ENTSCHEIDUNG DER KOMMISSION

vom 22. September 2004

über die staatliche Beihilfe des Vereinigten Königreichs zugunsten von British Energy plc

(Bekannt gegeben unter Aktenzeichen K(2004) 3474)

(Nur der englische Text ist verbindlich)

(Text von Bedeutung für den EWR)

(2005/407/EG)

DIE KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN —

gestützt auf den Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, insbesondere auf Artikel 88 Absatz 2,

gestützt auf das Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum, insbesondere auf Artikel 62 Absatz 1 Buchstabe a,

nach Aufforderung an alle Interessierten, ihre Bemerkungen gemäß den genannten Vorschriften abzugeben [1], und unter Berücksichtigung dieser Bemerkungen,

in Erwägung nachstehender Gründe:

I. VERFAHREN

(1) Am 9. September 2002 schnürte die britische Regierung ein Beihilfenpaket zur Rettung des britischen Stromversorgungsunternehmens British Energy plc („BE"). Am 27. November 2002 beschloss die Kommission, keine Einwände gegen das Vorhaben zu erheben [2] die britischen Behörden bis zum 9. März 2003 Zeit, um einen Umstrukturierungs- oder Liquidationsplan für BE vorzulegen oder nachzuweisen, dass die Beihilfe zurückgezahlt wurde.

(2) Am 7. März 2003 unterbreiteten die britischen Behörden der Kommission einen Umstrukturierungsplan. Die Vorlage der britischen Regierung wurde als staatliche Beihilfe unter der Nummer NN 45/03 registriert, da mit der Durchführung einiger Umstrukturierungsmaßnahmen, die möglicherweise Beihilfeelemente enthielten, bereits begonnen worden war. Am 13. März 2003 wurden weitere Einzelheiten mitgeteilt. Am 28. März 2003 fand ein Treffen zwischen Kommissionsvertretern und Vertretern der britischen Regierung statt. Am 21. April 2003 richtete die Kommission an die britischen Behörden ein Auskunftsverlangen, auf das diese am 2. Mai 2003 antworteten.

(3) Mit Schreiben vom 23. Juli 2003 teilte die Kommission der britischen Regierung ihren Beschluss mit, wegen der fraglichen Beihilfe ein Verfahren nach Artikel 88 Absatz 2 EG-Vertrag einzuleiten.

(4) Der Beschluss der Kommission über die Einleitung des Verfahrens wurde im *Amtsblatt der Europäischen Union* zusammen mit einer Aufforderung an alle Interessierten, sich zu der Maßnahme zu äußern, veröffentlicht [3].

(5) Die britischen Behörden übermittelten der Kommission mit Schreiben vom 22. August 2003 (Eingangsvermerk vom selben Tag) ihre Bemerkungen zu der Verfahrenseröffnung.

(6) Auch vom begünstigten Unternehmen und von dritter Seite gingen Stellungnahmen ein, die der britischen Regierung übermittelt wurden, der damit Gelegenheit zur Erwiderung gegeben wurde. Die Bemerkungen der britischen Behörden erhielt die Kommission mit Schreiben vom 29. Oktober 2003 (Eingangsvermerk vom 30. Oktober 2003).

(7) Am 7. Oktober 2003 traf die Kommission mit Vertretern des Vereinigten Königreichs zusammen. Im Anschluss an das Treffen übermittelten die britischen Behörden in einem Schreiben vom 5. November 2003 (Eingangsvermerk vom 10. November 2003) weitere Einzelheiten. Ein erneutes Treffen fand am 28. November 2003 statt. Am 5. Dezember 2003 richtete die Kommission ein Auskunftsverlangen an das Vereinigte Königreich, das hierauf am 22. Dezember 2003 antwortete. Am 2. Februar 2004 fand ein weiteres Treffen statt, auf das am 4. Februar 2004 ein weiteres Schreiben des Vereinigten Königreichs folgte. Am 10. März 2004 wurden der Kommission neue Fakten übermittelt, woraufhin am 22. März 2004 ein erneutes Treffen stattfand. Am 19. April 2004 richtete die Kommission ein neuerliches Auskunftsverlangen an die britischen Behörden, die hierauf am 11. Mai 2004 antworteten. Am 7. Juni 2004 trafen sich Vertreter der Kommission und der britischen Behörden, und am 1. Juli 2004 wurden der Kommission neue Fakten mitgeteilt. Am 29. Juli 2004 fand nochmals ein Treffen statt, und am 23. August 2004 übermittelten die britischen Behörden erneut zusätzliche Auskünfte.

[1] ABl. C 180 vom 31.7.2003, S. 5.

[2] ABl. C 39 vom 18.2.2003, S. 15.

[3] Siehe Fußnote 1.

II. DIE BEIHILFE

1. Beihilfeempfänger

a) *Die British Energy plc group*

(8) BE ist ein Stromerzeuger, der im Jahr 1996 privatisiert wurde. Das Unternehmen befindet sich abgesehen von drei Sonderaktien des Staates an der Muttergesellschaft und jeder der beiden großen Tochterunternehmen im Vereinigten Königreich nunmehr vollständig in privatem Besitz.

(9) Zum Zeitpunkt der Privatisierung waren die wichtigsten Bestandteile des Geschäfts von BE sechs Kernkraftwerke in England und zwei Kernkraftwerke in Schottland. Diese Anlagen mit einer Gesamtleistung von 9 820 MW (davon 7 281 MW in England und Wales und 2 539 MW in Schottland) werden nach wie vor von BE betrieben. BE ist der einzige private Betreiber von Kernkraftwerken im Vereinigten Königreich. Er liefert Strom an Wiederverkäufer und gewerbliche Großabnehmer, nicht jedoch an Endkunden.

(10) Nach der Privatisierung beteiligte sich BE zu 50 % an Amergen, einem Gemeinschaftsunternehmen in den USA, über das der Kauf und Betrieb von Kernkraftwerken in den USA abgewickelt werden soll, und erwarb eine 82,4 %ige Beteiligung an dem Leasingvertrag von Bruce Power LP in Ontario, Kanada. Im Vereinigten Königreich erwarb BE 1999 das (im Jahr 2000 wiederverkaufte) Endkundengeschäft von South Wales Electricity und im Jahr 2000 das Kohlekraftwerk Eggborough mit einer Leistung von 1 970 MW, um mehr Flexibilität zu gewinnen und sich gegen den Ausfall seiner Kernkraftwerke abzusichern.

(11) Von den acht Kernkraftwerken, die BE im Vereinigten Königreich betreibt, sind sieben mit fortgeschrittenen gasgekühlten Reaktoren ausgerüstet (AGR-Reaktoren), eine britische Konstruktion und Technik. Der achte Reaktor Sizewell B ist ein Druckwasserreaktor („DWR"), eine Technik, die überall in der Welt angewandt wird.

(12) Die wichtigsten Tochtergesellschaften von BE im Vereinigten Königreich sind:

— British Energy Generation Ltd („BEG"), Eigentümerin und Betreiberin von sechs Kernkraftwerken in England und Inhaberin einer Lizenz für die Direktversorgung mit Strom,

— British Energy Generation (UK) Ltd („BEGUK"), Eigentümerin und Betreiberin von zwei Kernkraftwerken in Schottland,

— Eggborough Power (Holdings) Ltd („EPL"), Eigentümerin und Betreiberin des Kohlekraftwerks Eggborough in England

und

— British Energy Power & Energy Trading Ltd („BEPET"), Vertriebsorganisation für die gesamte BE-Produktion (mit Ausnahme des Direktversorgungsgeschäfts) und zuständig für den Bereich Marktrisiken.

b) *Jüngste Entwicklung*

(13) Infolge des Einbruchs der Strompreise, fehlender Absicherungsmaßnahmen und des unvorhergesehenen Ausfalls von Kernkraftwerken gingen die mit Kernkraftwerken erwirtschafteten Einnahmen von BE im Jahr 2002 drastisch zurück. Der hohe Fixkostenanteil ([4]) an der Kostenstruktur der Kernkraftwerke ließ BE wenig Spielraum, um auf die niedrigeren Preise durch Kostensenkungen zu reagieren.

(14) In den beiden Vorjahren war der Strompreis um 8,56 GBP/MWh gesunken, was einem jährlichen Einnahmerückgang von 642 Mio. GBP bei einer jährlichen Stromerzeugung von 75 TWh in den Kernkraftwerken von BE entspricht. Die Auswirkungen dieses Preiseinbruchs auf die Einnahmen von BE konnten weder durch Stromhandelsverträge noch durch Direktverkäufe hinreichend abgefedert werden.

(15) Dies hatte zur Folge, dass sich der Überschusssaldo von BE im Sommer 2002 drastisch verringerte; so ging der Kassenbestand von 231 Mio. GBP Anfang April 2002 auf nur 78 Mio. GBP Ende August 2002 zurück, wobei sich die rückläufige Tendenz ab Ende Juni 2002 noch verstärkte. Der ohnehin stark geschmolzene Kassenmittelsaldo drohte im Zeitraum zwischen September 2002 und März 2003 wegen der fälligen Zahlungen an British Nuclear Fuel Limited („BNFL") im Rahmen der Verträge über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente, größerer Investitionsausgaben für das Kernkraftwerk Bruce Power in Kanada und der Tilgung der ersten Rate der zum 25. März 2003 fälligen Anleihen noch weiter abzunehmen.

(16) Am 5. September 2002 wurde dem BE-Board nach einer fehlgeschlagenen Anleiheemission und der Befürchtung, dass die nicht ausgeschöpften Bankfazilitäten nicht zur Verfügung stehen könnten, von seinen Rechtsberatern mitgeteilt, dass das Unternehmen die eingeräumten Kredite nicht würde in Anspruch nehmen können. Da die Geschäftsleitung nicht mehr guten Glaubens versichern konnte, dass das Unternehmen die Kredite würde zurückzahlen können, hätte die Inanspruchnahme der Kredite bedeutet, dass die Geschäfte weitergeführt worden wären, ohne dass die Aussicht bestanden hätte, die Zahlungsunfähigkeit mit Sicherheit vermeiden zu können. Um ein Insolvenzverfahren zu vermeiden, baten die Board-Mitglieder den Staat um eine Finanzhilfe, die von der Kommission mit Entscheidung vom 27. November 2002 als Rettungsbeihilfe genehmigt wurde.

([4]) Anteil der Kosten, die auch bei Abschaltung oder völliger Stilllegung der Kernkraftwerke nicht vermieden werden können.

(17) Dabei wurde den britischen Behörden zur Auflage gemacht, der Kommission spätestens sechs Monate nach Genehmigung der Rettungsbeihilfe die Liquidation des Unternehmens zu melden oder ihr einen Umstrukturierungsplan vorzulegen bzw. nachzuweisen, dass die Kredite vollständig zurückgezahlt wurden und/oder die Bürgschaft beendet wurde. Am 7. März 2003 legten die britischen Behörden der Kommission einen Umstrukturierungsplan für BE vor.

2. **Der Umstrukturierungsplan**

a) *Ursprung der Schwierigkeiten von BE*

(18) Die britische Regierung hat den Ursprung der Schwierigkeiten von BE wie folgt beschrieben:

Die ungesicherte Position von BE

(19) Anders als die anderen großen privaten Stromerzeuger besitzt BE kein Einzelhandelsgeschäft, das eine natürliche Absicherung für das Großhandelspreisrisiko darstellt. BE verkauft seinen Strom vor allem auf dem Großhandelsmarkt und einen kleinen Teil an industrielle und gewerbliche Großbetriebe.

(20) Die Stellung von BE auf dem Markt der Direktversorgung von industriellen und gewerblichen Großabnehmern verschaffte ihm keine Absicherung gegen den Einbruch der Großhandelspreise. Dieser Markt ist seit 1994 vollständig dem Wettbewerb geöffnet; er ist durch Wettbewerb und preisbewusste Kunden geprägt. Außerdem sind die Preise auf diesem Markt gesunken, wobei die Preissenkungen weitgehend direkt an die Kunden weitergegeben wurden. Folglich gab es keinen Anstieg der Einzelhandelsspannen, der die sinkenden Großhandelspreise ausgeglichen hätte.

Der hohe Anteil unvermeidbarer Kosten von BE

(21) Die Kostenstruktur von Kernkraftwerken ist durch sehr hohe unvermeidbare Kosten und geringe vermeidbare Kosten ([5]) geprägt.

(22) Einige der unvermeidbaren Kosten von BE entstehen nur bei Kernkraftwerken. Erstens sind die Kosten für die Stilllegung von Kernkraftwerken produktionsunabhängig, außer in zeitlicher Hinsicht, weil sie vom Zeitpunkt der Stilllegung der Kraftwerke abhängig sind. Zweitens sind auch die Kosten für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente — d. h. die Kosten für ihre Wiederaufbereitung, Lagerung und endgültige Entsorgung — nicht vermeidbar für Brennelemente, die bereits im Reaktor eingebaut sind.

([5]) Das heißt, die Kosten, die vermieden werden können, wenn kein Strom erzeugt wird oder Kraftwerke stillgelegt werden.

(23) Hingegen sind die vermeidbaren Kosten von Kernkraftwerken niedriger als die anderer Anlagen im System, einschließlich anderer Grundlastkraftwerke.

(24) Die sinkenden Marktpreise haben dazu geführt, dass die Gewinnmarge von BE nach Abzug der vermeidbaren Kosten nur noch gering ist. Dadurch standen BE sehr viel weniger Mittel zur Deckung der hohen unvermeidbaren Kosten zu Verfügung, bei denen es sich überwiegend um Finanzierungskosten und alte nukleare Verbindlichkeiten handelt. Dies hat zu Schwierigkeiten bei der Erfüllung von Zahlungsverpflichtungen gegenüber Gläubigern geführt, die eine finanzielle Umstrukturierung des Unternehmens erforderlich machten.

(25) Neben den langfristigen unvermeidbaren Kosten aufgrund der Verbindlichkeiten für die nukleare Entsorgung litt BE auch unter hohen kurzfristig unvermeidbaren Kosten in Form von Finanzierungskosten, die infolge des Rückkaufs eigener Aktien, des Erwerbs von Eggborough, der Beteiligungen in Nordamerika und der Kosten der Stromabnahmevereinbarungen zugenommen hatten.

Größere unvorhersehbare Ausfälle in den Kernkraftwerken von BE

(26) Die Einnahmeverluste von BE aufgrund der sinkenden Großhandelsstrompreise wurden durch größere unvorhersehbare Betriebspausen in den Kraftwerken Torness 2 und Dungeness B verschärft. Am 13. August 2002 gab BE bekannt, dass wegen der Ausfälle in Torness die Sollleistung der Kernkraftwerke im Vereinigten Königreich von 67,5 TWh auf 63 TWh (± 1 TWh) zurückgegangen war.

b) *Die Umstrukturierungsmaßnahmen*

(27) Das Umstrukturierungspaket besteht aus sieben Maßnahmen, die zwischen BE, seinen Hauptgläubigern (einschließlich der staatlichen Brennelementebehandlungsgesellschaft BNFL) und der britischen Regierung vereinbart wurden:

— Maßnahme A : Maßnahmen zur Finanzierung der Entsorgung;

— Maßnahme B : Vereinbarungen mit BNFL hinsichtlich des Brennelementezyklus;

— Maßnahme C : Moratorium;

— Maßnahme D : Vereinbarung eines Umschuldungspakets mit den Hauptgläubern;

— Maßnahme E : Einführung einer neuen Handelsstrategie;

— Maßnahme F : Verkauf von Vermögenswerten zur Finanzierung der Umstrukturierung;

— Maßnahme G : Stundung lokaler Steuern.

(28) Auf diese Maßnahmen wird in den Erwägungsgründen 29 bis 102 näher eingegangen.

Maßnahme A: Maßnahmen zur Finanzierung der Entsorgungskosten

Verbindlichkeiten aufgrund der nuklearen Entsorgung

(29) Nukleare Verbindlichkeiten entstehen, wenn abgebrannte Brennelemente aufbereitet oder gelagert und endgültig entsorgt („Entsorgungsverbindlichkeiten") und Kernkraftwerke am Ende ihrer Nutzung abgebaut werden müssen („Stilllegungsverbindlichkeiten").

(30) Für einen Teil der Entsorgungsverbindlichkeiten hat BE mit BNFL Dienstleistungsverträge über die Aufbereitung abgebrannter Brennelemente geschlossen („geregelte Verbindlichkeiten"). Geregelte Verbindlichkeiten sind die Beträge, die BE an BNFL in Zukunft für die Wiederaufbereitung und/oder Lagerung abgebrannter Brennelemente aus fortgeschrittenen gasgekühlten Reaktoren (AGR) und für andere Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Entsorgung abgebrannter Brennelemente zu zahlen hat. Die Verträge betreffen die Aufbereitung und Lagerung abgebrannter Brennelemente und damit verbundener Abfallprodukte aus den AGR-Kraftwerken bis mindestens 2038 bzw. 2086. Sie sehen einen Festpreis vor, wobei alle technischen Risiken in Verbindung mit der Lagerung und Wiederaufbereitung der abgebrannten Brennelemente bei BNFL liegen. Alle abgebrannten Brennelemente und der größte Teil des Abfalls bleiben für die Laufzeit der Verträge Eigentum von BE.

(31) Hinzu kommen andere Entsorgungsverbindlichkeiten, die mit den gleichen abgebrannten Brennelementen verbunden sein können, aber nicht müssen und für die es derzeit noch keine vertragliche Regelung gibt („ungeregelte Verbindlichkeiten"). Noch nicht vertraglich geregelt ist die endgültige Entsorgung von abgebrannten Brennelementen, Plutonium, Uran und von Abfällen, die sich aus der Aufbereitung von AGR-Brennelementen ergeben, die Lagerung und endgültige Entsorgung abgebrannter DWR-Brennelemente einschließlich des Baus eines Trockenlagers in Sizewell B und die Lagerung und Entsorgung der während des Betriebs anfallenden Abfälle.

(32) Stilllegungsverbindlichkeiten umfassen die Kosten für die Entnahme der Brennelemente, die Dekontaminierung und den Abriss der Kernkraftwerke, nachdem diese keinen Strom mehr erzeugen. Üblicherweise erfolgt die Stilllegung in folgenden drei Phasen:

— Phase 1: Entnahme der Brennelemente aus dem Reaktor kurz nach Abschaltung des Kraftwerks und Abtransport der Brennelemente aus dem Kraftwerk,

— Phase 2: Abriss nicht mehr benötigter Nebengebäude und Absicherung des Reaktorkomplexes, u. a. auch gegen Wettereinflüsse, wonach dieser in der Regel über einen langen Zeitraum unterhalten und überwacht wird,

und

— Phase 3: Abriss des Reaktors, um den Standort wieder nutzbar zu machen (frühestens 85 Jahre nach dem Ende der Stromerzeugung bei AGR-Kraftwerken und 50 Jahre bei DWR-Kraftwerken).

(33) Bisher wurden mehrere Regelungen zur Finanzierung der nuklearen Entsorgungskosten getroffen. Bei der Privatisierung wurde ein eigener Fonds, der Kernkraftstilllegungsfonds („NDF") in Form einer Aktiengesellschaft im Besitz einer unabhängigen Treuhandgesellschaft gegründet. Ihr Ziel bestand darin, eigene Mittel zur Deckung der Stilllegungskosten zu beschaffen. Die Finanzierung aller anderen nuklearen Entsorgungskosten sollte aus dem laufenden Geschäft von BE gedeckt werden. Angesichts des Rückgangs der Einnahmen von BE sind diese Regelungen jedoch nicht ausreichend, um die nuklearen Entsorgungskosten zu finanzieren.

(34) Die britische Regierung hat in ihren Umstrukturierungsplan eine Reihe von Instrumenten aufgenommen, um die finanzielle Haftung zumindest für einen Teil der Finanzierung der nuklearen Entsorgungskosten zu übernehmen. Diese neuen Instrumente sollen gleichzeitig mit der Neuregelung des Beitrags von BE zu den Entsorgungskosten eingeführt werden.

Die Schaffung eines neuen Fonds

(35) Der Umstrukturierungsplan sieht vor, dass der bestehende NDF in einen neuen Fonds, den Fonds für nukleare Verbindlichkeiten („NLF"), erweitert oder durch diesen ergänzt wird. Der NLF ist als Aktiengesellschaft im Besitz einer unabhängigen Treuhandgesellschaft geplant. Er soll die Kosten nicht geregelter Verbindlichkeiten und Stilllegungsverbindlichkeiten in Bezug auf Folgendes decken:

a) alle AGR-Brennelemente, die vor dem Termin, an dem alle Bedingungen der Umstrukturierung erfüllt sind, einschließlich der Entscheidung der Kommission über den Umstrukturierungsplan („Termin der tatsächlichen Umstrukturierung"), in Reaktoren von BE geladen wurden, und alle DWR-Brennelemente sowie die Lagerung und Entsorgung betriebsbedingter Abfälle aus den Kraftwerken,

b) alle Stilllegungsverbindlichkeiten der Phase 1 von BE

und

c) alle Stilllegungsverbindlichkeiten der Phasen 2 und 3 von BE, soweit der entstandene Wert des NDF unzureichend ist, um die Stilllegungsverbindlichkeiten der Phasen 2 und 3 bei Fälligkeit von Zahlungen zu decken.

(36) Nach Anlaufen der Umstrukturierung wird BE folgende Beiträge zum NLF leisten:

a) feste Stilllegungsbeiträge von 20 Mio. GBP jährlich — gebunden an den Einzelhandelspreisindex —, die jedoch auslaufen, wenn Kraftwerke stillgelegt werden;

b) 150 000 GBP, gebunden an den Einzelhandelspreisindex, für jede Tonne DWR-Brennelemente, die in den Reaktor Sizewell B nach dem Termin der tatsächlichen Umstrukturierung geladen wird. Nach Angaben der britischen Behörden entsprechen 150 000 GBP pro Tonne den internationalen Kosten für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente;

c) 275 Mio. GBP neuer Anleihen für den NFL. Die neuen Anleihen werden hochrangig und ungesichert sein;

d) Zahlungen, die sich anfangs auf 65 % des konsolidierten Netto-Cashflows von BE nach Steuern und Finanzierungskosten und nach der Finanzierung der Liquiditätsreserve belaufen („die NLF-Zahlungen"). Diese Zahlungen werden im Folgenden als „die Cashflow-Zahlungen" bezeichnet. Die Treuhänder des NLF haben außerdem das Recht, zu gegebener Zeit die NLF-Zahlungen vollständig oder teilweise in Aktien von BE umzuwandeln. Solange diese Aktien vom NLF gehalten werden, sind sie stimmrechtslos, soweit sie eine Schwelle von 30 % der Stimmrechte von BE überschreiten.

(37) Der Prozentsatz des Cashflow, auf dem die NLF-Zahlungen beruhen, kann zu gegebener Zeit angemessen angepasst werden, so dass den Aktionären der einbehaltene Cashflow und die Erlöse der Ausgabe neuer BE-Aktien zufließen, und dem NLF und den Aktionären keine Nachteile aus einer etwaigen Entfusionierung, Ausgabe von Wertpapieren an Aktionäre oder anderen unternehmerischen Vorgehensweisen erwachsen.

(38) Die Zahlung der festen Beiträge von 20 Mio. GBP jährlich (indexiert und im Zuge der Stilllegung von Kraftwerken auslaufend) an NLF oder NDF für Stilllegungsverbindlichkeiten wird beschleunigt, um den Netto-Gegenwert zu erreichen (abgezinst zu einem angemessenen Abzinszungssatz für NLF bzw. NDF) und wird im Fall der Insolvenz von BEG oder BEGUK unmittelbar fällig. Die beschleunigte(n) Zahlung(en) wird (werden) von allen wichtigen Unternehmen der BE-Gruppe gewährleistet und durch Belastung ihrer Vermögenswerte besichert.

(39) Die Treuhänder des NLF haben keine Aufgaben oder Verpflichtungen neben der Verwaltung des Fonds und der Tätigung von Zahlungen bei fälligen Ausgaben. Dazu zählt die Entscheidung, ob es für den NLF vorteilhaft wäre, NLF-Zahlungen aufzuschieben oder diese Zahlungen in Eigenkapital umzuwandeln. Die Treuhänder haben keine Befugnis, Verbindlichkeiten oder Finanzierungserfordernisse zu überprüfen oder die Beiträge von BE festzusetzen.

Hilfe der britischen Regierung bei der Finanzierung von nuklearen Verbindlichkeiten

(40) Die britische Regierung wird folgende vier Maßnahmen zur Finanzierung der nuklearen Verbindlichkeiten ergreifen:

— Übernahme der Verantwortung für die Verbindlichkeiten von BE aus alten Verträgen über abgebrannte Brennelemente

(41) Die britische Regierung übernimmt die Verantwortung für die Verbindlichkeiten von BE aus Verträgen zwischen BE und BNFL („alte Verträge über abgebrannte Brennelemente"), die i) die Aufbereitung und/oder Lagerung abgebrannter AGR-Brennelemente betreffen, die in die Reaktoren geladen wurden, bevor die Umstrukturierung anlief, sowie ii) andere Dienstleistungen wie Behälterwartung, Oxid-Management und Schienentransport im Rahmen bestehender Verträge mit BNFL.

(42) Diese Verpflichtung erstreckt sich nicht auf Zahlungen für Brennelemente, die in AGR geladen wurden, nachdem die Umstrukturierung anlief. Diese Kosten werden weiter von BE im Rahmen neuer Verträge getragen, die sich aus Verhandlungen zwischen BE und BNFL ergeben. Sie erstreckt sich auch nicht auf Zahlungen für DWR-Brennelemente, da DWR nicht von BNFL aufbereitet, sondern direkt von BE gelagert wird.

— Verpflichtung, Finanzierungslücken des NLF für Stilllegungsverbindlichkeiten und nicht geregelte Verbindlichkeiten der Phase 1 zu decken

(43) Die britische Regierung verpflichtet sich, Finanzierungslücken des NLF für Stilllegungsverbindlichkeiten und nicht geregelte Verbindlichkeiten der Phase 1 (einschließlich der Kosten für den Bau des Trockenlagers und Brennelementeendlagers Sizewell B) zu decken.

— Verpflichtung, Finanzierungslücken des NLF für Stilllegungsverbindlichkeiten der Phasen 2 und 3 zu decken

(44) Die britische Regierung verpflichtet sich, Finanzierungslücken des NLF hinsichtlich der Phasen 2 und 3 der Stilllegung zu decken.

