REGLAMENTO (CE) nº 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) nº 1228/2003

(Texto pertinente a efectos del EEE)

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea y, en particular, su artículo 95,

Vista la propuesta de la Comisión,

Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo [1],

Previa consulta al Comité de las Regiones [2],

De conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 251 del Tratado [3],

Considerando lo siguiente:

(1) 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 Comunidad, sean ciudadanos o 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.

(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 electricidad [4], 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 electricidad [5], 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.

(6) En particular, 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 previsora y una evolución técnica adecuada del sistema de transporte de la 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 Energía [6] (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.

(7) 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 comunitarias,

---

[1] DO C 211 de 19.8.2008, p. 23.

[2] DO C 172 de 5.7.2008, p. 55.

[3] Dictamen del Parlamento Europeo de 18 de junio de 2008 (no publicado aún en el Diario Oficial), Posición Común del Consejo de 9 de enero de 2009 (DO C 75 E de 31.3.2009, p. 16), Posición del Parlamento Europeo de 22 de abril de 2009 (no publicada aún en el Diario Oficial) y Decisión del Consejo de 25 de junio de 2009.

[4] DO L 176 de 15.7.2003, p. 37.

[5] DO L 176 de 15.7.2003, p. 1.

[6] Véase la página 1 del presente Diario Oficial.

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, 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, 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 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.

(8) 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 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.

(9) Para garantizar una mayor transparencia en lo relativo a la totalidad de la red de transporte de electricidad en la Comunidad, la REGRT de Electricidad debe elaborar, publicar y actualizar regularmente un plan decenal de desarrollo de la red de ámbito comunitario y no vinculante (plan de desarrollo de la red de 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.

(10) 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.

(11) 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.

(12) 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.

(13) 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.

(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.

(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.

(16) 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.

(17) 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.

(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.

(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.

(20) 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.

(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 a dichas reglas.

(22) 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.

(23) 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 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) nº 1228/2003 siguen aplicándose hasta la fecha de expiración prevista indicada en la decisión sobre la concesión de la exención.

(24) 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 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.

(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.

(26) 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.

(27) 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.

(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 Comisión [1].

(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.

(30) 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 puede adoptar medidas, de acuerdo con el principio de subsidiariedad consagrado en el artículo 5 del Tratado. De conformidad con el principio de proporcionalidad enunciado en dicho artículo, el presente Reglamento no excede de lo necesario para alcanzar dicho objetivo.

(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.

HAN ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

Artículo 1

Objeto y ámbito de aplicación

El presente Reglamento tiene por objeto:

a) 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

[1] DO L 184 de 17.7.1999, p. 23.

particularidades de los mercados nacionales y regionales. Lo anterior 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;

b) facilitar la creación de un mercado mayorista eficaz en su funcionamiento y transparente, con un elevado nivel de seguridad en el suministro eléctrico. 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 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [1], 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. Se aplicarán las siguientes definiciones:

a) «autoridades reguladoras»: las autoridades reguladoras a que se refiere el artículo 35, apartado 1, de 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 consumidores fuera de dicho Estado miembro en su red;

c) «congestión»: la situación en que 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 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) «nuevo interconector»: un interconector que no esté completado el 4 de agosto de 2003.

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, letra b), del presente apartado y den lugar a compensaciones con arreglo al artículo 13. 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.

Artículo 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 10, apartado 6, de la 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 10, apartado 2, o el artículo 11, y el artículo 9 de la 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.

[1] Véase la página 55 del presente Diario Oficial.

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.

6. Cuando la Comisión reciba una notificación relativa a la certificación de un gestor de la red de transporte con arreglo al artículo 9, apartado 10, de la Directiva 2009/72/CE, la Comisión adoptará una decisión relativa a la certificación. La autoridad reguladora dará cumplimiento a la decisión de la Comisión.

Artículo 4

Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad

Todos los gestores de redes de transporte cooperarán a nivel 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.

Artículo 5

Establecimiento de la REGRT de Electricidad

1. A más tardar el 3 de marzo de 2011, 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. En los tres meses siguientes a la fecha de recepción del dictamen de la Comisión, los gestores de redes de transporte establecerán la REGRT de Electricidad, y aprobarán y publicarán sus estatutos y su reglamento interno.

