

Edición
en lengua española

Legislación

Sumario

I Actos cuya publicación es una condición para su aplicabilidad

.....

II Actos cuya publicación no es una condición para su aplicabilidad

Comisión

1999/791/CE:

- ★ **Decisión de la Comisión, de 8 de julio de 1999, relativa a la solicitud del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [notificada con el número C(1999) 1551/1]** 1

1999/792/CE:

- ★ **Decisión de la Comisión, de 8 de julio de 1999, relativa a la solicitud francesa de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [notificada con el número C(1999) 1551/2]** 6

1999/793/CE:

- ★ **Decisión de la Comisión, de 8 de julio de 1999, relativa a la solicitud luxemburguesa de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [notificada con el número C(1999) 1551/3]** 12

1999/794/CE:

- ★ **Decisión de la Comisión, de 8 de julio de 1999, relativa a la solicitud alemana de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [notificada con el número C(1999) 1551/4]** 18

1999/795/CE:

- ★ **Decisión de la Comisión, de 8 de julio de 1999, relativa a la solicitud austriaca de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [notificada con el número C(1999) 1551/5]** 30

1999/796/CE:

- ★ **Decisión de la Comisión, de 8 de julio de 1999, relativa a la solicitud neerlandesa de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [notificada con el número C(1999) 1551/6]** 34

1999/797/CE:

- ★ **Decisión de la Comisión, de 8 de julio de 1999, relativa a la solicitud presentada por el Gobierno español de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [notificada con el número C(1999) 1551/7]** 41

1999/798/CE:

- ★ **Decisión de la Comisión, de 8 de julio de 1999, relativa a la solicitud danesa de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad [notificada con el número C(1999) 1551/8]** 47

II

(Actos cuya publicación no es una condición para su aplicabilidad)

COMISIÓN

DECISIÓN DE LA COMISIÓN

de 8 de julio de 1999

relativa a la solicitud del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

[notificada con el número C(1999) 1551/1]

(El texto en lengua inglesa es el único auténtico)

(1999/791/CE)

LA COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS,

(3) Mediante carta de 16 de octubre de 1998, el Gobierno del Reino Unido presentó información complementaria.

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea,

Vista la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad⁽¹⁾ y, en particular, su artículo 24,

Tras informar a los Estados miembros de la solicitud presentada por el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte,

Considerando lo siguiente:

I. HECHOS

1. Procedimiento

- (1) El 30 de enero de 1998, representantes del Department of Trade and Industry (Ministerio de Comercio e Industria) del Reino Unido presentaron a la Comisión un esbozo inicial del contenido de la solicitud de régimen transitorio para Irlanda del Norte.
- (2) Mediante carta de 18 de febrero de 1998, el Gobierno del Reino Unido solicitó un régimen transitorio para Irlanda del Norte con arreglo a lo dispuesto en el artículo 24 de la Directiva.

2. Estructura del sector eléctrico y aplicación de la Directiva 96/92/CE en Irlanda del Norte

- (4) La estructura actual del sector eléctrico en Irlanda del Norte tiene su origen en abril de 1992, cuando se reestructuró y privatizó la industria del suministro de electricidad. La electricidad es generada principalmente por cuatro productores de energía independientes, organizados como sociedades anónimas
 - Ballylumford Power Ltd, en la actualidad Premier Power Ltd,
 - Belfast West Power Ltd,
 - Coolkeeragh Power Ltd,
 - Kilroot Power Ltd.
- (5) La capacidad total de estas instalaciones es de 2 063 MW. Dos de los cuatro generadores producen más del 82% de esta energía. Además, hay algunos pequeños generadores que producen electricidad a partir de fuentes de energía renovables.
- (6) Otra empresa, la Northern Ireland Electricity plc (NIE), se encarga de gestionar la red de transmisión y de distribución, así como del suministro y adquisición de electricidad. Como responsable del suministro de electricidad, NIE está obligada a comprar toda la electricidad generada por las principales centrales eléctricas independientes. NIE está sujeta a la regulación de precios, mientras que los productores no.

⁽¹⁾ DO L 27 de 30.1.1997, p. 20.

(7) La red eléctrica de Irlanda del Norte no está conectada a la red de otras partes del Reino Unido, y está unida a la de la República de Irlanda sólo por medio de una interconexión. Esta interconexión de 300 MW fue restaurada en 1995 tras veinte años de desuso, y suministra reserva rodante para ambas redes. Se espera que el uso de las interconexiones aumente en el futuro, cuando las redes comerciales de Irlanda del Norte y de Irlanda se desarrollen. También está prevista una interconexión de 250 MW con Escocia.

(8) La Directiva 96/92/CE todavía no ha sido aplicada en Irlanda del Norte. No obstante, se prevé introducir el acceso de terceros basándose en tarifas públicas. El grupo de clientes cualificados estará formado por los clientes más importantes necesarios para responder cada año a la apertura del mercado, es decir, a las condiciones mínimas necesarias para la apertura del mercado establecidas en los apartados 1 y 2 del artículo 19 de la Directiva 96/92/CE.

3. El régimen transitorio notificado por el Gobierno del Reino Unido

(9) La solicitud, y la presente Decisión, se limitan a un régimen transitorio que sólo afecta al territorio de Irlanda del Norte.

(10) La notificación se refiere a la existencia de acuerdos de adquisición de electricidad entre NIE y las cuatro principales empresas generadoras de electricidad antes mencionadas, establecidos en 1992, cuando el sector fue reestructurado y privatizado. En virtud de los contratos, NIE está obligada a comprar la electricidad que necesita a las cuatro empresas generadoras. El pago consta de dos elementos: i) un pago de disponibilidad, basado en la disponibilidad y en las características de funcionamiento de las unidades generadoras y con el que se pretende contribuir a la financiación de los gastos fijos, como costes financieros, salarios, rentabilidad de las inversiones, etc.; y ii) un pago por energía, que corresponde a los gastos de adquisición y consumo del combustible y que se calcula en relación con el nivel contratado de cada unidad generadora, el nivel térmico y el coste del combustible.

(11) Los contratos vencen entre el 2001 y el 31 de marzo de 2024 como plazo máximo. No obstante, los contratos cuya fecha de vencimiento sea posterior a 2012 podrán rescindirse a partir del 1 de noviembre de 2010 si se cumplen ciertas condiciones.

(12) El problema que puede plantearse a NIE es el hecho de que la base de su obligación de pago a las empresas generadoras permanece idéntica con las obligaciones actuales de adquisición de electricidad, aunque el número de consumidores a los que NIE suministra se reduzca. Dado que un elevado porcentaje de los pagos de NIE a los generadores es fijo, los costes deberán recuperarse con una base de clientes mucho más estrecha, formada principalmente por clientes no cualificados. El

resultado sería un aumento del precio de la electricidad para estos pequeños consumidores. Estos costes adicionales han sido denominados «Franchise Customer Excess Costs». Dichos costes no sólo deberían facturarse a los clientes cautivos, sino a todos los clientes.

(13) Los compromisos relativos a los acuerdos de adquisición de energía pueden subdividirse en los compromisos siguientes:

Capacidad hundida

(14) Con la aplicación de la Directiva 96/92/CE, los clientes cualificados podrán elegir su fuente de suministro. Si nuevos productores son autorizados a introducirse en el mercado y pueden vender electricidad a clientes cualificados, la capacidad de las empresas generadoras existentes podrá superar a la demanda de electricidad de Irlanda del Norte. La situación puede verse influida por la construcción de una interconexión entre Irlanda del Norte y Escocia, tal como está previsto desde 1991.

Costes adicionales relacionados con el contrato de gas

(15) El 1 de abril de 1992, se celebró un contrato de conversión a gas entre NIE y Ballylumford Power Ltd, en la actualidad Premier Power Ltd, que estipula la conversión a gas de las instalaciones de petróleo de la central eléctrica de Ballylumford. La mayor parte del gas se adquiere mediante un contrato de tipo firme de compra (*take and pay*) denominado «Long Term Interruptible 3», celebrado en 1992 y que no vence hasta 2009. El contrato fija precios que, según la notificación, superan en unos 20 millones de libras esterlinas anuales a los precios habituales del mercado. Los costes estimados superiores a los del mercado se cobran a NIE en virtud del acuerdo de adquisición de electricidad.

Coste del gasoducto

(16) La introducción de gas en Irlanda del Norte exigió la construcción de un gasoducto desde Twyholm, Escocia, a través del Canal del Norte hasta Islandmagee y la conversión de las calderas de las centrales eléctricas de petróleo a gas. Los costes ascendieron a 130 millones de libras esterlinas para el gasoducto y 35 millones para la conversión de las calderas.

Desulfuración de los gases de combustión

(17) Por último, puede que haya costes derivados de los posibles cambios futuros de la legislación medioambiental, en particular la exigencia de equipo para desulfuración de los gases de combustión.

Las dimensiones de los costes hundidos

- (18) La notificación incluye la estimación siguiente de los costes hundidos anuales (en millones de libras esterlinas):

Capacidad hundida	0-25
Costes adicionales relacionados con el contrato de gas	0-25
Coste del gasoducto	0-14
Coste de la desulfuración de los gases de combustión	0-18
Costes totales	0-82

- (19) La duración del período durante el que podrán imponerse dichos gastos se extiende hasta la expiración del último acuerdo de adquisición de electricidad, en 2024. No obstante, en virtud de los términos de diversas licencias emitidas a los generadores y a NIE, algunos de los acuerdos podrán cancelarse anticipadamente en 2010, a condición de que se cumplan determinadas condiciones. Las condiciones de los acuerdos también podrán renegociarse al objeto de reducir los costes hundidos globales. El Gobierno del Reino Unido y el órgano regulador destacan en la notificación que los costes hundidos sólo pueden ser aceptados como cualificados para compensación si las renegociaciones han sido infructuosas.

Método de recuperación

- (20) La notificación ha sido redactada basándose en la hipótesis de que los costes hundidos cualificados serán recuperados mediante la introducción de un canon sobre el consumo final de electricidad. No obstante, el Gobierno del Reino Unido subraya que antes de adoptar cualquier decisión final sobre la introducción de tal canon debe analizarse cuidadosamente la posibilidad de un reparto de los costes entre los consumidores y la industria eléctrica.
- (21) La hipótesis de trabajo prevé permitir que NIE recupere la parte de los costes hundidos que no pueden recuperarse debido a clientes cualificados que no compran la electricidad de NIE introduciendo un canon, un recargo competitivo de transición (Competitive Transition Charge), por el uso de la red eléctrica. Este sobreprecio se denomina Franchise Customer Excess Costs.
- (22) Tres meses antes del fin de cada ejercicio presupuestario, NIE preparará un cálculo de los costes adicionales correspondientes al cliente (Franchise Customer Excess Costs) para el siguiente ejercicio presupuestario, teniendo en cuenta factores como la capacidad prevista de producción disponible sujeta al acuerdo de adquisición de electricidad, la demanda global de la red y la demanda de

clientes cualificados que no compran la electricidad a NIE. A partir de esta estimación se establecerá la cifra del canon.

- (23) Todos los consumidores deberán pagar el recargo, que será cobrado por los proveedores, los cuales lo abonarán a la NIE. Su importe se basará en la electricidad consumida en kwh y figurará como un elemento aparte en la factura de electricidad del consumidor.
- (24) Al final de cada ejercicio presupuestario, NIE calculará la cantidad recogida en exceso o en defecto y rectificará el canon para el año siguiente, a fin de asegurarse de que la compensación no supere los Franchise Customer Excess Costs.

II. ANÁLISIS JURÍDICO

1. **Fundamento jurídico: apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE**

- (25) A tenor de lo dispuesto en el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, el Gobierno del Reino Unido notificó una solicitud de régimen transitorio en relación con supuestos compromisos y garantías de funcionamiento.

2. **Requisitos del artículo 24**

- (26) El artículo 24 de la Directiva 96/92/CE establece lo siguiente:

«1. Los Estados miembros en los que las autorizaciones concedidas antes de la entrada en vigor de la presente Directiva prevean compromisos o garantías de funcionamiento cuyo incumplimiento sea posible a causa de lo dispuesto en la presente Directiva, podrán solicitar acogerse a un régimen transitorio, que les podrá ser concedido por la Comisión, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica. La Comisión informará a los Estados miembros de dichas solicitudes antes de tomar una decisión, teniendo en cuenta el respeto a la confidencialidad. Dicha decisión será publicada en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*.

2. Dicho régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías a que se refiere el apartado 1. El régimen transitorio podrá amparar excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la presente Directiva. Los Estados miembros deberán notificar a la Comisión las solicitudes de un régimen transitorio a más tardar un año después de la entrada en vigor de la presente Directiva.»

- (27) Por lo tanto, a la luz del Tratado CE, el apartado 1 y el apartado 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE exigen que la Comisión, para considerar cualquier solicitud de régimen transitorio, examine los elementos siguientes.
- (28) A. *Requisitos sobre la naturaleza de los compromisos o garantías de funcionamiento en cuestión:*
- 1) Debe demostrarse la existencia de un compromiso o garantía de funcionamiento.
 - 2) El compromiso o las garantías de funcionamiento deben haberse concedido antes del 20 de febrero de 1997.
 - 3) Debe establecerse un vínculo de causalidad entre la entrada en vigor de la Directiva 96/92/CE y la imposibilidad de cumplir el compromiso.
- (29) B. *Requisitos en relación con las medidas propuestas para alcanzar los objetivos en cuestión:*
- 1) Las medidas del régimen transitorio deben entrar dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE.
 - 2) El régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías de funcionamiento en cuestión.
 - 3) El régimen transitorio debe aplicar las medidas menos restrictivas necesarias, dentro de lo razonable, para alcanzar los objetivos, los cuales deberán ser legítimos en sí mismos. A la hora de decidir sobre estas cuestiones, la Comisión debe tener en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica.
- (32) Las medidas consideradas se basan en un sencillo régimen de compensación, es decir, un sistema de tarifas o gravámenes aplicados por un Estado miembro para compensar los costes hundidos originados por la aplicación de la Directiva 96/92/CE.
- (33) La aplicación de dichos gravámenes en el presente caso no requiere una excepción a los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE y, por consiguiente, no puede considerarse como un régimen transitorio en el sentido del artículo 24.
- (34) El hecho de que medidas tales como las consideradas en este caso puedan dar lugar a distorsiones significativas del mercado interior de la electricidad no afecta a esta conclusión. Evidentemente, la Comisión reconoce que el pago de dichos gravámenes puede tener repercusiones económicas muy similares a las derivadas de una excepción total o parcial con respecto a algunas de las obligaciones establecidas en los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE. No obstante, estas distorsiones, por su propia naturaleza, no se derivan de una excepción específica como la prevista por la Directiva. Por consiguiente, la transferencia de un pago compensatorio a determinados productores de electricidad, financiado por medio de una tarifa o gravamen que será facturado a los consumidores, no constituye una medida contemplada directamente en la Directiva, sino una medida que debe ser examinada según las normas que rigen la competencia y, en particular, con arreglo a la letra c) del apartado 3 del artículo 87 del Tratado CE. Se entiende que medidas de efecto económico similar serán tratadas de forma coherente, con independencia del procedimiento pertinente en cada caso.
- (35) En consecuencia, dada la inaplicabilidad del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, no es necesario evaluar los requisitos antes citados A.1), A.2), A.3) y B.2), B.3).

3. Evaluación del régimen transitorio del Reino Unido

- (30) En el presente caso, por lo que respecta al régimen transitorio tal como se ha notificado, no es necesario determinar si se satisfacen los requisitos A.1), A.2) y A.3) o B.2) y B.3), ya que las medidas del régimen transitorio no exigen una excepción a los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE y, por consiguiente, no cumplen el citado requisito B.1).
- (31) Como se indica más arriba, para establecer un régimen transitorio con arreglo a lo dispuesto en el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, el sistema elegido por el Estado miembro debe prever una excepción a los requisitos establecidos en los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE.

4. Conclusión

- (36) La solicitud de un régimen transitorio notificada por el Gobierno del Reino Unido de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE se ha evaluado de acuerdo con los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva. La Comisión llega a la conclusión de que no puede aprobarse un régimen transitorio con arreglo al artículo 24, ni resulta necesario, ya que las medidas previstas no constituyen excepciones a los capítulos IV, VI y VII de dicha Directiva. el régimen incluye transferencias de pagos compensatorios a determinados productores de electricidad, financiados mediante una recaudación o una carga a los consumidores. Tales medidas no se contemplan directamente en la Directiva 96/92/CE, sino que requieren examinarse de conformidad con las reglas sobre ayudas estatales y, en particular, con arreglo a la letra c) del apartado 3 del artículo 87 del Tratado CE,

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La presente Decisión se refiere a la solicitud del Reino Unido de un régimen transitorio de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, notificada a la Comisión el 18 de febrero de 1998 y completada el 16 de octubre de 1998. Dicha notificación se refiere a lo siguiente a los acuerdos de adquisición de electricidad celebrados entre NIE y Ballylumford Power Ltd (actualmente llamada Premier Power Ltd), Belfast West Power Ltd, Coolkearagh Power Ltd y Kilroot Power Ltd.

Artículo 2

El régimen transitorio notificado por el Gobierno del Reino Unido no contiene ninguna medida que pueda constituir

excepción a los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE, tal como se define en el apartado 2 de su artículo 24. Por consiguiente, el artículo 24 no se aplica al régimen transitorio notificado por el Gobierno del Reino Unido.

Artículo 3

El destinatario de la presente Decisión será el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte.

Hecho en Bruselas, el 8 de julio de 1999.

Por la Comisión

Christos PAPOUTSIS

Miembro de la Comisión

DECISIÓN DE LA COMISIÓN

de 8 de julio de 1999

relativa a la solicitud francesa de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

[notificada con el número C(1999) 1551/2]

(El texto en lengua francesa es el único auténtico)

(1999/792/CE)

LA COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS,

Francia. Toda la transmisión de electricidad, incluida la importación y exportación, es realizada por EDF.

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea,

Vista la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad⁽¹⁾, y, en particular, su artículo 24,

Tras informar a los Estados miembros de la solicitud presentada por Francia, de conformidad con el apartado 1 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE,

Considerando lo siguiente:

I. HECHOS

1. Procedimiento

- (1) Mediante carta de 19 de febrero de 1998, dirigida a la Comisión, las autoridades francesas solicitaron beneficiarse de un régimen transitorio en virtud del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE.
- (2) El 4 de noviembre de 1998 la Comisión recibió información complementaria de las autoridades francesas en relación con dicha solicitud.

2. Estructura del sector eléctrico en Francia

- (3) El sector francés de la electricidad se caracteriza por el monopolio de la empresa Electricité de France (EDF) en lo que se refiere a la producción, la transmisión y la distribución de electricidad. EDF tiene a su cargo más del 90% de la producción y distribución de electricidad en

3. Liberalización del mercado de la electricidad: transposición de la Directiva 96/92/CE

- (4) La nueva ley que regulará el sector eléctrico, denominada «Modernisation et développement du service public» (Modernización y desarrollo del servicio público), fue examinada en primera lectura en el Parlamento en febrero de 1999. Su voto está previsto para septiembre de 1999.
- (5) Sus orientaciones generales serán las siguientes:
 - clientes cualificados: serán clientes cualificados los que consuman más de 100 GWh anuales. Esta cifra supone el mínimo exigido por la Directiva, fijado en 26,48%. Los distribuidores sólo serán cualificados para sus clientes cualificados,
 - nuevas instalaciones de producción: Francia ha optado por el procedimiento de autorización en el marco de un programa multianual de inversiones, con una licitación subsidiaria,
 - el acceso a la red de terceros se regirá por tarifas de transmisión públicas,
 - EDF seguirá siendo una empresa verticalmente integrada. A fin de cumplir la Directiva, las cuentas de las actividades de producción, transmisión y distribución y las de otras actividades estarán separadas en EDF. Asimismo, el gestor de la red de transmisión tendrá que ser independiente en términos de la gestión de otras actividades no relacionadas con la red de transmisión,
 - una comisión de la electricidad independiente asumirá las funciones de regulador del mercado. Sus competencias de toma de decisiones se limitarán fundamentalmente a la resolución de litigios.

⁽¹⁾ DO L 27 de 30.1.1997, p. 20.

4. El régimen transitorio notificado por las autoridades francesas

4.1. Introducción

- (6) Las autoridades francesas han notificado las medidas transitorias que se exponen a continuación, en aplicación del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE:
- contratos de adquisición de la electricidad producida por los productores independientes de horas de punta,
 - compromisos ligados con el reactor de neutrones rápidos Superphénix,
 - compromisos ligados con la financiación del régimen especial de pensiones de los trabajadores de las industrias del gas y la electricidad.
- (7) La medida transitoria relacionada con los compromisos ligados a la financiación del régimen especial de jubilaciones del personal de las industrias del gas y la electricidad se añadió a la notificación en la carta de 4 de noviembre.
- (8) Dicha medida no se había incluido en la notificación inicial de 19 de febrero. Si bien las autoridades francesas habían señalado en esta notificación el problema que se planteaba para las pensiones, no lo incluyeron porque, en su opinión, la Directiva 96/92/CE no abarcaba el ámbito social. Tras las conversaciones mantenidas entre la Comisión y los Estados miembros respecto a esta cuestión, las autoridades francesas añadieron esta medida en su carta de 4 de noviembre.

4.2. Detalles de las medidas notificadas

4.2.1. Contratos de adquisición de la electricidad producida por los productores independientes de horas de punta

a) Naturaleza de los compromisos

- (9) EDF estaba obligada a comprar la electricidad producida durante el período de horas de punta por las pequeñas centrales independientes, hasta 8 MVA. Esta obligación se derivaba del Decreto nº 55-662 de 1955, modificado en 1994.
- (10) Las autoridades eliminaron la obligación de compra para las nuevas instalaciones a partir de enero de 1995. Toda instalación que haya obtenido las autorizaciones necesarias antes de esta fecha se beneficia de las favorables condiciones de compra antes citadas.

(11) Las condiciones de remuneración empeoraron considerablemente a partir de 1993, pero todavía eran suficientes para que los operadores de las pequeñas centrales continuaran invirtiendo.

(12) En abril de 1997, un contrato de servicios celebrado entre EDF y el Estado francés introdujo unas reducciones más considerables en las tarifas. Se celebraron nuevos contratos, denominados *dispatchable*, con las pequeñas instalaciones de horas de punta por un período de quince años, menos el período transcurrido desde la entrada en servicio de las instalaciones. Se recurrirá a las instalaciones exclusivamente en función de las necesidades de la red eléctrica. La remuneración comprende una prima fija y una remuneración por la energía suministrada. Se presentó una oferta a los productores que no deseaban continuar con estas condiciones, con el fin de comprarles sus instalaciones sobre la base de los gastos menos los ingresos ya percibidos.

(13) Las autoridades francesas alegan que EDF no podrá seguir soportando con sus derechos exclusivos en el sector eléctrico la carga financiera derivada de estos contratos.

b) Dimensiones de los costes hundidos

(14) Los compromisos derivados de los contratos *dispatchable* celebrados entre EDF y los productores independientes afectan a una potencia instalada de 516 MW.

(15) Las autoridades estiman que el compromiso, limitado a los importes previsibles que deberán pagarse en concepto de la prima fija estipulada por el contrato serán del orden de 250 millones de francos franceses (valor de 1997) anuales, hasta el vencimiento del último contrato en 2012.

c) Método de recuperación

(16) Los gastos de EDF serán financiados por un fondo constituido mediante una contribución a cargo de todos los usuarios: los proveedores, los autoprodutores y los clientes finales que importan o compran electricidad dentro de la Comunidad. La contribución se fijará en función del número de kilowatios por hora suministrados, comprados o producidos. Se repartirá proporcionalmente entre los proveedores de los clientes cualificados y los proveedores de los clientes no cualificados.

(17) Hasta ahora no se ha adoptado aún ninguna decisión concreta ni ningún método de cálculo. Las autoridades francesas presentaron un conjunto de medidas con carácter preliminar y sujetas a su examen por el Parlamento francés.

4.2.2. *Compromisos ligados con la central Superphénix*

ambiente, podrán revisarse las estimaciones de los gastos futuros y el cálculo de las cargas.

a) *Naturaleza de los compromisos*

(18) La construcción del reactor de neutrones rápidos Superphénix se inició en 1976. La primera fisión de neutrones tuvo lugar en 1985. En 1994, la central se convirtió en un centro de investigación.

(25) Las autoridades francesas presentaron un conjunto de medidas con carácter preliminar y sujetas a su examen por el Parlamento francés.

(19) El 28 de febrero de 1997 se paró el reactor. El 2 de febrero de 1998, el Gobierno francés decidió que Superphénix sería definitivamente abandonado.

