

DECISIÓN DE LA COMISIÓN

de 22 de septiembre de 2004

sobre la ayuda estatal que el Reino Unido prevé ejecutar en favor de British Energy plc

[notificada con el número C(2004) 3474]

(El texto en lengua inglesa es el único auténtico)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

(2005/407/CE)

LA COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS,

Visto el Tratado constitutivo de la Comunidad Europea y, en particular, su artículo 88, apartado 2, párrafo primero,

Visto el Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo y, en particular, su artículo 62, apartado 1, letra a),

Habiendo invitado a las partes interesadas a presentar sus observaciones de conformidad con dichas disposiciones ⁽¹⁾ y vistas tales observaciones,

Considerando lo siguiente:

I. PROCEDIMIENTO

(1) El 9 de septiembre de 2002, el Gobierno del Reino Unido estableció un paquete de ayuda de rescate para la empresa eléctrica British Energy plc (en lo sucesivo denominada «BE»). El 27 de noviembre de 2002, la Comisión decidió no plantear objeciones al respecto ⁽²⁾. De conformidad con dicha decisión, las autoridades británicas tenían de plazo hasta el 9 de marzo de 2003 para presentar un plan de reestructuración o liquidación de BE o para demostrar que la ayuda había sido reembolsada.

(2) El 7 de marzo de 2003, las autoridades británicas notificaron a la Comisión un plan de reestructuración, que fue registrado como asunto de ayuda estatal número NN 45/2003, ya que algunas medidas de reestructuración que posiblemente contenían ayuda habían entrado en vigor. El 13 de marzo de 2003 se presentó más información y una reunión entre representantes de la Comisión y las autoridades británicas se celebró el 28 de marzo de 2003. El 21 de abril de 2003 la Comisión envió a las autoridades británicas una petición de información, a la que las autoridades británicas respondieron el 2 de mayo de 2003.

(3) Por carta de 23 de julio de 2003, la Comisión informó al Reino Unido que había decidido incoar el procedimiento establecido en el artículo 88, apartado 2, del Tratado CE con respecto a la ayuda.

(4) La decisión de la Comisión de incoar el procedimiento se publicó en el *Diario Oficial de la Unión Europea* ⁽³⁾. La Comisión invitó a las partes interesadas a presentar sus comentarios.

(5) Mediante carta de 22 de agosto de 2003, registrada el mismo día en la Comisión, las autoridades británicas remitieron a la Comisión sus comentarios sobre la incoación del procedimiento.

(6) La Comisión recibió observaciones de partes interesadas, que remitió al Reino Unido con el fin de que éste pudiera presentar alegaciones al respecto. Estas alegaciones fueron enviadas mediante carta de 29 de octubre de 2003, registrada en la Comisión el 30 de octubre de 2003.

(7) La Comisión se reunió con las autoridades del Reino Unido el 7 de octubre de 2003. Posteriormente, el Reino Unido presentó información mediante carta de 5 de noviembre de 2003, registrada el 10 de noviembre de 2003. Se celebró otra reunión el 28 de noviembre de 2003. La Comisión envió una petición de información al Reino Unido el 5 de diciembre de 2003 a la que el Reino Unido respondió el 22 de diciembre de 2003. Otra nueva reunión tuvo lugar el 2 de febrero de 2004. El Reino Unido presentó información el 4 de febrero y el 10 de marzo de 2004. El 22 de marzo de 2004 se celebró otra reunión más. La Comisión remitió una nueva petición el 19 de abril de 2004, a la que el Reino Unido respondió el 11 de mayo de 2004. Se celebró otra reunión el 7 de junio de 2004, se presentaron nuevos datos el 1 de julio de 2004 y otra reunión tuvo lugar el 29 de julio de 2004. El Reino Unido presentó información suplementaria el 23 de agosto de 2004.

⁽¹⁾ DO C 180 de 31.7.2003, p. 5.

⁽²⁾ DO C 39 de 18.2.2003, p. 15.

⁽³⁾ Véase la nota 1.

II. DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA AYUDA

1. Beneficiario de la ayuda

a) Grupo British Energy plc

(8) BE es una empresa productora de electricidad que fue privatizada por las autoridades británicas en 1996. A excepción de tres participaciones especiales que las autoridades británicas mantienen (una en BE y una en cada una de sus dos principales filiales británicas), BE es propiedad de inversores privados.

(9) En el momento de la privatización, los elementos básicos de la empresa BE eran seis centrales nucleares en Inglaterra y dos en Escocia. BE continúa explotando estas centrales, que tienen una potencia total registrada de 9 820 MW, de los que 7 281 están en Inglaterra y el País de Gales y 2 539 en Escocia. BE es el único operador privado de centrales nucleares en el Reino Unido; suministra electricidad al mercado al por mayor y a determinados grandes clientes industriales y comerciales pero no al mercado minorista.

(10) Desde la privatización, BE participa al 50 % en una empresa a riesgo compartido en Estados Unidos (llamada «Amergen»), con el fin de comprar y gestionar centrales nucleares estadounidenses, y se hizo con el 82,4 % de la empresa Bruce Power LP, en Ontario, Canadá. En el Reino Unido, BE adquirió en 1999 la empresa de distribución de energía eléctrica South Wales Electricity (que vendió en 2000) y, en 2000, la central térmica de carbón de Eggborough, de 1 970 MW, para tener mayor flexibilidad y como medida de seguridad ante el envejecimiento de sus centrales nucleares.

(11) De las ocho centrales nucleares del Reino Unido, siete son reactores modernos enfriados por gas («RAG»), con diseño y tecnología exclusivos del Reino Unido. El octavo, Sizewell B, es un reactor de agua a presión («PWR»), de un diseño y una tecnología muy difundidos internacionalmente.

(12) Las principales filiales británicas de BE son:

— British Energy Generation Ltd («BEG»), que posee y gestiona las seis centrales nucleares de Inglaterra y tiene licencia para suministrar directamente a las empresas,

— British Energy Generation (UK) Ltd («BEGUK»), que posee y explota las dos centrales nucleares de Escocia,

— Eggborough Power (Holdings) Ltd («EPL»), que posee y explota la central térmica de carbón de Eggborough, en Inglaterra,

— British Energy Power & Energy Trading Ltd («BEPET»), que vende toda la producción de BE (excepto la destinada directamente a las empresas) y gestiona los riesgos de mercado.

b) Últimos acontecimientos

(13) Como consecuencia de la caída sustancial de los precios de la electricidad en el mercado en el que BE actúa, junto con su falta de cobertura y las paradas imprevistas de las centrales, los ingresos generados por las centrales eléctricas de BE disminuyeron notablemente durante 2002. El alto porcentaje que los costes fijos de las centrales nucleares ⁽⁴⁾ suponen en la estructura de costes de BE tampoco le ofrece margen para responder a la bajada de precios mediante una reducción de costes.

(14) La caída de precios de 8,56 libras esterlinas (GBP) por MWh registrada en los dos años anteriores a 2002 equivale a una reducción anual de ingresos de 642 millones GBP de una producción de 75 TWh (producción de las centrales eléctricas de BE en el ejercicio financiero). Ni los contratos de suministro ni las ventas directas de electricidad han atenuado suficientemente el efecto de esta caída de precios en los ingresos de BE.

(15) Por todo ello, la situación de liquidez de BE se deterioró perceptiblemente durante el verano de 2002, reduciéndose sus reservas desde 231 millones GBP a principios de abril de 2002 hasta solamente 78 millones a finales de agosto de 2002, y esta disminución se aceleró a partir de finales de junio de 2002. Además de la reducción significativa de fondos, BE registró notables mermas de efectivo entre septiembre de 2002 y marzo de 2003 debido, entre otras causas, a pagos a British Nuclear Fuel Limited («BNFL»), en virtud de sus contratos de gestión del combustible, a grandes inversiones de capital en su central canadiense de Bruce Power y al reembolso del primer tramo de sus bonos, previsto para el 25 de marzo de 2003.

(16) El 5 de septiembre de 2002, debido a una fallida oferta de bonos realizada durante el verano y a la preocupación por su capacidad para acceder a sus facilidades bancarias no utilizadas, el consejo de administración de BE fue asesorado legalmente en el sentido de que la empresa no podría utilizar sus facilidades de crédito. Debido a que los directores no estaban en condiciones de afirmar su creencia de que la empresa podría devolver los créditos, utilizarlos habría equivalido a operar sin ninguna perspectiva razonable de evitar una liquidación por insolvencia. Esto llevó a BE a pedir ayuda financiera a las autoridades británicas para evitar el procedimiento de insolvencia. Esa ayuda financiera fue aprobada como ayuda de salvamento mediante decisión de la Comisión de 27 de noviembre de 2002.

⁽⁴⁾ Es decir, costes que no pueden evitarse dejando de producir electricidad o cerrando centrales.

(17) La decisión recogía el compromiso del Gobierno británico de notificar a la Comisión, a más tardar en un plazo de seis meses desde la autorización de la ayuda de salvamento, un plan de liquidación o reestructuración o de probar que los créditos se habían reembolsado íntegramente y/o que la garantía se había terminado. El 7 de marzo de 2003, el Gobierno británico notificó el plan de reestructuración de BE a la Comisión.

2. Plan de reestructuración

a) Origen de las dificultades de BE

(18) El Gobierno británico explica el origen de las dificultades de BE del siguiente modo:

Posición expuesta de BE

(19) A diferencia de otras grandes empresas privadas productoras de electricidad, BE no cuenta con un negocio de venta al por menor que ofrezca una protección natural para el riesgo que conllevan los precios de venta de electricidad al por mayor. En vez de ello, BE vende fundamentalmente su electricidad al por mayor y una pequeña parte a grandes consumidores industriales y comerciales.

(20) La posición de BE en el mercado de suministro al por menor a los grandes consumidores industriales y comerciales no le protegió contra la caída de los precios al por mayor, en un mercado completamente abierto a la competencia desde 1994, en el que existe una competencia basada en los precios ofrecidos a unos consumidores muy atentos a este factor y en el que la bajada de precios también se repercute en gran parte a los clientes de forma directa. Por consiguiente, no ha habido ningún aumento en los márgenes que compense los efectos de la caída de los precios al por mayor.

Elevado peso de los costes fijos

(21) La estructura de costes de las centrales nucleares se caracteriza por costes fijos muy altos y costes variables bajos ⁽⁵⁾.

(22) Algunos de los costes fijos de BE son propios de las centrales nucleares. En primer lugar, los gastos de cierre definitivo de las centrales nucleares no guardan relación con la producción, excepto por lo que se refiere a su calendario, basado en la coordinación de los cierres. En segundo lugar, los costes de gestión del combustible (reprocesamiento, almacenamiento y destrucción final del combustible agotado) son también costes fijos para el combustible ya cargado en el reactor.

(23) Por otra parte, los costes variables de las nucleares son inferiores a los de otras instalaciones de la red, incluidas otras centrales eléctricas de base.

(24) La caída de los precios de mercado ha supuesto una fuerte reducción del margen que BE obtiene por encima de sus costes variables. Por lo tanto se redujeron considerablemente los fondos disponibles para cubrir sus altos costes fijos, que son principalmente costes financieros y responsabilidades derivadas de actuaciones pasadas. Esto ha supuesto dificultades para hacer frente a los pagos a acreedores, lo que ha requerido una reestructuración financiera de su actividad empresarial.

(25) Además de los costes fijos a largo plazo derivados de responsabilidades nucleares, BE también sufrió altos costes fijos a corto plazo en forma de gastos de financiación, incrementados a consecuencia de la devolución de capital a los accionistas, a las compras de Eggborough y en Norteamérica, y al coste de los acuerdos de compra de energía.

Importantes cortes de suministro de las centrales nucleares de BE

(26) La pérdida de ingresos de BE tras la bajada de los precios al por mayor de la electricidad se agravó por importantes cortes imprevistos en sus centrales Torness 2 y Dungeness B. El 13 de agosto de 2002, BE anunció que, tras los graves cortes en Torness, el objetivo de producción nuclear en el Reino Unido se había reducido desde 67,5 a 63 TWh (± 1 TWh).

b) Medidas de reestructuración

(27) El paquete de reestructuración consiste en las siguientes siete medidas, acordadas entre BE, sus principales acreedores (incluida la empresa estatal de tratamiento de combustible nuclear, BNFL), y el Gobierno británico:

— Medida A : Medidas de financiación de responsabilidades nucleares,

— Medida B : Medidas relativas al ciclo de combustible acordadas con BNFL,

— Medida C : Medidas relativas a períodos de carencia,

— Medida D : Paquete de reestructuración para los acreedores significativos,

— Medida E : Introducción de una nueva estrategia comercial,

— Medida F : Venta de activos para ayudar a financiar la reestructuración,

— Medida G : Aplazamiento del pago de impuestos locales.

⁽⁵⁾ Es decir, los costes que pueden evitarse dejando de producir electricidad o cerrando centrales.

(28) Estas medidas se describen con mayor detalle en los considerandos 29 a 102.

Medida A: Medidas de financiación de responsabilidades nucleares

Responsabilidades nucleares

- (29) Las responsabilidades nucleares surgen fundamentalmente de la necesidad de reprocesar o almacenar y deshacerse del combustible nuclear agotado («responsabilidades finales») y de desmontar las centrales nucleares al final de su vida útil («responsabilidades de cierre definitivo»).
- (30) Para algunas de las responsabilidades finales, BE tiene contratos con BNFL para la prestación de servicios de gestión del combustible agotado («responsabilidades derivadas de contratos»), que representan cantidades que BE está obligada contractualmente a pagar a BNFL en el futuro por el reprocesamiento y almacenamiento de combustible de las centrales RAG y otros servicios de gestión del combustible agotado. Los contratos cubren el reprocesamiento y almacenamiento del combustible agotado y de los residuos asociados de las centrales RAG hasta por lo menos 2038 ó 2086. Estos contratos establecen fundamentalmente un precio fijo, corriendo BNFL con todos los riesgos técnicos asociados al almacenamiento y reprocesamiento del combustible. La propiedad de todo el combustible agotado y de la mayor parte de los residuos asociados sigue correspondiendo a BE durante la vigencia de los contratos.
- (31) Hay otras responsabilidades finales, que pueden asociarse o no al mismo combustible agotado, para las que actualmente no existe ningún contrato de servicios («responsabilidades para las que no existe contrato») y que se refieren principalmente a la destrucción final del combustible agotado, el plutonio, el uranio y los residuos procedentes del reprocesamiento de combustible RAG, del almacenamiento y destrucción final de combustible PWR agotado, incluida la construcción de un almacén seco en Sizewell B, y al almacenamiento y destrucción de residuos operativos.
- (32) Las responsabilidades de cierre definitivo corresponden a costes de vaciado de combustible, descontaminación y desmantelamiento de las centrales nucleares una vez que han dejado de generar electricidad. Normalmente, el cierre definitivo se realiza en tres etapas:
- Etapa 1: vaciado del combustible del reactor poco después del cierre de la central y eliminación del combustible,
 - Etapa 2: demolición de edificios auxiliares y reforzamiento y consolidación frente a los agentes atmosféricos del conjunto de reactores, tras lo cual éstos son objeto de mantenimiento y vigilancia, generalmente durante largos períodos,
 - Etapa 3: desmontaje del reactor para poder reutilizar el emplazamiento (se produce, como mínimo, después de 85 años de finalizada la generación de electricidad en las centrales RAG y de 50 años en las centrales PWR).

(33) Hasta ahora se han establecido diversos mecanismos para financiar las responsabilidades nucleares. En el momento de la privatización se estableció un fondo separado, el *Nuclear Decommissioning Fund* (Fondo de Cierre Definitivo de Centrales Nucleares, NDF), en forma de empresa limitada por acciones propiedad de un consorcio independiente. Su finalidad es constituir un fondo segregado destinado a cubrir parte de las responsabilidades de cierre definitivo. Se esperaba que la financiación de las demás responsabilidades nucleares fuera cubierta por los flujos operativos derivados de las operaciones de BE. Sin embargo, como consecuencia de la caída de ingresos de BE, estos acuerdos no son suficientes para financiar las responsabilidades nucleares.

(34) El Gobierno británico incluye en su plan de reestructuración varios instrumentos para asumir el coste financiero de al menos parte de las responsabilidades nucleares. Estos nuevos instrumentos serán establecidos junto con nuevas disposiciones para que BE contribuya con fondos a los costes de las responsabilidades nucleares y a la gestión de éstas.

Creación de un nuevo fondo

(35) El plan de reestructuración prevé que el NDF existente sea ampliado o complementado por un nuevo fondo, el *Nuclear Liabilities Fund* (Fondo de Responsabilidades Nucleares, NLF), que en principio debería ser una empresa limitada por acciones propiedad de un consorcio independiente. El NLF debería cubrir los costes de las responsabilidades para las que no existe contrato y las responsabilidades de cierre definitivo correspondientes a:

- a) todo el combustible RAG cargado en los reactores de BE antes de la fecha en que se cumplieron todas las condiciones previas a la reestructuración, incluida la decisión de la Comisión sobre el plan de reestructuración («fecha efectiva de reestructuración») para todo el combustible PWR, así como al almacenamiento y tratamiento de los residuos operativos de las centrales;
- b) todas las responsabilidades de cierre definitivo de la fase 1 de BE;
- c) todas las responsabilidades de cierre definitivo de las fases 2 y 3 de BE en la medida en que el valor acumulado del NDF sea insuficiente para cubrir las responsabilidades por cierre definitivo de las etapas 2 y 3 para hacer frente a los pagos.

(36) Una vez ejecutada la reestructuración, BE contribuirá al NLF mediante el pago de:

- a) contribuciones fijas por cierre definitivo de 20 millones GBP anuales (actualizadas con arreglo al índice de precios al consumo «RPI»); estas contribuciones disminuirán paralelamente al cierre de las centrales;

- b) 150 000 GBP (actualizadas con arreglo al RPI) por tonelada de combustible PWR cargada en el reactor Sizewell B tras la fecha en que se cumplan todas las condiciones previas a la fecha efectiva de reestructuración. Según las autoridades británicas, este importe es comparable a los precios internacionales de tratamiento del combustible agotado;
- c) 275 millones GBP de nuevos bonos al NFL, que serán de alta cualificación y sin garantía;
- d) cantidades que inicialmente ascienden a un 65 % de la tesorería neta consolidada de BE después de impuestos y costes de financiación y después de financiar las reservas de efectivo («pagos NLF»). Estos pagos se denominan en lo sucesivo «efectivo restante» (*cash sweep*). Los administradores del NLF también tendrán derecho, en determinadas ocasiones, a convertir todos o parte de los pagos NLF en acciones de BE. En la medida en que estas acciones sean ostentadas por el NLF, no tendrán derecho de voto, ya que de otro modo representarían el 30 % o más de los derechos de voto de BE.
- (37) El porcentaje de la tesorería en el que se basan los pagos NLF puede ajustarse en determinadas ocasiones sobre una base justa y razonable, de modo que los accionistas se beneficien de la tesorería retenida y de los ingresos de nuevas suscripciones de acciones de BE y que el NLF y los accionistas no se vean afectados desfavorablemente por ninguna escisión, problema de garantías para los accionistas u otras acciones corporativas.
- (38) El pago de las contribuciones fijas de 20 millones GBP anuales (actualizado y reducido a medida que avance el cierre de centrales) al NLF o al NDF para las responsabilidades de cierre definitivo se acelerará con arreglo al valor actual neto (con un tipo de descuento apropiado al NLF o al NDF, según los casos) y será inmediatamente debido y pagadero en caso de insolvencia de BEG o BEGUK. Los pagos acelerados serán garantizados por todas las principales empresas del grupo BE y por cargas sobre sus activos.
- (39) Los administradores del NLF no tendrán ningún papel o deber aparte de la gestión del fondo y de sus inversiones, y de realizar los pagos de los gastos justificados. Esto incluirá evaluar si sería beneficioso que el NLF difiriera pagos NLF o los convirtiera NLF en capital. Los administradores del NLF no tendrán poder para revisar responsabilidades y requisitos de financiación o para fijar las contribuciones de BE.
- Ayuda del Gobierno británico para financiar las responsabilidades nucleares
- (40) El Gobierno británico tomará las siguientes cuatro medidas en relación con la financiación de las responsabilidades nucleares:
- Asunción de las responsabilidades de BE de conformidad con los contratos históricos para combustible agotado
- (41) El Gobierno británico se compromete a asumir las responsabilidades de BE en virtud de los contratos entre BE y BNFL («contratos históricos para combustible agotado») relativos a: i) reprocesamiento y almacenamiento de combustible RAG agotado cargado en los reactores antes de la fecha efectiva de reestructuración, ii) otros servicios de mantenimiento de la vasija, gestión del óxido y transporte por ferrocarril en virtud de contratos con BNFL.
- (42) Estos compromisos no cubren los pagos por combustible cargado en centrales RAG tras la fecha efectiva de reestructuración, cuyos costes continuarán siendo asumidos por BE conforme a los nuevos contratos resultantes de las negociaciones comerciales entre BE y BNFL. No cubren los pagos por el combustible PWR, que no es reprocesado por BNFL sino gestionado directamente (de hecho, almacenado) por BE.
- Compromiso de cubrir cualquier déficit en la financiación de NLF para las responsabilidades de cierre definitivo de la fase 1 y las responsabilidades para las que no existe contrato
- (43) El Gobierno británico se compromete a cubrir los déficit en la financiación del NLF para las responsabilidades de cierre definitivo de fase 1 y para las responsabilidades no contratadas (incluido el coste de construir el almacén seco de Sizewell B y de la eliminación definitiva del combustible).
- Compromiso para cubrir el déficit de financiación NLF para responsabilidades de cierre definitivo de las fases 2 y 3
- (44) El Gobierno británico se compromete a cubrir cualquier déficit en la financiación en el NLF en relación con las fases 2 y 3 del cierre definitivo.
- Exención fiscal específica
- (45) Estos compromisos del Gobierno británico se considerarán como activo en el balance de BE con un crédito correspondiente en la cuenta de pérdidas y ganancias. En circunstancias normales, estos compromisos serían imposibles. Según el Gobierno británico, esto requeriría que el Gobierno aumentara el nivel de ayuda facilitada a BE en el proceso de reestructuración por el importe del impuesto que generaría el compromiso con el fin de asegurarse de que BE fuera solvente tras su reestructuración.
- (46) Para evitar esto, las autoridades británicas están introduciendo normas específicas sobre exenciones fiscales mediante la Ley de la Electricidad. Sin estas normas se generaría un importe imponible de aproximadamente 3 152 millones GBP. Según el Gobierno británico, estas normas garantizan que en el futuro no se conceda a BE ninguna reducción fiscal asimétrica. Cualquier aumento posterior del valor de la empresa, debido a cambios de precios o a una revalorización, sería imponible hasta alcanzar el nivel de la reducción fiscal obtenida por BE al registrarse el gasto adicional en las cuentas de pérdidas y ganancias.

(47) El cuadro 1 contiene una evaluación de las autoridades británicas sobre los instrumentos de ayuda descritos anteriormente. Estos cálculos del valor están sujetos a una considerable incertidumbre ya que tanto los costes de las responsabilidades nucleares como la contribución de BE a estos costes son muy inciertos y la descarga de las responsabilidades ocurrirá durante plazos sumamente largos. Por ejemplo, BE no debería comenzar a desmontar una RAG hasta después de por lo menos 85 años de finalizada la producción de electricidad, mientras que la gestión del combustible agotado debe continuar indefinidamente. Además hay muchas tareas, incluido el cierre definitivo de

las RAG, para las cuales hasta ahora no se cuenta con experiencia directa. El valor calculado de la ayuda ha cambiado desde la notificación. Las razones principales son el aumento del efectivo restante debido a mejoras en los resultados previstos de BE, el impacto de la inflación, la puesta al día de las cantidades debidas en virtud de contratos históricos de combustible agotado, los mayores volúmenes de combustible agotado de centrales RAG resultado de posponer la fecha efectiva de reestructuración y el aumento del valor de los activos de que dispone el Fondo para el Cierre Definitivo de Centrales Nucleares para reflejar el valor de mercado más reciente.

Cuadro 1

Evaluación de los instrumentos de ayuda de la medida A, basada en proyecciones a julio de 2004 ⁽⁶⁾

(en millones GBP)

	Datos originales		Proyecciones actuales	
	Valor actual neto (descontando un 5,4 % nominal ⁽⁷⁾)	Pagos al contado futuros totales (no descontados)	Valor actual neto (descontando un 5,4 % nominal ⁽⁷⁾)	Pagos al contado futuros totales (no descontados)
Compromiso para contratos históricos de combustible agotado	2 185	3 218	2 377	3 067
Compromiso para responsabilidades para las que no existe contrato	750	3 166	951	3 375
Compromiso para responsabilidades de cierre definitivo	879	4 917	1 115	5 062
Cantidades aportadas por BE al NLF	-1 432	-1 845	-2 007	-2 510
Importes netos a pagar la Secretaría de Estado	197	6 238	59	5 927
Exención fiscal	916	946	1 047	1 077
Total	3 298	10 402	3 483	10 071

Datos originales: Flujos de caja a marzo de 2003, a precios de diciembre de 2002.

Proyecciones actuales: Flujos de caja a marzo de 2004, a precios de 2004.

Medida B: Medidas relativas al ciclo de combustible acordadas con BNFL

Medidas relativas al suministro de combustible («contratos iniciales»)

(48) BNFL facilita combustible nuclear a BE para todos sus reactores RAG y procesa o almacena el combustible agotado ⁽⁸⁾.

(50) Los acuerdos de suministro de combustible previos a la reestructuración entre BE y BNFL datan de 1997 y 1995 para BEG y BEGUK, respectivamente, y en principio debían seguir vigentes hasta el 31 de marzo de 2006, pero con la intención de renegociarlos y ampliarlos a partir de esa fecha por lo que se refiere BEG y con opción a ampliación en el caso de BEGUK.

(49) Como parte del plan de reestructuración, BNFL, que es el mayor acreedor de BE, ha acordado modificar sus contratos con BE tanto por lo que se refiere al suministro de combustible como al tratamiento del combustible agotado.

(51) El coste del suministro de combustible incluía un importe fijo anual y otro variable adicional por elemento de combustible entregado. Los precios eran fijos pero se ajustaban de conformidad con el índice de inflación.

⁽⁶⁾ Datos originales: flujos de caja a marzo de 2003, a precios de diciembre de 2002. Proyecciones actuales: flujos de caja a marzo de 2004, a precios de marzo de 2004.

⁽⁷⁾ El tipo de descuento es del 5,4 % nominal, recomendado como índice de referencia a partir del 1 de enero de 2003 de conformidad con la Comunicación de la Comisión relativa al método de fijación de los tipos de referencia y de actualización (DO C 273 de 9.9.1997, p. 3).

⁽⁸⁾ BE compra el combustible para su única central PWR a otro suministrador y no ha firmado ningún contrato para el combustible PWR agotado pues lo almacena en la central.

(52) Las condiciones renegociadas de suministro de combustible entraron en vigor el 1 de abril de 2003 mediante adiciones a los acuerdos previos. Las nuevas condiciones también formarán la base de nuevos acuerdos de suministro, con posterioridad al 31 de marzo de 2006, que cubrirán toda la vida efectiva de las centrales RAG y entrarán en vigor el 1 de abril de 2006.

- (53) Con arreglo a las nuevas condiciones, el pago anual fijo de los acuerdos previos se reducirá a 5 millones GBP y habrá otro descuento, ligado a los precios mínimos de la electricidad pero limitado a 15 millones GBP (tanto a precios de 2003 como sujeto al RPI). Los precios seguirán siendo iguales a los de los contratos previos.
- (54) Por lo que se refiere al suministro de combustible a partir del 1 de abril de 2006, y siempre que por lo menos 4 de las 7 centrales RAG sigan abiertas, el importe fijo pagado por BE será de 25,5 millones GBP, menos el descuento descrito anteriormente, con una parte variable (como en el caso de los contratos existentes) equivalente a 191 000 GBP por tonelada de uranio. Estos precios están expresados a precios de julio de 2002 y se actualizarán de conformidad con el RPI.
- (55) Durante el período en que solamente 3 o menos centrales sigan abiertas, el precio podrá fijarse con arreglo a las recomendaciones de un equipo conjunto BE y BNFL, tras un estudio del programa de optimización de la vida útil de la fábrica de combustible de BNFL.
- Medidas relativas al combustible agotado («contratos finales»)
- (56) En 1995, los antecesores legales de BEG y BEGUK (*Nuclear Electric* y *Scottish Nuclear*, respectivamente) firmaron contratos a largo plazo con BNFL para el almacenamiento y reprocesamiento de combustible irradiado de centrales RAG y servicios relacionados. BEGUK (entonces *Scottish Nuclear*) firmó otro contrato en 1995 para el almacenamiento a largo plazo de todo el combustible RAG que superara la cantidad ya contratada para reprocesamiento. En 1997, BEG también firmó otro contrato para servicios de gestión del combustible agotado, relativo a todo el combustible irradiado RAG de los reactores de BEG que superara al entregado en virtud del contrato de 1995. En lo sucesivo nos referiremos a todos los susodichos contratos como los «acuerdos existentes de gestión del combustible agotado». Estos acuerdos estipulan la prestación de servicios al menos hasta 2038 ó 2086 (dependiendo de la categoría de residuos).
- (57) Conforme a los acuerdos existentes de gestión del combustible agotado, BE sigue siendo propietaria de todo el combustible agotado. Finalmente, se pedirá a BEG y BEGUK que admitan los desechos vitrificados de alto nivel de radiación, el combustible agotado, ciertos residuos de nivel intermedio y uranio y plutonio reprocesados, procedentes de los almacenes de BFL, para que se encarguen de su destrucción.
- (58) El precio de estos acuerdos es básicamente fijo pero ajustado a la inflación y, en el caso de los compromisos de almacenamiento y reprocesado, se basa en las toneladas de combustible entregadas. El precio de los contratos iniciales de 1995 también incorpora importes para el cierre definitivo de la planta de reprocesamiento de óxido térmico (THORP) de Sellafield, en la que se reprocesa el combustible RAG. Dada la naturaleza de los servicios prestados por BNFL, BE se compromete a proceder a pagos continuados por el combustible entregado, independientemente de si se han resuelto los contratos relativos al combustible no entregado.
- (59) Los pagos mensuales en virtud de los contratos de almacenamiento y reprocesamiento de 1995 son fijos y seguirán ejecutándose hasta la finalización de los contratos en 2086. Los pagos para el contrato de 1997 se basan en el calendario y el tonelaje de las entregas de combustible a BNFL. Estos pagos fijos corresponden a una cantidad total desembolsada de acuerdo con un calendario fijo.
- (60) El acuerdo renegociado de gestión del combustible agotado (en lo sucesivo denominado «nuevo acuerdo de gestión del combustible agotado») se aplica diferentemente dependiendo de si el combustible gestionado se cargó antes o después de la fecha efectiva de reestructuración.
- (61) Las revisiones significativas para el combustible cargado antes de la fecha efectiva de reestructuración serán las siguientes:
- los plazos para los pagos serán acortados, de tal forma que el valor actual neto de los pagos futuros, computado utilizando los tipos de descuento del sector público británico, no experimenten cambios;
 - se modificarán las cláusulas de resolución de los contratos de forma que, en caso de que BE fuera insolvente a pesar de la reestructuración, los contratos se resolverían sin recurrir a BE. Las autoridades británicas han indicado que en este caso sería probablemente necesario continuar gestionando este combustible en las instalaciones de BNFL en Sellafield y que el Gobierno británico o NLF deberían llegar a acuerdos contractuales a ese efecto con BNFL o cualquier empresa sucesora. En este caso, las autoridades británicas han dicho que esperarían que estos nuevos acuerdos se basaran en un estudio de todas las circunstancias pertinentes, incluidas las condiciones contractuales existentes.
- (62) Las revisiones significativas para el combustible cargado en la fecha efectiva de reestructuración o después de ella serán las siguientes:
- la titularidad del combustible agotado pasará a BNFL en el momento en que asuma el riesgo de gestionarlos (es decir, en el momento en que le sea entregado), después de lo cual BE no tendrá ninguna otra responsabilidad al respecto;
 - el pago por los servicios correspondientes al combustible agotado en el momento de la carga del combustible no irradiado en los reactores de BE y no en una etapa posterior (por ejemplo, a la entrega del combustible agotado a BNFL) y se basará en un plan de cargas con conciliación anual;

c) el precio de base para el combustible agotado será de 150 000 GBP por tonelada de uranio, pagadero al cargarse el combustible no irradiado, a precios de 2003 y posteriormente se actualizará de acuerdo con el RPI. Anualmente se procederá también a un ajuste al alza o a la baja según una fórmula basada en la cantidad de electricidad generada por las centrales RAG y el valor de la electricidad en Inglaterra y el País de Gales, ofreciendo así a BE una protección contra las fluctuaciones del precio de la electricidad. El precio de base para

la gestión del combustible agotado es de unas 0,6 GBP/MWh, antes del ajuste.