Artículo 6

Establecimiento de códigos de red

1. 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 en la que señalará los ámbitos mencionados en el artículo 8, apartado 6, que habrán de incluirse en el desarrollo de los códigos de red.

2. 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. Cada directriz marco contribuirá a la no discriminación, a la competencia efectiva y al funcionamiento eficaz del mercado. Previa solicitud motivada de la Agencia, la Comisión podrá prorrogar este plazo.

3. La Agencia consultará oficialmente a la REGRT de Electricidad y demás partes interesadas pertinentes acerca de la directriz marco, durante un período no inferior a dos meses, de manera abierta y transparente.

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

5. Si la Agencia no transmitiera o volviera a transmitir en el plazo establecido por la Comisión en virtud de los apartados 2 o 4 una directriz marco, la Comisión se encargará de la elaboración de dicha directriz marco no vinculante.

6. La Comisión invitará a la REGRT de Electricidad a que transmita a la Agencia un código de red que se ajuste a la directriz marco correspondiente en un plazo razonable que no superará los 12 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.

9. Una vez que la Agencia haya llegado a la conclusión de que el código de red se ajusta a la directriz marco correspondiente, transmitirá el código de red a la Comisión y podrá recomendar que sea adoptado en un plazo razonable. Si la Comisión no adopta el código, habrá de motivar su decisión.

10. En caso de que la REGRT de Electricidad no haya desarrollado un código de red en el plazo establecido por la Comisión en virtud del apartado 6, 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. La Comisión podrá adoptar, por iniciativa propia si la REGRT de Electricidad 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 10 del presente artículo, o previa recomendación de la Agencia en virtud del apartado 9 del presente artículo, uno o más códigos de red en los ámbitos enumerados en el artículo 8, apartado 6.

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. 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 18.

Artículo 7

Modificación de códigos de red

1. Las personas que puedan tener intereses respecto de cualquier código de red adoptado con arreglo al artículo 6, incluidos la REGRT de Electricidad, 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.

2. La Agencia consultará a todas las partes interesadas de conformidad con el artículo 10 del Reglamento (CE) nº 713/2009. Tras dicho procedimiento, 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, apartado 2, del presente Reglamento.

3. La Comisión podrá adoptar, teniendo en cuenta las propuestas de la Agencia, modificaciones de cualquier código adoptado con arreglo al artículo 6. 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.

4. El examen de las propuestas de modificación con arreglo al procedimiento contemplado en el artículo 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 8

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. La REGRT de Electricidad podrá elaborar códigos de red en los ámbitos aludidos en el apartado 6, con miras a alcanzar los objetivos establecidos en el artículo 4, 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:

a) 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;

b) cada dos años, un plan decenal de desarrollo de la red de ámbito comunitario y no vinculante (plan de desarrollo de la red de ámbito comunitario), que incluya una perspectiva europea sobre la adecuación de la generación;

c) recomendaciones sobre la coordinación de la cooperación técnica entre los gestores de redes de transporte comunitarios y de terceros países;

d) un programa de trabajo anual;

e) un informe anual;

f) unas perspectivas anuales de la adecuación de la generación para invierno y verano.

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.

5. El programa de trabajo anual al que se refiere el apartado 3, letra d), 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.

6. 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;

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, incluyendo incentivos de ubicación y normas de compensación entre gestores de redes de transporte;

l) eficiencia energética de las redes de electricidad.

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 e), del presente artículo.

9. La REGRT de Electricidad transmitirá toda la información que la Agencia exija para el cumplimiento de las funciones contempladas en el artículo 9, apartado 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 de ámbito comunitario 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 de ámbito comunitario:

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 comunitarios de la planificación de la red, incluidas las directrices sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía de la Decisión nº 1364/2006/CE del Parlamento Europeo y del Consejo ([1]);

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 los artículos 13 y 22 de la 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 al párrafo segundo, letra c), podrá adjuntarse al plan de desarrollo de la red 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.

([1]) DO L 262 de 22.9.2006, p. 1.

11. 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 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 de ámbito comunitario, recomendará que se modifique el plan decenal nacional de desarrollo de la red o el plan de desarrollo de la red de ámbito comunitario, según proceda. Si el plan decenal nacional de desarrollo de la red se elabora de conformidad con el artículo 22 de la 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 22, apartado 7, de dicha Directiva e informará de ello a la Comisión.

12. 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 18.