4.2.3. *Compromisos ligados a la financiación del régimen especial de pensiones*

(20) La empresa NERSA (51 % EDF, 33 % ENEL y 16 % SBK) fue creada para la construcción y explotación de la central. SBK y ENEL abandonaron NERSA el 1 de enero de 1998. EDF corre con todos los gastos correspondientes al cierre y desmantelamiento.

a) *Naturaleza de los compromisos*

(26) El estatuto nacional del personal de las industrias eléctricas y del gas establece un régimen especial de jubilación. Los empresarios no han creado reservas en las cuentas para estos futuros compromisos.

b) *Dimensiones de los costes hundidos*b) *Dimensiones de los costes hundidos*

(21) Los gastos futuros a los que deberá hacer frente EDF se calculan en torno a los 12 700 millones de francos franceses (valor de 1997) a finales del ejercicio 1998. En estos gastos se incluye la parte correspondiente a EDF para la liquidación de la sociedad NERSA, la pérdida de fondos propios derivada y la parte terminal del ciclo de combustión, además de la totalidad de los gastos del cierre y desmantelamiento de la central.

(27) El mantenimiento del estatuto del personal supondrá un coste excesivo, que aumentará sustancialmente a partir de 2000. Las autoridades francesas alegan que, antes de la liberalización, este coste adicional podía cubrirse mediante los derechos exclusivos de los empresarios en el mercado de la electricidad. Las autoridades no facilitan ningún cálculo ni estimación de este coste adicional, ni en la notificación aportan información sobre las futuras pensiones ni sobre cualquier cambio del estatuto del personal en la nueva Ley de la electricidad.

(22) En el cálculo se dedujo un préstamo otorgado por la Comisaría de la Energía Atómica de 2 100 millones de francos franceses, en la creencia de que no sería necesario el reembolso, puesto que sólo era pagadero en caso de disponibilidad suficiente de Superphénix.

c) *Método de recuperación*

(28) En la notificación no se indica el método de recuperación de estos gastos futuros.

c) *Método de recuperación*

(23) Los gastos de EDF serán financiados por un fondo constituido mediante una contribución a cargo de todos los usuarios: los proveedores, los autoproductores y los clientes finales que importan o compran electricidad dentro de la Comunidad. La contribución se fijará en función del número de kilovatios por hora suministrados, comprados o producidos. Se repartirá proporcionalmente entre los proveedores de los clientes cualificados y los proveedores de los clientes no cualificados.

II. ANÁLISIS JURÍDICO

1. *Fundamento jurídico: apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE*

(24) Dado que las fechas de algunos de los vencimientos son muy lejanas, y en vista de posibles cambios en el ámbito de la tecnología, la seguridad, la garantía y el medio

(29) En aplicación del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, las autoridades francesas notificaron a la Comisión una solicitud de régimen transitorio en relación con compromisos y garantías de funcionamiento. No obstante, no se solicitó explícitamente ninguna excepción a los capítulos IV, VI o VII.

2. Requisitos de los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE

(30) El artículo 24 de la Directiva 96/92/CE establece lo siguiente:

«1. Los Estados miembros en los que las autorizaciones concedidas antes de la entrada en vigor de la presente Directiva prevean compromisos o garantías de funcionamiento cuyo incumplimiento sea posible a causa de lo dispuesto en la presente Directiva, podrán solicitar acogerse a un régimen transitorio, que les podrá ser concedido por la Comisión, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica. La Comisión informará a los Estados miembros de dichas solicitudes antes de tomar una decisión, teniendo en cuenta el respeto a la confidencialidad. Dicha decisión será publicada en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*.

2. Dicho régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías a que se refiere el apartado 1. El régimen transitorio podrá amparar excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la presente Directiva. Los Estados miembros deberán notificar a la Comisión las solicitudes de un régimen transitorio a más tardar un año después de la entrada en vigor de la presente Directiva.»

(31) Por lo tanto, a la luz del Tratado CE, los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE (en adelante denominada «la Directiva») exigen que la Comisión, para considerar cualquier solicitud de régimen transitorio, examine los siguientes elementos.

A. Requisitos sobre la naturaleza de los compromisos o garantías de funcionamiento en cuestión

- 1) Debe demostrarse la existencia de un compromiso o garantía de funcionamiento.
- 2) El compromiso o las garantías de funcionamiento deben haberse concedido antes del 20 de febrero de 1997.
- 3) Debe establecerse un vínculo de causalidad entre la entrada en vigor de la Directiva y la imposibilidad de cumplir el compromiso.

B. Requisitos en relación con las medidas propuestas para alcanzar los objetivos en cuestión

- 1) Las medidas del régimen transitorio deberán entrar dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva.
- 2) El régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías de funcionamiento en cuestión.

3) El régimen transitorio deberá aplicar las medidas menos restrictivas necesarias, dentro de lo razonable, para alcanzar los objetivos, los cuales deberán ser legítimos en sí mismos. Para decidir sobre estas cuestiones, la Comisión deberá tomar en consideración, entre otros factores, las dimensiones de la red de que se trate, el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica.

3. Evaluación del régimen transitorio presentado por las autoridades francesas

3.1. Productores de horas de punta

- (32) En el presente caso de régimen transitorio solicitado por Francia en relación con los compromisos ligados a los contratos de compra de la electricidad producida por los productores independientes de horas de punta y los relacionados con el cierre de la central Superphénix, no es necesario determinar si se han cumplido los requisitos A.1), A.2), A.3) o B.2) y B.3).
- (33) La razón, tal como se ha declarado anteriormente, es que un régimen transitorio conforme a lo establecido en el artículo 24 debe prever una excepción a los requisitos establecidos por la Directiva en los capítulos IV, VI y VII.
- (34) Las medidas consideradas se basan en un sencillo régimen de compensación, es decir, un sistema de tarifas o gravámenes aplicados por un Estado miembro para compensar los costes hundidos originados por la aplicación de la Directiva.
- (35) La aplicación de dichos gravámenes en el presente caso no requiere una excepción a los citados capítulos de la Directiva y, por consiguiente, no puede considerarse como un régimen transitorio en el sentido del artículo 24 de la Directiva.
- (36) Las medidas en cuestión no entran dentro del ámbito de las excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva y, por lo tanto, no cumplen el requisito B.1).
- (37) El hecho de que medidas tales como las consideradas en este caso puedan dar lugar a distorsiones significativas del mercado interior de la electricidad no afecta a esta conclusión.
- (38) La Comisión reconoce que el pago de dichos gravámenes puede tener repercusiones económicas muy similares a las derivadas de una excepción total o parcial con respecto a algunas de las obligaciones establecidas en los capítulos IV, VI o VII de la Directiva. No obstante, estas distorsiones, por su propia naturaleza, no se derivan de una excepción específica como la prevista por la Directiva.

- (39) Por consiguiente, la transferencia de un pago compensatorio a determinados productores de electricidad, financiado por medio de una tarifa o gravamen que será facturado a los consumidores no constituye una medida contemplada directamente en la Directiva, sino una medida que debe ser examinada según las normas en materia de ayudas estatales y, en particular, con arreglo a la letra c) del apartado 3 del artículo 87 del Tratado CE. Se entiende que medidas de efecto económico similar serán tratadas de forma coherente, con independencia del procedimiento pertinente en cada caso.
- (40) Dada la inaplicabilidad del artículo 24 de la Directiva, no es necesario evaluar los requisitos antes citados A.1), A.2), A.3) y B.2) y B.3).

3.2. Superphénix

- (41) En el presente caso de régimen transitorio solicitado por Francia en relación con los compromisos relacionados con el cierre de la central Superphénix, no es necesario determinar si se han cumplido los requisitos A.1), A.2), A.3) o B.2) y B.3).
- (42) La razón, tal como se ha declarado anteriormente, es que un régimen transitorio conforme a lo establecido en el artículo 24 debe prever una excepción a los requisitos establecidos por la Directiva en los capítulos IV, VI y VII.
- (43) Las medidas consideradas se basan en un sencillo régimen de compensación, es decir, un sistema de tarifas o gravámenes aplicados por un Estado miembro para compensar los costes hundidos originados por la aplicación de la Directiva.
- (44) La aplicación de dichos gravámenes en el presente caso no requiere una excepción a los citados capítulos de la Directiva y, por consiguiente, no puede considerarse como un régimen transitorio en el sentido del artículo 24 de la Directiva.
- (45) Las medidas en cuestión no entran dentro del ámbito de las excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva y, por lo tanto, no cumplen el requisito B.1).
- (46) El hecho de que medidas tales como las consideradas en este caso puedan dar lugar a distorsiones significativas del mercado interior de la electricidad no afecta a esta conclusión.
- (47) La Comisión reconoce que el pago de dichos gravámenes puede tener repercusiones económicas muy similares a las derivadas de una excepción total o parcial con respecto a algunas de las obligaciones establecidas en los capítulos IV, VI o VII de la Directiva. No obstante, estas distorsiones, por su propia naturaleza, no se derivan de una excepción específica como la prevista por la Directiva.
- (48) Por consiguiente, la transferencia de un pago compensatorio a determinados productores de electricidad, financiado por medio de una tarifa o gravamen que será facturado a los consumidores, no constituye una medida contemplada directamente en la Directiva, sino una medida que requiere ser examinada de conformidad con las correspondientes normas del Tratado CE.
- (49) Dada la inaplicabilidad del artículo 24 de la Directiva, no es necesario evaluar los requisitos antes citados A.1), A.2), A.3) y B.2) y B.3).

3.3. Compromisos ligados con el régimen especial de pensiones

- (50) La Comisión considera que la información facilitada por las autoridades francesas en relación con una posible acción para paliar los problemas del régimen especial de pensiones de los trabajadores de las industrias del gas y la electricidad no es lo suficientemente detallada para que la Comisión pueda adoptar una decisión conforme el apartado 1 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE,

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La presente Decisión se refiere a la solicitud francesa de un régimen transitorio con arreglo a lo dispuesto en el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, notificada a la Comisión el 19 de febrero de 1998 y completada el 4 de noviembre de 1998. Dicha notificación se refiere a lo siguiente:

- a) contratos de adquisición por Electricité de France (EDF) de la electricidad producida por los productores independientes de horas de punta;
- b) compromisos ligados con el reactor de neutrones rápidos Superphénix;
- c) compromisos ligados con la financiación del régimen especial de pensiones de los trabajadores de las industrias del gas y la electricidad.

Artículo 2

El régimen transitorio notificado por las autoridades francesas en relación con los compromisos asumidos por EDF vinculados a los contratos de adquisición de la electricidad producida por

los productores independientes de horas de punta y los compromisos aceptados por dicha empresa en relación con el reactor Superphénix no contiene medidas que puedan constituir excepciones a los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE, tal como se establece en el apartado 2 del artículo 24 de dicha Directiva. Por consiguiente, el artículo 24 de la Directiva no se aplica al régimen transitorio notificado por Francia.

Artículo 3

En el marco de la presente Decisión, conforme el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, no se aprueban las disposiciones relativas a los compromisos ligados a la financiación del régimen

especial de pensiones del personal de las industrias del gas y la electricidad.

Artículo 4

El destinatario de la presente Decisión será la República Francesa.

Hecho en Bruselas, el 8 de julio de 1999.

Por la Comisión
Christos PAPOUTSIS
Miembro de la Comisión

DECISIÓN DE LA COMISIÓN

de 8 de julio de 1999

relativa a la solicitud luxemburguesa de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

[notificada con el número C(1999) 1551/3]

(El texto en lengua francesa es el único auténtico)

(1999/793/CE)

LA COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea,

Vista la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad⁽¹⁾, y, en particular, su artículo 24,

Tras informar a los Estados miembros de la solicitud luxemburguesa de conformidad con el apartado 1 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE,

Considerando lo siguiente:

I. HECHOS

1. Procedimiento

- (1) Mediante carta de 13 de febrero de 1998, el Ministerio de Energía de Luxemburgo notificó a la Comisión una solicitud de régimen transitorio de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE.
- (2) Mediante carta de 20 de octubre de 1998, dicho Ministerio presentó información complementaria a la Comisión.
- (3) El 15 de diciembre de 1998 se celebró una reunión bilateral entre representantes de dicho Ministerio y los servicios de la Comisión.

2. El sector eléctrico luxemburgués y la aplicación de la Directiva 96/92/CE

- (4) Luxemburgo no ha aplicado todavía la Directiva 96/92/CE. El proyecto de ley de 16 de diciembre de 1998 prevé un sistema de acceso regulado de terceros.

Podrán acceder a la red los consumidores finales con un consumo anual superior a los 100 GWh, lo que supone aproximadamente el 45 % del consumo total nacional.

- (5) El mercado de suministro de electricidad en Luxemburgo está compuesto por Cegedel, empresa de propiedad estatal mayoritaria que suministra el 70 % del consumo nacional, y SOTEL, empresa propiedad de la industria pesada que suministra a dicha industria y a los ferrocarriles, lo que representa el 30 % del consumo nacional. Desde 1927, Cegedel detenta la concesión para la distribución y el suministro exclusivo de electricidad al sector público. Cegedel actúa también como gestor de la red de transmisión e importa el 92,8 % de sus necesidades de electricidad de Alemania, mediante un contrato a largo plazo con RWE. El 7 % restante lo adquiere a pequeños productores, privados o públicos, principalmente procedente de energía hidroeléctrica y de cogeneración.

3. El régimen transitorio notificado por el Gobierno de Luxemburgo

- (6) La solicitud presentada por Luxemburgo se compone de varios elementos, que hacen referencia a los apartados 1 y 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE.

3.1. Apartado 1 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE

- (7) Luxemburgo considera que el acuerdo de adquisición de electricidad entre Cegedel y RWE (las partes contratantes son el Estado de Luxemburgo, la Société Electrique de L'Our SA y RWE AG), celebrado inicialmente el 30 de abril de 1963, modificado varias veces y que expira el 31 de diciembre de 2000, debe ser considerado un compromiso en el sentido del apartado 1 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE. El contrato contiene una cláusula de suministro exclusivo en favor de RWE. Por otra parte, Cegedel abastece a grandes consumidores industriales con un consumo de más de 100 GWh al año, que serán clientes cualificados en el sentido de la Directiva 96/92/CE a partir del 19 de febrero de 1999. Si dichos clientes cualificados eligieran un proveedor diferente a Cegedel, RWE podría revisar sus actuales tarifas de suministro a esta compañía. Con el objeto de proteger la

⁽¹⁾ DO L 27 de 30.1.1997, p. 20.

posición de Cegedel, el Gobierno luxemburgués solicita un régimen transitorio hasta el 31 de diciembre de 2000, fecha de vencimiento del contrato de adquisición de electricidad. La notificación no contiene precisiones sobre las medidas del régimen transitorio.

3.2. Apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE

(8) Teniendo en cuenta las reducidas dimensiones de la red luxemburguesa, y el hecho de que en el apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE se menciona específicamente a Luxemburgo, el Gobierno de este país solicita lo siguiente:

- a) una excepción al apartado 3 del artículo 14 de la Directiva 96/92/CE, según el cual «Incluirán un balance y una cuenta de resultados por cada actividad.»: Luxemburgo solicita que el balance y la cuenta de resultados por cada actividad (generación, transmisión, distribución, otras actividades no relacionadas con la electricidad) que debe recogerse por separado no sean incluidos en anexo a su contabilidad anual, sino que permanezcan al nivel de contabilidad interna.
- b) Una interpretación restrictiva del apartado 1 del artículo 20 de la Directiva 96/92/CE «i) los productores independientes y los autoprodutores puedan negociar el acceso a la red para abastecer sus propias instalaciones y filiales establecidas en el mismo Estado miembro o en otro Estado miembro por medio de la red interconectada;»: Luxemburgo solicita, por una parte, que la definición de las «filiales» se base en la Directiva 83/349/CEE del Consejo⁽²⁾, cuya última modificación la constituye la Directiva 90/605/CEE⁽³⁾, que requiere que la sociedad matriz posea un mínimo del 50% de las acciones y, por otra parte, que este derecho de acceso se limite a situaciones en las que el autoprodutor genera un excedente de electricidad y que el suministro de sus instalaciones o filiales se limite a estas cantidades excedentarias.

II. ANÁLISIS JURÍDICO

1. Fundamento jurídico: artículo 24 de la Directiva 96/92/CE

(9) El Gobierno de Luxemburgo notificó una solicitud a tenor de lo dispuesto en el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE. La notificación contiene dos partes que deben analizarse por separado:

— una solicitud de acogimiento a un régimen transitorio conforme a lo dispuesto en los apartados 1 y 2 del artículo 24,

— una solicitud de excepciones para las pequeñas redes aisladas, conforme a lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 24.

2. El régimen transitorio para el contrato de adquisición de electricidad

2.1. Requisitos de los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE

(10) El artículo 24 de la Directiva 96/92/CE establece lo siguiente:

«1. Los Estados miembros en los que las autorizaciones concedidas antes de la entrada en vigor de la presente Directiva prevean compromisos o garantías de funcionamiento cuyo incumplimiento sea posible a causa de lo dispuesto en la presente Directiva, podrán solicitar acogerse a un régimen transitorio, que les podrá ser concedido por la Comisión, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica. La Comisión informará a los Estados miembros de dichas solicitudes antes de tomar una decisión, teniendo en cuenta el respeto a la confidencialidad. Dicha decisión será publicada en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*.

2. Dicho régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías a que se refiere el apartado 1. El régimen transitorio podrá amparar excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la presente Directiva. Los Estados miembros deberán notificar a la Comisión las solicitudes de un régimen transitorio a más tardar un año después de la entrada en vigor de la presente Directiva.»

(11) Por consiguiente, los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE exigen que la Comisión evalúe los elementos que se exponen a continuación con respecto a las disposiciones del Tratado CE, cuando examina cualquier solicitud de régimen transitorio.

A. Requisitos sobre la naturaleza de los compromisos o las garantías de funcionamiento en cuestión

- 1) Debe demostrarse la existencia de un compromiso o garantía de funcionamiento.
- 2) El compromiso o las garantías de funcionamiento deben haberse concedido antes del 20 de febrero de 1997.
- 3) Debe establecerse un vínculo de causalidad entre la entrada en vigor de la Directiva y la imposibilidad de cumplir el compromiso.

B. Requisitos en relación con las medidas propuestas para alcanzar dichos objetivos

- 1) Las medidas del régimen transitorio deberán entrar dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva.

⁽²⁾ DO L 193 de 18.7.1983, p. 1.

⁽³⁾ DO L 137 de 16.11.1990, p. 60.

- 2) El régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías de funcionamiento en cuestión.
- 3) El régimen transitorio deberá aplicar las medidas menos restrictivas necesarias, dentro de lo razonable, para alcanzar los objetivos, los cuales deberán ser legítimos en sí mismos. A la hora de decidir sobre estas cuestiones, la Comisión deberá tener en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica.

2.2. Evaluación del régimen transitorio de Luxemburgo

A) Condiciones relativas a las características de los compromisos o garantías de funcionamiento en cuestión

- (12) En su notificación, Luxemburgo adjuntó una copia del contrato de adquisición de electricidad en cuestión. Las partes contratantes son, por la parte compradora, el Estado luxemburgués, representado por Cegedel, y, por la parte vendedora, RWE AG, así como la compañía SEO SA, radicada en Luxemburgo. El contrato se celebró inicialmente en 1963, y fue renovado y modificado varias veces. El 22 de octubre de 1990 se incluyó una modificación que fijaba (en la cláusula nº 6) el 31 de diciembre de 2000 como la nueva fecha de expiración del contrato.
- (13) Teniendo en cuenta estos hechos, la Comisión considera que en el presente caso se cumplen los requisitos A.1) y A.2).
- (14) Por lo que se refiere al requisito A.3), es preciso que el Estado miembro pueda demostrar que el compromiso en cuestión causaría una carga específica o un coste hundido, originados por la aplicación de la Directiva y que sitúan a la parte obligada en una posición en la que le resulta material o económicamente imposible cumplir el compromiso en cuestión. Éste sería el caso si el contrato de adquisición de electricidad fuera del tipo contrato firme de compra (*take or pay*), esto es, si estipulara una cantidad fija que el comprador debe pagar con independencia de que se vea en la imposibilidad de revender dicha cantidad a un precio de venta que cubra el precio de compra. En tal situación, podrían originarse costes hundidos y justificar, si suponen una carga inaceptable, la aplicación de un régimen transitorio.
- (15) Ahora bien, el contrato en cuestión no contiene tales cláusulas *take or pay*, es decir, que no existen cantidades mínimas que el comprador debe comprar a largo plazo. El contrato es flexible, puesto que la cantidad de electricidad comprada/consumida (en MWh) se determina con posterioridad. Asimismo, en lo que se refiere a los pagos de capacidad (Mw) el contrato ofrece condiciones flexibles para adaptar estos pagos de capacidad en intervalos relativamente cortos. Por lo general, los precios se fijan mediante fórmulas que tienen en cuenta los precios del carbón y los costes salariales. Además, la cláusula 9.2 del contrato prevé explícitamente un derecho de renegociación general para cada parte si las circunstancias económicas variaran sustancialmente.
- (16) En consecuencia, en caso de que los clientes cualificados, a los que actualmente suministra Cegedel, cambiaran de proveedor, Cegedel podría adaptar sus compras a RWE, por lo que no hay peligro de que Cegedel pueda encontrarse en una situación en que tenga que comprar a RWE electricidad que luego no pueda vender a sus clientes.
- (17) A este respecto, es importante reconocer que la pérdida de clientes podría ocasionar que Cegedel perdiera cuota de mercado, lo cual puede traer consigo una reducción de los márgenes de beneficio debido a los gastos generales fijos o a una pérdida del descuento ofrecido por RWE. No obstante, esto se considera un riesgo comercial normal, consecuencia de la introducción de la competencia a través de la Directiva 96/92/CE, pero no un coste hundido conforme al artículo 24 de dicha Directiva.
- (18) El Gobierno de Luxemburgo presenta como argumento la cláusula de exclusividad del contrato de adquisición de electricidad. RWE tiene un derecho de exclusividad para suministrar electricidad a la red pública de distribución de Luxemburgo, exceptuando la producción propia de Cegedel a partir de la energía hidroeléctrica o por cogeneración, así como una cantidad limitada del excedente procedente de la autoproducción de la industria.
- (19) No obstante, es importante distinguir claramente entre esta cláusula de exclusividad y la cláusula antes descrita de contrato firme de compra. Sólo las cláusulas *take or pay* pueden dar lugar a costes hundidos que entren dentro del ámbito de aplicación del artículo 24 de la Directiva. Si bien la cláusula de exclusividad limita la elección de los proveedores de Cegedel, no constituye un compromiso que no pueda respetarse si Cegedel perdiera clientes cualificados. Aun en el caso de que la cantidad adquirida a RWE disminuyera, este hecho no se opone a la cláusula de exclusividad.
- (20) No obstante, la presente Decisión no prejuzga la compatibilidad de ésta u otras cláusulas de exclusividad similares con las normas del Tratado CE en materia de competencia, en particular tras la liberalización del mercado de la electricidad por la aplicación de la Directiva 96/92/CE. Aún más, la presente Decisión tampoco prejuzga si el derecho de los distribuidores (Cegedel) a actuar en calidad de cliente cualificado para las cantidades consumidas por los clientes cualificados en su red de distribución, previsto en el apartado 3 del artículo 19 de la Directiva 96/92/CE, puede estar en contradicción con tal cláusula de exclusividad.

(21) En conclusión, la Comisión considera que el contrato en cuestión no ocasionará costes hundidos para Cegedel, puesto que esta compañía puede adaptar sus compras al volumen real de las cantidades vendidas a sus clientes, por lo que no hay suficientes pruebas de que la entrada en vigor de la Directiva pueda ocasionar que Cegedel se vea en la imposibilidad de cumplir sus compromisos como establece el apartado 1 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE.

B) Requisitos en relación con las medidas propuestas para alcanzar los objetivos en cuestión

(22) La notificación solicita un régimen transitorio hasta el 31 de diciembre de 2000. No obstante, no especifica qué medidas incluiría o aplicaría dicho régimen transitorio. La notificación no contiene peticiones concretas de excepciones específicas a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE.

(23) Teniendo en cuenta la conclusión anterior según la cual, conforme al apartado 1 del artículo 24 de la Directiva, es evidente que el régimen transitorio no reúne el requisito A.3), no procede analizar las demás peticiones referidas a las medidas del régimen notificado.

(24) La notificación no precisa si Luxemburgo prevé introducir un mecanismo de ayuda financiera para indemnizar a las empresas de electricidad afectadas. Si así fuera, debería ser notificado, conforme a los artículos 87 y 88 del Tratado CE.