— Spezifische Steuernichtanrechnung

(45) Die genannten Zusagen der britischen Regierung werden in der Bilanz von BE als Aktivposten erfasst, der in der Gewinn- und Verlustrechnung aktiviert wird. Normalerweise wäre die Zusage steuerpflichtig. Nach Angaben der britischen Regierung würde dies bedeuten, dass die britische Regierung die Höhe der Beihilfe an BE während des Umstrukturierungsprozesses um den Betrag der Steuern aus der Erfüllung der Zusage auffüllen müsste, um zu gewährleisten, dass BE nach der Umstrukturierung zahlungsfähig ist.

(46) Um dies zu vermeiden, führen die britischen Behörden spezifische Steuernichtanrechnungsvorschriften im Rahmen des Stromversorgungsgesetzes ein. Ohne diese Vorschriften würden steuerpflichtige Einnahmen von ca. 3,152 Mrd. GBP anfallen. Nach Angaben der britischen Regierung wurden die Steuerbefreiungsvorschriften so abgefasst, dass BE in Zukunft keine asymmetrischen Steuerbefreiungen gewährt werden. Zukünftige Erhöhungen des Werts der Zusage durch Preisänderungen oder Wertsteigerung werden steuerpflichtig sein, so dass sie der Steuernichtanrechnung von BE entsprechen, wenn die zusätzlichen Aufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen werden.

(47) *Tabelle 1* enthält eine Bewertung der beschriebenen Beihilfeinstrumente durch die britischen Behörden. Diese Schätzungen des Werts sind mit erheblicher Unsicherheit behaftet. Sowohl die Kosten der befreiten nuklearen Verbindlichkeiten als auch der Beitrag von BE zu diesen Kosten sind höchst ungewiss. Die Verbindlichkeiten werden über extrem lange Zeiträume abgelöst. So geht BE beispielsweise davon aus, dass mit dem Abriss eines AGR frühestens 85 Jahre nach Einstellung der Stromerzeugung begonnen wird, während die Entsorgung abgebrannter Brennelemente unbegrenzt fortgesetzt werden muss. Außerdem gibt es für viele Aufgaben, wie die Stilllegung von AGR, bisher noch keine konkreten Erfahrungen. Der geschätzte Wert der Beihilfe hat sich seit der Anmeldung geändert. Hauptgründe sind höhere Einnahmen aus den Cashflow-Zahlungen aufgrund von Verbesserungen des voraussichtlichen Geschäftsergebnisses von BE, die Auswirkungen der Inflation, die Aktualisierung der im Rahmen der Zusage für alte Verträge über abgebrannte Brennelemente fälligen Beträge, die größere Menge alter abgebrannter Brennelemente wegen des späteren Termins für das Anlaufen der Umstrukturierung und der höhere Wert der Vermögenswerte des Kernkraft-Stilllegungsfonds, der dem aktuellen Marktwert Rechnung trägt.

Tabelle 1

Bewertung der Beihilfeinstrumente der Maßnahme A auf der Grundlage der Vorausschätzungen von Juli 2004 ([6])

(Mio. GBP)

	Ursprüngliche Vorlage		Aktuelle Vorausschätzungen	
	Nettozeitwert (NPV) (abgezinst zu 5,4 % nominal ([7]))	Gesamte zukünftige Bargeldzahlungen (nicht abgezinst)	NPV (abgezinst zu 5,4 % nominal ([7]))	Gesamte zukünftige Bargeldzahlungen (nicht abgezinst)
Verpflichtung für alte Verträge für über abgebrannte Brennelemente	2 185	3 218	2 377	3 067
Verpflichtung für nicht geregelte Verbindlichkeiten	750	3 166	951	3 375
Verpflichtung für Stilllegungsverbindlichkeiten	879	4 917	1 115	5 062
Beiträge von BE zum NLF	– 1 432	– 1 845	– 2 007	– 2 510
Vom Ministerium zu zahlende Nettobeträge	197	6 238	59	5 927
Steuernichtanrechnung	916	946	1 047	1 077
Insgesamt	3 298	10 402	3 483	10 071

Ursprüngliche Vorlage: Cashflow bewertet zum März 2003 In Preisen vom Dezember 2002.
Aktuelle Vorausschätzungen: Cashflow bewertet zum März 2004 in Preisen vom März 2004.

Maßnahme B: mit British Nuclear Fuel Limited (BNFL) vereinbarte Maßnahmen hinsichtlich des Brennelementezyklus

(48) BNFL versorgt BE mit Brennelementen für alle AGR-Reaktoren und bereitet diese Brennelemente auf oder lagert sie, wenn sie abgebrannt sind ([8]).

(49) Als Teil des Umstrukturierungsplans hat BNFL, der größte Gläubiger von BE, eingewilligt, seine Verträge mit BE sowohl hinsichtlich der Lieferung von Brennelementen als auch der Aufbereitung abgebrannter Brennelemente zu ändern.

Maßnahmen zur Brennelementelieferung („Front-end-Verträge“)

(50) Die Brennelementelieferverträge zwischen BE und BNFL aus der Zeit vor der Umstrukturierung wurden 1997 und 1995 für BEG bzw. BEGUK geschlossen. Sie sollten ursprünglich bis 31. März 2006 gelten, jedoch ab diesem Termin für BEG neu verhandelt und verlängert und für BEGUK möglicherweise verlängert werden.

(51) Die Gebühren für die Lieferung von Brennelementen umfassten einen jährlichen Festbetrag und eine variable Gebühr für jedes gelieferte Brennelement. Die Gebühren wurden vorbehaltlich der Anpassung an den Inflationsindex vereinbart.

(52) Die neu ausgehandelten Brennelementelieferverträge traten am 1. April 2003 durch Zusätze zu den alten Verträgen in Kraft. Die neuen Bedingungen werden auch die Grundlage der neuen Nutzungsdauervereinbarungen für die Lieferung von AGR-Brennelementen nach dem 31. März 2006 bilden, die ab 1. April 2006 in Kraft treten.

([6]) Ursprüngliche Vorlage: Cashflow bewertet zum März 2003 in Preisen von Dezember 2002. Aktuelle Vorausschätzungen: Cashflow bewertet zum März 2004 in Preisen vom März 2004.

([7]) Der Abzinsungssatz von 5,4 % ist der als Referenzzins ab 1. Januar 2003 gemäß der Mitteilung der Kommission zur Festsetzung der Referenz- und Abzinsungssätze (ABl. C 273 vom 9.9.1997, S. 3) empfohlene Nominalzins.

([8]) BE bezieht die Brennelemente für sein einziges DWR-Kernkraftwerk von anderer Seite, hat aber keine Verträge über abgebrannte DWR-Brennelemente geschlossen, da es diese am Standort lagert.

(53) Nach den neuen Bedingungen wird der Festbetrag der alten Vereinbarungen auf 5 Mio. GBP jährlich gesenkt, und es wird ein weiterer an die Grundlaststrompreise geknüpfter Abschlag eingeführt, der jedoch auf 15 Mio. GBP begrenzt ist (beides zu Preisen von 2003 und gebunden an den Verbraucherpreisindex). Ansonsten gelten die Preise der alten Verträge.

(54) Sofern mindestens vier der sieben AGR-Kraftwerke am Netz bleiben, wird BE für die Brennelementelieferungen nach dem 1. April 2006 einen Festbetrag von 25,5 Mio. GBP zu zahlen haben, abzüglich des genannten Abschlags, mit einer variablen Gebühr (wie in den bestehenden Verträgen) von 191 000 GBP pro Tonne Uran. Diese Preise sind in Geldwerten vom Juli 2002 ausgedrückt und an den Verbraucherpreisindex gebunden.

(55) Für die Zeit, wenn nur drei oder weniger Kraftwerke am Netz sein werden, kann der Preis auf der Grundlage von Empfehlungen einer gemeinsamen Arbeitsgruppe von BE und BNFL gemäß einer Untersuchung des Optimierungsprogramms für das Ende der Nutzungsdauer der Brennelementefabrik von BNFL festgesetzt werden.

Maßnahmen bezüglich der abgebrannten Brennelemente („Back-end-Verträge")

(56) Im Jahr 1995 schlossen die Rechtsvorgänger von BEG und BEGUK („Nuclear Electric" bzw. „Scottish Nuclear") langfristige Verträge mit BNFL über die Lagerung und Aufbereitung verstrahlter AGR-Brennelemente und diesbezügliche Dienstleistungen. BEGUK (damals „Scottish Nuclear") schloss in jenem Jahr einen weiteren Vertrag über die langfristige Lagerung aller AGR-Brennelemente, die über die vereinbarte Menge hinaus anfallen. 1997 schloss auch BEG einen weiteren Vertrag über Entsorgungsdienstleistungen für abgebrannte Brennelemente, der für alle während der Nutzungsdauer der Reaktoren von BEG anfallenden verstrahlten AGR-Brennelemente über die nach dem Vertrag von 1995 hinausgehenden Elemente galt. Alle genannten Verträge werden im Folgenden als „die bestehenden Vereinbarungen über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente" zusammengefasst. Diese sehen die Erbringung von Dienstleistungen bis mindestens 2038 oder 2086 (je nach Art des Abfalls) vor.

(57) Nach den bestehenden Entsorgungsvereinbarungen bleibt BE Eigentümer aller abgebrannten Brennelemente. BEG und BEGUK werden einmal verpflichtet sein, von BNFL die in Glas verschweißten hochradioaktiven Abfälle, abgebrannten Brennelemente, bestimmte mittelaktive Abfälle und wieder aufbereitetes Uran und Plutonium zurückzunehmen, um ihren Verpflichtungen für deren Entsorgung nachzukommen.

(58) Die Preise in diesen Vereinbarungen sind im Wesentlichen Festpreise, die an die Inflation angepasst werden, und im Fall der Lagerung und Wiederaufbereitung von der Menge der Brennelemente abhängen. Die Preise der ursprünglichen Verträge von 1995 enthalten auch Beträge für die Stilllegung der Thermaloxid-Wiederaufarbeitungsanlage THORP in Sellafield, in der AGR-Brennelemente wiederaufbereitet werden. Angesichts der Art der von BNFL erbrachten Dienstleistungen ist BE verpflichtet, die Zahlungen für gelieferte Brennelemente unabhängig davon fortzusetzen, ob es die Verträge für nicht gelieferte Brennelemente beendet.

(59) Die Zahlungsströme für die Lagerungs- und Wiederaufbereitungsverträge von 1995 sind gebunden und erfolgen in monatlichen Zahlungen bis zur Erfüllung der Verträge im Jahr 2086. Dem Zahlungsstrom für den Vertrag von 1997 liegen Zeitplan und Menge der an BNFL gelieferten Brennelemente zugrunde. Die Zahlungen haben die Form eines Pauschalbetrags, der nach einem festgelegten Plan gezahlt wird.

(60) Die neu ausgehandelte Vereinbarung über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente (nachstehend „die neuen Vereinbarungen über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente") sieht eine unterschiedliche Regelung vor, je nachdem, ob die entsorgten Brennelemente vor oder nach dem Termin der tatsächlichen Umstrukturierung geladen wurden.

(61) Die wichtigsten Änderungen für Brennelemente, die vor dem Termin der tatsächlichen Umstrukturierung geladen wurden, sind:

a) Der Zeitplan für die Zahlungen wird so verkürzt, dass der Nettozeitwert der künftigen Zahlungen, der gemäß den Abzinsungssätzen für die britische öffentliche Hand berechnet wird, unverändert bleibt.

b) Die Vertragsbeendigungsklauseln werden so geändert, dass die Verträge ohne Rückgriff auf BE auslaufen, falls es trotz der Umstrukturierung insolvent werden sollte. Die britischen Behörden haben erklärt, dass es in diesem Fall wahrscheinlich wäre, dass diese Brennelemente am Standort Sellafield von BNFL weiter entsorgt werden und dass die britische Regierung oder der NLF entsprechende vertragliche Vereinbarungen mit BNFL oder einem Nachfolgeunternehmen eingehen müssten. Die britischen Behörden gehen für diesen Fall davon aus, dass für diese neuen Vereinbarungen eine Überprüfung sämtlicher zu diesem Zeitpunkt maßgeblicher Umstände, einschließlich der geltenden Vertragsbedingungen, vorgenommen wird.

(62) Die wichtigsten Änderungen für Brennelemente, die an dem tatsächlichen Zeitpunkt der Umstrukturierung oder danach geladen werden, sind:

a) Das Eigentum an den abgebrannten Brennelementen geht zu dem Zeitpunkt auf BNFL über, zu dem BNFL das Risiko für deren Entsorgung übernimmt (d. h. mit der Lieferung der abgebrannten Brennelemente an BNFL). Nach diesem Zeitpunkt entstehen BE keine weiteren Verpflichtungen für diese Brennelemente.

b) Die Zahlungen für die Entsorgung der abgebrannten Brennelemente erfolgen in Bezug auf den Zeitpunkt, zu dem die unverstrahlten Brennelemente in die Reaktoren von BE geladen werden, und nicht zu einem späteren Zeitpunkt (beispielsweise der Lieferung abgebrannter Brennelemente an BNFL) entsprechend einem jährlich abgestimmten Ladeplan.

c) Der Grundpreis für abgebrannte Brennelemente beläuft sich auf 150 000 GBP pro Tonne Uran, zahlbar beim Einladen der nicht verstrahlten Brennelemente zu Preisen von 2003. Danach ist der Preis an den Verbraucherpreisindex gebunden. Jedes Jahr wird der Preis nach einer Formel entsprechend der von AGR-Kraftwerken erzeugten Strommenge und des Werts von Grundlaststrom in England und Wales nach oben oder unten angepasst, um BE vor Schwankungen des Strompreises zu schützen. Der Grundpreis für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente liegtbei 0,6 GBP/MWh vor der Anpassung nach oben oder unten.

Auswirkungen der Brennelementelieferung und der Aufbereitungsmaßnahmen

(63) *Tabelle 2* zeigt die Auswirkungen von Änderungen an den Brennelementelieferverträgen mit BNFL für BE, die von den britischen Behörden nach drei Szenarien für die Entwicklung des Strommarkts ermittelt wurden.

Tabelle 2

Auswirkungen von Änderungen der Brennelementelieferverträge mit BNFL

(Mio. GBP)

Berechnung der Einsparungen bei der Lieferung von Brennelementen					
Jahr bis 31. März	2004	2005	2006	2007	2008
Kosten vor der Umstrukturierung					
— Banken und Aufwärtsfall	221	247	232	203	213
— Abwärtsfall	216	241	227	198	208
Kosten nach der Umstrukturierung					
— Banken	206	231	218	188	201
— Aufwärtsfall	207	231	227	198	207
— Abwärtsfall	200	220	205	176	186
Einsparungen					
— Banken	15	16	14	15	12
— Aufwärtsfall	14	16	5	5	6
— Abwärtsfall	16	21	22	22	22

(64) Die britischen Behörden haben erklärt, dass genaue Angaben zu den Einsparungen von BE nach 2006 schwierig wären, da das Auslaufen der Brennelementelieferverträge für 2006 geplant ist. Eine Ermittlung des Vorteils der Änderungen für BE müsste daher dem Vorteil Rechnung tragen, der BNFL aus der Verlängerung der Verträge bis zum Ende der Nutzungsdauer der Kraftwerke von BE erwächst und der sich in den neuen Vertragspreisen niederschlägt. Angesichts dieser Ungewissheiten belaufen sich laut britischen Behörden die Kosteneinsparungen während der Nutzungsdauer der Kraftwerke nach internen Schätzungen von BE auf 239 Mio. GBP (nicht abgezinst) bzw. 140 Mio. GBP (abgezinst zu einem Realzins von 3,5 % ([9])). Tabelle 3 zeigt die von den britischen Behörden geschätzten Auswirkungen für BE der Änderungen an den Verträgen mit BNFL über abgebrannte AGR-Brennelemente gemäß den drei möglichen Szenarien ([10]). Der Nettozeitwert ist anhand des für die öffentliche Hand geltenden Abzinsungssatzes von 3,5 % real berechnet. Diese Tabelle geht nur auf die Auswirkungen der Preisänderungen für Brennelemente ein, die zum Zeitpunkt der tatsächlichen Umstrukturierung oder danach geladen wurden. Die Auswirkungen der Vertragsänderungen für Brennelemente, die vor dem Zeitpunkt der tatsächlichen Umstrukturierung geladen wurden, sind schwer zu bestimmen, da sie nur eintreten würden, wenn BE insolvent wird. Außerdem sei der Vorteil der Übertragung des Eigentums an abgebrannten Brennelementen und der damit verbundenen Verbindlichkeiten auf BNFL für BE nach Angaben der britischen Behörden schwer abzuschätzen. Laut britischen Behörden liegt der Vorteil dieser Eigentumsübertragung für BE nach unverbindlichen Schätzungen bei etwa 1,421 Mrd. GBP (nicht abgezinst) und 148 Mio. GBP (abgezinst zu 5,4 % nominal). Dieser Vorteil ist in *Tabelle 3* nicht enthalten.

([9]) Dieser Prozentsatz entspricht dem Abzinsungssatz für die öffentliche Hand.

([10]) Diese drei Szenarien werden unter Erwägungsgrund 111 definiert.

Tabelle 3

Auswirkungen der Änderungen an zukünftigen Verträgen für abgebrannte AGR-Brennelemente auf den Nettozeitwert ([11])

(Mio. GBP)

	Nettozeitwert	Nicht abgezinste Zahlungen insgesamt
Vor der Umstrukturierung		
— Banken	592	1 117
Nach der Umstrukturierung		
— Banken	418	558
— Aufwärtsfall	881	1 204
— Abwärtsfall	3	4
Einsparungen		
— Banken	174	559
— Aufwärtsfall	– 289	– 87
— Abwärtsfall	589	1 113

Maßnahmen in Bezug auf Uranverbindungen

(65) Ursprünglich erwarben die beiden Vorgängerunternehmen von BEG und BEGUK selbst die Uranverbindungen zur Lieferung an BNFL, das diese für die Herstellung von Brennelementen für die AGR-Kraftwerke verwendete. Das Vorgängerunternehmen von BEGUK übertrug seine Beschaffungsverträge für Uranverbindungen anschließend auf BNFL. Die bestehenden Verträge waren langfristig und nur für die relativ geringen Mengen ausreichend, die von BEGUK benötigt wurden. Diese Änderung war für BNFL eine schwache Grundlage für den Aufbau einer Geschäftseinheit zur Beschaffung und Lieferung von Uranverbindungen.

(66) Als Teil der Neuaushandlung der Verträge zwischen BE und BNFL über die künftige Lieferung von Brennelementen von BNFL an BE wurde vereinbart, dass BEG auch seine Beschaffungsverträge für Uranverbindungen auf BNFL überträgt, das somit für die künftigen Vereinbarungen zur Beschaffung von Uranverbindungen für Brennelemente der AGR-Kraftwerke von BEG verantwortlich wird.

(67) Gleichzeitig wird BNFL die Uranverbindungsbestände von BEG erwerben, deren Buchwert mit bis zu 67 Mio. GBP angesetzt ist.

Maßnahme C: Moratorium

(68) Als Teil des Umstrukturierungsplans hat BE Vereinbarungen („das Moratorium“) über eine Stundung (unter bestimmten Voraussetzungen) der Zahlungen an BNFL und eine Reihe anderer wichtiger Gläubiger („die Hauptgläubiger“) geschlossen, zu denen die Inhaber der Mehrzahl der von BE in den Jahren 2003, 2006 und 2016 ausgegebenen Sterling-Anleihen zählen („die Anleihegläubiger“), das Eggborough-Bankenkonsortium einschließlich der Royal Bank of Scotland als Akkreditivgeber („RBS“) (zusammen die „Bankkreditgeber“) und die Vertragsparteien von drei Strombezugsverträgen („PPA“) und Ausgleichsverträgen: Teaside Power Limited („TPL“), Total Fina Elf („TFE“) und Enron (nachstehend gemeinsam die „PPA-Vertragsparteien“).

(69) Nach den Moratoriumsvereinbarungen beginnt diese Stillhaltezeit am 14. Februar 2003 und endet frühestens am 30. September 2004 bei Eintritt eines Beendigungsereignisses oder dem Abschluss der Umstrukturierung. Für diesen Zeitraum haben BNFL und die Hauptgläubiger mit BE vereinbart, dass sie keine Schritte zur Einleitung eines Insolvenzverfahrens unternehmen oder zur Beschleunigung der Zahlung der von BE fälligen Beträge unternehmen werden.

(70) Die Verpflichtungen von BE, BNFL und der Hauptgläubiger im Rahmen des Moratoriums werden in den Erwägungsgründen 71 bis 73 beschrieben.

Die Stillhalteverpflichtungen von BE

(71) Im Rahmen des Moratoriums

a) werden Zinsen an die Anleihegläubiger und die Eggborough-Banken im Rahmen der bestehenden Vereinbarungen weiter gezahlt;

b) werden Zinsen von 6 % jährlich an RBS (für die Kreditbesicherung) auf einen Betrag von 34 Mio. GBP und an die PPA-Vertragsparteien auf ihre Forderungsbeträge (RBS 37,5 Mio. GBP; TPL 159 Mio. GBP; TFE 85 Mio. GBP; Enron 72 Mio. GBP) gezahlt;

c) erhält EPL Beträge, die für seine Betriebskosten und Investitionsausgaben anfallen;

d) bezieht BE bis zum Abschluss der Umstrukturierung Strom von TPL zu Festpreisen gemäß der aktuellen Strompreisentwicklung;

([11]) Vorausgesetzt die Umstrukturierung erfolgt tatsächlich am 1. April 2004, Nettozeitwert vom März 2003.

e) erwachsen BNFL Zinsen für die im Rahmen der bestehenden Vereinbarungen über die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen ab 1. April 2003 geschuldeten Beträge, auf die es verzichtet, wenn die Umstrukturierung stattfindet. Beträge, die im Rahmen der bestehenden Vereinbarungen über die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen für Brennelemente auflaufen, die vor dem Termin der tatsächlichen Umstrukturierung geladen wurden, werden eingefroren, soweit sie die Beträge überschreiten, die zu zahlen gewesen wären, wenn die neuen Vereinbarungen über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente ab 1. April 2003 wirksam gewesen wären, und es wird darauf verzichtet, wenn die Umstrukturierung stattfindet.

Verpflichtungen von BNFL und der Hauptgläubiger

(72) Im Rahmen des Moratoriums

a) friert BNFL von November 2002 bis 31. März 2003 alle im Rahmen der bestehenden Vereinbarungen über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente fälligen Zahlungen ein. Ab 1. April 2003 stundet BNFL die Zahlung der Differenz zwischen den fälligen Zahlungen nach den bestehenden und den neuen Vereinbarungen über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente;

b) stunden die Anleihegläubiger die Zahlung der Hauptsumme, die im Rahmen der Anleihen von 2003 fällig wird;

c) stunden die Eggborough-Banken die Rückzahlung der Hauptsumme und anderer im Rahmen des Kapazitäts- und Langzeitliefervertrags („CTA“) fälliger Zahlungen mit Ausnahme der Zahlungen, die Teil der fortlaufenden Verpflichtungen von BE sind;

d) stundet RBS die Zahlung aller Beträge bezüglich der RBS-Rückbürgschaft, der Kompositbürgschaft oder des Akkreditivs,

und

e) stunden die PPA-Vertragsparteien die Zahlung aller Beträge, die sich aus den PPA ergeben, mit Ausnahme der Beträge, die Teil der fortlaufenden Verpflichtungen von BE sind.

(73) Die Verpflichtungen eines Hauptgläubigers im Rahmen des Moratoriums enden, wenn der Hauptgläubiger BE die Beendigung mitteilt und eines der folgenden Ereignisse eintritt:

a) Es besteht ein Zahlungsverzug von mehr als 20 Geschäftstagen für nicht gestundete an diesen Hauptgläubiger fällige Beträge.

b) Ein Liquidations- oder Zwangsverwaltungsantrag wird in bezug auf BE oder eines seiner Tochterunternehmen gestellt.

c) Die britische Regierung stellt einen schriftlichen Antrag auf Rückzahlung der Kreditfazilität oder einer von ihr besicherten Ersatzfazilität durch die Geschäftsbanken und der entsprechenden Gegengarantie durch BE und seine Tochterunternehmen zugunsten der britischen Regierung.

d) Die erforderlichen Genehmigungen wurden von dem Eggborough-Kreditfazilitätsvermittler, RBS, dem TPL-Bankenkonsortium oder Enron nicht erteilt.

e) BE oder eines seiner Tochterunternehmen versendet Unterlagen, nach denen eine andere Verteilung als die gemäß den mit den Hauptgläubern vereinbarten Konditionen vorgesehen ist.

Auswirkungen des Moratoriums

(74) In *Tabelle 4* sind die liquiden Mittel aufgeführt, die BE nach Angaben der britischen Behörden im Rahmen der Stillhaltevereinbarungen einspart, falls die tatsächliche Umstrukturierung am 31. März 2004 beginnt.

Tabelle 4

Von BE durch Stillhaltevereinbarungen eingesparte liquide Mittel

(Mio. GBP)

		Im März 2003 endendes Jahr	Im März 2004 endendes Jahr
BNFL		132	265
Anleihegläubiger		110	0
Eggborough-Banken		47	40
TPL		13	33
TFE		3	14
Enron		4	19
MwSt-Auswirkungen		0	– 8
Zinsauswirkungen		– 9	– 21
Auswirkungen des Moratoriums		300	342
Kumulative liquide Mittel		300	642

Maßnahme D: Umschuldungsvereinbarungen mit den Hauptgläubigern

(75) Zusätzlich zu dem Moratorium sieht der Umschuldungsplan vor, dass die Forderungen der Hauptgläubiger umstrukturiert und umgeschuldet werden. Am 14. Februar 2003 schloss BE eine unverbindliche Vereinbarung mit den Hauptgläubigern über einen Kompromiss für die Verteilung ihrer Forderungen.

(76) Die Verbindlichkeiten an die Hauptgläubiger, über die eine Einigung zu erzielen war, beliefen sich gemäß den nicht beglaubigten Abschlüssen von BE für die sechs Monate vor dem 30. September 2002 auf folgende Beträge:

— Anleihegläubiger: 408 Mio. GBP,

— Kreditbanken: 490 Mio. GBP,

— PPA-Vertragspartner: 365 Mio. GBP.

(77) In den Moratoriumsbedingungen wurden die Forderungsbeträge der PPA im Rahmen des Umschuldungspakets seither auf 316 Mio. GBP festgesetzt.

(78) Die Verbindlichkeiten werden wie folgt umgeschuldet:

a) 275 Mio. GBP neue Anleihen werden an die Anleihegläubiger, Kreditbanken, RBS, TPL, TFE und Enron ausgegeben;

b) mit den Eggborough-Banken wird ein geänderter CTA mit einer finanziellen Rentabilität für die Banken im Wert von 150 Mio. GBP neuer Anleihen vereinbart;

c) Stammaktien von BE werden an die Anleihegläubiger, die Kreditbanken, RBS, TPL, TFE und Enron ausgegeben.