Artículo 9

Control por la Agencia

1. La Agencia controlará la ejecución de las tareas indicadas en el artículo 8, 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 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 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 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 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 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 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.

Artículo 10

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 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 5, apartado 1, cuando esté preparando 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 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 11

Costes

Los costes relacionados con las actividades de la REGRT de Electricidad mencionadas en los artículos 4 a 12 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 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 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.

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. 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 13

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 18.

4. La Comisión decidirá 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.

Artículo 14

Tarifas de acceso a las redes

1. Las tarifas de acceso a las redes nacionales aplicadas por los gestores de las redes deberán ser transparentes, tener en cuenta la necesidad de seguridad 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 ningún caso podrán estar en función de las distancias.

2. Cuando corresponda, la cuantía de las tarifas aplicadas a los productores y/o los consumidores proporcionará incentivos de ubicación a nivel 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. 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. 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 16.

5. No existirán tarifas específicas de acceso a la red aplicables a transacciones concretas en el caso de tránsitos declarados de electricidad.

Artículo 15

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, 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.

Artículo 16

Principios generales de 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 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.

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.

4. 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. 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.

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), 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.

Artículo 17

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 16, apartado 6, del presente Reglamento y en los artículos 9 y 32 y el artículo 37, apartados 6 y 10, de la Directiva 2009/72/CE DO: insértese el número de la Directiva que figura en el doc. 3648/09.bajo las siguientes condiciones:

a) la inversión deberá impulsar la competencia en el suministro eléctrico;

b) el nivel de riesgo vinculado a la inversión 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 interno de la electricidad [1], 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.

[1] 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 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. Este plazo comenzará a contar a partir del día siguiente a la recepción de la notificación. El plazo de dos meses podrá prorrogarse en otros 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 que los retrasos están motivados por obstáculos importantes que escapan al control de la persona a la que se concedió la exención.

9. La Comisión podrá adoptar 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 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 18

Directrices

1. Cuando proceda, las directrices relativas al mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte especificarán, de conformidad con los principios establecidos en los artículos 13 y 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 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 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 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 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 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 13.

2. Las directrices podrán determinar también las normas adecuadas que conduzcan a una armonización progresiva de los principios que subyacen en el establecimiento de las tarifas aplicadas a los productores y los consumidores (carga) según los sistemas de tarificación nacionales, 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 14.

Las directrices preverán unos incentivos de ubicación adecuados, eficientes y armonizados a nivel 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 consumidores (carga) sean comparables en todo su territorio.

3. En caso necesario, las directrices sobre el grado mínimo de armonización necesario para alcanzar el objetivo del presente Reglamento especificarán 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.

5. 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:

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 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 20

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 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 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 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 22, apartado 2. Además, se indicará el recurso que se puede interponer ante el Tribunal de Justicia de 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.

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

Artículo 21

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 18.

Artículo 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 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 20, apartado 3, o no proporcionen la información en el plazo fijado por la decisión adoptada en virtud del párrafo primero del artículo 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.

Artículo 23

Procedimiento de Comité

1. La Comisión estará asistida por un Comité establecido por el artículo 46 de la Directiva 2009/72/CE.

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.

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.

Artículo 25

Derogación

Queda derogado el Reglamento (CE) nº 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.

Artículo 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.

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

Hecho en Bruselas, el 13 de julio de 2009.

Por el Parlamento Europeo
El Presidente
H.-G. PÖTTERING

Por el Consejo
El Presidente
E. ERLANDSSON

ANEXO I

DIRECTRICES SOBRE LA GESTIÓN DE LA CONGESTIÓN Y ASIGNACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DISPONIBLE EN LAS INTERCONEXIONES ENTRE REDES NACIONALES

1. **Disposiciones generales**

1.1. Los gestores de las redes de transporte (GRT) procurarán aceptar todas las transacciones comerciales, incluidas las que implican comercio transfronterizo.

1.2. Cuando no exista congestión, no habrá ninguna restricción de acceso a la interconexión. Cuando esto suceda con frecuencia, no es necesario que exista un procedimiento general permanente de asignación de capacidades para el acceso a un servicio de transporte transfronterizo.