3. Excepciones basadas en las reducidas dimensiones de la red de Luxemburgo

3.1. Requisitos del apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE

(25) El apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE establece lo siguiente: «Los Estados miembros que, tras la entrada en vigor de la presente Directiva, pueden demostrar que se plantean problemas sustanciales para el funcionamiento de su pequeña red aislada, podrán solicitar excepciones a las disposiciones pertinentes de los capítulos IV, V, VI y VII, que les podrán ser concedidas por la Comisión. Ésta a su vez informará a los Estados miembros sobre dichas solicitudes antes de tomar una decisión, teniendo en cuenta el respeto a la confidencialidad. Dicha decisión será publicada en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*. El presente apartado será también aplicable en Luxemburgo.»

(26) Por consiguiente, esta disposición exige que la Comisión examine una serie de elementos, a la hora de evaluar cualquier solicitud de régimen transitorio.

1) En principio, la disposición de la Directiva se aplica únicamente a pequeñas redes aisladas. El punto 23 del artículo 2 de la Directiva define como «pequeña red aislada»: «cualquier red que tuviera en 1996 un consumo inferior a 2 500 GWh que pueda interconectarse con otras redes para una cantidad inferior al 5% de su consumo anual.». Luxemburgo es citado expresamente como excepción.

2) Las medidas del régimen transitorio deben entrar dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva.

3) Los Estados miembros deben demostrar que, tras la entrada en vigor de la Directiva, se plantean problemas sustanciales para el funcionamiento de sus pequeñas redes aisladas.

4) En la decisión sobre las solicitudes, la Comisión aplica el criterio de la proporcionalidad, que significa que el planteamiento propuesto debe ser lo menos restrictivo posible en cuanto al comercio y la competencia para alcanzar los objetivos en cuestión, que deberán, ser legítimos.

3.2. Evaluación de las excepciones solicitadas

3.2.1. Especificidad de Luxemburgo

(27) En el caso de Luxemburgo no es necesario determinar si se trata de una pequeña red aislada en el sentido de la definición que figura en el punto 23 del artículo 2 de la Directiva 96/92/CE, puesto que el apartado 3 del artículo 24 de la Directiva menciona precisa y expresamente su aplicabilidad a este país.

3.2.2. Excepción al artículo 14 de la Directiva 96/92/CE

(28) En la segunda frase del apartado 3 del artículo 14 de la Directiva 96/92/CE se establece que «Incluirán [las empresas eléctricas integradas] un balance y una cuenta de resultados por cada actividad».

(29) Luxemburgo solicita que el balance y la cuenta de resultados para cada actividad que debe ser objeto de cuentas separadas (producción, transmisión, distribución, otras actividades no eléctricas) no tengan que ser incluidos en forma de anexo de su contabilidad anual publicada, sino que sólo sean recogidos en la contabilidad interna.

(30) Luxemburgo hace valer los argumentos siguientes: en primer lugar, debido al pequeño tamaño de la red de Cegedel y, en particular, de su red de transmisión, la publicación de cuentas separadas para las actividades de transmisión y distribución constituiría una carga admi-

nistrativa innecesaria; en segundo lugar, dado que en virtud del contrato de importación que la vincula con RWE, Cegedel depende de un único proveedor para el 90% de sus necesidades de electricidad, se desea evitar que los costes de adquisición de electricidad fijados en este contrato sean conocidos públicamente, puesto que ello podría tener repercusiones negativas sobre la posición negociadora de Cegedel frente a sus competidores, que sólo deberían hacer públicos los costes medios del conjunto de la electricidad comprada, sin distinguir entre proveedores; en tercer lugar, el hecho de que todas las actividades no eléctricas no figuren ya en las cuentas de Cegedel, sino en una entidad jurídica distinta, puede justificar que Cegedel no tenga que publicar cuentas disociadas.

- (31) Como posibles «problemas sustanciales» en el sentido del apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, pueden señalarse dos elementos.
- (32) El primer elemento es la carga administrativa que se impondría a Cegedel si la sociedad debiera publicar sus cuentas disociadas; no obstante, la obligación de publicación prevista por el artículo 14 de la Directiva 96/92/CE no se aplica a las cuentas separadas propiamente dichas, sino sólo al balance y a la cuenta de resultados anuales. En cualquier caso, las cuentas anuales globales (conjuntas) deben publicarse, y debe garantizarse la separación de la contabilidad interna en curso. En realidad, la principal carga administrativa para las compañías eléctricas está en la separación real de la contabilidad interna. La mera inclusión del balance y la cuenta de resultados correspondientes en un anexo de su contabilidad anual, que, en cualquier caso, tiene que ser publicada, no se considera una carga administrativa adicional significativa.
- (33) El segundo elemento es la supuesta desventaja competitiva ocasionada por la posibilidad de que el coste particular del suministro de electricidad por RWE a Cegedel pudiera hacerse del dominio público.
- (34) Suponiendo que la pretensión luxemburguesa de evitar que se conozcan dichos costes de suministro constituya un objetivo legítimo, ha de determinarse si las medidas propuestas son las menos restrictivas razonablemente necesarias para lograr este objetivo.
- (35) Una de las principales finalidades que persigue la separación vertical entre las actividades de generación, transmisión y distribución, lograda mediante una disociación transparente de las cuentas y combinada con la independencia del gestor de la red, prevista por el apartado 6 del artículo 7 de la Directiva 96/92/CE, al menos en el aspecto de gestión, es garantizar un acceso no discriminatorio a la red de transmisión y distribución y permitir el cálculo y la comprobación correctos de las tarifas de transmisión que tienen que abonar los terceros para acceder a esta red.
- (36) La red de transmisión y la transparencia de sus costes desempeñan un papel determinante en el funcionamiento del mercado interior de la electricidad, en particular en la medida en que la red de transmisión se utiliza para el tránsito y el comercio transfronterizo de la electricidad entre los Estados miembros.
- (37) Por consiguiente, de las cuatro actividades cuyas cuentas deben reflejarse por separado, es decir, la generación, la transmisión, la distribución y las actividades no eléctricas, la transparencia de las actividades de transmisión es la que reviste mayor importancia.
- (38) La Comisión considera que, como mínimo, el balance y la cuenta de resultados anuales de la actividad de transmisión han de publicarse en el anexo de las cuentas anuales globales. La inclusión por separado del balance y la cuenta de resultados de las actividades de generación y distribución podría, en cambio, suspenderse por un período de tiempo limitado, con el fin de que Luxemburgo pueda alcanzar el objetivo de proteger las informaciones sobre el coste del contrato de adquisición dominante, lo cual sería igualmente realizable si todas las actividades, excepto la transmisión, fueran objeto de un balance y una cuenta de resultados combinados.
- (39) Dado que en el apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE no se fija un plazo límite para la solicitud de excepciones, parece razonable conceder una excepción por un período limitado hasta el 31 de diciembre de 2001. Si lo considera necesario, el Gobierno luxemburgués podrá solicitar una prórroga de la excepción.
- (40) En conclusión, por lo que se refiere a las peticiones 2), 3) y 4) han de destacarse las siguientes observaciones:
- 1) la medida solicitada constituye una excepción al capítulo VI de la Directiva;
 - 2) se entiende que si los costes específicos de compra de una fuente de suministro dominante se hicieran públicos, las consecuencias para la posición de Cegedel frente a sus competidores supondrían un problema sustancial en el sentido del apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE;
 - 3) se considera que es legítimo el objetivo de evitar que estos costes específicos de adquisición se hagan públicos; no obstante, Luxemburgo debe aplicar las medidas menos restrictivas que sean razonablemente necesarias para alcanzar dicho objetivo. Por lo que se refiere a la importancia de la transparencia de las actividades de transmisión en el contexto del comercio intracomunitario de la electricidad, procede mantener la obligación de publicar el balance y la cuenta de resultados de dicha actividad.

3.2.3. *Interpretación del artículo 20 de la Directiva 96/92/CE*

(41) Por lo que se refiere a este elemento de la notificación luxemburguesa conforme al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, no se solicita ningún régimen ni excepción. Se trata más bien de una petición de interpretación y no de excepción basada en el apartado 3 del artículo 24 de la Directiva, por lo que no puede ser motivo para una decisión de la Comisión de conformidad con el artículo 24 de la Directiva.

4. **Conclusión**

(42) La solicitud luxemburguesa con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE consta de tres elementos:

(43) En primer lugar, en lo que se refiere a la solicitud de un régimen transitorio sobre la base de un contrato de suministro de electricidad, la Comisión concluye que no hay suficientes pruebas de que la entrada en vigor de la Directiva pueda ocasionar que Cegedel se vea en la imposibilidad de cumplir sus compromisos como se establece en el apartado 1 del artículo 24 de la Directiva. Además, la notificación no especifica ninguna medida concreta, por lo que no puede concederse un régimen transitorio.

(44) En segundo lugar, por lo que respecta a la excepción al apartado 3 del artículo 14 de la Directiva 96/92/CE sobre la base del apartado 3 de su artículo 24, la Comisión concluye que se concede la excepción ya que Luxemburgo está autorizado a suspender la publicación de balances y cuentas de resultados separados para las actividades de generación y distribución de Cegedel hasta el 31 de diciembre de 2001. Se mantiene la publicación del balance y la cuenta de resultados separados en lo que se refiere a la actividad de transmisión.

(45) En tercer lugar, la notificación contiene una solicitud de interpretación del artículo 20 de la Directiva 96/92/CE, que debe examinarse fuera del marco de la presente Decisión,

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La presente Decisión se refiere a las solicitudes que se exponen a continuación, notificadas por Luxemburgo a la Comisión mediante cartas de 13 de febrero de 1998 y 20 de octubre de 1998:

a) una petición de un régimen transitorio con arreglo a lo dispuesto en los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, y

b) una petición de excepción al apartado 3 del artículo 14 de la Directiva 96/92/CE, con arreglo a lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 24.

Artículo 2

Con arreglo a lo dispuesto en los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, no puede concederse un régimen transitorio en relación con el contrato existente entre el Estado luxemburgués, la Sociéte Electrique de l'Our y RWE AG, celebrado inicialmente el 30 de abril de 1963 y modificado el 22 de octubre de 1990.

Artículo 3

Con arreglo a lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, se concede una excepción al apartado 3 del artículo 14 en la medida en que:

- 1) Luxemburgo está autorizado a suspender la obligación que incumbe a Cegedel de publicar balances y cuentas de resultados separados para las actividades de generación y distribución en el anexo de las cuentas anuales hasta el 31 de diciembre de 2001;
- 2) Luxemburgo está obligado a publicar el balance y la cuenta de resultados separados por lo que se refiere a la actividad de transmisión de Cegedel.

Artículo 4

El destinatario de la presente Decisión será el Gran Ducado de Luxemburgo.

Hecho en Bruselas, el 8 de julio de 1999.

Por la Comisión
Christos PAPOUTSIS
Miembro de la Comisión

DECISIÓN DE LA COMISIÓN

de 8 de julio de 1999

relativa a la solicitud alemana de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

[notificada con el número C(1999) 1551/4]

(El texto en lengua alemana es el único auténtico)

(1999/794/CE)

LA COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS,

Bundesgesetzblatt de 28 de abril de 1998⁽²⁾ y entró en vigor al día siguiente.

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea,

Vista la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad⁽¹⁾ y, en particular, su artículo 24,

Tras informar a los Estados miembros de la solicitud alemana,

Considerando lo siguiente:

I. HECHOS

1. Procedimiento

- (1) Mediante carta de 30 de julio de 1997, el Ministerio de Economía alemán solicitó a la Comisión que comentara, entre otras, la cuestión de introducir en la norma alemana *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts* (Ley sobre la reordenación de la industria energética) una cláusula de protección para la electricidad producida a partir del lignito.
- (2) La Comisión respondió mediante carta de 22 de septiembre de 1997, en la que comentaba que una cláusula de protección que incluyera la posibilidad de negar el acceso a la red constituiría una excepción al derecho de acceso previsto en el artículo 17 de la Directiva y, por consiguiente, no podría justificarse en virtud del apartado 4 de su artículo 8, sino que, antes bien, tendría que solicitarse con arreglo al procedimiento previsto en el artículo 24 de la Directiva «régimen transitorio».
- (3) Mediante carta de 12 de febrero de 1998, el Ministerio de Economía alemán solicitó un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva, en relación con lo dispuesto en el artículo 4§3 («*Neue Länder*», nuevos Estados federados) de la Ley alemana *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts*, que se publicó en el

- (4) El 14 de julio de 1998, la Comisión realizó una visita de investigación al Ministerio de Economía alemán, en Bonn. El Ministerio confirmó que la solicitud de 12 de febrero de 1998 se consideraba definitiva y que, aparte de la cláusula de protección para el lignito a que hacía referencia la solicitud, el Gobierno no preveía planes de apoyo o ayuda para otros regímenes transitorios. La Comisión solicitó información adicional sobre el desarrollo del sector del lignito en los nuevos Estados federados, así como acerca de la situación contractual entre las partes interesadas, base de los compromisos mencionados en el apartado 1 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE.

- (5) Mediante carta de 11 de septiembre de 1998, el Ministerio de Economía alemán presentó esta información adicional.

- (6) Por otra parte, y de acuerdo con el Ministerio de Economía alemán, se han mantenido contactos directos entre la Comisión y la principal empresa afectada, *Vereingte Energiewerke AG (VEAG)*. VEAG expresó su postura en una carta enviada a la Comisión con fecha de 28 de enero de 1999. El 12 de febrero se celebró en Bruselas una reunión entre VEAG y la Comisión. Mediante fax de 23 de marzo de 1999, VEAG presentó el informe «*Stellungnahme zur Beurteilung der Notwendigkeit der Braunkohleschutzklausel*» («Evaluación de la necesidad de la cláusula de protección del lignito»), que había encargado a una empresa de auditoría.

2. Estructura y desarrollo del sector de la electricidad en los nuevos Estados federados

- (7) VEAG se encarga de la transmisión de electricidad en los nuevos Estados federados. Es también el mayor productor de electricidad en ellos, donde representa aproximadamente el 60% de la producción total. VEAG produce el 92% de su electricidad a partir del lignito. La distribución de electricidad está organizada a través de quince empresas regionales de distribución (parte de las cuales suele ser propiedad de VEAG o de sus accionistas). Ade-

⁽¹⁾ DO L 27 de 30.1.1997, p. 20.

⁽²⁾ BGBl. I, p. 730.

más, varios municipios poseen empresas locales de distribución de electricidad, que también son propietarias de instalaciones de producción. Por consiguiente, la estructura de la red de electricidad en los nuevos Estados federados puede llegar a constar de tres niveles, al igual que en otras partes de Alemania: 1) red de alta tensión de VEAG, 2) redes de media tensión de las empresas regionales de distribución, y 3) redes de media-baja tensión de las empresas municipales de distribución.

- (8) El 22 de agosto de 1990, en el período transcurrido entre la unión económica y monetaria de Alemania (1 de julio de 1990) y su reunificación política (3 de octubre de 1990), se celebró el *Stromvertrag* (contrato de suministro eléctrico). Las partes contratantes eran la entonces República Democrática Alemana y el Treuhandanstalt (consorcio público creado mediante Ley del 17 de junio de 1990 para privatizar propiedades de Alemania Oriental) por un lado, y Bayernwerk AG, Preussen Elektra AG y RWE Energie AG, por otro. En el contrato se diseñó la estructura del sector de la electricidad en los nuevos Estados federados después de la reunificación. Se disponía la venta de centrales eléctricas y líneas de transmisión de la antigua Alemania Oriental a VEAG, empresa de capital riesgo fundada el 12 de diciembre de 1990 por el Treuhandanstalt. Un 75% de VEAG era propiedad de las tres compañías eléctricas más grandes de Alemania Occidental: RWE Energie AG (26,25%), PreussenElektra AG (26,25%) y Bayernwerke AG (22,5%). El 25% restante estaba en poder de otros cuatro gestores de redes de transmisión alemanes a través de la sociedad de cartera EBH GmbH.
- (9) Como parte del acuerdo de compra con Treuhandanstalt, VEAG (o más bien, en 1990, sus tres principales accionistas subsiguientes) se comprometió a mantener la producción de electricidad a partir del lignito y a invertir sumas importantes en su modernización y adaptación a normas medioambientales más exigentes. Estos compromisos de VEAG se protegieron mediante un contrato celebrado paralelamente el 27 de agosto de 1990 entre el consorcio de Bayernwerk AG, PreussenElektra AG y RWE Energie AG (accionistas de VEAG) y las compañías eléctricas regionales, el cual se confirmó posteriormente en una serie de contratos bilaterales suscritos por veinte años entre VEAG y las compañías eléctricas regionales. Estos contratos exigen a los distribuidores regionales que compren el 70% de su consumo de electricidad (es decir, de sus ventas) a VEAG a un precio basado en el coste total durante veinte años. Se suponía que los distribuidores facturarían a los consumidores finales cualquier aumento resultante de los costes.

3. Desarrollo del sector de la minería del lignito

- (10) En 1997 VEAG produjo 46,6 TWh de electricidad procedente del lignito, lo cual representa aproximadamente el 60% de la producción total de electricidad en los nuevos Estados federados, que asciende a 77,5 TWh. El 40% restante procede de la generación en los nuevos Estados federados a través de generadores municipales, autoproducción y productores independientes. La producción de

las minas de lignito en 1997 fue de 73,8 millones de toneladas, de las cuales VEAG compró 54,3 millones de toneladas para la producción de electricidad. En 1989, antes de la reunificación, las minas de lignito de Alemania Oriental produjeron 300 millones de toneladas. Desde entonces, la capacidad de producción se ha reducido constantemente hasta situarse al nivel actual.

- (11) Dos empresas son las principales explotadoras de las minas de lignito en los nuevos Estados federados. Mibrag (Mitteldeutsche Braunkohle) fue privatizada en 1993 y vendida a un consorcio angloamericano (PowerGen, NRJ Energy y Morrison Knudsen). Laubag (Lausitzer Braunkohle) se vendió a un consorcio alemán, propiedad en un 55% de Rheinbraun AG/RWE, un 30% de Preussen Elektra AG y un 15% de Bayernwerke AG. Por consiguiente, Laubag y VEAG están afiliadas a través de accionistas comunes.
- (12) En 1989, 138 800 personas trabajaban en el sector de la minería del lignito, y 30 499 en el sector de la producción de electricidad. Desde entonces, el empleo ha disminuido drásticamente hasta el nivel actual de 16 400 puestos de trabajo en el sector de la minería del lignito y 8 163 en la producción de electricidad de VEAG. Por consiguiente, si se suman otros 5 000 puestos de trabajo que dependen indirectamente de la minería del lignito y de la producción de electricidad, hay actualmente en total unos 30 000 trabajadores que dependen del sector del lignito.
- (13) Desde 1990, VEAG ha invertido 13 000 millones de marcos alemanes en la modernización de las centrales eléctricas que utilizan lignito. Se han invertido 2 000 millones de marcos alemanes en la minería del lignito. El plan total de inversión de VEAG prevé 20 000 millones de marcos alemanes hasta el año 2001.
- (14) En la reunión de investigación del 14 de julio de 1998, el Ministerio de Economía alemán extrajo las conclusiones siguientes de las cifras anteriormente mencionadas:
- si continúa disminuyendo la utilización del lignito para la producción de electricidad, se verá cuestionada toda la actividad de explotación minera del lignito,
 - un aspecto determinante para que la política energética alemana tenga que proteger el lignito es la seguridad del suministro a largo plazo. La política energética alemana tiene que sopesar la creciente dependencia respecto del gas natural importado, frente a las desventajas de los combustibles autóctonos existentes, como el lignito.

4. Apertura del mercado alemán de la electricidad a la competencia: aplicación de la Directiva 96/92/CE

- (15) La Ley alemana *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts* entró en vigor el 29 de abril de 1998. Aplica la Directiva 96/92/CE optando por un sistema de acceso

de terceros a la red de tipo contractual, con una opción paralela de comprador único para los distribuidores hasta el año 2005. La Ley prevé una apertura inmediata del 100% del mercado: no hay umbral de cualificación, sino que todos los consumidores y distribuidores finales son *de jure* clientes cualificados.

- (16) Por lo tanto, según el sistema liberalizado de la nueva Ley alemana, todos los clientes cualificados de los nuevos Estados federados (todos los consumidores finales y todos los distribuidores) podrían contratar el suministro fuera de la red de VEAG. Sin embargo, para regular la situación que se produciría si muchos consumidores trasladaran su demanda a proveedores de la competencia, haciendo que a VEAG le resultara cada vez más difícil, si no imposible, vender su electricidad procedente del lignito, el artículo 4§3 de la Ley prevé un régimen transitorio.

5. Régimen transitorio notificado por el Gobierno alemán

- (17) En la notificación de 12 de febrero de 1998 y en la información complementaria de 11 de septiembre de 1998 se define el régimen transitorio siguiente.
- (18) La base del régimen transitorio es el «Programa de inversión de VEAG para la nueva construcción y la modernización de centrales eléctricas que utilizan lignito, con una dotación financiera de 20 000 millones de marcos, cuya fecha de finalización será en torno al año 2000». El programa de inversión de VEAG forma parte del compromiso contraído por VEAG en virtud del contrato de 22 de agosto de 1990 entre la entonces República Democrática Alemana y el Treuhandanstalt, por un lado, y Bayernwerk AG, Preussen Elektra AG y RWE Energie AG (posteriormente VEAG), por otro. El programa de inversión de VEAG debe entenderse también teniendo en cuenta el compromiso de suministro durante veinte años contraído en virtud del contrato de 27 de agosto de 1990 entre el consorcio de Bayernwerk AG, Preussen Elektra AG y RWE Energie AG (después VEAG) y las compañías eléctricas regionales, así como la serie de contratos bilaterales subsiguientes entre VEAG y las compañías eléctricas regionales.
- (19) En el régimen transitorio propuesto está prevista la posibilidad de denegar el acceso a la red de clientes cualificados, según lo establecido en el artículo 4§3 de la *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts*:

«1) Cuando se evalúe si la denegación del acceso al sistema para abastecer de electricidad a clientes de Berlín, Brandeburgo, Mecklemburgo-Pomerania Occidental, Sajonia, Sajonia-Anhalt y Turingia, de conformidad con los artículos 6 y 7 de la sección 1, es impermissible o constituye abuso, discriminación o impedimento injusto, según se define en el apartado 4 del artículo 22 y en el apartado 2 del artículo 26 de la *Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen* (Ley contra las restricciones de la competencia), se prestará especial atención a la necesidad de

garantizar un nivel suficiente de generación de electricidad a partir del lignito en esos Estados federados.

2) El Ministerio Federal de Economía informará al Bundestag alemán en el año 2002 sobre las repercusiones de esta disposición en la generación de electricidad a partir del lignito y en la evolución del precio de la electricidad en los Estados federados enumerados en el apartado 1. Si, a tenor de esa información, esta medida no se prorroga hasta el 31 de diciembre del año 2005, esta disposición transitoria expirará el 31 de diciembre del año 2003.».

- (20) Por lo tanto, en principio, todos los clientes son cualificados en los nuevos Estados federados, al igual que en el resto de Alemania. No obstante, si un número significativo de estos clientes opta por comprar a nuevos proveedores, los distribuidores sujetos a la obligación de compra del 70% a VEAG podrían perder ventas y, por lo tanto, comprarían menos electricidad a VEAG. En tal caso, VEAG perdería también cuota de mercado, lo cual dificultaría a su vez que se mantuvieran las compras de lignito y la correspondiente generación de electricidad. Si esto ocurre, VEAG y, según la Ley, también los distribuidores pueden decidir denegar el acceso a la red a clientes cualificados, exigiendo de hecho a los clientes que compren una electricidad más cara, procedente del lignito, suministrada por VEAG. Cualquier denegación de este tipo está potencialmente sujeta al control de Bundeskartellamt (órgano federal de defensa de la competencia), que decidirá si la denegación es razonable y necesaria para satisfacer la necesidad de mantener la producción de lignito.

II. ANÁLISIS JURÍDICO

1. Fundamento jurídico: artículo 24 de la Directiva 96/92/CE

- (21) La notificación alemana de 12 de febrero solicita explícitamente un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva. Sin embargo, contiene también una declaración de que el Gobierno alemán considera que el régimen del artículo 4§3 de la Ley alemana ya está cubierto por el apartado 4 del artículo 8 de la Directiva 96/92/CE. En principio, en la exposición de motivos del proyecto de ley de marzo de 1997, el Gobierno justificaba su disposición amparándose en el apartado 4 del artículo 8 de la Directiva (entrada preferente en funcionamiento de las instalaciones que utilicen fuentes de combustión autóctonas en una proporción que no supere el 15%). Este era también el enfoque adoptado en la solicitud oficial de 12 de febrero de 1998 de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva.
- (22) Sin embargo, el apartado 4 del artículo 8 de la Directiva no se aplica al sistema notificado.