Maßnahme E: Einführung einer neuen Handelsstrategie

(79) BE hat seine Handelsstrategie geändert, um seine Produktions- und Preisrisiken zu senken. Die Änderungen sind Teil des Umstrukturierungspakets zur Stärkung der finanziellen Solidität von BE.

Hintergrund

(80) BE ist einer der größten Stromerzeuger im Vereinigten Königreich, der über 20 % zur britischen Stromerzeugung beiträgt. Seine Stromerzeugung besteht zu 83 % der Kapazität aus Kernkraftwerken und zu 17 % der Kapazität aus Kohlekraftwerken. Insgesamt kann BE ca. 75 TWh Strom jährlich erzeugen.

(81) Der Vertriebshändler von BE, BEPET, ist für den Verkauf des von BE erzeugten Stroms verantwortlich. BEPET hat die Aufgabe, die Preisschwankungen des Strommarktes für BE abzufedern und für BE möglichst hohe Verkaufpreise zu erzielen. Da 83 % der Stromerzeugungskapazität von BE aus Kernkraftwerken besteht, konzentriert sich BEPET auf den Verkauf dieser überwiegend kontinuierlichen Produktion.

(82) Das Kohlekraftwerk Eggborough ist ein wichtiger Bestandteil der Produktionspalette. Es bietet Produktionsflexibilität, um auf Änderungen der Nachfrage reagieren zu können, und eine wertvolle „Sicherheit", falls Kernkraftwerke vom Netz genommen werden müssen. Es bietet auch Flexibilität gegenüber den Großabnehmern in Industrie und Gewerbe und einem Teil des Großhandelsgeschäfts.

(83) Um das Marktpreisrisiko von BE zu begrenzen und gleichzeitig am Markt möglichst hohe Preise zu erzielen, verkauft BEPET die Produktion im Voraus. BEPET versucht wie andere Stromerzeuger, 100 % des zu erzeugenden Stroms verkauft zu haben, um die übliche Volatilität der Preise aufgrund des Ausgleichsmechanismus zu umgehen. Durch den Vorausverkauf kann das Unternehmen sicherstellen, dass die zukünftige Produktion zu den in jenem Zeitpunkt geltenden Preisen verkauft wird, und in einigen Fällen diese Preise festsetzen.

(84) BEPET verfügt über eine Reihe von Kanälen für den Verkauf des von BE erzeugten Stroms. Es verkauft 32 % des gesamten Stroms im Direktvertrieb. Der Direktvertrieb ist organisch gewachsen und bildet ein Kernelement der Geschäftsstrategie von BE.

(85) Auf den Einzelhandelsmarkt entfällt nur ein kleiner Teil der Produktion von BE im Vergleich zu anderen großen Stromerzeugern in Großbritannien. Das Wachstum von BE auf diesem Markt dient vor allem der Diversifizierung der Lieferkanäle für den erzeugten Strom und weniger der Erschließung des Einzelhandelsmarkts. BE erzielt eine Bruttogewinnspanne von ca. 2 % ([12]) bei seinen Direktverkäufen, was die Wettbewerbslage auf diesem Markt widerspiegelt.

(86) Zu den Gründen für die finanziellen Schwierigkeiten von BE im September 2002 zählten drei preislich überhöhte Strombezugsverträge und Ausgleichsgeschäfte, die es in seiner früheren Handels- und Geschäftstätigkeit eingegangen war. Diese wurden in den Kompromiss einbezogen, der mit den Hauptgläubigern als Teil des Umstrukturierungspakets erzielt wurde.

([12]) Die Bruttogewinnspanne ergibt sich aus den Gesamteinnahmen vor Zinsen und Steuern abzüglich der direkten Lieferkosten jedoch einschließlich Strom- und Lieferkosten. *Quelle*: BE.

(87) An erster Stelle ist der Vertrag mit TFE zu nennen. Im Vergleich mit den heutigen Marktpreisen war der Preis im Rahmen dieses Vertrags sehr hoch. Der Vertrag wurde 1997 geschlossen, zu einer Zeit, als die Preise im Durchschnitt deutlich höher waren als heute. Die an TFE fällige Forderung beläuft sich auf 85 Mio. GBP.

(88) An zweiter Stelle folgt der Swap-Vertrag mit Enron vom 1. April 1996, bei dem es sich um ein Finanzvergleichsinstrument handelt, das auf der Differenz zwischen den Poolpreisen zu Spitzenzeiten und zu nachfrageschwachen Zeiten beruht. Der Vertrag wurde von BE vor dem Erwerb von Eggborough geschlossen. Er sollte als Absicherung vor den Schwankungen des zunehmenden Geschäfts mit gewerblichen Abnehmern von BE dienen. Die an Enron für diesen preislich überhöhten Strombezugsvertrag im Rahmen des Umstrukturierungspakets fällige Forderung beläuft sich auf 72 Mio. GBP.

(89) Drittens handelt es sich um den Vertrag mit TPL, den BE 1999 bei der Übernahme von SWALEC übernahm. Der Vertrag wurde ursprünglich am 26. Juni 1991 unterzeichnet. Er ist preislich erheblich überzogen. Der an TPL für diesen Strombezugsvertrag im Rahmen des Umstrukturierungspakets fällige Betrag beläuft sich auf 159 Mio. GBP.

Die neue Handelsstrategie von BE

(90) Als Teil des Umstrukturierungspakets hat BE beschlossen, für einen größeren Teil seiner Produktion mittelfristige Festpreisverkäufe einzugehen. Nach Angaben der britischen Regierung wird die Umsetzung dieser Strategie die Volatilität der Geldbewegungen verringern und die längerfristige Rentabilität des Unternehmens stärken.

(91) Nach der neuen Strategie werden Vorausverkäufe der Produktion dazu führen, dass das Unternehmen einen größeren Teil seiner Produktion für die nächsten drei bis fünf Jahre zu einem Festpreis verkauft, womit BEPET den Wert eines größeren Teils des künftig erzeugten Stroms festsetzen kann.

(92) Hauptziele der neuen Handelsstrategie sind i) die Begrenzung von Preisrisiken durch das Eingehen weiterer Festpreisverträge, ii) die Erhaltung einträglicher Vertriebskanäle für erhebliche Strommengen und iii) die Erzeugung zusätzlicher liquider Mittel, um ausreichende finanzielle Reserven zu bilden.

(93) Seit Festlegung der neuen Strategie Anfang Dezember 2002 ist es BE gelungen, zusätzliche 14,8 TWh im Direktvertrieb von 2003 bis 2006 durch die Erneuerung von Jahresverträgen zu verkaufen und einige Mehrjahresverträge zu verlängern. Bis zum 6. März 2003 hat BE auch Verhandlungen mit einer Reihe von Großhandelspartnern über strukturierte Geschäfte geführt.

(94) Am 6. Februar 2003 wurde ein wichtiger Vertrag mit British Gas Trading Limited über den Verkauf von ca. 10 TWh jährlich bis 1. April 2007 unterzeichnet, von denen mehr als die Hälfte zu einem Festpreis abgenommen wird.

(95) Die neuen Verträge mit BNFL gewährleisten auch eine gewisse Strompreissicherung für BE, da sie die Bindung der variablen Preise für AGR-Brennelemente an die Strompreise und Entsorgungsdienstleistungen für abgebrannte AGR-Brennelemente vorsehen. Bei den aktuellen Marktpreisen gewährleisten die neuen Vereinbarungen mit BNFL eine teilweise Absicherung für ca. 60 % der AGR-Produktion von BE von ca. 58 TWh jährlich.

(96) BE will sich in seiner mittelfristigen Strategie auf folgende Ziele konzentrieren:

a) Betrieb seiner Kernkraftwerke gemäß des weltweiten Sicherheits- und Leistungsniveaus;

b) Erhöhung der Sicherheit und Verbesserung von Produktivität und Wettbewerbsfähigkeit;

c) Aufrechterhaltung eines zuverlässigen Marktzugangs und Abbau der Abhängigkeit von den Großhandelspreisen. Dies soll über die Vertragsbedingungen, den Zugang zur flexiblen Stromerzeugung durch Eggborough, den Direktvertrieb und die Konzentration auf die gewerblichen Abnehmer erreicht werden;

d) Entwicklung eines rentablen Geschäfts mit erneuerbaren Energiequellen zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit des Direktvertriebs;

e) Fortsetzung der Mitwirkung an den von der EU geförderten Aktivitäten zur Verbesserung der Reaktorsicherheit in der ehemaligen Sowjetunion und in Osteuropa.

Maßnahme F: Verkauf von Vermögenswerten als Beitrag zur Finanzierung der Umstrukturierung

Bruce Power

(97) Am 23. Dezember 2002 erklärte BE, dass es folgende verbindliche Zusagen über den Verkauf seiner Beteiligung von 82,4 % an Bruce Power gemacht hatte: 79,8 % an ein Konsortium aus Cameco, BPC Generation Infrastructure Trust und TransCanada PipeLines Limited (zusammen das „Konsortium“) und 2,6 % an die Power Workers' Union Trust No1 und The Society. Außerdem stimmte das Konsortium zu, die 50 %-Beteiligung von BE an Huron Wind, einem Windkraftprojekt in Ontario zu kaufen. Der Verkauf von Bruce Power und Huron Wind an das Konsortium wurde am 14. Februar 2003 geschlossen. BE erhielt dafür 678 Mio. CAD in bar. Darüber hinaus erwartet BE, bis zu 140 Mio. CAD zu erhalten, die vom Neustart von zwei Bruce A-Einheiten abhängig sind und sich auf Anderkonten befinden.

(98) Der ursprüngliche Erlös von 275 Mio. GBP wurde abzüglich bestimmter Beträge für Transaktionskosten auf ein Konto zu Lasten von DTI eingezahlt, das von DTI im Rahmen der Vereinbarung über die Rettungskreditfazilität („CFA") genehmigt wurde.

AmerGen

(99) Exelon Generation Company, LLC („Exelon") und British Energy Investment Ltd. haben Angebote für ihre jeweiligen Beteiligungen an AmerGen im Hinblick auf einen Verkauf von AmerGen eingeholt. Am 22. Dezember 2003 haben die Aktionäre von BE dem Verkauf der 50 %-Beteiligung von BE an AmerGen an Exelon Generation Company LLC zugestimmt. BE erhielt ca. 277 Mio. USD in bar.

Maßnahme G: Stundung lokaler Steuern

(100) Eine Reihe lokaler Behörden hat der zinsfreien Stundung der Zahlung von Körperschaftssteuern durch BE zugestimmt.

(101) Nach Angaben der britischen Behörden handelt es sich dabei um folgende Behörden:

— Lancaster City Council für das Kraftwerk Heysham, in Höhe von 1 775 240 GBP;

— Shepway District Council für das Kraftwerk Dungeness in Höhe von 578 524 GBP;

— Hartlepool Borough Council für das Kraftwerk Hartlepool in Höhe von 447 508 GBP;

— North Ayrshire Council für das Kraftwerk Hunterston in Höhe von 735 947 GBP;

— East Lothian Council für das Kraftwerk Torness in Höhe von 765 986 GBP.

(102) Insgesamt wurden Ratenzahlungen von 4 303 205 GBP von November 2002 auf Februar 2003 verschoben. Hinsichtlich der Maßnahme G wurden die Steuern von BE im Februar 2003 vollständig gezahlt und die Zinsen von 65 656,24 GBP für den Zahlungsverzug am 7. Oktober 2003 gezahlt. Die Zinsen wurden anhand des Bezugszinssatzes für das Vereinigte Königreich von 6,01 % bis zum 31. Dezember 2002 und 5,42 % für die Zeit danach berechnet.

c) *Finanzielle Auswirkungen des Umstrukturierungspakets*

(103) Vor der Erläuterung der Auswirkungen des Umstrukturierungsplans auf die Rentabilität von BE gingen die britischen Behörden auf die wirtschaftlichen Aspekte der Stromerzeugung aus Kernkraft ein. Bei der Analyse der wirtschaftlichen Aspekte der Stromerzeugungstätigkeit von BE wird in der Anmeldung zwischen den vermeidbaren Kosten und den nicht vermeidbaren Kosten für den Betrieb der Kraftwerke von BE unterschieden. Kernkraftwerke sind geprägt durch sehr hohe nicht vermeidbare Kosten und vergleichsweise niedrige vermeidbare Kosten, insbesondere kurzfristige Grenzkosten. Nach Angaben der britischen Behörden ist der Betrieb von Kernkraftwerken wirtschaftlich sinnvoll, da die Entscheidung Strom zu erzeugen, durch die Höhe der vermeidbaren Kosten bestimmt wird und Kernkraftwerke die niedrigsten kurzfristigen Grenzkosten haben.

(104) Die britischen Behörden machen geltend, dass BE bei einer erfolgreichen Umstrukturierung keine strukturellen Verluste mehr erzielen würde. Der Plan sei geeignet, die Ursachen der Schwierigkeiten von BE zu beseitigen und langfristig die Rentabilität wiederherzustellen. Er werde insbesondere die Geschäftsstrategie von BE verbessern, die darin besteht, die nicht abgesicherte Position auszugleichen, BE von einem Teil seiner sehr hohen Fixkosten durch die Übernahme alter Nuklearverbindlichkeiten zu entlasten und BE in die Lage zu versetzen, ausreichende Barreserven aufzubauen, um seinen Fortbestand zu sichern.

(105) Das Ziel des Umstrukturierungsplans von BE ist die Umstrukturierung seiner Kosten und Verbindlichkeiten und die Schaffung einer stabilen Kapitalstruktur, damit es als rentables Unternehmen langfristig tätig bleiben kann. Die britische Regierung geht davon aus, dass BE als finanziell lebensfähig anzusehen ist, wenn das Unternehmen rentabel ist, einen positiven Kapitalfluss hat und seine Tätigkeit fortlaufend finanzieren kann.

(106) Folgende Bestandteile des Umstrukturierungsplans wurden entwickelt, um die finanzielle Lebensfähigkeit zu erzielen:

a) Verkauf der Anteile von BE an Bruce Power und AmerGen, um Liquiditätsreserven im Unternehmen aufzubauen, die finanzielle Solidität zu verbessern und das Spektrum der Geschäftstätigkeiten zu verringern;

b) Verringerung der Kostenbasis von BE durch Verhandlungen mit den Hauptgläubigern, um einen Kompromiss über ihre alten Forderungen zu erzielen und ein Moratorium bis zum Abschluss der Umstrukturierung zu vereinbaren im Austausch gegen neue Schulden und eine neue Beteiligung an BE nach Abschluss der Umstrukturierung;

c) die Übernahme der Kosten bestimmter nuklearer Verbindlichkeiten durch die britische Regierung und die Neuaushandlung von Front-End- und Back-End-Brennelementebezugsverträgen mit BNFL; die neuen Geschäftsvereinbarungen mit BNFL haben das Risiko ungünstiger Strompreisentwicklungen für BE gemindert;

d) Umsetzung einer neuen Handelsstrategie, um die mit dem Großhandelsstrommarkt und der Preisentwicklung für BE verbundenen Risiken zu mindern.

(107) Nach Angaben der britischen Behörden wurde der Umstrukturierungsplan entwickelt, um eine wesentliche Anforderung an die finanzielle Rentabilität zu erfüllen, und zwar die Fähigkeit des Unternehmens, seine Aktivitäten zu finanzieren. Da das Unternehmen wahrscheinlich Schwierigkeiten haben würde, eine Finanzierung von Banken oder über den Anleihemarkt zu erlangen, insbesondere angesichts der relativ kleinen Zahl von Kreditgebern, die bereit wären, ein Kernenergieunternehmen zu finanzieren, muss der Umstrukturierungsplan als Alternative zu einer externen Finanzierung angesehen werden. Der Plan sieht die Schaffung und den Aufbau von Barreserven vor. Diese Barreserven sollen das Unternehmen in die Lage versetzen, Stromhandelsverträge zu schließen, die Sicherheiten erfordern, und eine Verknappung liquider Mittel ohne Rückgriff auf eine externe Finanzierung zu überstehen. Der Umstrukturierungsplan sieht die Bildung von zwei Reserven vor: eine Barsicherheitsreserve und eine Betriebsausfall- und Liquiditätsreserve. Die Reserven dieser zwei getrennten Pools sollen fungibel sein, so dass die Abschaltungs- und Liquiditätsreserve in Anspruch genommen werden kann, um zusätzliche Anforderungen an die Stellung von Sicherheiten zu erfüllen und umgekehrt. Dadurch soll die finanzielle Solidität von BE weiter verbessert werden.

(108) BE hat folgende Maßnahmen unternommen, um seinen Kassenmittelbestand zu verbessern:

a) Dämpfung der Auswirkungen saisonaler Schwankungen durch die Steuerung der Zahlungsmodalitäten, wo immer dies möglich ist,

b) weitere Kostensenkungsinitiativen,

c) Unterlegung von Direktvertriebsforderungen durch Wertpapiere.

(109) Darüber hinaus hat BE eine Unternehmensplanung durchgeführt, die zu einer Aktualisierung der finanziellen Vorausschätzungen geführt hat, und hat die Fragen im Zusammenhang mit der Leistung seiner Anlagen eingehend geprüft.

(110) In der Zeit bis 31. März 2004 wurden die Barreserven aus zwei Quellen aufgebaut: die Stillhaltevereinbarung (Maßnahme C) und der Verkauf von Vermögenswerten (Maßnahme F) nach Rückzahlung der ausstehenden Verbindlichkeiten aus der Rettungsbeihilfe in Form der Kreditfazilität.

(111) Die britischen Behörden haben drei finanzielle Szenarien entwickelt, um den variablen Größen Rechnung zu tragen, von denen die Finanzlage von BE besonders abhängt: Stromerzeugungsleistung und Strompreise. Die Finanzplanzung wurde von Deloitte & Touche in ihrer Eigenschaft als Wirtschafts- und Energiemarktberater der britischen Regierung überprüft. Die Annahmen für Produktion und Investitionsausgaben in der Unternehmensplanung wurden von WS Atkins in ihrer Eigenschaft als technische Berater von BE und Citigroup überprüft sowie von Stone & Webster Management Consultants Inc. in ihrer Eigenschaft als technische Berater der britischen Regierung.

(112) Bei der Überprüfung wurde drei wichtigen Änderungen seit der ursprünglichen Anmeldung im März 2003 Rechnung getragen, nämlich der Höhe der Strompreise, dem Leistungsverbesserungsprogramm (Performance Improvement Programme — PIP) zur Verbesserung der Zuverlässigkeit von Kernkraftwerken und der Stellung von Sicherheiten für Handelstätigkeiten.

(113) Die Strompreise haben sich in den letzten Monaten erheblich geändert. Nach Angaben der britischen Behörden liegen die Strompreise derzeit über 28 GBP/MWh im Vergleich zu 16,4 GBP/MWh im März 2003. Hauptfaktoren für Änderungen bei den Strompreisvorausschätzungen sind die Entwicklung der Brennstoffpreise (Kohle, Gas, Öl), die durch das europäische Emissionshandelssystem eingeführte Preisbelastung für Kohlenstoff und die Kapazitätsreservespannen.

(114) Die Kernkraftwerke von BE waren im internationalen Vergleich stets weniger leistungsfähig. Die ältesten Kraftwerke litten unter Investitionsdefiziten, und in allen Kraftwerken besteht ein Bedarf an Verbesserungen sowie ein hohes kurzfristiges Ausfallrisiko. BE hat daher Sanierungspläne für die Kraftwerke entwickelt. Das PIP soll Vorteile aufgrund von Veränderungen in der Unternehmenskultur und -organisation und erhöhten Investitionen in Kapital und Personal bringen. Dies soll im Laufe der Zeit zur Verbesserung der Zuverlässigkeit der Kraftwerke und zu Produktionssteigerungen führen.

(115) BE hat dem jüngsten deutlichen Anstieg der Besicherungsanforderungen aufgrund der gestiegenen Marktpreise Rechnung getragen.

(116) Um die Auswirkungen alternativer Annahmen für Stromerzeugung und Strompreise auf die Finanzlage von BE zu ermitteln, hat BE einen „Aufwärtsfall“ und einen „Abwärtsfall“ erwogen, die beide der Entwicklung der Strompreise, den Vorteilen aufgrund des PIP und dem voraussichtlichen Besicherungsbedarf Rechnung tragen:

a) der „Aufwärtsfall“, der die Grundlage des Jahreshaushalts von BE bildet und der Festsetzung der Leistungsziele dient; er entspricht weitgehend dem in dem Beschluss zur Einleitung des Verfahrens beschriebenen Aufwärtsfall;

b) der „Wiedernotierungsfall“, der die Grundlage für öffentliche Erklärungen und Veröffentlichungen im Börsenprospekt ist; er ist als ein „Bankfall“ zu sehen. Die Preise im Wiedernotierungsfall leiten sich aus den Zukunftsprojektionen bei Anwendung eines Marktmodells ab, das die Erwartungen von BE hinsichtlich der Brennstoffkosten und der Emissionspreise einbezieht;

c) das zu erwartende „Worst-Case-Szenario“ (RWC) entspricht dem Abwärtsfall und berücksichtigt Unsicherheiten bei Preisen und Stromausstoß; die RWC-Preise ergeben sich aus der von BE entwickelten Preiskurve.

(117) Die britische Regierung hat beim Test der Rentabilität von BE die Zahlen des Unternehmens für seine Liquiditätsreserve zugrunde gelegt. Sie ist dabei zu folgenden Vorausschätzungen für die Zeit von 2005 bis 2010 gelangt:

Tabelle 5

Liquiditätsreserven

(Mio. GBP)

Wiedernotierungsfall/Bankfall	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Liquiditätsreserve	[…] (*)					
Auswirkungen saisonaler Schwankungen und der Debitorenfazilität						
Liquiditätsreserve nach saisonalen Schwankungen						
Kumulative Auswirkungen der Schwachpunkte bei Barmitteln, Ausstoß und Besicherungen (1)						
Liquiditätsreserven nach Überwindung der Schwachpunkte						
Kumulative Auswirkungen der Maßnahmen zu Barmitteln und Besicherungen						
Liquiditätsreserven nach Durchführung der Maßnahmen						
RWC/Abwärtsfall						
Liquiditätsreserve						
Auswirkungen saisonaler Schwankungen und der Debitorenfazilität						
Liquiditätsreserven nach Abbau der saisonalen Schwankungen						
Kumulative Auswirkungen der Maßnahmen zu Barmitteln und Besicherungen						
Liquiditätsreserven nach Überwindung der Schwachpunkte						
Kumulative Auswirkungen der Maßnahmen zu Barmitteln und Besicherungen						
Liquiditätsreserven nach Durchführung der Maßnahmen						

(1) Schwachpunkte sind Bereiche, in denen nach Ansicht von BE und seinen Beratern ein höheres Risiko besteht, dass die Zielvorgaben nicht erreicht werden könnten. Anfälligkeiten betreffen das Produktionsniveau in den verschiedenen Fällen, um der schwachen Leistung der Kraftwerke in der Vergangenheit Rechnung zu tragen.

(*) Geschäftsgeheimnis

(118) Die britischen Behörden haben eine hochgerechnete Gewinn- und Verlustrechnung für die Zeit von 2005 bis 2009 für den Wiedernotierungsfall vorgelegt.

Tabelle 6

Gewinn- und Verlustrechnung im Wiedernotierungsfall

	5-jähriger Vorausschätzungszeitraum				
Gewinn- und Verlustrechnung	2005	2006	2007	2008	2009
Leistung der Kernkraftwerke in TWh			[…]		
Einnahmen					
Stromverkäufe					
Verschiedene Verkäufe					
Einnahmen insgesamt					
Betriebliche Aufwendungen					
Brennstoffkosten					
Personalkosten					
Material und Dienstleistungen					
GuV zugeordnetes Kapital					
Abschreibungen und Amortisierung					
Betriebliche Aufwendungen insgesamt					
Betriebsergebnis/(Verlust)					
Beiträge aus neuen Geschäftstätigkeiten (PBIT):					
AmerGen (vor Neubewertung)					
Gewinn vor Finanzierungskosten und Steuern					
Finanzierungskosten					
Neubewertung (netto)					
Nettozinsen und sonstige Finanzierungskosten					
Finanzierungskosten insgesamt					
Gewinn vor Steuern	17	171	186	336	355
Minderheitsbeteiligungen (Anteil am Gewinn vor Steuern)	0	0	0	0	0
Gewinn vor Steuern (und Leistungen an den britischen Staat)	17	171	186	336	355
Veränderung in den Leistungen an den britischen Staat	0	– 96	– 133	– 206	– 156
Gewinn vor Steuern (und außerordentliche Posten)	17	75	53	130	199
Außerordentliche Posten	4 068	0	0	– 40	0
Gewinn vor Steuern (nach außerordentlichen Posten)	4 085	75	53	90	199
Steuern	0	0	0	– 26	– 87
Gewinn nach Steuern und außerordentlichen Posten (vor Steuern auf außerordentliche Posten)	4 085	75	53	64	112

Quelle: BE.

Hinweis: Die Zahlen für 2004/2005 wurden virtuell berechnet (d. h., um die Vergleichbarkeit zu erleichtern, entsprechen die Brennstoffkosten und Angaben über Anpassungen den neuen Brennstoffverträgen, obwohl diese erst nach dem Zeitpunkt der tatsächlichen Umstrukturierung wirksam werden).

(119) Dieser Ansatz zeigt, dass sich die Gewinne vor Steuern, die Minderheitsbeteiligungen, die Zusagen der britischen Regierung und die außerordentlichen Posten von 17 Mio. auf 171 Mio. GBP im Jahr 2005 bis 355 Mio. GBP in den darauf folgenden Jahren verbessern. Im Jahr 2005 besteht der außerordentliche Posten aus der buchungstechnischen Berücksichtigung der Zusage der britischen Regierung, die nuklearen Verbindlichkeiten gemäß Maßnahme A zu finanzieren.

(120) Ab 2005 wird der Gewinn vor Steuern durch die Beiträge zum NLF deutlich zurückgehen. Diese Beiträge machen 65 % des nach dem Schuldendienst verfügbaren Kapitalflusses aus und sind nicht zu zahlen, wenn der Kapitalfluss negativ ist oder Überweisungen zur Erhaltung der angestrebten Liquiditätsreservehöhe erforderlich werden.