1.3. Cuando las transacciones comerciales programadas no sean compatibles con la seguridad de funcionamiento de la red, los GRT deberán aliviar la congestión de conformidad con los requisitos de la seguridad de funcionamiento de la red, al tiempo que procuran garantizar que todos los costes asociados se mantengan a un nivel eficiente desde el punto de vista económico. Se preverá redistribución de carga o intercambios compensatorios como solución en caso de que no puedan aplicarse medidas de coste inferior.

1.4. Si se produce congestión estructural, los GRT aplicarán inmediatamente métodos y acuerdos adecuados para la gestión de la congestión, definidos y consensuados previamente. Los métodos de gestión de la congestión garantizarán que los flujos físicos de energía asociados a toda la capacidad de transporte asignada se ajustan a las normas de seguridad de la red.

1.5. Los métodos adoptados para la gestión de la congestión deberán proporcionar señales económicas eficientes a los participantes del mercado y a los GRT, fomentar la competencia y ser adecuados para su aplicación regional y comunitaria.

1.6. En la gestión de la congestión no podrá aplicarse ninguna distinción basada en transacciones. Una solicitud concreta de servicio de transporte solo se denegará cuando se cumplan al mismo tiempo las condiciones siguientes:

a) el incremento de los flujos físicos de electricidad resultante de la aceptación de dicha solicitud implica que puede seguir garantizándose la seguridad de funcionamiento de la red, y

b) el valor monetario correspondiente a dicha solicitud en el procedimiento de gestión de la congestión es inferior al de todas las demás solicitudes que se pretende aceptar para el mismo servicio y las mismas condiciones.

1.7. Cuando se definan las zonas adecuadas de la red en las que y entre las que vaya a ser aplicable la gestión de la congestión, los GRT se guiarán por los principios de efectividad de costes y minimización de los impactos negativos en el mercado interior de la electricidad. Específicamente, los GRT no podrán limitar la capacidad de interconexión con el fin de resolver la congestión en su propia zona de control, salvo por las razones citadas y por razones de seguridad operativa [1]. Si se produce esta situación, los GRT la describirán y la presentarán de forma transparente a todos los usuarios de la red. Esta situación solo se tolerará hasta que se encuentre una solución a largo plazo. Los GRT describirán y presentarán de forma transparente a todos los usuarios de la red la metodología y proyectos para lograr la solución a largo plazo.

1.8. Para equilibrar la red en su zona de control mediante medidas operativas en la red y a través de la redistribución de la carga, el GRT tendrá en cuenta el efecto de estas medidas en las zonas de control limítrofes.

1.9. A más tardar el 1 de enero de 2008, deberán establecerse mecanismos para la gestión intradiaria de la congestión de la capacidad de los interconectores de forma coordinada y en condiciones de seguridad de funcionamiento, con el fin de aprovechar al máximo las oportunidades para los intercambios comerciales y establecer el proceso de equilibrado transfronterizo.

[1] La seguridad operativa quiere decir que «se mantiene la red de transporte dentro de unos límites de seguridad convenidos».

1.10. Las autoridades reguladoras nacionales evaluarán periódicamente los métodos de gestión de la congestión, prestando especial atención al respeto de los principios y normas establecidos en el presente Reglamento y directrices y de las condiciones establecidas por las propias autoridades reguladoras en virtud de dichos principios y normas. Dicha evaluación incluirá la consulta de todos los participantes del mercado, así como estudios específicos.

2. **Métodos de gestión de la congestión**

2.1. Los métodos de gestión de la congestión se ajustarán a las leyes del mercado para facilitar un intercambio comercial transfronterizo eficiente. Para ello, la capacidad deberá asignarse únicamente mediante subastas explícitas (capacidad) o implícitas (capacidad y energía). Ambos métodos pueden coexistir en la misma interconexión. Para los intercambios intradiarios podrá utilizarse un régimen continuo.

2.2. Dependiendo de las condiciones de la competencia, los mecanismos de gestión de la congestión pueden necesitar permitir la asignación de capacidad de transporte tanto a largo como a corto plazo.

2.3. Cada uno de los procedimientos de asignación de capacidad asignará una fracción prescrita de la capacidad de interconexión disponible, más toda capacidad restante no asignada previamente, así como toda capacidad liberada por titulares de los derechos de utilización de la capacidad obtenida de asignaciones previas.