(23) El apartado 4 del artículo 8 de la Directiva establece:

«Por motivos de seguridad de abastecimiento, los Estados miembros podrán disponer que sea preferente la entrada en funcionamiento de las instalaciones de generación que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas en una proporción que no supere, en el curso de un año civil, el 15% de la cantidad total de energía primera necesaria para producir la electricidad que se consume en el Estado miembro de que se trate.».

(24) Aunque la electricidad procedente del lignito de los nuevos Estados federados constituye menos del 15% de la producción de electricidad de toda Alemania, representa entre el 60% y el 70% de la producción de electricidad en los nuevos Estados federados. Este elevado porcentaje no se distribuye por toda Alemania mediante la simple obligación de dar preferencia al funcionamiento de determinadas instalaciones prevista en el apartado 4 del artículo 8 de la Directiva, sino que está protegido localmente mediante la posibilidad de denegar el acceso a los consumidores que deseen aprovechar la posibilidad de comprar a otro proveedor a través del acceso a la red, un requisito esencial que la Directiva define en su capítulo VII.

(25) El régimen de prioridades previsto en el apartado 4 del artículo 8 no autoriza bajo ninguna circunstancia la denegación de una solicitud de acceso o de transmisión. El apartado 4 del artículo 8 se limita expresamente a decir que los Estados miembros podrán prever que hasta un 15%, como máximo, de la energía necesaria deba obtenerse de instalaciones que utilicen combustibles autóctonos. El apartado 4 del artículo 8, así como el apartado 3 de ese mismo artículo, deben entenderse como normas específicas de prioridad en el contexto del principio general del orden de prioridades establecido en el apartado 2 del artículo 8. El presente mecanismo, es decir, la posibilidad de denegar el acceso a la red en el marco de contratos de compra bilaterales entre clientes cualificados y productores, está claramente fuera del ámbito de aplicación de esta disposición.

2. Requisitos del artículo 24

(26) Por consiguiente, los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE exigen que la Comisión evalúe toda una serie de elementos con respecto a las disposiciones del Tratado CE, cuando examina cualquier solicitud de régimen transitorio.

2.1. Requisitos sobre la naturaleza de los compromisos o garantías de funcionamiento en cuestión

(27) 1) Debe demostrarse la existencia de un compromiso o garantía de funcionamiento.
2) El compromiso o garantía de funcionamiento deben haberse concedido antes del 20 de febrero de 1997.

3) Debe establecerse un vínculo de causalidad entre la entrada en vigor de la Directiva y la incapacidad de respetar el compromiso.

2.2. Requisitos en relación con las medidas propuestas para alcanzar dichos objetivos

(28) 1) Las medidas del régimen transitorio deben entrar dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva.
2) El régimen transitorio debe estar limitado en el tiempo y depender de la expiración de los compromisos o de las garantías de funcionamiento en cuestión.
3) El régimen transitorio debe aplicar las medidas menos restrictivas necesarias para alcanzar los objetivos previstos por el régimen transitorio, que deberán ser legítimos. A la hora de decidir sobre estas cuestiones, la Comisión debe tener en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica.

3. Evaluación del régimen transitorio alemán

3.1. Requisitos sobre la naturaleza de los compromisos o garantías de funcionamiento en cuestión

(29) La información contenida en la presente Decisión sobre la situación jurídica y contractual en el momento de la reunificación alemana, en 1990, se basa en la descripción de los contratos pertinentes proporcionada por el Ministerio de Economía alemán mediante carta de 11 de septiembre de 1998. Se mencionan en ella dos series de contratos:

i) el contrato de 22 de agosto de 1990 entre la República Democrática Alemana y el Treuhandanstalt, por un lado, y Bayernwerk AG, PreussenElektra AG y RWE Energie AG, por otro;
ii) el contrato de 27 de agosto de 1990 entre el consorcio de Bayernwerk AG, PreussenElektra AG y RWE Energie AG (después VEAG) y las compañías eléctricas regionales, así como la serie de contratos bilaterales subsiguientes entre VEAG y las compañías eléctricas regionales.

(30) El elemento central del compromiso en el sentido del apartado 1 del artículo 24 es el compromiso de inversión de Bayernwerk AG, PreussenElektra AG y RWE Energie AG, representadas por VEAG, basado en el *Stromvertrag* de 22 de agosto de 1990. VEAG no sólo se

hizo cargo de los medios de producción y de transmisión sino que, en el marco del contrato, se comprometió a llevar a cabo un programa de inversión de 20 000 millones de marcos alemanes para la modernización del sector del lignito.

- (31) Este compromiso de inversión se basaba en una garantía de consumo mínimo de electricidad a largo plazo y, por tanto, en un supuesto de amortización de la inversión. Con este fin, el acuerdo central del *Stromvertrag* se complementó con los acuerdos de compra la electricidad durante veinte años que vinculan, en un momento posterior del proceso, a los distribuidores.
- (32) Por consiguiente, cuando VEAG asumió en 1990 el compromiso de inversión, lo hizo sobre la base de los acuerdos de compra de electricidad garantizados durante veinte años, basados a su vez en el suministro en régimen de monopolio a los consumidores cautivos, o garantizados por ellos, que era la situación previa a la liberalización del mercado alemán de la electricidad en abril de 1998.
- (33) El Gobierno alemán considera que, en el marco del sistema liberalizado, puede resultar difícil cumplir este compromiso de inversión si no se protege con la cláusula de posible denegación del acceso hasta el año 2003. Esta preocupación se basa en el razonamiento de que la electricidad generada a partir del lignito será más cara que la obtenida de otras fuentes, en especial debido a las muy onerosas obligaciones de inversión de VEAG, necesarias para cumplir los requisitos de modernización. Si esta preocupación se ve confirmada, y VEAG no logra mejorar la eficiencia lo suficiente para competir a precios de mercado, las compras de los distribuidores vinculados a VEAG por la obligación de compra del 70 % disminuirán, al abastecerse los clientes cualificados en otras fuentes, lo cual dará lugar a una disminución de las ventas de VEAG. En estas circunstancias puede afirmarse que, por lo que respecta a VEAG, existía un compromiso o garantía de funcionamiento antes de la introducción de la Directiva, cuya entrada en vigor amenaza su cumplimiento.
- (34) Por lo tanto, la Comisión considera:
- 1) que existe un compromiso o garantía según lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 24 de la Directiva;
 - 2) que tales compromisos o garantías de funcionamiento se concedieron antes de la entrada en vigor de la Directiva, y
 - 3) que la existencia de un vínculo causal entre la incapacidad de cumplir el compromiso y la introducción de la Directiva está suficientemente demostrada por lo que respecta al compromiso de VEAG de invertir en la capacidad de producción de lignito. Cabe supo-

ner que, en 1990, Bayernwerk AG, PreussenElektra AG y RWE Energie AG no se habrían comprometido a invertir en el lignito si no hubieran tenido la garantía —basada entonces en la existencia de un mercado cautivo— de que se daría salida a la producción. Cabe suponer también que la liberalización completa al 100%, que define a todas las categorías de clientes como clientes cualificados en el sentido de la Directiva, podría dar lugar a una situación que impidiera a VEAG llevar a cabo su programa de inversión de 20 000 millones de marcos alemanes, que no finalizará como estaba previsto antes del año 2000, si no se establece un régimen transitorio.

3.2. Requisitos en relación con las medidas propuestas para alcanzar dichos objetivos

- (35) 1. *Las medidas en cuestión están incluidas en el ámbito de las excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE*
- (36) El régimen transitorio alemán se refiere exclusivamente a la cláusula de protección prevista en el artículo 4§3 de la Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Reconoce al gestor de la red de transmisión el derecho a denegar el acceso a la red en casos concretos, con la justificación de proteger un suministro suficiente de electricidad procedente de centrales eléctricas que utilicen el lignito como combustible. La denegación del acceso por este motivo no está amparada por el apartado 5 del artículo 17 de la Directiva 96/92/CE, que se refiere únicamente al caso de que el gestor de la red no disponga de la capacidad de transmisión o de distribución necesaria y establece que la denegación deberá motivarse y justificarse, en particular por lo que respecta a las obligaciones de servicio público notificadas según lo previsto en el artículo 3 de la Directiva. Alemania no ha notificado ninguna obligación de servicio público de conformidad con el artículo 3 de la Directiva.
- (37) Por consiguiente, el régimen transitorio alemán constituye una excepción al apartado 5 del artículo 17, es decir, al capítulo VII de la Directiva. Esta excepción está incluida en las medidas mencionadas en el apartado 2 del artículo 24. Por lo tanto, es aplicable el artículo 24.
- (38) 2. *El régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías de funcionamiento en cuestión*
- (39) El régimen transitorio alemán es de duración limitada, a saber, hasta el 31 de diciembre del año 2003. La Ley prevé una posibilidad de ampliación hasta el 31 de diciembre de 2005, supeditada al resultado del informe que el Ministerio alemán deberá presentar al Bundestag en el año 2002 sobre la repercusión del régimen transi-

torio en la producción de electricidad a partir del lignito y la evolución de los precios de la electricidad en los nuevos Estados federados.

- (40) Por consiguiente, la Comisión considera que la presente Decisión se refiere a un régimen transitorio hasta el 31 de diciembre del año 2003. Si en el año 2002 Alemania decidiera ampliar el régimen transitorio hasta el 31 de diciembre de 2005, para obtener esta prórroga debería presentar entonces a la Comisión una solicitud adicional de prolongación del régimen transitorio.
- (41) Aunque por el momento la Comisión no se plantea prolongar la excepción a la Directiva concedida mediante la presente Decisión, tal posibilidad no se excluye por completo. Sería difícil que la prolongación fuera compatible con la Directiva si se proyectase a largo plazo, por ejemplo, hasta después del año 2005. No obstante, aún no es necesario abordar esta cuestión.
- (42) 3. *El régimen transitorio tiene que aplicar las medidas menos restrictivas necesarias para lograr los objetivos legítimos, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate, el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica*

3.1. Objetivos legítimos

- (43) El objetivo del régimen en cuestión es permitir que VEAG cumpla sus compromisos de inversión en el lignito y satisfaga las expectativas legítimas que de ellos se derivan. En términos más generales, Alemania justificó además el objetivo del régimen transitorio con otros dos argumentos. En primer lugar, la situación económica específica de los nuevos Estados federados y la necesidad de llevar a cabo una reestructuración social y medioambientalmente aceptable del sector de la energía en esta región. Si disminuyera aún más la utilización del lignito para la producción de electricidad, se pondría en cuestión toda la actividad de explotación minera del lignito. En segundo lugar, Alemania aduce que las medidas previstas son necesarias desde el punto de vista de la seguridad del suministro a largo plazo. La utilización de electricidad producida a partir del lignito es uno de los elementos de la política energética general alemana, que intenta contrarrestar la creciente dependencia respecto del gas natural importado con la utilización de combustibles autóctonos existentes, como el lignito, sopesando las desventajas medioambientales y de coste que conlleva.
- (44) Teniendo en cuenta estos tres elementos, la Comisión considera que los objetivos que persigue Alemania son legítimos.

3.2. Las medidas menos restrictivas, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate, el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica

- (45) De conformidad con la nueva Ley de energía alemana, todos los clientes cualificados (todos los clientes finales y todos los distribuidores) pueden contratar el suministro fuera del sistema de VEAG. El objetivo del artículo 4§3 de la Ley alemana es prever la posibilidad de limitar las compras de electricidad fuera del sistema de VEAG, y las graves dificultades que este desplazamiento de la demanda conllevaría para la sostenibilidad de las centrales eléctricas que utilizan el lignito como combustible.
- (46) Este supuesto no puede excluirse en la práctica. Según el Gobierno alemán, la electricidad que produce VEAG a partir del lignito no sólo es más cara que la obtenida a partir de otras fuentes, como el gas natural, sino incluso más cara que la electricidad obtenida a partir del lignito de los Estados federados de Alemania Occidental. El carácter no competitivo del lignito de Alemania Oriental se ha explicado por referencia a la amortización de las cuantiosas inversiones en modernización. Como la mayoría de estos costes son fijos, una disminución significativa de las ventas de electricidad de VEAG incrementaría los costes que se facturarían a los clientes restantes.
- (47) Si VEAG perdiera una cantidad importante de ventas, al comprar los clientes cualificados a otros proveedores, su electricidad basada en el lignito y su capacidad para cumplir sus compromisos de inversión y modernización se verían, como se ha mencionado, amenazadas. El régimen transitorio permitiría a VEAG denegar el acceso a su red de transmisión a los clientes cualificados, quienes, por consiguiente, se verían obligados a seguir comprándole electricidad obtenida a partir del lignito, más cara.
- (48) La Comisión considera que Alemania ha demostrado suficientemente que el régimen transitorio es una posible medida para lograr los objetivos en cuestión. Sin embargo, la práctica de otros Estados miembros demuestra que hay soluciones alternativas para problemas de costes hundidos. Por consiguiente, debe prestarse especial atención a la cuestión de si el régimen transitorio alemán aplica las medidas menos restrictivas necesarias para lograr el objetivo en cuestión.
- (49) El Gobierno alemán considera que, a la luz de las circunstancias particulares mencionadas, la solución actual es menos restrictiva para el comercio y la competencia que la alternativa, a saber, establecer mediante ley cuotas fijas para el lignito, que podrían financiarse aplicando un impuesto a todo el consumo de electricidad en Alemania. En efecto, es menos restrictiva debido al carácter provisional del sistema de apoyo y al hecho de que no se

puede determinar si la protección será realmente necesaria. La propuesta únicamente permite que el Bundeskartellamt, cuando deba resolver un litigio sobre una denegación de acceso, tenga en cuenta la cuestión del lignito entre otros argumentos, en especial los relativos a las limitaciones de la capacidad. Según el Gobierno, es probable que sean pocos los casos en los que se llegue de hecho a una denegación del acceso y, en principio, esta posibilidad sólo existiría hasta el año 2003. Además, este planteamiento tiene la ventaja de que no interferiría con los contratos suscritos entre VEAG y los distribuidores regionales. Por lo tanto, el Gobierno alemán sostiene que el enfoque adoptado garantiza que únicamente se producirá una distorsión del mercado si es necesario y en la medida en que lo sea.

- (50) Teniendo en cuenta las circunstancias específicas del caso y, en especial, i) las reducidas dimensiones de la zona afectada en comparación con las de la red alemana en su conjunto, ii) la incertidumbre respecto a que realmente sea necesaria protección alguna y iii) su carácter estrictamente temporal, la Comisión considera que el régimen propuesto es, en efecto, un método razonable para lograr los objetivos en cuestión. Dadas las muy especiales circunstancias mencionadas, no es posible demostrar que otros sistemas, como los basados en los impuestos, sean menos restrictivos para el comercio y la competencia que el régimen transitorio notificado.
- (51) No obstante, es preciso hacer dos advertencias en relación con determinados detalles del régimen transitorio notificado: en primer lugar, la posibilidad de que los gestores de las redes regionales de transmisión o distribución denieguen el acceso a la red al amparo de este sistema, y, en segundo lugar, la necesidad de garantizar que el derecho a denegar el acceso se ajusta a criterios claramente definidos, no discriminatorios, transparentes y verificables.

3.2.1. Posibilidad de que los gestores de las redes regionales de transmisión o distribución denieguen el acceso a la red

- (52) El texto del artículo 4§3 de la Ley alemana no reserva específicamente a VEAG el derecho a denegar el acceso a la red. Puede permitir también, con la aprobación posterior de la Bundeskartellamt, que los gestores de las redes regionales de transmisión o distribución apliquen la cláusula para denegar el acceso a sus redes. Sin embargo, esta cuestión sólo afecta realmente a VEAG, debido a su compromiso de inversión en la producción de electricidad. Las compañías eléctricas regionales no producen electricidad a partir del lignito [...] (*) su única obligación consiste en comprar el 70% de sus ventas a VEAG).

En estas condiciones, no parece necesario permitir a las compañías regionales de transmisión o distribución que denieguen el acceso a la red por razones de protección del lignito.

- (53) En primer lugar, las compañías regionales de distribución o transmisión no están en condiciones de determinar si la caída de las ventas de electricidad a sus clientes, y la consiguiente reducción de las compras a VEAG, constituirá realmente una amenaza para el nivel global de producción de electricidad a partir del lignito de VEAG. Sólo VEAG, que puede contabilizar las compras de todos los distribuidores y de los clientes cualificados, puede determinar este extremo. En segundo lugar, como los distribuidores no tienen ningún interés directo o comercial en la producción de lignito, la necesidad que puedan experimentar de limitar el acceso a la red respondería más a una preocupación comercial que a su interés en mantener la producción de lignito. Por esta razón, y porque es imposible en la práctica que las compañías regionales de distribución o transmisión determinen si la disminución de sus ventas perjudicaría a la producción global de VEAG a partir del lignito, no es adecuado permitir a las empresas regionales de distribución o transmisión que denieguen el acceso amparándose en los motivos mencionados. Por consiguiente, sólo VEAG, facultada en virtud de un compromiso en el sentido del apartado 1 del artículo 24 de la Directiva, debe estar autorizada para acogerse a la cláusula de protección.
- (54) Además, comprometería significativamente la situación de los clientes cualificados el hecho de que no sólo estuvieran expuestos a un posible litigio de acceso con el gestor de la red de transmisión, sino a dos posibles litigios de acceso: uno en el nivel de la red de distribución y otro en el de la red de transmisión.
- (55) Otra cuestión planteada por Alemania se refiere a las compras por los distribuidores de electricidad producida fuera de los nuevos Estados federados, que se transmite sólo por la red de baja y media tensión. VEAG no estaría al corriente de estas «importaciones» y, por consiguiente, no podría tenerlas en cuenta para planear futuros niveles de generación de lignito basados en la demanda «nacional». Si estas «importaciones» a través de la red de baja y media tensión llegaran a alcanzar la suficiente envergadura, se reducirían las ventas de los distribuidores. En consecuencia, también se reducirían las cantidades compradas por ellos a VEAG, con lo cual disminuirían finalmente las ventas de este última. La Comisión ha analizado este argumento, pero no lo considera de por sí una justificación para que las compañías regionales de distribución o transmisión denieguen a medio plazo el acceso a la red apelando a la necesidad de proteger el lignito. En primer lugar, dado que dichas «importaciones» sólo pueden realizarse a través de la red de baja y media tensión, no puede considerarse ni mucho menos demostrado que estos flujos eléctricos puedan llegar a tener una importancia cuantitativa considerable. En segundo lugar, puede resolverse de un modo menos restrictivo para el comercio y la competencia de

(*) Secretos comerciales.

lo que implicaría la posibilidad de denegar el acceso a la red a escala regional.

- (56) Por ejemplo, Alemania podría establecer un procedimiento de conformidad con el cual las compañías regionales estuvieran obligadas a informar a VEAG de los contratos de transmisión celebrados por los gestores de las redes regionales que pudieran afectar indirectamente a la producción de electricidad de VEAG basada en el lignito. De este modo, VEAG podría tener en cuenta estos casos para su planificación global y, por consiguiente, para justificar sus pretensiones de denegación de acceso. Sin embargo, para dar a Alemania la oportunidad de comprobar si estas medidas adicionales son necesarias para permitir a VEAG cumplir sus obligaciones de suministro a partir del lignito y conceder a los distribuidores regionales un plazo de adaptación adecuado antes de introducirse esta nueva presión de mercado, la Comisión considera conveniente la entrada en vigor de esta obligación de información con efecto dilatorio (véase el punto 3.2.3).

3.2.2. Criterios claramente definidos, no discriminatorios, transparentes y verificables

- (57) La Comisión considera la denegación del acceso como una medida severa que se opone directamente a uno de los principales objetivos de la Directiva, a saber, permitir que el suministro de electricidad se realice en régimen de competencia mediante la introducción del acceso a la red. Desde esta perspectiva, es importante que toda aplicación de la cláusula de protección del lignito se realice de manera restrictiva y conforme a criterios claramente definidos, no discriminatorios, transparentes y verificables. La Comisión considera que el texto del artículo 4§3 de la Ley alemana no cumple satisfactoriamente estos criterios. Por consiguiente, considera necesario que los mecanismos normativos y de solución de litigios en cuestión se ajusten a varias condiciones. Son las siguientes:

- (58) 1. Sólo se denegará el acceso en casos concretos, no habrá denegaciones *a priori* o sistemáticas y, en cada caso de denegación, VEAG deberá aportar razones detalladas respecto a la necesidad de denegar la transmisión para garantizar un nivel adecuado de generación de lignito.

- (59) 2. Deberá garantizarse un nivel mínimo de apertura del mercado también en los nuevos Estados federados, de tal manera que pueda ya empezar a ponerse en práctica el sistema de acceso a la red, aunque, conforme el régimen transitorio, a un ritmo inferior al de apertura mínima del mercado previsto en la Directiva. Por lo tanto, debe garantizarse que un segmento mínimo de clientes cualificados tenga el derecho ilimitado a cambiar de proveedor a pesar de los intereses legítimos de VEAG.

- (60) Sin esta condición, existe el riesgo de que, durante el período en cuestión, apenas se desarrolle la competencia en los nuevos Estados federados y, en particular, de que VEAG se vea poco presionada para incrementar la eficiencia y bajar los precios. En la actualidad, la producción de electricidad se distribuye de la siguiente manera: un 60% corresponde a VEAG y un 40% a producción municipal y autoproducción. Por lo tanto, aunque siquiera un número limitado de clientes cualificados decida comprar a otro proveedor, esto ejercerá una presión inevitable y probablemente inmediata —aunque limitada— sobre la producción de lignito de VEAG. Para responder a ella, tendría que incrementar la eficiencia y la competitividad o arriesgarse a perder cuota de mercado. Sin embargo, en lugar de reducir costes y bajar los precios, VEAG, al no haber un número determinado de clientes cualificados seguros, podría adoptar la política de rechazar sistemáticamente cualquier solicitud de acceso de terceros para mantener su cuota de mercado y, por consiguiente, su producción de lignito. La posibilidad de que VEAG adopte esta política está avalada por las conclusiones del informe «Zur Beurteilung der Notwendigkeit der Braunkohleschutzklausel» («Evaluación de la necesidad de la cláusula de protección del lignito») que VEAG encargó a los auditores de PWC Deutsche Revision (véase más abajo).

- (61) 3. Aunque el Gobierno alemán argumentó que la aplicación a casos concretos de la cláusula del lignito del artículo 4§3 de la Ley alemana garantiza un nivel mínimo de apertura y prácticas de mercado, la Comisión considera que, en primer lugar, el artículo 4§3 no ofrece garantías adecuadas al respecto y, en segundo lugar, no cumple el requisito referente a los criterios inequívocos y verificables que deben servir para diferenciar en qué casos las solicitudes de acceso a la red han de aceptarse y en qué casos han de rechazarse. La Comisión ya destacó esta preocupación en la carta dirigida al Ministerio de Economía alemán con fecha de 22 de septiembre de 1997. Tales criterios tienen que especificarse para que los clientes puedan prever si podrán ejercer su derecho de acceso a la red y para evitar una posible aplicación discriminatoria como consecuencia de la amplia discrecionalidad existente en la evaluación caso por caso de las denegaciones de acceso.

- (62) Parece justo que, cuando se pondere la justificación de una denegación de acceso frente al derecho de los clientes cualificados a elegir su proveedor, se tenga en cuenta si el cliente cualificado está directamente vinculado a compromisos de suministro a largo plazo, como es el caso de los distribuidores que están comprometidos a adquirir un 70% a VEAG, en cuyo caso se debería prestar especial atención al hecho de garantizar una adquisición suficiente de electricidad basada en el lignito, o si el cliente cualificado es un consumidor final sin ningún compromiso específico de suministro a largo plazo, en cuyo caso se debería prestar especial atención al acceso a precios de la electricidad competitivos. En este contexto, es importante señalar que VEAG y las compañías regio-

nales de distribución están en muchos casos afiliadas o son empresas asociadas o pertenecientes a los mismos accionistas. Para que los grandes consumidores finales industriales tengan acceso a precios de electricidad competitivos, el apartado 3 del artículo 19 de la Directiva establece que, a pesar de que se reconoce a los Estados miembros cierta discreción para definir los segmentos de consumidores que se beneficiarán de la apertura mínima del mercado, «todos los consumidores finales que consuman más de 100 GWh anuales (según el lugar de consumo e incluida la autoproducción) deben estar incluidos en dicha categoría». Por consiguiente, la Comisión considera que al menos este segmento de consumidores⁽³⁾ debe tener la garantía inequívoca de que sus potenciales solicitudes de acceso al mercado no serán rehusadas en virtud del artículo 4 § 3 de la Ley alemana.