(121) Eine Analyse der finanziellen Vorausschätzungen von BE zeigt, dass das umstrukturierte Geschäft im Wiedernotierungsfall voraussichtlich Gewinne und einen Cashflow zur Bedienung der verschiedenen Interessierten abwirft; sie zeigt auch, dass voraussichtlich erhebliche Beiträge zur Erfüllung der nicht geregelten Verbindlichkeiten und Stilllegungsverbindlichkeiten vor etwaigen Dividendenzahlungen aufzuwenden sein müssen.

3. **Gründe für die Einleitung des Verfahrens**

(122) In ihrem Beschluss zur Einleitung des Verfahrens hat die Kommission festgestellt, dass der Umstrukturierungsplan BE einen selektiven Wettbewerbsvorteil in einer Branche verschafft, in der es innergemeinschaftlichen Handel gibt. Die Maßnahmen A und G betreffen direkt die Haushalte der zentralen und lokalen britischen Behörden und damit staatliche Mittel. Es handelt sich daher um staatliche Beihilfen im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag. Es ist auch möglich, dass Maßnahme B und — zumindest teilweise — Maßnahme C aus staatlichen Mitteln gewährt wurden, sofern das staatliche Unternehmen BNFL sich nicht wie ein marktwirtschaftlich handelnder privater Geldgeber verhalten hat. Offenbar handelt es sich auch bei diesen Maßnahmen um staatliche Beihilfen im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag.

(123) Die Kommission hat die Beihilfe nach Maßgabe der Leitlinien für die Beurteilung von staatlichen Beihilfen zur Rettung und Umstrukturierung von Unternehmen in Schwierigkeiten ([13]) (nachstehend „die Leitlinien“) geprüft.

(124) Diese Prüfung ergab folgende Bedenken hinsichtlich der Vereinbarkeit der Beihilfe mit dem Gemeinsamen Markt:

(125) Die Kommission bezweifelte, dass der Plan innerhalb eines angemessenen Zeitraums zur Wiederherstellung der Rentabilität von BE führen wird. Einige der Maßnahmen haben eine sehr lange Laufzeit (mindestens bis 2086). Überdies hängt die Verbesserung der Lage von BE offenbar allein von externen Hilfen der Regierung und der Hauptgläubiger und nicht einer umfassenden internen Umstrukturierung ab. Falls es sich um eine staatliche Beihilfe handelt, könnte die Neuaushandlung der Preise mit BNFL für Brennelementelieferungen und die Entsorgung abgebrannter Brennelemente als dauerhafte Betriebsbeihilfe für Kernkraftwerke angesehen werden, die mit der Anforderung, dass BE nach Abschluss der Umstrukturierung auf dem Markt aus eigener Kraft bestehen muss, ebenso unvereinbar wäre wie mit dem Verursacherprinzip.

(126) Die Kommission hatte Zweifel, ob die Beihilfe genehmigt werden kann, ohne Maßnahmen vorzusehen, um deren Auswirkungen auf die Wettbewerber auszugleichen. Sie erkannte an, dass es wahrscheinlich keine oder nur sehr geringe Überschusskapazitäten auf dem betreffenden Markt gibt. Angesichts des starken Wettbewerbs auf diesem Markt und des hohen Beihilfebetrags war es nach ihrem Dafürhalten jedoch wahrscheinlich, dass eine Ausgleichsmaßnahme erforderlich wird, um die Beihilfe mit dem Gemeinsamen Markt vereinbar zu machen, auch wenn diese Ausgleichsmaßnahme nicht aus der endgültigen Stilllegung von Kernkraftwerken bestehen sollte.

(127) Die Kommission bezweifelte auch, dass sich die Beihilfe auf das Mindestmaß beschränkt. Sie stellte hierzu fest, dass der Plan einen Mechanismus vorsieht, nach dem BE sich in Höhe eines Prozentsatzes seines freien Cashflows an den Umstrukturierungskosten beteiligt. Angesichts der sehr ungewissen Höhe der zu gewährenden Beihilfen konnte die Kommission zu jenem Zeitpunkt jedoch nicht ermessen, ob sich die Beihilfe auf das Mindestmaß beschränkt.

(128) Aus den dargelegten Gründen kam die Kommission zu dem Schluss, dass zu bezweifeln ist, ob der Umstrukturierungsplan den Kriterien der Leitlinien entspricht und ob die Maßnahmen der britischen Regierung zugunsten von BE für mit dem Gemeinsamen Markt vereinbar angesehen werden können. Die Kommission beschloss daher, ein Verfahren nach Artikel 88 Absatz 2 EG-Vertrag einzuleiten.

(129) Die Kommission fügte hinzu, dass der Beschluss zur Einleitung des Verfahrens einer Anwendung des Euratom-Vertrags nicht vorgreift. Einige Maßnahmen, insbesondere die Maßnahmen A und B waren im Licht der Ziele des Euratom-Vertrags zu beurteilen. Die Kommission ersuchte das Vereinigte Königreich daher um Übermittlung sämtlicher Informationen, die der Beurteilung der Maßnahmen, insbesondere der Maßnahmen A und B im Hinblick auf die Ziele des Euratom-Vertrags dienen können.

III. **BEMERKUNGEN VON INTERESSIERTEN**

(130) Nach der Veröffentlichung des Beschlusses zur Einleitung des Verfahrens und innerhalb der darin vorgesehenen Frist gingen bei der Kommission 20 Bemerkungen von Interessierten und von BE ein. Diese können wie folgt zusammengefasst werden:

([13]) ABl. C 368 vom 23.12.1994, S. 12.

British Energy plc (BE)

(131) BE macht geltend, dass der Fall angesichts der Funktionsweise des Strommarkts und der wirtschaftlichen Verfassung von Kernkraftwerken außergewöhnlich sei.

Der Beitrag von BE zum Umstrukturierungsplan

(132) BE betont, dass die Kosten aus der Vergangenheit in Form seiner nuklearen Verbindlichkeiten nach dem deutlichen Rückgang der Strompreise im Vereinigten Königreich nicht mehr von BE getragen werden könnten. Nach dem Umstrukturierungsplan sei es dazu verpflichtet, erhebliche Beiträge zu den Kosten der Vergangenheit zu leisten. Zu den Kosten der Stilllegung und der sonstigen nuklearen Verbindlichkeiten, die von den neuen Verträgen mit BNFL nicht erfasst werden, werde über den NDF/NLF ein Beitrag geleistet. Weitere Maßnahmen, die BE und seine Geldgeber betreffen, sind der Verkauf der nordamerikanischen Vermögenswerte, der Verlust aller Investitionen der vorhandenen Anteilsinhaber, die Abfindung der vorhandenen Geldgeber und die Ausgabe neuer Anleihen.

Laufzeit des Plans

(133) BE erklärt, dass die Zahlung eines Pauschalbetrags an den Empfänger nicht praktikabel wäre, weil einige der Kosten erst in sehr ferner Zukunft fällig werden. Eine Ablehnung des Umstrukturierungsplans mit der Begründung, dass er BE ein für allemal von bestimmten, zur Zeit jedoch nicht bezifferbaren Verbindlichkeiten entbindet, würde hingegen einen Präzedenzfall gegen die Genehmigung von Umstrukturierungsbeihilfen schaffen, die aufgrund von Kosten der Vergangenheit notwendig werden.

Das Moratorium mit BNFL und anderen Hauptgläubigern

(134) BE ist der Ansicht, dass aus einem Vergleich mit Vereinbarungen mit den privaten Gläubigern keine Rückschlüsse gezogen werden könnten. Im Fall von BNFL wäre ein erheblicher Teil seines Kerngeschäfts bedroht und würde möglicherweise verloren gehen, wenn der Betrieb der Kraftwerke von BE ausfiele.

Die neuen Verträge mit BNFL

(135) BE betont, dass BNFL eine äußerst harte Haltung eingenommen habe und vielleicht nur von der Erwägung zurückgehalten wurde, dass BE hätte insolvent werden können. Die neu ausgehandelten Bedingungen waren nach Ansicht von BE das Mindeste, was wirtschaftlich erzielt werden musste, um nach der Umstrukturierung ein solides Unternehmen bleiben zu können. Nach Auffassung von BE hat die Kommission möglicherweise den geschäftlichen Gehalt der neuen Verträge mit BNFL, die Fakten und deren zeitliche Abfolge missverstanden. BE erläutert in einem Anhang zu seinem Vorbringen, warum nach seiner Ansicht die Preise nach den neuen Verträgen nicht sehr zu seinen Gunsten sind.

Die Wiederherstellung der Rentabilität

(136) BE erinnert daran, dass der Umstrukturierungsplan das Problem lösen sollte, dass BE angesichts nunmehr viel niedrigerer Großhandelsstrompreise die „Kosten der Vergangenheit" nicht mehr tragen konnte. Laut BE wird dieses Problem durch den Umstrukturierungsplan gelöst.

Auswirkungen der Beihilfe auf den Wettbewerb

(137) Hinsichtlich der Auswirkungen des Beihilfepakets auf den Wettbewerb argumentiert BE, dass die Kernkraftwerke von BE ständig in Betrieb bleiben müssen, da die kurzfristigen Grenzkosten seiner Kernkraftwerke wesentlich niedriger seien als die aller anderen Grundlastanbieter. Die genaue Höhe der kurzfristigen Grenzkosten von BE sei jedoch nicht maßgeblich für die Ermittlung der Strompreise, in denen sich die höheren kurzfristigen Grenzkosten eines kleineren Anbieters widerspiegelten.

(138) Nach Ansicht von BE sind Kernkraftwerke technisch und wirtschaftlich unflexibel und ist deren Betrieb nur als Grundlastanbieter wirtschaftlich. Zu seiner Vertriebsstrategie erklärt BE, dass es durch die wirtschaftliche Logik der Stromerzeugung aus Kernkraft veranlasst werde, seine Produktion überwiegend im Voraus längerfristig auf den Markt zu bringen.

(139) Nach Ansicht von BE bestehen keine Überkapazitäten bei der Stromerzeugung in Großbritannien. Im Hinblick auf Ausgleichsmaßnahmen sei es wirtschaftlich ineffizient, die vorzeitige Stilllegung eines seiner Kernkraftwerke zu verlangen, da das Ziel des Beihilfepakets darin bestehe, die Kernkraftkapazität von BE zu erhalten, die angesichts der Erzeugung von Strom mit einem Mindestmaß vermeidbarer Ausgaben die kostengünstigste Kapazität auf dem britischen Markt sei. Außerdem würde man damit in die Zuständigkeit der britischen Regierung bei der Wahl der Energieversorgungsquellen des Vereinigten Königreichs eingreifen und dem Ausstoß umweltschädlicher Gase Vorschub leisten.

British Nuclear Fuels plc — BNFL

(140) BNFL ist ein staatliches Unternehmen, das im Kernkraftbereich tätig ist. Es liefert die AGR-Brennelemente an BE, bereitet sie auf oder lagert sie. Neben seiner Tätigkeit im Brennelementekreislauf betreibt BNFL auch einige Magnox-Kernkraftwerke und ist in der Entwicklung von Kernkraftwerken tätig.

(141) Die Bemerkungen von BNFL konzentrieren sich auf die Frage, ob in den Maßnahmen B und C eine Beihilfe an BE enthalten ist. BNFL betont, dass seine Beiträge zum Umstrukturierungsplan von BE dem Prinzip eines marktwirtschaftlich handelnden privaten Geldgebers entsprächen und folglich keine Beihilfen seien.

Die Verhandlungen, die zu den geänderten Vereinbarungen geführt haben (Maßnahme B)

(142) BNFL erklärt, dass sein Finanzberater (NM Rothschild & Sons Limited — „Rothschild") es bereits im April 2002 davon überzeugt habe, dass ein für BNFL wertvolles „geordnetes Rettungspaket" sinnvoller sei als eine Insolvenz von BE angesichts der anfälligen Position von BNFL als Hauptgläubiger von BE, seiner mangelnden Absicherung und der Schwäche seiner rechtlichen Position. Sein Board habe zwar einer Umstrukturierung der bestehenden Verträge mit BE zugestimmt, jedoch unter der Bedingung, dass BE nicht um jeden Preis solvent gehalten wird, und dass mit dem Hilfspaket, das BE vorgeschlagen wird, der geschäftliche Vorteil für BNFL angesichts seines eigenen Bilanzdefizits nachgewiesen werden müsse.

(143) BNFL schildert im Einzelnen die aufeinander folgenden Vorschläge und Gegenvorschläge beider Seiten und die betreffenden Stellungnahmen von Rothschild. Es fügt in allen Einzelheiten die zeitliche Abfolge und den Inhalt der Gespräche zwischen BE und BNFL hinzu, aus denen hervorgeht, dass sich BNFL bereits zur Hilfe bereit erklärt hatte, bevor BE die britische Regierung um Hilfe bat, aber feststellen musste, dass eine Hilfsmaßnahme ohne einen allgemeinen Umstrukturierungsplan nicht möglich sein würde. Die Gespräche wurden bereits im Mai 2000 aufgenommen, als BE zum ersten Mal — erfolglos — die Anwendung der in den Verträgen vorgesehenen Härteklausel beantragte. Neue Gespräche wurden im Laufe des Jahres 2002 aufgenommen.

(144) BNFL betont, dass es nicht an den Gesprächen zwischen BE und der britischen Regierung beteiligt war. Gemäß der Einschätzung seiner unabhängigen Rechts- und Finanzberater kam BNFL zu dem Schluss, dass eine Beteiligung an der Umstrukturierung in seinem eigenen Geschäftsinteresse war, weshalb es am 28. November 2002 eine Einigung mit BE über die endgültigen Bedingungen erzielte. Erst nach der Einigung über die endgültigen Bedingungen mit BE seien BNFL die Einzelheiten der Beteiligung der britischen Regierung bekannt geworden.

(145) Der Vergleich der Bedingungen vom 3. September mit den endgültigen Bedingungen legte BNFL den Schluss nahe, dass sich beide Papiere stark ähnelten und dass das endgültige Ergebnis der Ausgangsposition von BNFL deutlich näher kam als der von BE.

Vergleich der Auswirkungen auf BNFL einer Umstrukturierung gegenüber der Insolvenz von BE

(146) BNFL erläutert im Einzelnen seine Bewertung der geschäftlichen Vorteile der Umstrukturierung im Vergleich zur Insolvenz von BE auf der Grundlage der von den Finanz- und Rechtsberatern erstellten Analyse. Darin werden erhebliche Risiken für BNFL im Fall der Insolvenz von BE festgestellt, die insbesondere auf die Tatsache zurückzuführen seien, dass BE erhebliche nicht ausgewiesene Darlehenssalden zwischen verschiedenen Unternehmen seiner Gruppe aufwies, dass die vertraglichen Vereinbarungen von BNFL mit BE in vielfacher Hinsicht einzigartig waren und dass kein klarer Präzedenzfall aus früheren Insolvenzen abgeleitet werden könne. Außerdem würde der britischen Regierung als einzigem Gläubiger, der von der Besicherung der Kernkraftwerke von BE einen Vorteil haben würde, eine zentrale Rolle für das Ergebnis der Insolvenz zukommen. BNFL hatte jedoch keine Erkenntnisse über das wahrscheinliche Vorgehen der britischen Regierung in einem Insolvenzverfahren.

(147) Während man erwarten könnte, dass die Rolle von BNFL als Hauptlieferant von BE im Fall einer Insolvenz ihm eine starke Verhandlungsposition verliehen hätte, wurde seine Fähigkeit, glaubwürdig drohen zu können, die Lieferung von Waren und Dienstleistungen an BE einzustellen, durch eine Reihe von Faktoren untergraben. BNFL weist darauf hin, dass es als größter Gläubiger von BE der Hauptverlierer gewesen wäre, wenn die Kernkraftwerke von BE als Folge der Ausübung dieser Drohung stillgelegt würden. Außerdem sei zu bezweifeln, dass es die Verträge rechtmäßig beenden und bereits erhaltene abgebrannte Brennelemente und Abfälle an BE zurückschicken könnte, da dies die Rechtsvorschriften über die Sicherheit kerntechnischer Anlagen nicht zulassen würden. Schließlich musste BNFL als verantwortungsbewusstes kerntechnisches Dienstleistungsunternehmen BE weiter Dienstleistungen erbringen, da es ein Sicherheitsrisiko wäre, dies nicht zu tun, und auch von Dritten als solches angesehen werden könnte.

(148) BNFL hat die Insolvenz von BE auf drei mögliche Ergebnisse hin untersucht, nämlich die Stilllegung der Kernkraftwerke von BE, die eine minimale Beitreibung ergeben würde, den Übergang der Kernkraftwerke von BE in das Eigentum von BNFL, was bedeuten würde, dass es alle nuklearen Verbindlichkeiten von BE übernehmen müsste, was sehr risikoträchtig und unattraktiv ist, und den Übergang in das Eigentum der britischen Regierung, die die Gläubiger auffordern würde, erhebliche Abschreibungen hinzunehmen.

(149) Die vorgeschlagene Umstrukturierung erschien daher wirtschaftlich attraktiver, da sie die Abhängigkeit von BNFL gegenüber BE reduziert und BNFL einen höheren und sichereren Einnahmenfluss als die Insolvenz bietet. Es ist daher davon auszugehen, dass BNFL sich wie ein privater Gläubiger verhalten hat.

Vergleich mit den Positionen anderer Gläubiger

(150) Schließlich hat BNFL die Rendite anderer Hauptgläubiger mit seiner eigenen Rendite verglichen, um sicher zu stellen, dass die Bedingungen für BNFL akzeptabel sind. Um seine Position weiter abzusichern, erwirkte BNFL die Aufnahme einer Klausel in die endgültigen Bedingungen, nach der die geplanten Zugeständnisse zurückgenommen werden können, wenn einem anderen Hauptgläubiger günstigere Bedingungen als BNFL eingeräumt werden. Rothschild aktualisierte seine Bewertung, als die genauen Bedingungen, die BE mit anderen Hauptgläubigern vereinbarte, feststanden, und es bestätigte, dass die Vereinbarungen mit BNFL nicht ungünstiger seien als die mit anderen Hauptgläubigern erzielten. Überdies treten die geänderten Vertragsvereinbarungen erst und nur dann in Kraft, wenn die Umstrukturierung abgeschlossen ist.

Das Moratorium zwischen BNFL und BE

(151) Hinsichtlich Maßnahme C erklärt BNFL, dass es mit Hilfe von Rothschild geprüft habe, ob es im Rahmen des Moratoriums weitergehende Konzessionen zur Schuldenstundung als die anderen Hauptgläubiger macht. Als BNFL bekannt wurde, dass andere Gläubiger im Rahmen der Stillhaltevereinbarung günstigere Bedingungen als BNFL erreichten (auch wenn die Position von BNFL nicht direkt mit der der anderen Hauptgläubiger von BE vergleichbar ist), erwägte es Neuverhandlungen, um Zinsen zu verlangen. Es kam zu dem Schluss, dass es unwahrscheinlich sei, dass BE Zinsen an BNFL zahlen und genügend überschüssige Liquidität erwirtschaften könnte, um die Umstrukturierung zu ermöglichen. Ungeachtet seiner Position im Rahmen des Moratoriums würde BNFL insgesamt eine bessere Lösung erreichen, wenn die Umstrukturierung durchgeführt wird.

Die Beziehung zwischen BNFL und der britischen Regierung

(152) BNFL erklärt, dass seine Entscheidung, Vereinbarungen mit BE zu treffen, eigenständig und nicht auf Anweisung der britischen Regierung getroffen wurde. Die Tatsache, dass BNFL ein staatliches Unternehmen ist, reiche nicht aus, um davon auszugehen, dass Entscheidungen von BNFL der britischen Regierung zuzurechnen sind. Auch wenn die britische Regierung der einzige Aktionär von BNFL ist, ist BNFL in seinem täglichen Geschäft von der britischen Regierung unabhängig und verpflichtet, marktwirtschaftlich zu handeln. BNFL hat Unterlagen zu seinem Rechtsstatus beigefügt und erläutert, dass es seinen Aktionär (das Industrie- und Handelsministerium — DTI) während der Verhandlungen mit BE über die Gespräche auf dem Laufenden gehalten hat. Es bezeichnet dies als übliches Verhalten für ein Unternehmen, das von einem Mehrheitsaktionär kontrolliert wird. Das DTI machte BNFL darauf aufmerksam, dass es geänderte Vereinbarungen mit BE (im Rahmen seiner Befugnisse gegenüber BNFL) nur genehmigen werde, wenn diese für BNFL nach unternehmerischen Grundsätzen erzielt werden.

Greenpeace

(153) Greenpeace Limited ist die britische Zweigstelle von Greenpeace International, die sich für den Ausstieg aus der Kernenergienutzung und die Förderung der Nutzung sauberer und erneuerbarer Energiequellen im Vereinigten Königreich einsetzt.

Maßnahme A

(154) Greenpeace macht geltend, dass Maßnahme A durch die Begrenzung der Beiträge von BE zur Finanzierung der nuklearen Verbindlichkeiten eine nicht zu rechtfertigende Betriebsbeihilfe für BE und/oder seine Aktionäre und ein Mittel zur Verbesserung der Attraktivität von BE für die Investoren sei.

Maßnahme B

(155) Laut Greenpeace sind die Maßnahmen B und C nicht zu rechtfertigende Betriebsbeihilfen, die eine Förderung durch BNFL bedinge, das als Vertreter des Staates oder auf Veranlassung des Staates handele, wobei

a) BNFL ein in Schwierigkeiten befindliches Unternehmen sei, das nur durch staatliche Beihilfen am Leben erhalten werde;

b) BNFL an Dreiparteien-Verhandlungen mit der Regierung und BE beteiligt gewesen sei, die zur Formulierung des Umstrukturierungspakets von BE unmittelbar nach der Weigerung von BNFL führten, die Bedingungen seiner Verträge mit BE zu ändern; Greenpeace fordert die Kommission daher auf, BNFL zu ersuchen, Kopien interner Unterlagen vorzulegen, um zu sehen, ob BNFL in die Gespräche zwischen BE und der britischen Regierung eingeweiht war;

c) die Vereinbarungen keine wirklich wirtschaftlichen Vereinbarungen und die Verträge von BNFL mit BE von Anfang an keine wirtschaftlichen Vorkehrungen gewesen seien; sie ähnelten vielmehr einer künstlichen Konstruktion, um BNFL einen sicheren Einnahmenstrom zu verschaffen; das Umstrukturierungsbeihilfepaket verschaffe BNFL weiterhin diesen Einnahmenstrom;

d) die neu verhandelten Preisbedingungen nicht die tatsächlichen Kosten der erbrachten Dienstleistungen widerspiegeln, sondern an die Großhandelspreise geknüpft seien; da der Vorteil aufgrund der Verträge dauerhaft im Rahmen einer unbefristeten Vereinbarung gewährt wird, bedinge die Beihilfe eine langfristige Förderung von BE und nicht die einmalige Förderung zur Wiederherstellung der Rentabilität; es handele sich daher um eine „Betriebsbeihilfe“ und nicht um eine „Umstrukturierungsbeihilfe“, die nicht mit dem Gemeinsamen Markt vereinbar sein kann.

Vereinbarkeit der Beihilfe

(156) Greenpeace teilt alle Zweifel der Kommission und kommt zu dem Schluss, dass die Beihilfe mit dem EG-Vertrag unvereinbar sei. Es weist insbesondere darauf hin, dass die Umstrukturierungsbeihilfe sich nicht nur auf vorhandene Marktteilnehmer auswirke, sondern auch den Einstieg neuer Unternehmen verhindere, da andere etablierte Unternehmen und neue Unternehmen daran gehindert würden, ihre eigene Effizienz zu nutzen. Die Förderung der Kernenergieunternehmen decke sich außerdem nicht mit der Erklärung der Regierung zur Diversität der Energiequellen, einschließlich der erneuerbaren Energiequellen.

(157) Hinsichtlich der Frage der Überkapazitäten ist Greenpeace der Ansicht, dass die von National Grid bei der Planung des Bedarfs für die künftige Stromerzeugung zugrunde gelegte „Planungsmarge“ zur Gewährleistung einer sicheren Kapazität keine geeignete Grundlage sei, um festzustellen, ob auf dem Markt Überkapazitäten vorhanden sind. Nach Ansicht von Greenpeace ist wahrscheinlich schon jetzt eine erhebliche strukturelle Überkapazität auf dem relevanten Markt vorhanden, die sich noch erhöhen werde.

(158) Greenpeace bezweifelt, dass die Stilllegung eines Teils der Kraftwerke von BE für die Steuerzahler teurer wäre, da die Fähigkeit von BE, zur Begleichung seiner vorhandenen Verbindlichkeiten beizutragen, zweifelhaft sei. Für Greenpeace gäbe es kurzfristig keinen Grund für die Annahme, dass das Vereinigte Königreich nicht in der Lage wäre, seine Ziele im Rahmen des Kyoto-Protokolls zu erreichen.

(159) Laut Greenpeace sei es nach den von ihm in Auftrag gegebenen Studien sowohl praktikabel als auch sicher, Kernkraftwerke sofort oder schrittweise stillzulegen. Es kommt zu dem Schluss, dass eine teilweise oder schrittweise Stilllegung der Kraftwerke von BE geringere Beihilfen bedingen könnte.

Anwendbarer Vertrag

(160) Greenpeace ist der Ansicht, dass der Euratom-Vertrag einer Prüfung des Vorliegens einer staatlichen Beihilfe nach dem EG-Vertrag nicht entgegensteht. Wenn der Euratom-Vertrag keine branchenspezifischen Regeln für Beihilfen an die Kernenergiewirtschaft enthält, sollten die allgemeinen Bestimmungen des EG-Vertrags für staatliche Beihilfen anwendbar sein. Greenpeace zitiert die verbundenen Rechtssachen 188 und 190/80, Frankreich und andere gegen die Kommission ([14]). Es bringt vor, dass sich die Beihilfemaßnahmen auf Fragen bezögen, die nur in dem Maße unter den Euratom-Vertrag fallen könnten, wie sie die Sicherheit kerntechnischer Anlagen und die Sicherheitsaspekte der Stilllegung betreffen. Es gelangt zu dem Schluss, dass die fraglichen Maßnahmen nicht notwendig seien, um die genannten Ziele zu erreichen, und dass die Fortsetzung von Betriebsbeihilfen nicht als notwendig angesehen werden könne, um die Sicherheit zu gewährleisten, wenn es eine sichere, praktikable Möglichkeit einer vollständigen oder teilweisen Stilllegung der Kraftwerke von BE gibt. Laut Greenpeace sollte die Kommission den Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen heranziehen ([15]).

Powergen

(161) Powergen ist einer der größten Stromversorger in England und Wales. Es hat einen Anteil von 11 % an der Stromerzeugungskapazität (BE hat einen Anteil von 14 %), und beliefert vor allem große gewerbliche Abnehmer sowie KMU und Privatkunden. Es befindet sich im Besitz von E-ON.