2.4. Los GRT deberán optimizar el grado de firmeza de la capacidad, teniendo en cuenta las obligaciones y derechos de los GRT afectados y las obligaciones y derechos de los participantes del mercado, con el fin de facilitar una competencia efectiva y eficiente. Una fracción razonable de la capacidad podrá ofertarse al mercado con un nivel de firmeza menor, pero en todo momento se comunicarán a los participantes del mercado las condiciones precisas del transporte por líneas transfronterizas.

2.5. Los derechos de acceso para las asignaciones a largo y medio plazo deberán ser derechos de capacidad de transporte firmes. Estarán sujetos a los principios de «usado o perdido» o de «usado o retribuido» en el momento de la nominación.

2.6. Los GRT definirán una estructura adecuada para la asignación de capacidad entre los diferentes horizontes temporales. Esta estructura puede incluir una opción para reservar un porcentaje mínimo de capacidad de interconexión para la asignación diaria o intradiaria. Esta estructura de asignación deberá estar sujeta a revisión por parte de las autoridades reguladoras respectivas. Al elaborar sus propuestas, los GRT tendrán en cuenta:

a) las características de los mercados;

b) las condiciones de funcionamiento, como las implicaciones de la compensación de los programas declarados firmemente;

c) el nivel de armonización de los porcentajes y horizontes temporales adoptados para los diferentes mecanismos de asignación de capacidad existentes.

2.7. La asignación de capacidad no discriminará entre participantes del mercado que deseen utilizar sus derechos para hacer uso de contratos bilaterales de suministro o para presentar ofertas en los mercados de la energía. Se elegirán las ofertas más altas, tanto implícitas como explícitas en cada horizonte temporal.

2.8. En regiones en las que los mercados financieros a plazos de la electricidad están bien desarrollados y han demostrado su eficacia, toda la capacidad de interconexión podrá asignarse a través de subastas implícitas.

2.9. Excepción hecha de los nuevos interconectores, que gozan de una exención en virtud del artículo 7 del Reglamento (CE) nº 1228/2003 o del artículo 17 del presente Reglamento, no se autorizará la fijación de precios de reserva en los métodos de asignación de capacidad.

2.10. En principio, todos los participantes potenciales del mercado estarán autorizados a participar en el proceso de asignación sin restricción. Para evitar crear o agravar los problemas relacionados con el uso potencial de la posición dominante de cualquier operador del mercado, las autoridades reguladoras y/o las autoridades en materia de competencia, si procede, podrán imponer restricciones en general o a una empresa en particular a cuenta de la posición dominante en el mercado.

2.11. Los participantes del mercado deberán presentar a los GRT una nominación firme de su uso de la capacidad antes de un plazo definido para cada horizonte temporal. El plazo se fijará de tal forma que los GRT puedan volver a programar la capacidad no utilizada para su reasignación en el siguiente horizonte temporal que corresponda — incluidas las sesiones intradiarias.

2.12. La capacidad podrá comercializarse libremente en el mercado secundario, siempre que el GRT haya sido informado con antelación suficiente. Cuando un GRT rechace un intercambio (transacción) secundario, dicho GRT deberá comunicarlo y explicarlo de forma nítida y transparente a todos los participantes del mercado, y notificarlo a la autoridad reguladora.

2.13. 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. Del mismo modo, si un GRT 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.

3. **Coordinación**

3.1. La asignación de capacidad en una interconexión será coordinada y aplicada por los GRT interesados, utilizando procedimientos comunes de asignación. En los casos en que se prevea que los intercambios comerciales entre dos países (GRT) puedan afectar a las condiciones de flujo físico en un tercer país (GRT), los métodos de gestión de la congestión se coordinarán entre todos los GRT afectados mediante un procedimiento común para la gestión de la congestión. Las autoridades reguladoras nacionales y los GRT velarán por que no se establezca unilateralmente ningún procedimiento de gestión de la congestión que influya de forma significativa en los flujos físicos de energía eléctrica de otras redes.

3.2. A más tardar el 1 de enero de 2007 se aplicará un método de gestión de la congestión y un procedimiento coordinados en común, para la asignación de capacidad al mercado con periodicidad mínima anual, mensual y diaria, entre países de las regiones siguientes:

a) Europa Septentrional (es decir, Dinamarca, Suecia, Finlandia, Alemania y Polonia);

b) Europa Noroccidental (es decir, el Benelux, Alemania y Francia);

c) Italia (es decir, Italia, Francia, Alemania, Austria, Eslovenia y Grecia);

d) Europa Central y Oriental (es decir, Alemania, Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría, Austria y Eslovenia);

e) Europa Sudoccidental (es decir, España, Portugal y Francia);

f) el Reino Unido, Irlanda y Francia;

g) países bálticos (es decir, Estonia, Letonia y Lituania).