Impacto de las medidas de suministro y reprocesamiento de combustible

(63) El cuadro 2 muestra el efecto para BE de los cambios en los contratos de suministro de combustible con BNFL, según lo calculado por las autoridades británicas con arreglo a tres posibles evoluciones del mercado de la electricidad.

Cuadro 2

Efecto de los cambios en los contratos de suministro de combustible por BNFL

(en millones GBP)

Cálculo del ahorro por suministro de combustible					
Año a 31 de marzo	2004	2005	2006	2007	2008
Costes previos a la reestructuración					
— Hipótesis de los bancos e hipótesis alta	221	247	232	203	213
— Hipótesis baja	216	241	227	198	208
Costes posteriores a la reestructuración					
— Hipótesis de los bancos	206	231	218	188	201
— Hipótesis alta	207	231	227	198	207
— Hipótesis baja	200	220	205	176	186
Ahorro					
— Hipótesis de los bancos	15	16	14	15	12
— Hipótesis alta	14	16	5	5	6
— Hipótesis baja	16	21	22	22	22

(64) Las autoridades británicas afirman que hacer cálculos exactos del ahorro para BE después de 2006 es difícil porque los contratos de suministro de combustible previos a la reestructuración estaba previsto que concluyeran en 2006. Cualquier cálculo del beneficio para BE de los cambios tendría por ello que tener en cuenta de algún modo el beneficio para BNFL de prorrogar los contratos hasta que finalizara la vida útil de las centrales de BE, que se refleja en los precios de los nuevos contratos. Teniendo en cuenta estas incertidumbres, las autoridades británicas indican que el cálculo interno hecho por BE del ahorro durante la vida útil de las centrales sería de 239 millones GBP (sin descuentos) y de 140 millones (descontando a un tipo real del 3,5 %⁽⁹⁾). El cuadro 3 muestra el efecto para BE de los cambios en los contratos de combustible agotado de BNFL, según lo calculado por las autoridades británicas con arreglo a las mismas tres hipótesis⁽¹⁰⁾. El valor actual neto se

computa utilizando el tipo de descuento del sector público británico del 3,5 % real. Este cuadro recoge solamente el impacto de los cambios de precios en los contratos para el combustible cargado en la fecha efectiva de reestructuración o posteriormente. El impacto de los cambios en los contratos para combustible cargado antes de la fecha efectiva de reestructuración es difícil de cuantificar puesto que sólo se materializaría en caso de que BE fuera insolvente. Además, el beneficio para BE de la transferencia de la titularidad del combustible agotado y de las responsabilidades correspondientes es difícil de calcular, según las autoridades británicas. Las autoridades británicas, sin embargo, afirman que un cálculo subjetivo del beneficio para BE de esta transferencia de titularidad giraría en torno a 1 421 millones GBP (sin descontar) y a 148 millones GBP (descontando un 5,4 % nominal). Este beneficio no está incluido en el cuadro 3.

⁽⁹⁾ Este porcentaje corresponde al porcentaje de descuento del sector público.

⁽¹⁰⁾ La definición de estas tres situaciones se da en el considerando 111.

Cuadro 3

Impacto en términos de valor actual neto en los futuros contratos de combustible agotado de centrales RAG ⁽¹¹⁾

(en millones GBP)

	Valor actual neto	Pagos totales sin descuento
Previa a la reestructuración		
— Hipótesis de los bancos	592	1 117
Posterior a la reestructuración		
— Hipótesis de los bancos	418	558
— Hipótesis alta	881	1 204
— Hipótesis baja	3	4
Ahorros		
— Hipótesis de los bancos	174	559
— Hipótesis alta	- 289	- 87
— Hipótesis baja	589	1 113

Medidas relativas al uranio

- (65) Originalmente, las empresas que ahora son BEG y BEGUK adquirirían compuestos de uranio para transferirlos a BNFL y para su utilización en la producción y fabricación de combustible nuclear para sus centrales RAG. La actual empresa BEGUK transfirió entonces sus contratos de compra a BNFL. Estos contratos preexistentes eran a largo plazo y, en cualquier caso, sólo suficientes para las cantidades relativamente pequeñas de material requeridas por BEGUK. Por lo tanto, el cambio sólo proporciona a BNFL una base limitada para desarrollar una unidad empresarial dedicada a la compra y suministro de compuestos de uranio.
- (66) Como parte de la renegociación entre BE y BNFL de los contratos de suministro futuro de combustible nuclear por BNFL a BE, se acordó que BEG también debería transferir sus contratos de compra de uranio a BNFL, que sería así responsable de las futuras actividades de compra de compuestos de uranio para producir combustible nuclear destinado a las centrales RAG de BEG.
- (67) Al mismo tiempo, BNFL comprará las existencias de compuestos de uranio de BEG, cuyo valor contable estimado es de 67 millones GBP.

Medida C: Medidas relativas a períodos de carencia

- (68) Como parte del plan de reestructuración, BE ha alcanzado acuerdos sobre períodos de carencia, bajo ciertas condiciones, de los pagos debidos a BNFL y a varios acreedores financieros significativos (en lo sucesivo denominados «acreedores significativos») entre los que se encuentran la mayoría de los tenedores de los bonos 2003, 2006 y 2016 en libras esterlinas emitidos por BE (en lo sucesivo denominados «obligacionistas»), el sindicato bancario Eggborough, incluido el Royal Bank of Scotland (en lo sucesivo denominado «RBS»), como proveedores de cartas de crédito (que en lo sucesivo se denominarán, conjuntamente,

«acreedores bancarios») y las contrapartes de tres de los acuerdos de compra de electricidad (en lo sucesivo denominados «PPA») y los contratos para diferencias: Teaside Power Limited (en lo sucesivo denominada «TPL»), Total Fina Elf («TFE») y Enron (en lo sucesivo denominados, colectivamente, «contrapartes PPA»).

- (69) Conforme a los acuerdos sobre períodos de carencia, el período de carencia comienza el 14 de febrero de 2003 y termina no antes del 30 de septiembre de 2004 o en caso de que ocurriera un acontecimiento que lo diera por concluido o de que se completara la reestructuración. Durante este período, BNFL y los acreedores significativos han acordado con BE no tomar ninguna medida para promover procedimientos de insolvencia o acelerar cualquier cantidad debida y pagadera por BE.
- (70) Las obligaciones de los acreedores significativos de BE y BNFL en virtud de los acuerdos sobre períodos de carencia se describen en los considerandos 71 a 73.

Obligaciones de BE con arreglo a los períodos de carencia

- (71) De conformidad con los acuerdos sobre períodos de carencia:
- continuarán pagándose intereses a los obligacionistas y a los bancos Eggborough de conformidad con los acuerdos existentes;
 - se pagará un interés del 6 % anual a RBS (con respecto a su carta de crédito) por una cantidad de 34 millones GBP y a las contrapartes PPA con respecto a los importes solicitados (RBS 37,5 millones GBP; TPL 159 millones GBP; TFE 85 millones GBP; Enron 72 millones GBP);
 - se pagarán a EPL cantidades atribuibles a sus costes de funcionamiento y gastos de capital;
 - BE continuará comprando electricidad a TPL a precios fijos a niveles basados en la curva actual de precios futuros de la electricidad hasta que finalice la reestructuración;

⁽¹¹⁾ Asumiendo que la fecha efectiva de reestructuración es el 1 de abril de 2004. Valor actual neto a marzo de 2003.

- e) el interés corresponderá a BNFL por lo que se refiere a las cantidades debidas conforme a los acuerdos existentes de gestión de combustible agotado a partir del 1 de abril de 2003 y será dispensado si la reestructuración tiene lugar. Las cantidades correspondientes a los acuerdos existentes de gestión del combustible agotado cargado antes de la fecha efectiva de reestructuración se congelarán en la medida en que excedan los importes pagaderos en caso de que los nuevos acuerdos hubieran sido efectivos a partir del 1 de abril de 2003 y se renunciará a las mismas si la reestructuración tiene lugar.

Obligaciones de BNFL y de los acreedores significativos con respecto a los períodos de carencia

- (72) De conformidad con los acuerdos sobre períodos de carencia:

- a) a partir de noviembre de 2002 y hasta el 31 de marzo de 2003, BNFL congelará todos los pagos debidos conforme a los acuerdos existentes sobre gestión de combustible agotado. A partir del 1 de abril de 2003, BNFL podrá aplicar la carencia a la diferencia entre los pagos debidos con arreglo a los acuerdos existentes y nuevos de gestión de combustible agotado;
- b) los obligacionistas aplicarán la carencia al principal debido por los bonos de 2003;
- c) los bancos Eggborough aplicarán la carencia a los reembolsos de principal y a otros pagos debidos en virtud del Acuerdo de capacidad y transmisión (*Capacity and Tolling Agreement*, CTA), excepto los incluidos en las obligaciones continuadas de BE;
- d) RBS aplicará la carencia a todas las cantidades relativas a la conraindemnización de RBS, la garantía com puesta o la carta de crédito;

- e) las contrapartes PPA aplicarán la carencia a todas las cantidades derivadas de los PPA, excepto las incluidas en las obligaciones de BE que sigan vigentes.

- (73) Las obligaciones de un acreedor significativo de conformidad con su acuerdo de aplicar la carencia a los pagos dejarán de aplicarse si se produce alguna de las siguientes situaciones y un acreedor significativo comunica la terminación a BE:

- a) impago de las cantidades no retrasadas debidas a un acreedor significativo que se prolongue durante más de 20 días hábiles;
- b) presentación de una petición de quiebra o de administración judicial por lo que se refiere a BE o a cualquiera de sus filiales;
- c) solicitud por escrito del Gobierno británico de reembolso del Acuerdo de facilidad de crédito o de cualquier otra facilidad de sustitución procedente de bancos comerciales garantizada por el Gobierno británico y de la correspondiente conraindemnización por BE y sus filiales en favor del Gobierno británico;
- d) no obtención de las aprobaciones indispensables de la Facilidad de Crédito Eggborough, RBS, el sindicato bancario de TPL o Enron.
- e) presentación por BE o cualquiera de sus filiales de documentos que establezcan una distribución a los acreedores significativos diferente a la acordada por los acreedores significativos.

Impacto del período de carencia

- (74) El *cuadro 4* establece, según lo afirmado por las autoridades británicas, el ahorro que para BE representarían los acuerdos sobre períodos de carencia en caso de que la fecha efectiva de reestructuración fuera el 31 de marzo de 2004.

Cuadro 4

Ahorro para BE gracias a los acuerdos sobre períodos de carencia

(en millones GBP)

	Cierre a marzo de 2003	Cierre a marzo de 2004
BNFL	132	265
Obligacionistas	110	0
Bancos de Eggborough	47	40
TPL	13	33
TFE	3	14
Enron	4	19
Impacto del IVA	0	-8
Impacto del interés	-9	-21
Impacto del período de carencia	300	342
Ahorro acumulado	300	642

Medida D: Paquete de reestructuración para los acreedores significativos

(75) Además de los acuerdos sobre períodos de carencia, el plan de reestructuración prevé que las demandas de los acreedores significativos sean reestructuradas y reprogramadas. El 14 de febrero de 2003, BE alcanzó un acuerdo no vinculante con los acreedores significativos para comprometer y asignar sus demandas.

(76) Las responsabilidades de los acreedores significativos a comprometer, según lo reflejado en los estados financieros no auditados de BE para los seis meses hasta el 30 de septiembre de 2002, eran las siguientes:

- Obligacionistas: 408 millones GBP,
- Acreedores bancarios: 490 millones GBP,
- Contrapartes PPA: 365 millones GBP.

(77) Con arreglo a lo acordado, las cantidades demandadas en relación con las PPA se han establecido desde entonces en 316 millones GBP a efectos del paquete de reestructuración.

(78) Las responsabilidades se reestructurarán y reprogramarán del siguiente modo:

- a) se emitirán 275 millones GBP de nuevos bonos para obligacionistas, acreedores bancarios, RBS, TPL, TFE y Enron;
- b) se firmará un nuevo acuerdo de capacidad y transmisión revisado con los bancos de Eggborough que les reportará un rendimiento financiero equivalente a 150 millones GBP en nuevos bonos;
- c) se asignarán acciones ordinarias de BE a obligacionistas, acreedores bancarios, RBS, TPL, TFE y Enron.

Medida E: Introducción de una nueva estrategia comercial

(79) BE ha revisado su estrategia comercial, intentando reducir su exposición a riesgos de producción y de precios. Las revisiones constituyen uno de los elementos del paquete de reestructuración que incrementan la solidez financiera de BE.

Antecedentes

(80) BE es uno de los mayores productores de electricidad del Reino Unido ya que supone más del 20 % de la producción. Obtiene la electricidad mediante centrales nucleares (83 % por capacidad) y de carbón (17 %) y puede producir aproximadamente 75 TWh anuales.

(81) La empresa de comercialización de BE, BEPET es responsable de vender la electricidad generada por BE, de gestionar la exposición de BE a las fluctuaciones de precios en el mercado eléctrico y de maximizar los precios de venta obtenidos. Como el 83 % de la capacidad de generación de BE es nuclear, un elemento clave para BEPET es la venta de esta producción principalmente continua.

(82) La central térmica de carbón de Eggborough es también un elemento importante en la cartera de valores negociables ya que ofrece flexibilidad de producción para ajustarse a los cambiantes niveles de la demanda y representa un «seguro» valioso en caso de parón nuclear. Es decir, ofrece flexibilidad con respecto a los grandes clientes industriales y comerciales y también forma parte de su comercio al por mayor.

(83) Para gestionar la exposición de BE a los precios de mercado maximizando el precio de venta logrado, BEPET vende su producción futura, de forma que cuando se produce la electricidad, BEPET, como hacen otros productores, intenta tener vendida el 100 % de su generación para evitar la exposición a los precios muy volátiles del mecanismo de equilibrio. Al vender por adelantado, la empresa puede asegurarse de que los volúmenes futuros de producción se venden al precio actual y de que, en algunos casos, los precios de la producción futura son fijos.

(84) BEPET tiene varias redes a través de las cuales puede vender la electricidad generada por BE y vende el 32 % de su generación total a través del Departamento de Ventas Directas (*Direct Supply Business, DSB*), que ha crecido orgánicamente y representa un elemento clave de la estrategia empresarial de BE.

(85) La posición de BE en el mercado al por menor supone una pequeña parte de su producción eléctrica en comparación con otros productores británicos significativos. El crecimiento de BE en este mercado se guía por el objetivo de diversificar los canales de distribución de su producción y no por un objetivo en cuanto al mercado al por menor en sí mismo. BE logra un margen bruto de aproximadamente el 2 % ⁽¹²⁾ en sus ventas directas, dato que refleja la naturaleza competitiva de este mercado.

(86) Las razones de las dificultades financieras sufridas por BE en septiembre de 2002 fueron 3 acuerdos de compra de electricidad firmados en el pasado que generaron un beneficio inferior al previsto. Estos acuerdos se incluyeron en el compromiso con los acreedores significativos alcanzado como parte del paquete de reestructuración.

(12) El margen bruto se basa en los ingresos totales antes de intereses e impuestos menos el coste directo de suministro (incluidos los costes de la electricidad y de suministro). Fuente: BE.

- (87) El primero es el contrato con TFE. En comparación con los precios de mercado actuales, el precio de este contrato es muy alto. El acuerdo se concluyó en 1997, en un momento en que los precios eran en general mucho más altos que los actuales, y generó sustancialmente pérdidas para BE con un importe debido a TFE que asciende a 85 millones GBP.
- (88) El segundo se refiere a un contrato de permuta con Enron, de 1 de abril de 1996, que es un instrumento financieramente establecido basado en la diferencia entre los precios de grupo en períodos de alto y bajo consumo. El contrato fue concluido por BE antes de su adquisición de Eggborough y se veía como una protección frente a la diversidad del creciente segmento de negocio de BE consagrado a los consumidores industriales y comerciales. El importe debido a Enron reconocido con respecto a esta PPA en el paquete de reestructuración es de 72 millones GBP.
- (89) El tercero se refiere a un acuerdo heredado por la adquisición por BE, en 1999, de SWALEC, con TPL. El contrato se firmó originalmente el 26 de junio de 1991 y básicamente produjo pérdidas. El importe debido a TPL reconocido relativo a esta PPA en el paquete de reestructuración es de 159 millones GBP.
- Nueva estrategia comercial de BE
- (90) Como parte del paquete de reestructuración, BE ha decidido asegurar más ventas de su producción a precios fijos a medio plazo. Según el Gobierno británico, la ejecución de esta estrategia reducirá la volatilidad de la tesorería y reforzará la viabilidad financiera de la empresa a largo plazo.
- (91) Según la nueva estrategia, las ventas futuras a precios fijos de la producción harán que la empresa venda anticipadamente una mayor proporción de su producción en los próximos tres a cinco años a precio fijo, de tal forma que BEPET establece el valor de una mayor proporción de su generación futura.
- (92) Los objetivos clave de la nueva estrategia comercial son: i) limitar los riesgos de precios logrando más contratos a precio fijo, ii) mantener canales de venta viables para grandes volúmenes de generación, iii) conseguir fondos adicionales para mantener reservas financieras adecuadas.
- (93) Desde que la nueva estrategia se articuló a principios de diciembre de 2002, BE ha logrado vender o ampliar 14,8 TWh adicionales de ventas directas a empresas de 2003 a 2006 mediante la renovación de contratos anuales y algunas prórrogas de acuerdos plurianuales. Hasta el 6 de marzo de 2003, BE también había mantenido negociaciones con varias contrapartes al por mayor a propósito de operaciones estructuradas.
- (94) El 6 de febrero de 2003, se firmó un contrato significativo con British Gas Trading Limited para la venta de aproximadamente 10 TWh anuales hasta el 1 de abril de 2007, más de la mitad de ellos a precio fijo.
- (95) Los nuevos contratos con BNFL también ofrecen a BE cierta protección frente a los precios de la electricidad debido al precio variable, ligado a los precios de la electricidad, a pagar por el suministro de combustible para las centrales RAG y por los servicios de gestión del combustible agotado. A los precios de mercado actuales, los nuevos acuerdos con BNFL protegen aproximadamente el 60 % de la producción de las centrales RAG de BE, unos 58TWh anuales.
- (96) BE propone centrarse en los siguientes objetivos en su estrategia a medio plazo:
- a) asegurarse de que sus centrales nucleares funcionen con arreglos a criterios de seguridad y de rendimiento mundialmente aceptados;
 - b) aumentar la seguridad sin dejar de mejorar la productividad y la competitividad;
 - c) reducir la exposición a los precios al por mayor de la electricidad en el Reino Unido pero manteniendo un acceso fiable al mercado; esto se logrará a través de una mezcla de condiciones contractuales, una generación flexible gracias a Eggborough y DSB, y centrándose fundamentalmente en el sector de los consumidores industriales y comerciales.
 - d) desarrollar un negocio rentable de energías renovables para apoyar la competitividad del DSB.
 - e) apoyar de forma continuada las actividades de seguridad patrocinadas por la UE en la antigua Unión Soviética y Europa del Este.
- Medida F: Venta de activos para ayudar a financiar la reestructuración
- Bruce Power
- (97) El 23 de diciembre de 2002, BE anunció que había llegado a un principio de acuerdo para deshacerse de su participación del 82,4 % en Bruce Power, repartiéndola del siguiente modo: 79,8 % para un consorcio compuesto por Cameco, BPC Generation Infrastructure Trust y TransCanada Pipe-Lines Limited (en lo sucesivo denominadas, conjuntamente, «el consorcio») y 2,6 % para Power Worker's Union Trust N° 1 y BE. Además, el consorcio acordó adquirir el 50 % de la participación de BE en Huron Wind, un proyecto de aerogeneradores en Ontario. La venta de Bruce Power y de Huron Wind al consorcio concluyó el 14 de febrero de 2003 y al finalizar BE recibió 678 millones CAD en efectivo. Además, BE espera recibir hasta 140 millones CAD condicionados a que se vuelvan a poner en marcha dos centrales de Bruce A y se desbloqueen cuentas de garantía.

(98) Los ingresos iniciales de 275 millones GBP, menos ciertas cantidades para costes de transacción, se han ingresado en una cuenta abierta a nombre de DTI con arreglo al Acuerdo de facilidad de crédito de salvamento (en lo sucesivo denominado «CFA»).

AmerGen

(99) Exelon Generation Company, LLC («Exelon») y British Energy Investment Ltd. solicitaron ofertas para sus intereses respectivos en AmerGen con vistas a la venta. El 22 de diciembre de 2003, los accionistas de BE aprobaron el traspaso a Exelon Generation Company LLC del 50 % de la participación de BE en Amergen. BE recibió aproximadamente 277 millones USD en efectivo.

Medida G: Aplazamiento del pago de impuestos locales

(100) Varias autoridades locales han acordado posponer sin intereses el pago de impuestos municipales debidos por BE.

(101) Según la información enviada por las autoridades británicas, estas autoridades son:

— Lancaster City Council, por la planta de Heysham, por 1 775 240 GBP,

— District Council de Shepway, por la planta de Dungeness, por 578 524 GBP,

— Hartlepool Borough Council, por la planta de Hartlepool, por 447 508 GBP,

— North Ayrshire Council, por la planta de Hunterston, por 735 947 GBP,

— East Lothian Council, por la planta de Torness, por 765 986 GBP.

(102) En total, 4 303 205 GBP en pagos de este tipo fueron pospuestos desde noviembre de 2002 a febrero de 2003. En cuanto a la medida G, los impuestos fueron pagados íntegramente por BE en febrero de 2003 y los correspondientes intereses de 65 656,24 GBP por retrasos de pago se hicieron efectivos el 7 de octubre de 2003. El tipo de interés aplicado es el de referencia de la Comisión para el Reino Unido del 6,01 % hasta el 31 de diciembre de 2002 y del 5,42 % posteriormente.

c) *Implicaciones financieras del paquete de reestructuración*

(103) Antes de presentar los efectos del plan de reestructuración en la viabilidad de BE, las autoridades británicas describieron los principios económicos que rigen la generación nuclear. Para evaluar los aspectos económicos de las actividades de generación de BE, la notificación distingue entre costes variables y costes fijos en el funcionamiento de las

centrales de BE. Las centrales nucleares se caracterizan por costes fijos muy altos y costes variables comparativamente bajos, en especial los costes marginales a corto plazo. Según las autoridades británicas, puesto que la decisión de producir electricidad es motivada por el nivel de costes variables y como las centrales nucleares tienen costes marginales a corto plazo más bajos, explotar centrales nucleares es económicamente racional.

(104) Por ello, las autoridades británicas sostienen que si la reestructuración de BE tiene éxito, la empresa no será estructuralmente deficitaria ya que el plan puede abordar los problemas que originaron las dificultades y lograr la viabilidad a largo plazo. En especial, se mejorará la estrategia comercial de BE para intentar compensar su posición no cubierta, aliviar algunos de sus altísimos costes fijos al hacerse cargo de las responsabilidades nucleares históricas y permitirle acumular suficientes reservas de efectivo para asegurar sus actividades.

(105) El objetivo del plan de reestructuración es reestructurar los costes y responsabilidades de BE y establecer una estructura estable de capital para que BE continúe actuando a largo plazo como entidad financieramente viable. Para ello el Gobierno británico asume que en un determinado plazo la empresa debe ser rentable con una tesorería positiva y capacidad de financiar de forma continuada sus actividades.

(106) Los siguientes componentes del plan de reestructuración fueron desarrollados para lograr el objetivo de viabilidad financiera:

a) venta de la participación de BE en Bruce Power y AmerGen para aumentar los recursos de la empresa, consolidarla y reducir el ámbito de su actividad;

b) reducción de la actual base de costes de BE mediante negociaciones comerciales con acreedores significativos para comprometer sus demandas históricas y firmar acuerdos de carencia hasta la reestructuración, a cambio de una combinación de nueva deuda y nuevas participaciones en BE tras realizarse la reestructuración;

c) asunción de los costes de determinadas responsabilidades nucleares por el Gobierno británico y renegociación de contratos iniciales y suplementarios sobre combustible nuclear con BNFL; los nuevos acuerdos comerciales con BNFL también han reducido la exposición BE a movimientos adversos de los precios de la electricidad;

- d) ejecución de una nueva estrategia comercial para reducir la exposición de BE a los riesgos del mercado de la electricidad al por mayor y a los movimientos de precios.
- (107) Según las autoridades británicas, el plan de reestructuración se ha desarrollado teniendo en cuenta un requisito clave de la viabilidad: la capacidad de la empresa de financiar sus actividades. Puesto que la empresa tendría dificultades para obtener financiación en los mercados bancario o de obligaciones, particularmente considerando el número relativamente pequeño número de prestamistas dispuestos a facilitar financiación a una empresa de producción de energía nuclear, el plan de reestructuración debe ser considerado como una alternativa a la financiación exterior para crear e incrementar reservas de efectivo. Estas reservas deberían permitir a la empresa firmar contratos de suministro de electricidad que requieren una cobertura colateral y hacer frente a déficit de efectivo sin necesidad de basarse en financiación exterior. Por consiguiente, el plan prevé crear dos reservas: una reserva colateral de efectivo y una reserva para cortes de suministro y liquidez. Aunque se pensó en dos reservas separadas, está previsto que ambas sean fungibles de tal forma que la de cortes de suministro y liquidez pueda cubrir requisitos colaterales adicionales y viceversa. Esto debe suponer un fortalecimiento adicional de BE.
- (108) BE ha tomado varias medidas para mejorar su situación de liquidez:
- reducción del impacto de la estacionalidad gestionando los perfiles de pago siempre que sea posible;
 - iniciativas de contención de costes;
 - asegurar los activos exigibles derivados de ventas directas.
- (109) Además BE aplicó una planificación empresarial que dio lugar a proyecciones financieras actualizadas y realizó un estudio detallado de los problemas que plantearía el funcionamiento de su plan.
- (110) Hasta el 31 de marzo de 2004, las reservas de efectivo consistían en dos fuentes de fondos: los acuerdos sobre medidas relativas a períodos de carencia (medida C) y la venta de activos (medida F), después de reembolsados los pagos pendientes conforme al CFA.
- (111) Las autoridades británicas han desarrollado tres hipótesis para tener en cuenta las variables a las cuales la posición financiera BE es particularmente sensible: producción y precios. Las proyecciones fueron revisadas por Deloitte & Touche en su calidad de asesores sobre economía y energía del Gobierno británico. Los supuestos sobre producción y gastos de capital incorporados han sido revisados por WS Atkins en su calidad de consejero técnico de BE y Citigroup, y por Stone & Webster Consultants Inc., en calidad de consejero técnico del Gobierno británico.
- (112) El estudio ha tenido en cuenta tres cambios principales desde la notificación original de marzo de 2003: nivel de precios de la electricidad, programa de mejora del rendimiento (PIP), dirigido a mejorar la fiabilidad de las centrales nucleares, y el comercio colateral.
- (113) Los precios de la electricidad han evolucionado perceptiblemente estos últimos meses. Según las autoridades británicas, actualmente superan las 28 GBP/MWh, en comparación con 16,4 en marzo de 2003. Las claves de los cambios en las previsiones sobre los precios son los movimientos en los precios subyacentes del combustible (carbón, gas, petróleo), la asignación de un precio al carbono introducida por el sistema europeo de emisiones contaminantes, y los márgenes de capacidad de reserva.
- (114) Tradicionalmente, las centrales nucleares de BE han tenido un rendimiento inferior a las de otros países. Las más antiguas se han resentido de la falta de inversiones y todas podrían ser profundamente mejoradas y presentan un importante riesgo de cortes de suministro a corto plazo. Por lo tanto BE ha desarrollado planes de recuperación de las centrales. Los beneficios del PIP deberían proceder de cambios de cultura empresarial y organizativos y de una mayor inversión en capital y personal. Ello debería resultar, con el tiempo, en más fiabilidad de las centrales y una mayor producción.
- (115) BE también ha tenido en cuenta el reciente y significativo aumento de los requisitos colaterales resultantes de los incrementos de los precios de mercado.

(116) Para determinar el impacto en la posición financiera de BE de las alternativas con respecto a producción y precios de la electricidad, BE ha considerado una hipótesis positiva y otra negativa que tienen en cuenta la evolución de los precios de la electricidad, los beneficios del PIP y otras proyecciones derivadas:

- a) la hipótesis «positiva», que constituye la base del presupuesto de BE para el año y se utiliza para fijar objetivos; es bastante parecido a la hipótesis positiva descrita en la decisión de incoar el procedimiento;
- b) la hipótesis «realista», que constituye la base para los datos ofrecidos al público y en el prospecto que debe

publicarse a efectos de la cotización en bolsa; puede considerarse una «hipótesis bancaria»; en este caso los precios se derivan de la curva de futuros, utilizando un modelo que incorpora las previsiones de BE sobre costes de combustible y precios del carbón;

- c) la hipótesis «negativa», o peor caso razonable, que tiene en cuenta las incertidumbres relativas a precios y producción; en este caso, los precios se basan en una curva desarrollada por BE.

(117) El Gobierno británico toma como base para probar la viabilidad de BE las grandes cifras de la empresa y ha presentado los siguientes cálculos para el período 2005-2010:

Cuadro 5

Margen de maniobra

	<i>(en millones GBP)</i>					
Hipótesis realista/Hipótesis bancaria	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Reserva de liquidez	[...] (*)					
Impacto de la estacionalidad y de los activos exigibles						
Margen fuera de estacionalidad						
Impacto acumulativo del efectivo, la producción y las vulnerabilidades colaterales (*)						
Margen fuera de vulnerabilidades						
Impacto acumulativo de intervenciones sobre el efectivo y colaterales						
Margen de intervenciones						
Hipótesis negativa						
Reserva de liquidez						
Impacto de la estacionalidad y de los activos exigibles						
Margen fuera de estacionalidad						
Impacto acumulativo del efectivo, la producción y las vulnerabilidades colaterales						
Margen fuera de vulnerabilidades						
Impacto acumulativo de intervenciones sobre el efectivo y colaterales						
Margen de intervenciones						

(*) Las «vulnerabilidades» son áreas en que BE y sus asesores consideran que existe un riesgo mayor de que no se alcancen los objetivos establecidos. Las «sensibilidades» se refieren a niveles de producción en las distintas hipótesis para reflejar el débil rendimiento histórico de las centrales.