(162) Powergen ist gegen das Beihilfepaket. Nach seiner Ansicht wird die Beihilfe BE die Möglichkeit geben, den Betrieb seiner Kernkraftwerke fortzusetzen, die es andernfalls hätte stilllegen müssen. Powergen bestreitet die Auffassung der britischen Behörden, dass die Kraftwerke in jedem Fall weiter betrieben würden. Es befürchtet, dass die Beihilfe BE in die Lage versetzen wird, künstlich niedrige Preise anzubieten, um Marktanteile an der Versorgung von Großkunden zu gewinnen und in die Belieferung von Privatkunden einzusteigen. BE könnte auch in der Lage sein, Investitionen in die Stromerzeugung aus anderen Quellen als der Kernenergie zu finanzieren.

(163) Powergen bittet, zu den Ausgleichsmaßnahmen angehört zu werden und schlägt drei mögliche Maßnahmen vor:

(164) Erstens: Vorziehen der Stilllegung des Kernkraftwerks Dungeness B auf April 2004. Laut Powergen hätte der Markt genügend Zeit, die nötige Kapazität aufzubauen, um eine ausreichende Marge zu erhalten, wenn diese vorzeitige Stilllegung lange genug im Voraus bekannt gemacht würde.

(165) Zweitens: Abgrenzung der Beihilfe durch das Verbot der Quersubventionierung zwischen den verlustträchtigen Bereichen von BE (AGR-Kraftwerke) und anderen Geschäftsbereichen von BE, Aufteilung der Stromerzeugung und -lieferung in getrennte Unternehmen mit getrennter Buchführung und Auferlegung spezifischer Kontrollen für die Verwendung liquider Mittel durch BE, um zu gewährleisten, dass vom Staat gezahlte Mittel zur Finanzierung der nuklearen Altlasten nicht für andere Zwecke verwendet werden. Diese Maßnahmen sollten solange in Kraft bleiben, wie die Maßnahmen des Umstrukturierungsplans in Kraft sind.

(166) Drittens: Verhinderung von Wettbewerbsverfälschungen auf dem Einzelhandelsstrommarkt durch ein Verbot, dass BE Strom zu einem unter den Kosten liegenden Preis anbietet (den Kosten des Erwerbs von Strom auf dem Großhandelsmarkt zuzüglich anderer damit verbundener Kosten), Begrenzung des Marktanteils von BE im Industrie- und Handelsgeschäft (eine Begrenzung auf 20 % wird vorgeschlagen) und Verbot, dass BE neue Einzelhandelsmärkte erschließt. Diese Maßnahmen sollten solange in Kraft bleiben, wie die Maßnahmen des Umstrukturierungsplans in Kraft sind, und ihre Effizienz sollte von der Kommission fünf Jahre nach der Einführung überprüft werden.

(167) Powergen erklärt zur Wiederherstellung der Rentabilität, dass die Szenarien der britischen Behörden zur Ermittlung der künftigen Rentabilität von BE zu optimistisch seien, insbesondere was die Verfügbarkeit der Kraftwerke von BE im Vergleich zur Vergangenheit angeht.

(168) Schließlich behauptet Powergen, dass im Sinne der ständigen Rechtsprechung die Regeln des EG-Vertrags über staatliche Beihilfen für die Kernindustrie ungeachtet des Euratom-Vertrags gelten. Es bezieht sich hierbei auf dasselbe Urteil von 1990 wie Greenpeace.

InterGen

(169) InterGen ist ein auf allen Kontinenten weltweit tätiges Stromerzeugungsunternehmen. Mit einem Anteil von 2 % an der Stromerzeugungskapazität in England und Wales hat es zwei Kraftwerke in Betrieb und eines im Bau (BE hat einen Anteil von 14 %). InterGen verkauft den größten Teil seines Stroms auf dem Großhandelsmarkt und einen Teil über langfristige Verträge. Es ist auch auf dem Erdgashandelsmarkt tätig. InterGen befindet sich im gemeinsamen Besitz von Shell und Bechtel.

([14]) EuGH Slg. 1982, S. 2545.

([15]) ABl. C 37 vom 3.2.2001, S. 3.

(170) Laut InterGen bestehen im Vereinigten Königreich Bedenken, ob die Versorgungssicherheit und die kerntechnische Sicherheit von Insolvenzverwaltern gewährleistet werden könnte. Sie behaupten, dass BE InterGen geschädigt habe und weiter schädige und dass Wettbewerber von InterGen wie Teeside Power Limited, die zu den Gläubigern von BE zählen, im Rahmen des Umstrukturierungsplans gegenüber InterGen bevorzugt würden. InterGen beansprucht für sich und sein verbundenes Unternehmen einen Ausgleich für die erlittenen Schäden, falls die Kommission die Beihilfe genehmigen sollte.

Erster Dritter, der anonym zu bleiben wünscht

(171) Laut diesem Dritten gehe aus früheren Presseveröffentlichungen hervor, dass vor der Umstrukturierung von BE ein Wiederaufbereitungspreis von ca. 1 000 GBP/kg Schwermetall (HM) gezahlt wurde. Nach der Umstrukturierung von BE sei ein Preis von ca. 150 GBP/kg HM zwischen BNFL und BE vereinbart worden, der 85 % unter der ursprünglichen Vereinbarung liegt. Er fügt hinzu, dass die ursprünglichen Wiederaufbereitungsverträge zwischen BNFL und BE auf der Kosten-plus-Regelung beruhten, was bedeutet, dass die Grundlastkunden nur dann eine Wiederaufbereitung vertraglich erlangen konnten, wenn sie der (anteiligen) Übernahme der Vollkosten der Wiederaufbereitung plus einen Gewinnzuschlag zustimmen. Sollten vor diesem Hintergrund die mit den Grundlastkunden vereinbarten Wiederaufbereitungskosten erst ab 1 000 GBP/kg HM kostendeckend sein, so bedeute dies, dass der mit BE neu vereinbarte Preis nur annähernd kostendeckend sein könne. Selbst für Neuverträge betrage der Preis 1 000 GBP/kg HM (Preisstand 2003).

(172) Er kommt zu dem Schluss, dass diese Preise zeigen, dass sich BNFL bei seinen Verhandlungen mit BE nicht wie ein marktwirtschaftlich handelnder privater Geldgeber verhalten habe, es sei denn, BNFL wäre bereit, auch anderen Kunden ähnlich günstige Bedingungen einzuräumen.

Drax Power Limited

(173) Drax ist der größte Erzeuger von Strom aus Kohlekraftwerken in Westeuropa. Es war zuvor Teil der AES Corporation, einer US-amerikanischen Energie-Gruppe, die auf dem Gebiet der Erzeugung, des Vertriebs und der Lieferung von Strom weltweit tätig ist. Am 5. August trat AES Corporation die Kontrolle von Drax an seine Gläubiger ab. Am 30. August 2003 gab Drax bekannt, dass es einen Exklusivvertrag mit International Power plc über eine Beteiligung an seiner Umstrukturierung geschlossen hat.

(174) Laut DRAX sind die Maßnahmen A, B und G staatliche Beihilfen im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag, die Maßnahmen D, E und F jedoch nicht. Es ist der Ansicht, dass der Beihilfebetrag schwer abzuschätzen sei. DRAX glaubt, dass der Betrag bei der Maßnahme A deutlich höher als die aktuelle Schätzung sein könnte, da die Höhe der Stilllegungsverbindlichkeiten im Vereinigten Königreich nicht bekannt sei und es unwahrscheinlich sei, dass BE zu den Kosten der nuklearen Verbindlichkeiten beitragen werde. Die britische Regierung behalte in jedem Fall die Verantwortung für die Back-end- und Stilllegungsverbindlichkeiten und werde eine Insolvenz von BE nicht zulassen. DRAX ist der Ansicht, dass die Nichtanrechnung der Steuer als eigene Beihilfe angemeldet werden sollte.

Maßnahmen B und C

(175) DRAX erklärt zur Neuaushandlung der Verträge mit BNFL, dass kein privater Anleger diesen nachteiligen Bedingungen zugestimmt hätte, die ihm erhebliche gegenwärtige und zukünftige Verluste aufbürden, unabhängig von der Härteklausel und der Tatsache, dass BE sein größter Kunde ist. Durch die Neuaushandlung habe BNFL erhebliche Nachteile erlitten. Sie werde zu einem Rückgang der festen jährlichen Zahlungen für die Lieferung von Brennelementen um zwischen 5 Mio. GBP und 20 Mio. GBP führen. Diese Auffassung werde durch den Jahresabschluss von BNFL für 2004 erhärtet. Selbst wenn BE unter Insolvenzverwaltung gestellt würde, würden die Kraftwerke von BE weiter betrieben und hätten den gleichen Bedarf an Brennelementen, Wiederaufbereitung und Entsorgung der abgebrannten Brennelemente. DRAX stellt sich die Frage, ob der Insolvenzverwalter diese Bedingungen mit BNFL hätte aushandeln können. Außerdem könnte BNFL andere Möglichkeiten erkunden, wenn sein Geschäft mit BE eingeschränkt würde. BNFL sei nicht nach dem Grundsatz eines marktwirtschaftlich handelnden Geldgebers organisiert. Folglich handele es sich bei Maßnahme B um eine staatliche Beihilfe.

(176) DRAX ist der Ansicht, dass auch die Stillhaltevereinbarung mit BNFL in Maßnahme C eine staatliche Beihilfe sei, da BNFL anders als die übrigen Gläubiger während der Dauer des Moratoriums keine Zinsen erhalte.

Vereinbarkeit der Beihilfemaßnahme

(177) Drax äußert sich weiter zur Vereinbarkeit des Beihilfepakets. Es stellt nicht in Frage, dass BE ein Unternehmen in Schwierigkeiten ist. Es ist jedoch der Ansicht, dass die ungesicherte Position von BE allein auf die ungewöhnliche Entscheidung seiner Geschäftsleitung über den Verkauf des Einzelhandelsgeschäfts zurückzuführen sei. Außerdem hätte BE seine Kosten durch die Stilllegung eines Teils oder aller Kraftwerke senken können, da es teurer sei, Kernkraftwerke zu betreiben, als sie vorübergehend stillzulegen.

Wiederherstellung der Rentabilität

(178) Hinsichtlich der Wiederherstellung der Rentabilität ist DRAX der Ansicht, dass der vorgeschlagene Plan kein wirklicher Umstrukturierungsplan sei. Außerdem sei BE in einer anderen Lage als seine Wettbewerber und werde es immer sein. Es werde weiterhin Strom erzeugen, seinen Strom zu jedem Preis auf den Markt bringen und einen ständigen Preissenkungsdruck zum Nachteil seiner Wettbewerber ausüben.

(179) DRAX ist gegen die Verwendung der kurzfristigen Grenzkosten als geeignetes Maß für die Rentabilität von BE durch die britische Regierung. Die Umstrukturierung entlaste BE von den Verbindlichkeiten für die Hauptkosten eines Atomstromerzeugers. Die Entscheidung eines Unternehmens, ob es auf einem bestimmten Markt tätig wird oder den Wettbewerb auf diesem Markt fortsetzt, würde davon abhängen, ob es in einer angemessenen Zeit seine Durchschnittskosten decken und eine angemessene Kapitalrendite erzielen kann. Dies sei bei BE, das von allen geschäftlichen Risiken befreit wurde, nicht der Fall.

Dauer der Beihilfe

(180) Hinsichtlich der Dauer der Beihilfe ist DRAX der Ansicht, dass die Finanzierung unbefristeter Verbindlichkeiten bis weit in die Zukunft nicht mit den Leitlinien vereinbar sei. Es erklärt außerdem, dass fortlaufende Betriebsbeihilfen als nicht auf das Mindestmaß beschränkt angesehen werden können. Zum Eigenbeitrag von BE bemerkt es, dass der Erlös aus dem Verkauf von Vermögenswerten ungewiss sei und dass sich der Beitrag von BE zum NLF aus einem subventionierten Kassenfluss ergebe, der nicht berücksichtigt werden könne.

Verfälschung des Wettbewerbs

(181) Zur Frage der Überkapazität und des Ausgleichs für die Gläubiger führt DRAX aus, dass die in dem Beschluss zur Einleitung des Verfahrens genannte Kapazitätsspanne von 20 % nur die Nachfragespitze im Winter betreffe. Laut NGC betrage die Kapazitätsspanne oberhalb der durchschnittlichen Nachfragespitze im Winter 20,3 %. Nach Ansicht von DRAX wäre es sinnvoll, wenn BE einen Teil seiner Stromerzeugungskapazität in den Sommermonaten stilllegen würde. Dies würde zu Nettoeinsparungen führen.

(182) DRAX legt dar, dass eine Reihe von Ausgleichsmaßnahmen und/oder Änderungen des Umstrukturierungsplans dazu beitragen könnten, dass die Umstrukturierung mit den Leitlinien übereinstimmen und nicht geförderten Wettbewerbern einen Ausgleich bieten könnte. DRAX schlägt Folgendes vor:

a) BE sollte vom Markt genommen werden, indem ein System der Pflichtabnahme von Kernenergie zu einem Festpreis geschaffen wird, das mit der Abnahmeverpflichtung für erneuerbare Energien vergleichbar sei. BE könne nicht angemessen umstrukturiert werden, um im Wettbewerb mit nicht geförderten Marktteilnehmern bestehen zu können. Sollte die Stromerzeugung von BE nicht vom Markt genommen werden können, bestünde die beste Lösung darin, die Produktion von BE vom Markt abzutrennen. Der Preis des Stroms aus Kernenergie müsste reguliert werden und könnte entsprechend den Kapitalkosten und anderen traditionellen Preisregulierungsparametern festgesetzt werden. Dadurch würde die von der britischen Regierung angestrebte Versorgungssicherheit und die Sicherheit der Kernenergie gewährleistet und der Wettbewerb nicht mehr verfälscht werden;

b) Verkürzung der Laufzeit und Neugewichtung des Vertragsrisikos zugunsten von BNFL;

c) Veräußerung von Eggborough;

d) Verbot weiterer Übernahmen oder der Einnahme der Position eines Marktführers;

e) Verpflichtung der britischen Regierung auf den Grundsatz der einmaligen Beihilfe.

Verhältnis zwischen Euratom- und EG-Vertrag

(183) Zum Verhältnis zum Euratom-Vertrag äußert DRAX die Ansicht, dass sich die Ziele von EG-Vertrag und Euratom-Vertrag ergänzen und nicht widersprechen.

Andere Interessierte

(184) Bemerkungen wurden auch von den Gewerkschaftern für eine sichere Kernenergie (im Rahmen einer ausgewogenen Energiepolitik) „Trade Unionists for Safe Nuclear Energy" (within a Balanced Energy Policy) — TUSNE ([16]), Herrn Robert Freer ([17]), dem britischen Verband der chemischen Industrie („Chemical Industries Association" — „CIA") ([18]), John Hall Associates („JHA") ([19]), der Vereinigung energieintensiver Nutzer (Energy Intensive Users Group — „EIUG") ([20]), Terra Nitrogen ([21]), Energywatch ([22]), Teollisuuden Voima Oy („TVO") ([23]), National Grid Transco ([24]), der Royal Academy of Engineering ([25]), Enfield Energy Centre Limited („EECL") ([26]), dem Energy Information Centre Ltd („EIC") ([27]), Major Energy Users' Council Ltd („MEUC") ([28]) und ein zweiter Dritter, der anonym zu bleiben wünscht.

([16]) TUSNE beschreibt sich selbst als „einen informellen Zusammenschluss von Gewerkschaftern, die die zivile Nutzung der Kernenergie als Mittel zur Energieerzeugung im Rahmen einer ausgewogenen Energiepolitik und einer sicheren und sauberen Umwelt befürworten".

([17]) Robert Freer ist Berater.

([18]) CIA ist ein Wirtschaftsverband von 180 Unternehmen, zu denen einige der größten Stromverbraucher im Vereinigten Königreich zählen.

([19]) JHA ist ein großer britischer Energiemarktanalyst.

([20]) EIUG ist eine Vereinigung, welche die Verbraucher der energieintensiven Wirtschaftszweige der britischen Industrie vertritt.

([21]) Terra Nitrogen ist ein Stickstoffhersteller und Teil der Terra-Gruppe, die auch Methanol herstellt. Es handelt sich dabei um einen großen Stromverbraucher im Vereinigten Königreich.

([22]) Energywatch ist ein keinem Ministerium unterstehendes öffentliches Organ, das die Interessen der Erdgas- und Stromverbraucher in Großbritannien vertritt.

([23]) TVO ist ein finnischer Stromerzeuger und Betreiber von Kernkraftwerken.

([24]) National Grid Transco ist der Eigentümer und Betreiber des Leitungsnetzes von England und Wales. Es handelt sich dabei um ein privates Unternehmen, das unabhängig von den Interessen der Stromerzeuger und -lieferanten ist.

([25]) Royal Chartered Academy wurde 1976 gegründet, um Spitzenleistungen im Ingenieurwesen zu fördern.

([26]) EECL betreibt ein 396 MW GuD-Kraftwerk in Nord-London. Es gehört dem amerikanischen Unternehmen Indeck Energy Services Inc.

([27]) EIC ist eine unabhängige Vereinigung, deren Ziel darin besteht, gewerblichen Energieverbrauchern im Vereinigten Königreich Unterstützung und Marktinformationen bereitzustellen.

([28]) Verband, der die Interessen von ca. 200 großen Industrieunternehmen, Einzelhandelsunternehmen und öffentlichen Unternehmen vertritt, für die die Kosten von Strom und Erdgas wichtige Faktoren sind.

(185) TUSNE, Robert Freer, CIA, JHA, EUIG, Terra Nitrogen, EIC und MEUC äußern sich besorgt über die Versorgungssicherheit im Vereinigten Königreich und geben zu bedenken, dass die Stilllegung der Kernkraftwerke von BE zu Stromausfällen führen könnte und den Interessen der Verbraucher zuwider liefe. Einige von ihnen weisen darauf hin, dass der Wegfall der Kernkraftwerke von BE zur Folge haben würde, dass die Verpflichtungen des Vereinigten Königreichs im Rahmen des Kyoto-Protokolls sehr schwer zu erfüllen sein wären, da diese zur Vielfalt der Stromversorgung beitrügen. Sie sind der Auffassung, dass die Kosten für die Volkswirtschaft einer Insolvenz von BE schwerer wiegen würden als der Preis einer Umstrukturierung, und halten die Beihilfe für notwendig.

(186) Der anonyme Dritte ist der Meinung, dass BE die staatliche Förderung nutze, um aggressiv Marktanteile zu Dumpingpreisen zu gewinnen. Er weist auf Fälle hin, in denen BE angeblich Preise anbot, die 10 bis 15 % unter denen der Konkurrenz lagen. Er erklärt, dass solche Angebote ohne staatliche Unterstützung nicht möglich wären, weshalb nicht behauptet werden könne, dass die Rentabilität des Unternehmens wiederhergestellt werde.

(187) Laut TVO sollte aus den Schwierigkeiten von BE nicht geschlossen werden, dass die Kernkraft in einem liberalisierten Strommarkt nicht wettbewerbsfähig sein könne.

(188) National Grid Transco bringt vor, dass die aktuelle Kapazitätsmarge in England und Wales geringer sei als ursprünglich vorgesehen, und nicht als strukturelle Überkapazität angesehen werden könne. Eine Sicherheitsmarge von 20 % sei das Niveau, ab dem man von einer Überkapazität ausgehen könne. Die Sicherheitsmarge werde in einem optimistischen Szenario mindestens bis 2006 unter 20 % liegen. Nach pessimistischen Szenarien werde sie immer unter 20 % liegen und 2009 sogar auf 8,5 % sinken. Laut National Grid Transco müsse dem Markt drei bis vier Jahre im Voraus mitgeteilt werden, wenn eine Kraftwerksstilllegung als Ausgleichsmaßnahme verlangt würde, damit der Markt diese ausgleichen könne.

(189) EECL erklärt, dass alle Stromerzeuger (nicht nur BE) von den niedrigen Großhandelsstrompreisen im Vereinigten Königreich betroffen seien. Es wendet sich gegen die Auffassung der britischen Behörden, dass die kurzfristigen Grenzkosten zur Messung der wettbewerbsverfälschenden Wirkung der Beihilfe herangezogen werden sollten, da diese Kosten die mittel- bis langfristige Rentabilität eines Kraftwerks nicht widerspiegelten. Niedrige Terminmarktpreise seien der beste Indikator dafür, dass auf dem Markt eine strukturelle Überkapazität vorhanden ist.

IV. BEMERKUNGEN DES VEREINIGTEN KÖNIGREICHS ZUR EINLEITUNG DES VERFAHRENS

Maßnahme G

(190) Die britischen Behörden haben der Kommission mitgeteilt, dass die lokalen Steuern zu den normalen Zinssätzen gezahlt worden seien.

Vorliegen einer Beihilfe in den Konzessionen von BNFL an BE in den Maßnahmen B und C

Maßnahme B

(191) Die britischen Behörden schicken voraus, dass die Verträge so gestaltet seien, dass mögliche Vorteile, die BE vorübergehend erwachsen sind, mit Zinsen zurückgenommen werden, wenn die Kommission zu dem Schluss kommen sollte, dass Maßnahme B Beihilfeelemente enthält, und das Beihilfepaket nicht genehmigt wird. Es sei vorgesehen, dass die neuen Verträge nicht fortdauern, wenn das Beihilfepaket nicht genehmigt wird.

(192) Die britischen Behörden äußern sich zum Kriterium des marktwirtschaftlich handelnden privaten Geldgebers dahin gehend, dass sich BNFL so verhalten habe, wie dies jeder private Gläubiger auch getan hätte. Sie vertreten die Auffassung, dass die von BNFL zugestandenen Bedingungen nicht großzügiger seien als diejenigen, die von einem privaten Gläubiger unter vergleichbaren Umständen gewährt worden wären. Die britischen Behörden räumen ein, dass gemäß den Vorgaben des Gerichtshofs in seinem Urteil in der Rechtssache DM Transport ([29]) zu prüfen sei, ob sich BNFL bei der Neuaushandlung seiner Verträge wie ein privater Gläubiger verhalten hat.

(193) Die britischen Behörden sind der Auffassung, dass die Kommission den zeitlichen Ablauf der Ereignisse missverstanden habe. Nach ihrer Ansicht habe BNFL die Berufung auf die Härteklausel, anders als von der Kommission angenommen, nicht abgelehnt, sondern sich vor der Ankündigung, dass BE Verhandlungen mit der britischen Regierung aufgenommen hatte, bereit erklärt, mögliche Änderungen an den bestehenden Verträgen zu prüfen. Nach den Gesprächen mit BE sei jedoch deutlich geworden, dass allein mit den Angeboten, die zu machen BNFL in der Lage war, die finanzielle Krise von BE nicht hätte gelöst werden können. Nach der Ausarbeitung eines umfassenderen Umstrukturierungsplans konnten die Verhandlungen wieder aufgenommen werden, und es wurde eine Einigung auf Bedingungen erreicht, die dem ursprünglichen Angebot von BNFL in vielen Punkten ähnelten. Nach Ansicht der britischen Behörden habe BNFL sich wie ein privater Gläubiger verhalten.

([29]) Rs. C-256/97, Slg. I-1999, S. I-3913.

(194) Die britischen Behörden fügen hinzu, dass BNFL als letzter privater britischer Anbieter von Brennelementezyklus-Dienstleistungen von einer Insolvenz von BE besonders betroffen wäre; es hätte keine baldigen Einnahmen, um die großen Mengen bereits gelieferter AGR-Brennelementen zu lagern und wieder aufzubereiten und kaum Aussichten, bei der Insolvenz entsprechende Beträge zu erlösen. BNFL hätte einen neuen Vertrag über abgebrannte Brennelemente mit dem Insolvenzverwalter oder der Regierung aushandeln müssen, mit erheblichen Unsicherheiten hinsichtlich der Höhe seiner laufenden Einnahmen. Ein privater Gläubiger, der sich den gleichen Risiken, Ausfällen und Ungewissheiten gegenüber gesehen hätte, hätte zweifellos versucht, an einer Umstrukturierung teilzunehmen, die notwendigerweise auch eine Neuaushandlung der Verträge mit BE umfasst hätte, um möglichst hohe Gesamteinnahmen zu erzielen und sicher zu stellen, dass die Rentabilität von BE wiederhergestellt wird.

(195) Die britischen Behörden erklären weiter, dass sich BNFL nicht weniger marktwirtschaftlich verhalten habe, nur weil es sich im Staatsbesitz befindet. Sie weisen darauf hin, dass es sich bei BNFL um eine nach dem Unternehmensgesetz (Companies Act) von 1985 errichtete Aktiengesellschaft handele. BNFL habe einen aus Führungskräften bestehenden Board, der unternehmerisch tätig ist und nicht geschäftsführende Direktoren mit Erfahrungen aus anderen Bereichen der Privatwirtschaft. Der Board von BNFL sei verpflichtet, unabhängig im Interesse des Unternehmens zu handeln. Die britische Regierung habe keinen Einfluss auf BNFL ausgeübt, um es zu veranlassen, sich anders als wirtschaftlich geboten zu verhalten.

(196) Schließlich haben die britischen Behörden eine Analyse der Forderungen der Gläubiger und der Beträge vorgelegt, auf die man sich bei der Umstrukturierung geeinigt hatte.

(197) Die britischen Behörden kommen zu dem Schluss, dass Maßnahme B nicht als staatliche Beihilfe angesehen werden sollte.

Maßnahme C

(198) Die britischen Behörden erklären, dass viele der Argumente, die in den Erwägungsgründen 191 bis 197 in Bezug auf Maßnahme B vorgebracht wurden, auch für Maßnahme C gelten. Sie machen insbesondere geltend, dass das Verhalten von BNFL im Zusammenhang mit seiner Sonderstellung als Hauptgläubiger von BE und der Tatsache zu sehen sei, dass BE der größte Kunde von BNFL ist. Angesichts der langfristigen Geschäftsbeziehung zwischen beiden Unternehmen und der Höhe der Verbindlichkeiten von BE gegenüber BNFL sei es keine Überraschung, dass das Moratorium für die Verbindlichkeiten gegenüber BNFL den größten Anteil der Vorteile ausmacht, die BE aus der Stillhaltevereinbarung erwachsen. Ein privater Gläubiger in der gleichen Lage wie BNFL — mit dem größten Risiko im Fall der Insolvenz von BE — hätte kaum eine andere Wahl gehabt, als sich ähnlich zu verhalten.