- (63) Este planteamiento sería transparente y evitaría cualquier posible discriminación. Además, permitiría establecer un equilibrio adecuado entre la necesidad de proteger adecuada y eficazmente la producción de lignito en Alemania y la necesidad de garantizar que los mecanismos de la competencia —el objetivo básico de la Directiva— influyan no obstante lo suficiente para que todas las empresas incrementen su eficiencia y bajen los precios.

3.2.3. Entrada en vigor de esta Decisión

- (64) Para permitir:

- que, si se considera necesario, se preparen las medidas adecuadas y convenientes para garantizar que las ventas de energía eléctrica a clientes cualificados, que tienen lugar únicamente a través de la red de baja y media tensión de los distribuidores regionales, no eluden las obligaciones de VEAG de producción de electricidad a partir del lignito, y para que los distribuidores regionales puedan prepararse ante la introducción de esta competencia, y
- que VEAG pueda adaptarse a la nueva situación respecto a los clientes cuyo consumo anual supere los 100 GWh,

parece conveniente que se conceda un plazo apropiado antes de la entrada en vigor de las condiciones descritas en los puntos 3.2.1 y 3.2.2.3.

⁽³⁾ Aunque no se han presentado datos oficiales, la Comisión fue informada verbalmente por VEAG y por los consumidores de electricidad (VIK), de que la categoría de consumidores finales que consumen más de 100 GWh anuales en los nuevos Estados federados está compuesta por un grupo de 15 a 20 empresas cuyo porcentaje representa aproximadamente el 15-16% del consumo. Existen imprecisiones debido especialmente a las dificultades de evaluar la autoproducción y de definir el lugar de consumo.

- (65) Debe señalarse que las circunstancias que han llevado al Gobierno alemán a elegir este régimen transitorio, así como los objetivos que persigue, son particulares y no característicos de los demás regímenes notificados a la Comisión de conformidad con el artículo 24 de la Directiva. En concreto, este sistema es el resultado de la amplia reconstrucción del sector eléctrico en los nuevos Estados federados después de la reunificación y de los muy importantes y localizados problemas regionales y de empleo consiguientes. En estas circunstancias, es especialmente importante que se establezca el equilibrio adecuado entre la necesidad de que VEAG opere bajo un grado razonable de presión competitiva y la necesidad de asegurar que pueda cumplir sus obligaciones de inversión y producción de electricidad a partir del lignito. Por tanto, esta Decisión es extremadamente específica en cuanto a su naturaleza y objetivos si se compara con los regímenes transitorios ya adoptados o probados recientemente en otros Estados miembros. Los demás regímenes tienen como objetivo o responden a la necesidad de mantener la viabilidad y competitividad de empresas concretas ya existentes, no de reconstruir y modernizar a gran escala todo un sector eléctrico regional.

- (66) Desde este punto de vista, la Comisión considera apropiado prever un período provisional de dos años desde la fecha de la publicación de la presente Decisión hasta la entrada en vigor de los requisitos establecidos en los puntos 2 y 3 del artículo 2 que figura más abajo. Así, VEAG dispondrá del tiempo necesario para adoptar las medidas pertinentes a fin de responder a cualquier presión adicional que pueda resultar de la presente Decisión.

3.2.4. Consideraciones adicionales

- (67) 1) Para limitar las posibles repercusiones de esta Decisión, y en especial de las condiciones indicadas en 3.2.1 y 3.2.2, sobre la competitividad y la viabilidad de VEAG, se prevé revisarla dos años después de su adopción. Esta revisión se basará en un informe del Gobierno alemán sobre la experiencia de la aplicación del artículo 4§3 de la Ley alemana y de la condición adicional 3 de esta Decisión. Si el porcentaje de consumidores finales que se han cambiado de hecho a un proveedor de electricidad que no produce a partir del lignito de los nuevos Estados federados es sustancial y compromete la viabilidad de VEAG, la Comisión revisará esta Decisión y en especial, si procede, la condición 3.
- (68) 2) Para que haya transparencia suficiente, la Comisión considera también necesario realizar un estrecho seguimiento de la aplicación e interpretación del artículo 4§3 de la Ley alemana. Por lo tanto, toda decisión de un organismo alemán normativo o de solución de conflictos que apruebe condicional o incondicionalmente una dene-

gación de acceso en virtud del artículo 4§3 de la Ley alemana deberá notificarse a la Comisión.

3.2.5. *Apreciación de los argumentos de VEAG*

(69) Para apoyar los argumentos que había expresado por carta de 28 de enero de 1999 y durante una reunión con la Comisión celebrada el 12 de febrero en Bruselas, VEAG presentó el informe «Stellungnahme zur Beurteilung der Notwendigkeit der Braunkohleschutzklausel» («Evaluación de la necesidad de la cláusula de protección del lignito»), que había encargado a los auditores de PWC Deutsche Revision.

(70) En su carta de 28 de enero de 1999, VEAG afirma que «VEAG no podría soportar ninguna pérdida de ventas, por pequeña que fuera». Por lo tanto, se aduce, la cláusula de protección del lignito prevista en el artículo 4§3 de la Ley alemana debe aplicarse plenamente, sin restricciones.

(71) El objetivo del informe de auditoría es calcular las cantidades de ventas de electricidad que deben alcanzarse para cubrir los costes totales de VEAG (p. 24). Este cálculo se basa en los datos de la planificación de VEAG de los costes a medio plazo y no puede compararse directamente con los datos de las cuentas anuales publicadas. La base de costes utilizada para calcular las cantidades objetivo incluye un [...] % (*) de costes de capital y un margen para rentabilidad de los recursos propios del [...] % (*) anual ([...] % (*) correspondiente a deuda del Estado de renta fija más [...] % (*) de prima de riesgo), suponiendo un [...] % (*) de capital social.

(72) La comparación de los objetivos de venta de electricidad calculados con las ventas reales de electricidad correspondientes a 1998 y con las ventas de electricidad estimadas previstas por VEAG para el año 2003 arroja los siguientes resultados. En 1998, las ventas reales superaron en un [...] % (*) los objetivos calculados. Sin embargo, en el año 2003, los objetivos de ventas superan en un [...] % (*) las ventas previstas. De esto se desprende que no se garantiza para el futuro una actividad que cubra todos los costes (p. 27).

(73) En el informe se examinan a continuación dos escenarios posibles hasta el año 2003. El primer escenario supone la aplicación plena de la cláusula de protección del lignito prevista en el artículo 4§3 de la Ley alemana. La conclusión es que, excepto en el año 2000, todos los años se registrará un excedente, que alcanzará su nivel máximo en el año 2002, con un margen de ventas del [...] % (*), que se traduce en una rentabilidad de los recursos propios del [...] % (*). Por lo tanto, se muestra que la diferencia cuantitativa calculada del [...] % (*) (2003) da lugar a una disminución de la rentabilidad de los recursos propios, del [...] % (*) previsto al [...] % (*) (año 2002; no se dispone de cifras comparables para el 2003).

(74) En el informe se examina también en segundo escenario, en el que se supone que un porcentaje de clientes que representa el [...] % (*) de las ventas de VEAG cambia a un proveedor diferente. El supuesto del [...] % (*) se deriva de un segmento del [...] % (*) de la producción total de electricidad de los nuevos Estados federados ([...] % (*) TWh), que se supone que se apartaría exclusivamente de las ventas de VEAG. De este escenario se concluye que la viabilidad de VEAG estará amenazada, aunque no se analiza detalladamente el funcionamiento de una central adaptado de manera realista, o teniendo en cuenta los ingresos procedentes de las ventas a clientes alternativos o a mercados al contado.

(75) La Comisión concluye lo siguiente:

(76) a) El informe no ofrece un análisis detallado de la estructura de costes de VEAG, en términos de costes fijos y variables, para evaluar el coste marginal a corto plazo. Tampoco ofrece un análisis del flujo de efectivo para evaluar la liquidez de VEAG. Por lo tanto, según los datos proporcionados, no puede considerarse que la viabilidad de VEAG a corto y medio plazo esté directamente amenazada.

(77) b) Las conclusiones del informe se basan en el objetivo de mantener una cobertura completa de los costes y, además, un margen de beneficios ([...] % (*) de rentabilidad de los recursos propios). Puesto que este objetivo no se alcanza, aunque se aplique plenamente la cláusula de protección del lignito ([...] % (*) de rentabilidad de los recursos propios), se concluye, de una manera bastante pragmática, que no sería sostenible ninguna restricción a la aplicación de la cláusula de protección del lignito.

(78) c) Los datos proporcionados muestran que el enfoque elegido para el cálculo de los costes totales ofrece varios elementos de amortiguación que protegerían la viabilidad de VEAG:

— margen de beneficios del [...] % (*) incluido en los cálculos,

— margen potencial encubierto incluido en el precio de compra de lignito a la empresa asociada Laubag⁽⁴⁾,

— [...] % (*) de capital social,

— al calcular el efecto de las pérdidas de consumidores, tendrían que contabilizarse los ingresos procedentes de las ventas del excedente de electricidad a clientes o mercados al contado alternativos.

⁽⁴⁾ Según el informe (p. 17), VEAG ha comprado el lignito principalmente a Laubag, empresa asociada a través de accionistas comunes; hasta [...] % (*) lo compraba al [...] % (*) y después de [...] % (*), con arreglo a una tabla de precio-cantidad [...] % (*). Ni la estructura de costes de Laubag ni el actual margen de beneficios han sido revelados y analizados.

- (79) d) El segundo escenario, que supone una pérdida del [...] % (*) de las ventas, se basa en supuestos que no pueden compararse con los posibles efectos de las condiciones mencionadas en el punto 3.2.2 de esta Decisión.
- (80) e) En contraste con la posición expresada por el Gobierno alemán, a saber, que la cláusula de protección del lignito se aplicaría en caso concretos, lo cual permitiría cierta apertura del mercado, de la posición expresada por VEAG y apoyada por el informe de auditoría parece desprenderse que VEAG trataría de conseguir una denegación sistemática del acceso a todos los clientes directos e indirectos de VEAG, y durante todo el período de aplicación.

- (81) En resumen, la Comisión reconoció las preocupaciones legítimas de VEAG por mantener una cantidad de ventas suficiente para garantizar las economías de escala específicas de la producción de electricidad basada en el lignito. En consecuencia, desarrolló las condiciones recogidas en el punto 3.2.2 con respecto a las preocupaciones expresadas por VEAG, aunque sopesándolas con respecto a las necesidades igualmente legítimas de los consumidores de electricidad. Las posibilidades de revisión descritas más arriba constituyen una salvaguardia adicional para la competitividad y la viabilidad de VEAG.

4. Conclusiones

- (82) El régimen transitorio se solicitó mediante carta de 12 de febrero de 1998 y, por lo tanto, dentro del plazo previsto en el apartado 2 del artículo 24.
- (83) El régimen transitorio alemán se basa en los compromisos de inversión derivados de una serie de contratos suscritos en 1990 entre la ex República Democrática Alemana, el Treuhandanstalt, Bayernwerk AG, PreussenElektra AG, RWE Energie AG y las compañías eléctricas regionales. Por sus características, el compromiso de inversión de VEAG cumple todos los criterios previstos en el apartado 1 del artículo 24 de la Directiva.
- (84) Por lo que respecta a las medidas propuestas, el régimen transitorio constituye una excepción al capítulo VII de la Directiva 96/92/CE, a saber, denegación del acceso a la red, que está incluida en principio en el ámbito de aplicación del apartado 2 del artículo 24 de la Directiva. El régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías de funcionamiento en cuestión. En cuanto al requisito de que el régimen transitorio aplique las medidas menos restrictivas necesarias para lograr los objetivos legítimos, se cumple en principio, aunque con dos limitaciones: debe aclararse su ámbito de aplicación, que ha de limitarse a la red de la compañía que produce electricidad a partir del lignito, y deben aclararse los términos en los que está redactado el régimen transitorio alemán

para asegurar una aplicación no discriminatoria, transparente y verificable.

- (85) Por consiguiente, la Comisión concluye que deben respetarse una serie de condiciones para que el régimen transitorio alemán sea lo bastante previsible y transparente. Estas condiciones pueden aplicarse bien a través de una modificación de la Ley, bien a través de unas directrices de aplicación o de las prácticas adecuadas de la autoridad responsable de aplicar el artículo 4§5 de la Ley alemana,

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

Se considera que el artículo 4§3 («*Neue Länder*») de la Ley alemana *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts*, publicada en el *Bundesgesetzblatt* de 28 de abril de 1998, página 730, que es el único objeto de la solicitud alemana de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 97/92/CE notificada a la Comisión el 12 de febrero de 1998, está basado en un compromiso o garantía de funcionamiento en el sentido del apartado 1 del artículo 24 de la Directiva.

En este caso, el compromiso en el sentido del apartado 1 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE es el contrato de 22 de agosto de 1990 entre la entonces República Democrática Alemana y el Treuhandanstalt, por un lado, y Bayernwerk AG, PreussenElektra AG y RWE Energie AG, por otro.

Artículo 2

De conformidad con el apartado 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, Alemania está facultada para introducir excepciones al artículo 17, y por tanto al capítulo VII, aplicando el artículo 4§3 («*Neue Länder*») de la Ley alemana *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts* como régimen transitorio de duración limitada hasta el 31 de diciembre de 2003, en las siguientes condiciones:

- 1) Alemania debe garantizar que el derecho de acceso a la red se mantenga como norma general también en los nuevos Estados federados y que toda denegación de acceso a la red se considere una excepción y esté debidamente justificada en cada caso concreto;
- 2) cualquier posible denegación de acceso a la red se referirá exclusivamente a las solicitudes de acceso a la red de transmisión de Vereinigte Energiewerke AG (VEAG). Los gestores de las redes regionales de transmisión y distribución no podrán aplicar la medida del régimen transitorio. Esta condición se aplicará, a más tardar, dos años después de publicarse la presente Decisión;
- 3) un porcentaje mínimo de consumo final de electricidad deberá estar expuesto a la competencia también en los nuevos Estados federados. Por consiguiente, al menos los con-

sumidores finales que consuman más de 100 GWh anuales (según el lugar de consumo e incluida la autoproducción) en el sentido del apartado 3 del artículo 19 de la Directiva 96/92/CE no estarán sujetos a la denegación del acceso a la red en virtud del artículo 4§3 de la Ley alemana *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts*. Esta condición se aplicará, a más tardar, dos años después de publicarse la presente Decisión.

Artículo 3

1. Alemania presentará a la Comisión, en los tres años posteriores a la publicación de la presente Decisión, un informe sobre la situación real del acceso al mercado de los consumidores finales ubicados en los nuevos Estados federados. A tenor de este informe, si el porcentaje de consumidores finales que se han cambiado a un proveedor de electricidad que no utiliza como fuente de producción el lignito de los nuevos Estados federados es elevado y pone en peligro la viabilidad de VEAG, la Comisión revisará la presente Decisión.

2. Alemania notificará a la Comisión todas las denegaciones de acceso realizadas al amparo del artículo 4§3 de la *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts*; inmediatamente después

de su aprobación incondicional o condicional en primera instancia (Landeskartellbehörde o Bundeskartellamt, órgano regional y federal, respectivamente, de defensa de la competencia).

3. Alemania notificará a la Comisión cualquier cambio en relación con la *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts* que pueda afectar directa o indirectamente a la aplicación del presente régimen transitorio.

Artículo 4

El destinatario de la presente Decisión será la República Federal de Alemania.

Hecho en Bruselas, el 8 de julio de 1999.

Por la Comisión
Christos PAPOUTSIS
Miembro de la Comisión

DECISIÓN DE LA COMISIÓN

de 8 de julio de 1999

relativa a la solicitud austriaca de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

[notificada con el número C(1999) 1551/5]

(El texto en lengua alemana es el único auténtico)

(1999/795/CE)

LA COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS,

vez de los 35 600 millones mencionados en su notificación inicial.

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea,

Vista la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad⁽¹⁾ (en lo sucesivo denominada «la Directiva») y, en particular, su artículo 24,

Tras informar a los Estados miembros de la solicitud austriaca,

Considerando lo siguiente:

I. HECHOS

1. Procedimiento

- (1) Mediante carta de 11 de febrero de 1998, el Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten (Ministerio Federal de Economía) de Austria notificó a la Comisión una solicitud de régimen transitorio de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE.
- (2) El 23 de marzo de 1998, los servicios de la Comisión se desplazaron a Viena en visita de investigación y se entrevistaron con los responsables del Ministerio Federal de Economía de Austria, así como con representantes de las organizaciones de consumidores y de productores del sector eléctrico.
- (3) Mediante carta de 15 de octubre de 1998, el Ministerio Federal de Economía de Austria presentó información complementaria a la Comisión, especialmente el informe final de contables y abogados independientes encargado por el Gobierno austriaco a fin de determinar la cuantía del importe de las compensaciones derivadas del denominado régimen transitorio. Sobre la base de este informe, el Gobierno austriaco ha reducido el importe de los costes hundidos mencionado en la solicitud de régimen transitorio a 8 700 millones de chelines austriacos en

2. El sector eléctrico austriaco y la aplicación de la Directiva 96/92/CE

- (4) Austria aplicó la Directiva 96/92/CE por medio de la *Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz* (Ley relativa a la producción de electricidad y a la organización del sector), en lo sucesivo denominada «ElWOG», publicada el 18 de agosto de 1998, que entró en vigor el 19 de febrero de 1999, así como por medio de las leyes suplementarias de los nueve *Länder*. La ElWOG prevé que la apertura del mercado en febrero de 1999 afectará a un 27% del mismo aproximadamente, proporción que aumentará hasta alcanzar alrededor de un 50% en 2003. En una primera fase, se considerará clientes cualificados a los consumidores finales con un consumo superior a los 40 GWh al año y a los distribuidores que gestionen además sistemas de transmisión. A partir de febrero del año 2000, se considerará clientes cualificados a los consumidores finales con un consumo superior a los 20 GWh al año, así como a los distribuidores que superen los 40 GWh al año. Finalmente, a partir de febrero de 2003, se considerará clientes cualificados a todos los consumidores y a todos los proveedores que superen los 9 GWh al año. Austria ha optado por introducir un sistema de acceso regulado a la red.
- (5) La compañía eléctrica de Austria, *Österreichische Elektrizitätswirtschafts AG* («Verbundgesellschaft»), es el principal gestor de la red de transmisión. A través de sus empresas filiales, jurídicamente independientes, también es la principal compañía productora de electricidad de Austria. De las nueve compañías eléctricas regionales, casi todas son tanto distribuidoras como productoras; algunas son, además, gestoras de la red de transmisión.

3. Regímenes transitorios notificados por el Gobierno austriaco

3.1. Introducción

- (6) Austria notificó dos regímenes de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE.

⁽¹⁾ DO L 27 de 30.1.1997, p. 20.

- (7) *Garantías de funcionamiento de las centrales eléctricas*, basadas en el procedimiento legal de autorización de centrales eléctricas previo a la liberalización. En relación con determinados tipos de central eléctrica, sólo se concedieron autorizaciones tras comprobarse que existía una determinada demanda de electricidad (Bedarfsprüfung). Las centrales eléctricas autorizadas se beneficiaron de una garantía de funcionamiento y una garantía de amortización de costes. A este respecto, el régimen de costes hundidos intenta compensar a ciertas centrales eléctricas de la pérdida de ingresos prevista a raíz de la reducción de precios derivada de la introducción de competencia.
- (8) La notificación final, de 15 de octubre de 1998, limita las instalaciones a las que se puede aplicar el régimen transitorio a tres centrales hidroeléctricas: Freudenu, Mittlere Salzach y Kraftwerkskette Obere Drau, gestionadas por empresas filiales de Verbundgesellschaft.
- (9) *Contrato a largo plazo de compra de lignito autóctono* para la central eléctrica de Voitsberg. El contrato se concluyó en 1977 entre la mina de lignito GKB y ÖDK, una gestora de centrales eléctricas, filial de Verbundgesellschaft. Además, la central eléctrica se beneficia de una garantía legal de funcionamiento que cubre hasta el 3% del consumo nacional de electricidad al año. A este respecto, el régimen de costes hundidos intenta compensar a esta central eléctrica por: i) su obligación a largo plazo de adquirir lignito a precios superiores a los precios internacionales del carbón/lignito, y ii) la pérdida de ingresos derivada de la reducción de precios prevista a raíz de la introducción de competencia en relación con la garantía legal de funcionamiento.

3.2. Datos sobre las garantías de funcionamiento de las centrales eléctricas y sobre el contrato de compra de lignito

- (10) El método propuesto se define en el artículo 69 de la EIWOG. Prevé una ayuda a la explotación para compensar los costes hundidos derivados de los mencionados compromisos y garantías de funcionamiento. el 11 de febrero de 1998 Austria, en una notificación preliminar, fijó el importe total de los costes hundidos en 35 580 millones de chelines austriacos (2 500 millones de euros aproximadamente). Sobre la base de una posterior evaluación de dichos costes, realizada por contables y abogados independientes, el 15 de octubre de 1998 se presentó una notificación final, por la que se reducía su importe total a 8 700 millones de chelines austriacos (aproximadamente 600 millones de euros), consistente en un máximo de 6 270 millones para las tres centrales hidroeléctricas y 2 430 millones para la central eléctrica de lignito. El régimen transitorio estará vigente hasta el año 2009.
- (11) **Método de cálculo**
- Primero los costes hundidos de cada central eléctrica se calcularon como la diferencia descontada entre la cobertura de costes garantizada y los precios de mercado estimados de la electricidad, teniendo en cuenta la apertura de mercado real de cada empresa. A continuación se evaluó hasta qué punto esto afectaba la viabilidad de las empresas de funcionamiento consolidadas.
- (12) **Método de compensación**
- En cuanto a las tres centrales hidroeléctricas, habida cuenta de la evolución de los precios de mercado en el sector eléctrico y de sus efectos sobre la viabilidad de las instalaciones hidráulicas en cuestión, el régimen transitorio prevé la concesión de una ayuda anual. En cuanto a la planta de lignito, se prevé pagar una compensación fija.
- (13) **Método de recuperación**
- El régimen transitorio prevé financiar los pagos por medio de un gravamen impuesto al precio del kWh de electricidad adquirida por los clientes cualificados los aspirantes. Los clientes cautivos pagan su parte proporcional de la tarifa eléctrica regulada. Los operadores de la red recaudan los fondos (mediante gravamen sobre la transmisión), que administra el Ministerio Federal de Economía.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

1. *Fundamento jurídico: Apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE*

- (14) El Gobierno austriaco notificó una solicitud de régimen transitorio en relación con los supuestos compromisos y garantías de funcionamiento de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE.

2. *Requisitos del artículo 24*

- (15) El artículo 24 de la Directiva 96/92/CE establece lo siguiente:

«1. Los Estados miembros en los que las autorizaciones concedidas antes de la entrada en vigor de la presente Directiva prevean compromisos o garantías de funcionamiento cuyo incumplimiento sea posible a causa de lo dispuesto en la presente Directiva, podrán solicitar acogerse a un régimen transitorio, que les podrá ser concedido por la Comisión, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica. La Comisión informará a los Estados miembros de dichas solicitudes antes de tomar una decisión, teniendo en cuenta el respeto a la confidencialidad. Dicha decisión será publicada en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*.

2. Dicho régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías a que se refiere el apartado 1. El régimen transitorio podrá amparar excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la presente Directiva. Los Estados miembros deberán notificar a la Comisión las solicitudes de un régimen transitorio a más tardar un año después de la entrada en vigor de la presente Directiva.».

(16) Por consiguiente, los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva exigen que, al examinar cualquier solicitud de régimen transitorio, la Comisión debe evaluar toda una serie de elementos a la luz de las disposiciones del Tratado.

A. *Requisitos sobre la naturaleza de los compromisos o garantías de funcionamiento en cuestión*

- (17) 1) Debe demostrarse la existencia de un compromiso o garantía de funcionamiento.
- 2) El compromiso o garantía de funcionamiento deben haberse concedido antes del 20 de febrero de 1997.
- 3) Debe establecerse un vínculo de causalidad entre la entrada en vigor de la Directiva y la imposibilidad de cumplir el compromiso.

B. *Requisitos en relación con las medidas propuestas para alcanzar dichos objetivos*

- (18) 1) Las medidas del régimen transitorio deben entrar dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE.
- 2) El régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías de funcionamiento en cuestión.
- 3) El régimen transitorio debe aplicar las medidas menos restrictivas que se consideren necesarias, dentro de lo razonable, para alcanzar los objetivos previstos por el régimen transitorio, que deberán ser legítimos. A la hora de decidir sobre estas cuestiones, la Comisión debe tener en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate, así como su nivel de interconexión y la estructura de la industria eléctrica.