(*) Secreto comercial.

(118) Las autoridades británicas también han facilitado una previsión de pérdidas y ganancias para el período 2005-2009 en la hipótesis realista.

Cuadro 6

Cuenta de pérdidas y ganancias en la hipótesis realista

Cuenta de pérdidas y ganancias	Previsiones a 5 años				
	2005	2006	2007	2008	2009
Producción nuclear TWh	[...]				
Ingresos					
Venta de electricidad					
Ventas diversas					
Ingresos totales					
Costes de funcionamiento					
Combustible					
Personal					
Materiales y servicios					
Capital destinado a cubrir pérdidas					
Depreciación y amortización					
Costes de funcionamiento totales					
Beneficios/pérdidas de explotación					
Contribuciones de nuevas actividades (beneficio antes de intereses e impuestos)					
AmerGen (antes de revalorización)					
Beneficio antes de cargas financieras e impuestos					
Cargas financieras					
Revalorización (neta)					
Interés neto y otras cargas financieras					
Cargas financieras totales					
Beneficio antes de impuestos	17	171	186	336	355
Intereses minoritarios (parte de PBT)	0	0	0	0	0
Beneficio antes de impuestos (e indemnización al Gobierno)	17	171	186	336	355
Movimiento de la indemnización al Gobierno	0	-96	-133	-206	-156
Beneficio antes de impuestos (e imprevistos)	17	75	53	130	199
Imprevistos	4 068	0	0	-40	0
Beneficio antes de impuestos (después de imprevistos)	4 085	75	53	90	199
Impuestos	0	0	0	-26	-87
Beneficio después de impuestos e imprevistos (antes de impuestos sobre imprevistos)	4 085	75	53	64	112

Fuente: BE.

Nota: Las cifras para 2004/2005 son proforma, es decir, que para que la comparación resulte más fácil, a efectos contables los costes de combustible y la revalorización reflejan los nuevos contratos de combustible aunque éstos no serán técnicamente efectivos hasta la fecha efectiva de reestructuración.

- (119) Este cálculo muestra que el beneficio antes de impuestos, los intereses minoritarios, los compromisos del Gobierno británico y las partidas extraordinarias mejoran desde 17 millones GBP en 2005 a entre 171 y 355 millones en los años siguientes. En 2005 la partida extraordinaria se refiere a la inclusión contable del compromiso del Gobierno británico de financiar las responsabilidades nucleares mencionadas en la medida A.
- (120) El beneficio antes de impuestos se ve reducido sustancialmente por las contribuciones al NLF a partir de 2005. Sin embargo, estas contribuciones representan el 65 % de los flujos de efectivo disponibles después del servicio de la deuda y no son pagaderas cuando las tesorerías son negativas o se requieren transferencias para mantener los niveles requeridos de reservas de efectivo.
- (121) Un análisis de las proyecciones financieras de BE demuestra que en la hipótesis realista se espera que el negocio reestructurado genere beneficios y flujos de efectivo para mantener a los diversos interesados y que se hagan contribuciones significativas para la descarga de las responsabilidades para las que no existe contrato y de las responsabilidades de cierre definitivo antes de cualquier dividendo para los accionistas.

3. Razones para incoar el procedimiento

- (122) En su decisión de incoar el procedimiento, la Comisión observó que el plan de reestructuración confería una ventaja competitiva selectiva a BE en un sector en donde existe un comercio intracomunitario. Las medidas A y G afectan directamente a los presupuestos de las autoridades centrales o locales del Reino Unido, por lo que se trata de recursos del Estado y constituyen ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado. Es también posible que la medida B y, por lo menos en parte, la C, impliquen recursos estatales ya que la empresa estatal BNFL no habría actuado con arreglo al principio del inversor privado en una economía de mercado. Por lo tanto parece que estas medidas también constituyen ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado.
- (123) La Comisión analizó la ayuda habida cuenta de las Directrices comunitarias sobre ayudas de Estado de salvamento y de reestructuración de empresas en crisis ⁽¹³⁾ (en lo sucesivo denominadas «las Directrices»).
- (124) Este análisis planteó las siguientes dudas sobre la compatibilidad de la ayuda con el mercado común:
- (125) La Comisión tenía dudas sobre si el plan restauraría la viabilidad de BE en un plazo razonable, ya que parte de las medidas lo son a muy largo plazo (hasta por lo menos el año 2086). Además, la mejora de la posición de BE parecería ser debida solamente al apoyo exterior concedido por el Gobierno y los acreedores principales, en vez de a su reestructuración interna. Por otro lado, en caso de ayuda estatal, la renegociación de los precios de suministro de combustible y gestión del combustible agotado con BNFL podría considerarse como ayuda de funcionamiento a largo plazo para las centrales nucleares, lo que sería incompatible con el requisito de que BE se enfrente al mercado sólo con sus propias fuerzas después de finalizada la reestructuración, y con el principio de que quien contamina paga.
- (126) La Comisión tenía dudas al respecto de si la ayuda podría autorizarse sin medidas destinadas a compensar su impacto en los competidores. La Comisión reconoció que es probable que no hubiera capacidad excesiva estructural en el mercado pertinente o que fuera muy pequeña, pero la Comisión consideró que, teniendo en cuenta la naturaleza muy competitiva del mercado y el alto importe de la ayuda, era probable que algún tipo de medida compensatoria fuera necesaria para que la ayuda fuera compatible, incluso si dicha medida no consistiera en cerrar centrales irreversiblemente.
- (127) La Comisión tenía dudas sobre si la ayuda se restringió al mínimo necesario. A este respecto, la Comisión observó que el plan preveía un mecanismo por el cual BE participaría en los costes de reestructuración con un porcentaje de su tesorería libre. Sin embargo, considerando en especial la gran incertidumbre sobre las cantidades de ayuda a conceder, la Comisión no estaba entonces en condiciones de evaluar si la ayuda se limitaba al mínimo.
- (128) Por todo ello la Comisión concluyó que había dudas sobre si el plan de reestructuración cumplía los criterios establecidos en las Directrices y si la ayuda concedida o que iba a ser concedida por el Gobierno británico a BE podía considerarse como un sistema compatible con el mercado común. La Comisión por lo tanto decidió incoar el procedimiento establecido en el artículo 88, apartado 2, del Tratado.
- (129) En la misma Decisión, la Comisión también añadió que se incoaba el procedimiento sin perjuicio de la aplicación del Tratado Euratom. Algunas medidas, especialmente las A y B, deben ser evaluadas teniendo en cuenta los objetivos del Tratado Euratom. Por lo tanto, la Comisión pidió que el Reino Unido facilitara toda la información que pudiera ayudar a evaluar las medidas, en especial las A y B, habida cuenta de los objetivos de dicho Tratado.

III. COMENTARIOS DE PARTES INTERESADAS

- (130) Tras la publicación de la decisión de incoar el procedimiento y en el plazo previsto en la misma, la Comisión recibió comentarios de 20 terceros, incluyendo a la propia BE. Estos comentarios pueden resumirse del siguiente modo:

⁽¹³⁾ DO C 368 de 23.12.1994, p. 12.

British Energy plc (BE)

- (131) BE subraya que el caso es inusual debido a la forma en que funciona el mercado de la electricidad y a la estructura económica de las centrales nucleares.

Contribución de BE al plan de reestructuración

- (132) BE subraya el hecho de que ya no podría pagar los costes del pasado que suponen las responsabilidades nucleares debido a la sustancial caída de los precios de la electricidad ocurrida en el Reino Unido. Conforme al plan de reestructuración, BE también debería hacer grandes contribuciones para cubrir los costes del pasado. Por lo que se refiere a los costes de cierre definitivo y a las otras responsabilidades nucleares no cubiertas por los nuevos contratos con BNFL, se hará una contribución a través del NDF/NLF. Otras medidas que afectan a BE y a sus inversores incluyen la venta de los activos norteamericanos, la pérdida por los accionistas preexistentes de la totalidad de su inversión y el acuerdo de los mismos, así como la emisión de nuevos bonos.

Duración del plan

- (133) BE subraya que una liquidación a tanto alzado en favor del beneficiario no sería practicable, especialmente porque algunos de estos costes se contraerán en un futuro muy lejano. Rechazar el plan de reestructuración de BE porque la eximiría de una vez por todas de determinadas responsabilidades definidas, aunque no cuantificables hoy en día, crearía un precedente contra la aprobación de la ayuda de reestructuración necesaria por la existencia de costes del pasado.

Acuerdos sobre períodos de carencia con BNFL y otros acreedores significativos

- (134) BE considera que no pueden sacarse conclusiones de una comparación de los acuerdos con los acreedores privados. En especial, en el caso de BNFL una parte importante de su negocio principal se vería amenazada y quizás sería inviable si el funcionamiento de las centrales de BE resultara inviable.

Nuevos contratos con BNFL

- (135) BE subraya que BNFL adoptó una postura sumamente dura y quizá sólo se vio retenido por la consideración de que de otro modo BE sería declarada insolvente. Las condiciones que se renegociaron eran lo mínimo que BE creía que podía ser obtenido comercialmente aunque serían sólidas tras la reestructuración. Según BE, la Comisión pudo haber entendido mal la naturaleza comercial de los nuevos contratos con BNFL debido a una mala comprensión de los hechos y en especial de su cronología. BE aporta un anexo a sus alegaciones que muestra porqué cree que los precios de los nuevos contratos no le son particularmente favorables.

Retorno a la viabilidad

- (136) BE recuerda que el problema que debía abordar el plan de reestructuración consistía, esencialmente, en que con los

nuevos precios al por mayor de la electricidad, mucho más bajos, BE ya no podría asumir los «costes del pasado». Según BE, el plan de reestructuración abordaba con éxito este problema.

Efecto de la ayuda en la competencia

- (137) Con respecto al efecto del paquete de ayuda en la competencia, BE sostiene que porque los costes marginales a corto plazo (SRMC) de las centrales nucleares de BE son muy inferiores a los de cualquier otro proveedor básico, sus centrales siempre tienen que estar en funcionamiento. Pero el nivel exacto de los SRMC de BE es irrelevante para determinar los precios de la electricidad, que reflejan el mayor SRMC del proveedor marginal.
- (138) BE explica que las centrales nucleares son técnica y económicamente inflexibles y que su explotación, excepto como central de base es poco rentable. En cuanto a su estrategia comercial, BE explica que la economía de la generación nuclear le fuerza a centrarse en la venta de su producción anticipadamente en los mercados de futuros.
- (139) En opinión de BE, no hay exceso de capacidad de generación de electricidad en Gran Bretaña. En cuanto a las medidas compensatorias, BE sostiene que exigir el cierre anticipado de alguna de sus centrales nucleares sería económicamente ineficaz puesto que el objetivo del paquete de ayuda es preservar la capacidad nuclear de BE que, en términos de producción de electricidad con el mínimo gasto de recursos, es la más efectiva del mercado británico. Además invadiría el ejercicio por el Gobierno británico de su competencia en relación con el suministro de energía en el Reino Unido y aumentaría la emisión de gases nocivos para la atmósfera.

British Nuclear Fuels plc (BNFL)

- (140) BNFL es una empresa estatal del sector nuclear que suministra y reprocesa o almacena el combustible nuclear de las centrales RAG de BE. Aparte de sus actividades en el ciclo de combustible, BNFL también explota algunas centrales nucleares Magnox y desarrolla actividades de concepción de centrales nucleares.
- (141) Las observaciones de BNFL se concentran en la cuestión de la existencia de ayuda a BE en las medidas B y C. BNFL afirma que todas sus intervenciones en el plan de reestructuración de BE respetaron el principio del inversor privado en una economía de mercado y por lo tanto no contienen ningún elemento de ayuda.

Negociaciones que condujeron a los acuerdos revisados (medida B)

- (142) BNFL explica que siguiendo la recomendación de sus asesores financieros (NM Rothschild & Sons Limited, «Rothschild») concluyó, ya en abril de 2002, que un «paquete de salvamento ordenado» con valor para BNFL era preferible a permitir que BE fuera declarada insolvente, dada la muy vulnerable posición de BNFL como mayor acreedor de BE, su falta de seguridad y la debilidad de su posición legal. BNFL añade que, sin embargo, su consejo de administración aceptó una reestructuración de los contratos existentes con BE a condición de que BE no fuera mantenida en la solvencia a toda costa y que cualquier paquete propuesto a BE estableciera la prioridad de BNFL, dado su propio déficit.
- (143) BNFL da detalles de las propuestas y contrapropuestas sucesivas de cada parte, así como la opinión de Rothschild sobre las mismas. BNFL también establece con gran detalle la cronología y contenido de las conversaciones celebradas con BE, que muestran que BNFL ya se mostró dispuesta a ayudar a BE antes de que BE se dirigiera al Gobierno británico pidiendo ayuda pero se dio cuenta de que esto no sería posible sin un plan general de reestructuración. Las discusiones empezaron ya en mayo de 2000, cuando BE pidió por vez primera (sin éxito) que se aplicase la cláusula de dificultades especialmente gravosas incluida en los contratos. Las nuevas negociaciones se iniciaron durante 2002.
- (144) BNFL también subraya que no tuvo ninguna implicación en las discusiones entre BE y el Gobierno británico. Basándose en el análisis de sus asesores jurídicos y financieros independientes, BNFL concluyó que proceder a una reestructuración solvente redundaba en su interés comercial y el 28 de noviembre de 2002 llegó a un acuerdo final con BE sobre plazos y condiciones. Sólo después de concluir dicho acuerdo tuvo conocimiento con detalle de la implicación del Gobierno británico.
- (145) La comparación hecha por BNFL entre los plazos acordados el 3 de septiembre y los plazos finales concluye que hay considerables semejanzas entre ambos acuerdos y que el resultado final fue perceptiblemente más próximo a la posición inicial de BNFL que a la de BE.

Implicaciones para BNFL de una reestructuración solvente de BE en comparación con la insolvencia

- (146) BNFL da detalles de su evaluación de los beneficios comerciales que obtendría con la reestructuración solvente en comparación con la insolvencia de BE, basándose en el análisis realizado por los asesores financieros y jurídicos. Así, percibió considerables riesgos en caso de insolvencia de BE, en especial debido a que BE registraba grandes préstamos no documentados entre empresas del grupo BE y a que los contratos de BNFL con BE eran en gran medida únicos y no podía extraerse ningún precedente claro de

insolvencias previas. Además, como único acreedor beneficiario de la seguridad en las centrales nucleares de BE, el Gobierno británico habría jugado un papel central en el proceso de insolvencia. Sin embargo BNFL no tuvo ningún indicio sobre cuál sería el planteamiento probable del Gobierno durante un hipotético procedimiento de insolvencia.

- (147) Aunque se habría podido esperar que el papel de BNFL como proveedor clave de BE la situaría en una posición fuerte de negociación en el caso de una declaración de insolvencia, su capacidad de amenazar creíblemente con paralizar el suministro de bienes y servicios a BE se vio socavada por varios factores. En especial, BNFL observa que, como mayor acreedor, BE sería el mayor perdedor si las centrales nucleares de BE fueran cerradas a consecuencia de la puesta en práctica de dicha amenaza. Además, no está claro si legalmente podría terminar los contratos y devolver a BE el combustible agotado y los residuos ya recibidos, al no estar permitido por la legislación británica sobre seguridad nuclear. Finalmente, como empresa responsable de servicios nucleares, BNFL tenía que continuar prestando servicios a BE en la medida en que no hacerlo no sería seguro o incluso podría ser percibido como no seguro para terceros.
- (148) El análisis de BNFL sobre la insolvencia de BE se centró en tres posibilidades: cierre de las centrales nucleares de BE, lo que supondría una recuperación mínima; asunción por BNFL de la propiedad de las centrales de BE, lo que significaría asumir todas las responsabilidades nucleares de BE, algo muy aventurado y poco atractivo; y asunción por el Gobierno británico de la propiedad y petición a los acreedores existentes para que aceptasen una rebaja muy sustancial.
- (149) Por lo tanto, la reestructuración solvente propuesta parecía ser más atractiva comercialmente al reducir la exposición de BNFL a BE y ofrecer una fuente mayor y más cierta de ingresos para BNFL que la insolvencia. Por lo tanto se considera que BNFL actuó de la misma manera que cualquier otro acreedor privado.

Comparación con las posiciones de otros acreedores

- (150) Finalmente, BNFL comparó el beneficio de otros acreedores importantes con el suyo para asegurarse de que las condiciones que le ofrecían eran razonables. Para proteger más su posición, BNFL también se cercioró de incluir una cláusula en el acuerdo final que permitía la retirada de las concesiones sugeridas en caso de que se ofrecieran a cualquier otro acreedor condiciones más favorables. Rothschild actualizó su análisis una vez establecidas las condiciones detalladas acordadas por BE con otros acreedores importantes y confirmó que los acuerdos de BNFL no parecían peores que los aplicables a otros acreedores importantes. Además, ninguno de los acuerdos contractuales revisados entrará en vigor a menos que la reestructuración haya sido ejecutada hasta el final.

Acuerdos sobre períodos de carencia acordados entre BNFL y BE

- (151) Por lo que se refiere a la medida C, BNFL afirma que, con la ayuda de Rothschild, comprobó que no cedió más en lo relativo a los períodos de carencia que otros acreedores significativos. Cuando BNFL fue consciente de que otros acreedores obtenían condiciones más favorables en el marco de los acuerdos sobre períodos de carencia (aunque la posición de BNFL no era directamente comparable a la de otros acreedores importantes de BE), consideró si debía plantearse la renegociación y pedir intereses pero concluyó que era poco probable que BE pudiera pagarle intereses y generar el suficiente excedente de efectivo durante el período de carencia para que pudiera procederse a la reestructuración solvente. Además, a pesar de su posición en el marco de los acuerdos sobre períodos de carencia, BNFL lograría una mejor recuperación global si una reestructuración solvente tuviera lugar.

Relación entre BNFL y el Gobierno británico

- (152) BNFL afirma que su decisión de firmar acuerdos con BE fue una decisión autónoma y no dirigida por el Gobierno británico y que el hecho de ser una empresa estatal no basta para considerar que sus decisiones las toma el Gobierno británico. Aunque el Gobierno británico sea el único accionista de BNFL, la empresa tiene autonomía en sus operaciones comerciales corrientes y debe comportarse sobre una base comercial. BNFL adjunta un documento en que explica su personalidad jurídica. BNFL añade que durante sus negociaciones con BE mantuvo a su accionista (DTI) informado, como ocurre en cualquier situación comercial en que una empresa cuenta con un accionista de control. DTI indicó a BNFL que solamente aprobaría (en el marco de los acuerdos de gestión empresarial) los acuerdos revisados con BE basados en cláusulas comerciales para BNFL.

Greenpeace

- (153) Greenpeace Limited es la rama británica de Greenpeace International. Dos de sus principales actividades son una campaña para abandonar la energía nuclear y la promoción del uso de recursos energéticos limpios y renovables en el Reino Unido.

Medida A

- (154) Greenpeace afirma que limitar las contribuciones de BE a financiar la medida A de las responsabilidades nucleares constituye una ayuda de explotación injustificable a BE y/o a sus accionistas, como medio de incrementar el atractivo de BE para los inversores del mercado.

Medida B

- (155) Según Greenpeace, las medidas B y C constituyen una ayuda de explotación injustificable puesto que consagran el apoyo en curso o previsto de BNFL, que actúa como Estado o a las órdenes del Estado, en las siguientes circunstancias:
- BNFL es una empresa en crisis que sobrevive solamente gracias a la ayuda estatal;
 - BNFL participó en negociaciones tripartitas con el Gobierno y BE que condujeron al paquete de reestructuración de BE inmediatamente después de la negativa de BNFL a modificar las condiciones de sus contratos con BE; por lo tanto Greenpeace pidió a la Comisión que exigiera a BNFL presentar copias de sus documentos internos para comprobar si BNFL tenía conocimiento de las discusiones de BE con el Gobierno británico;
 - en cualquier caso, los acuerdos carecen de auténtico carácter comercial; según Greenpeace, los contratos de BNFL con BE no son ni fueron desde un principio acuerdos comerciales y se parecen más bien a un dispositivo artificial concebido para garantizar a BNFL unos ingresos; el paquete de ayuda de reestructuración continúa facilitando a BNFL estos ingresos;
 - los precios renegociados no reflejan los costes reales del servicio prestado sino que están ligados a los precios al por mayor; puesto que la ventaja conferida por los contratos está en curso y es ampliable, la ayuda implica un apoyo a largo plazo a BE y no es un beneficio único concebido para restaurar su viabilidad; por lo tanto el beneficio es «operativo» y no «ayuda de reestructuración» y no puede ser compatible con el mercado común.

Compatibilidad de la ayuda

- (156) Greenpeace respalda todas las dudas de la Comisión y concluye que la ayuda es incompatible con el Tratado CE. Subraya, en especial, que la ayuda de reestructuración no solamente tendría efectos en los operadores existentes sino que también impediría la llegada de nuevas empresas porque éstas se verían impedidas de explotar sus propias eficiencias. Además, apoyar a los operadores de energía nuclear sería contrario a la declaración del Gobierno sobre la diversidad de las fuentes de energía, incluidas las energías renovables.
- (157) En cuanto al problema del exceso de capacidad, Greenpeace opina que el «margen de planificación» utilizado por la Red Nacional para prever la necesidad de generación futura y contar con una garantía de capacidad no es el dato apropiado a tener en cuenta para evaluar si existe exceso de capacidad en el mercado. Según Greenpeace, es probable que ya exista en el mercado un exceso significativo de capacidad estructural y se espera que aumente.

- (158) Greenpeace duda de que el cierre de algunas centrales de BE fuera más caro para los contribuyentes, ya que existen dudas sobre la capacidad de BE para contribuir a pagar sus responsabilidades existentes. Greenpeace añade que a corto plazo no hay ninguna razón para creer que el Reino Unido no pudiera lograr sus objetivos en el marco del Protocolo de Kioto.
- (159) Greenpeace afirma que según informes encargados por ella, es factible y seguro cerrar centrales nucleares inmediata o progresivamente y concluye que un cierre parcial o gradual de las centrales de BE puede dar como resultado una menor intensidad de la ayuda requerida.

Tratado aplicable

- (160) Greenpeace opina que el Tratado Euratom no impide aplicar un análisis de ayuda estatal de conformidad con el Tratado CE. A falta de normas sectoriales aplicables a la ayuda a la industria nuclear en el Tratado Euratom, deberían aplicarse por lo tanto las disposiciones generales sobre ayuda estatal existentes en el Tratado CE. Greenpeace se remite a los asuntos conjuntos 188/80 y 190/80, Francia y otros contra Comisión ⁽¹⁴⁾, y afirma que las medidas de ayuda se refieren a asuntos que podrían estar regulados por el Tratado Euratom, solamente en la medida en que se refieran a la seguridad de las instalaciones nucleares para su cierre definitivo. Greenpeace concluye que las medidas en cuestión no son necesarias para lograr los objetivos declarados y que prolongar cualquier ayuda de explotación no puede considerarse necesario para preservar la seguridad en circunstancias en que existe una alternativa segura y viable de cierre total o parcial organizado de las centrales de BE. Según Greenpeace, la Comisión debería aplicar las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente ⁽¹⁵⁾.

Powergen

- (161) Powergen es una de las principales empresas del sector eléctrico en Inglaterra y el País de Gales. Tiene una cuota del 11 % de la capacidad de generación (BE, 14 %) y gran parte de su electricidad se destina a clientes industriales y comerciales, así como a PYME y clientes residenciales. Es propiedad de E-ON.
- (162) Powergen se opone al paquete de ayuda. Afirma que la ayuda permitirá a BE seguir operando centrales nucleares que de otro modo habrían cerrado. A este respecto, Powergen no comparte la opinión de las autoridades británicas de que las centrales seguirían funcionando en cualquier caso y teme que la ayuda permita a BE ofrecer precios artificialmente bajos para ganar cuota en el mercado de suministro a grandes empresas e incorporarse al negocio del suministro a clientes domésticos. BE también puede financiar inversiones en generación no nuclear.

- (163) Con respecto a las medidas compensatorias, Powergen desea ser consultada sobre cualquier medida que se decida y sugiere tres posibles:
- (164) En primer lugar, adelantar el cierre del reactor nuclear Dungeness B a abril de 2004. Según Powergen, si ello se hiciera saber con suficiente antelación, el mercado tendría tiempo para aumentar la capacidad correspondiente y mantener un margen suficiente.
- (165) En segundo lugar, limitar la ayuda, prohibiendo la subvención cruzada entre activos deficitarios de BE (centrales RAG) y otras actividades de BE, constituir los negocios de BE de generación y suministro en entidades separadas con contabilidad independiente, e imponer controles específicos sobre el uso de los fondos por BE para asegurarse de que no desviarán fondos del Estado para financiar sus responsabilidades nucleares u otros usos. Estas medidas deberían continuar mientras se aplicaran las medidas del plan de reestructuración.
- (166) En tercer lugar, impedir la distorsión de la competencia en el mercado al por menor de la electricidad, prohibiendo a BE la venta a precio inferior al coste (el de adquirir electricidad en el mercado al por mayor más otros costes relacionados con las ventas), imponiendo un límite a su cuota de mercado para su negocio de suministro industrial y comercial (se sugiere un límite del 20 %), y prohibiendo a BE incorporarse a nuevos mercados al por menor. Estas medidas deberían tener vigencia mientras la tengan las medidas del plan de reestructuración y su eficacia debería ser revisada por la Comisión después de 5 años de aplicación.
- (167) Con respecto a la vuelta a la viabilidad, Powergen afirma que las hipótesis consideradas por las autoridades británicas para afirmar la viabilidad futura de BE son demasiado optimistas, en especial por lo que se refiere a la disponibilidad de las centrales de BE si se considera la experiencia del pasado.
- (168) Finalmente, Powergen considera que «está bien establecido que las normas sobre ayuda estatal del Tratado CE se aplican a la industria nuclear, a pesar de la existencia del Tratado Euratom» y se refiere al mismo caso de 1990 ya mencionado por Greenpeace.

InterGen

- (169) InterGen es una gran empresa de producción eléctrica con actividades en todos los continentes. Posee una cuota del 2 % de la capacidad de generación en Inglaterra y el País de Gales, con dos centrales en funcionamiento y una en construcción (BE tiene el 14 %). Vende la mayoría de su electricidad en el mercado al por mayor, parte de ella mediante contratos a largo plazo. También opera en el mercado del gas. Es propiedad conjunta de Shell y Bechtel.

⁽¹⁴⁾ Rec. 1982, p. 2545.

⁽¹⁵⁾ DO C 37 de 3.2.2001, p. 3.

(170) Intergen afirma que en el Reino Unido existe preocupación por la seguridad del suministro y que la seguridad nuclear podría ser gestionada por administradores judiciales. Hace hincapié en el hecho de que la ayuda a BE le ha perjudicado y continúa haciéndolo y en que otros competidores de InterGen, como Teeside Power Limited, que se cuenta entre los acreedores de BE, también se ven favorecidos con respecto a InterGen en el marco del plan de reestructuración. InterGen afirma que en caso de que la Comisión autorice la ayuda, debería ser compensada, junto con sus filiales, por los perjuicios sufridos.

Primera tercera parte (que desea permanecer en el anonimato)

- (171) Este tercero afirma que algunas noticias de prensa sugerían un precio de reprocesamiento, antes de la reestructuración de BE, de aproximadamente 1 000 GBP/kg de metal pesado. Tras la reestructuración de BE un precio de unas 150 GBP/kg fue acordado entre BNFL y BE, es decir, un 85 % inferior al del acuerdo original. Añade que los contratos de reprocesamiento iniciales entre BNFL y BE eran a precio de coste más un valor, lo que significa que los clientes de base sólo podían obtener el contrato de reprocesamiento si aceptaban (a prorrata) los supuestos de los costes totales del reprocesamiento más un beneficio. En este contexto, si los costes de reprocesamiento acordados con los clientes de base sólo cubren los costes a un nivel de 1 000 GBP/kg de metal pesado, esto significa que el nuevo precio acordado ahora con BE no puede en modo alguno cubrir los costes. Incluso en el caso de nuevos contratos, el precio asciende a 1 000 GBP/kg (a precios de 2003).
- (172) Así concluye que estos precios indican que BNFL no actuó como un inversor privado en una economía de mercado en sus negociaciones con BE, a menos que BNFL estuviera dispuesta a ampliar estas condiciones favorables a otros clientes.

Drax Power Limited

- (173) Drax es el mayor productor de electricidad a base de carbón en Europa Occidental. Antes formaba parte de AES Corporation, un grupo de energía estadounidense con intereses en la generación, distribución y suministro de electricidad en todo el mundo. El 5 de agosto, AES cedió el control de Drax a sus acreedores y el 30 de agosto de 2003 Drax anunció que había firmado un acuerdo exclusivo con International Power plc para participar en la reestructuración de Drax.
- (174) Según Drax, las medidas A, B y G constituyen ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE y está de acuerdo en que las medidas D, E y F no constituyen ayuda. Drax opina que la cantidad de ayuda es difícil de calcular. Por lo que se refiere a la medida A, cree que su importe podría ser considerablemente mayor que lo actualmente estimado, debido a que las responsabilidades de cierre definitivo son desconocidas en el Reino Unido y que es

poco probable que BE contribuyera a los costes de las responsabilidades nucleares. El Gobierno británico seguirá siendo siempre responsable final de las responsabilidades finales y de cierre definitivo y nunca permitirá que BE quiebre. Drax opina que la propia exención fiscal debería notificarse como ayuda.

Medidas B y C

- (175) En lo relativo a la renegociación de los contratos con BNFL, Drax creía que ningún inversor privado habría acordado nunca condiciones tan poco comerciales que desembocarían en significativas pérdidas presentes y futuras, con independencia de la cláusula de dificultades especialmente gravosas y del hecho de que BE es su mayor cliente. Está claro que la renegociación perjudicó seriamente a la posición de BNFL ya que supondrá una reducción del pago fijo del acuerdo de suministro de combustible de entre 5 y 20 millones GBP por año. Esta opinión es confirmada por el informe de cuentas 2004 de BNFL. Además, parece que incluso si BE fuera sometida a administración judicial, sus centrales continuarían funcionando y teniendo la misma necesidad de suministro de combustible y de servicios de gestión, procesamiento y eliminación del combustible agotado. La cuestión debería ser entonces si el administrador habría podido conseguir estas condiciones de BNFL. Además, BNFL podría optar a otras oportunidades empresariales si su negocio con BE se redujera. BNFL no está organizada sobre la base del principio de inversor de mercado. Por lo tanto la medida B constituye ayuda estatal.
- (176) Drax opina que el acuerdo sobre períodos de carencia de BNFL contenido en la medida C también constituye ayuda estatal puesto que BNFL no recibe intereses durante el período de carencia, a diferencia de los otros acreedores participantes.