(199) Gemäß den britischen Behörden sei es falsch, das Moratorium mit BNFL mit dem aller anderen privaten Gläubiger zu vergleichen. Ohne die Beteiligung eines Hauptgläubigers könnten die Vereinbarungen insgesamt nicht funktionieren. Die britischen Behörden legen einen Vergleich aller Schulden von BE mit dem Beitrag aller Parteien zu den Stillhaltevereinbarungen vor und kommen zu dem Ergebnis, dass BNFL in Prozent der ausstehenden Verbindlichkeiten tatsächlich weniger beiträgt als die meisten privaten Gläubiger.

Zweifel an der Wiederherstellung der Rentabilität von BE innerhalb eines angemessenen Zeitraums

(200) Die britischen Behörden machen geltend, dass Ziffer 32 der Leitlinien nicht vorschreibe, dass die Beihilfemaßnahmen eine begrenzte Laufzeit haben müssen. Sie verlange lediglich, dass die Laufzeit des Umstrukturierungsplans möglichst begrenzt ist, und dass die langfristige Rentabilität „innerhalb einer angemessenen Frist“ wiederhergestellt werden muss. Nach Ansicht der britischen Behörden liege das Ziel der Leitlinien offenbar darin, dass Beihilfen einmalig und nicht als fortlaufende Betriebsbeihilfe gewährt werden. Es sei nicht beabsichtigt, Beihilfen für langfristige Verbindlichkeiten auszuschließen.

(201) Die britischen Behörden erklären, dass die Umstrukturierung abgeschlossen, die Rentabilität innerhalb einer angemessenen Frist wiederhergestellt und die Beihilfe nur einmal gewährt werde, auch wenn es sich bei den Verbindlichkeiten von BE um langfristige Verbindlichkeiten handelt. BE werde ab 2004 Bareinnahmen und ab 2005 einen positiven jährlichen betrieblichen Cashflow erzielen. Gemäß dem Wiedernotierungsszenario werde die Rentabilität von BE im Jahr 2005 wiederhergestellt sein. Der Umstrukturierungsplan soll sicherstellen, dass BE ohne weitere Unterstützung der britischen Regierung in Form von Fazilitäten ab dem Zeitpunkt der Umstrukturierung aus eigener Kraft bestehen kann; der Umstrukturierungsplan zeige, dass die vom Unternehmen gebildeten Reserven ausreichend seien, um voraussehbaren Rückschlägen zu widerstehen und somit die Rentabilität zu gewährleisten.

(202) Hinsichtlich der Übernahme laufender Ausgaben erinnern die britischen Behörden daran, dass sich die Verpflichtung der Regierung nur auf alte geregelte Verbindlichkeiten, Stilllegungsverbindlichkeiten und ungeregelte Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit bereits abgebrannten AGR-Brennelementen, allen abgebrannten DWR-Brennelementen, beim Betrieb anfallenden Abfällen und anderen damit verbundenen Verbindlichkeiten beziehe. Die alten geregelten Verbindlichkeiten für abgebrannte Brennelemente bezögen sich auf AGR-Brennelemente, die vor dem Termin der tatsächlichen Umstrukturierung in Reaktoren geladen wurden. BE sei aufgrund der Lizenz zum Betrieb kerntechnischer Anlagen verpflichtet, diese Brennelemente zu entsorgen und müsse folglich die entsprechenden Kosten tragen. Diese Kosten könnten daher nicht vermieden werden.

(203) Ähnliches gelte auch für die Stilllegung von Standorten. BE werde für die Stilllegung der Reaktoren Beiträge zum Fonds für die Stilllegung nuklearer Anlagen leisten, und damit erheblich zu den gesamten Stilllegungskosten beitragen.

(204) Hinsichtlich der nicht geregelten Verbindlichkeiten in Verbindung mit bereits abgebrannten AGR-Brennelementen erklären die britischen Behörden, dass sich diese allein auf AGR-Brennelemente bezögen, die vor dem Termin der tatsächlichen Umstrukturierung in Reaktoren geladen wurden. Die Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit abgebrannten DWR-Brennelementen beträfen alle Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit DWR-Brennelementen, die in den Reaktor Sizewell B geladen wurden. Für die künftigen Verbindlichkeiten werde BE 150 000 GBP für jede Tonne DWR-Brennelemente beitragen, die nach dem Termin der tatsächlichen Umstrukturierung in Sizewell B geladen werden. Die Höhe des Beitrags entspräche vergleichbaren internationalen Kosten für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente, um alle künftigen Kosten von DWR-Brennelementen zu decken. Die übrigen nicht geregelten Verbindlichkeiten bezögen sich auf verschiedene sonstige Abfälle, die mit dem Betrieb der Kraftwerke von BE verbunden sind. Diese werden voraussichtlich nicht ins Gewicht fallen.

(205) Bei den Kosten der Stilllegung und nicht geregelten Kosten handele es sich überwiegend um Fixkosten, und BE habe wenig Spielraum, diese im Rahmen des normalen Kraftwerksbetriebs wesentlich zu erhöhen. Eine wesentliche Erhöhung der Verbindlichkeiten, die aus einer Änderung der betrieblichen Verfahren zum wirtschaftlichen Vorteil von BE entsteht oder sich aus einer Verletzung der Mindestleistungsstandards ergibt, müsste von BE getragen werden. Außerdem sei darauf hinzuweisen, dass die Unterstützung der Regierung für die Entsorgung und nicht geregelte Verbindlichkeiten die Form einer bedingten Garantie habe, auch wenn die Regierung direkt für vertragliche Verbindlichkeiten von BE zahlt. Die britischen Behörden erklären, dass Maßnahme A daher nicht als die Übernahme laufender Ausgaben einzustufen sei. Die buchtechnische Behandlung von Maßnahme A, die in der Bilanz von BE als Aktivposten ausgewiesen wird, entspräche dieser Schlussfolgerung. BE erhalte keinen fortlaufenden Zuschuss, weil Maßnahme A nicht an die laufende Geschäftstätigkeit von BE gebunden sei und die durch Maßnahme A gedeckten Kosten unabhängig von Dauer und Umfang der künftigen Geschäfte von BE getragen werden müssten.

(206) Die britischen Behörden stimmen nicht darin überein, dass Maßnahme B eine staatliche Beihilfe sei.

(207) Nach Auffassung der britischen Behörden sei es nicht angemessen, die Maßnahme A als bedenklich anzusehen, weil BE von einem Teil seiner Verpflichtungen nach dem Verursacherprinzip entbunden würde. Nach dem Umstrukturierungsplan werde BE für die Verschmutzungskosten aus seinem zukünftigen Betrieb aufkommen müssen. Außerdem werde es sich an den Verschmutzungskosten der Vergangenheit durch die Abführung von Bareinnahmen und andere Beiträge zum NLF beteiligen. Ohne die Zusage der Regierung wäre BE insolvent geworden und nicht in der Lage gewesen, künftige Zahlungen nach dem Verursacherprinzip zu leisten.

(208) Die britischen Behörden gehen auf die Zweifel ein, die von der Kommission in ihrem Beschluss zur Einleitung des Verfahrens geäußert wurden, und zwar auf die Frage, ob die Wiederherstellung der Rentabilität vor allem aus eigener Kraft erreicht wird. Laut britischen Behörden seien die aktuellen Probleme vor allem darauf zurückzuführen, dass BE nicht in der Lage ist, unvermeidbare Verbindlichkeiten der Vergangenheit zu tragen und Regulierungs- und Mindestsicherheitsanforderungen zu erfüllen. Dabei seien die internen Maßnahmen von BE nach Ansicht der britischen Behörden nicht unerheblich. Es habe seinen Anteil an Bruce Power und Amergen verkauft und führe eine erhebliche interne Umstrukturierung durch, zu der auch die […] zählen wird. Es habe auch den Anteil seiner mittelfristigen Festpreisverträge unter anderem mit gewerblichen Großabnehmern erhöht, um Preisrisiken auf dem Großhandelsmarkt zu begrenzen. Darüber hinaus seien die wichtigsten internen Maßnahmen die Neuaushandlung der Verträge mit BNFL über die Lieferung von Brennelementen und die Entsorgung abgebrannter Brennelemente.

(209) Schließlich sind die britischen Behörden der Ansicht, dass nach den Leitlinien ein Gleichgewicht zwischen staatlichen Beiträgen, privaten Beiträgen und dem Beitrag des Unternehmens aus eigener Kraft gefunden werden müsse, was jedoch nicht bedeute, dass das Unternehmen in der Lage sein müsste, die Wende ohne Hilfe des Staates zu vollziehen.

Der unbegrenzte Beihilfebetrag

(210) Die britischen Behörden erinnern daran, warum es nicht möglich sei, die genauen Kosten der nuklearen Verbindlichkeiten zu bestimmen, und machen geltend, dass es in diesem Fall nicht nötig sei, den genauen Beihilfebetrag zu kennen, oder zu ermitteln, welche Maßnahmen Beihilfen darstellen, um zu entscheiden, ob sich das Beihilfepaket auf ein Mindestmaß beschränkt. Die Zusage der Regierung, bestimmte Arten von Verbindlichkeiten zu übernehmen, sei von entscheidender Bedeutung für das Umstrukturierungspaket und die Wiederherstellung der Rentabilität von BE. Nach Ansicht der britischen Behörden werde die Höhe der Beihilfe durch den Verkauf von Vermögenswerten (Bruce Power und Amergen), den Abbau der Schulden gegenüber den Gläubigern, den fortgesetzten Beitrag von BE zur Finanzierung seiner nuklearen Verbindlichkeiten, interne Kostensenkungsmaßnahmen und den Mechanismus, nach dem BE in Zukunft 65 % seines freien Cashflows zur Finanzierung seiner nuklearen Verbindlichkeiten beiträgt, strukturell auf das Mindestmaß beschränkt.

Ausgleichsmaßnahmen

(211) Die britischen Behörden erinnern an die in der Anmeldung vorgebrachten Argumente, nach denen die Beihilfe keine Auswirkungen auf die Wettbewerbsstruktur habe, da sie sich nicht auf die kurzfristigen Grenzkosten von BE auswirke, die über den Betrieb eines Kraftwerks entscheiden. Sie erinnern daran, dass es anhand der aktualisierten Daten und von Vergleichen mit anderen Mitgliedstaaten keine strukturellen Überkapazitäten gäbe, weshalb keine Ausgleichsmaßnahmen vorgesehen werden sollten.

V. STELLUNGNAHME DER BRITISCHEN BEHÖRDEN ZU DEN BEMERKUNGEN DER INTERESSIERTEN

(212) In ihrer Stellungnahme konzentrieren sich die britischen Behörden auf die Bemerkungen, die ihre Auffassungen anzweifeln, und heben andere Bemerkungen hervor, die ihre Position bestärken.

Bemerkungen von Powergen

(213) Die britischen Behörden beziehen sich zunächst auf ihre Erwägungen zu den kurzfristigen Grenzkosten von BE und ihre Ansicht, dass das Beihilfepaket keine Auswirkungen auf die Wettbewerber haben werde. Sie untermauern ihre Argumente durch Zahlen über das Angebot von BE auf dem DSB-Markt, nach denen für BE Veranlassung bestehe, seinen Gewinn durch die Festsetzung der Preise in Höhe der Grenzkosten zu steigern. Die britischen Behörden führen weiter aus, dass BE keinen Grund habe, Kraftwerke in Betrieb zu belassen, die ihre vermeidbaren Kosten nicht einbringen. Sie legen eine Kostenanalyse vor, um nachzuweisen, dass das Kraftwerk Dungeness B seine vermeidbaren Kosten bei realistischen Annahmen für die Strompreise decken kann.

(214) Die britischen Behörden beteuern ihre Auffassung, dass keine strukturelle Überkapazität vorhanden sei. Sie weisen darauf hin, dass Powergen Kraftwerke für den Winter 2003-2004 wieder in Dienst gestellt hat, was darauf hindeute, dass auch Powergen der Ansicht ist, dass es auf dem Markt keine strukturelle Überkapazität gäbe. Die britischen Behörden erneuern ihre Ansicht, dass keine Ausgleichsmaßnahmen erforderlich seien und nehmen zu jeder der von Powergen vorgeschlagenen Maßnahmen Stellung.

(215) Unter Bezugnahme auf ihre Position zu den Maßnahmen B und C betonen die britischen Behörden, dass sich BNFL auf externe Berater gestützt habe, und sind der Ansicht, dass sich Powergens Position zu diesen Maßnahmen auf falsche Annahmen stütze.

(216) Die britischen Behörden widersprechen der Ansicht von Powergen zur Zuverlässigkeit der Kraftwerke von BE, und haben der Kommission einen Bericht externer Berater zu den Annahmen betreffend die Rentabilität vorgelegt.

(217) Schließlich betonen die britischen Behörden, dass der Rückforderungsmechanismus entgegen den Behauptungen von Powergen gewährleiste, dass bei einer Erholung der Strompreise BE keine unnötigen Beihilfen gewährt würden.

Bemerkungen von Greenpeace

(218) Die britischen Behörden widersprechen der Ansicht von Greenpeace, dass die Maßnahme als Beihilfe für die Aktionäre geprüft werden sollte. Dies würde bedingen, dass jede Hilfe für ein börsennotiertes Unternehmen eine Beihilfe für die Aktionäre wäre. Die britischen Behörden weisen darauf hin, dass sich die Aktionäre von BE von 97,5 % ihrer Anteile am Eigenkapital von BE trennen.

(219) Die britischen Behörden beteuern, dass BNFL ihrer Ansicht nach nicht unter Druck der Regierung gehandelt habe, als es seine Verträge mit BE neu aushandelte, und weisen darauf hin, dass die detaillierte Darstellung der Ereignisse durch BNFL, die der Kommission gleichzeitig übermittelt wurde, das Gegenteil beweise. Der Auszug aus dem Jahresbericht von BE für 2002/2003 und der Artikel in „The Business“, in dem über das Scheitern der Gespräche zwischen BNFL und BE im August/Anfang September 2002 berichtet wurde, sei von Greenpeace irrtümlich dahin gehend ausgelegt worden, dass BNFL später unter Druck der Regierung gehandelt habe. Dies zeige im Gegenteil, dass BNFL nicht bereit war, an den Plänen von BE mitzuwirken, ohne dass andere Gläubiger ähnliche Beiträge leisten. Außerdem habe BNFL die internen Dokumente, deren Vorlage die Kommission auf Vorschlag von Greenpeace verlangen sollte, bereits vorgelegt. Zu den Verträgen zwischen BE und BNFL, die laut Greenpeace BNFL einen Einnahmestrom garantieren sollen, erklären die britischen Behörden, dass die meisten dieser Verträge unterzeichnet oder neu ausgehandelt wurden, nachdem BE privatisiert wurde, so dass diese Verträge BE nicht von der Regierung aufgezwungen werden konnten. Schließlich beweise der Zusammenhang zwischen dem Zugeständnis von BNFL und den Strompreisen, dass sich BNFL marktwirtschaftlich verhalten habe, indem es von BE verlangt habe, einige der möglichen Vorteile mit ihm zu teilen, und nicht das Gegenteil.

(220) Die britischen Behörden bekräftigen ihre Auffassung zur Anwendung des Verursacherprinzips. Nach ihrer Ansicht hat Greenpeace keine neuen Fakten oder Argumente hierzu vorgebracht.

(221) Hinsichtlich der Auswirkungen der Beihilfe auf den Wettbewerb widersprechen die britischen Behörden der Ansicht von Greenpeace, wonach das Beihilfepaket bewirke, dass ein ineffizienter Erzeuger im Markt verbleibe. BE könne nicht als ineffizienter Erzeuger angesehen werden, da seine vermeidbaren Kosten zu den niedrigsten aller Wettbewerber gehören. Seine Probleme seien ausschließlich auf alte Verbindlichkeiten zurückzuführen. Außerdem erinnern die britischen Behörden an ihre Auffassung, dass die Beihilfe den Wettbewerb nicht verfälsche und folglich neue Unternehmen nicht am Marktzutritt hindere.

(222) Die britischen Behörden betonen, dass die Bemerkungen von Greenpeace zu Überkapazitäten falsch seien, da sie auf veralteten Annahmen beruhten, die Bezugnahmen von NGTransco für die Kapazitätsspanne falsch auslegten, falsche Zahlen für die gegenwärtige Kapazitätsspanne verwendeten, nur die optimistischeren der drei möglichen Zukunftsszenarien berücksichtigten und die Schwierigkeiten ignorierten, die mit der Wiederinbetriebnahme bestimmter stillgelegter Kraftwerke verbunden seien.

(223) Die britischen Behörden stellen auch die wirtschaftlichen Erwägungen von Greenpeace zu den Auswirkungen einer möglichen Stilllegung der Kraftwerke von BE für den Steuerzahler in Frage. Greenpeace habe selbst eingeräumt, dass eine Stilllegung zu einem Anstieg der Strompreise führen werde. Außerdem sei einer Studie von Deloitte and Touche zu entnehmen, dass die vorzeitige Abschaltung eines einzigen Kernkraftwerks zu zusätzlichen Kosten führen könne. Die vorzeitige Stilllegung von mehr als einem Kraftwerk wäre mit noch mehr Kosten verbunden wegen der begrenzten Kapazität der Anlage von Sellafield, die für die Aufbereitung radioaktiven Materials verwendet wird. Schließlich weisen die britischen Behörden darauf hin, dass beide Berichte, die den Bemerkungen von Greenpeace beigefügt sind (von Large & Associates und ILEX), auf veralteten Kapazitätsdaten von NGTransco und zu optimistischen Annahmen beruhten. Sie fügen ihren Bemerkungen eine Gegenstudie zu den Berichten von George Yarrow und Tim Keyworth von DKY Limited bei.

(224) Schließlich widersprechen die britischen Behörden der Ansicht von Greenpeace, dass die Beihilfe nicht verhältnismäßig sei.

Bemerkungen von Drax

(225) Zunächst widersprechen die britischen Behörden der Auffassung von Drax, man könne dem Beihilfepaket entnehmen, dass die britische Regierung eine Insolvenz von BE niemals zulassen würde. Sie erinnern daran, dass das Paket von der Zustimmung der Regierung zu den Aussichten auf Wiederherstellung der Rentabilität von BE abhänge.

(226) In Bezug auf Maßnahme A erinnern die britischen Behörden daran, dass die britische Regierung nicht alle Stilllegungsverbindlichkeiten von BE übernehmen werde, sondern nur den Fehlbetrag des NLF. Zur Frage der Kostenvorausschätzung in Maßnahme A erklären die britischen Behörden, dass es unmöglich wäre, langfristige Verbindlichkeiten zu decken, wenn man verlangen würde, dass in die Berechnung dieser Kosten keinerlei Ungewissheiten eingehen dürften, was zu einer perversen Anwendung der Vorschriften für staatliche Beihilfen führen und den Zielen des Euratom-Vertrags zuwider laufen würde. Die britischen Behörden widersprechen auch der Ansicht von Drax, dass die britische Regierung aufgrund ihrer Verantwortung für die Sicherheit kerntechnischer Anlagen im Rahmen internationaler Verträge eine staatliche Garantie erteile, und erinnern daran, dass die Einbeziehung des National Audit Office in diesem Zusammenhang nicht von Bedeutung sei, da dieses von der Regierung unabhängig sei.

(227) Hinsichtlich Maßnahme B stellen die britischen Behörden fest, dass die Bemerkungen von BNFL der Ansicht von Drax widersprechen, dass BNFL bei einer Insolvenz von BE nicht in Schwierigkeiten käme. Sie erinnern daran, dass BNFL die Verträge mit BE wie mit Dritten ausgehandelt habe. Hinsichtlich Maßnahme C erklären die britischen Behörden, dass der Verzicht auf Zinszahlungen an BNFL während des Moratoriums als Bestandteil der Beteiligung von BNFL am Umstrukturierungsplan zu sehen sei, da das gesamte Paket zusammen ausgehandelt worden sei. Insgesamt benachteilige das Paket BNFL nicht gegenüber anderen Gläubigern von BE.

(228) Hinsichtlich Maßnahme G erinnern die britischen Behörden daran, dass sie bereits den Nachweis erbracht hätten, dass BE die fälligen Zinsen zu marktüblichen Sätzen gezahlt habe.

(229) Zur Vereinbarkeit des Umstrukturierungsplans mit den Leitlinien widersprechen die britischen Behörden der Ansicht von Drax, dass der Plan die Rentabilität von BE nicht wiederherstellen werde, weil BE nicht alle gegenwärtigen vermeidbaren und unvermeidbaren Kosten würde decken können. Wenn BE überleben soll, müssten die Lasten aus der Vergangenheit — die unvermeidbaren Kosten — von BE genommen werden. Sobald dies geschieht, werde die Rentabilität von BE wieder hergestellt sein, so dass es nicht nur in der Lage sein wird, alle laufenden Kosten zurückzuzahlen, sondern auch einen erheblichen Beitrag zu den unvermeidbaren Kosten der Vergangenheit zu leisten. Es sei daher wirtschaftlich sinnvoller, die Kernkraftwerke von BE zu betreiben, um einen Beitrag zur Zahlung der unvermeidbaren Kosten der Vergangenheit zu erlangen. Ein Vorziehen der Stilllegung der Kraftwerke von BE würde hingegen Mehrkosten verursachen.

(230) Die britischen Behörden widersprechen dem Argument von Drax, dass BE durch die Beihilfe veranlasst werde, Strom zu jedem Preis auf den Markt zu bringen. Als Grundlaststromerzeuger habe BE keine Stromerzeugungsreserven, die es zu niedrigen Preisen zusätzlich verkaufen könnte. Sein Interesse bestehe vielmehr darin, den erzeugten Strom zu einem möglichst hohen Preis zu verkaufen. Die Anleihegläubiger und Aktionäre von BE würden auch dafür sorgen, dass BE möglichst hohe Gewinne erzielt, die ihnen teilweise zufließen würden.

(231) Die britischen Behörden widersprechen auch der Ansicht von Drax, dass der Umstrukturierungsplan eine zu lange Laufzeit habe. Gemäß den Leitlinien bestehe die Anforderung, dass die Rentabilität von BE innerhalb einer angemessenen Frist wiederhergestellt wird. Nach ihrer Ansicht werde die Auswirkung der Maßnahme A, der einzigen staatlichen Beihilfe, unmittelbar in der Bilanz von BE zum Ausdruck kommen.

(232) Hinsichtlich der Überkapazitäten erklären die britischen Behörden, dass die Einschätzung von Drax auf veralteten Zahlen und auf einem Irrtum bezüglich des Maßstabes beruhe, den NGTransco für die Kapazitätsspanne anwendet. Der Vorschlag von Drax, Kernkraftwerke im Sommer stillzulegen, wäre wirtschaftlich zweifelhaft und könnte Fragen der Sicherheit kerntechnischer Anlagen oder der Versorgungssicherheit aufwerfen. Die britischen Behörden gehen anschließend auf jede der vier Ausgleichsmaßnahmen ein und kommen zu dem Ergebnis, dass ihre Durchführung die Ausgewogenheit des Umstrukturierungsplans bzw. die Rentabilitätsaussichten von BE gefährden würde.

Bemerkungen des ersten anonymen Dritten

(233) Die britischen Behörden erläutern, dass der von dem Dritten genannte Preis (ca. 1 000 GBP/kgU) sich auf Entsorgungsverträge für abgebrannte Grundlastbrennelemente beziehe. Grundlastverträge waren die ersten Verträge, die von BNFL mit BE oder Unternehmen, die jetzt Teil von BE sind, unterzeichnet wurden. Diese Verträge sollten im Wesentlichen die mit den Entsorgungseinrichtungen für abgebrannte Brennelemente von BNFL verbundenen fixen Kosten decken. Später unterzeichnete BNFL mit BE oder Unternehmen, die jetzt zu BE gehören, zusätzliche Grundlastanschlussverträge, die kein Kostenelement zur Rückzahlung der Fixkosten mehr beinhalten mussten. Diese neuen Verträge sahen einen Preis von […] vor, der viel niedriger war als der von dem Dritten genannte Preis. Ein sinnvoller Vergleich der Preise, die BE von BNFL vor und nach der Neuaushandlung der Verträge berechnet wurden, müsse sich auf die Grundlast-Anschlussvertragspreise stützen, da diese unmittelbar vor der Neuaushandlung galten, und nicht auf die Grundlastvertragspreise.

Zu den Bemerkungen von Enfield Energy Centre Limited (EECL)

(234) Die britischen Behörden widersprechen der Ansicht von EECL, dass die Ankündigung des Beihilfepakets den Rückgang der Großhandelspreise verschärft habe. Laut britischen Behörden unterlagen die Preise auf dem Spotmarkt vor und nach der Ankündigung der britischen Regierung vom 9. September 2002, dass sie sich an der Rettung von BE beteiligen werde, großen Schwankungen. Sie seien jedoch nicht deutlich gesunken. Die Terminpreise seien davon kaum beeinflusst worden. Die Terminpreise für Grundlaststrom im Sommer 2004 seien seit September 2003 trotz der Vereinbarung des Umstrukturierungspakets gestiegen.

(235) Die britischen Behörden widersprechen auch der Bemerkung von EECL, dass sie ihre Schlussfolgerung fälschlicherweise auf die Annahme gestützt hätten, BE habe seine Entscheidung, ob es seine Kernkraftwerke stilllegt, auf die kurzfristigen Grenzkosten und nicht auf die vermeidbaren Kosten gestützt. Die britischen Behörden haben die Auswirkungen des Beihilfepakets auf die vermeidbaren Kosten von BE untersucht und festgestellt, dass diese deutlich unter den Terminmarktpreisen bleiben, was die richtige Grundlage sei, auf der ein Marktteilnehmer beschließt, ein Kraftwerk nicht stillzulegen.

(236) Schließlich erneuern die britischen Behörden ihre Argumente, wonach keine Überkapazitäten vorhanden seien.

Zu den Bemerkungen von Intergen

(237) Die britischen Behörden widersprechen der Ansicht von Intergen, dass eine angemessene Versorgungssicherheit auch im Fall der Insolvenz von BE durch eine entsprechende Vereinbarung mit dem Insolvenzverwalter erreicht werden könne. Sie fügen hinzu, dass die Leitlinien keinerlei finanziellen Ausgleich vorsehen, wie ihn Intergen für sich fordert. Schließlich bemerken sie zu den verschiedenen Arten von Vereinbarungen zwischen BE und seinen Gläubigern wie unter anderem Intergen, TFE und Centrica, dass diese komplexen Vereinbarungen vor der Umstrukturierung zu Marktbedingungen ausgehandelt worden seien. Sie seien nicht im Zusammenhang mit dem Beihilfepaket zu sehen.