3. **Evaluación del régimen transitorio austríaco**

(19) Por lo que respecta al régimen transitorio notificado, no es necesario determinar si se satisfacen los requisitos A.1, A.2 y A.3 o B.2 y B.3, ya que las medidas del régimen transitorio en cuestión no entran dentro del ámbito de las excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE y, por consiguiente, no cumplen el requisito B.1 citado.

(20) Como se indica más arriba, para establecer un régimen transitorio a efectos del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, el sistema elegido por el Estado miembro debe prever una excepción a los requisitos establecidos en los capítulos IV, VI o VII de la misma.

(21) Las medidas consideradas se basan en un programa estrictamente de compensación, es decir, un sistema de tarifas o gravámenes aplicados por un Estado miembro a fin de compensar los costes hundidos originados por la aplicación de la Directiva 96/92/CE. La aplicación de dichos gravámenes en el presente caso no exige una excepción a los mencionados capítulos de la Directiva y, por consiguiente, no puede considerarse un régimen transitorio a efectos de su artículo 24.

(22) El hecho de que medidas tales como las consideradas en el presente caso puedan distorsionar de forma significativa el mercado interior de la electricidad no afecta a esta conclusión. Evidentemente, la Comisión reconoce que el pago de dichos gravámenes puede tener repercusiones económicas muy similares a las derivadas de una excepción total o parcial con respecto a algunas obligaciones establecidas en los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE. No obstante, tales distorsiones, por su propia naturaleza, no se derivan de una excepción tan específica como la prevista por la Directiva. Por consiguiente, la transferencia de un pago compensatorio a determinados productores de electricidad, financiado por medio de una tarifa o gravamen que será facturado a los consumidores, no constituye una medida contemplada directamente en la Directiva, sino que requiere examinarse de conformidad con las reglas de la competencia y, en particular, con arreglo a la letra c) del apartado 3 del artículo 87 del Tratado. En esta hipótesis, se entiende que las medidas de semejante efecto económico serán tratadas de forma coherente, independientemente del procedimiento aplicable en cada caso.

(23) Dada la inaplicabilidad del artículo 24 de la Directiva, no es necesario evaluar los requisitos A.1, A.2 y A.3 o B.2 y B.3 mencionados anteriormente.

4. **Conclusión**

(24) El régimen transitorio notificado por el Gobierno austríaco en aplicación del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE se ha evaluado con arreglo a los apartados 1 y 2 del mencionado artículo. La Comisión llega a la conclusión de que no puede aprobarse un régimen transitorio con arreglo al artículo 24, ni resulta necesario, ya que las medidas previstas no constituyen excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva. El régimen incluye transferencias de pagos compensatorios a determinados productores de electricidad, financiados mediante tarifas o gravámenes que serán repercutidos a los consumidores. Tales medidas no se contemplan directamente en la Directiva, sino que requieren examinarse de conformidad con las reglas sobre ayudas estatales y,

en particular, con arreglo a la letra c) del apartado 3 del artículo 87 del Tratado CE,

Artículo 2

El régimen transitorio notificada por el Gobierno austriaco no contiene medida alguna que pueda constituir excepción a los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE, tal como define el apartado 2 del artículo 24 de la Directiva. Por consiguiente, este artículo no es aplicable a esta parte del régimen transitorio notificado por el Gobierno austriaco.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La presente Decisión se refiere a la solicitud del Gobierno austriaco de régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, notificada a la Comisión el 11 de febrero de 1998. El 15 de octubre de 1998 la Comisión recibió información suplementaria al respecto. Dicha notificación se refiere a lo siguiente:

- a) garantías de funcionamiento en relación con tres centrales hidroeléctricas;
- b) contrato a largo plazo de compra y garantía de funcionamiento en relación con una planta de lignito.

Artículo 3

El destinatario de la presente Decisión será la República de Austria.

Hecho en Bruselas, el 8 de julio de 1999.

Por la Comisión

Christos PAPOUTSIS

Miembro de la Comisión

DECISIÓN DE LA COMISIÓN

de 8 de julio de 1999

relativa a la solicitud neerlandesa de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

[notificada con el número C(1999) 1551/6]

(El texto en lengua neerlandesa es el único auténtico)

(1999/796/CE)

LA COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS,

Visto el Tratado consuetudinario de la Comunidad Europea,

Vista la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad⁽¹⁾ y, en particular, su artículo 24,

Tras informar a los Estados miembros de la solicitud neerlandesa,

Considerando lo siguiente:

I. LOS HECHOS

1. Procedimiento

- (1) Mediante carta de 20 de febrero de 1998, el Representante Permanente de los Países Bajos remitió a la Comisión Europea una notificación provisional de regímenes transitorios de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE. El 29 de mayo, los servicios de la Comisión se desplazaron a La Haya, para realizar una visita de investigación al Ministerio de Economía. La Comisión solicitó información adicional en relación con determinados aspectos de la notificación, que recibió mediante carta el 22 de junio.
- (2) Mediante carta de 16 de octubre, la Representación Permanente de los Países Bajos remitió información adicional relativa a la notificación de los regímenes transitorios.

2. Estructura y desarrollo del sector eléctrico en los Países Bajos

a) Producción

- (3) Los Países Bajos cuentan con cuatro empresas de producción de energía eléctrica:

EPON — NV Elektriciteits-Produktiemaatschappij Oost en Noord Nederland;

EPZ — NV Elektriciteits-Produktiemaatschappij Zuid-Nederland;

EZH — NV Electriciteitsbedrijf Zuid-Holland;

UNA — NV Energieproductiebedrijf UNA.

Estas empresas generan alrededor del 70% de la demanda nacional de energía eléctrica. El 30% restante corresponde a importaciones (alrededor del 13%), producción independiente o autoproducción.

- (4) Las cuatro empresas de producción coordinan sus actividades hasta cierto punto, a través de SEP (Samenwerkende Elektriciteits-Productiebedrijven NV; Unión de empresas productoras de electricidad), propietaria de la red nacional de alta tensión y la persona jurídica que, hasta el 1 de enero de 1999, realizó todas las importaciones de electricidad. SEP es responsable de la gestión de la central nuclear de Dodewaard (actualmente en proceso de cierre definitivo) y de la planta de gasificación de carbón de Demkolec, así como de los compromisos internacionales mencionados en el considerando 12 (punto 4.1). Las cuatro empresas productoras y SEP son partes firmantes de un acuerdo de cooperación (*Overeenkomst van Samenwerking*), denominado en lo sucesivo «OvS».

- (5) La propiedad de las empresas de producción corresponde a:

EPON: empresas de distribución;

EPZ: empresas de distribución;

⁽¹⁾ DO L 27 de 30.1.1997, p. 20.

EZH: provincia, grandes ciudades de la zona, municipios y una empresa de distribución;

UNA: dos provincias y las ciudades de Utrecht y Amsterdam.

b) Transmisión

- (6) Hasta enero de 1999, la transmisión de electricidad estuvo a cargo de SEP, propietaria de la red de alta tensión y única importadora de energía eléctrica.
- (7) Desde 1999 la transmisión está a cargo de Tennet, un organismo independiente propiedad de SEP, en el que el Estado se propone adquirir una participación mayoritaria.

c) Distribución

- (8) La distribución de electricidad está en manos de veintitrés empresas. Las empresas de distribución son propiedad de las administraciones locales (provincias, ciudades y municipios).

3. *Liberalización del mercado de la electricidad de los Países Bajos: aplicación de la Directiva 96/92/CE*

- (9) La Ley sobre electricidad de los Países Bajos de 1998 entró en vigor el 1 de agosto de 1998. El 1 de junio de 1999 se aprobó una Ley de reforma de la Ley sobre la electricidad de 1998, que trata principalmente de los detalles relativos al acceso a la red y al suministro a los consumidores cautivos.
- (10) El Gobierno de los Países Bajos ha optado por una apertura gradual del mercado de la electricidad. Desde el 1 de enero de 1999, un tercio de los clientes estará cualificado; otro tercio de los clientes lo estará en 2002, y en 2007 el 100% de los clientes del sector eléctrico de los Países Bajos podrá comprar libremente la electricidad. La Ley de reforma prevé el acceso regulado a la red de terceros. A partir del 1 de enero de 1999, las importaciones de electricidad destinada a los clientes cualificados y a las distribuidoras para estos últimos estará sujeta a un requisito de reciprocidad.
- (11) Como se menciona anteriormente, el gestor del sistema de transmisión Tennet, operativo desde el 1 de enero de 1999, es independiente desde un punto de vista jurídico en relación con la producción y el suministro. El Estado se propone adquirir una participación mayoritaria en el gestor de la red de transmisión.

4. *Régimen transitorio notificado por el Gobierno de los Países Bajos*

4.1. Introducción

- (12) El Gobierno de los Países Bajos notificó las medidas transitorias siguientes de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE:

1) *calefacción urbana*: recuperación de las pérdidas relacionadas con determinados proyectos de calefacción urbana hasta la expiración del último contrato en 2001;

2) *Demkolec*: recuperación de costes adicionales de construcción y funcionamiento de Demkolec, la planta experimental de gasificación de carbón de Bugge-num;

3) *Protocolo*: los productores y los distribuidores de los Países Bajos han firmado un acuerdo de protocolo por el que los productores de electricidad se comprometen a vender y los distribuidores a comprar toda la producción de los primeros (que representa un 70% de las ventas de los distribuidores) hasta el año 2000 inclusive. En el caso de que se revoque este acuerdo voluntario por motivos comerciales o legales, el Ministro se reserva el derecho de imponer legalmente su aplicación, o la de otras disposiciones similares;

4) *compromisos internacionales*: recuperación de posibles pérdidas derivadas de los contratos siguientes:

— contratos de suministro de electricidad entre SEP y EdF, PreussenElektra y Statkraft,

— obligaciones de inversión de SEP en Statnett en relación con el cable NorNed,

— contrato firme de compra de gas entre SEP y StatOil.

- (13) Los compromisos internacionales mencionados se añadieron a la notificación de los Países Bajos mediante carta de 16 de octubre de 1998. No estaban incluidos en la notificación provisional de 20 de febrero de 1998.

- (14) En la notificación provisional se mencionaban otros dos sistemas:

— retraso de la *privatización* del sector eléctrico. Hasta finales del año 2001 se necesitará el acuerdo explícito del Ministerio para la venta de acciones fuera del círculo de accionistas actuales;

— introducción progresiva del *impuesto de sociedades* al mismo ritmo que el proceso de liberalización.

- (15) Sin embargo, estos dos sistemas se eliminaron de la notificación definitiva a raíz de la información proporcionada por los servicios de la Comisión durante la mencionada reunión de 22 de junio, en particular la observación de que la Comisión no podía considerar estos aspectos como excepciones a la Directiva 96/92/CE y que, por tanto, no se considerarían en el marco del artículo 24 de la misma. La Comisión se reserva la posibilidad de examinar estos problemas con arreglo a otras disposiciones del Derecho comunitario.

4.2. Datos sobre los sistemas notificados

4.2.1. Proyectos de calefacción urbana

a) Compromiso

- (16) En 1990, las empresas de producción asumieron de los distribuidores la garantía del precio del combustible destinado a calefacción, por la que se garantiza a los consumidores que no pagarán más que los usuarios de calefacción de gas. Nueve proyectos de calefacción urbana, en los que participan tres empresas productoras, son deficitarios y han sido objeto de notificación. Todos los contratos son anteriores a febrero de 1997. En las zonas en cuestión la calefacción urbana no es competitiva, especialmente si se consiera el nivel de inversión de capital y, por tanto, la amortización. Los contratos son el resultado de la política que ha seguido el Gobierno desde 1979 para promover la calefacción urbana por razones ambientales.

b) Importe de los costes hundidos

- (17) De conformidad con los cálculos de la empresa de contabilidad Coopers Lybrand, las pérdidas serán de entre 1 628 y 2 000 millones de florines neerlandeses, en función de la evolución de los precios del gas.

c) Método de recuperación

- (18) El artículo 77a de la Ley sobre electricidad de 1998 prevé la recuperación de los costes hundidos relativos a los proyectos de calefacción urbana por medio de una exacción sobre la tarifa de transporte de electricidad.
- (19) Las autoridades de los Países Bajos tienen intención de establecer un sistema de recuperación de veinte años de duración, con una financiación máxima de 2 000 millones de florines neerlandeses; este importe se recuperará a través de una exacción sobre la tarifa transporte de electricidad. El sistema tiene cuatro beneficiarios: los productores EZH, EPZ, UNA y EPON o sus sucesores legales, es

decir, las partes en los contratos de calefacción urbana con garantía del precio del combustible.

- (20) Los beneficiarios se someten obligatoriamente a auditorías anuales. En caso de solicitarlo, la Comisión podrá acceder a la contabilidad.

4.2.2. Demkolec

a) El compromiso

- (21) La construcción y el funcionamiento de Demkolec, la planta experimental de gasificación de carbón, precisó importantes inversiones extraordinarias en relación con la investigación, el desarrollo y la puesta a punto experimental de tecnologías que preservan el medio ambiente. Estas inversiones todavía no se han amortizado y, una vez liberalizado el mercado, no se pueden recuperar a través de la tarifa básica nacional de electricidad. El Gobierno de los Países Bajos decidió construir Demkolec por razones medioambientales y de diversificación del suministro.

b) Importe de los costes hundidos

- (22) Coopers Lybrand calculó que el importe de la inversión especial de Demkolec no amortizada hasta el momento asciende a 458,4 millones de florines neerlandeses. Este cálculo se basa en el valor neto de la diferencia entre los costes de Demkolec y una instalación de gas moderna con un coste de producción de 0,07 florines neerlandeses/kWh a 1 de enero de 2001. El cálculo tiene en cuenta la subvención de 18,3 millones de florines neerlandeses a Demkolec aprobada por la Comisión; todavía no se ha comprobado si el cálculo tiene presente el préstamo preferente concedido por el Banco Europeo de Inversiones. Las autoridades de los Países Bajos han notificado un coste máximo de 550 millones de florines neerlandeses en relación con el régimen transitorio para la planta de Demkolec.

c) Método de recuperación

- (23) El artículo 77a de la Ley sobre electricidad de 1998 prevé la recuperación de los costes hundidos derivados de la construcción y la explotación de la planta experimental de gasificación de carbón de Demkolec por medio de una exacción sobre la tarifa de transporte de electricidad.
- (24) Las autoridades de los Países Bajos tienen intención de establecer un sistema de recuperación de dos años de duración, que se financiará a través de una exacción sobre la tarifa de transporte de electricidad. El importe máximo de 550 millones de florines neerlandeses se reembolsará a SEP, único beneficiario.

4.2.3. *Protocolo*

a) El compromiso

(25) Productores y distribuidores están sujetos a un protocolo en vigor desde 1997 hasta finales de 2000, por el que los distribuidores se comprometen a comprar toda la producción de las cuatro empresas productoras (que cubre un 70% de las necesidades de los distribuidores en el régimen previo a la liberalización). El protocolo regula costes, precios y tarifas durante el período 1997-2000. El verdadero objetivo de la ayuda gubernamental destinada a mantener el protocolo es permitir que los productores neerlandeses recuperen parte de los costes hundidos derivados de una capacidad de producción que ha dejado de ser competitiva a los precios reducidos derivados de la liberalización. Para cubrir estos costes, el Protocolo garantiza a estas empresas importantes y permanentes cuotas de mercado y niveles de venta.

b) Magnitud de los costes hundidos

(26) En esta fase es imposible determinar las consecuencias financieras que tendría la derogación del protocolo para los productores.

c) Método de recuperación

(27) En el caso de que, por el motivo que sea, se revoque el protocolo, el Ministro de Economía se reserva el derecho y la facultad legal de imponer por ley bien este acuerdo, bien disposiciones similares. Sin embargo, no existe información precisa sobre: a) la probabilidad de que esto ocurra, y b) las medidas exactas que se adoptarían si el Ministro hiciera uso de esta posibilidad. Por lo tanto, no se sabe exactamente cómo impondría el Ministro un acuerdo entre productores y distribuidores.

4.2.4. *Compromisos internacionales*

a) Compromisos

(28) i) Contrato de suministro de electricidad con EdF: el contrato inicial se firmó en 1989; la última modificación, que data de abril de 1998, obliga a SEP a contratar como mínimo el 65% de 600 MW hasta el 31 de marzo de 200[...](*)

ii) Contrato para importación de electricidad con PreussenElektra, que data de 1989, por el que SEP se compromete a adquirir 1 500 GWh al año hasta el 31 de diciembre de 2005.

iii) Contrato con NorNed para la instalación de cable, que se remonta al 31 de enero de 1994, de conformidad con el cual SEP debe correr con el 50% de los costes de instalación de cable y debe comprar a Stattnet 2,16 TWh/anuales. El cable debe estar en funcionamiento el 1 de octubre de 2001 y el contrato estará en vigor hasta 2016.

iv) Contrato firme de compra de gas entre SEP y Statoil, que se remonta a 1989.

b) Importe de los costes hundidos

(29) El importe de los costes dependerá de la evolución de los precios del gas y de la electricidad en el mercado. Si en el mercado de los Países Bajos los precios descienden hasta los 0,07 florines neerlandeses/kWh, SEP (a través de OvS, las empresas productoras proporcionalmente a su participación) se responsabiliza de las pérdidas derivadas de los contratos de importación hasta un importe total de 3 100 millones de florines neerlandeses; en este caso el Gobierno no interviene.

(30) Sin embargo, tan pronto como el precio de la electricidad en el mercado descienda por debajo de los 0,07 florines neerlandeses/kWh, las autoridades se harán cargo de un mayor porcentaje de las pérdidas adicionales que se deriven de estos contratos a causa de mayores descensos del precio de la electricidad. La contribución del Gobierno en la atenuación de estas pérdidas es progresiva y se complementa con una contribución a las pérdidas de las empresas productoras. Si el precio fuera de 0,05 florines neerlandeses/kWh, el Gobierno pagaría [...] (*) millones de florines neerlandeses a SEP, mientras que las empresas de producción contribuirían con [...] (*) millones de florines neerlandeses.

(31) Existe una disposición que complementa la mencionada contribución progresiva del Gobierno, por la que la contribución oficial aumentará en caso de que los precios desciendan por debajo de los 0,055 florines neerlandeses/kWh. A un precio de mercado de 0,07 florines neerlandeses/kWh, los productores se hacen cargo de la pérdida inicial de [...] (*) millones, pero esta cantidad quedaría totalmente cubierta por las autoridades si el precio de mercado descendiera a 0,055 florines neerlandeses/kWh. Por tanto, si el precio es de 0,05 florines neerlandeses/kWh, las autoridades pagarían un total de [...] (*) millones (la pérdida inicial de [...] (*) millones más la pérdida adicional de [...] (*) millones), mientras que las empresas de producción pagarían [...] (*) millones de florines neerlandeses.

(32) Las cantidades totales mencionadas equivalen a los importes máximos del actual valor neto.

(33) El contrato de importación de Stattnet podrá utilizar gratuitamente el cable NorNed, es decir, no se pagará a

(*) Secretos comerciales.

TenneT el uso de esta instalación de transporte. No está claro si SEP puede utilizar gratuitamente este cable para la exportación a Noruega.

c) Método de recuperación

- (34) Las autoridades de los Países Bajos se proponen imponer un gravamen sobre la tarifa de transporte para recuperar las pérdidas derivadas de los contratos de compra de gas y electricidad y financiar la instalación correspondiente a los Países Bajos de la parte del cable NorNed. Las disposiciones de recuperación seguirán en vigor hasta que expire el último contrato en 2026. El beneficiario del sistema es SEP.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

1. *Fundamento jurídico: apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE*

- (35) El Gobierno neerlandés notificó una solicitud de régimen transitorio en relación con los supuestos compromisos y garantías de funcionamiento de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE.

2. *Requisitos de los apartados 1 y 2 del artículo 24*

El artículo 24 de la Directiva 96/92/CE establece lo siguiente:

«1. Los Estados miembros en los que las autorizaciones concedidas antes de la entrada en vigor de la presente Directiva prevean compromisos o garantías de funcionamiento cuyo incumplimiento sea posible a causa de lo dispuesto en la presente Directiva, podrán solicitar acogerse a un régimen transitorio, que les podrá ser concedido por la Comisión, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica. La Comisión informará a los Estados miembros de dichas solicitudes antes de tomar una decisión, teniendo en cuenta el respeto a la confidencialidad. Dicha decisión será publicada en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*.

2. Dicho régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías a que se refiere el apartado 1. El régimen transitorio podrá amparar excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la presente Directiva. Los Estados miembros deberán notificar a la Comisión las solicitudes de un régimen transitorio a más tardar un año después de la entrada en vigor de la presente Directiva.»

- (36) Por consiguiente, a la luz de las disposiciones del Tratado CE, los apartados 1 y 2 del artículo 24 exigen que la Comisión, al examinar cualquier solicitud de régimen transitorio, evalúe todos los elementos siguientes.

A. *Requisitos sobre la naturaleza de los compromisos o garantías de funcionamiento en cuestión*

- (37)
- 1) Debe demostrarse la existencia de un compromiso o garantía de funcionamiento.
 - 2) El compromiso o garantía de funcionamiento deben haberse concedido antes del 20 de febrero de 1997.
 - 3) Debe establecerse un vínculo de causalidad entre la entrada en vigor de la Directiva 96/92/CE y la imposibilidad de cumplir el compromiso.

B. *Requisitos en relación con las medidas propuestas para alcanzar dichos objetivos*

- (38)
- 1) Las medidas del régimen transitorio deben entrar dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE.
 - 2) El régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías de funcionamiento en cuestión.
 - 3) El régimen transitorio debe aplicar las medidas menos restrictivas necesarias, dentro de lo razonable, para alcanzar los objetivos previstos por el régimen transitorio, que deberán ser legítimos. A la hora de decidir sobre estas cuestiones, la Comisión debe tener en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente su nivel de interconexión y la estructura de la industria eléctrica.

3. *Evaluación del régimen transitorio de los Países Bajos*

3.1. *Calefacción urbana y Demkolec*

- (39) Por lo que respecta al régimen transitorio notificado por las autoridades neerlandesas relativo a la calefacción urbana y a Demkolec, no es necesario determinar si se satisfacen los requisitos A.1), A.2) y A.3) o B.2) y B.3), ya que las medidas del régimen transitorio en cuestión no entran dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE y, por consiguiente, no cumplen el requisito B.1 citado.
- (40) Como se indica más arriba, para establecer un régimen transitorio con arreglo a lo dispuesto en el artículo 24, el sistema elegido por el Estado miembro debe prever una excepción a los requisitos establecidos en los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE.
- (41) Las medidas consideradas se basan en un programa estrictamente de compensación, es decir, un sistema de

tarifas o gravámenes aplicados por un Estado miembro para compensar los costes hundidos originados por la aplicación de la Directiva 96/92/CE. En el presente caso, la aplicación de dichos gravámenes no exige una excepción a los mencionados capítulos de la Directiva 96/92/CE y, por consiguiente, no puede considerarse como un régimen transitorio a los efectos de su artículo 24.

- (42) El hecho de que medidas tales como las consideradas en este caso puedan distorsionar de forma significativa el mercado interior de la electricidad no afecta a esta conclusión. Si bien la Comisión reconoce que el pago de dichos gravámenes puede tener repercusiones económicas muy similares a las derivadas de una excepción total o parcial con respecto a algunas obligaciones establecidas en los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE, tales distorsiones, por su propia naturaleza, no se derivan de una excepción tan específica como la prevista por la mencionada Directiva. Por consiguiente, la transferencia de un pago compensatorio a determinadas productores de electricidad, financiado por medio de una tarifa o gravamen que será facturado a los consumidores, no constituye una medida contemplada directamente en la mencionada Directiva, sino que requiere examinarse de conformidad con las reglas de la competencia y, en particular, con arreglo a la letra c) del apartado 3 del artículo 87 del Tratado CE. Sobre la base de esta hipótesis, se entiende que medidas con un efecto económico similar serán tratadas de forma coherente, independientemente del procedimiento aplicable en cada caso.

- (43) Dada la inaplicabilidad del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, no es necesario evaluar los requisitos previstos en A.1), A.2), A.3), B.2) y B.3).

