al Consejo.
6. Los actos delegados adoptados en virtud del artículo 31, apartado 3, el artículo 46, apartado 4, el artículo 55, apartados 1 y 4, el artículo 56, apartado 1, y el artículo 59, apartado 11, entrarán en vigor únicamente si, en un plazo de dos meses desde su notificación al Parlamento Europeo y al Consejo, ni el Parlamento Europeo ni el Consejo formulan objeciones o si, antes del vencimiento de dicho plazo, tanto el uno como el otro informan a la Comisión de que no las formularán. El plazo se prorrogará dos meses a iniciativa del Parlamento Europeo o del Consejo.

↓ 714/2009 (adaptado)
⇒ nuevo

Artículo ~~64~~²⁵

Derogación

Queda derogado el Reglamento (CE) ~~☒~~ n.º 714/2009 ~~☒~~ n.º 1228/2003 a partir del 3 de marzo de 2011. Las referencias al Reglamento derogado se entenderán hechas al presente Reglamento con arreglo a la tabla de correspondencias que figura en el anexo II.

↓ 714/2009 (adaptado)

Artículo ~~65~~²⁶

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 aplicable a partir del ~~3 de marzo de 2011~~ ~~☒~~ 1 de enero de 2020 ~~☒~~.

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

Hecho en Bruselas, el

Por el Parlamento Europeo
El Presidente

Por el Consejo
El Presidente