Zu den Bemerkungen des zweiten anonymen Dritten

(238) Die britischen Behörden haben Zahlenangaben vorgelegt, aus denen hervorgeht, dass die Preise von BE im DSB-Bereich ständig über den Termin-Großhandelspreisen lagen und dass BE weniger als 20 % der Geschäfte tätigte, für die es Angebote vorlegte, was die Aussage des anonymen Dritten widerlege, dass BE zu niedrige Preise verlangen würde. Die britischen Behörden wiederholen ihre Auffassung, dass BE als Grundlasterzeuger keinen Grund habe, künstlich niedrige Preise anzubieten.

VI. **WÜRDIGUNG**

(239) Zumindest ein Teil der fraglichen Maßnahmen betrifft Fragen, die unter den Euratom-Vertrag fallen und daher entsprechend zu beurteilen sind ([30]). Soweit sie jedoch nicht für die Ziele des Euratom-Vertrags notwendig sind oder über diese hinausgehen oder den Wettbewerb im Binnenmarkt verfälschen oder zu verfälschen drohen, müssen sie nach dem EG-Vertrag beurteilt werden.

1. **Euratom-Vertrag**

(240) Die fraglichen Maßnahmen, insbesondere die Maßnahmen A und B, werden sich auf die Finanzierung nuklearer Verbindlichkeiten und die Aufbereitung abgebrannter Brennelemente auswirken. Die Stilllegung und Abfallentsorgung sind Kosten, die in einer ordnungsgemäßen und verantwortungsvollen Kernenergiewirtschaft anfallen. Eine der Hauptprioritäten in der Kernenergiewirtschaft ist die Notwendigkeit, die Risiken einzudämmen, die sich aus den Gefahren der ionisierenden Strahlung ergeben. Die Kommission stellt fest, dass diese beiden Aspekte der Kernenergiekette zunehmend wichtig und notwendig werden, um die Sicherheit der Arbeitnehmer und der Bevölkerung zu gewährleisten.

([30]) Artikel 305 Absatz 2 des EG-Vertrags sieht vor, dass „dieser Vertrag nicht die Vorschriften des Vertrags zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft beeinträchtigt".

(241) Der Euratom-Vertrag trägt diesem Ziel Rechnung und fordert die Schaffung der „Voraussetzungen für die Entwicklung einer mächtigen Kernindustrie, um umfangreiche Energiequellen bereitzustellen …". Diese Ziele werden in Artikel 1 des Euratom-Vertrags aufgegriffen, wonach „es Aufgabe der Gemeinschaft ist, durch die Schaffung der für die schnelle Bildung und Entwicklung von Kernindustrien erforderlichen Voraussetzungen zur Hebung der Lebenshaltung in den Mitgliedstaaten… beizutragen". Die Bedeutung dieses Ziels wurde im aktuellen Grünbuch der Kommission „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit" (KOM(2002) 321 endg. vom 22. Juni 2002) unterstrichen. Darüber hinaus sieht Artikel 2 Buchstabe b des Euratom-Vertrags vor, dass die Gemeinschaft zur Erfüllung ihrer Aufgabe einheitliche Sicherheitsnormen für den Gesundheitsschutz der Bevölkerung und der Arbeitskräfte aufzustellen und für ihre Anwendung zu sorgen hat. Gemäß Artikel 2 Buchstabe e des Euratom-Vertrags hat die Gemeinschaft durch geeignete Überwachung zu gewährleisten, dass die Kernstoffe nicht anderen als den vorgesehenen Zwecken zugeführt werden. Auf dieser Grundlage wurde durch den Euratom-Vertrag die Euratom-Gemeinschaft gegründet, der die notwendigen Instrumente und Aufgaben zugewiesen wurden, um diese Ziele zu erreichen. Die Sicherheit kerntechnischer Anlagen ist, wie durch den Gerichtshof bestätigt, eine Aufgabe der Gemeinschaft, die mit dem Schutz gegen die Gefahren ionisierender Strahlungen gemäß Artikel 30 Kapitel 3 Euratom über den Gesundheitsschutz verbunden werden muss ([31]). Die Kommission muss gewährleisten, dass die Bestimmungen dieses Vertrags angewandt werden, und kann gemäß diesem Vertrag Entscheidungen treffen oder Stellungnahmen abgeben, wenn sie dies für erforderlich hält.

(242) Die Kommission stellt fest, dass aus den von den britischen Behörden vorgelegten Nachweisen hervorgeht, dass die fraglichen Maßnahmen unter anderem den Erhalt der Sicherheit von Kernkraftwerken, die Gewährleistung der sicheren Entsorgung nuklearer Altlasten, die Verbesserung der Versorgungssicherheit durch die Erhaltung der Vielfalt der Energiequellen in Großbritannien und die Vermeidung des Ausstoßes von Kohlendioxid bewirken. In den Abschnitten III und IV wird im Einzelnen auf die Argumente der britischen Behörden und Dritter zu dieser Frage eingegangen.

(243) Nach Prüfung dieser Nachweise und zur Beurteilung, ob diese Maßnahmen notwendig sind und unter die Ziele des Euratom-Vertrags fallen, ist festzustellen, dass die staatlichen Beihilfen und Maßnahmen die Risiken mindern, die sich aus der gegenwärtigen Lage von British Energy und ihren möglichen Auswirkungen auf die genannten Ziele des Vertrags ergeben. Die britischen Behörden haben beschlossen, zugunsten von British Energy einzugreifen, um unter anderem die Voraussetzungen für eine sichere Kernindustrie zu sichern, und gleichzeitig die Kernkraftwerke als extensive Energiequelle in Betrieb zu halten. Dieses Eingreifen erfolgte angesichts der Gefahr einer Insolvenz des größten britischen Betreibers von Kernkraftwerken. Der Fortbestand eines Unternehmens muss nicht mit der Kontinuität der Nutzung der Kernkraft einhergehen. Im Fall einer Insolvenz wären jedoch Fragen der Sicherheit und/oder der Versorgungssicherheit zu klären. Die Kommission geht somit davon aus, dass die britischen Behörden diese Risiken im Einklang mit den Zielen des Euratom-Vertrags in ordnungsgemäßer und verantwortlicher Weise in Angriff genommen haben.

(244) Die nachstehend beschriebenen drei Ausgleichsmaßnahmen werden zur Erfüllung der Ziele des Euratom-Vertrags beitragen, indem sie gewährleisten, dass die öffentlichen Gelder nicht für andere Zwecke als der Finanzierung der Begleichung nuklearer Verbindlichkeiten verwendet werden. Schließlich wird ein System von Obergrenzen und Schwellenwerten für die drei Arten der Begleichung alter Verbindlichkeiten gewährleisten, dass genügend Mittel zur Verwirklichung dieser Ziele verfügbar sind, und gleichzeitig den Eingriff auf das hierfür notwendige Mindestmaß beschränken.

(245) Die Kommission kommt zu dem Schluss, dass die von den britischen Behörden vorgesehenen Maßnahmen geeignet sind, die verfolgten Ziele zu erreichen, die in jeder Hinsicht im Einklang mit dem Euratom-Vertrag stehen.

2. **Beihilfe im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag**

(246) Nach Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag werden staatliche Beihilfen als Beihilfen definiert, die von einem Mitgliedstaat oder aus staatlichen Mitteln gleich welcher Art gewährt werden, und durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen.

(247) Das Eingreifen des Staates im Rahmen des Umstrukturierungsplans von BE ist eindeutig selektiv, da es nur ein Unternehmen begünstigt.

(248) Strom wird zwischen dem Vereinigten Königreich, Frankreich und Irland sowie anderen Mitgliedstaaten über Verbindungsleitungen gehandelt. Strom wird zwischen den Mitgliedstaaten seit langem und insbesondere seit dem Inkrafttreten der Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt ([32]) gehandelt. Nach den Angaben der britischen Behörden in der Anmeldung ist BE nach Kapazität der zweitgrößte Stromerzeuger in England und Wales und der drittgrößte in Schottland. Das Eingreifen des Staats im Rahmen des Umstrukturierungsplans kann daher den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen.

(249) Von den sieben Umstrukturierungsmaßnahmen werden die Maßnahme D („Umschuldungsvereinbarungen mit den Hauptgläubigern"), Maßnahme E („die neue Geschäftsstrategie") und Maßnahme F („Verkauf von Vermögenswerten") nicht aus staatlichen Mitteln finanziert. Sie sind daher nicht als staatliche Beihilfen im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag anzusehen.

([31]) Urteil des Europäischen Gerichtshofes vom 10. Dezember 2002 in der Rs. C-29/99.

([32]) ABl. L 27 vom 30.1.1997, S. 20.

(250) Maßnahme A wird hingegen aus staatlichen Mitteln finanziert, da sie aus einer Reihe von Zahlungen oder Zahlungsverpflichtungen der britischen Regierung besteht. Da mit den Zahlungen der britischen Regierung ein Teil der Finanzierung der nuklearen Verbindlichkeiten, die BE normalerweise hätte begleichen müssen, übernommen wird, erlangt BE einen Vorteil aufgrund von Maßnahme A. Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass es sich bei Maßnahme A um eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag handelt. Dies wird von den britischen Behörden nicht bestritten.

(251) Die Maßnahmen B und C werden aus Mitteln von BNFL (vollständig im Fall von Maßnahme B und teilweise im Fall von Maßnahme C) finanziert, bei dem es sich um ein staatliches Unternehmen handelt. Mittel eines staatlichen Unternehmens sind staatliche Mittel. Die Maßnahmen B und C sind daher nur dann staatliche Beihilfen im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag, wenn sie BE einen Wettbewerbsvorteil aus staatlichen Mitteln verschaffen. Da diese Frage in dem Beschluss zur Einleitung des Verfahrens aufgeworfen wurde, wird auf sie in Abschnitt VI Punkt 2 Buchstabe b ausführlich eingegangen.

(252) Maßnahme G bedingt auch den Einsatz von Mitteln der lokalen Behörden. Die Mittel dieser Behörden stellen staatliche Mittel dar. Maßnahme G ist nur dann eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag, wenn sie BE einen Wettbewerbsvorteil verschafft und dieser Vorteil aus staatlichen Mitteln herrührt. Da auch diese Frage in dem Beschluss zur Einleitung des Verfahrens aufgeworfen wurde, wird auf sie in Abschnitt VI Punkt 2 Buchstabe a ausführlich eingegangen.

a) *Zum Vorliegen einer Beihilfe in Maßnahme G*

(253) Die britischen Behörden haben nachgewiesen, dass die lokalen Steuern der Maßnahme G von BE mit Zinsen zurückgezahlt wurden, die auf der Grundlage der von der Kommission für das Vereinigte Königreich festgesetzten Referenz- und Abzinsungssätze berechnet wurden. Es gibt keine Regelung im britischen Recht, nach der die Verwendung eines höheren Zinssatzes bei der Stundung von Steuern durch die lokalen Behörden vorgesehen wäre. Nach Ansicht der Kommission ist der angewandte Zinssatz daher eine angemessene Referenz, um zu ermitteln, ob BE durch den Steueraufschub ein Wettbewerbsvorteil gewährt wurde. Die Kommission kommt folglich zu dem Schluss, dass Maßnahme G keine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag ist.

b) *Zum Vorliegen einer Beihilfe in Maßnahme B und C*

(254) In ihrem Beschluss zur Einleitung des Verfahrens hat die Kommission festgestellt, dass „die Kommission beim derzeitigen Kenntnisstand davon ausgeht, dass es sich bei der Neuaushandlung der Verträge zwischen BNFL und BE um eine staatliche Beihilfe handelt". Diese Einschätzung beruhte auf der Tatsache, dass das staatliche Unternehmen BNFL sich erst bereit erklärte, die Bedingungen der vorhandenen Verträge mit BE zu ändern, nachdem BE ankündigte, dass es Gespräche mit der britischen Regierung aufgenommen hatte, um finanzielle Unterstützung zu erhalten. Es erschien zweifelhaft, dass diese Verträge zu Marktbedingungen neu ausgehandelt wurden. Die Kommission kam in Bezug auf Maßnahme C zu den gleichen vorläufigen Schlussfolgerungen.

(255) Auf der Grundlage der Daten, die ihr seit der Einleitung des Verfahrens vorgelegt wurden, hat die Kommission eingehender untersucht, ob die Maßnahmen B und C die Kriterien erfüllen, um als staatliche Beihilfe angesehen zu werden, und ob sie BE einen Wettbewerbsvorteil verschaffen. Sie kam zu folgenden Schlussfolgerungen:

Hinsichtlich Maßnahme B

(256) Maßnahme B besteht aus der Neuaushandlung von Verträgen zwischen dem staatlichen Unternehmen BNFL und BE. Die Kommission hat geprüft, ob die Maßnahme BE einen Vorteil verschafft, den kein privater Marktteilnehmer diesem Unternehmen in Schwierigkeiten unter den gleichen Umständen gewährt hätte. Mit anderen Worten, die Kommission hat geprüft, ob sich BNFL bei der Zustimmung zu Maßnahme B nach dem Grundsatz eines marktwirtschaftlich handelnden Gläubigers verhalten hat.

(257) Die Kommission hat zu diesem Zweck geprüft, ob die Neuaushandlung der Verträge mit BE zu Marktbedingungen erfolgte und ob die Zugeständnisse von BNFL kommerzieller Art waren.

Hat sich BNFL nach dem Grundsatz eines privaten Gläubigers verhalten?

(258) Die Kommission hat dabei zuerst zu prüfen, ob die neuen Vereinbarungen zwischen BNFL und BE zu Marktbedingungen ausgehandelt wurden. Es ist daran zu erinnern, dass BNFL der größte Gläubiger von BE und BE der größte Kunde von BNFL ist. Die Kommission hat daher geprüft, ob die Bedingungen, denen BNFL zustimmte, von einem privaten Marktteilnehmer in einer ähnlichen Lage hätten akzeptiert werden können. In Bezug auf einen Lieferanten, dessen größter Kunde in Schwierigkeiten ist, ist zu prüfen, ob sich BNFL wie ein privater Gläubiger verhalten hat, der versucht, die Chancen zu erhöhen, seine Forderungen einzutreiben ([33]).

(259) Die Kommission hat die von BNFL vorgelegten Berichte der Rechts- und Finanzberater von BNFL und Auszüge der Vorstandssitzungen von BNFL geprüft.

(260) Zunächst ist festzustellen, dass BNFL seine Berater bereits Anfang 2002 gebeten hatte, seine Position gegenüber BE zu prüfen, als BE sich zum ersten Mal auf die Härteklausel seiner Verträge mit BNFL berief. Es war nicht möglich, endgültig zu dem Schluss zu kommen, dass die Bedingungen der Härteklausel tatsächlich erfüllt waren, aber der Vorstand wies BNFL an, die möglichen Regelungen zu prüfen, die den Schwierigkeiten von BE Rechnung tragen würden, unter der ausdrücklichen Bedingung, dass eine Einigung für BNFL wirtschaftlich vorteilhaft sein müsste.

([33]) Siehe Urteil des Gerichtshofs vom 29. April 1999 in der Rs. C-342/96, Königreich Spanien gegen Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Slg. 1999, S. I-2459.

(261) Die von BNFL vorgelegten Berichte, die zu dieser Zeit abgefasst wurden, veranschaulichen die besondere Lage von BNFL als Gläubiger und Lieferant von BE und gehen auf die Auswirkungen einer Insolvenz von BE für BNFL ein. Sie kommen zu dem Schluss, dass eine solvente Umstrukturierung angesichts der hohen Forderungen von BNFL im Interesse von BNFL wäre, aber nicht um jeden Preis. Sie schlagen daher ein Paket von Zugeständnissen an BE vor und verfolgen die Entwicklung dieses Pakets im Laufe der Verhandlungen mit BE. Aus diesen Berichten geht eindeutig hervor, dass sich BNFL im Laufe der Verhandlungen immer an seine ursprüngliche Vorstellung gehalten hat, dass seine Interessen am besten gewahrt würden, wenn vermieden wird, dass BE unter Insolvenzverwaltung gestellt wird, aber nicht um jeden Preis und im Rahmen einer ausgewogenen Lösung.

(262) Die britischen Behörden haben erklärt, dass die neu ausgehandelten Vereinbarungen von BNFL als Paket zu sehen und mit der Lage zu vergleichen seien, in der sich BNFL im Fall der Insolvenz von BE hätte befinden können, anstatt einzelne Bestandteile herauszulösen. Die Berichte, die von den britischen Behörden und von BNFL vorgelegt wurden, kommen zu dem Schluss, dass die endgültigen Vertragsbedingungen für BNFL vorteilhafter sind als jedes Insolvenzszenario.

(263) Die Kommission ist daher zu dem ersten Schluss gekommen, dass sich BNFL im Fall der Insolvenz von BE in einer sehr ungewissen und wahrscheinlich nachteiligen Situation befunden hätte.

(264) Es trifft zu, dass eine Insolvenz von BE weder bedeuten würde, dass alle Kernkraftwerke unverzüglich stillgelegt würden, noch dass die Notwendigkeit der Stilllegung der vorhandenen Kraftwerke und der Entsorgung der abgebrannten Brennelemente völlig wegfiele.

(265) Im Fall einer Insolvenz von BE hätte sich BNFL nach Ansicht der Kommission in einer schwierigeren Verhandlungsposition mit dem Nachfolger von BE hinsichtlich des Betriebs der Kraftwerke oder ihrer Stilllegung befunden. Damit wären zahlreiche Risiken und Ungewissheiten verbunden gewesen, die ein privater Geldgeber bei der Erwägung der Neuaushandlung von Vereinbarungen, insbesondere mit seinem Hauptkunden berücksichtigen müsste. Die Tatsache, dass die Berater von BNFL diese Alternative sorgfältig geprüft haben, zeigt eindeutig, dass BNFL diesem Sachverhalt Rechnung getragen hat.

(266) Eine Umstrukturierung von BE lag daher eindeutig im wirtschaftlichen Interesse von BNFL.

(267) Nachdem sie zu dieser ersten Schlussfolgerung gekommen war, hat die Kommission die Auswirkungen der neu ausgehandelten Verträge auf die Einnahmen von BNFL mit Rücksicht auf die Bemerkungen Dritter geprüft, um in mikroökonomischer Hinsicht zu ermitteln, ob ein privates Unternehmen diesen neu ausgehandelten Verträgen in der gleichen Situation zugestimmt hätte.

(268) Bei der Verpflichtung zur Entsorgung abgebrannter Brennelemente ist zwischen alten und künftigen Verbindlichkeiten zu unterscheiden.

(269) Die alten Verbindlichkeiten für die Entsorgung der Brennelemente werden im Rahmen von Maßnahme A des Umstrukturierungsplans von der britischen Regierung übernommen ([34]).

(270) Hinsichtlich der künftigen Entsorgung abgebrannter Brennelemente wurden die bestehenden Vereinbarungen geändert. BNFL hat folgende Tabelle zu den neuen Vereinbarungen über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente vorgelegt, aus der hervorgeht, dass BE seine Zahlungen an BNFL degressiv begleichen wird. Die kursiven Daten wurden von der Kommission hinzugefügt:

Tabelle 7

Preise in den neuen Verträgen über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente

Strompreis ([35]) in GBP/MWh in Zahlen von 2003	Einheitsbetrag der (Ermäßigung)/Zuschläge in GBP/MWh in Zahlen von 2003 (im Vergleich zu den ursprünglichen Verträgen)	Nettoeinheitsbetrag der Zahlung für abgebrannte Brennelemente in GBP/MWh real für 2003	Zahlung in GBP/kgU (*)
14,8 und weniger	– 0,6	[…]	
15	– 0,5		
16	0		
17	0,5		
18	1		
19	1,5		
20	1,75		
21 und mehr	2,0		

(*) Berechnet auf der Grundlage, dass die Effizienz von BE dazu führt, dass […] GBP/MWh […] GBP/kgU gleichwertig ist.

([34]) Einschließlich aller Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit der Endlagerung dieser abgebrannten Brennelemente.

([35]) Der Strompreis entspricht dem Wert des in NETA gehandelten Grundlaststroms.

(271) Es ist darauf hinzuweisen, dass die Ermäßigungen und Zuschläge in *Tabelle 7* mit den Regelungen für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente unmittelbar vor der Umstrukturierung und nicht mit älteren Regelungen verglichen werden. Dies ist der richtige Vergleich für die Prüfung der Zugeständnisse von BNFL an BE, da es dem entspricht, was BNFL von BE erhalten hätte, wenn BE nicht in Schwierigkeiten geraten wäre. Ein Vergleich der neuen Verträge mit älteren Verträgen wie den ursprünglichen Grundlastverträgen, auf die sich der erste anonyme Dritte bezieht, wäre hingegen nicht sinnvoll, wenn man die tatsächlichen Konzessionen betrachten will, die BNFL bei den Verhandlungen über den Umstrukturierungsplan gemacht hat.

(272) Tabelle 7 zeigt, dass BNFL eine Ermäßigung im Vergleich zu den Verträgen über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente vor der Umstrukturierung gewähren würde, wenn der Strompreis niedriger als der Basispreis von 16 GBP/MWh ist. Wenn der Strompreis höher als der Basispreis ist, erhält BNFL einen Zuschlag im Vergleich zu den Zahlungen, die es nach den ursprünglichen Verträgen über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente erhielt.

(273) Wie in Erwägungsgrund 270 ausgeführt, hängen die Einnahmen, die BNFL für die Entsorgung künftiger abgebrannter Brennelemente erhält, von den britischen Großhandelsstrompreisen ab. Eine solche Regelung kann für sich genommen nicht als marktunüblich angesehen werden. Sie ist in der Branche vielmehr üblich, da die Marktteilnehmer die Risiken teilen wollen, die sich aus großen potenziellen Preisschwankungen ergeben.

(274) Um festzustellen, ob diese Preise von einem Privatunternehmen hätten akzeptiert werden können, hat die Kommission geprüft, in welchem Maß sie BNFL in die Lage versetzt hätten, seine vermeidbaren Kosten bei der voraussichtlichen Entwicklung der Strompreise zu decken. Wenn es wahrscheinlich ist, dass ein Unternehmen einen so wichtigen Kunden verliert, wie es BE für BNFL ist, würde ein Privatunternehmen so weit gehen, dass es seine Preise bis zu den Kosten senkt, die es vermeiden könnte, indem es seine Tätigkeit einstellt. Dabei handelt es sich um die vermeidbaren Kosten.

(275) Nach den neuen Verträgen über die Entsorgung abgebrannter Brennelemente wird das Eigentum an den abgebrannten Brennelementen auf BNFL übergehen, wenn diese von BE geliefert werden. Damit wird BNFL für die endgültige Entsorgung dieser Brennelemente verantwortlich sein, was nach den vorherigen Verträgen nicht der Fall war ([36]). Da dies eine zusätzliche Belastung für BNFL im Vergleich zu den vorherigen Regelungen ist, kann man nicht einfach die vorherigen mit den neuen Zahlungen vergleichen und zu dem Schluss kommen, dass BNFL seine vermeidbaren Kosten deckt, sobald der Großhandelsstrompreis […] GBP/MWh überschreitet. Andererseits schreiben die neuen Verträge über die Entsorgung nicht vor, was BNFL mit den abgebrannten Brennelementen in seinem Besitz zu tun hat. BNFL kann entscheiden, ob es die Brennelemente vor der endgültigen Entsorgung wiederaufbereiten will oder nicht.

([36]) BE hat noch keine Brennelemente entsorgt, da bisher nicht geklärt ist, wie abgebrannte Brennelemente im Vereinigten Königreich endgültig entsorgt werden sollen.

(276) Eine weitere Prüfung auf der Grundlage der tatsächlichen vermeidbaren Kosten für BNFL, einschließlich der Kosten für die endgültige Entsorgung abgebrannter Brennelemente, ist erforderlich.

(277) Die Kommission hat die britischen Behörden gebeten, ihr eine ausführliche Aufstellung dieser Kosten vorzulegen. Aus den von den britischen Behörden vorgelegten Unterlagen geht hervor, dass BNFL seine vermeidbaren Kosten decken wird, sobald die Strompreise über einer Bandbreite von […] GBP/MWh bis […] GBP/MWh liegen, je nachdem, ob BNFL Risikorückstellungen bildet oder nicht. Die geringfügige Abweichung gegenüber dem Wert von […] GBP/MWh in Erwägungsgrund 275 ist vor allem auf die Tatsache zurückzuführen, dass Becken für die langfristige Lagerung auf dem Gelände von BNFL bereits vorhanden sind und derzeit für die Lagerung von Brennelementen vor der Wiederaufbereitung genutzt werden. […].

(278) Um diese Berechnung zu überprüfen, hat die Kommission die von den britischen Behörden errechneten vermeidbaren Kosten mit den einer anderen Quelle entstammenden Kosten verglichen.

(279) Greenpeace hat auf seiner Internetsite einen Bericht von Gordon MacKerron von National Economic Research Associates ([37]) veröffentlicht. In diesem Bericht werden Zahlen von 200 USD/kgU (110 GBP/kgU ([38])) für die befristete Lagerung abgebrannter Brennelemente, und 400 USD/kgU (220 GBP/kgU) für die endgültige Lagerung genannt. Laut Autor des Berichts wurden die Zahlen einer amerikanischen Studie entnommen ([39]). Es gibt zahlreiche Unterschiede zwischen den amerikanischen Reaktortypen (vor allem LWR) und denen von BE. Außerdem geht aus dem Bericht nicht hervor, ob die Kosten, auf die er sich bezieht, vermeidbare Kosten sind oder Fixkostenbestandteile beinhalten, die von der folgenden Prüfung nicht zu erfassen wären. Sie hängen auch stark von Abzinsungssätzen ab, da der größte Teil der Endlagerungskosten in der fernen Zukunft entstehen wird. Die Kommission hat diese Zahlen dennoch verwendet, da nach ihrer Ansicht von einem Dritten veröffentlichte Daten eine geeignete Quelle zur Überprüfung der Angaben der britischen Behörden sind.

(280) Gemäß den Angaben in Erwägungsgrund 279 läge der Strompreis, bei dem BNFL seine Kosten decken würde, bei […] GBP/MWh. Diese Angaben sind mit der voraussichtlichen Entwicklung der Strompreise zu vergleichen.

([37]) Dieser Bericht ist auf der britischen Internetsite von Greenpeace unter folgender Adresse zugänglich: http://www.greenpeace.org.uk/MultimediaFiles/Live/FullReport/6273.pdf.

([38]) Dabei wurde der gleiche Umrechnungskurs von 1 GBP = 1,82 USD wie im Bericht verwendet.

([39]) M. Bunn u. a., The Economics of Reprocessing gegen Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel. Endgültiger Bericht Dezember 2003.