Compatibilidad de la medida de ayuda

- (177) Drax hizo observaciones respecto a la compatibilidad del paquete de ayuda. No cuestiona el hecho de que BE sea una empresa en crisis, pero opina que la posición no cubierta de BE es enteramente debida a una decisión curiosa por parte de sus gestores de vender su negocio al por menor. Además, BE podría haber reducido sus costes cerrando algunas o todas sus centrales, porque es más caro explotarlas que cerrarlas temporalmente.

Restauración de la viabilidad

- (178) Con respecto a restaurar la viabilidad, Drax opina que el plan propuesto no es realmente un plan de reestructuración. Además, BE está y siempre estará en una posición distinta a la de sus competidores ya que continuará generando electricidad y vendiéndola en el mercado a cualquier precio y ejercerá una presión a la baja permanente sobre el precio en detrimento de los demás competidores.

(179) Drax se opone al uso por el Gobierno británico de los costes marginales a corto plazo como medida apropiada de la viabilidad de BE. La reestructuración alivia a BE de las responsabilidades por los costes principales de un productor nuclear. La decisión de una empresa sobre si es o no oportuno incorporarse a un mercado particular o continuar efectivamente compitiendo en dicho mercado se basará en si puede, durante un período razonable, cubrir sus costes medios y obtener un rendimiento razonable por su capital invertido. Este no es el caso de BE, a quien se le protege contra todos los riesgos comerciales.

Duración de la ayuda

(180) Con respecto a la duración de la ayuda, Drax opina que la financiación de responsabilidades ampliables tan lejanas en el futuro no es compatible con las Directrices. También sostiene que no se puede considerar que la ayuda operativa en curso se limite al mínimo necesario. Además, por lo que se refiere a la propia contribución de BE, Drax observa que hay incertidumbre sobre los ingresos por la venta de activos y que la contribución de BE al NLF procede de la tesorería ayudada que no puede tenerse en cuenta.

Distorsión de la competencia

(181) En lo tocante al exceso de capacidad y a la compensación a acreedores, Drax observa que el margen de capacidad del 20 % citado en la decisión de incoar el procedimiento solamente se refiere a la demanda máxima de invierno. Según NGC, el margen de capacidad por encima de la máxima media de invierno es del 20,3 %. Según Drax, sería un planteamiento racional de cualquier gestor de BE suspender parte de la capacidad de producción durante los meses de verano, lo que daría lugar a un ahorro neto.

(182) Drax cree que hay varias medidas compensatorias y/o enmiendas al plan de reestructuración que en cierta manera garantizarían que la reestructuración sea conforme a las Directrices y ofrezca compensaciones para los competidores que no reciben ayuda. Drax propone las siguientes:

- a) Sacar a BE del mercado competitivo creando un sistema de compra obligatoria de energía nuclear a un precio fijo que sería similar a la obligación aplicable a las energías renovables. BE nunca podrá ser reestructurada correctamente para poder competir en igualdad de condiciones en el mercado con empresas no ayudadas. La mejor solución, si la generación de BE no puede retirarse del mercado, es que sea separada del mercado competitivo. Debería regularse el precio de la electricidad generada por las nucleares y podría fijarse según el coste del capital y otros parámetros tradicionales de regulación de precios. Esto solventaría las preocupaciones del Gobierno británico sobre la seguridad del suministro y la seguridad nuclear y ya no habría ninguna distorsión de la competencia.
- b) Reducir la duración y reequilibrar el riesgo de los contratos de BNFL en favor de BNFL.

- c) Abandono de Eggborough.
- d) Prohibición de otras adquisiciones o de actuar como líder de mercado.
- e) Obtener un compromiso del Gobierno británico sobre el principio de ayuda única e irrepetible.

Relación entre el Tratado Euratom y el Tratado CE

(183) Drax también hizo observaciones respecto a la relación con el Tratado Euratom y opina que los Tratados CE y Euratom persiguen objetivos complementarios y no contrapuestos.

Otras partes interesadas

(184) También fueron presentados comentarios por: TUSNE [*Trade Unionists for Safe Nuclear Energy (within a Balanced Energy Policy)*] ⁽¹⁶⁾, el Sr. Robert Freer ⁽¹⁷⁾, The UK Chemical Industries Association («CIA») ⁽¹⁸⁾, John Hall Associates («JHA») ⁽¹⁹⁾, Energy Intensive Users Group («EIUG») ⁽²⁰⁾, Terra Nitrogen ⁽²¹⁾, Energywatch ⁽²²⁾, Teollisuuden Voima Oy («TVO») ⁽²³⁾, National Grid Transco ⁽²⁴⁾, Royal Academy of Engineering ⁽²⁵⁾, Enfield Energy Centre Limited («EECL») ⁽²⁶⁾, Energy Information Centre Ltd («EIC») ⁽²⁷⁾, Major Energy Users' Council Ltd («MEUC») ⁽²⁸⁾ y otra tercera parte que solicitó el anonimato.

⁽¹⁶⁾ TUSNE se describe como «una organización informal de sindicalistas que apoyan el uso civil de la energía nuclear como medio de generación de energía en el marco de una política energética equilibrada y un medio ambiente seguro y limpio».

⁽¹⁷⁾ Robert Freer es un asesor.

⁽¹⁸⁾ CIA es una asociación comercial formada por 180 empresas, entre ellas algunas de las mayores consumidoras de electricidad del Reino Unido.

⁽¹⁹⁾ JHA es una gran empresa británica que realiza análisis del mercado de la energía.

⁽²⁰⁾ EIUG es una organización que representa a grandes consumidores de energía de la industria británica.

⁽²¹⁾ Terra Nitrogen produce nitrógeno, forma parte del grupo Terra y también produce metanol. Es un consumidor importante de electricidad en el Reino Unido.

⁽²²⁾ Energywatch es un organismo público independiente que representa los intereses de los consumidores de gas y electricidad de Gran Bretaña.

⁽²³⁾ TVO es un productor finlandés de electricidad y operador de centrales nucleares.

⁽²⁴⁾ National Grid Transco es propietaria y operadora del sistema de transmisión de Inglaterra y el País de Gales. Es una empresa privada independiente de las empresas de generación y suministro.

⁽²⁵⁾ La Academia fue fundada en 1976 con el fin para promover la excelencia en ingeniería.

⁽²⁶⁾ EECL explota una turbina de gas de ciclo combinado de 396 MW al norte de Londres. Perteneció a la empresa americana Indeck Energy Services Inc.

⁽²⁷⁾ EIC es una organización independiente cuyo objetivo es proporcionar apoyo e información de mercado a las empresas que utilizan energía en el Reino Unido.

⁽²⁸⁾ Organismo que representa los intereses de aproximadamente 200 usuarios (grandes industrias, empresas comerciales y sector público) para los cuales el coste de la electricidad y el gas es un factor importante.

(185) TUSNE, Robert Freer, CIA, JHA, EUIG, Terra Nitrogen, EIC y MEUC han mostrado su preocupación por la seguridad del suministro en el Reino Unido y afirman que el cierre de las centrales nucleares de BE supondría un riesgo de cortes y sería contrario al interés de los consumidores. Algunos de ellos también subrayan que la retirada de las centrales nucleares de BE haría muy difícil cumplir el compromiso del Reino Unido con arreglo al Protocolo de Kioto puesto que son un elemento de la diversidad de las fuentes de alimentación; afirman que el coste para la economía de permitir la quiebra de BE sobrepasaría con mucho el precio de su reestructuración y que la ayuda es necesaria.

(186) El tercero número 1 (anónimo) afirma que BE utiliza el apoyo del Estado para hacerse con cuota de mercado de forma agresiva y con precios objeto de dumping. Cita casos en que BE habría ofrecido precios un 10 a 15 % inferiores a los de la competencia y afirma que tales ofertas no habrían podido sostenerse sin el apoyo del Estado y que por ello no puede alegarse que restauran la viabilidad de la empresa.

(187) TVO afirma que no debe deducirse de las dificultades experimentadas por BE que la energía nuclear no puede ser competitiva en un mercado liberalizado de la electricidad.

(188) National Grid Transco afirma que el actual margen de capacidad en Inglaterra y el País de Gales es inferior al previsto originalmente y no puede considerarse como exceso estructural de capacidad. Cita un margen de seguridad del 20 % como el nivel por encima del cual puede considerarse que existe un exceso de capacidad y prevé que el margen estará por debajo del 20 % hasta por lo menos el año 2006, en una situación optimista. Las hipótesis pesimistas estimarían la seguridad siempre por debajo del 20 %, incluso descendiendo hasta un 8,5 % en 2009. Transco concluye que si se pidiera algún cierre de centrales como medida compensatoria, debería comunicarse a los mercados con suficiente antelación (tres a cuatro años) para permitirles compensarlo.

(189) EECL afirma que todos los productores de electricidad (no sólo BE) han sufrido por los bajos precios al por mayor de la electricidad en el Reino Unido. Discrepa de la opinión de las autoridades británicas en el sentido de que los costes marginales a corto plazo deberían ser el patrón para establecer el efecto distorsionador de la ayuda, pues estos costes no reflejan la viabilidad a medio y largo plazo de una central. EECL afirma que los bajos precios del mercado de futuros son el mejor indicador de que existe un exceso estructural de capacidad en el mercado.

IV. COMENTARIOS DEL REINO UNIDO SOBRE LA INCOACIÓN DEL PROCEDIMIENTO

Medida G

(190) Las autoridades británicas informaron a la Comisión de que los impuestos locales se pagaron finalmente aplicándoles un interés normal.

Existencia de ayuda en las concesiones de BNFL a BE en las medidas B y C

Medida B

(191) Como comentario preliminar, las autoridades británicas sostienen que incluso en caso de que la Comisión concluya que la medida B contiene ayuda, la propia concepción de los contratos garantiza que cualquier beneficio derivado disfrutado temporalmente por BE sería eliminado automáticamente, con intereses, si el paquete de ayuda no es autorizado. En los nuevos contratos se prevé que no tendrán efecto permanente si el paquete de ayuda no es autorizado.

(192) El Reino Unido también presenta otros comentarios sobre la prueba del inversor privado. Afirma que BNFL actuó de la misma manera que cualquier acreedor privado, en especial, porque no puede decirse que las condiciones acordadas por BNFL sean más generosas que las que habrían sido concedidas por un acreedor privado en circunstancias comparables. El Reino Unido añade que es necesario analizar si BNFL actuó de una forma similar a los acreedores privados en la renegociación de sus contratos, según lo definido por el Tribunal de Justicia en su sentencia en el asunto DM Transport ⁽²⁹⁾.

(193) El Reino Unido sostiene que la Comisión parece haber entendido mal el curso de los acontecimientos. Según las autoridades británicas, BNFL no se opuso a la cláusula de dificultades especialmente gravosas sino que, contrariamente a lo que cree la Comisión, se mostró dispuesta a considerar las posibles enmiendas de los contratos existentes antes del anuncio de que BE había negociado con el Gobierno británico. Sin embargo, tras las discusiones con BE se puso de manifiesto que ninguna oferta comercial que BNFL pudiera razonablemente hacer podría solucionar aisladamente la crisis financiera de BE. El desarrollo de un plan de reestructuración más amplio permitió reabrir las negociaciones entre BE y BNFL y se alcanzó un acuerdo que tenía muchas semejanzas con la oferta original de BNFL. El Reino Unido considera que las acciones de BNFL son coherentes con las de un acreedor privado.

⁽²⁹⁾ Asunto C-256/97, Rec. 1999, p. I-3913.

(194) El Reino Unido añade que BNFL, como único proveedor británico comercial de servicios nucleares para el ciclo de combustible, se vería particularmente expuesta en caso de insolvencia de BE ya que no tendría ningún ingreso inmediato por almacenamiento o reprocesamiento de grandes cantidades de combustible RAG ya entregadas, y perspectivas limitadas de recuperar algo en el procedimiento de insolvencia. Habría tenido que renegociar un nuevo acuerdo de combustible agotado con el administrador judicial o el Gobierno, con una considerable incertidumbre sobre el nivel de su remuneración. Enfrentado al mismo riesgo, interrupción e incertidumbre, el Reino Unido afirma que un acreedor privado indudablemente intentaría participar en una reestructuración que habría incluido necesariamente la renegociación de sus contratos con BE para maximizar los ingresos totales y asegurar la viabilidad de BE.

(195) Además, el Reino Unido afirma que el hecho de que BNFL sea de titularidad pública no significa que sus acciones sean menos comerciales. Añade que BNFL es una sociedad anónima regida por la Ley de sociedades de 1985. Tiene un consejo de administración compuesto por ejecutivos que se ocupan de sus actividades comerciales y por directores no ejecutivos con experiencia en otras empresas del sector privado. El consejo de administración de BNFL tiene el deber de actuar de forma autónoma en interés de la empresa. El Reino Unido añade que el Gobierno británico no intervino para dirigir la toma de decisiones de BNFL incitándola a que actuara de forma no comercial.

(196) Finalmente, el Reino Unido ha presentado un análisis de las demandas de los acreedores y de los importes comprometidos en el paquete de reestructuración.

(197) Las autoridades británicas concluyen que la medida B no contiene ayuda estatal.

Medida C

(198) El Reino Unido afirma que muchos de los mismos argumentos establecidos en los considerandos 191 a 197 con respecto a la medida B se aplican igualmente a la medida C. En especial, sostiene que es necesario considerar las acciones de BNFL en el contexto de su posición excepcional como acreedor principal de BE, y de BE como su mayor cliente. Teniendo en cuenta la relación comercial a largo plazo en curso entre ambas y la importancia de las responsabilidades de BE con respecto a BNFL, no es sorprendente que la suspensión de responsabilidades con respecto a BNFL supone la mayor parte absoluta del beneficio de BE en virtud de los acuerdos sobre períodos de carencia. Un acreedor privado en la misma posición que BNFL (con la mayor exposición en caso de insolvencia de BE) tendría pocas posibilidades excepto la de actuar del mismo modo.

(199) El Reino Unido también afirma que es incorrecto contraponer los acuerdos sobre períodos de carencia de BNFL con los de los otros acreedores privados ya que sin la participación de un acreedor significativo los acuerdos en conjunto no podrían funcionar. El Reino Unido presenta una comparación de todas las deudas pendientes de pago de BE con la contribución de cada parte a los acuerdos sobre períodos de carencia y concluye que BNFL realmente contribuye menos como porcentaje de sus compromisos pendientes que la mayoría de los acreedores privados.

Dudas sobre la restauración de la viabilidad de BE en un plazo razonable

(200) Las autoridades británicas afirman que el punto 32 de las Directrices no requiere que las medidas de ayuda tengan una duración limitada sino que el plan de reestructuración tenga una duración tan corta como sea posible y que la viabilidad a largo plazo sea restaurada «en un período de tiempo razonable». Según el Reino Unido, la intención de las Directrices sería que la concesión de la ayuda sea única e irreplicable y que no debe constituir ayuda de explotación en curso. La intención es no excluir ayuda para aliviar responsabilidades a largo plazo.

(201) El Reino Unido afirma que la reestructuración será completa, que la viabilidad se recuperará en un período de tiempo razonable y que la ayuda es única e irreplicable, aunque las responsabilidades de BE lo sean a largo plazo. BE generará efectivo a partir de 2004 y registrará una tesorería anual positiva a partir de 2005. En la hipótesis realista BE retornará a la viabilidad en 2005. El plan de reestructuración tiene como finalidad asegurar que BE podrá seguir sola sin más apoyo en forma de ayudas del Gobierno británico desde la fecha de reestructuración. El plan de reestructuración demuestra que este nivel de reservas generadas por la empresa es suficiente para soportar situaciones negativas razonables y por lo tanto para asegurar la viabilidad.

(202) En lo tocante al asunto del alivio en curso de los gastos corrientes, el Gobierno británico recuerda que su compromiso solamente cubre las responsabilidades históricas derivadas de contratos, las responsabilidades de cierre definitivo y las responsabilidades para las que no existe contrato asociadas con combustible RAG agotado, todo el combustible agotado PWR y residuos operativos y otras responsabilidades derivadas. El Reino Unido afirma que las responsabilidades históricas derivadas de contratos para el combustible agotado se refieren a combustible RAG cargado en reactores antes de la fecha efectiva de reestructuración. BE tiene obligación, con arreglo a sus licencias de explotación de centrales nucleares, de gestionar ese combustible y por lo tanto incurre en costes al hacerlo. Estos costes no pueden por lo tanto evitarse.

- (203) Un argumento similar se aplica al cierre definitivo de centrales. Para cubrir estos costes BE hará contribuciones para el cierre definitivo de reactores al Nuclear Decommissioning Fund y contribuirá perceptiblemente a los costes totales de cierre definitivo.
- (204) Por lo que se refiere a las responsabilidades asociadas con el combustible RAG agotado para las que no existe contrato, el Reino Unido afirma que estas responsabilidades se refieren solamente al combustible RAG cargado en reactores antes de la fecha efectiva de reestructuración. Las responsabilidades asociadas con el combustible PWR agotado conciernen a todas las responsabilidades asociadas con el cargado en el reactor de Sizewell B. Para las responsabilidades futuras BE contribuirá con 150 000 GBP por tonelada de combustible PWR cargado en Sizewell B después de la fecha efectiva de reestructuración. El nivel de contribución se ha evaluado teniendo en cuenta costes internacionales comparables de gestión de combustible agotado con objeto de cubrir todos los costes futuros de combustible PWR. Las restantes responsabilidades para las que no existe contrato se refieren a diversos tipos de residuos distintos del combustible resultantes de la explotación de las centrales de BE y no se espera que sea significativo.
- (205) Los costes de cierre definitivo y las responsabilidades para las que no existe contrato son fijos en gran parte y hay poco margen para que BE los incremente perceptiblemente mediante el funcionamiento normal de las centrales. Además, cualquier incremento de responsabilidades derivadas de un cambio discrecional en los procedimientos operativos en beneficio de BE o resultantes del incumplimiento de una norma mínima de rendimiento tendrá que ser pagado por BE. Por otro lado es importante observar que incluso si el Gobierno pagara directamente las responsabilidades derivadas de contratos de BE, el apoyo del Gobierno para responsabilidades de cierre definitivo y responsabilidades para las que no existe contrato asume la forma de garantía supeditada. El Reino Unido afirma que la medida A no debería considerarse, por lo tanto, como un alivio en curso de gastos corrientes. El tratamiento contable de la medida A, que se justifica en el balance de BE como activo, es coherente con esta conclusión. BE no recibe una subvención porque la medida A no está de ninguna manera relacionada con sus operaciones en curso y los costes cubiertos por la medida A deberán serlo con independencia de la duración y la escala de las operaciones futuras de BE.
- (206) En cuanto a la medida B, el Reino Unido no acepta que constituya ayuda estatal.
- (207) El Reino Unido también afirma que es inapropiado poner objeciones a la medida A porque alivia a BE de parte de sus obligaciones como contaminadora. Conforme al plan de reestructuración, BE pagará los costes de contaminación de operaciones futuras y contribuirá además a los costes históricos de contaminación a través del efectivo restante y sus otras contribuciones al NLF. Sin el compromiso del Gobierno, BE sería insolvente y habría sido incapaz de pagar cualquier obligación futura como contaminadora.
- (208) El Reino Unido también reacciona ante las dudas expresadas por la Comisión en su decisión de incoar el procedimiento sobre la cuestión de si la restauración de la viabilidad de BE puede considerarse como derivada principalmente de recursos internos. El Reino Unido explica que la razón principal de la crisis actual de BE es su incapacidad para hacer frente a responsabilidades históricas inevitables y a requisitos de seguridad mínimos. A pesar de ello, el Reino Unido afirma que las medidas internas tomadas por BE no son insignificantes. Ha vendido su participación en Bruce Power y Amergen y está aplicando una reestructuración interna significativa que incluirá [...]. También ha aumentado la proporción de contratos a precio fijo a medio plazo, incluyendo contratos con grandes clientes industriales y comerciales, con objeto de limitar los riesgos de precios en el mercado al por mayor. Además, las medidas internas más significativas son su renegociación con BNFL de los contratos de suministro de combustible y gestión del combustible agotado.
- (209) Finalmente, el Reino Unido considera que las Directrices exigen un equilibrio entre las contribuciones del Estado, las contribuciones privadas y la propia contribución de la empresa pero esto no significa que la empresa deba poder funcionar sin la intervención del Estado.

Importe no limitado de la ayuda

- (210) Después de recordar porqué no es posible cuantificar precisamente los costes de las responsabilidades nucleares, las autoridades británicas afirmaron que no es necesario en este caso conocer el importe exacto de la ayuda o determinar qué medidas suponen ayuda para formarse una opinión sobre si el paquete es el mínimo necesario. El compromiso del Gobierno, que cubre categorías definidas de responsabilidades, es fundamental para el paquete de reestructuración y para restaurar la viabilidad de BE. Las autoridades británicas sostienen que el nivel de ayuda a BE es estructuralmente minimizado por la venta de activos (Bruce Power y Amergen), la reducción de responsabilidades debidas a los acreedores, la contribución continua de BE a la financiación de sus responsabilidades nucleares, otras medidas internas para reducir costes y el mecanismo por el cual BE contribuirá en el futuro con un 65 % de su tesorería libre a financiar sus responsabilidades nucleares.

Medidas compensatorias

- (211) Las autoridades británicas recordaron los argumentos presentados en la notificación, según los cuales la ayuda no tiene ningún impacto en la estructura de la competencia puesto que no repercute en los costes marginales a corto plazo de BE que determinan el funcionamiento cotidiano de una central. Recordaron, basándose en datos y comparaciones actualizados con otros Estados miembros, que el mercado no registra un exceso estructural de capacidad y que, por lo tanto, no debería imponerse ninguna medida compensatoria.

V. COMENTARIOS DEL REINO UNIDO SOBRE LAS OBSERVACIONES DE LAS PARTES INTERESADAS

- (212) En sus comentarios, las autoridades británicas se concentran en las observaciones referidas a su posición, aunque refiriéndose al mismo tiempo a otras observaciones que apoyan dicha posición.

Observaciones de Powergen

- (213) Las autoridades británicas recuerdan primero su razonamiento sobre los costes marginales a corto plazo de BE y su posición según la cual el paquete de ayuda no tendría ningún efecto en los competidores. El argumento es reforzado por cifras sobre las ofertas de BE en el mercado de venta directa que muestran que BE no tiene ningún aliciente para no maximizar su beneficio mediante precios al coste marginal. Las autoridades británicas añaden que BE no tiene ningún incentivo para abandonar centrales que no podrían recuperar sus costes variables. Al respecto presentan un análisis de costes para probar que la central Dungeness B cubre sus costes variables con supuestos razonables sobre los precios del mercado de la electricidad.
- (214) Las autoridades británicas recuerdan su opinión sobre el hecho de que no hay exceso estructural de capacidad en el mercado. Añaden que Powergen reactivó centrales durante el invierno 2003-2004, lo que indicaría que la propia Powergen considera que no hay exceso estructural de capacidad en el mercado. Las autoridades británicas recuerdan su opinión sobre la no necesidad de medidas compensatorias y comentan cada una de las medidas propuestas por Powergen.
- (215) Las autoridades británicas recuerdan su posición respecto a las medidas B y C y subrayan, en especial, que BNFL se basó en asesoramiento externo. Alegan que la posición de Powergen con respecto a estas medidas se basa en fechas incorrectas.
- (216) Con respecto a la viabilidad, las autoridades británicas impugnan la opinión de Powergen sobre la fiabilidad de las centrales de BE y presentaron a la Comisión un informe del asesor exterior con el fin de comprobar la hipótesis de viabilidad.
- (217) Finalmente, las autoridades británicas declaran, contrariamente a lo afirmado por Powergen, que si los precios de la electricidad se recuperaran, el mecanismo de recuperación garantizaría que ninguna ayuda innecesaria fuera concedida a BE.

Observaciones de Greenpeace

- (218) Las autoridades británicas no aceptan la opinión de Greenpeace de que la ayuda deba examinarse como ayuda a accionistas porque ello supondría que toda ayuda a una

empresa cotizada en bolsa sería una ayuda a sus accionistas. Las autoridades británicas observan que los accionistas de BE renuncian al 97,5 % de su capital en BE.

- (219) Las autoridades británicas declaran de nuevo que no consideran que BNFL actuara bajo presión del Gobierno al renegociar sus contratos con BE y observan que la propia relación detallada hecha por BNFL de los acontecimientos, que se envió paralelamente a la Comisión, demostraría lo contrario. El extracto del informe 2002/2003 de BE y el artículo en «The Business» relativo al fracaso de las negociaciones entre BNFL y BE de agosto y principios de septiembre de 2002 son erróneamente interpretados por Greenpeace como signo de que BNFL actuó bajo presión del Gobierno. Al contrario, demostrarían que BNFL no estaba dispuesta a participar en los planes de BE sin que otros acreedores hicieran contribuciones similares. Las autoridades británicas observan que BNFL ya había presentado los documentos internos que Greenpeace sugirió a la Comisión que requiera. Con respecto a los contratos entre BE y BNFL, que según Greenpeace están concebidos para que BNFL disponga de unos ingresos garantizados, las autoridades británicas observan que la mayoría de estos contratos se firmaron o renegociaron después de la privatización de BE y que por lo tanto no podían haber sido impuestos a BE por el Gobierno. Finalmente, las autoridades británicas indican que el nexo entre los precios de concesión y de electricidad de BNFL prueba que BNFL se comportó comercialmente, exigiendo a BE que compartiera parte de los posibles beneficios con ella y no lo contrario.
- (220) Las autoridades británicas recuerdan su opinión sobre la aplicación del principio de que quien contamina paga en este caso y consideran que Greenpeace no añade ningún nuevo hecho o argumento al respecto.
- (221) En lo relativo al impacto de la ayuda en la competencia, primero las autoridades británicas rebaten la opinión de Greenpeace de que el efecto del paquete de ayuda es mantener a un productor ineficaz en el mercado. BE no puede ser considerada como ineficaz puesto que sus costes variables se encuentran entre los más bajos del mercado y sus problemas están solamente ligados a responsabilidades históricas. Además, las autoridades británicas recuerdan su opinión de que la ayuda no distorsiona la competencia y por lo tanto no impide a ninguna empresa entrar en el mercado.
- (222) Las autoridades británicas declaran que los comentarios de Greenpeace sobre la capacidad excesiva en el mercado son incorrectos al basarse en previsiones anticuadas, interpretar erróneamente los criterios de NGTransco sobre el margen de capacidad, utilizar cifras incorrectas para el actual margen de capacidad, prever solamente la más optimista de las tres posibles situaciones futuras, e ignorar las dificultades de volver a incorporar al mercado a centrales en reserva.

- (223) Las autoridades británicas pasan a cuestionar los argumentos económicos de Greenpeace sobre el impacto para el contribuyente del posible cierre de las centrales de BE y explican que la propia Greenpeace reconoció que este cierre incrementaría los precios de la electricidad. Además, un estudio de Deloitte & Touche mostró que el cierre anticipado de una única central nuclear podía suponer costes adicionales y el de más de una incrementaría aún más los costes por las limitaciones de la central de Sellafield, que se utiliza para tratar el material radiactivo. Finalmente, las autoridades británicas mencionan que los dos informes adjuntos a los comentarios de Greenpeace (de Large & Associates e ILEX) se basan en cifras anticuadas relativas a la capacidad de NGTransco y en hipótesis muy optimistas. Adjuntan a sus comentarios unos contrainformes elaborados por George Yarrow y Tim Keyworth, de DKY Limited.
- (224) Finalmente, por todo ello las autoridades británicas no están de acuerdo con la opinión de Greenpeace de que la ayuda no es proporcionada.

Observaciones de Drax

- (225) En primer lugar, las autoridades británicas rebaten la opinión de Drax de que el paquete de ayuda muestra que el Gobierno británico nunca permitirá la quiebra de BE. Recuerdan que el paquete está sujeto a la aprobación por el Gobierno de las perspectivas de viabilidad de BE.
- (226) Con respecto a la medida A, las autoridades británicas recuerdan que su Gobierno no asumirá todas las responsabilidades de cierre definitivo de BE sino que solamente cubrirá el déficit en el NLF. Con respecto al cálculo de costes de la medida A, el Reino Unido observa que exigir que no haya absolutamente ninguna incertidumbre en su cómputo haría imposible aliviar de responsabilidades a tan largo plazo, lo que llevaría a una aplicación perversa de las normas sobre ayuda estatal e iría contra los objetivos del Tratado Euratom. Las autoridades británicas también rechazan la demanda de Drax de que el hecho de que el Gobierno británico asuma la responsabilidad última de la seguridad nuclear de conformidad con acuerdos internacionales constituye una garantía del Estado, y recuerdan que la implicación última de la Oficina Nacional de Auditoría a este respecto no es relevante puesto que es independiente del Gobierno.
- (227) Con respecto a la medida B, las autoridades británicas observan que los comentarios de BNFL contradicen la opinión de Drax de que BNFL también desaparecería si BE fuera declarada insolvente. También recuerdan que la renegociación de los acuerdos de BNFL con BE se hizo a precio de mercado. Con respecto a la medida C, las autoridades británicas indican que el no pago de intereses por BE a BNFL durante el período de carencia se debe analizar como parte de la total implicación de BNFL en el plan de reestructuración y no como un solo elemento, puesto que el paquete entero se negoció en su totalidad. En conjunto, el paquete no desfavorece a BNFL con respecto a otros acreedores de BE.
- (228) Con respecto a la medida G, las autoridades británicas recuerdan que previamente habían presentado la prueba de que BE había pagado tipos comerciales, con su correspondiente interés.
- (229) Sobre la compatibilidad del plan de reestructuración con las Directrices, las autoridades británicas rebaten la opinión de Drax de que el plan no restaurará la viabilidad de BE porque BE no cubrirá todos sus costes actuales evitables y fijos. El Reino Unido recuerda que para que BE sobreviva es necesario que sea liberada de parte de la carga del pasado (los costes fijos). Pero pronto BE será viable de nuevo puesto que no sólo podrá compensar todos sus costes en curso sino también hacer una contribución significativa a sus costes fijos del pasado. Es por lo tanto económicamente más eficaz explotar las centrales nucleares de BE para aportar cierta contribución al pago de dichos costes y adelantar el cierre de las centrales de BE conllevaría realmente más costes.
- (230) Las autoridades británicas rechazan el argumento de Drax de que la ayuda inducirá a BE a vender en el mercado a cualquier precio y alegan que, como productor básico, BE no tiene ninguna reserva de generación que podría vender mediante una rebaja del precio y que, al contrario, su interés es vender su electricidad al precio máximo. Los obligacionistas y accionistas de BE también garantizan que BE maximizará su beneficio, puesto que se beneficiarán de parte del mismo.
- (231) Las autoridades británicas también rechazan el argumento de Drax de que el plan de reestructuración dura demasiado. Explican que el requisito que establecen las Directrices es que la viabilidad de BE se restaure en un plazo razonable. Según ellas, el efecto de la medida A, que afirman que es la única que constituye ayuda estatal, aparecerá inmediatamente en el balance de BE.
- (232) En lo que respecta a la existencia de exceso de capacidad en el mercado, las autoridades británicas indican que la evaluación de Drax se basa en cifras anticuadas y en un error en el criterio que NGTransco aplica al margen de capacidad. La sugerencia de Drax de cerrar centrales nucleares en el verano sería económicamente dudosa y podría también plantear problemas de seguridad nuclear o seguridad del suministro. Las autoridades británicas han examinado cada una de las cuatro medidas compensatorias y concluyen que aplicarlas pondría en peligro el equilibrio del plan de reestructuración o afectaría a las perspectivas de viabilidad de BE.