3.2. Compromisos internacionales

- (44) Con arreglo al apartado 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, «Los Estados miembros deberán notificar a la Comisión las solicitudes de un régimen transitorio a más tardar un año después de la entrada en vigor de la presente Directiva». Este plazo expiró el 20 de febrero de 1998. En el presente caso, en la notificación original de 20 de febrero de 1998 no se proponen regímenes transitorios en relación con los compromisos internacionales. Por lo tanto, no se podrá evaluar si se aprueban con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE. En cualquier caso, incluso si se hubieran notificado estos regímenes a la Comisión en el plazo establecido en el apartado 2 del artículo 24, tampoco entrarían en el ámbito del apartado 1 del artículo 24, ya que las medidas previstas no constituyen excepciones a los capítulos IV, V, VI y VII de la Directiva 96/92/CE.

3.3. Protocolo

- (45) La Comisión considera que la información relativa a una posible acción de los Países Bajos en este sentido no es lo suficientemente clara para que la Comisión pueda tomar una decisión con arreglo al apartado 1 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE; una vez se haya aclarado la forma en que se aplicará esta medida, se remitirá de conformidad con el artículo 24 información complementaria al respecto a la Comisión, que podrá juzgar si el sistema constituye una excepción a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE y, en caso afirmativo, hasta qué punto es compatible con los requisitos de la misma,

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La presente Decisión se refiere a la solicitud neerlandesa de régimen transitorio de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, comunicada a la Comisión mediante notificación provisional el 20 de febrero de 1998; el 16 de octubre de 1998 se envió a la Comisión información adicional relativa a dicha notificación, que se refiere a lo siguiente:

- a) los compromisos acordados en relación con la planta experimental de gasificación de carbón de Buggenum;
- b) compromisos contraídos por las empresas productoras en relación con el precio de las tarifas de calefacción urbana;
- c) compromisos internacionales de compra contraídos por SEP;
- d) un acuerdo de protocolo concluido en 1997 entre productores y distribuidores neerlandeses.

Artículo 2

El régimen transitorio notificado por el Gobierno neerlandés con respecto a los compromisos contraídos por las empresas de producción, en relación con el precio de las tarifas de calefacción urbana, y a los compromisos contraídos en relación con la planta experimental de gasificación de carbón de Buggenum no contiene ninguna medida que pueda constituir excepción a los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE, con arreglo a las disposiciones del apartado 2 del artículo 24 de la Directiva. Por consiguiente, el mencionado artículo no se aplica al régimen transitorio notificado por el Gobierno neerlandés.

Artículo 3

El artículo 76 de la Ley sobre electricidad de los Países Bajos, relativo al protocolo, no se puede aprobar con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE. En caso de que se presente recurso contra lo aquí dispuesto, deberá remitirse información adicional a la Comisión, de conformidad con las disposiciones del artículo 24 de la Directiva.

Artículo 4

El sistema de recuperación de las pérdidas derivadas de compromisos internacionales notificado por carta de 16 de octubre de 1998 no puede considerarse con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, porque este sistema no ha sido notificado

a la Comisión en el plazo de un año a partir de la entrada en vigor de la Directiva.

Artículo 5

El destinatario de la presente Decisión será el Reino de los Países Bajos.

Hecho en Bruselas, el 8 de julio de 1999.

Por la Comisión
Christos PAPOUTSIS
Miembro de la Comisión

DECISIÓN DE LA COMISIÓN

de 8 de julio de 1999

relativa a la solicitud presentada por el Gobierno español de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

[notificada con el número C(1999) 1551/7]

(El texto en lengua española es el único auténtico)

(1999/797/CE)

LA COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea,

Vista la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad⁽¹⁾, y, en particular, su artículo 24,

Después de haber informado a los Estados miembros de la solicitud del Gobierno español,

Considerando lo siguiente:

I. HECHOS

1. Procedimiento

- (1) Por carta de 18 de febrero de 1998, el Ministerio español de Industria y Energía notificó a la Comisión una solicitud de régimen transitorio de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE. La solicitud hacía referencia a la Ley española 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, notificada mediante carta de 20 de enero con arreglo al artículo 27 de la Directiva y, en particular, a las dos disposiciones siguientes: 1) las disposiciones relativas a los costes de transición a la competencia (en lo sucesivo denominados «CTC»), y 2) las disposiciones sobre los sistemas insulares y extrapeninsulares.
- (2) El 3 de junio de 1998, los servicios de la Comisión se desplazaron a Madrid en visita de investigación y se entrevistaron con los responsables del Ministerio de Industria y Energía, así como de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE).
- (3) Por carta de 16 de octubre de 1998, el Ministerio español de Industria y Energía presentó información complementaria a la Comisión.

- (4) Por carta de 28 de enero de 1999, el Gobierno español notificó el régimen transitorio (que había sido previamente notificado con arreglo al artículo 24 de la Directiva), con ciertas variaciones, de acuerdo con el artículo 88 del Tratado. Esta última notificación no es objeto de la presente Decisión pero sí está relacionada con el procedimiento llevado en paralelo, con arreglo al artículo 88 del Tratado.

2. El sector eléctrico español y la aplicación de la Directiva 96/92/CE

- (5) España aplicó la Directiva 96/92/CE mediante la Ley 54/1997, que entró en vigor el 1 de enero de 1998. Dicha Ley establece un acceso regulado a la red para todos los clientes que consuman más de 15 GWh al año. Esto representa alrededor del 30% del consumo total a finales de 1998⁽²⁾. La Ley y su modificación, que entró en vigor el 1 de enero de 1999, prevén asimismo otras etapas de apertura progresiva de los mercados que conducirán a una apertura del 100% en 2007.
- (6) Además, la Ley española introdujo la función de operador de la red independiente y operador del mercado independiente, separados de otras compañías de electricidad en términos jurídicos y de propiedad (ningún accionista puede poseer más del 10% de dichas entidades y la suma de los accionistas que operan en el sector eléctrico no puede ser superior al 40%). El Real Decreto 2019/1997 designó a la Red Eléctrica de España, SA (REE) como operador del sistema y a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, SA (OMEL) como operador del mercado.
- (7) El operador del mercado (OMEL) gestiona la coordinación de la oferta y la demanda en el mercado *spot* (diario, intradiario, ...). Todos los productores que generan más de 50 MW deben presentar ofertas con carácter periódico en el mercado *spot* y asimismo pueden vender su electricidad mediante contratos bilaterales. Todos los distribuidores, suministradores y clientes cualificados pueden actuar como compradores en el mercado *spot*. Así, los clientes cualificados disponen actualmente de tres posibilidades: 1) permanecer con su suministrador/distribuidor con arreglo a tarifas de suministro reguladas, 2)

⁽¹⁾ DO L 27 de 30.1.1997, p. 20.

⁽²⁾ La Directiva 96/92/CE exige una apertura mínima de los mercados del 26,48% a partir del 19 de febrero de 1999.

comprar directamente en el mercado *spot*, y 3) comprar a partir de un contrato bilateral con un productor o suministrador específico.

- (8) Las principales compañías productoras de electricidad, que realizan asimismo actividades de distribución y generación, son Endesa, Iberdrola SA, Unión Eléctrica Fenosa SA e Hidroeléctrica del Cantábrico SA, todas ellas de propiedad privada.

3. Los regímenes transitorios notificados por el Gobierno español

3.1. Introducción

- (9) España notificó dos regímenes de conformidad con el artículo 24 de la Directiva:

1) Régimen «CTC» (costes de transición a la competencia)

El régimen CTC viene definido en la Disposición transitoria sexta de la Ley española 54/1997, en la redacción dada a la misma desde el 1 de enero de 1999 por la Ley 50/1998, de 30 de diciembre. Se basa en las garantías concedidas por el Estado español a todas las centrales eléctricas en virtud de los Reales Decretos n^{os} 40/1994 y 1538/1987, que determinan la tarificación de la electricidad previa a la liberalización. Este régimen garantizaba la cobertura de los costes de las centrales eléctricas construidas en España mediante la tarifa eléctrica calculada a partir de cada central eléctrica con arreglo a su coste estándar. La nueva Ley 54/1997 establece un régimen transitorio denominado «costes de transición a la competencia» (CTC), en virtud del cual las compañías de generación reciben una compensación parcial por la pérdida de ingresos que se deriva de la diferencia entre la anterior tarifa eléctrica garantizada y el precio esperado del mercado liberalizado de la electricidad.

2) Sistemas insulares y extrapeninsulares

Por lo que respecta al funcionamiento de estos sistemas, las compañías Unelco (Islas Canarias), GESA (Baleares) y Endesa (Ceuta y Melilla) están acogidas a excepciones específicas de las normas del mercado que regulan el mercado peninsular de la electricidad hasta el 31 de diciembre de 2000. Dichas excepciones se definen en la Disposición transitoria decimoquinta de la Ley 54/1997, así como sus modificaciones, en virtud de la Disposición adicional decimoséptima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. Por otro lado, la Ley 54/1997 establece que los costes comparativamente mayores de producción y distribución de electricidad en dichos sistemas se distribuyan mediante un derecho regulador específico sobre las tarifas de electricidad peninsulares y tasas de transporte.

3.2. Características del régimen «CTC»

(10) Objetivos

El régimen CTC tiene por objeto establecer, durante un período máximo de 10 años, una compensación a las compañías eléctricas españolas por la disminución prevista del precio de la electricidad en el mercado mayorista como consecuencia de la introducción de la competencia. A efectos del cálculo del régimen CTC, se ha estimado que el precio de la electricidad puede descender a 6 pesetas/kWh. La compensación máxima calculada *ex ante* está establecida en 1 988 000 000 000 de pesetas españolas (aproximadamente, 12 000 millones de euros). La parte más importante, es decir, 1 693 000 000 000 de pesetas españolas, o el 85 %, se destina a cubrir las pérdidas de ingresos de las once compañías de electricidad como consecuencia de la disminución de precios debida a la introducción de la competencia. Una parte menor, es decir, 295 000 millones de pesetas españolas, o el 15 %, se destina a cubrir una prima fija de 1 peseta por kWh de electricidad a partir de carbón autóctono.

(11) Método de cálculo

La programación de los costes de cada central fue objeto de una evaluación separada e independiente en el marco de ejercicios precedentes de fijación de tarifas. A partir de estos costes se determinó la media de horas anuales de funcionamiento por tecnologías. La «compensación tecnológica» se calcula como la diferencia descontada entre los costes de producción estándares y el precio supuesto del mercado de 6 pesetas kWh. El tipo de descuento utilizado es del 5 %. La diferencia resultante representó 2 508 000 000 000 de pesetas españolas⁽³⁾. A continuación, esta cantidad se redujo en un 32,5 %, es decir, 815 000 millones a fin de tener en cuenta los posibles aumentos de productividad. El resultado fue la cifra mencionada de 1 693 000 000 000 de pesetas españolas a la que se añadieron 295 000 millones como compensación por carbón. Los costes hundidos se compensan mediante pagos anuales a los propietarios de las centrales.

(12) Método de compensación

El 50 % aproximadamente de la compensación tecnológica total de CTC debe abonarse al sector nuclear, el 31 % al sector térmico convencional y el 19 % al sector hidráulico. El cálculo *ex ante* de 1 988 000 000 000 de pesetas españolas establece la cantidad máxima de compensación. La compensación anual efectiva se calcula a partir de la evolución real de los precios del mercado *spot*. Si el precio del mercado resulta mayor que las 6 pesetas por kWh previstas, los pagos compensatorios

⁽³⁾ Ha de tenerse en cuenta que en la notificación de 28 de enero con arreglo al artículo 88 del Tratado, la diferencia original entre el coste de producción estándar y el precio de mercado calculado era de 3 074 000 000 000 de pesetas españolas, al que se le había aplicado una reducción de 565 000 millones.

se reducirán proporcionalmente. Si el precio del mercado desciende por debajo de las 6 pesetas por kWh, se incrementará la compensación anual, pero no la compensación total. Esto significa que el período de transición finalizará antes de los diez años previstos, es decir, cuando se haya agotado la cantidad de compensación máxima.

(13) Método de recuperación

El coste del régimen CTC se recupera anualmente por medio de tarifas reguladas y tasas de transmisión. Las compañías de distribución recaudan los importes correspondientes y los transmiten a las compañías de producción bajo el control del órgano regulador (CNSE).

La modificación de la Ley del sector eléctrico, en vigor desde el 1 de enero de 1999, modifica los métodos de compensación y recuperación al introducir un nuevo componente fijo en la tarifa del 4,5%, destinado a la compensación de pagos a las compañías eléctricas. Ello permitiría la posibilidad de una posterior titularización de 1 billón de pesetas españolas de los pagos por compensación a las compañías. Esta posibilidad se introdujo a cambio de una reducción del montante total de los CTC de aproximadamente 250 000 millones de pesetas españolas. La cantidad restante, aproximadamente 20 000 millones, se compensará de acuerdo con el método original anteriormente descrito. Esta modificación no afecta a los 295 000 millones de pesetas españolas destinados a la compensación del carbón nacional que se recuperará mediante la tarifa a razón de 1 peseta por kWh producido.

3.3. Características de los sistemas insulares y extra-peninsulares

- (14) La notificación no incluye una solicitud de excepciones específicas a la Directiva 96/92/CE. La ayuda financiera, que redistribuye los costes de electricidad más elevados de dichos sistemas aislados al conjunto del sistema español, se recupera de forma similar a la descrita en el régimen CTC.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

1. Artículo 24 de la Directiva 96/92/CE

- (15) El Gobierno español notificó una solicitud de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE. La notificación incluye dos partes que deben analizarse por separado:

— una solicitud de régimen transitorio con arreglo a los apartados 1 y 2 del artículo 24,

— una solicitud de excepciones para pequeñas redes aisladas a efectos del apartado 3 del artículo 24.

2. Régimen «CTC»

2.1. Requisitos de los apartados 1 y 2 del artículo 24

- (16) El artículo 24 de la Directiva 96/92/CE establece lo siguiente:

«1. Los Estados miembros en los que las autorizaciones concedidas antes de la entrada en vigor de la presente Directiva prevean compromisos o garantías de funcionamiento cuyo incumplimiento sea posible a causa de lo dispuesto en la presente Directiva, podrán solicitar acogerse a un régimen transitorio, que les podrá ser concedido por la Comisión, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica. La Comisión informará a los Estados miembros de dichas solicitudes antes de tomar una decisión, teniendo en cuenta el respeto a la confidencialidad. Dicha decisión será publicada en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*.

2. Dicho régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías a que se refiere el apartado 1. El régimen transitorio podrá amparar excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la presente Directiva. Los Estados miembros deberán notificar a la Comisión las solicitudes de un régimen transitorio a más tardar un año después de la entrada en vigor de la presente Directiva.»

Por consiguiente, los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva exigen que la Comisión evalúe toda una serie de elementos a la luz de las disposiciones del Tratado, cuando examine cualquier solicitud de régimen transitorio.

- (17) A. *Requisitos sobre la naturaleza de los compromisos o garantías de funcionamiento en cuestión:*
- 1) Debe demostrarse la existencia de un compromiso o garantía de funcionamiento.
 - 2) El compromiso o las garantías de funcionamiento deben haberse concedido antes del 20 de febrero de 1997.
 - 3) Debe establecerse un nexo causal entre la entrada en vigor de la Directiva y la imposibilidad de cumplir el compromiso.
- (18) B. *Requisitos en relación con las medidas propuestas para alcanzar dichos objetivos:*
- 1) Las medidas del régimen transitorio deben entrar dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE.

- 2) El régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías de funcionamiento en cuestión.
- 3) El régimen transitorio debe aplicar las medidas menos restrictivas necesarias, dentro de lo razonable, para alcanzar los objetivos previstos por el mismo, que deberán ser legítimos. A la hora de decidir sobre estas cuestiones, la Comisión debe tener en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica.

2.2.3. Evaluación del «Régimen CTC»

- (19) Por lo que respecta al régimen CTC, no es necesario determinar si se cumplen los requisitos A.1), A.2) y A.3) o B.2) y B.3) de los considerandos 17 y 18, ya que las medidas del régimen transitorio en cuestión no entran dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE y, por consiguiente, no cumplen el requisito B.1) citado.
- (20) Como se indica más arriba, para establecer un régimen transitorio a efectos del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, el sistema elegido por el Estado miembro debe prever una excepción a los requisitos establecidos en los capítulos IV, VI y VII de la misma.
- (21) Las medidas consideradas se basan en un programa estrictamente de compensación, es decir, un sistema de tarifas o gravámenes aplicados por un Estado miembro a fin de compensar los costes hundidos originados por la aplicación de la Directiva 96/92/CE. La aplicación de dichos gravámenes en el presente caso no exige una excepción a los mencionados capítulos de la Directiva y, por consiguiente, no puede considerarse como un régimen transitorio a efectos del artículo 24 de la Directiva.
- (22) El hecho de que medidas tales como las consideradas en el presente caso puedan falsear de forma significativa el mercado interior de la electricidad no afecta a esta conclusión. Evidentemente, la Comisión reconoce que el pago de dichos gravámenes puede tener repercusiones económicas muy similares a las derivadas de una excepción total o parcial con respecto a algunas obligaciones establecidas en los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE. No obstante, tales falseamientos, por su propia naturaleza, no se derivan de tal excepción específica como la prevista por la Directiva. Por consiguiente, la transferencia de un pago compensatorio a determinados productores de electricidad, financiado por medio de una tarifa o gravamen que será repercutido a los consumidores, no constituye una medida contemplada directamente en la Directiva, sino una medida que requiere examinarse de conformidad con las reglas de la competencia y, en particular, con arreglo a la letra c) del apartado 3 del artículo 87 del Tratado. En esta hipótesis, se entiende que las medidas de semejante efecto económico serán tratadas de forma coherente, independientemente del procedimiento aplicable en cada caso.
- (23) No obstante, a pesar de ello y del hecho de que, en la notificación de 18 de febrero de 1998, el Gobierno español expresara sus dudas sobre la necesidad de solicitar un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, dado que «a pesar de que estos costes de transición a la competencia se corresponden con lo estipulado en el artículo 24.1, sin embargo no se considera que entren dentro del ámbito del apartado 2 del artículo 24 al no contravenir, la nueva legislación española de transposición de la citada directiva por este concepto, los capítulos IV, VI y VII», en la información complementaria proporcionada a la Comisión por carta de 16 de octubre de 1998, el Gobierno español señaló que el régimen CTC representaría, en efecto, una excepción al artículo 8 de la Directiva (capítulo IV).
- (24) Se argumenta que la reglamentación de precios previa a la liberalización (Real Decreto 1583/1987) constituye una garantía para el funcionamiento y amortización total de cada una de las instalaciones. Después de la liberalización, el mercado funciona según un sistema basado en un orden de prioridad de conformidad con el artículo 8 de la Directiva 96/92/CE, que no garantiza la ordenación del funcionamiento a los precios previstos por el Real Decreto 1583/1987. En su carta de 16 de octubre de 1998, el Gobierno español llegó a la conclusión de que «la ausencia de estos costes hundidos (costes de transición a la competencia) daría lugar a una precedencia económica diferente a la que está resultando en el actual mercado competitivo de generación.»
- (25) En otras palabras, las autoridades españolas alegan que la introducción de los pagos CTC permite que los beneficiarios utilicen dichos fondos para vender electricidad a precios inferiores a los previstos en ausencia de dicho régimen transitorio. Por el contrario, esto llevará a una modificación del orden de prioridad basada simplemente en criterios económicos, fundamento del requisito del artículo 8 de la Directiva 96/92/CE.
- (26) Por consiguiente, según las autoridades españolas los pagos compensatorios del régimen CTC sitúan a los gestores de las instalaciones en la misma posición que si contarán con una garantía de ordenación del funcionamiento a precios de amortización de costes y no fuera efectiva la aplicación del apartado 2 del artículo 8 de la Directiva 96/92/CE. En este sentido, gracias al régimen CTC España pudo optar por una programación de apertura de mercados anticipada y una reducción simultánea de las tarifas eléctricas para la clientela cautiva, en lugar de diferir la apertura de mercados, que hubiera podido ser el caso si España hubiera optado por una excepción al capítulo VII de conformidad con lo dispuesto en el artículo 24 de la Directiva.
- (27) No obstante, la Comisión estima que este tipo de compensación, que apunta a «neutralizar», desde un punto de vista económico y por un período limitado, los efectos derivados de la aplicación de las disposiciones de la

Directiva 96/92/CE, no puede considerarse una «excepción» de la Directiva a efectos de su artículo 24. Evidentemente, el sistema español, basado en un operador del mercado independiente y un mercado *spot* transparente, aplica y se ajusta a los requisitos establecidos en el artículo 8 de la Directiva. El régimen CTC no constituye una excepción específica al artículo 8. En este sentido, es más significativa la naturaleza de la medida notificada que su objetivo. Por su misma naturaleza, la transferencia de un pago compensatorio a determinados productores de electricidad, financiado por medio de una tarifa o gravamen que será repercutido a los consumidores, no constituye una medida contemplada directamente en la Directiva, sino una medida que requiere examinarse de conformidad con las reglas de la competencia y, en particular, con arreglo a la letra c) del apartado 3 del artículo 87 del Tratado.

- (28) Dada la inaplicabilidad del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, no es necesario evaluar los requisitos previstos en los puntos 2 y 3 del considerando 18.

3. Régimen para los sistemas insulares y extrapeninsulares

3.1. Requisitos del apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE

- (29) El apartado 3 del artículo 24 de la Directiva establece lo siguiente: «Los Estados miembros que, tras la entrada en vigor de la presente Directiva, pueden demostrar que se plantean problemas sustanciales para el funcionamiento de su pequeña red aislada, podrán solicitar excepciones a las disposiciones pertinentes de los capítulos IV, V, VI y VII, que les podrán ser concedidas por la Comisión. Ésta a su vez informará a los Estados miembros sobre dichas solicitudes antes de tomar una decisión, teniendo en cuenta el respeto a la confidencialidad. Dicha decisión será publicada en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*. El presente apartado será también aplicable en Luxemburgo.»
- (30) Por consiguiente, esta disposición exige que la Comisión examine una serie de elementos a la hora de evaluar cualquier solicitud de régimen transitorio.
- 1) En general, el apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE se aplica únicamente a pequeñas redes aisladas. El punto 23 del artículo 2 de la Directiva define como «pequeña red aislada»: cualquier red que tuviera en 1996 un consumo inferior a 2 500 GWh que pueda interconectarse con otras redes para una cantidad inferior al 5% de su consumo anual.
 - 2) Los Estados miembros deben demostrar que, tras la entrada en vigor de la Directiva, se plantean problemas sustanciales para el funcionamiento de sus pequeñas redes aisladas.
 - 3) Las medidas deben entrar dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, V, VI y VII de la Directiva.

- 4) En la decisión sobre las solicitudes, la Comisión aplica la prueba de la proporcionalidad, que significa que el planteamiento propuesto debe ser lo menos restrictivo posible en cuanto al comercio y la competencia para alcanzar los objetivos en cuestión, que deberán ser legítimos.

3.2. Evaluación de la solicitud española

- (31) Por analogía con la evaluación del régimen CTC, también relativo al régimen para los sistemas insulares y extrapeninsulares, no es necesario determinar si se cumplen los requisitos 1), 2) y 4) del considerando 30, dado que las medidas del régimen transitorio en cuestión no entran dentro del ámbito de las excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE y, por consiguiente, no cumplen el requisito 3) de dicho considerando.
- (32) La notificación española no solicita ninguna excepción específica a la Directiva. En la medida en que el régimen para los sistemas insulares y extrapeninsulares representa una ayuda financiera a dichos sistemas recuperada mediante una tarifa o gravamen sobre el consumo de electricidad, los argumentos arriba señalados se aplican por analogía. En conclusión, dicho régimen debe examinarse con arreglo a las normas sobre ayudas estatales y, en particular, la letra c) del apartado 3 del artículo 87 del Tratado. En esta hipótesis, como se especifica en el punto 2.2.3, se entiende que medidas de semejante efecto económico serán tratadas de forma coherente, con independencia del procedimiento aplicable en cada caso.
- (33) En caso de que resultara necesaria, en el futuro, una excepción de conformidad con el apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE para evitar el incumplimiento de los capítulos IV, V, VI o VII de la misma por lo que respecta a las normas específicas para los sistemas eléctricos de las redes insulares y extrapeninsulares, el Gobierno español podría presentar en todo momento una solicitud adecuada, dado que el plazo de aplicación del apartado 2 del artículo 24 no se aplica con respecto al apartado 3 del mismo artículo.

4. Conclusión

- (34) La solicitud española con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE consta de dos elementos:

En primer lugar, el régimen CTC, evaluado con arreglo a los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva; en segundo lugar, el régimen para los sistemas insulares y extrapeninsulares, evaluado con arreglo al apartado 3 del artículo 24 de la Directiva.

- (35) En ambos casos, la Comisión llega a la conclusión de que no puede aprobarse un régimen transitorio con arreglo al artículo 24, ni resulta necesario, ya que las medi-

das previstas no constituyen excepciones a los capítulos IV, V (sólo por lo que respecta al apartado 3 del artículo 24), VI y VII de la Directiva.