En una interconexión que afecte a países que pertenezcan a más de una región, los métodos de gestión de la congestión aplicados podrán ser diferentes con el fin de garantizar la compatibilidad con los métodos aplicados en las demás regiones a las que pertenezcan dichos países. En tal caso, los GRT pertinentes propondrán el método, que estará sujeto a revisión por parte de las autoridades reguladores competentes.

3.3. Las regiones que figuran en el punto 2.8 podrán asignar toda la capacidad de interconexión mediante asignación diaria.

3.4. En estas siete regiones deberán definirse procedimientos compatibles de gestión de la congestión, con vistas a formar un mercado interior de la electricidad verdaderamente integrado. Los participantes del mercado no se enfrentarán a sistemas regionales incompatibles.

3.5. Con el fin de fomentar una competencia y unos intercambios transfronterizos equitativos y eficientes, la coordinación entre los GRT en las regiones establecidas en el punto 3.2 incluirá todos los pasos, desde el cálculo de la capacidad y la optimización de la asignación hasta la seguridad de funcionamiento de la red, con unas responsabilidades claramente asignadas. Dicha coordinación incluirá, en particular:

a) uso de un modelo de transporte común que aborde eficazmente los flujos en bucle físicos interdependientes y tenga en cuenta las discrepancias entre los flujos físicos y los comerciales;

b) asignación y nominación de capacidad para abordar eficazmente los flujos de bucle físicos interdependientes;

c) obligaciones idénticas para los titulares de los derechos de utilización de la capacidad para que faciliten información sobre el uso que pretenden dar a la capacidad, es decir, nominación de capacidad (para las subastas explícitas);

d) horizontes temporales y horas de cierre idénticos,

e) idéntica estructura para la asignación de capacidad entre diferentes horizontes temporales (por ejemplo, un día, tres horas, una semana, etc.) y en términos de bloques de capacidad vendida (cantidad de energía en MW, MWh, etc.);

f) marco contractual consistente con los participantes en el mercado;

g) verificación de conformidad de los flujos con respecto a los requisitos de seguridad de la red para la planificación del funcionamiento y para el funcionamiento en tiempo real;

h) el tratamiento contable y la liquidación de las acciones de gestión de la congestión.

3.6. La coordinación incluirá también el intercambio de información entre los GRT. La naturaleza, el tiempo y la frecuencia del intercambio de información deberán ser compatibles con las actividades del apartado 3.5 y el funcionamiento de los mercados de la electricidad. Este intercambio de información permitirá en particular a los GRT hacer las mejores previsiones posibles de la situación global de la red de electricidad con el fin de evaluar los flujos de su red y las capacidades de interconexión disponibles. Todo GRT que recabe información en nombre de otros GRT deberá entregar a los GRT participantes los resultados de la recogida de datos.

4. **Calendario para las operaciones del mercado**

4.1. La asignación de la capacidad de transporte disponible deberá tener lugar con antelación suficiente. Antes de cada asignación, los GRT afectados publicarán conjuntamente la capacidad que va a ser asignada, teniendo en cuenta, si procede, la capacidad liberada de todos los derechos de transporte firmes y, si fuera necesario, las nominaciones compensadas asociadas, junto con todos aquellos períodos de tiempo durante los cuales la capacidad vaya a ser reducida o a no estar disponible (por razones de mantenimiento, por ejemplo).

4.2. Teniendo plenamente en cuenta la seguridad de la red, la nominación de los derechos de transporte deberá realizarse con suficiente antelación, antes de las sesiones diarias de todos los mercados organizados concernidos y antes de la publicación de la capacidad que va a ser asignada en virtud del mecanismo de asignación diaria o intradiaria. Las nominaciones de derechos de transmisión en la dirección contraria serán compensadas con el fin de hacer un uso eficiente de la interconexión.

4.3. Las asignaciones intradiarias sucesivas de la capacidad de transporte disponible para el día D deberán tener lugar los días D1 y D, tras la publicación de los programas diarios de producción indicativos o reales.