Observaciones de la primera tercera parte anónima

- (233) Las autoridades británicas explican que el precio mencionado por el tercero (alrededor de 1 000 GBP/kgU) hace referencia a precios para contratos básicos de gestión de combustible agotado. Estos contratos básicos constituyeron el primer lote de contratos firmados por BNFL con BE o con empresas que ahora forman parte de BE. Estos contratos debían, en principio, cubrir en gran medida los costes fijos asociados a las instalaciones de tratamiento de combustible agotado de BNFL. Posteriormente, BNFL firmó con BE, o con empresas que ahora pertenecen a BE, contratos ampliados que ya no tenían que incluir un elemento de coste ligado al reembolso de costes fijos. Para estos nuevos contratos se estableció un precio de [...], es decir, mucho más bajo que el citado por la tercera parte. Cualquier comparación significativa de los precios cobrados por BNFL a BE antes y después de la renegociación de sus acuerdos debería basarse en los precios de los contratos posteriores a los básicos, que eran los válidos en aquel momento justo antes de la renegociación, en vez de en los precios de los básicos.

Observaciones de Enfield Energy Centre Limited (EECL)

- (234) Las autoridades británicas no aceptan la alegación de EECL de que el anuncio del paquete de ayuda agudizó las caídas de los precios al por mayor. Según las autoridades británicas, los precios para entrega inmediata eran volátiles antes y después del anuncio, el 9 de septiembre de 2002, de la participación del Gobierno británico en el salvamento de BE, aunque tampoco registraron una caída marcada. En cuanto a los precios futuros, fueron relativamente constantes. Finalmente, los precios futuros para contratos básicos en el verano de 2004 subieron con respecto a septiembre de 2003, a pesar del acuerdo relativo al paquete de reestructuración.
- (235) Las autoridades británicas objetan la observación de EECL de que basaron erróneamente su conclusión en la premisa de que BE decidiría si cerrar sus centrales nucleares examinando sus costes marginales a corto plazo en vez de sus costes variables. Las autoridades británicas examinaron el impacto del paquete de ayuda en los costes variables y demostraron que éstos siguieron muy por debajo de los precios futuros de mercado, que es la base correcta para que un operador decida no cerrar una instalación.
- (236) Finalmente, las autoridades británicas recuerdan sus argumentos sobre la inexistencia de un exceso de capacidad en el mercado.

Observaciones de Intergen

- (237) Las autoridades británicas se oponen a la opinión de Intergen de que podría tenerse una seguridad apropiada del suministro, incluso si BE fuera insolvente, mediante un

acuerdo con el administrador judicial. Las autoridades británicas prosiguen afirmando que las Directrices no prevén ninguna compensación monetaria del tipo que Intergen sugiere que debería recibir. Finalmente, por lo que se refiere a los diversos tipos de acuerdos entre BE y sus acreedores, incluidos, entre otros, Intergen, TFE y Centrica, las autoridades británicas indican que son acuerdos complejos negociados comercialmente antes de la reestructuración sin relación con el paquete de ayuda estatal.

Observaciones de la segunda tercera parte anónima

- (238) Las autoridades británicas han presentado información cuantitativa que demostraría que los precios de BE en el segmento de venta directa estuvieron regularmente por encima de los precios futuros al por mayor y que BE aseguró menos del 20 % del negocio ofrecido, lo que refuta la alegación de terceros de que BE ofreció precios indebidamente bajos. Las autoridades británicas recuerdan que consideran que BE, como productor básico, no tiene ningún incentivo para ofrecer precios artificialmente bajos.

VI. EVALUACIÓN

- (239) Al menos parte de las medidas en cuestión se refieren a asuntos cubiertos por el Tratado Euratom y por lo tanto tienen que evaluarse en consecuencia⁽³⁰⁾. Sin embargo, al no ser necesarias para los objetivos del Tratado Euratom ni sobrepasarlos ni distorsionar o amenazar con distorsionar la competencia en el mercado interior, deben ser evaluadas de conformidad con el Tratado CE.

1. Tratado Euratom

- (240) Las medidas consideradas, especialmente las A y B, tendrían un impacto en la financiación de las responsabilidades nucleares y el tratamiento del combustible agotado. El cierre definitivo y la gestión de residuos constituyen costes necesarios para una explotación correcta y responsable de la industria nuclear. En el contexto de esta industria, la necesidad de abordar los riesgos ligados a los peligros de las radiaciones ionizantes constituye una de sus prioridades importantes. De hecho, la Comisión observa que estos dos aspectos de la cadena nuclear son cada vez más importantes y necesarios para garantizar la seguridad de los trabajadores y la población.

⁽³⁰⁾ El artículo 305, apartado 2, del Tratado CE establece que «Las disposiciones del presente Tratado no afectarán a las estipulaciones del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea de la Energía Atómica».

(241) En este apartado concreto, el Tratado Euratom se ocupa debidamente de este objetivo mientras que, al mismo tiempo, aspira a crear las «condiciones para el desarrollo de una potente industria nuclear, fuente de grandes disponibilidades de energía [...]». Estos objetivos se reiteran en el artículo 1 del Tratado, que establece que «La Comunidad tendrá por misión contribuir, mediante el establecimiento de las condiciones necesarias para la creación y crecimiento rápidos de industrias nucleares, a la elevación del nivel de vida en los Estados miembros [...]». La importancia hoy de este objetivo se subraya en el reciente Libro verde de la Comisión «Hacia una estrategia europea para la seguridad del suministro energético» [COM(2002) 321 final, de 22 de junio de 2002]. Además, el artículo 2, letra b), del Tratado Euratom establece que para el cumplimiento de su misión la Comunidad establecerá normas de seguridad uniformes para la protección sanitaria de la población y de los trabajadores y velar por su aplicación. El artículo 2, letra e), del Tratado Euratom también establece que la Comunidad garantizará, mediante controles adecuados, que los materiales nucleares no serán utilizados para fines distintos de aquellos a que estén destinados. Sobre esta base, el Tratado Euratom establece la Comunidad Euratom y los instrumentos necesarios y la atribución de responsabilidades para lograr estos objetivos. A este respecto, y según lo confirmado por el Tribunal de Justicia, la seguridad nuclear es una competencia comunitaria ligada a la protección contra los peligros derivados de radiaciones ionizantes, establecida en el capítulo 3, artículo 30, del Tratado Euratom, relativo a la protección sanitaria y el suministro ⁽³¹⁾. La Comisión debe asegurarse de que las disposiciones de este Tratado se apliquen y para ello puede adoptar decisiones con arreglo a lo previsto en el Tratado o adoptar dictámenes si lo considera necesario.

(242) La Comisión observa que las pruebas proporcionadas por las autoridades británicas muestran que el efecto de las medidas consideradas sería, entre otros, preservar la seguridad de las centrales nucleares, garantizar una gestión segura de las responsabilidades nucleares, aumentar la seguridad del suministro manteniendo la diversidad de fuentes de combustible en Gran Bretaña y evitar emisiones de dióxido de carbono. Las secciones III y IV detallan los argumentos presentados por las autoridades británicas y por terceros a este respecto.

(243) Al evaluar esta información y especialmente al determinar si estas medidas son necesarias o corresponden a los objetivos del Tratado Euratom, la Comisión observa que las ayudas y medidas estatales abordan los riesgos ligados a la situación actual de BE y su impacto final en los objetivos referidos en el Tratado. De hecho, las autoridades británicas han decidido intervenir en apoyo de BE, entre otras razones para asegurar la continuidad de las condiciones para una industria nuclear segura, pero manteniendo al mismo tiempo las centrales en funcionamiento como fuertes recursos energéticos. Esta intervención tuvo lugar en un contexto de riesgo de quiebra del principal operador nuclear británico. La continuidad de un operador

económico específico no está directamente ligada a la continuidad de sus actividades nucleares. Sin embargo en un caso de insolvencia, los aspectos de seguridad y seguridad del suministro deben ser abordados. Por lo tanto, la Comisión entiende que las autoridades británicas han abordado estos riesgos de manera correcta y responsable y de forma compatible con los objetivos del Tratado Euratom.

(244) Las tres medidas compensatorias descritas más abajo incluso refuerzan el cumplimiento de los objetivos del Tratado Euratom asegurándose de que la intervención pública no se utiliza para fines distintos del pago de responsabilidades nucleares. Finalmente, un sistema de límites y umbrales para los tres tipos de responsabilidades históricas garantizará la disponibilidad de suficientes fondos para alcanzar estos objetivos, restringiendo al mismo tiempo la intervención al mínimo necesario para su realización.

(245) La Comisión concluye que las medidas previstas por las autoridades británicas son apropiadas para abordar la combinación de objetivos perseguidos, plenamente respaldados por el Tratado Euratom.

2. Ayuda en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE

(246) De acuerdo con el artículo 87, apartado 1, del Tratado CE, la ayuda estatal se define como la otorgada por un Estado miembro o mediante fondos estatales, bajo cualquier forma que falsee o amenace falsear la competencia, favoreciendo a determinadas empresas o mercaderías y que afecte al comercio entre Estados miembros.

(247) Es obvio que la intervención del Estado en el plan de reestructuración de BE es selectiva porque sólo favorece a una empresa.

(248) La electricidad es objeto de comercio entre el Reino Unido y otros Estados miembros mediante interconexiones con Francia e Irlanda. La electricidad ha sido objeto durante mucho tiempo de comercio entre Estados miembros y en especial desde la entrada en vigor de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad ⁽³²⁾. Según las cifras enviadas por el Reino Unido en la notificación, BE es el segundo mayor productor de electricidad en Inglaterra y el País de Gales, y el tercero en Escocia. La intervención del Estado en el plan de reestructuración puede por lo tanto afectar claramente al comercio entre Estados miembros.

(249) Tres de las siete medidas de reestructuración: la D («Paquete de reestructuración para los acreedores significativos»), la E («nueva estrategia comercial») y la F («venta de activos») no derivan de recursos públicos. Por lo tanto no pueden ser consideradas como ayuda estatal de conformidad con el artículo 87, apartado 1, del Tratado CE.

⁽³¹⁾ Decisión del Tribunal de Justicia de 10 de diciembre de 2002, asunto C-29/99.

⁽³²⁾ DO L 27 de 30.1.1997, p. 20.

- (250) La medida A, en cambio, procede de recursos públicos puesto que consiste en varios pagos o compromisos de pago del Gobierno británico. Puesto que los pagos del Gobierno británico asumirán parte de las responsabilidades nucleares que BE debería haber asumido normalmente, la medida A también supone una ventaja para BE. Teniendo en cuenta todo esto, la Comisión concluye que la medida A es una ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE. Esto no es contestado por el Reino Unido.
- (251) Las medidas B y C implican recursos de BNFL (totalmente para la medida B y en parte para la C), que es una empresa estatal. Los recursos de una empresa de propiedad estatal son recursos del Estado. En consecuencia, las medidas B y C son ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE sólo si confieren una ventaja competitiva a BE y si la concesión de esta ventaja es imputable al Estado. Como esta cuestión se planteó en la decisión de incoar el procedimiento, se analizará a fondo en la sección VI.2, letra b).
- (252) La medida G también implica recursos de las autoridades locales. Los recursos de tales autoridades constituyen recursos del Estado. La medida G es por lo tanto ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE sólo si confiere una ventaja competitiva a BE y la concesión de esta ventaja depende del Estado. Puesto que esta cuestión se planteó también en la decisión de incoar el procedimiento, se analizará a fondo en la sección VI.2, letra a).
- a) *Existencia de ayuda en la medida G*
- (253) Las autoridades británicas probaron que los impuestos locales de la medida G fueron pagados por BE con intereses utilizando el tipo de referencia y de descuento establecido por la Comisión para el Reino Unido. No hay ninguna disposición específica en la legislación británica que requiera el uso de un tipo de interés más alto en caso de que los impuestos locales sean aplazados por las autoridades locales. Por lo tanto, la Comisión considera que el tipo utilizado es una referencia apropiada para decidir si el aplazamiento del pago del impuesto ofrece una ventaja competitiva a BE. Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, la Comisión concluye que la medida G no constituye ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE.
- b) *Existencia de ayuda en las medidas B y C*
- (254) En su decisión de incoar el procedimiento, la Comisión declaró que en esa fase de su evaluación consideraba que la renegociación de los contratos entre BNFL y BE podía considerarse como ayuda estatal. Esto se basaba en el hecho de que BNFL, una empresa estatal, anunció que estaba dispuesta a modificar las condiciones comerciales de sus contratos existentes con BE solamente una vez que ésta anunció la apertura de negociaciones con el Gobierno británico para obtener ayuda financiera. Parecía dudoso que estos contratos se renegociaran a precio de mercado. La Comisión llegó a las mismas conclusiones preliminares por lo que se refiere a la medida C.
- (255) Utilizando los datos que recopiló desde la incoación del procedimiento, la Comisión ha realizado un análisis más profundo sobre si las medidas B y C cumplen los criterios para ser consideradas como ayuda estatal, y en especial si conllevaron una ventaja competitiva para BE. Así llegó a las siguientes conclusiones:
- En lo tocante a la medida B
- (256) La medida B consiste en la renegociación de contratos entre BNFL, una empresa estatal, y BE. La Comisión ha examinado si la medida B otorga una ventaja a BE que ningún operador privado habría concedido a esta empresa en crisis en circunstancias similares. Es decir, la Comisión ha considerado si BNFL actuó de conformidad con el principio de un acreedor en una economía de mercado al aceptar la medida B.
- (257) Para ello la Comisión examinó en especial si la renegociación de los contratos de BNFL con BE se hizo a precio de mercado y si las concesiones hechas por BNFL eran de naturaleza comercial.
- ¿Actuó BNFL de conformidad con el principio de un acreedor privado?
- (258) La primera cuestión que la Comisión tiene que considerar es si los nuevos acuerdos entre BNFL y BE se negociaron a precio de mercado. Hay que recordar que BNFL es el mayor acreedor de BE y que BE es el cliente más grande de BNFL. Por ello la Comisión ha examinado si las condiciones aceptadas por BNFL podrían haber sido aceptadas por un operador privado que se encontrase en una posición similar. En el contexto de un proveedor enfrentado con las dificultades de su principal cliente, esto consiste en comprobar si BNFL actuó como un acreedor privado diligente que intenta maximizar las posibilidades de recuperar sus inversiones⁽³³⁾.
- (259) La Comisión ha examinado los informes pertinentes de los asesores legales y financieros de BNFL y extractos de las reuniones del consejo de administración de BNFL, presentados por la empresa.
- (260) Primero, la Comisión observa que BNFL ya pidió a sus asesores que consideraran su posición con respecto a BE a principios de 2002, cuando BE invocó por primera vez la cláusula de dificultades especialmente gravosas de sus acuerdos con BNFL. No fue posible alcanzar una conclusión definitiva de que se cumplieron efectivamente las condiciones de dicha cláusula pero su consejo de administración dio instrucciones a BNFL para considerar posibles acuerdos para abordar las dificultades de BE, bajo la condición explícita de que cualquier acuerdo debería ser comercialmente ventajoso para BNFL.

(33) Véase la sentencia del Tribunal de 29 de abril de 1999 en el asunto C-342/96, Reino de España contra Comisión de las Comunidades Europeas, Rec.[1999] I-2459.

- (261) Los informes presentados por BNFL, que fueron escritos en aquella época, ilustran la situación particular de BNFL como acreedor y proveedor de BE y analizan el impacto de la insolvencia de BE. Concluyen que teniendo en cuenta su gran exposición, una reestructuración solvente redundaría en interés de BNFL, pero no a toda costa. Por lo tanto definen un paquete propuesto de concesiones a BE y seguir la evolución del paquete durante las negociaciones con BE. Gracias a estos informes se ve claramente que durante estas negociaciones, BNFL mantuvo siempre su idea inicial de intentar preservar mejor su interés evitando que BE fuera puesta bajo administración judicial, pero no a cualquier coste y mediante un acuerdo equilibrado.
- (262) Las autoridades británicas afirman que los acuerdos renegociados de BNFL deben considerarse como un paquete y compararse con la posición que BNFL habría tenido si BE fuera declarada insolvente, en vez de seleccionar elementos individuales. Los informes presentados por las autoridades británicas y por BNFL concluyen que el acuerdo final es más ventajoso para BNFL que cualquier situación de insolvencia.
- (263) Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, la Comisión ha llegado a la primera conclusión de que, en caso de insolvencia de BE, BNFL quedaría situada en una situación muy incierta y probablemente desaventajada.
- (264) Es verdad que la insolvencia de BE no significaría automáticamente que todas sus centrales nucleares serían inmediatamente cerradas ni ello afectaría completamente a la necesidad de cierre definitivo de las centrales existentes y la gestión del combustible histórico agotado.
- (265) Pero en el caso de insolvencia de BE, la Comisión considera que BNFL habría estado en una posición más difícil para negociar con cualquier hipotético sucesor de BE sobre la explotación de las centrales o su cierre definitivo. Esto habría implicado muchos riesgos e incertidumbres, que un inversor privado tiene que tener en cuenta al considerar la renegociación de acuerdos, en especial con su cliente principal. El hecho de que los asesores de BNFL estudiaran cuidadosamente esta alternativa es un indicio claro de que BNFL tuvo debidamente en cuenta estos hechos.
- (266) Intentar lograr una reestructuración solvente de BE redundaba por lo tanto en el interés comercial de BNFL.
- (267) Después de establecer esta conclusión inicial, la Comisión consideró el impacto de los acuerdos renegociados sobre los ingresos de BNFL en vista, en especial, de los comentarios de terceros, para comprobar en términos más microeconómicos si estos acuerdos renegociados podrían haber sido aceptados por una empresa privada en una posición similar.
- (268) En cuanto a la gestión del combustible agotado, las obligaciones se reparten entre responsabilidades históricas y futuras.
- (269) En cuanto a las responsabilidades históricas sobre combustible agotado, en virtud de la medida A del plan de reestructuración, el Gobierno británico se hará cargo de todas estas responsabilidades, que le serán transferidas desde BE ⁽³⁴⁾.
- (270) Con respecto a la gestión futura del combustible agotado, se modificaron los acuerdos existentes. BNFL ha presentado el siguiente cuadro sobre los nuevos acuerdos de gestión del combustible agotado, que muestra que BE pagará a BNFL mediante una escala móvil. Los datos en cursiva han sido añadidos por la Comisión:

Cuadro 7

Nuevos precios de los acuerdos de gestión del combustible agotado

Precio de electricidad de producción ⁽³⁵⁾ en GBP/MWh a precios de 2003	Importe por unidad de descuento/recargo en GBP/MWh a precios de 2003 (en comparación con los contratos originales)	Importe neto por unidad de pago por combustible agotado GBP/MWh a precios de 2003	Pago en GBP/kgU ^(*)
14,8 y menos	- 0,6	[...]	
15	- 0,5		
16	0		
17	0,5		
18	1		
19	1,5		
20	1,75		
21 y más	2,0		

(*) Determinado sobre la base de que la eficacia de BE resulta en [...] GBP/MWh, equivalente a [...] GBP/kgU.

⁽³⁴⁾ Incluidas todas las responsabilidades de eliminación final del combustible histórico agotado.

⁽³⁵⁾ El precio de la electricidad producida refleja el valor de la electricidad básica negociado con arreglo al NETA.

- (271) Es importante observar que los descuentos y recargos del *cuadro 7* son comparables a los acuerdos de gestión del combustible agotado vigentes justo antes de la reestructuración, y no a acuerdos más antiguos. Este es el criterio para comparar el análisis de las concesiones a BE, puesto que esto representa lo que BNFL habría recibido de BE si BE no hubiera entrado en crisis. En cambio, comparar los nuevos acuerdos con los contratos más antiguos, como los iniciales, básicos, a los que se refiere la parte tercera anónima número 1, no tendría ningún sentido para analizar las concesiones reales hechas por BNFL durante la negociación del plan de reestructuración.
- (272) El *cuadro 7* muestra que si el precio de la electricidad producida es inferior al precio de base de 16 GBP/MWh, BNFL concederá una rebaja a BE en comparación con los acuerdos de gestión de combustible agotado anteriores a la reestructuración. Si el precio es superior, se pagaría a BNFL un recargo con respecto a los pagos recibidos con arreglo a los acuerdos originales de gestión del combustible agotado.
- (273) Según lo observado en el considerando 270, los importes que BNFL recibe por la gestión y eliminación del futuro combustible agotado dependen de los precios británicos al por mayor de la electricidad. Tal disposición no puede ser considerada en sí misma como no comercial sino que es bastante usual en el sector, donde los implicados comparan los riesgos ligados a las posibles grandes fluctuaciones de precios.
- (274) Para comprobar si estos niveles de precios podrían haber sido aceptados por una empresa privada, la Comisión comprobó hasta qué punto permitirían que BNFL cubriera sus costes variables teniendo en cuenta la evolución prevista de los precios de la electricidad. Enfrentada a la posibilidad de perder un cliente crucial como lo es BE para BNFL, una empresa privada estaría dispuesta a disminuir sus precios hasta los costes que podría evitar eliminando actividades. Estos costes son precisamente los costes variables.
- (275) En este caso, en virtud de los nuevos acuerdos de gestión del combustible agotado, BNFL recibirá la titularidad del combustible agotado cuando lo entregue BE. Esto significa que la eliminación final de este combustible tendrá que ser realizada por BNFL, lo que no ocurría en los acuerdos previos ⁽³⁶⁾. Puesto que esta es una carga adicional para BNFL con respecto a los acuerdos previos, no es posible basarse simplemente en la comparación entre pagos previos y nuevos y concluir que BNFL recupera sus costes variables tan pronto como el precio al por mayor de la electricidad sobrepase los [...] GBP/MWh. Por otra parte, los nuevos acuerdos relativos al combustible agotado no prescriben la forma en que BNFL debe manejar este combustible, del que es titular. BNFL puede elegir si desea reprocesar el combustible antes de su eliminación final o no.
- (276) Es necesario un análisis ulterior basado en los costes variables reales para BNFL, incluido el de eliminación final del combustible agotado.
- (277) La Comisión pidió a las autoridades británicas que le facilitaran una descripción detallada de estos costes. La documentación así proporcionada indica que BNFL cubrirá sus costes variables tan pronto como los precios de la electricidad superen una gama de entre [...] y [...] GBP/MWh, dependiendo de si BNFL introduce disposiciones que contemplen el riesgo. La leve diferencia con la cifra de [...] GBP/MWh citada en el considerando 275 se debe principalmente a que las piscinas de almacenamiento de larga duración ya existen en las instalaciones de BNFL y actualmente se usan para almacenar combustible antes de su reprocesamiento [...].
- (278) Para verificar esta evaluación en forma cruzada, la Comisión ha comparado los costes variables computados por las autoridades británicas con los comunicados por otra fuente.
- (279) Greenpeace publicó en su sitio internet un informe de Gordon MacKerron, de National Economic Research Associates ⁽³⁷⁾, que cita cifras de 200 USD/kgU (110 GBP/kgU ⁽³⁸⁾) para el almacenamiento temporal de combustible agotado y de 400 USD/kgU (220 GBP/kgU) para el almacenamiento final. Según el autor del informe, las cifras se sacaron de un estudio estadounidense ⁽³⁹⁾. Existen muchas diferencias entre los tipos de reactores estadounidenses (primarios LWR) y los de BE. Además, en el informe no queda claro si los costes a los que se hace referencia son variables o si incluyen elementos de costes fijos, que no estarían contemplados en subsiguientes análisis. También dependen en gran medida de los tipos de descuento puesto que la mayor parte de los costes últimos de eliminación se incurrirán en un futuro lejano. No obstante, la Comisión ha utilizado estas cifras porque consideró que las publicadas por un tercero eran una referencia pertinente para una comparación con las enviadas por las autoridades británicas.
- (280) Teniendo en cuenta las cifras citadas en el considerando 279, el precio de la electricidad por encima del cual BNFL podría recuperar sus costes sería de [...] GBP/MWh. Estos datos deben compararse con la evolución anticipada de los precios de la electricidad.

⁽³⁶⁾ Hasta hoy BE no ha eliminado definitivamente ninguno de su combustible agotado debido a que no se ha definido todavía la forma en que se realizará esta operación en el Reino Unido.

⁽³⁷⁾ Informe disponible en el sitio internet de Greenpeace UK: <http://www.greenpeace.org.uk/MultimediaFiles/Live/FullReport/6273.pdf>.

⁽³⁸⁾ Utilizando el mismo índice de conversión de 1 GBP = 1,82 USD que en el informe.

⁽³⁹⁾ M. Bunn y otros: *The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel*. Informe final, diciembre de 2003.

- (281) El criterio apropiado para esta comparación es la evolución de los precios de la electricidad ahora y en el futuro, según lo esperado por BNFL cuando se negociaron los nuevos acuerdos entre BNFL y BE. Es en ese contexto potencial en el que BNFL evaluó el valor de sus concesiones a BE.
- (282) En los documentos proporcionados por BNFL parece constatar que las expectativas generales eran que los precios seguirían estando en un futuro próximo en la gama de 16 a 19 GBP/MWh y que luego aumentarían hasta niveles más viables.
- (283) En su evaluación de las condiciones finales del plan, BNFL utilizó cuatro posibles hipótesis. Sólo la más pesimista de ellas contemplaba precios de la electricidad que permanecerían regularmente por debajo de 17 GBP/MWh, alcanzando solamente unos 16,5 GBP/MWh a medio plazo. Las otras tres asumían que dichos precios alcanzarían valores de unas 18 GBP/MWh tan pronto como en 2007, para luego subir poco a poco hasta unas 19,5 a 23 GBP/MWh.
- (284) La evaluación por BNFL de la renegociación de sus acuerdos con BE fue hecha por lo tanto en un contexto de previsiones de evolución de precios que eran tales que, incluso en los supuestos más pesimistas, permitirían recuperar sus costes variables según su valoración interna, y que en todos los casos menos en el escenario más pesimista, los precios le permitirían recuperar sus costes variables según lo estimado por Gordon MacKerron.
- (285) La evolución real de los precios de la electricidad fue finalmente más alta que incluso la más optimista de las cuatro situaciones utilizadas por BNFL. Así, varios organismos de control de los precios informaron de valores superiores a 20 GBP/MWh para precios básicos de invierno en un futuro próximo, incluso alcanzando cifras tan altas como 27 GBP/MWh ⁽⁴⁰⁾. En cuanto a los precios de verano, un valor de unos 20 GBP/MWh ha sido comunicado por los mismos organismos. Por ello, las situaciones utilizadas por BNFL fueron en general bastante pesimistas.
- (286) Se puede concluir de esto que BNFL esperaba poder cubrir sus costes variables gracias a los nuevos acuerdos, a pesar de que asumiría los costes de eliminación final del combustible agotado.
- (287) Del mismo modo, el análisis de los nuevos acuerdos de suministro de combustible, que son mucho más simples porque contienen una carga variable que no se actualiza en función de los precios de la electricidad, muestra que BNFL cubrirá en todos los casos sus costes variables de suministro de combustible.
- (288) Por lo tanto, un examen profundo de los costes variables no permite sugerir que BNFL actuara de forma no comercial. Al contrario, la evolución real de los precios de la electricidad sugiere que BNFL podría muy bien mejorar su posición en comparación con la situación previa aunque mostrando al mismo tiempo suficiente flexibilidad para permitir a su cliente principal seguir en el mercado.
- ¿Recibió BNFL un trato igual al de los acreedores privados?
- (289) Después de examinar la renegociación desde un punto de vista microeconómico, la Comisión ha evaluado si BNFL recibió un trato en pie de igualdad con el de los acreedores privados de BE. En este segundo paso del análisis, la Comisión ha examinado si las concesiones hechas por BNFL son similares a las de los acreedores privados.
- (290) La información presentada por el Reino Unido y BNFL muestra que:
- incluso si BNFL fijó condiciones con BE antes de la negociación por BE de condiciones individuales con cada uno de sus acreedores importantes, exigió incluir una cláusula que permitía retirar las concesiones sugeridas en caso de que se ofrecieran a cualquier otro acreedor condiciones más favorables que a BNFL;
 - en todo el proceso de negociación, BNFL comprobó siempre que se pediría a otros acreedores privados de BE que contribuyeran de forma comparable a la de BNFL;
 - una comparación cuantificada detallada de las demandas de los acreedores y de los importes comprometidos en el paquete de reestructuración finalmente acordado muestra que en relación con otros acreedores BNFL ha renunciado a una proporción más pequeña de compromisos pendientes. Debe también considerarse a este respecto que BNFL no tenía garantizada su deuda con ninguno de los activos de BE.
- (291) Por lo tanto la Comisión concluye que BNFL fue tratada en pie de igualdad con respecto a los acreedores privados. Esto indica además que durante la negociación del plan de reestructuración BNFL no se comportó de forma diferente a los acreedores privados.
- ¿Actuó BNFL independientemente del Gobierno británico?
- (292) La Comisión considera que la anterior conclusión prueba suficientemente que BNFL actuó de conformidad con el principio del acreedor en una economía de mercado y que por lo tanto la medida B no implica ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE.

⁽⁴⁰⁾ En julio de 2003, Argus informó sobre el contrato básico del invierno 2003/2004 en 20,96 GBP/MWh. El 7 de agosto de 2003, UKPX informó sobre precios de contratos futuros de carga básica para el mismo período de 22,55 GBP/MWh. Ese mismo día, UKPX, sobre contratos futuros de carga básica para el verano 2006 de 20,50 GBP/MWh y sobre el precio acordado para el invierno 2006, de 27,15 GBP/MWh. Fuente: Argus y UKPX citados en el informe Frontier Economics: *Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain*, agosto de 2003, anexo a las alegaciones de BE.

(293) Por otra parte, la Comisión considera que en el presente caso no hay ningún tipo de indicio de imputabilidad al Estado del comportamiento de BNFL. La condición de imputabilidad fue recordada por el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas en su sentencia Stardust ⁽⁴¹⁾, en la que sostuvo que no puede suponerse automáticamente que una medida sea ayuda estatal porque la tomó una empresa pública. No es suficiente que el organismo que concede la ayuda sea una empresa pública en el sentido del artículo 2, apartado 1, letra b), de la Directiva 80/723/CEE de la Comisión, de 25 de junio de 1980, relativa a la transparencia de las relaciones financieras entre los Estados miembros y las empresas públicas ⁽⁴²⁾. El hecho de que los poderes públicos puedan ejercer directa o indirectamente una influencia dominante no prueba que realmente la ejerzan en un caso dado. Según lo explicado por el Abogado General Jacobs en su dictamen en el asunto Stardust ⁽⁴³⁾, la imputabilidad al Estado de una medida de ayuda adoptada por una empresa pública puede deducirse de un conjunto de indicios de las circunstancias del caso y del contexto en que se tomaron las medidas. El Abogado General ofrece una lista de hechos y circunstancias que podrían tenerse en cuenta como prueba de que la medida se tomó a instancias del Estado: la escala y naturaleza de la medida, el grado de control que el Estado ejerce sobre la empresa pública en cuestión y una práctica general de utilizar dicha empresa para fines distintos de los comerciales o de influir en sus decisiones.