- (36) Finalmente, se reconoce que tanto el régimen CTC como el régimen para los sistemas insulares y extrapeninsulares incluyen transferencias de pagos compensatorios a determinados productores de electricidad, financiados mediante tarifas o gravámenes que serán repercutidos a los consumidores. Tales medidas no se contemplan directamente en la Directiva, sino que requieren examinarse de conformidad con las reglas sobre ayudas estatales y, en particular, con arreglo a la letra c) del apartado 3 del artículo 87 del Tratado,

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La presente Decisión se refiere a la solicitud presentada por el Gobierno español, de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, notificada a la Comisión el 18 de febrero de 1998. Dicha notificación se refiere a lo siguiente:

- a) los «costes de transición a la competencia», definidos en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre de 1997, del sector eléctrico;
- b) los «Sistemas insulares y extrapeninsulares», definidos en la disposición transitoria decimoquinta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre de 1997, del sector eléctrico.

Artículo 2

El régimen transitorio de los «costes de transición a la competencia», definidos en la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, no contiene medida alguna que pueda constituir excepción a los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE, tal como define el apartado 2 del artículo 24 de la Directiva. Por consiguiente, el artículo 24 de la Directiva no es aplicable a esta parte del régimen transitorio notificado por el Gobierno español.

Artículo 3

El régimen transitorio de los «Sistemas insulares y extrapeninsulares», notificado por el Gobierno español, no contiene medida alguna que pueda constituir excepción a los capítulos IV, V, VI o VII de la Directiva 96/92/CE, tal como define el apartado 3 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE. Por consiguiente, el artículo 24 de la Directiva no es aplicable a esta parte del régimen transitorio notificado por el Gobierno español.

Artículo 4

El destinatario de la presente Decisión será el Reino de España.

Hecho en Bruselas, el 8 de julio de 1999.

Por la Comisión
Christos PAPOUTSIS
Miembro de la Comisión

DECISIÓN DE LA COMISIÓN

de 8 de julio de 1999

relativa a la solicitud danesa de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

[notificada con el número C(1999) 1551/8]

(El texto en lengua danesa es el único auténtico)

(1999/798/CE)

LA COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS,

2. Estructura y desarrollo del sector eléctrico en Dinamarca

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea,

Vista la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad⁽¹⁾ y, en particular, su artículo 24,

- (4) En 1997, la industria danesa de electricidad contaba con 111 empresas; 46 de ellas son propiedad de los municipios, que las gestionan directamente; 43 están organizadas como cooperativas de consumidores, 9 son sociedades colectivas, 11 son fundaciones privadas y 2 sociedades anónimas.

Tras informar a los Estados miembros de la solicitud danesa,

- (5) La red de transmisión en Dinamarca está dividida en dos sistemas independientes, verticalmente integrados. Eltra (persona jurídica independiente y consejo de gestión y dirección independiente), que gestiona una red que cubre la parte occidental de Dinamarca (Jutlandia y Funen) y está conectado a la red UCPE y Elkraft System (una organización interna de Elkraft con gestión independiente), que gestiona una red que cubre la parte oriental y está conectado a la red Nordel. Las empresas de distribución son responsables de la venta de electricidad a los consumidores, así como de la planificación, la explotación y el mantenimiento de la red de baja y media tensión.

Considerando lo siguiente:

I. HECHOS

1. Procedimiento

- (1) Mediante carta de 19 de febrero de 1998, el Ministerio danés de Medio Ambiente y Energía (Miljø- og Energi-ministeriet) notificó a la Comisión una solicitud de régimen transitorio de conformidad con el artículo 24 de la Directiva 96/92/CE.
- (2) El 25 de junio de 1998 tuvo lugar en Bruselas una reunión para tratar la mencionada solicitud, a la que asistieron los servicios de la Comisión y responsables del Ministerio danés de Medio Ambiente y Energía. Se pidió al Ministerio que proporcionara información más detallada.
- (3) Mediante carta de 16 de octubre de 1998, el Ministerio proporcionó la información solicitada.

- (6) De la producción de electricidad se encargan ocho empresas propiedad de las empresas de distribución. Elsam (en la zona de Eltra) y Elkraft coordinan la producción y la venta de la electricidad a las empresas de distribución.

- (7) Tres de las empresas de electricidad son tanto productoras como distribuidoras: Københavns belyningsvæsen (en el municipio de Copenhague), Østkraft en la isla de Bornholm, y el municipio de Randers.

- (8) La electricidad se produce principalmente en combinación con calor. El carbón es el combustible predominante en estas instalaciones, aunque está aumentando la importancia del gas natural. Las centrales eléctricas tradicionales, que solamente producen electricidad, se han reducido progresivamente durante los últimos años. Además, en la producción de electricidad aumenta la importancia de las fuentes de energía renovables como la biomasa y la ener-

⁽¹⁾ DO L 27 de 30.1.1997, p. 20.

gía eólica. La política danesa se orienta a lograr la continuidad de esta evolución.

- (9) Históricamente, Dinamarca ha sido importador neto de electricidad, pero desde 1995 exporta un excedente.

3. *La Ley de suministro de electricidad de Dinamarca y la aplicación de la Directiva 96/92/CE*

- (10) El mercado danés de electricidad se regula a través de la Ley de suministro de electricidad (*Lov om elforsyning*), que entró en vigor en 1977. Desde entonces, se han introducido varias modificaciones, pero su estructura permanece inalterada.
- (11) La transición hacia un enfoque más basado en la dinámica del mercado comenzó con la adopción de una modificación a la Ley de suministro de electricidad por el Parlamento, en mayo de 1996. El objetivo de la modificación era introducir la competencia en Dinamarca, y asegurarse de que el sector eléctrico cumpliera con determinadas obligaciones impuestas a los servicios públicos en relación con la protección del medio ambiente, la seguridad del suministro y la protección del consumidor. La modificación entró en vigor el 1 de enero de 1998, después de que, el 3 de diciembre de 1997, la Comisión aprobara diversas partes de la propuesta (procedimiento de ayuda estatal) ⁽²⁾.
- (12) Desde el 1 de enero de 1998, se considera clientes cualificados a las empresas de distribución con un suministro anual de electricidad superior a 100 GWh y a los consumidores finales con un consumo anual de electricidad superior a 100 GWh por establecimiento de consumo. El mercado danés de la electricidad de caracteriza por un número reducido de grandes consumidores de electricidad. De hecho, sólo siete consumidores exceden el umbral de los 100 GWh y su cuota de mercado es aproximadamente un 5% del consumo total en Dinamarca. Si se incluye a los distribuidores, el mercado potencial indirectamente implicado aumenta hasta aproximadamente un 90% del mercado.
- (13) En la actual legislación, Dinamarca ha optado por que el acceso de terceros a la red se regule a través de negociaciones. Sin embargo, en la práctica, Eltra y Elkraft han introducido un sistema de tarifas publicadas para el acceso de terceros a las redes de transmisión. Por otro lado, el acceso de terceros a la red de distribución sí es negociado.
- (14) Todavía deben aprobarse nuevas normas para regular detalles pendientes, a fin de que la Directiva se aplique totalmente. El Gobierno danés está elaborando normas que, entre otras cosas, regularán estos aspectos pendientes.

4. *Régimen transitorio notificado por el Gobierno danés*

4.1. **Introducción**

- (15) El Gobierno danés notificó regímenes transitorios para tres tipos de compromiso:

- 1) Contratos firmes de compra de gas.
- 2) Desmantelamiento de centrales eléctricas.
- 3) Obligaciones en materia de pensiones.

4.2. **Contratos firmes de compra de gas**

Compromisos

- (16) Dos empresas danesas, Elkraft AmbA y I/S Elsam han concluido tres contratos firmes de compra de gas con Dangas A/S.
- En 1991, un contrato vigente desde 1996 a 2020, por el que Elkraft se compromete a adquirir un mínimo de [...] (*) millones Nm³ al año.
 - En 1994, un contrato vigente desde 1996 a 2020, por el que Elsam se compromete a adquirir un mínimo de [...] (*) millones Nm³ al año.
 - En 1995, un contrato vigente desde 1996 a 2020, por el que Elsam se compromete a adquirir un mínimo de [...] (*) millones de Nm³ al año y Elkraft un mínimo de [...] (*) millones de Nm³ al año.
- (17) El precio del gas es [...] (*).
- (18) Los contratos incluyen una cláusula en la que [...] (*).
- (19) Los contratos son [...] (*).
- (20) El gas se destina a cuatro centrales combinadas de calor y electricidad, parcialmente cubiertas por una «garantía de cogeneración» existente en Dinamarca, con arreglo a la cual las empresas distribuidoras danesas están obligadas a comprar a precio de coste la electricidad producida con calor en estas centrales si la electricidad no puede venderse en el mercado libre sin sufrir pérdidas. La Comisión ha examinado esta garantía y la ha aceptado con arreglo a las disposiciones del Tratado sobre ayudas estatales (véase nota 2). También la ha analizado en relación con las disposiciones de la Directiva y, en una

⁽²⁾ Ayuda estatal N 305/96 — Dinamarca — Medidas en favor de unidades centralizadas de producción de electricidad.

(*) Secretos comerciales.

primera evaluación, la Comisión ha determinado que el esquema es compatible con la Directiva. Esta evaluación ha sido transmitida al Ministerio de Medio Ambiente y Energía ⁽³⁾.

- (21) La «garantía de cogeneración» se aplica hasta 2006; la mayor parte de la producción de electricidad de las tres centrales, H. C. Ørstedsværket, Svanemølleværket y Avedøreværkets Blok 2, quedará cubierta por la garantía, puesto que se produce en combinación con calor. Por tanto, el Gobierno danés cree que, antes de 2006 no surgirán problemas en relación con los contratos firmes de compra de gas para estas centrales, puesto que la «garantía de cogeneración» asegura que la electricidad producida a base de calor pueda venderse a un precio que cubra los costes de producción. Por lo que respecta a la última central, Skærbækværket, se calcula que sólo un 30% de la producción quedará cubierta por la «garantía de cogeneración», por lo que en este caso, y dependiendo de las oscilaciones de los precios del mercado del gas en comparación con los precios establecidos en los contratos, pueden aparecer dificultades en relación con los contratos firmes de compra de gas.

Importe de los costes hundidos

- (22) El gobierno danés ha calculado que, en relación con los contratos firmes de compra, el compromiso asciende a 8 900 millones de coronas danesas, que equivale al valor del gas natural destinado a la producción de electricidad que no queda cubierto por la «garantía de cogeneración», si se asume que el precio del gas natural es invariable. Este importe se calcula sobre la premisa básica de que el precio de la electricidad se reducirá a cero.
- (23) Sin embargo, el Gobierno asume que es más realista pensar que el precio de la electricidad en el mercado incrementará, pasando del nivel actual de 0,12 coronas danesas por kWh (precio actual del consorcio de electricidad Nordic notificado por el Gobierno danés en su nota de 16 de octubre de 1998) a 0,15 coronas danesas por kWh en el año 2000. El Gobierno calcula [...] (*).
- (24) Asumiendo los cálculos mencionados sobre el incremento de los precios del gas y la electricidad en el mercado, el Gobierno calcula que los costes hundidos relativos a los contratos firmes de compra ascenderán a un total de 993 millones de coronas danesas para el período 1999-2020.

Método de recuperación

- (25) El Gobierno considera la posibilidad de permitir que las empresas de electricidad introduzcan una exacción sobre el consumo eléctrico que repercutirá en el consumidor final. Este importe será objeto de un cálculo *ex-post* y

sólo cubrirá pérdidas reales. En caso de que la compensación sea excesiva, se devolverá el superávit a los consumidores. Las empresas deben disponer de cuentas independientes para estas ayudas, a fin de evitar los subsidios cruzados y garantizar la transparencia. El importe se notificará por separado a los consumidores en la factura de la electricidad.

4.3. Desmantelamiento de centrales eléctricas

Compromisos

- (26) Hasta ahora, a las empresas productoras de electricidad de Dinamarca no se les permitía reservar un importe para futuros costes de cierre y desmantelamiento de las centrales de producción. Por tanto, los costes de desmantelamiento se amortizaban como y cuando se producían, mediante las tarifas de electricidad, que podían aumentarse en caso necesario a fin de paliar estos costes.
- (27) En un mercado no competitivo, esto no planteó ningún problema a las empresas productoras de electricidad, que cargaban los costes a los consumidores finales. Sin embargo, en un mercado competitivo, sin consumidores cautivos, los costes no se pueden cargar a los consumidores.
- (28) El Gobierno danés notificó que se calcula que, en el período 1999-2025, se cerrarán y desmantelarán 30 unidades de producción, y que recientemente se habían cerrado seis unidades, que se estaban desmantelando actualmente. El tiempo normal de vida de una unidad de producción se calcula en treinta años. En algunas ocasiones, la Agencia de Energía ha ordenado el cierre y desmantelamiento por motivos medioambientales. De conformidad con el apartado 1 del artículo 5 de la Ley de suministro de electricidad, la Agencia de Energía debe autorizar el desmantelamiento.

Importe de los costes hundidos

- (29) El gobierno calcula que los costes de desmantelamiento por unidad de producción serán de entre 100 millones de coronas danesas y 170 millones, dependiendo del tamaño de la unidad. Se calcula que los costes de desmantelamiento de una unidad de 137 MW cerrada en 1996 (Nordjyllandsværket Blok 1) ascienden a 87 millones de coronas danesas. Sin embargo, con arreglo a la notificación danesa, estos costes están por debajo de los normales, puesto que parte de la unidad no se desmantelará, sino que se utilizará combinada con otras unidades de esta central eléctrica.
- (30) Tras la adopción (prevista para 1999) de la Ley de suministro de electricidad, las empresas eléctricas podrán crear reservas para cubrir estos costes. Por tanto, el Gobierno sólo ha notificado los costes relativos a las unidades de producción para las que se ha concedido un

⁽³⁾ Carta de 31 de octubre de 1997, remitida por la Comisión, DG XVII, al Ministerio de Medio Ambiente y Energía.

permiso de desmantelamiento, o está prevista su concesión, en el período comprendido entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007. Las empresas propietarias de centrales cuyo cierre está previsto para después de esta fecha tendrán que tomar las medidas adecuadas para el cierre definitivo de aquí a la fecha de cierre. Por tanto, el régimen de costes hundidos debe financiar el cierre de las centrales previsto antes de esta fecha, o contribuir a la financiación del mismo, ya que no se han tomado medidas para cubrir los costes del cierre definitivo de estas centrales y ahora no queda tiempo para crear suficientes reservas. En total, se cubrirá el cierre de 21 unidades y de seis centrales, que se están desmantelando en la actualidad.

- (31) El Gobierno calcula que el total de los costes hundidos asciende a 2 750 millones de coronas danesas, distribuidos como sigue:
- Sjællandske Kraftværker (parte de la zona de Elkraft): 800 millones de coronas danesas para 8 unidades de producción;
 - Københavns Belysningsvæsen (parte de la zona de Elkraft): 600 millones de coronas danesas para 6 unidades de producción;
 - Elsam: 1 350 millones de coronas danesas para 7 unidades de producción y el coste de 6 centrales que se están desmantelando actualmente.
- (32) El Gobierno considera conceder una subvención de hasta 170 millones de coronas danesas por unidad a las unidades en relación a las que se haya presentado una solicitud de permiso de desmantelamiento ante la Agencia de Energía antes del 1 de enero de 2001. Para las solicitudes posteriores a esta fecha, se reducirá el subsidio máximo. En 2001, el importe máximo ascenderá a 102 millones de coronas danesas, y se reducirá cada año en 17 millones de coronas danesas durante los años siguientes. El desmantelamiento debe comenzar a más tardar un año después de la concesión del permiso.
- (33) El Gobierno danés ha calculado que el coste global de los programas de subvención ascenderá a 2 300 millones de coronas danesas.

Método de recuperación

- (34) El Gobierno considera la posibilidad de establecer dos programas independientes para financiar las subvenciones, uno para Elsam y otro para Elkraft que podrán aplicar una sobretasa sobre el consumo de electricidad, facturada por separado a los consumidores finales de su zona; de esta forma, los costes estarán financiados tanto por los consumidores de la electricidad generada por ellos mismos como por los consumidores de la electricidad que compran por medio de contratos a terceros.
- (35) En caso de compensación excesiva, se devolverá el superávit a los consumidores. Las empresas deben disponer de cuentas independientes para estas ayudas, a fin de evitar los subsidios cruzados y garantizar la transparencia.

El importe se notificará por separado a los consumidores en la factura de la electricidad.

4.4. Obligaciones en materia de pensiones

Compromisos

- (36) La mayor parte del personal de las empresas municipales que operan en el sector de la electricidad estaba contratado en calidad de funcionario. Las condiciones de trabajo en el sector público obligan a las empresas municipales a pagar una pensión a los empleados jubilados, pero no se ha reservado capital para cubrir los costes presentes y futuros relacionados con los pagos de las pensiones, sino que los costes se han incluido en el precio de la electricidad en el momento y en la medida en que se producían estos costes.
- (37) Desde el 1 de enero de 1997, se emplea al nuevo personal sobre una base contractual, y las empresas pagan contribuciones a las pensiones a lo largo de todo el período de empleo. La transición entre el contrato de funcionarios y el reclutamiento sobre una base contractual implica que, durante algunos años, las empresas municipales deberán pagar tanto las contribuciones de pensión de sus empleados actuales como las pensiones de sus antiguos empleados, para los que no se crearon reservas.
- (38) El Gobierno danés calcula que esto sólo planteará problemas a las empresas productoras, puesto que las empresas distribuidoras conservarán un monopolio de suministro en su zona de distribución, por lo que siempre podrán recuperar los costes derivados del pago de pensiones a través de gravámenes en las tarifas de distribución. Sólo una de las empresas productoras, Københavns Belysningsvæsen, también distribuidora, necesitará un régimen transitorio. La empresa no ha contratado a ninguna persona en calidad de funcionario desde el 1 de enero de 1997, antes de la entrada en vigor de la Directiva.

Importe de los costes hundidos

- (39) Assurandørgruppen («El grupo de aseguradoras») ha calculado que el importe líquido de las obligaciones en materia de pensión de Københavns Belysningsvæsen asciende a 600-700 millones de coronas danesas (a finales de 1997), en función de las hipótesis en relación con la edad de jubilación de los trabajadores cubiertos por el plan de pensiones.
- (40) Por lo que se refiere a futuros derechos de pensión de los trabajadores en régimen funcional, Københavns Belysningsvæsen pagará una contribución equivalente al 15% del salario para cubrir estos costes.

Método de recuperación

- (41) El Gobierno considera un régimen transitorio en el que, durante diez años, Københavns Belysningsvæsen tendrá

derecho a recaudar 700 millones de coronas danesas con cargo a los consumidores de electricidad. La notificación no contiene más detalles relativos al diseño del plan.

- (42) En caso de compensación excesiva, se devolverá el superávit a los consumidores. Las empresas deben ingresar estas ayudas en cuentas separadas, a fin de evitar los subsidios cruzados y garantizar la transparencia. El importe se notificará por separado a los consumidores en la factura de la electricidad.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

1. *Fundamento jurídico: artículo 24 de la Directiva 96/92/CE*

- (43) En su notificación, Gobierno danés solicita de forma explícita un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE.

2. *Requisitos del artículo 24*

- (44) Los apartados 1 y 2 del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE exigen que, al examinar cualquier solicitud de régimen transitorio, la Comisión evalúe toda una serie de elementos con respecto a las disposiciones del Tratado CE.

A. *Requisitos sobre la naturaleza de los compromisos o garantías de funcionamiento en cuestión*

- 1) Debe demostrarse la existencia de un compromiso o garantía de funcionamiento.
- 2) El compromiso o garantías de funcionamiento deben haberse concedido antes del 20 de febrero de 1997.
- 3) Debe establecerse un vínculo de causalidad entre la entrada en vigor de la Directiva y la imposibilidad de cumplir el compromiso.

B. *Requisitos en relación con las medidas propuestas para alcanzar dichos objetivos*

- 1) Las medidas del régimen transitorio deben entrar dentro del ámbito de excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE.
- 2) El régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías de funcionamiento en cuestión.
- 3) El régimen transitorio debe aplicar las medidas menos restrictivas que se consideren necesarias, dentro de lo razonable, para alcanzar los objetivos previstos por el régimen transitorio, que deberán ser legítimos. A la hora de decidir sobre estas cuestiones, la Comisión debe tener en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate, así como el nivel de interco-

nexión de la red y la estructura de su industria eléctrica.

3. *Evaluación de la notificación*

- (45) En este caso, no es necesario determinar en relación con el régimen transitorio notificado, si se satisfacen los requisitos A.1), A.2) y A.3) o B.2), B.3), ya que las medidas en cuestión no entran dentro del ámbito de excepciones a los requisitos establecidos en los capítulos IV, VI y VII de la Directiva 96/92/CE y, por consiguiente, no cumplen el requisito B.1) citado.

- (46) El artículo 24 de la Directiva 96/92/CE establece lo siguiente:

«1. Los Estados miembros en los que las autorizaciones concedidas antes de la entrada en vigor de la presente Directiva prevean compromisos o garantías de funcionamiento cuyo incumplimiento sea posible a causa de lo dispuesto en la presente Directiva, podrán solicitar acogerse a un régimen transitorio, que les podrá ser concedido por la Comisión, teniendo en cuenta, entre otras cosas, las dimensiones de la red de que se trate e igualmente el nivel de interconexión de la red y la estructura de su industria eléctrica. La Comisión informará a los Estados miembros de dichas solicitudes antes de tomar una decisión, teniendo en cuenta el respeto a la confidencialidad. Dicha decisión será publicada en el *Diario Oficial de las Comunidades Europeas*.

2. Dicho régimen transitorio estará limitado en el tiempo y dependerá de la expiración de los compromisos o de las garantías a que se refiere el apartado 1. El régimen transitorio podrá amparar excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la presente Directiva. Los Estados miembros deberán notificar a la Comisión las solicitudes de un régimen transitorio a más tardar un año después de la entrada en vigor de la presente Directiva.»

- (47) Como se indica más arriba, para establecer un régimen transitorio con arreglo a lo dispuesto en el artículo 24, el sistema elegido por el Estado miembro debe prever una excepción a los requisitos establecidos en los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE.

- (48) Por tanto, un programa estrictamente de compensación, es decir, un sistema de tarifas o gravámenes aplicado por un Estado miembro para compensar los costes hundidos originados por la aplicación de la Directiva, no puede considerarse un régimen transitorio a los efectos del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE. La aplicación de este tipo de gravámenes no exige una excepción a los mencionados capítulos de la Directiva.

- (49) El hecho de que medidas tales como las consideradas en este caso puedan distorsionar de forma significativa el mercado interior de la electricidad no afecta a esta conclusión. Evidentemente, la Comisión reconoce que el pago de dichos gravámenes puede tener repercusiones

económicas muy similares a las derivadas de una excepción total o parcial con respecto a algunas obligaciones establecidas en los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE. No obstante, tales distorsiones, por su propia naturaleza, no se derivan de una excepción específica, tal y como se prevé en la Directiva. Por consiguiente, la transferencia de un pago compensatorio a determinadas productores de electricidad, financiado por medio de una tarifa o gravamen que será facturado a los consumidores, no constituye una medida contemplada directamente en la Directiva, sino una medida que requiere examinarse de conformidad con arreglo a la letra c) del apartado 3 del artículo 87 del Tratado CE. Sobre la base de esta hipótesis, se entiende que medidas con un efecto económico similar serán tratadas de forma coherente, independientemente del procedimiento aplicable en cada caso.

- (50) Dada la inaplicabilidad del artículo 24 de la Directiva 96/92/CE, no es necesario evaluar los requisitos previstos en los apartados 2 y 3 citados,

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

El régimen transitorio propuesto hace referencia a compromisos contraídos por las compañías eléctricas de Dinamarca en

relación con contratos firmes de compra de gas, con el cierre de centrales eléctricas y con obligaciones en materia de pensiones, de conformidad con la notificación del Gobierno danés en su carta de 19 de febrero de 1998.

Artículo 2

El régimen transitorio notificado por el Gobierno danés no contiene ninguna medida que pueda constituir excepción a los capítulos IV, VI o VII de la Directiva 96/92/CE. Por consiguiente, el artículo 24 de la citada Directiva no es de aplicación al régimen transitorio notificado por el Gobierno danés.

Artículo 3

El destinatario de la presente Decisión será el Reino de Dinamarca.

Hecho en Bruselas, el 8 de julio de 1999.

Por la Comisión
Christos PAPOUTSIS
Miembro de la Comisión