4.4. Cuando preparen el programa diario de funcionamiento de la red eléctrica, los GRT intercambiarán información con los GRT vecinos, incluyendo su pronóstico de topología de la red, la disponibilidad y la producción prevista de las unidades de generación y los flujos de carga, con el fin de optimizar el uso de la red global por medio de medidas operativas conformes a las normas para la seguridad de funcionamiento de la red eléctrica.

5. **Transparencia**

5.1. Los GRT publicarán todos los datos pertinentes relacionados con la disponibilidad, el acceso y el uso de la red, incluido un informe que indique dónde y por qué existe congestión, los métodos aplicados para la gestión de la congestión y los planes para su gestión futura.

5.2. Los GRT publicarán una descripción general del método de gestión de la congestión aplicado en diferentes circunstancias para maximizar la capacidad disponible en el mercado y un sistema general para el cálculo de la capacidad de interconexión para los diferentes horizontes temporales, basado en las realidades eléctricas y físicas de la red. Dicho sistema estará sujeto a la revisión de las autoridades reguladoras de los Estados miembros de que se trate.

5.3. Los GRT describirán y pondrán a disposición de todos los usuarios potenciales de la red, de forma detallada y transparente, los procedimientos de gestión de la congestión y de asignación de la capacidad que se estén usando, junto con los plazos y procedimientos para solicitar capacidad, y una descripción de los productos ofrecidos y las obligaciones y derechos, tanto de los GRT como de la parte que obtenga la capacidad, incluidas las responsabilidades que se derivan del incumplimiento de las obligaciones.

5.4. Los estándares de seguridad de funcionamiento y de planificación deberán formar parte integrante de la información que los GRT darán a conocer en un documento público. Este documento también estará sujeto a la revisión de las autoridades reguladoras nacionales.

5.5. Los GRT publicarán todos los datos pertinentes relativos al comercio transfronterizo sobre la base de las mejores previsiones posibles. Para cumplir esta obligación, los participantes del mercado afectados facilitarán a los GRT los datos pertinentes. La forma en que se vaya a publicar dicha información estará sujeta a la revisión de las autoridades reguladoras. Los GRT publicarán al menos:

a) anualmente: información sobre la evolución a largo plazo de las infraestructuras de transporte y su impacto en la capacidad de transporte transfronteriza;

b) mensualmente: previsiones para el mes y el año siguientes de la capacidad de transmisión disponible en el mercado, teniendo en cuenta toda la información pertinente de que disponen los GRT en el momento del cálculo de las previsiones (por ejemplo, impacto de las estaciones de verano e invierno en la capacidad de las líneas, mantenimiento en la red eléctrica, disponibilidad de las unidades de producción, etc.);

c) semanalmente: previsiones para la semana siguiente de la capacidad de transporte disponible en el mercado, teniendo en cuenta toda la información pertinente de que disponen los GRT en el momento del cálculo de las previsiones, como el pronóstico meteorológico, los trabajos de mantenimiento previstos en la red eléctrica, la disponibilidad de las unidades de producción, etc.;

d) diariamente: la capacidad de transporte diaria e intradiaria disponible para el mercado en cada unidad de tiempo del mercado, teniendo en cuenta todas las nominaciones para el día siguiente compensadas, los programas de producción del día siguiente, las previsiones de demanda y los trabajos de mantenimiento de la red eléctrica previstos;

e) la capacidad total ya asignada, por unidad de tiempo del mercado, y todas las condiciones pertinentes en las que pueda utilizarse dicha capacidad (por ejemplo, precio de liquidación de la subasta, obligaciones sobre cómo utilizar la capacidad, etc.), para identificar cualquier capacidad restante;

f) la capacidad asignada, lo antes posible después de cada asignación, así como una indicación de los precios pagados;

g) el total de capacidad utilizada, por unidad de tiempo del mercado, inmediatamente después de la nominación;

h) lo más cerca posible del tiempo real: los flujos comerciales y físicos realizados, agregados por unidad de tiempo del mercado, incluida una descripción de los efectos de cualquier acción correctiva adoptada por los GRT (como la restricción) para resolver problemas de la red o del sistema;

i) información ex ante sobre indisponibilidades previstas e información ex post para el día anterior acerca de indisponibilidades previstas e imprevistas de las unidades de generación de más de 100 MW.