(294) Sobre la base de las alegaciones del Gobierno británico y de terceros, la Comisión ha examinado si la medida B (y la C) podría ser atribuible a la conducta del Estado. Para ello tuvo en cuenta el hecho de que BNFL decidió mucho antes de que se conociese públicamente la grave situación financiera de BE y mucho antes de que el Gobierno del Reino Unido anunciara su papel en una reestructuración potencial solvente, que redundaba en su mejor interés hacer concesiones para asegurar la solvencia en curso de BE. Desde un punto de vista cronológico, no hay pruebas de que la renegociación tuviera lugar a instancias del Estado. Al contrario, el hecho de que BNFL finalmente no aceptara participar en el plan de reestructuración antes de que el Gobierno británico anunciara su implicación puede verse como prueba de que BNFL no estaba dispuesta a salvar a BE a toda costa y prefería esperar a la intervención del Estado, como los demás acreedores.

(295) La Comisión también tuvo en cuenta que según la legislación británica, es la obligación fiduciaria de los directores de BNFL actuar en el mejor interés comercial de BNFL para maximizar el valor y minimizar la exposición financiera sobre la base de la información disponible por ellos en el momento pertinente. Esto se refleja en los extractos de las actas de las reuniones del consejo de administración a las que la Comisión ha podido acceder.

⁽⁴¹⁾ Véase la sentencia del Tribunal de 16 de mayo de 2002 en el asunto C-482/99, República Francesa contra Comisión de las Comunidades Europeas, Rec. 2002], p. I-04397, apartado 24.

⁽⁴²⁾ DO L 195 de 29.7.1980, p. 35. Directiva cuya última modificación la constituye la Directiva 2000/52/CE (DO L 193 de 29.7.2000, p. 75).

⁽⁴³⁾ Dictamen del Abogado General Jacobs en el asunto C-482/99, República Francesa contra Comisión, Rec. 2002, p. I-04397.

Conclusión

- (296) Sobre la base de todos estos elementos, la Comisión concluye que la medida B no constituye ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE.

Medida C

- (297) La medida C consiste en períodos de carencia para pagos debidos a BNFL y a varios acreedores financieros significativos de BE durante un período que comienza el 14 de febrero de 2003 y concluye no antes del 30 de septiembre de 2004. A diferencia de otros acreedores participantes, BNFL no recibirá intereses durante el período de carencia.

Evaluación por la Comisión

- (298) Sobre la base de la información disponible, la Comisión observa que los informes de los consejeros financieros de BNFL, elaborados en el momento en que BNFL negociaba con BE, concluyen que en su parte del paquete de reestructuración BNFL no ha concedido más en conjunto que otros acreedores, como lo muestra una comparación de la contribución de cada acreedor significativo. Según lo mencionado en el considerando 290, BNFL no tenía como garantía ninguno de los activos de BE.

- (299) Además, la Comisión concluye que aceptar no exigir el pago de intereses para preservar la opción acordada de reestructuración solvente se ajusta al comportamiento de un acreedor privado que quiere asegurarse de que opta por la mejor opción comercial disponible. El análisis de los asesores financieros y jurídicos de BNFL muestra que la exigencia de renegociar las condiciones de la carencia habría puesto en peligro el conjunto de los acuerdos con BE y, sobre todo, la solvencia de BE como tal. El riesgo habría sido significativo porque exigir el pago de intereses habría llevado a BE a la insolvencia, lo que BNFL pensaba que no sería favorable a sus intereses. Para renunciar a estos intereses BNFL ha actuado de forma coherente con la conducta de un acreedor privado que desea garantizar los mejores ingresos posibles.

- (300) Para finalizar, la Comisión no pudo establecer que la parte de la medida C que implicaba a BNFL fuera imputable al Estado, por las razones establecidas en la evaluación de la medida B en los considerandos 256 a 296.

- (301) Por lo tanto, la Comisión ha llegado a la conclusión de que la medida C no contiene ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE.

3. Evaluación de la compatibilidad de conformidad con el Tratado CE

- (302) El artículo 87, apartado 1, del Tratado CE establece el principio general de prohibición de ayudas estatales en la Comunidad.

- (303) El artículo 87, apartados 2 y 3, del Tratado CE establece excepciones a la incompatibilidad general establecida en el apartado 1.

- (304) Las exenciones del apartado 2 no se aplican en este caso porque las medidas de ayuda no tienen carácter social ni se conceden a consumidores individuales, no reparan perjuicios causados por desastres naturales o por otros acontecimientos de carácter excepcional y no favorecen a determinadas regiones de la República Federal de Alemania afectadas por la división de ese país.
- (305) Otras exenciones se establecen en el artículo 87, apartado 3, del Tratado CE. Las exenciones de las letras a), b) y d) de dicho apartado no son aplicables en este caso porque la ayuda no favorece el desarrollo económico de regiones en las que el nivel de vida es anormalmente bajo o en las que exista una grave situación de subempleo, no fomenta la realización de un proyecto importante de interés europeo común ni pone remedio a una grave perturbación en la economía de un Estado miembro, y no promueve la cultura ni la protección del patrimonio.
- (306) Solamente la exención del artículo 87, apartado 3, letra c), del Tratado CE puede aplicarse. Autoriza ayudas estatales destinadas a facilitar el desarrollo de determinados sectores económicos, siempre que no altere las condiciones de los intercambios en forma contraria al interés común.
- (307) En las Directrices la Comisión explicó las condiciones previas para un ejercicio favorable de sus poderes de evaluación de conformidad con el artículo 87, apartado 3, letra c), en casos como este.
- (308) En su decisión de incoar el procedimiento, la Comisión expresó varias dudas sobre la compatibilidad del plan de reestructuración con las Directrices. Estas dudas se recordaron en la sección 2.3 anterior. Las siguientes secciones presentan la evaluación y las conclusiones finales de la Comisión sobre cada una de esas dudas.
- a) *Sobre la restauración de la viabilidad de BE*
- (309) La concesión de la ayuda de reestructuración requiere un plan de reestructuración factible, coherente y de envergadura capaz de restaurar la viabilidad a largo plazo de la empresa en un período de tiempo razonable y sobre la base de supuestos realistas. Con arreglo al punto 32 de las Directrices, la mejora de la viabilidad debe resultar principalmente de medidas internas contenidas en el plan de reestructuración y sólo podrá guiarse por factores externos, como el aumento de los precios o de la demanda, sobre los que la empresa no ejerza gran influencia cuando las presunciones sobre el mercado que sirvan de base gocen de reconocimiento general.
- (310) El punto 33 de las Directrices requiere que el Estado miembro presente un plan de reestructuración que describa las circunstancias que originaron las dificultades de la empresa y considere hipótesis optimistas, pesimistas e intermedias. El punto 34 de las Directrices añade que el plan debe establecer un cambio que permita que la empresa, finalizada la reestructuración, cubrir todos los costes, incluidos los relativos a la amortización y las cargas financieras y generar un mínimo rendimiento del capital, de forma que la empresa pueda competir en el mercado sobre la base de sus propios recursos.
- (311) En su decisión de incoar el procedimiento, la Comisión planteó varias cuestiones sobre la restauración de la viabilidad de BE. Estas dudas se basaron en dos observaciones. En primer lugar, los plazos de ciertos elementos de las medidas A y B no parecen limitados, lo que planteó dudas sobre si el plan de reestructuración permitiría a BE enfrentarse de nuevo por sí misma a la competencia en un plazo razonable. En segundo lugar, parece que el plan de reestructuración no incluía suficientes medidas internas de BE.
- Duración de la ayuda*
- (312) Las dudas de la Comisión están relacionadas en especial con las medidas A y B. Teniendo en cuenta la gran duración de la medida A y la naturaleza ampliable de la medida B, la Comisión se preguntó si la ayuda de reestructuración en favor de BE no se concedió en forma de subvención en curso que sería contraria a los requisitos de las Directrices. Esta preocupación fue compartida por terceros, tales como Drax.
- (313) En cuanto a la medida B, la Comisión llegó a la conclusión de que no contiene ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE. Por lo tanto, el problema relacionado con la naturaleza ampliable de la medida B ya no es pertinente.
- (314) Por lo que se refiere a la medida A, la Comisión estaba preocupada porque los costes relacionados con el cierre definitivo de las centrales nucleares podrían perdurar hasta el año 2086 y porque la financiación de los costes asociados con la gestión del combustible PWR agotado cargado en el reactor Sizewell B de BE era también ampliable.
- (315) Con respecto a los costes de cierre definitivo, la Comisión observa que se producirán en el futuro pero se refieren a la construcción de centrales nucleares que tuvo lugar en el pasado. La Comisión acepta el argumento británico de que no es posible cuantificar con precisión el importe necesario para el cierre definitivo teniendo en cuenta la falta de precedentes para centrales RAG y el hecho de que se hará en un futuro lejano y que para entonces la tecnología habrá evolucionado. Además, el Gobierno británico afirma que los costes de cierre definitivo son ya en gran parte fijos y que cualquier aumento de las responsabilidades derivado de un cambio discrecional de los procedimientos operativos en beneficio económico de BE o resultantes de una infracción de la norma de rendimiento mínimo tendrá que ser pagado por BE. Además es importante recordar que la intervención del Estado está prevista en caso de déficit de financiación a través del NLF.

- (316) Teniendo en cuenta la naturaleza particular de la industria nuclear, que no permite manipular el material radiactivo antes de que su índice de radiación alcance niveles más seguros, y el calendario inevitable de financiación de las responsabilidades de cierre definitivo, la Comisión concluye que la parte de la medida A relativa a dichas responsabilidades no puede calificarse como subvención a BE en curso puesto que están definidas y se refieren a costes ya contraídos. En el balance de BE se ha adoptado ya una disposición para estos costes. La Comisión concluye además que el pago fuera de plazo de la ayuda ligada a estos costes no puede considerarse como posponer para más adelante la restauración de la viabilidad.
- (317) Con respecto a la financiación por el Estado de la gestión del combustible PWR cargado en Sizewell B, la Comisión recuerda que BE contribuirá al NLF con un importe de 150 GBP/kgU después de la fecha efectiva de reestructuración.
- (318) Este valor es ciertamente más bajo que los costes totales de gestión del combustible PWR agotado, incluida su eliminación final. Este coste total fue calculado por la propia BE en sus cuentas 2001/2002 en 240 GBP/kgU. El hecho de que solamente parte de estos costes esté cubierta por los pagos de BE al NLF confirma que la contribución de NLF a la gestión de este combustible contiene ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE.
- (319) Para decidir si esta ayuda es ampliable, la Comisión debe determinar el desglose de los costes totales entre variables y fijos.
- (320) Los costes fijos son irrecuperables. Por lo tanto es económicamente racional que una empresa actúe mientras pueda cubrir sus costes variables, de modo que pueda compensar la mayor parte posible de los costes irrecuperables. Por ello, conceder ayuda para costes fijos ofrece claramente una ventaja a la empresa beneficiaria al desplazar su umbral de rentabilidad. Para las empresas que se enfrentan a dificultades ello pretende precisamente ayudarlas a volver a la viabilidad más rápidamente. Pero como la empresa actuaría en todo caso tan pronto como cubriera sus costes variables, la ayuda para cubrir los costes fijos no resulta en prolongar artificialmente la vida de la empresa. Por lo tanto, tal ayuda no es ampliable.
- (321) En cambio, la ayuda dirigida a cubrir los costes variables pretende mantener artificialmente en funcionamiento una empresa que de otro modo no tendría ninguna razón económica para prolongar sus actividades. Tal ayuda es ampliable al garantizar la viabilidad de la empresa solamente si no es limitada en el tiempo.
- (322) Las autoridades británicas han indicado que de los costes de 240 GBP/kgU mencionados en el considerando 318, unas [...] GBP/kgU eran variables. Los costes restantes están sobre todo relacionados con los fijos ligados a la construcción del depósito final tanto para el combustible PWR agotado histórico como futuro, que estará situado en la central Sizewell B y se prevé que esté en funcionamiento a finales del presente siglo, lo que, teniendo en cuenta los efectos de descuento, explica el valor relativamente pequeño de estos costes con respecto a los costes en otros países.
- (323) Las cifras recogidas en el informe de Gordon MacKerron citado en la nota 38 no pueden utilizarse a efectos de hacer una comprobación cruzada de esta estimación puesto que el informe no indica en qué medida incluyen costes fijos.
- (324) Para verificar la evaluación de las autoridades británicas, la Comisión ha utilizado la información pública disponible sobre el programa nuclear finlandés, que es uno de los programas nucleares más transparentes del mundo. Al igual que los residuos de Sizewell, los producidos por las nucleares finlandesas no serán reprocesados antes de que sean eliminados definitivamente. Los costes de gestión del combustible agotado finlandés son estimados por la empresa finlandesa responsable de su eliminación en 325 EUR/kgU (217 GBP/kgU⁽⁴⁴⁾), de los cuales 217 (145 GBP/kgU) se refieren a costes variables⁽⁴⁵⁾.
- (325) La Comisión observa que estas cifras son similares a las facilitadas por las autoridades británicas. La Comisión considera que confirman el indicio de que un pago de 150 GBP/kgU es suficiente para cubrir los costes variables de gestión del combustible agotado, más una parte de los costes fijos correspondientes.
- (326) Por todo ello la Comisión concluye que el plan de reestructuración no incluye una subvención en curso para BE y que su duración es compatible con las Directrices teniendo en cuenta las especificidades de la industria nuclear y las obligaciones del Reino Unido de conformidad con el Tratado Euratom⁽⁴⁶⁾.

Contenido del plan de reestructuración

- (327) La Comisión observa que el Gobierno británico ha presentado un plan detallado que contiene un estudio de mercado e hipótesis positivas, negativas e intermedias, de acuerdo con el punto 33 de las Directrices. Además, ha facilitado un análisis detallado de tesorería actualizado a julio de 2004.

⁽⁴⁴⁾ Utilizando un tipo de cambio de 1 GBP = 1,5 EUR.

⁽⁴⁵⁾ Fuente: sitio de Posiva Oy (www.posiva.fi). Este cálculo se basa en los costes por kg del combustible agotado. Traducir este valor en toneladas por uranio (cargado antes del uso) puede reducir muy ligeramente los costes reales puesto que los elementos combustibles agotados también incluyen una pequeña parte de material distinto del uranio en espaciadores y tubos.

⁽⁴⁶⁾ Véase también la sección VI.1.

- (328) El plan describe detalladamente el origen de las dificultades de BE y las medidas que han sido introducidas o se introducirán según lo resumido ya en la sección II.2, letra c), de la presente Decisión. El plan de reestructuración prevé la ejecución de una nueva estrategia comercial (medida E) que intenta cubrir la posición de BE. Al asegurarse más ventas a precio fijo a medio plazo, BE quiere reducir la volatilidad de los flujos de efectivo y reforzar su viabilidad a largo plazo. También reducirá su exposición a los precios al por mayor de la electricidad en el Reino Unido pero manteniendo un acceso fiable al mercado mediante una mezcla de condiciones contractuales, acceso a una producción flexible gracias a Eggborough y ventas directas a las empresas centradas en los consumidores industriales y comerciales. Las medidas A y B se dirigen a abordar el problema de la elevada proporción de costes fijos a los que tiene que hacer frente BE como operador nuclear, en parte aliviando a BE de sus responsabilidades nucleares históricas, incluidas las correspondientes al combustible histórico agotado y los costes de cierre definitivo y a reducir sus costes para futuros contratos de combustible iniciales y suplementarios con BNFL. Además, el plan prevé la renegociación de tres acuerdos de compra y la venta de los activos norteamericanos de BE, lo que debe contribuir a solucionar el problema de BE ligado a los altos costes fijos a corto plazo en forma de financiación de gastos. Por lo que se refiere a la tercera causa de las dificultades de BE, los significativos cortes imprevistos, BE ha establecido un plan, el PIP, concebido para mejorar la fiabilidad de las centrales nucleares de BE. En especial, el PIP prevé un mayor inversión en capital y personal para mejorar la calidad del mantenimiento y la disponibilidad de sus instalaciones. Además, una de las vulnerabilidades consideradas es una situación en que la disponibilidad de las centrales de BE no mejora. En esta hipótesis BE aún generaría efectivo.
- (329) Las proyecciones financieras presentadas por el Gobierno británico indican que la viabilidad sería restaurada en un plazo razonable puesto que BE generaría efectivo a partir de 2004 y registraría una tesorería positiva a partir de 2005.
- (330) Por todo ello la Comisión concluye que el plan de reestructuración aborda los problemas que originan las dificultades de BE y se basa en supuestos realistas, tal como lo requieren las Directrices, en especial teniendo en cuenta la evolución de los precios de la electricidad y la aplicación del PIP.
- (331) En su decisión de incoar el procedimiento, la Comisión puso en duda si la restauración de la viabilidad podía considerarse como derivada principalmente de medidas internas. En especial, la Comisión se preguntó si las economías realizadas por BE con esas medidas se debían solamente a concesiones de acreedores y proveedores y no a la racionalización de las actividades de BE.
- (332) Tras incoarse el procedimiento, Drax hizo observaciones con respecto a este punto. Opina que la reestructuración de BE no es una reestructuración real puesto que no se deriva de medidas internas y ofrece a BE una garantía de que nunca se permitirá que quiebre. Además, añade que existe incertidumbre sobre la contribución de BE a la reestructuración y que el cierre de algunas centrales nucleares habría sido una mejor solución. Este último comentario es compartido por Greenpeace. El Reino Unido impugna esta opinión y contesta que el paquete está sujeto a la aprobación por el Gobierno de las perspectivas de viabilidad de BE. El Gobierno británico también observa que las Directrices requieren un equilibrio entre contribuciones del Estado, contribuciones privadas y contribución de la propia empresa pero esto no significa que la empresa deba poder recuperarse sin la intervención del Estado.
- (333) La Comisión acepta que la reestructuración debe basarse no solamente en medidas internas sino que también puede incluir medidas del Estado y de partes privadas tales como acreedores y proveedores. La Comisión observa que BE ya ha ejecutado las siguientes medidas: venta de sus activos norteamericanos (medida F) y [...]. Desde un punto de vista comercial, la Comisión toma nota del hecho de que conforme a su nueva estrategia comercial (medida G), BE ha aumentado el número de contratos fijos a medio plazo para reducir su posición no cubierta. Además, BE no queda liberada de sus responsabilidades nucleares sino que contribuirá a financiar el NLF.
- (334) Según lo explicado en la sección VI.3, letra c), inciso v), la Comisión también tiene en cuenta el hecho de que el cierre de una o varias centrales nucleares de BE no es una opción posible y que disponer de Eggborough amenazaría las perspectivas de BE de recuperar la viabilidad y sería desproporcionado.
- (335) Considerando las medidas ya tomadas y previstas por BE y teniendo en cuenta que los problemas que dieron origen a sus dificultades son abordados por el plan de reestructuración, la Comisión concluye que se cumple el requisito del punto 32 de las Directrices.

El caso específico de Dungeness B

- (336) Algunos terceros han cuestionado en especial las perspectivas de retorno a la viabilidad de Dungeness B, que es la más vieja de las centrales nucleares de BE.
- (337) Powergen, la tercera parte que mejor justificó su razonamiento, basó su análisis de la situación de Dungeness B en un estudio de la estructura de costes de la central eléctrica presentado originalmente por las autoridades británicas y explicado en la decisión de incoar el procedimiento.

- (338) Según Powergen, Dungeness B es una central muy ineficaz cuyas cifras históricas muestran que su factor de carga es pequeño y Powergen lo calcula en un 46 %. Con tal factor, la central produciría unos 4,5 TWh por año. Según Powergen, producir esta electricidad costaría alrededor de 73,8 millones GBP, teniendo en cuenta solamente los costes variables. Powergen concluye que los costes variables de Dungeness B son de unos 16,4 GBP/MWh, cuando el precio básico de la electricidad en el mercado al por mayor es de 16 GBP/MWh ⁽⁴⁷⁾.
- (339) En sus comentarios las autoridades del Reino Unido dieron su propia opinión sobre el contraanálisis de Powergen sobre la viabilidad de Dungeness B. Según ellas, hay dos errores en el análisis de Powergen. En primer lugar, la hipótesis sobre los costes totales de la central era demasiado baja. Los datos de BE sugieren que los costes reales de Dungeness B son superiores a los calculados por Powergen, en especial los de funcionamiento y mantenimiento, lo que incrementaría el coste del MWh producido en Dungeness B.
- (340) En cambio, las autoridades británicas consideran que la eficacia de Dungeness B ha mejorado mucho estos últimos años y como los datos históricos así lo muestran, no se debe manejar para el futuro la hipótesis de que se comportará como lo hizo en sus peores años, sino como lo hizo en los últimos. Esto aumentaría el factor de carga de la central hasta un 61 %, lo que reduciría sus costes por MWh.
- (341) Teniendo en cuenta lo explicado en los considerandos 339 y 340, las autoridades británicas calculan los costes variables de Dungeness B en aproximadamente [...] GBP/MWh y el precio básico de la electricidad en el mercado al por mayor en [...] GBP/MWh.
- (342) La Comisión ha examinado los costes variables de Dungeness B teniendo en cuenta diversas hipótesis que dan lugar a distintos costes totales y factores de carga, y ha elaborado el siguiente cuadro:

Cuadro 8

Costes evitables de Dungeness B por MWh cuando el precio básico de la electricidad en el mercado al por mayor es de 16 GBP/MWh

	Hipótesis de las autoridades británicas para producción	Hipótesis de Powergen para producción
Hipótesis de las autoridades británicas para costes	[...]	[...]
Hipótesis de Powergen para costes	[...]	16,4 GBP/MWh

- (343) Teniendo en cuenta la distribución del beneficio del incremento de precios de la electricidad entre BE y BNFL cuando el precio básico en el mercado al por mayor difiere de 16 GBP/MWh, la Comisión ha calculado el precio por encima del cual Dungeness B cubre sus costes variables en las distintas hipótesis:

Cuadro 9

Precio básico de la electricidad en el mercado al por mayor con el cual Dungeness B cubre sus costes variables

	Hipótesis de las autoridades británicas para producción	Hipótesis de Powergen para producción
Hipótesis de las autoridades británicas para costes	[...]	[...]
Hipótesis de Powergen para costes	[...]	16,8 GBP/MWh

⁽⁴⁷⁾ El precio de carga básico de la electricidad en el mercado al por mayor tiene un impacto en la estructura de costes de la central de BE, puesto que está relacionado con el precio que BE paga a BNFL por la gestión del combustible agotado.

- (344) Teniendo en cuenta el *cuadro 9* se ve que en todas las situaciones, excepto en la peor, Dungeness B puede recuperar sus costes variables, y por lo tanto no es deficitaria, siempre que el precio básico de la electricidad al por mayor esté por encima de unas [...] GBP/MWh. Este precio corresponde a los precios básicos de la electricidad en el mercado al por mayor que, como se explicó en los considerandos 282 a 285, estaría a veces muy por encima de 20 GBP/MWh y, en todo caso, siempre se preveía que oscilara entre 16 y 19 GBP/MWh, incluso a corto plazo, cuando Dungeness B seguirá funcionando. Además, la Comisión observa que con los actuales precios de la electricidad, Dungeness B puede cubrir sus costes variables incluso en la situación más pesimista.
- (345) Por lo tanto la Comisión considera que Dungeness B es un activo viable.
- b) *Sobre la cuestión de si la ayuda es la mínima necesaria*
- (346) En su decisión de incoar el procedimiento, la Comisión expresó dudas sobre si la ayuda era la mínima necesaria, porque no se estableció la naturaleza de ayuda estatal de las medidas B, C y G, y porque el importe exacto de la ayuda de la medida A no se había establecido.
- (347) La Comisión observa que en las secciones VI.2, letra a) y VI.2, letra b), relativas a las medidas B, C y G, concluyó que no constituyen ayuda estatal en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE. Por lo tanto, el paquete de ayuda se restringe a la medida A.
- (348) La medida A incluye ayuda estatal dirigida a tres categorías de responsabilidades: gestión del combustible histórico agotado, gestión de responsabilidades para las que no existe contrato y cierre definitivo de centrales nucleares. En el momento de incoarse el procedimiento, las responsabilidades ligadas a cada una de estas tres categorías, y por lo tanto la ayuda estatal ligada a ellas, solamente se calcularon, pero no se establecieron límites.
- (349) Las responsabilidades ligadas a la gestión del combustible agotado representan la mayor parte de las responsabilidades totales. Consisten en el pago a BNFL de servicios de gestión del combustible cargado en los reactores BE antes de la fecha efectiva del plan de reestructuración. Estos servicios ya están contratados y el importe debido por BE a BNFL al respecto está bien definido en la mayor parte de las circunstancias.
- (350) Por esta razón, la Comisión aún considera que hay que limitar la financiación de estas responsabilidades por el Gobierno británico. Por lo tanto las autoridades británicas han aceptado limitar su cálculo original de estas responsabilidades, que ascendía a 2 185 000 000 GBP ⁽⁴⁸⁾, para la ayuda ligada a tales responsabilidades.
- (351) En cambio, las responsabilidades ligadas al cierre definitivo de centrales nucleares y a responsabilidades para las que no existe contrato son difíciles de cuantificar con exactitud.
- (352) El cierre definitivo de centrales nucleares es una actividad muy específica de la que hay poca experiencia mundial de trabajos totalmente finalizados ⁽⁴⁹⁾. Los expertos indican que tales costes pueden ser iguales o superiores al 15 % de los costes totales de inversión ⁽⁵⁰⁾, o al 50 % de la parte nuclear de la inversión ⁽⁵¹⁾. Incluso si tales cálculos resultaran ser completamente coherentes y exactos, se necesitarían computar los costes exactos de inversión originales en una central para calcular sus costes de cierre definitivo, lo que sería particularmente difícil en el caso de centrales viejas como las de BE, para las que el historial de sus costes es muy impreciso.
- (353) Además, la mayoría de las centrales de BE son del tipo RAG, que no sólo difieren de las existentes en otros países sino que también son, hasta cierto punto, distintas entre sí. No se puede por lo tanto esperar emplear la experiencia adquirida en otros países o en el Reino Unido para mejorar la precisión del coste de cierre definitivo de los reactores de BE.
- (354) Del mismo modo, las responsabilidades para las que no existe contrato son por su propia naturaleza difíciles de determinar y corresponden sobre todo a la eliminación final del combustible agotado. La forma en que el combustible nuclear se eliminará finalmente en el Reino Unido sigue siendo incierta, como lo ha demostrado la experiencia del depósito de residuos de nivel intermedio Nirex. La experiencia en otros países también muestra que encontrar emplazamientos para deshacerse de ciertos tipos de residuos puede ser complicado tanto técnica como políticamente. Es muy difícil cuantificar con suficiente precisión el coste de una actividad para la que se dispone de tan poca información. Los datos enviados por las autoridades británicas también muestran que los cálculos de los costes de almacenamiento por instituciones de otros Estados miembros pueden variar drásticamente.
- (355) Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, la Comisión considera que intentar determinar el coste de las responsabilidades de cierre definitivo y de las responsabilidades para las que no existe contrato solamente sería posible con un amplio margen de error y existiría un grave riesgo de sobrestimar ese valor.

⁽⁴⁸⁾ Valor actual neto a diciembre de 2002 con un descuento del 5,4 % nominal.

⁽⁴⁹⁾ Según el Organismo Internacional de la Energía Atómica, solamente se cerraron definitivamente seis centrales nucleares en todo el mundo en el año 2003. Fuente: OIEA, *Nuclear Technology Review 2003*.

⁽⁵⁰⁾ Véase *A European Perspective on the Funding of Decommissioning and Related Activities fo the End of the Nuclear Cycle*, José A. Hoyos Pérez, «NEA International Seminar» sobre «Strategy Selection for the Decommissioning of Nuclear Facilities», Tarragona, España, 1 a 5 de septiembre de 2003.

⁽⁵¹⁾ *Radioactive Waste Management and Decommissioning in an Enlarged European Union*, Derek M. Taylor, «19th Residential Summer School on Decommissioning and Radioactive Waste Management», Cambridge, Reino Unido, 30 de junio a 4 de julio de 2003.

- (356) Esta es la razón por la que, en este caso, la Comisión considera que determinar un valor muy incierto y probablemente sobreestimado como límite para la ayuda iría realmente en contra del requisito de ayuda mínima necesaria, pues los márgenes de incertidumbre pueden, si no se materializan, convertirse en una puerta abierta para la concesión de ayuda innecesaria.
- (357) Una manera mucho mejor de garantizar el cumplimiento del principio del mínimo necesario consistiría en no intentar calcular un límite para la ayuda sino en establecer un mecanismo destinado a garantizar que los gastos futuros se restringieran al mínimo necesario.
- (358) Por lo tanto, las autoridades británicas se han comprometido a establecer una serie de mecanismos al respecto. En especial:
- definir precisamente categorías de responsabilidades cuyo coste puede ser asumido por el Estado;
 - las autoridades británicas supervisarán previa y posteriormente estos costes por intermedio del Organismo de Cierre de Centrales Nucleares (*Nuclear Decommissioning Agency*, NDA);
 - las actividades de cierre definitivo serán licitadas por el NDA, que se asegurará de que los costes se atienen a vigentes existentes en el mercado;
 - las propias actividades del NDA serán controladas en última instancia por el Ministerio de Comercio e Industria y la Oficina Nacional de Auditoría;
 - para consolidar el control de la Comisión sobre el gasto, el cálculo total original de ambas responsabilidades [que asciende a 1 629 000 000 GBP ⁽⁵²⁾] se utilizará como umbral. En caso de que los gastos acumulados ligados a ambas responsabilidades sobrepasen este umbral, la Comisión recibirá información detallada sobre los pagos hechos para abonar los costes de las responsabilidades y de las medidas tomadas para minimizar estos costes. El informe se basará en un análisis efectuado por contables independientes.
- (359) Podría ser posible que algunos pagos muy limitados debidos por BE a BNFL en el marco de las responsabilidades sobre combustible agotado sobrepasen las estimaciones originales. Esto ocurre en especial cuando algunos elementos combustibles agotados no se ajustan a la especificación y requieren un trato especial, ya que en tal caso los contratos existentes entre BE y BNFL permiten aumentar el precio normal de gestión del combustible agotado. En caso de que esto suceda, las cantidades a pagar por el Estado para descargar a BE de estas responsabilidades que superen el cálculo original se descontarían del umbral de 1 629 000 000 GBP mencionado anteriormente, sin que se alterara dicho umbral.
- (360) Con el fin de computar las cantidades mencionadas en los considerandos 350 y 358, la Comisión considera que debe utilizarse el índice de referencia normal de la Comisión. Sin embargo, dada la duración del período afectado, el índice de referencia debería adaptarse cada cinco años ⁽⁵³⁾.
- (361) Es importante observar que el límite y el umbral mencionados en los considerandos 350 y 358 se aplican a todos los gastos hechos para hacer frente a las responsabilidades, bien sean financiados por el NLF o por el Estado. Esto significa que el mecanismo del límite y umbral tendrá en cuenta automáticamente las cantidades disponibles en el Fondo.
- (362) Finalmente, el paquete de reestructuración también contiene una exención fiscal con respecto al aumento del valor contable de las centrales de BE debido a que la parte de las responsabilidades ligadas a ellas será pagada por el Gobierno británico. Puesto que estas responsabilidades se establecían en las cuentas de BE, su asunción parcial y potencial en virtud del compromiso del Gobierno británico aumenta su valor en una cantidad potencialmente igual al valor máximo comprometido por el Gobierno británico.
- (363) Con arreglo a las normas contables y financieras normales en Gran Bretaña, este aumento sería imponible. Que el Gobierno decida una exención constituye por lo tanto una ventaja competitiva potencial para BE en el sentido del artículo 87, apartado 1, del Tratado CE. Un impuesto disminuiría la capacidad de BE para financiar por sí misma las responsabilidades, lo que a su vez incrementaría las responsabilidades reales del Gobierno británico. Por lo tanto, todo o parte del elemento de ayuda estatal en la exención fiscal puede ser compensado por el incremento en la financiación final de las responsabilidades que deben ser cubiertas por el Gobierno. El elemento real de ayuda estatal en la exención fiscal es solamente igual a la parte de la exención no compensada por el aumento de pagos a cargo del Gobierno británico para cumplir su compromiso de hacer frente a las responsabilidades nucleares.
- (364) Este aumento en el valor de las centrales es artificial, puesto que las responsabilidades aún seguirán existiendo hasta que se exija el compromiso del Gobierno británico y en la medida en que esté realmente disponible, y deberá ser cubierto en la medida de lo posible por el NLF, al cual BE contribuye. Además, en caso de que el Gobierno hubiera pagado por el déficit en la financiación de las responsabilidades de otra manera o en otro momento, por ejemplo a través de subvenciones *ad hoc* pagadas al contraerse realmente las responsabilidades, es posible que ninguna exención fiscal hubiera sido necesaria.

⁽⁵²⁾ Valor actual neto a diciembre de 2002 con un descuento del 5,4 % nominal.

⁽⁵³⁾ Véase la Comunicación de la Comisión relativa al método de fijación de los tipos de referencia y de actualización (DO C 273 de 9.9.1997, p. 3) junto con la Comunicación de la Comisión relativa a una adaptación técnica del método de fijación de los tipos de referencia y de actualización (DO C 241 de 26.8.1999, p. 9), y el artículo 9 del Reglamento (CE) n° 794/2004 de la Comisión, de 21 de abril de 2004, por el que se establecen disposiciones de aplicación del Reglamento (CE) n° 659/1999 del Consejo por el que se establecen disposiciones de aplicación del artículo 93 del Tratado CE (DO L 140 de 30.4.2004, p. 1).

- (365) Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, la Comisión considera que el elemento de ayuda estatal en la exención fiscal no va más allá de lo necesario para que la ayuda cumpla su objetivo de reestructuración.
- (366) Finalmente, la Comisión observa que cualquier incremento del beneficio de BE, como en el caso de un aumento de los precios de la electricidad, se destinará a financiar la contribución de BE al NLF. Tal incremento en la contribución de BE implicaría automáticamente una reducción del importe de la ayuda.
- (367) La Comisión considera que estos mecanismos descritos garantizarán en conjunto que la ayuda estatal contenida en la medida A se reduzca al mínimo necesario.
- c) *Evitar una distorsión indebida de la competencia*
- (368) El punto 35 de las Directrices estipula que «se adopten medidas para contrarrestar en lo posible los efectos adversos que la ayuda puede surtir con respecto a los competidores».
- (369) Salvo en casos excepcionales en que el tamaño del mercado pertinente es insignificante en la Comunidad y en el EEE o en que la cuota de la empresa en el mercado pertinente es insignificante, tales medidas deben ejecutarse para que el elemento de ayuda de un plan de reestructuración sea compatible con el mercado común. Deben adoptar la forma de limitación de la presencia de la empresa en el mercado y ser proporcionales al efecto distorsionador de la ayuda. La relajación de estas medidas puede contemplarse si puede conducir a un deterioro evidente en la estructura del mercado.
- (370) En los casos en que sean necesarias, la forma e intensidad de las medidas compensatorias dependen de la capacidad del mercado. En los casos en que hay capacidad estructural excesiva, las medidas compensatorias deben tomar la forma de una reducción irreversible de la capacidad de producción. Cuando no exista tal exceso de capacidad, pueden ser aún necesarias medidas compensatorias, pero podrían tomar otras formas distintas de reducciones irreversibles de la capacidad de producción.
- i) *Mercado de referencia*
- (371) La nota 20 de las Directrices indica que el mercado geográfico de referencia generalmente comprende el EEE o, alternativamente, cualquier parte significativa del mismo si las condiciones de competencia en dicha parte pueden distinguirse suficientemente de las existentes en otras partes del EEE.
- (372) La electricidad ha sido durante mucho tiempo objeto de comercio entre Estados miembros y en especial desde la entrada en vigor de la Directiva 96/92/CE.
- (373) Sin embargo, el comercio de la electricidad entre Estados miembros se ve limitado por obstáculos físicos derivados de déficit en la capacidad de interconexión. Estos obstáculos se agudizan donde las características geográficas limitan aún más las oportunidades de desarrollar nuevas interconexiones.
- (374) En el marco de la política de redes transeuropeas, la Comisión ha elaborado una lista de los cuellos de botella en el mercado interior de la electricidad. El Anexo 1 de la Decisión n° 1229/2003/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, que establece una serie de directrices para redes energéticas transeuropeas y que deroga la Decisión n° 1254/96/CE⁽⁵⁴⁾, muestra que el Reino Unido es una de las regiones geográficas que al estar insuficientemente conectadas con el resto de la red dificulta el funcionamiento del mercado único como un todo.
- (375) Además de su aislamiento del resto de la red eléctrica de la Comunidad, el mercado del Reino Unido se caracteriza por un sistema comercial muy específico, conocido como nuevos acuerdos comerciales de la electricidad (*New Electricity Trading Arrangements*, «NETA»), basado sobre todo en contratos bilaterales entre productores, proveedores y clientes, en comparación con mercados agrupados más clásicos. Las condiciones de competencia en el NETA son muy diferentes de las de un mercado agrupado, como lo evidencia el hecho de que la transición en el Reino Unido desde una estructura de grupo al NETA en 2001 dio lugar a un fuerte descenso de los precios al por mayor.
- (376) Actualmente, el NETA cubre solamente Inglaterra y el País de Gales aunque el mercado escocés está muy ligado al NETA debido a la actualización de los precios de la electricidad en Escocia en paralelo a los precios de Inglaterra y Gales. Además, se prevé ampliar muy pronto el NETA a Escocia. El mercado británico resultante debería comenzar a operar a principios de 2005. Sin embargo debe considerarse que Escocia representará solamente una pequeña parte de este mercado, pues la capacidad instalada en Escocia es sólo ligeramente superior al 10 % de la capacidad instalada en Inglaterra y el País de Gales.
- (377) El mercado eléctrico de Irlanda del Norte no se unirá al de Gran Bretaña en un futuro próximo ya que los enlaces entre Gran Bretaña e Irlanda del Norte son por el momento insuficientes (su poder nominal es de 0,5 GW, lo que representa menos del 1 % de la capacidad instalada registrada en Gran Bretaña). Las condiciones de competencia en Irlanda del Norte seguirán pues siendo muy diferentes de las de Gran Bretaña.

⁽⁵⁴⁾ DO L 176 de 15.7.2003, p. 11.

- (378) Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, y puesto que BE actúa solamente en Gran Bretaña, la Comisión considera que el mercado geográfico de referencia a efectos de la presente Decisión es Gran Bretaña ⁽⁵⁵⁾.
- (379) Según las cifras presentadas por las autoridades británicas, la capacidad total instalada en los 15 Estados miembros en el momento en que el plan de reestructuración fue notificado era de unos 565 GW. La capacidad total instalada en Gran Bretaña equivale a alrededor del 10 % de ese valor. Además, el mercado del Reino Unido, en el cual el de Gran Bretaña representa alrededor del 95 %, es uno de los mayores del EEE, sólo por detrás de los de Alemania y Francia. Por lo tanto no puede considerarse que este mercado sea insignificante en la Comunidad y en el EEE.
- (380) La capacidad de BE representa alrededor del 14 % de la capacidad registrada en Inglaterra y el País de Gales y del 24 % en Escocia. Por lo tanto BE no puede considerarse que tenga una cuota insignificante del mercado de referencia.
- (381) Para concluir, hay otras muchas empresas en el mercado de referencia distintas de BE: BNFL, EDF-Energy, Innogy, Scottish and Southern Electricity, Scottish Power y Powergen, sólo por nombrar algunas de las más importantes. En caso de que BE desapareciera, el mercado pertinente no se convertiría en un monopolio ni en un oligopolio fuerte.
- (382) Estos resultados confirman el análisis de mercado inicial de la Comisión según lo descrito en la decisión de incoar el procedimiento. La Comisión observa que ninguna de las terceras partes que presentaron comentarios cuestionó estos resultados preliminares.
- ii) Situación de la capacidad en el mercado
- Evaluación en función de la evolución de los precios de la electricidad
- (383) En su decisión de incoar el procedimiento, la Comisión dejó claro que al evaluarse la situación de capacidad de un mercado de la electricidad deben tenerse en cuenta las especificidades físicas de la electricidad y la enorme alteración potencial que los cortes de suministro pueden crear en la economía y la vida cotidiana de los ciudadanos. La evaluación de la existencia de un exceso estructural de capacidad debería por lo tanto incluir un margen suficiente de capacidad que permitiera cubrir la demanda máxima en cualquier situación razonable.
- (384) La Comisión observó que el margen de capacidad existente en el mercado de referencia no era particularmente alto con respecto a las normas internacionales y a los valores del pasado pero que podría haber margen para una pequeña disminución de ese margen con respecto a otros Estados miembros o a valores del Reino Unido en 1995/1996.
- (385) Los comentarios de terceros sobre la existencia de exceso estructural de capacidad se han centrado en la evolución de precios y en la evaluación del margen de capacidad existente en Gran Bretaña.
- (386) Algunos terceros han indicado que hay un nexo entre la evolución de los precios de la electricidad y la existencia de exceso de capacidad estructural. Consideran que en un mercado competitivo como el NETA, el precio desempeña el papel de indicio de necesidad de nueva capacidad. En caso de que se necesitara nueva capacidad en un momento específico del futuro, el déficit previsto en ese período provocaría un aumento de los precios futuros correspondientes. Los precios alcanzarían tal nivel para permitir recuperar los nuevos costes de construcción de instalaciones, lo que provocaría nuevas entradas en el mercado.
- (387) Según estos terceros y aunque han aumentando recientemente, los precios todavía no habrían alcanzado un nivel suficiente para provocar la llegada de nuevas empresas, lo que demostraría que existe un exceso de capacidad.
- (388) La Comisión reconoce que existe una relación entre los precios en un mercado y la situación de la capacidad en el mismo. Sin embargo, considera que los mercados de la electricidad como el NETA son demasiado complejos para permitir concluir definitivamente y sólo sobre la base de los precios que existe exceso de capacidad estructural.
- (389) En primer lugar, a diferencia de en mercados estructurados en torno a un grupo, en el NETA no existe nada similar a un precio establecido. El NETA se basa en contratos bilaterales que pueden adoptar formas muy diversas y que no siempre incluyen mecanismos muy transparentes de información sobre precios. Los sistemas de intercambios de electricidad como UKPX son más transparentes, pero no representan una cuota suficiente del mercado para permitir llegar a conclusiones significativas. Además, se centran en el comercio a corto plazo y por lo tanto son de uso limitado para prever las tendencias futuras. Por lo tanto debemos basarnos en índices de precios comunicados por fuentes independientes como Heren o Argus. Pero estos índices tienen sus límites porque sólo representan al mercado al por mayor, que supone unos dos tercios de la electricidad intercambiada total y por ello no pueden asumir déficit no extremos en la producción eléctrica prevista.

⁽⁵⁵⁾ Esta conclusión coincide además con la alcanzada por la Comisión en casos de concentración en que el mercado geográfico se consideró como nacional.

- (390) En segundo lugar, el razonamiento del considerando 389 se basa en el supuesto de que los precios futuros representan fielmente la situación del mercado en el futuro. La Comisión considera que este podría no ser siempre el caso. De hecho, estos precios reflejan una situación más compleja, basada más bien en cómo el comprador y el vendedor ven su posición en el futuro. Esto significa que se basan en expectativas del mercado futuro, que pueden estar muy alejadas de la realidad, puesto que tanto la demanda como la oferta están sujetas a muchas fluctuaciones en este mercado. Es decir, los precios futuros no representan realmente el equilibrio entre demanda y oferta en el futuro, sino más bien lo que los actores consideran que será el equilibrio. Independientemente de la fluctuación de precios del combustible, esta es una de las razones por las que los precios futuros pueden fluctuar mucho con el tiempo, incluso durante un período fijo del futuro.
- (391) En tercer lugar, incluso si se acepta que los precios comunicados son totalmente pertinentes y reflejan fielmente la oferta y la demanda, hay una diferencia lógica entre la conclusión de que los precios no permiten el reembolso completo de los costes de las nuevas empresas y la conclusión de que existe un exceso de capacidad en el mercado, y aún más que hay exceso estructural de capacidad en el mercado.
- (392) Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, la Comisión considera que la observación de precios por sí sola no es un indicador suficientemente fiable para decidir si un mercado de la electricidad como el NETA está en una situación de capacidad estructural excesiva.
- (393) La Comisión observa sin embargo que desde el momento en que BE experimentó las dificultades, los precios futuros de invierno aumentaron considerablemente. Varias agencias comunicaron precios superiores a 20 GBP/MWh para los básicos de invierno en los años venideros, incluso llegando a cifras tan altas como 27 GBP/MWh ⁽⁵⁶⁾. La tendencia al alza parece continuar y no detenerse. Los precios para las nuevas empresas se sitúan entre 20 y 25 GBP/MWh ⁽⁵⁷⁾.
- (394) Evaluación teniendo en cuenta el margen de capacidad
- (394) La Comisión cree que la existencia de capacidad excesiva es más fácil de evaluar analizando las cifras físicas reales de capacidad instalada y la demanda máxima. El margen en que la capacidad instalada sobrepasa a la demanda máxima instantánea en época de máximo frío ⁽⁵⁸⁾ es conocido como «margen de capacidad del sistema». En este marco, evaluar si el mercado registra un exceso de capacidad estructural significa evaluar si el margen de capacidad presente y previsto es adecuado.
- (395) Es obvio que determinar una norma cuantitativa definitiva para un margen adecuado de capacidad es una tarea muy difícil. La norma tendría que depender de varios parámetros que varían de una red a otra. También dependería mucho del nivel de seguridad del suministro que debe lograrse, lo que a su vez estaría ligado a nociones menos objetivas, como el impacto psicológico de un período dado sin electricidad en una región específica.
- (396) Además, incluso si todos los parámetros físicos y psicológicos estuvieran bajo control, el margen de capacidad necesario también dependería en gran medida de la estructura del mercado. Algunos expertos creen que unos mercados más liberalizados necesitan menos margen de capacidad que los centralizados y muy regulados, aunque la mayoría están de acuerdo en que la cuantificación de este efecto no es actualmente posible teniendo en cuenta la falta de pruebas históricas.
- (397) Los comentarios de terceros ofrecen diferentes puntos de vista sobre el margen de capacidad adecuado para Gran Bretaña. La mayoría de los comentarios que abordan este asunto citan cifras del documento «Seven Years Statements» del operador de la red de Inglaterra y el País de Gales (NGTransco). En este documento, NGTransco considera que un margen de capacidad del 20 % debería ser la referencia a efectos de planificación, aunque afirma que un menor margen de capacidad podría ser posible para una gestión instantánea del sistema y hace referencia a una posible cifra del 10 % para tal uso.
- ⁽⁵⁶⁾ En julio de 2003, Argus informó sobre el contrato básico del invierno 2003/2004 en 20,96 GBP/MWh. El 7 de agosto de 2003, UKPX informó sobre precios de contratos futuros de carga básica para el mismo período de 22,55 GBP/MWh. Ese mismo día, UKPX, sobre contratos futuros de carga básica para el verano 2006 de 20,50 GBP/MWh y sobre el precio acordado para el invierno 2006, de 27,15 GBP/MWh. Fuente: Argus y UKPX, citados en el informe «Frontier Economics», «Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain», agosto de 2003, anexo a las alegaciones de BE.
- ⁽⁵⁷⁾ Informe PowerInk, «Survey of the markets served by British Energy», marzo de 2003, anexo a la notificación de las autoridades británicas cita los mejores precios entre 20 y 25 GBP/MWh. Las decisiones previas de la Comisión para el sector se basaron en los mejores nuevos costes de entrada de 35,5 EUR/MWh (alrededor de 23,7 GBP/MWh). Véase por ejemplo la decisión de la Comisión en el asunto N133/01, Régimen de compensaciones de costes de transición a la competencia en Grecia (DO C 9 de 15.1.2003, p. 6).
- ⁽⁵⁸⁾ La demanda máxima instantánea en época de máximo frío es la situación de demanda invernal máxima que tiene un 50 % de probabilidades de ser sobrepasada únicamente por razones climatológicas. Esta definición es la utilizada por el operador de la red de Inglaterra y el País de Gales, National Grid Transco.

(398) Drax y Greenpeace sugieren que esta cifra del 10 % debería utilizarse como referencia apropiada para el margen adecuado de capacidad con el fin de evaluar la existencia de capacidad estructural excesiva. Otras organizaciones han preferido atenerse a la cifra de referencia del 20 %, incluidos institutos encargados por Greenpeace de realizar informes sobre el tema ⁽⁵⁹⁾.

(399) En sus propias observaciones, NGTransco dejó claro cuál de ambas cifras debería utilizarse para evaluar la existencia de capacidad estructural excesiva, al afirmar: «En nuestro papel de operador del sistema para Inglaterra y el País de Gales, consideramos que cualquier margen para las centrales inferior al nivel del 20 % no puede representar el exceso de capacidad en el mercado de Inglaterra y el País de Gales».

(400) Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, la Comisión considera que el nivel del 20 % es una referencia apropiada para evaluar la situación de la capacidad en el mercado de Inglaterra y el País de Gales. Aunque al mercado escocés se una pronto al de Inglaterra y el País de Gales, todavía está físicamente muy separado. La interconexión de 2 200 MW entre las dos regiones es demasiado pequeña para permitir un uso completamente flexible de la electricidad que equilibre el déficit o excedente de cada región. De hecho, se utiliza casi siempre para exportar energía desde Escocia a Inglaterra y el País de Gales. A causa de este obstáculo importante, la Comisión considera que la referencia del 20 % debería incrementarse considerando al mismo tiempo las cifras totales de Gran Bretaña.

Inglaterra y País de Gales

(401) El mercado de Inglaterra y el País de Gales es el segmento geográfico más grande del mercado de Gran Bretaña. Es también el segmento al cual se refieren la mayoría de los datos económicos, puesto que los precios en Escocia se ajustan en función de los datos de Inglaterra y País de Gales. La mayor parte de los comentarios de terceros también se concentran en el segmento de Inglaterra y el País de Gales. Por lo tanto la Comisión ha comenzado su análisis del mercado con este segmento.

(402) La experiencia histórica demuestra que la interconexión entre los dos segmentos se utilizó casi exclusivamente para exportar desde Escocia a Inglaterra y al País de Gales. NGTransco considera a esta interconexión como fuente de energía para Inglaterra y el País de Gales. Contrariamente, Scottish Power, que es el operador escocés responsable de la parte de Escocia fronteriza con Inglaterra, considera que

la interconexión se dedica a exportar. Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente y siendo coherente tanto con la experiencia previa como con la hipótesis presentada por los operadores locales, la Comisión considerará en el resto de la presente Decisión que la capacidad de interconexión de Inglaterra y el País de Gales con Escocia se atribuye a Inglaterra y al País de Gales.

(403) NGTransco es el único operador de red para el conjunto de Inglaterra y el País de Gales. La Comisión basa su análisis de la situación de la capacidad en este segmento en las previsiones de NGTransco, que se publican periódicamente en los informes de la empresa.

(404) Desde la incoación del procedimiento, NGTransco ha revisado su previsión de margen de capacidad en el mercado de Inglaterra y el País de Gales. Una nueva previsión fue enviada a la Comisión junto con las alegaciones de NGTransco. Una versión incluso más reciente de la misma previsión fue publicada por NGTransco en su informe 2004 ⁽⁶⁰⁾.

(405) La Comisión utilizó a efectos de su análisis esta versión más reciente, que se basa en la misma hipótesis fundamental, en especial los datos de base, utilizados en la previsión considerada como pertinente por NGTransco en las alegaciones presentadas a la Comisión; esta versión sólo incorpora datos más actualizados sobre la evolución del mercado.

(406) Esta previsión contempla tres situaciones. La más optimista asume que la disponibilidad de electricidad corresponderá a los contratos de transmisión firmados. La más pesimista asume que no estará disponible ninguna central excepto las existentes y las plantas ya en construcción. La situación intermedia asume que las centrales disponibles serán las ya existentes, las que se encuentran en construcción y aquellas para las cuales ya se han concedido las autorizaciones necesarias de conformidad con la Ley de la Electricidad y la Ley de la Energía.

(407) El siguiente cuadro resume la previsión en las tres situaciones.

⁽⁵⁹⁾ El 20 % en el informe «The closure of British Energy's UK Nuclear Power Plants» de John H. Large, de Large & Associates, abril de 2003, anexo a las alegaciones de Greenpeace. El 20 % en el informe «The closure of British Energy's UK nuclear power stations» por ILEX Energy Consulting, septiembre de 2002, anexo a las alegaciones de Greenpeace.

⁽⁶⁰⁾ El informe puede encontrarse en la siguiente dirección: http://www.nationalgrid.com/uk/library/documents/sys_04/default.asp?action=&sNode=SYS&Exp=Y.

Cuadro 10

Margen de capacidad para Inglaterra y el País de Gales, según NGTransco

Situación	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
Optimista	22	21	23,1	26,8	24,5	25,6	22,5
Intermedia	22	21,1	22,8	24,3	21,6	22,5	19,1
Pesimista	22	21,1	18,7	17,1	14,5	12,8	9,5

Nota: El margen de capacidad está por encima de la demanda máxima ACS. Se supone que las interconexiones con Francia y Escocia se utilizan a plena capacidad para la importación.

(408) Las tres situaciones difieren principalmente en los últimos años, lo que no es sorprendente teniendo en cuenta que sus hipótesis subyacentes plantean diferencias principalmente en el futuro. Sin embargo, estos años no son tan pertinentes para evaluar actualmente la existencia de capacidad estructural en el mercado.

(409) En los tres próximos años, las tres situaciones prevén un margen de capacidad de entre 18,7 % y 23,1 %, con una media aproximada del 21,5 %. Este valor se sitúa ligeramente por encima del valor de referencia del 20 %. Sin embargo, la diferencia entre 21,5 % y 20 % en la demanda máxima instantánea en época de máximo frío es del 1,5 % de 57 000 MW ⁽⁶¹⁾, es decir, 855 MW. Este valor es inferior al de cualquiera de las centrales nucleares de BE. Como además es el resultado de una media estadística, la Comisión estima que no se puede considerar como suficientemente significativo desde el punto de vista estadístico para representar un exceso de capacidad estructural.

(410) En los siguientes años, la diferencia entre las tres situaciones aumenta, lo que hace más difícil sacar conclusiones significativas de ellas. Sin embargo, la Comisión observa que durante estos años la media de las tres situaciones fluctúa entre 17,0 % y 22,7 %, con dos años situados en torno al 20,2 %. Esto parece indicar que hay una tendencia general a que el margen de capacidad siga situándose en torno al 20 %, con un cierto margen de error.

⁽⁶¹⁾ 57 000 MW es la media de la previsión de demanda máxima instantánea en época de máximo frío para esos tres años.

(411) La Comisión concluye de todo esto que no existe exceso de capacidad estructural en el mercado de la electricidad de Inglaterra y el País de Gales.

Situación general en Gran Bretaña

(412) Al contrario que en Inglaterra y el País de Gales, en Escocia hay dos operadores de red: Scottish and Southern Electricity, y Scottish Power. Estos dos operadores publican previsiones para su propia zona. Sin embargo estas previsiones son menos detalladas que las de NGTransco en lo que respecta a los escenarios futuros. Por estas razones, la Comisión ha concentrado su análisis para Escocia en la actual situación, por lo que hay menos necesidad de prever diversos escenarios.

(413) Puesto que ninguno de los dos operadores escoceses ha presentado comentarios a la Comisión en el contexto del presente procedimiento, el análisis se basa en documentos públicos. Para Scottish and Southern Electricity, la Comisión utilizó las cifras facilitadas en su informe 2003 ⁽⁶²⁾. Para Scottish Power, las cifras proporcionadas en su informe de abril de 2003 ⁽⁶³⁾.

(414) El siguiente cuadro resume las previsiones de demanda máxima y capacidad instalada en las distintas regiones geográficas para 2004/2005.

⁽⁶²⁾ Disponible en:
<http://www.scottish-southern.co.uk/popups/7yearstatement.asp>.

⁽⁶³⁾ Disponible en:
http://www.scottishpower.com/applications/publish/downloadPublicDocument.jsp?guid=2e0a12_fa5719a547_-7ff60a026463&folderPath=/root/ScottishPower Media Library/Documents and Reports/&downloadParameter=Attachment.

Cuadro 11

Previsiones de capacidad y demanda en Gran Bretaña para 2004/2005 (cifras en MW)

Capacidad conectada a la red de Scottish Power	7 127
Capacidad conectada a la red de Scottish and Southern Electricity	2 844
Capacidad conectada a la red de NGTransco, excluyendo las interconexiones	63 998
Capacidad de interconexión Irlanda/Escocia	500
Capacidad de interconexión Francia/Inglaterra	2 000
Capacidad disponible en Gran Bretaña	76 469
Demanda máxima en la zona de Scottish Power	4 269
Demanda máxima en la zona de Scottish and Southern Electricity	1 684
Demanda máxima instantánea en época de máximo frío en la zona de NGTransco	55 900
Demanda máxima total ⁽⁶⁴⁾	61 853

(415) El margen de capacidad para Gran Bretaña ronda por lo tanto el 23,6 % ⁽⁶⁵⁾. Esta cifra es superior a la referencia del 20 % citada en el considerando 400, pero como se observó, este 20 % aplicado a una red flexible como la de Inglaterra y el País de Gales que tiene que ser incrementado para superar los cuellos de botella de las redes. Además, estas cifras se computan en la hipótesis de que tanto las interconexiones con Irlanda del Norte como con Francia están a plena capacidad para las importaciones, lo que no siempre ocurre. En caso de que estas interconexiones se utilicen para la exportación en el momento de demanda máxima instantánea en época de máximo frío, su capacidad debería ser neta de capacidad disponible, y al mismo tiempo añadirse a la demanda de electricidad, que disminuiría el margen de capacidad al 15,5 %.

(416) Teniendo esto en cuenta, la Comisión considera que no hay ningún exceso de capacidad estructural estadísticamente significativo en el mercado británico.

Conclusión

(417) Por ello la Comisión considera que no hay exceso de capacidad estructural en el mercado de referencia.

(418) En consecuencia, las medidas compensatorias en forma de reducción irreversible de la capacidad de producción no son obligatorias.

⁽⁶⁴⁾ La demanda máxima ACS en cada zona puede diferir ligeramente del pico máximo previsto dependiendo de la severidad del tiempo esperado con respecto al tiempo ACS. La demanda máxima real ACS en Gran Bretaña puede también diferir ligeramente de la suma directa de los tres valores geográficos. Computando precisamente requeriría un análisis de las correlaciones entre demandas en las tres regiones, para las cuales ninguna cifra está disponible. Sin embargo, es razonable confiar que los picos están efectivamente correlacionados puesto que no hay ningún desfase significativo entre las áreas geográficas y las tres regiones están sujetas al mismo tipo de tiempo.

⁽⁶⁵⁾ 76 469 supera a 61 853 en un 23,6 %.

iii) Impacto de la ayuda en la competencia en el mercado pertinente

(419) Puesto que no hay ningún exceso de capacidad estructural en el mercado pertinente, la Comisión debe evaluar la necesidad de medidas compensatorias y la forma que deberían adoptar en función del caso. Las posibles medidas compensatorias deben tener en cuenta los efectos potencialmente distorsionadores de la ayuda en la competencia.

(420) Las autoridades británicas sostienen que el paquete de ayuda no tiene ningún impacto en la competencia. Según ellas, en el NETA la capacidad económica de las centrales para generar viene determinada por sus costes marginales a corto plazo. En un momento determinado el mercado funciona como si las centrales eléctricas fueran puestas a funcionar según sus costes marginales a corto plazo, desde el más baja hasta el más alto, hasta que su capacidad acumulada alcanza la demanda. El precio de la electricidad es así establecido por el coste marginal a corto plazo de la última central solicitada, que es conocida como «central marginal».

(421) Según las autoridades británicas, la ayuda se dirige solamente a las centrales nucleares y no cambiaría su coste marginal a corto plazo hasta el punto de modificar su rango en la escala. Además, el coste marginal a corto plazo de las centrales nucleares de BE sería tal que en todo momento estaría por debajo del de la central marginal. La ayuda nunca tendría un impacto en la capacidad de los competidores de BE para generar, ni en el precio a que pueden vender la electricidad generada. Por lo tanto no habría ningún impacto en los competidores de BE.

(422) La Comisión considera que el razonamiento de las autoridades británicas podría sostenerse en un mercado perfecto basado en un solo proceso totalmente transparente de subasta. Pero, como se explicó en los considerandos 389 y 390, el NETA no es tal mercado.