5.6. Toda la información pertinente deberá estar disponible para el mercado con suficiente tiempo para la negociación de cualquier transacción (por ejemplo en el momento de la negociación de los contratos anuales de suministro para los clientes industriales o cuando han de enviarse las ofertas a los mercados organizados).

5.7. Los GRT publicarán la información pertinente sobre las previsiones de demanda y sobre generación según los plazos mencionados en los puntos 5.5 y 5.6. Los GRT publicarán también las informaciones pertinentes necesarias para el mercado de balance transfronterizo.

5.8. Cuando se publiquen las previsiones, los valores realizados *a posteriori* respecto de los datos de la previsión también se publicarán en el período de tiempo siguiente a aquel al que se aplica la previsión o como muy tarde al día siguiente (D + 1).

5.9. Toda la información publicada por los GRT estará disponible gratuitamente en un formato fácilmente accesible. Todos los datos también serán accesibles a través de medios de intercambio de información adecuados y normalizados, que deberán definirse en estrecha cooperación con los participantes del mercado. Los datos incluirán información sobre períodos pasados, como mínimo de dos años, de forma que los nuevos participantes en el mercado también tengan acceso a dichos datos.

5.10. Los GRT intercambiarán regularmente una serie de datos sobre el flujo de carga y la red suficientemente precisos, para que cada GRT 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 velarán por que esta serie de datos sea tratada con carácter confidencial tanto por ellas como por cualquier asesor que realice para ellas un trabajo analítico basado en estos datos.

6. **Uso de los ingresos de la congestión**

6.1. Los procedimientos de gestión de la congestión correspondientes a un horizonte temporal previamente determinado solo podrán generar ingresos en caso de congestión 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) nº 1228/2003 o del artículo 17 del presente Reglamento. El procedimiento para la distribución de estos 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 constituir un elemento disuasorio para la reducción de la congestión.

6.2. Las autoridades reguladoras nacionales serán transparentes en cuanto al uso de los ingresos resultantes de la asignación de capacidad de interconexión.

6.3. Los ingresos de la congestión se repartirán entre los GRT afectados según criterios acordados entre ellos y revisados por las correspondientes autoridades reguladoras.

6.4. Los GRT establecerán claramente de antemano el uso que vayan a hacer de los ingresos de la congestión que puedan obtener e informarán sobre el uso efectivo de dichos ingresos. Las autoridades reguladoras comprobarán que dicho uso se ajusta al presente Reglamento y directrices y que el importe total de los ingresos de la congestión resultante de la asignación de capacidad de interconexión se dedica a uno o varios de los tres objetivos establecidos en el artículo 16, apartado 6, del presente Reglamento.

6.5. Con periodicidad anual y antes del 31 de julio de cada año, las autoridades reguladoras publicarán un informe en el que presentarán el importe de los ingresos recogidos para el período de 12 meses que finaliza el 30 de junio del mismo año y el uso dado a los ingresos en cuestión, junto con la verificación de que dicho uso es conforme al presente Reglamento y directrices, y que el importe total de los ingresos de la congestión se dedica a uno o varios de los tres fines prescritos.

6.6. El uso de los ingresos de congestión para la inversión para mantener o incrementar la capacidad de interconexión se asignará preferiblemente a proyectos específicos predefinidos que contribuyan a aliviar la congestión asociada existente y que también puedan ser aplicados en un plazo de tiempo razonable, en particular en lo relativo al proceso de autorización.

ANEXO II

TABLA DE CORRESPONDENCIAS

Reglamento (CE) nº 1228/2003	Presente Reglamento
Artículo 1	Artículo 1
Artículo 2	Artículo 2
—	Artículo 3
—	Artículo 4
—	Artículo 5
—	Artículo 6
—	Artículo 7
—	Artículo 8
—	Artículo 9
—	Artículo 10
—	Artículo 11
—	Artículo 12
Artículo 3	Artículo 13
Artículo 4	Artículo 14
Artículo 5	Artículo 15
Artículo 6	Artículo 16
Artículo 7	Artículo 17
Artículo 8	Artículo 18
Artículo 9	Artículo 19
Artículo 10	Artículo 20
Artículo 11	Artículo 21
Artículo 12	Artículo 22
Artículo 13	Artículo 23
Artículo 14	Artículo 24
—	Artículo 25
Artículo 15	Artículo 26
Anexo	Anexo I