- (423) La Comisión considera que la ayuda puede tener un impacto en los competidores de BE de muchas formas. Dos de ellos podrían tener un impacto importante en la competencia.
- (424) En primer lugar, BE no solamente posee centrales nucleares sino también la central térmica de carbón de Eggborough, que produce por sí sola tanta electricidad como la capacidad total de alguno de los competidores de BE.
- (425) BE podría utilizar la ayuda que recibe para sus centrales nucleares en beneficio de la central de Eggborough.
- (426) Por ejemplo, podría utilizar este dinero para instalar en Eggborough dispositivos de desulfurización de humo que permitirían adaptarla a la nueva normativa medioambiental, lo que a su vez ampliaría perceptiblemente la vida de la instalación.
- (427) Alternativamente, BE podría también utilizar los fondos de la ayuda para comprar más activos de generación no nuclear.
- (428) Obviamente, BE necesita una fuente flexible de producción eléctrica para compensar la inflexibilidad de sus centrales nucleares. Si la ayuda permite a BE ampliar sus centrales no nucleares esto le facilitará un acceso más interno a una generación flexible, incrementando su posibilidad de ofrecer mejores condiciones a sus clientes, y al mismo tiempo disminuyendo su necesidad de comprar generación flexible a sus competidores.
- (429) En segundo lugar, el NETA no es un mercado único sino que comprende en particular un segmento de mercado al por mayor en que los productores venden electricidad a los proveedores y un segmento de venta directa a la empresa («DSB»), mediante el que los productores venden electricidad directamente a los grandes usuarios finales.
- (430) Los productores venden generalmente electricidad en el mercado DSB con una prima sobre el mercado al por mayor⁽⁶⁶⁾. Por ello es preferible que un productor venda electricidad en el segmento de mercado DSB.
- (431) Al analizar el impacto de la ayuda, se debería por lo tanto considerar no sólo el importe total de la electricidad vendida por cada productor, sino también la magnitud de sus ventas en los segmentos de venta al por mayor y del mercado DSB.
- (432) Un elemento del plan de reestructuración de BE quiere aumentar la cuota de la empresa en el segmento DSB. Para ello BE tendrá que intentar ofrecer a los clientes DSB una prima competitiva con respecto a los precios al por mayor de la electricidad. BE podrá financiar parte o la totalidad de esta oferta competitiva mediante la reducción del coste marginal a corto plazo de sus centrales nucleares.
- (433) Por lo tanto, aunque la clasificación de las centrales de BE en función del coste marginal a corto plazo podría seguir siendo la misma y no tener ningún impacto en la carga de sus competidores, la variación de su nivel permitirá a BE desplazar parte de sus ventas del mercado al por mayor al mercado DSB, lo que a su vez desplazará producción de los competidores desde DSB al mercado al por mayor. Así la ayuda podría aumentar los beneficios de BE y reducir los de sus competidores.
- (434) Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, la Comisión considera que la ayuda tiene un impacto significativo en los competidores de BE y que son necesarias medidas compensatorias para atenuar este impacto.
- iv) Medidas compensatorias que deben aplicarse
- (435) Las medidas compensatorias deben lograr un equilibrio razonable entre la necesidad de atenuar el impacto de la ayuda en los competidores y la necesidad de preservar las perspectivas de viabilidad de la empresa beneficiaria.
- (436) A este efecto la Comisión considera que las medidas compensatorias deben centrarse precisamente en los mecanismos por los cuales la ayuda podría ser perjudicial para los competidores de BE.
- (437) Esto significa que las medidas compensatorias en este caso deben garantizar que BE no utilice la ayuda concedida por el Gobierno para incrementar indebidamente su cartera de producción flexible o adquirir cuota de mercado DSB.
- (438) Este objetivo ha llevado a la Comisión a pedir tres medidas compensatorias. Estas medidas compensatorias fueron propuestas por las autoridades británicas sobre la base de las sugeridas por los competidores de BE en sus alegaciones.
- Medida compensatoria n° 1
- (439) Como se explicó en el considerando 437, una forma en que la ayuda podría potencialmente tener un mayor impacto en los competidores de BE sería si, en vez de pagar por cargas contraídas por las centrales nucleares de BE según lo previsto, se utilizara para mejorar la capacidad de generación no nuclear de BE.
- (440) Esto permitiría a BE competir con las centrales de sus competidores más fácilmente⁽⁶⁷⁾ y le daría más acceso que actualmente a una generación flexible, lo que a su vez disminuiría su necesidad de comprar esta flexibilidad a otras empresas.

⁽⁶⁶⁾ Esto puede seguir siendo beneficioso para el cliente puesto que no hay ningún intermediario entre el productor y él.

⁽⁶⁷⁾ Excepto BNFL, ninguno de los competidores BE explota reactores nucleares en Gran Bretaña.

- (441) Para evitar esta posibilidad, diversos sectores de negocio de BE deberían ser separados en distintas personas jurídicas, con cuentas separadas.
- (442) Con este fin, la estructura de BE debería modificarse para crear filiales independientes dedicadas a: generación nuclear, generación no nuclear, ventas al mercado al por mayor y ventas DSB. La ayuda debería atribuirse solamente al negocio de generación nuclear.
- (443) Debería prohibirse la subvención cruzada entre las diversas filiales.
- (444) Esta prohibición debería ser aplicada en la mayor medida posible a través del régimen de autorización de empresas y supervisada como tal por el regulador del sistema eléctrico de Gran Bretaña, la OFGEM. Sin embargo, la Comisión reconoce que las licencias de los operadores no pueden ser modificadas libremente por la OFGEM, que está obligada a consultar a terceros sobre tales modificaciones y a tener en cuenta los comentarios recibidos.
- (445) En caso de que no sea posible que la OFGEM modifique una de las licencias de BE de tal forma que se prohíba la subvención cruzada, el Gobierno británico debe facilitar a la Comisión un compromiso no limitado en el tiempo con el mismo efecto. En tal caso, para asegurarse de que el comercio entre filiales no implique elementos de subvención cruzada, las autoridades británicas deberían remitir a la Comisión un informe anual que pruebe que tal subvención cruzada no ha ocurrido. El informe debería basarse en un análisis efectuado por contables independientes.
- (446) Las autoridades británicas se han comprometido a ejecutar esta medida compensatoria.
- (450) Para hacer frente a estas preocupaciones, debe imponerse una serie de prohibiciones a BE relativas a su posible expansión en los campos de producción en los que sus competidores son activos.
- (451) Con este fin, debería definirse un tipo específico de capacidad (la «capacidad restringida») integrada por:
- capacidad operativa producida a partir de combustibles fósiles y localizada en el Espacio Económico Europeo;
 - gran capacidad hidráulica operativa localizada ⁽⁶⁸⁾ en el Reino Unido.
- (452) Debería prohibirse a BE, durante un período de seis años desde la fecha de la presente Decisión, poseer o tener de derecho de control sobre capacidad restringida superior a 2 020 MW, que es la capacidad de sus centrales de Eggborough (1 970 MW) y District Energy (50 MW).
- (453) La necesidad de prohibir cualquier aumento de capacidad de combustibles fósiles de BE se explicó en el considerando 437. La Comisión considera que es necesario ampliar la prohibición a grandes centrales hidroeléctricas para evitar cualquier riesgo de que BE pueda adquirir grandes centrales de este tipo, especialmente en Escocia.
- (454) La prohibición debería durar seis años, lo que equivale aproximadamente a dos veces el tiempo necesario para construir una central eléctrica de turbina de gas de ciclo combinado.

Medida compensatoria n° 2

- (447) La medida compensatoria n° 1 debería ser en principio suficiente para asegurarse de que BE no utilice la ayuda recibida para sus reactores nucleares en mejorar o ampliar su actual parque no nuclear.
- (448) Sin embargo, teniendo en cuenta la complejidad del sector de la electricidad y en especial la muy amplia gama de posibles relaciones entre los diversos actores que el NETA permite, la Comisión considera que es necesario aplicar otras medidas más específicas para asegurarse de que BE no utilice la ayuda recibida para sus reactores nucleares en otros campos de su actividad empresarial.
- (449) Además, aunque la situación de capacidad en el mercado no haga económicamente viable imponer reducciones de capacidad a BE, la Comisión considera que sin embargo se le debe exigir que no amplíe el ámbito de sus actividades.
- (455) El objetivo de la prohibición es impedir que BE disponga de más flexibilidad de la que tiene actualmente con su central de Eggborough, que debe ser suficiente para asegurar su viabilidad.
- (456) Sin embargo, la Comisión es consciente de que, de conformidad con el plan de reestructuración, el sindicato de bancos que financió el proyecto de Eggborough tendrá opción a comprar Eggborough a BE. En caso de que los bancos decidan ejercer esta opción, BE se vería privada de su única fuente de flexibilidad, que la Comisión reconoce como necesaria para el éxito del plan de reestructuración. En este caso, se debería permitir a BE que se prepare para sustituir Eggborough tan pronto como reciba notificación de los bancos de su intención de ejercer su opción.

⁽⁶⁸⁾ En el sentido de la «Renewable Obligation Order» de 2002.

- (457) Por esta razón, la Comisión considera que debería haber excepciones a la prohibición en caso de que los bancos ejerzan su opción, para permitir a BE adquirir una fuente de flexibilidad para reemplazar Eggborough, o en caso de que Eggborough llegue a estar definitivamente indisponible por una razón fuera del control de BE. Sin embargo, esto no debería tener el efecto último de permitir a BE adquirir más capacidad de flexibilidad de la que tiene actualmente, ni utilizar esta capacidad de sustitución para beneficiarse durante el posible período de solapamiento entre la entrada en servicio de la nueva central y la enajenación de Eggborough.
- (458) Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, se debería permitir que BE poseyera o tuviera derechos de control sobre más de 2 020 MW de capacidad restringida, entre la fecha en que reciba la comunicación de los bancos y la fecha en que ya no esté disponible la capacidad de Eggborough, o el fin del período de seis años mencionado en el considerando 452 si éste es anterior a la fecha en que la capacidad de Eggborough ya no esté disponible para BE, a condición de que no explote la capacidad restringida por encima de 2 020 MW o de que se deshaga previamente de cualquier control operativo e interés que exceda la capacidad restringida.
- (459) Desde el momento en que Eggborough ya no esté disponible para BE, bien sea según lo mencionado en el considerando 458 o después de un acontecimiento de fuerza mayor o de un fallo irreparable, se debería permitir a BE poseer o tener derecho de control de hasta 2 222 MW de capacidad restringida, a condición de que, hasta el fin del período de seis años mencionado en el considerando 452, declare su capacidad restringida al operador de red como 2 020 MW y no explote más de 2 020 MW de esta capacidad. Esta disposición permite a BE tener más flexibilidad para sustituir Eggborough sin relajar la prohibición en la práctica.
- (460) Finalmente, además de las restricciones en la capacidad restringida según lo definido en el considerando 451, y para respetar la filosofía de las Directrices sobre la necesidad de no permitir a los beneficiarios utilizar la ayuda estatal para ampliar su cuota de mercado, se debería también prohibir que BE posea, en el Espacio Económico Europeo, activos de generación nuclear con excepción de los actuales, sin autorización previa de la Comisión durante seis años tras la fecha de adopción de la presente Decisión.
- (461) Las autoridades británicas se han comprometido a ejecutar esta medida compensatoria.
- Medida compensatoria n° 3
- (462) Como se explicó en el considerando 437, también se emplearía mal la ayuda si en vez de aspirar a cubrir las cargas de los reactores nucleares BE la utilizara para ganar indebidamente cuota en el mercado DSB más rentable.
- (463) La sensibilidad de este potencial uso erróneo es demostrada particularmente por el contenido de los comentarios enviados a la Comisión por un tercero que deseó mantener el anonimato ⁽⁶⁹⁾. Incluso si BE no ofrece realmente precios anormalmente inferiores a las normas de mercado, la propia sugerencia de que podría poder hacerlo gracias a la ayuda podría también perjudicar a los competidores de BE, puesto que tendrían que enfrentarse a clientes con expectativas comercialmente incorrectas.
- (464) Por lo tanto la Comisión considera que es necesario reforzar las garantías ofrecidas ya por la medida compensatoria n° 1 a través de una medida compensatoria más específica al comportamiento de BE en el mercado DSB. Debería requerirse a BE para que no actúe en este mercado de una forma que no sea similar a la norma de sus competidores.
- (465) Para garantizar esto se debería prohibir que BE ofrezca precios inferiores a los actuales precios de mercado al por mayor en el mercado DSB. La duración de esta medida debería ser seis años desde la fecha de adopción de la presente Decisión, al igual que para la medida compensatoria n° 2.
- (466) La observancia por BE de la prohibición debería ser supervisada por un organismo independiente seleccionado mediante un proceso transparente de concurso organizado por las autoridades británicas. Este organismo debería informar anualmente a la Comisión.
- (467) En el pasado, los precios de mercado DSB han seguido siempre la evolución de los precios de mercado al por mayor, más una prima. Por lo tanto, esta prohibición garantizará que BE no se comporte comercialmente de forma distinta a la de sus competidores.
- (468) Sin embargo, el NETA tiene solamente tres años. No es imposible que en los 6 próximos años la relación entre DSB y mercado al por mayor pudiera durante determinados momentos diferir de lo experimentado hasta hoy. Se puede imaginar, por ejemplo, que el mercado al por mayor podría no tener liquidez durante un cierto tiempo, lo que podría conducir a precios anormalmente altos en este mercado. En este caso, la Comisión considera que para no perder sus clientes, los productores ofrecerían ciertamente precios en el mercado DSB que estarían algo por debajo del precio del mercado al por mayor. Si tal cosa sucediera y BE no tuviera la capacidad de reaccionar en consecuencia, sería probable que perdiera su base de clientes en el mercado DSB, lo que pondría en peligro su objetivo de reestructuración.
- (469) Es por lo tanto necesario que BE cuente con cierta flexibilidad para adaptarse a tales acontecimientos excepcionales. Sin embargo, su margen de maniobra debería ser muy limitado, descrito en términos objetivos y supervisado cuidadosamente para evitar cualquier desvío. Los criterios para permitir a BE utilizar su margen de flexibilidad deberían ser previamente comprobables para evitar cualquier abuso.

⁽⁶⁹⁾ Véase el considerando 186.

- (470) Puesto que hay información mucho menos fiable para los precios del mercado DSB que para los del mercado al por mayor, es muy difícil saber durante una ronda de contratos DSB si los precios de mercado DSB se ofrecerán por debajo del precio al por mayor. Esto significa que los criterios objetivos mencionados en el considerando 469 no pueden basarse directamente en comprobar si los competidores de BE ofrecen precios DSB inferiores a los precios al por mayor. En cambio, las pruebas deben basarse en indicios indirectos accesibles a corto plazo para BE, y que podrían indicar que el mercado al por mayor no tiene liquidez y que unos precios iguales o superiores al del mercado al por mayor en el mercado DSB ya no son comercialmente viables.
- (471) Las pruebas deberían ser las siguientes:
- en cualquier período de [...], (que finalice no más tarde de [...] antes de la fecha en que BE invoque circunstancias excepcionales del mercado) [...] de los usuarios finales no domésticos de BE a quienes ésta haya hecho ofertas de suministro en condiciones en que el margen en el elemento de suministro energético del contrato sobre el precio al por mayor actual sea [...] han rechazado la oferta de BE;
 - los volúmenes negociados en el mercado al por mayor de la electricidad durante un período de [...] han caído por debajo del [...] de la media de los negociados en el mismo período en los últimos [...] para el que se dispone de datos;
 - BE ofrece suministrar un mínimo de [...] de electricidad en el mercado al por mayor [...] y ese volumen no se vende en un plazo de [...] horas.
- (472) El mismo organismo independiente que supervise el cumplimiento por BE de la prohibición debería ser responsable de comprobar si BE es consciente de que se han realizado las pruebas. Este organismo verificará que la prueba «a», junto con la «b» o la «c» han sido ejecutadas. Si así fuera, BE debería tener derecho a ofrecer precios en el mercado DSB inferiores al precio al por mayor para [...] a partir del momento de la decisión del organismo. Este plazo puede ser prorrogado por decisión del organismo si perduran unas condiciones de mercado excepcionales. Durante [...], BE debería ser obligada a comportarse de buena fe y a ofrecer descuentos comparables a la que puede razonablemente considerar como oferta de los competidores. El organismo independiente debería evaluar posteriormente el cumplimiento por BE de este criterio, cuando el [...] haya finalizado.
- (473) En aras de la transparencia, el organismo independiente debería hacer pública una declaración al final de las rondas de contratos confirmando la existencia real de circunstancias excepcionales de mercado y especificando la duración del período de circunstancias excepcionales. Los detalles de la evaluación deberían enviarse a la Comisión.
- (474) Las autoridades británicas han acordado ejecutar esta medida compensatoria.
- v) Medidas compensatorias consideradas por la Comisión que fueron desestimadas
- (475) La Comisión juzga que las tres medidas compensatorias descritas en la sección VI.2, letra c), inciso iv), son suficientes para atenuar el efecto potencialmente distorsionador de la ayuda sobre la competencia, y para cumplir por lo tanto los requisitos del punto 39, inciso ii), de las Directrices. También se deben considerar como condiciones específicas fijadas en la autorización de ayuda en el sentido del punto 42, inciso ii), de dichas Directrices.
- (476) Otras posibles medidas compensatorias fueron sugeridas por terceros.
- (477) Greenpeace sugirió cerrar las centrales nucleares de BE en un proceso organizado. La Comisión considera que teniendo en cuenta la falta de exceso de capacidad en el mercado pertinente, pedir el cierre de los activos de generación de BE sería desproporcionado con relación a la distorsión de la competencia que la ayuda genera.
- (478) Powergen sugirió que el reactor de Dungeness B podría cerrarse, puesto que es el activo menos rentable de BE. La viabilidad de Dungeness B se examinó ya en la sección VI.3, letra a). La Comisión observa que ya está previsto cerrar Dungeness B en 2008 y que según los datos proporcionados por NGTransco con arreglo a la comunicación necesaria para cierres importantes, Dungeness B podría ser cerrado como antes a mediados de 2007. La Comisión considera que un cambio tan pequeño no justificaría los gastos que causaría.
- (479) Drax sugirió retirar los activos nucleares de BE del mercado competitivo creando un sistema de compra obligatoria de la energía nuclear a un precio fijo que sería similar a la obligación aplicable a las energías renovables. Esto significaría que BE en la práctica sería total e indefinidamente ayudada por el Estado, lo que estaría en total oposición con la política comunitaria de competencia.
- (480) Drax sugirió permitir a BNFL una mayor parte de los beneficios potenciales de BE si los precios de la electricidad aumentaran para disminuir el importe de la ayuda. Como se dijo en la sección VI.2, letra b), la Comisión llegó a la conclusión de que la medida B no incluye elementos de ayuda estatal. Conceder a BNFL una mayor parte de BE tendría el efecto de aumentar la ayuda puesto que disminuiría la tesorería libre de BE y así su contribución al NLF. Esto no puede ser aceptado por la Comisión.

- (481) Drax sugirió que la central de Eggborough fuera privatizada. La Comisión reconoce que deshacerse de Eggborough no iría en detrimento de la necesidad de preservar un margen de capacidad en el sistema eléctrico puesto que la central muy probablemente sería explotada por su nuevo propietario. Sin embargo, para poder aplicar su plan de reestructuración y restaurar la viabilidad, BE necesita tener acceso a alguna fuente de producción eléctrica flexible. Si BE vendiera Eggborough, tendría que adquirir esta flexibilidad en fuentes exteriores.
- (482) Sobre la base de ensayos, las autoridades británicas llegaron a la conclusión de que no sería económico que BE comprara los servicios que deriva de Eggborough a otros productores. Estos servicios consisten en un seguro contra interrupciones inesperadas, adaptación de la electricidad para contratos empresariales y flexibilidad para ajustarse al plan de mantenimiento de los reactores. Las autoridades británicas han indicado que BE ahorraría 11 millones GBP al año guardando Eggborough. Este cálculo se basa en los costes de Eggborough, lo que significa que BE posiblemente sólo podría obtener los mismos servicios al mismo coste poseyendo otra central. La compra de los servicios en el mercado sería mucho más cara, en caso de que efectivamente fuera posible.
- (483) Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, la Comisión considera que requerir a BE que privatice Eggborough amenazaría las perspectivas de BE de volver a la viabilidad y sería desproporcionado. La Comisión considera que las medidas compensatorias n° 1 y n° 2 imponen el mismo tipo de restricción de una forma más proporcionada.
- (484) Powergen sugirió imponer un límite a la cuota de mercado DSB de BE. La Comisión considera que tal límite sería perjudicial para la competencia en este mercado. La medida compensatoria n° 3 será más eficaz para atenuar el impacto de la ayuda para los competidores en este mercado sin restringir la capacidad de BE de ofrecer tratos competitivos en el mercado por sí misma.
- (485) Powergen sugirió prohibir a BE incorporarse a nuevos mercados al por menor. Esta medida afectaría sobre todo al mercado doméstico, servido actualmente solamente por proveedores. La Comisión considera que tal restricción privaría a los clientes de una posible fuente de competencia en un segmento que actualmente ya es la parte menos competitiva del mercado británico de la electricidad ⁽⁷⁰⁾. La Comisión considera que la medida compensatoria n° 1 será a este respecto suficiente para asegurarse de que, en caso de que BE desee incorporarse a este mercado, lo haga sobre la base de sus propios medios, sin distorsión indebida de la competencia.
- (486) Para finalizar, la Comisión considera que las demás medidas compensatorias sugeridas por los terceros que presentaron comentarios están sumidos en las tres medidas compensatorias seleccionadas por la Comisión.

d) *Aplicación completa del plan de reestructuración*

- (487) Deberá requerirse a la empresa para que aplique por completo el plan de reestructuración presentado a la Comisión. El Gobierno británico se compromete a garantizar la aplicación completa del plan de reestructuración, en caso de que sea aprobado.

e) *Supervisión e informe anual*

- (488) Si se aprueba el paquete de ayuda, el Gobierno británico se compromete a facilitar a la Comisión un informe a más tardar seis meses después de la aprobación e informes anuales de tal modo que la Comisión pueda supervisar la evolución de BE hasta que su posición se haya estabilizado en tal medida que la Comisión ya no considere necesarios más informes.

VII. CONCLUSIÓN

- (489) La Comisión concluye que siempre que se respeten las Directrices sobre ayuda de reestructuración y que coincidan con los objetivos del Tratado Euratom, las ayudas en cuestión son compatibles con el mercado común.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

La ayuda que el Reino Unido tiene previsto ejecutar con arreglo a la medida A del plan de reestructuración de British Energy plc (en lo sucesivo denominada «British Energy») notificado a la Comisión el 7 de marzo de 2003, que consiste en el compromiso del Gobierno del Reino Unido de financiar:

- a) el pago de las responsabilidades relativas a la gestión del combustible agotado cargado en los reactores nucleares de British Energy antes de la fecha efectiva del plan de reestructuración, siempre que los gastos ligados a estas responsabilidades, excepto las responsabilidades históricas ampliadas, según se definen en el Acuerdo de Financiación de las Responsabilidades Históricas entre British Energy y el Gobierno del Reino Unido, no superasen un importe de 2 185 000 000 GBP a valor de diciembre de 2002;
- b) cualquier déficit del Fondo de Responsabilidades Nucleares con respecto al pago del cierre definitivo de las instalaciones nucleares de British Energy, las responsabilidades de British Energy para las que no existe contrato y las responsabilidades históricas ampliadas según lo definido en el Acuerdo de Financiación de las Responsabilidades Históricas entre British Energy y el Gobierno del Reino Unido,

es compatible con el mercado común y con los objetivos del Tratado Euratom, siempre que se cumplan las condiciones establecidas en los artículos 2 a 10.

⁽⁷⁰⁾ Véase al respecto «Energywatch Annual Report, April 2002-March 2003», disponible en http://www.energywatch.org.uk/uploads/20022003_Annual_Report.pdf.

Artículo 2

1. El Reino Unido garantizará la aplicación completa del plan de reestructuración comunicado a la Comisión por el Reino Unido.
2. El Reino Unido presentará un informe sobre la ejecución de la reestructuración a más tardar seis meses después de la presente Decisión y posteriormente cada año hasta que la Comisión considere que ya no es necesario.

Artículo 3

Tan pronto como los gastos correspondientes a las responsabilidades mencionadas en el artículo 1, letra b), sobrepasen 1 629 000 000 GBP a valor de diciembre de 2002, el Reino Unido presentará informes adicionales detallados a la Comisión demostrando que los pagos del Gobierno se limitan a cubrir las responsabilidades mencionadas en dicha letra, y que se han tomado las medidas apropiadas para limitar los gastos al mínimo necesario para cubrir esas responsabilidades. Estos informes se presentarán anualmente y se anexarán a los informes anuales mencionados en el artículo 2.

Artículo 4

A efectos de computar los importes a valor de diciembre de 2002 mencionados en los artículos 1 y 3, el Reino Unido utilizará el tipo de referencia y de descuento publicado por la Comisión para el Reino Unido, actualizándolo cada cinco años.

Artículo 5

1. El Reino Unido requerirá a British Energy para que, a más tardar el 1 de abril de 2005, se comprometa a:
 - a) separar su negocio de suministro de electricidad de British Energy Generation Limited y constituirlo como filial separada de British Energy plc (o de la empresa que la sustituya);
 - b) consolidar las actividades nucleares existentes de producción en una única empresa,

y

 - c) utilizar todos los medios razonables para obtener modificaciones de licencias conforme a la Ley de la Electricidad de 1989 o, si tales modificaciones no pueden obtenerse, para ofrecer compromisos vinculantes al Gobierno del Reino Unido no limitados en el tiempo con el fin de que: i) British Energy gestione sus negocios existentes de producción nuclear y no nuclear como negocios separados a efectos de licencias (o a efectos de cualquier compromiso con el Gobierno del Reino Unido), ii) el negocio de producción nuclear existente no facilite ninguna subvención cruzada a cualquier otra actividad empresarial del grupo British Energy.
2. En caso de que los compromisos citados en la letra c) no sean ejecutados mediante acuerdo de licencia, el Reino Unido presentará un informe anual a la Comisión que demuestre que no ha habido ninguna subvención cruzada desde el negocio de producción nuclear existente a cualquier otra actividad empresarial del

grupo British Energy. Este informe se basará en un análisis efectuado por expertos contables independientes y podrá adjuntarse al citado en el artículo 2. Esto no debería impedir la posibilidad de que posteriormente se establezca una ejecución por licencia si llega a ser posible.

3. El Reino Unido informará a la Comisión tan pronto como se ejecuten los compromisos citados en los apartados 1 y 2.

Artículo 6

El Reino Unido exigirá a British Energy que, durante un período de seis años desde la fecha de la presente Decisión, se comprometa a no poseer o tener derechos de control sobre:

- capacidad de producción mediante combustibles fósiles que sea operativa y esté registrada ⁽⁷¹⁾ en el Espacio Económico Europeo,
- o
- capacidad de producción hidroeléctrica registrada en el Reino Unido, según lo definido en la Ley sobre Energías Renovables (Renewables Obligation Order) de 2002,

(ambos tipos de capacidad serán denominados conjuntamente, en lo sucesivo, «capacidad restringida») cuya suma supere los 2 020 MW, siempre que:

- a) durante un «período de puesta a disposición» (tal como se define más adelante), British Energy tenga derecho a poseer o a tener derecho de control sobre una capacidad restringida superior a 2 020 MW, a condición de que no opere dicha capacidad restringida o deje de ejercer cualquier control operativo o interés en dicha capacidad restringida o de la electricidad producida a partir de dicha capacidad restringida. A dicho efecto se entenderá por «período de puesta a disposición» el comprendido entre:
 - i) la comunicación a Eggborough Power Limited o a Eggborough Power Holdings Limited de que: 1) va a ejercerse una opción de compra de las acciones en Eggborough Power Limited o en Eggborough Power Limited, o 2) va a ejercerse una garantía sobre las acciones de Eggborough Power Limited o de Eggborough Power Limited,
 - y
 - ii) la fecha en que el grupo British Energy ya no disponga de la capacidad de producción registrada de la central de Eggborough;

⁽⁷¹⁾ Excluida la capacidad auxiliar procedente de combustibles fósiles generada en sus centrales nucleares.

b) si una de las opciones de control de las acciones en Eggborough Power Limited o en la central de Eggborough se materializa, British Energy podrá poseer o tener derechos de control sobre la capacidad restringida que no sobrepase los 2 222 MW, siempre que declare su capacidad restringida al operador de la National Grid como 2 020 MW y no explote más de 2 020 MW de capacidad restringida,

o

c) si la capacidad de las centrales de Eggborough no puede ser utilizada por el grupo British Energy debido a una avería irreparable o por causa de fuerza mayor, British Energy podrá poseer o tener derechos de control sobre la capacidad restringida que no sobrepase los 2 222 MW, a condición de que declare su capacidad restringida al operador de la National Grid como 2 020 MW y de que no explote más de 2 020 MW de capacidad restringida.

Artículo 7

El Reino Unido requerirá a British Energy para que, durante un período de seis años desde la fecha de la presente Decisión y si para ello no cuenta con previo consentimiento escrito de la Comisión, no posea o tenga derechos de control sobre capacidad de producción nuclear operativa registrada en el Espacio Económico Europeo distinta de sus activos de generación o de contratos nucleares existentes de explotación y mantenimiento en los que British Energy no tiene ningún interés en la producción de electricidad.

Artículo 8

El Reino Unido designará, en un plazo de cuatro meses desde la presente Decisión y mediante un proceso abierto y transparente, a un experto independiente con el fin de supervisar el cumplimiento por BE de las condiciones establecidas en el artículo. Informará inmediatamente a la Comisión de esta designación.

Artículo 9

1. El Reino Unido requerirá a British Energy para que:

a) durante un período de seis años desde el nombramiento del experto independiente, no ofrezca a los usuarios finales no domésticos que le compran electricidad directamente un suministro en que el precio de contrato de la energía esté por debajo del precio de mercado al por mayor actual; sin embargo, en circunstancias excepcionales de mercado en que el experto independiente considere que se cumplen determinadas condiciones objetivas según lo descrito en el artículo 10 («circunstancias excepcionales del mercado»), entonces British Energy tendrá derecho, mientras que tales circunstancias excepcionales sigan existiendo, a establecer de buena fe el precio de contrato de la energía por debajo del

precio de mercado al por mayor actual con el fin de que British Energy pueda responder a la competencia, bajo las condiciones del artículo 10,

y

b) coopere de buena fe con el experto independiente y responda puntualmente a todas las peticiones razonables del experto independiente, incluidas las de información, documentos o acceso al personal y a la dirección.

2. El experto independiente informará anualmente al Reino Unido sobre el cumplimiento por British Energy de estas condiciones. El Reino Unido pondrá los informes a disposición de la Comisión.

Artículo 10

1. Las pruebas utilizadas para decidir si se dan las circunstancias de mercado excepcionales serán las siguientes:

a) En cualquier momento de [...] (que concluya no más tarde de [...] antes de la fecha de la comunicación de advertencia (*Amber Notice*) que se define a continuación), el [...] de los usuarios finales no nacionales a los que British Energy hubiera hecho ofertas de suministro en condiciones en que el margen en el suministro del elemento energético del contrato con respecto al precio al por mayor existente sea [...], rechazarán la oferta de British Energy.

b) Los volúmenes negociados en el mercado al por mayor de la electricidad durante un período de [...] caigan a menos de [...] de la media de los negociados en el mismo período en el último [...] para el cual se disponga de datos.

c) British Energy ofrece suministrar un mínimo de [...] de electricidad en el mercado al por mayor [...] y dicho volumen no se vende en un plazo de [...].

2. En caso de que se enfrente a circunstancias parecidas a estas y si considera que podría necesitar invocar las circunstancias de mercado excepcionales, British Energy informará primero al experto independiente, resumiendo su análisis de la situación y la posición en relación con las pruebas objetivas (la «comunicación de advertencia»).

3. Si las circunstancias no mejoran tras la comunicación de advertencia y si se cumplen las condiciones citadas en las susodichas pruebas a), b) o c), British Energy notificará al experto independiente que va a responder a la competencia mediante precios inferiores al precio al por mayor y facilitando los datos recientes al respecto de que disponga. El experto independiente tendrá entonces no más de 24 horas para confirmar o no que se cumplen las condiciones de las pruebas a), b) o c) y declarar en consecuencia la existencia de circunstancias de mercado excepcionales.

4. Si el experto independiente declara la existencia de circunstancias de mercado excepcionales, British Energy tendrá derecho, durante un período de [...] desde conocida la decisión del experto independiente, a hacer de buena fe ofertas de precios para hacer frente a la competencia en las ventas directas a empresas.

5. El período de [...] podrá ser prorrogado por el experto independiente mientras se sigan dando las circunstancias de la prueba c).

6. Al final del período, la restricción de precios establecida en el artículo 9 se aplicará de nuevo a British Energy.

7. Después del período, British Energy entregará al experto independiente un informe que resuma sus actividades de ventas durante el período. Esta información se incorporará al informe anual del experto independiente.

8. Finalizado el período de contrato durante el que se dieron las circunstancias de mercado excepcionales, el experto independiente hará pública su constatación de la existencia de tales circunstancias y su duración.

Artículo 11

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

Hecho en Bruselas, el 22 de septiembre de 2004.

Por la Comisión
Mario MONTI
Miembro de la Comisión