(281) Die geeignete Referenz für diesen Vergleich ist die bisherige Entwicklung der Strompreise und die von BNFL für die Zukunft erwartete Entwicklung, als die neuen Verträge zwischen BNFL und BE ausgehandelt wurden. BNFL hat den Wert seiner Zugeständnisse an BE vor diesem potenziellen Hintergrund berechnet.

(282) Gemäß den von BNFL vorgelegten Angaben wurde allgemein erwartet, dass die Preise in naher Zukunft zwischen 16 GBP/MWh und 19 GBP/MWh liegen werden, um anschließend auf anhaltend höhere Werte zu steigen.

(283) Bei seiner Bewertung der endgültigen Bedingungen des Plans hat BNFL vier mögliche Szenarien zugrunde gelegt. Nur die pessimistischsten davon sahen vor, dass die Strompreise dauerhaft unter 17 GBP/MWh liegen und mittelfristig nur Werte um 16,5 GBP/MWh erreichen würden. Die anderen drei gingen davon aus, dass die Preise schon 2007 Werte um 18 GBP/MWh erreichen würden, um anschließend Werte zwischen 19,5 GBP/MWh und 23 GBP/MWh zu erreichen.

(284) Die Bewertung der Neuaushandlung der Verträge mit BE durch BNFL erfolgte daher vor dem Hintergrund von Vorausschätzungen der Preisentwicklung, die selbst bei den pessimistischsten Annahmen vorsahen, dass es seine intern bewerteten vermeidbaren Kosten decken würde, und dass die Preise in allen außer dem pessimistischsten Szenario ausreichen würden, um die von Gordon MacKerron bewerteten vermeidbaren Kosten zu decken.

(285) Die tatsächliche Entwicklung der Strompreise war schließlich höher als selbst die optimistischsten aller vier von BNFL verwendeten Szenarien. Verschiedene Preisfeststellungsagenturen haben für Wintergrundlastpreise Werte über 20 GBP/MWh festgestellt, selbst Werte von 27 GBP/MWh ([40]) wurden erreicht. Für die Sommerpreise wurde von den gleichen Agenturen ein Wert von 20 GBP/MWh gemeldet. Die von BNFL zugrunde gelegten Szenarien erwiesen sich daher insgesamt als eher pessimistisch.

(286) Daraus kann man schließen, dass BNFL davon ausging, im Rahmen der neuen Verträge seine vermeidbaren Kosten decken zu können, selbst wenn es die Kosten der endgültigen Entsorgung abgebrannter Brennelemente tragen würde.

(287) Die Prüfung der neuen Brennelementelieferverträge, die viel einfacher sind, da sie eine variable nicht an die Strompreise gebundene Belastung vorsehen, zeigt ebenfalls, dass BNFL in der Lage sein wird, seine vermeidbaren Kosten für die Lieferung von Brennelementen in allen Fällen zu decken.

([40]) Im Juli 2003 meldete Argus einen Grundlastvertrag für Winter 2003/2004 von 20,96 GBP/MWh. Am 7. August 2003 meldete UKPX Grundlast-Terminkontraktpreise für den gleichen Zeitraum von 22,55 GBP/MWh. Am gleichen Tag meldete UKPX Termingrundlastkontrakte für Sommer 2006 von 20,50 GBP/MWh und einen Abrechnungspreis für Winter 2006 von 27,15 GBP/MWh. *Quelle*: Argus und UKPX, zitiert im Bericht von Frontier Economics „Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain", August 2003, der der Stellungnahme von BE beigefügt war.

(288) Nach einer eingehenden Prüfung der vermeidbaren Kosten deutet alles darauf hin, dass sich BNFL marktwirtschaftlich verhalten hat. Auch legt die tatsächliche Entwicklung der Strompreise nahe, dass BNFL seine Lage im Vergleich zur vorhergehenden Situation durchaus verbessern könnte und dass es genug Flexibilität gezeigt hat, um seinem Hauptkunden die Möglichkeit zu geben, im Markt zu bestehen.

Wurde BNFL wie ein privater Gläubiger behandelt?

(289) Nach einer mikroökonomischen Untersuchung der Neuaushandlung hat die Kommission geprüft, ob BNFL wie ein privater Gläubiger von BE behandelt wurde. In diesem zweiten Schritt wurde untersucht, ob BNFL die gleichen Konzessionen wie gegenüber einem privaten Gläubiger gemacht hat.

(290) Aus den von den britischen Behörden und BNFL vorgelegten Informationen geht Folgendes hervor:

a) BNFL vereinbarte zwar gewisse Bedingungen mit BE, bevor BE mit seinen Hauptgläubigern Einzelbedingungen aushandelte, es bestand jedoch auf einer Klausel, dass die vorgesehenen Zugeständnisse widerrufen werden können, wenn einem anderen Hauptgläubiger günstigere Bedingungen als BNFL eingeräumt würden.

b) Während des gesamten Verhandlungsprozesses bestand BNFL immer darauf, dass von den übrigen privaten Gläubigern von BE ein vergleichbar hoher Beitrag wie von BNFL verlangt wird.

c) Ein Vergleich der Forderungen der Gläubiger und der im Umstrukturierungspaket letztendlich vereinbarten Forderungen zeigt, dass BNFL auf einen kleineren Anteil der ausstehenden Verbindlichkeiten als die anderen Gläubiger verzichtete. Außerdem hatte BNFL für seine Forderungen keinen Zugriff auf die Vermögenswerte von BE.

(291) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass BNFL wie die privaten Gläubiger behandelt wurde und sich bei den Verhandlungen über den Umstrukturierungsplan nicht anders als die privaten Gläubiger verhielt.

Hat BNFL unabhängig von der britischen Regierung gehandelt?

(292) Nach Ansicht der Kommission ist die vorstehende Schlussfolgerung ein ausreichender Nachweis dafür, dass BNFL sich nach dem Grundsatz des marktwirtschaftlich handelnden Geldgebers verhalten hat und dass die Maßnahme B keine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag enthält.

(293) Außerdem ist die Kommission der Ansicht, dass es keinen Hinweis auf die Zurechenbarkeit des Verhaltens von BNFL an den Staat gibt. An die Zurechenbarkeitsbedingung wurde vom Gerichtshof der Europäischen Gemeinschaften in seinem Stardust-Urteil erinnert ([41]). Wie der Gerichtshof festgestellt hat, kann nicht automatisch davon ausgegangen werden, dass eine Maßnahme eine staatliche Beihilfe ist, nur weil sie von einem staatlichen Unternehmen getroffen wurde. Demnach reicht es nicht aus, dass das Organ, das die Beihilfe gewährt, ein öffentliches Unternehmen im Sinne von Artikel 2 Absatz 1 Buchstabe b der Richtlinie 80/723/EWG der Kommission vom 25. Juni 1980 über die Transparenz der finanziellen Beziehungen zwischen den Mitgliedstaaten und den öffentlichen Unternehmen ([42]) ist. Die Tatsache, dass Behörden einen beherrschenden Einfluss direkt oder indirekt ausüben können, beweist nicht, dass sie diesen Einfluss in einem bestimmten Fall tatsächlich ausgeübt haben. Wie von Generalanwalt Jacobs in seinem Schlussantrag zum Stardust-Fall ([43]) erläutert wurde, kann die Zurechenbarkeit einer von einem öffentlichen Unternehmen ergriffenen Beihilfemaßnahme an den Staat von einer Reihe von Indikatoren aus den Umständen des Falles und dem Zusammenhang, in dem die Maßnahmen getroffen wurden, abgeleitet werden. Der Generalanwalt nennt eine Reihe von Fakten und Umständen, die dabei zu berücksichtigen sind, wie der Beweis, dass die Maßnahme auf Veranlassung des Staates getroffen wurde, die Natur und den Umfang der Maßnahme, das Maß an Kontrolle, die der Staat über das fragliche öffentliche Unternehmen ausübt, und eine allgemeine Praxis, das Unternehmen für andere als kommerzielle Zwecke zu nutzen oder seine Entscheidungen zu beeinflussen.

(294) Anhand der Ausführungen der britischen Regierung und Dritter hat die Kommission geprüft, ob die Maßnahme B (und Maßnahme C) dem Staat zugerechnet werden kann. Sie hat dabei berücksichtigt, dass BNFL lange vor dem Bekanntwerden der finanziellen Probleme von BE und der Rolle der britischen Regierung in einer potenziellen Umstrukturierung beschlossen hatte, dass es in seinem Interesse lag, Zugeständnisse zu machen, um die Solvenz von BE fortlaufend zu gewährleisten. In chronologischer Hinsicht gibt es keinen Beweis, dass die Neuaushandlung auf Veranlassung des Staates stattfand. Außerdem kann die Tatsache, dass BNFL nicht bereit war, sich am Umstrukturierungsplan zu beteiligen, bevor die britische Regierung ihre Beteiligung bekannt gab, als Beweis dafür gesehen werden, dass BNFL nicht bereit war, BE um jeden Preis zu retten, sondern es vorzog, wie alle anderen Gläubiger auf das Eingreifen des Staates zu warten.

(295) Die Kommission hat auch berücksichtigt, dass es nach britischem Recht die treuhänderische Pflicht der Geschäftsführung von BNFL ist, im wirtschaftlichen Interesse von BNFL zu handeln, auf der Grundlage der jeweils vorliegenden Informationen den Unternehmenswert zu steigern und das finanzielle Risiko zu mindern. Dies wird durch die entsprechenden Auszüge des Protokolls der Vorstandssitzungen belegt, die der Kommission vorliegen.

Schlussfolgerung

(296) Auf der Grundlage dieser Erkenntnisse kommt die Kommission zu dem Ergebnis, dass die Maßnahme B keine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag ist.

Maßnahme C

(297) Maßnahme C besteht in Stillhaltevereinbarungen für die Zahlungen, die an BNFL und eine Reihe von Hauptgläubigern von BE vom 14. Februar 2003 bis 30. September 2004 fällig waren. Im Gegensatz zu den anderen beteiligten Gläubigern erhält BNFL während des Moratoriums keine Zinszahlungen.

Bewertung durch die Kommission

(298) Anhand der verfügbaren Informationen ist festzustellen, dass die Finanzberater von BNFL in ihren Berichten, die zur Zeit der Verhandlungen von BNFL mit BE erstellt wurden, nach einem Vergleich der Beiträge aller Hauptgläubiger zu dem Schluss kommen, dass BNFL mit seinem Anteil am Umstrukturierungspaket keine größeren Zugeständnisse gemacht hat als andere Gläubiger. Wie in Erwägungsgrund 290 bereits erwähnt, hat BNFL keinen Zugriff auf die Vermögenswerte von BE.

(299) Die Kommission kommt außerdem zu dem Ergebnis, dass es dem Verhalten eines privaten Gläubigers, der die bestmögliche wirtschaftliche Lösung sucht, entspricht, keine Zinsen zu verlangen, um die vereinbarte Umstrukturierung zu gewährleisten. Die Bewertung durch die Finanz- und Rechtsberater von BNFL zeigt, dass die Neuaushandlung der Bedingungen des Moratoriums alle Vereinbarungen mit BE und vor allem die Solvenz von BE gefährdet hätte. Das Risiko wäre erheblich gewesen, da die Berechnung von Zinsen zur Insolvenz von BE geführt hätte, was nach Ansicht von BNFL nicht in seinem Interesse gewesen wäre. Mit dem Verzicht auf diese Zinsen hat sich BNFL wie ein privater Gläubiger verhalten, der versucht, die bestmöglichen Einnahmen zu erzielen.

(300) Die Kommission konnte aus den bei der Bewertung von Maßnahme B in den Erwägungsgründen 256 bis 296 dargelegten Gründen nicht feststellen, dass der BNFL betreffende Teil von Maßnahme C dem Staat zuzurechnen ist.

(301) Die Kommission ist daher zu dem Ergebnis gekommen, dass Maßnahme C keine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag ist.

3. **Prüfung der Vereinbarkeit mit dem EG-Vertrag**

(302) Gemäß Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag sind staatliche Beihilfen in der Gemeinschaft grundsätzlich verboten.

(303) Artikel 87 Absätze 2 und 3 EG-Vertrag sieht Ausnahmen von der allgemeinen Unvereinbarkeit nach Absatz 1 vor.

([41]) Siehe Urteil des Gerichtshofs vom 16. Mai 2002 in der Rs. C-482/99, Französische Republik gegen Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Slg. 2002, I-04397, Rdnr. 24.

([42]) ABl. L 195 vom 29.7.1980, S. 35. Richtlinie zuletzt geändert durch die Richtlinie 2000/52/EG (ABl. L 193 vom 29.7.2000, S. 75).

([43]) Schlussanträge des Generalanwalts Jacobs in der Rs. C-482/99, Französische Republik gegen Kommission, Slg. 2002, S. I-04397.

(304) Die Befreiungen in Artikel 87 Absatz 2 EG-Vertrag sind in diesem Fall nicht anwendbar, da die Beihilfemaßnahmen weder sozialer Art sind noch einzelnen Verbrauchern gewährt werden; sie dienen auch nicht der Beseitigung von Schäden, die durch Naturkatastrophen oder außergewöhnliche Ereignisse entstanden sind, und sie werden nicht für die Wirtschaft bestimmter, durch die Teilung Deutschlands betroffener Gebiete der Bundesrepublik Deutschland gewährt.

(305) Artikel 87 Absatz 3 EG-Vertrag enthält weitere Ausnahmebestimmungen. Die Befreiungen in Absatz 3 Buchstaben a, b und d gelten nicht in diesem Fall, da die Beihilfe nicht die wirtschaftliche Entwicklung von Gebieten fördert, in denen die Lebenshaltung außergewöhnlich niedrig ist oder eine erhebliche Unterbeschäftigung herrscht; sie dient weder der Förderung eines wichtigen Vorhabens von gemeinsamem europäischen Interesse, noch der Behebung einer beträchtlichen Störung im Wirtschaftleben eines Mitgliedstaats oder der Förderung der Kultur und der Erhaltung des kulturellen Erbes.

(306) Nur die Befreiung in Absatz 3 Buchstabe c ist daher anwendbar. Nach Artikel 87 Absatz 3 Buchstabe c können staatliche Beihilfen genehmigt werden, die der Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige dienen, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft.

(307) In den Leitlinien hat die Kommission die Voraussetzungen für eine befürwortende Ausübung ihrer Ermessensbefugnis nach Artikel 87 Absatz 3 Buchstabe c in Fällen wie diesem dargelegt.

(308) In ihrer Entscheidung zur Einleitung des Verfahrens hat die Kommission eine Reihe von Bedenken an der Vereinbarkeit des Umstrukturierungsplans mit den Leitlinien geäußert und in Abschnitt II Punkt 3 wiederholt. Die folgenden Abschnitte enthalten die Würdigung und die endgültigen Schlussfolgerungen der Kommission zu jedem dieser Bedenken.

a) *Zur Wiederherstellung der Rentabilität von BE*

(309) Die Gewährung einer Umstrukturierungsbeihilfe setzt einen tragfähigen, zusammenhängenden und weit reichenden Umstrukturierungsplan voraus, der geeignet ist, die langfristige Rentabilität des Unternehmens innerhalb einer angemessenen Frist auf der Grundlage realistischer Annahmen wiederherzustellen. Nach Ziffer 32 der Leitlinien muss die Verbesserung der Rentabilität vor allem durch im Umstrukturierungsplan enthaltene unternehmensinterne Maßnahmen herbeigeführt werden. Externe Faktoren wie Preis- oder Nachfrageschwankungen, auf die das Unternehmen keinen Einfluss hat, können berücksichtigt werden, wenn die zugrunde liegenden Marktannahmen auf breiter Grundlage anerkannt sind.

(310) Nach Ziffer 33 der Leitlinien hat der Mitgliedstaat einen Umstrukturierungsplan vorzulegen, der die Umstände beschreibt, die zu den Schwierigkeiten des Unternehmens geführt haben, und verschiedenen Szenarien Rechnung trägt, die einer optimistischen, einer pessimistischen und einer mittleren Hypothese entsprechen. In Ziffer 34 der Leitlinien wird hinzugefügt, dass der Plan das Erreichen der Gewinnschwelle in Aussicht stellt, die es dem Unternehmen nach Abschluss der Umstrukturierung ermöglicht, seine Kosten einschließlich Abschreibungen und Finanzierungskosten zu decken. Die angesetzte Eigenkapitalrendite des umstrukturierten Unternehmens soll ausreichen, um aus eigener Kraft im Wettbewerb bestehen zu können.

(311) In ihrem Beschluss zur Einleitung des Verfahrens hat die Kommission verschiedene Fragen im Zusammenhang mit der Wiederherstellung der Rentabilität von BE aufgeworfen. Diese betrafen zum einen die scheinbar unbegrenzte Dauer bestimmter Teile von Maßnahme A und Maßnahme B, was Zweifel aufwarf, ob der Umstrukturierungsplan BE in die Lage versetzen würde, innerhalb einer angemessenen Frist aus eigener Kraft im Wettbewerb zu bestehen. Zum anderen schien die Zahl der unternehmensinternen Maßnahmen im Umstrukturierungsplan nicht ausreichend zu sein.

Dauer der Beihilfe

(312) Die Bedenken der Kommission bezogen sich insbesondere auf die Maßnahmen A und B. Angesichts der langen Laufzeit von Maßnahme A und der unbefristeten Laufzeit von Maßnahme B fragte sich die Kommission, ob nicht die Umstrukturierungsbeihilfe für BE die Form eines dauerhaften Zuschusses hatte, der den Bestimmungen der Leitlinien widersprechen würde. Diese Bedenken wurden von Dritten wie Drax geteilt.

(313) In Bezug auf Maßnahme B kam die Kommission zu dem Ergebnis, dass dies keine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag ist. Die Frage der unbefristeten Laufzeit von Maßnahme B ist daher nicht mehr von Bedeutung.

(314) Hinsichtlich Maßnahme A hatte die Kommission Bedenken, dass die Kosten des Rückbaus der Kernkraftwerke bis 2086 andauern könnten und dass die Finanzierung der Kosten für die Entsorgung abgebrannter DWR-Brennelemente, die in den Reaktor Sizewell B von BE geladen wurden, ebenfalls unbefristet ist.

(315) Stilllegungskosten sind Kosten, die in der Zukunft entstehen werden, sich aber auf die Errichtung von Kernkraftwerken beziehen, die in der Vergangenheit stattgefunden hat. Die Kommission stimmt mit den britischen Behörden darin überein, dass es nicht möglich ist, diese Kosten genau zu beziffern, da es für die Stilllegung von AGR-Kraftwerken keinen Präzedenzfall gibt, sie in ferner Zukunft geschehen wird und die technische Entwicklung bis dahin nicht abzusehen ist. Außerdem gibt die britische Regierung zu bedenken, dass die Stilllegungskosten bereits weitgehend Fixkosten seien und dass eine erhebliche Erhöhung der Verbindlichkeiten durch Änderungen der Betriebsverfahren zum wirtschaftlichen Vorteil von BE oder durch Verletzung der Mindeststandards von BE getragen werden müssten. Außerdem ist daran zu erinnern, dass ein Eingreifen des Staates für den Fall einer Unterfinanzierung des NLF vorgesehen ist.

(316) Angesichts der besonderen Merkmale der Kernindustrie, die ein Umgehen mit radioaktivem Material erst zulassen, wenn die Strahlung auf ein sichereres Niveau abgeklungen ist, und der unvermeidbaren Zeitspanne für die Finanzierung der Stilllegungsverbindlichkeiten, kommt die Kommission zu dem Ergebnis, dass der Teil von Maßnahme A, der sich auf diese Verbindlichkeiten bezieht, nicht als dauerhafter Zuschuss für BE angesehen werden kann, da diese Verbindlichkeiten sich auf bereits entstandene Kosten beziehen. Für diese Kosten wurde in der Bilanz von BE bereits Vorsorge getroffen. Der späte Zeitpunkt für die Zahlung der diese Kosten betreffenden Beihilfe kann nicht als Verlagerung der Wiederherstellung der Rentabilität in die Zukunft angesehen werden kann.

(317) Hinsichtlich der Finanzierung der Entsorgung von DWR-Brennelementen durch den Staat, die in Sizewell B geladen wurden, wird BE einen Beitrag an den NLF zu dem Betrag von 150 GBP/kgU für DWR-Brennelemente leisten, die nach dem Termin der tatsächlichen Umstrukturierung in den Reaktor Sizewell B geladen werden.

(318) Dieser Wert ist zweifellos niedriger als die Gesamtkosten der Entsorgung abgebrannter DWR-Brennelemente, einschließlich der endgültigen Entsorgung. Die Gesamtkosten wurden von BE in seinem Jahresabschluss 2001/2002 mit 240 GBP/kgU angesetzt. Die Tatsache, dass nur ein Teil dieser Kosten durch die Zahlungen von BE an den NLF gedeckt ist, bestätigt, dass der Beitrag des NLF zur Entsorgung dieser Brennelemente eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag enthält.

(319) Um zu ermitteln, ob diese Beihilfe unbefristet ist, muss die Kommission feststellen, wie sich die Gesamtkosten in vermeidbare Kosten und unvermeidbare Kosten aufteilen.

(320) Die unvermeidbaren Kosten sind vergangene Istkosten. Es ist daher für ein Unternehmen wirtschaftlich vernünftig, solange tätig zu sein, wie es seine vermeidbaren Kosten decken kann, damit so viele Istkosten wie möglich zurückgezahlt werden können. Beihilfen für unvermeidbare Kosten sind daher ein Vorteil für das begünstigte Unternehmen, da sie den Kostendeckungspunkt verlagern. Bei Unternehmen in Schwierigkeiten tragen sie dazu bei, die Rentabilität rascher wiederherzustellen. Da ein Unternehmen aber in jedem Fall tätig wird, sobald es seine vermeidbaren Kosten decken kann, führen Beihilfen zur Deckung unvermeidbarer Kosten nicht dazu, dass das Unternehmen künstlich am Leben gehalten wird. Solche Beihilfen sind daher nicht unbefristet.

(321) Beihilfen zur Deckung vermeidbarer Kosten, insbesondere variabler Kosten, dienen dazu, ein Unternehmen künstlich im Geschäft zu halten, das andernfalls keinen wirtschaftlichen Grund hätte, seine Tätigkeit fortzusetzen. Eine solche Beihilfe ist unbefristet, da sie die Rentabilität des Unternehmens nur dann gewährleistet, wenn sie nicht zeitlich befristet ist.

(322) Die britischen Behörden haben erklärt, dass von den in Erwägungsgrund 318 genannten 240 GBP/kgU etwa […] GBP/kgU vermeidbar seien. Die übrigen Kosten beträfen größtenteils die unvermeidbaren Kosten der Errichtung des Endlagers für alte und zukünftige abgebrannte DWR-Brennelemente, die am Standort Sizewell B gelagert werden. Dieses Lager wird später in diesem Jahrhundert verfügbar sein, was angesichts der Abzinsungswirkung den relativ niedrigen Betrag dieser Kosten im Vergleich zu anderen Ländern erklärt.

(323) Die Zahlen in dem in Fußnote 38 genannten Bericht von Gordon MacKerron können nicht verwendet werden, um diese Schätzung zu überprüfen, da der Bericht nicht angibt, inwieweit unvermeidbare Kosten darin enthalten sind.

(324) Um die Bewertung der britischen Behörden zu überprüfen, hat die Kommission die der Öffentlichkeit zugänglichen Informationen des finnischen Kernenergieprogramms verwendet, das weltweit eines der transparentesten Programme ist. Wie in Sizewell wird der in finnischen Kernkraftwerken anfallende Abfall vor der Endlagerung nicht wiederaufbereitet. Die Kosten der Entsorgung abgebrannter Brennelemente in Finnland werden von dem finnischen Entsorgungsunternehmen mit 325 EUR/kgU ([44])) angesetzt, wovon 217 EUR/kgU auf vermeidbare Kosten entfallen ([45]).

(325) Diese Angaben entsprechen den von den britischen Behörden vorgelegten Angaben. Nach Ansicht der Kommission bestätigen sie die These, dass eine Zahlung von 150 GBP/kgU ausreichend ist, um die vermeidbaren Kosten und einen Teil der unvermeidbaren Kosten der Entsorgung abgebrannter Brennelemente zu decken.

(326) Hieraus ist zu schließen, dass der Umstrukturierungsplan keinen dauerhaften Zuschuss für BE vorsieht und dass seine Laufzeit angesichts der Besonderheiten der Kernindustrie und der Verpflichtungen des Vereinigten Königreichs nach dem Euratom-Vertrag mit den Leitlinien vereinbar ist ([46]).

Inhalt des Umstrukturierungsplans

(327) Die britischen Behörden haben gemäß Ziffer 33 der Leitlinien einen ausführlichen Plan mit einer Marktstudie und Szenarien vorgelegt, die einer optimistischen, einer pessimistischen und einer mittleren Hypothese entsprechen. Sie haben außerdem eine ausführliche, im Juli 2004 aktualisierte Cashflow-Analyse beigefügt.

([44]) Bei einem Wechselkurs von 1 GBP = 1,5 EUR.

([45]) *Quelle*: Internet-Site von Posiva Oy. www.posiva.fi. Dieser Ansatz beruht auf den Kosten je kg abgebrannter Brennelemente. Die Umrechnung dieses Werts in (vor der Verwendung geladene) Tonnen Uran könnte die tatsächlichen Kosten geringfügig unterbewerten, da die abgebrannten Brennelemente auch einen geringen Anteil von Nichturanmaterial in Abstandshaltern und Rohren enthalten.

([46]) Siehe auch Abschnitt VI Punkt 1.

(328) Der Plan geht ausführlich auf den Ursprung der Schwierigkeiten von BE und die Maßnahmen ein, die getroffen wurden oder werden, um diesen zu begegnen, wie bereits in Abschnitt II Punkt 2 Buchstabe c dieser Entscheidung zusammengefasst wurde. Der Umstrukturierungsplan sieht die Einführung einer neuen Geschäftsstrategie (Maßnahme E) vor, um BE besser gegen die Risiken abzusichern. Durch vermehrte mittelfristige Festpreisverkäufe seiner Produktion versucht BE, die Volatilität seines Kapitalflusses zu verringern und seine langfristige Rentabilität zu verbessern. BE wird auch seine Abhängigkeit von den Großhandelsstrompreisen im Vereinigten Königreich verringern, während es gleichzeitig den zuverlässigen Marktzugang über eine Mischung von Vertragsbedingungen, flexible Stromerzeugung durch Eggborough und Direktabsatz an Unternehmen mit Schwerpunkt auf gewerblichen Abnehmern aufrechterhält. Die Maßnahmen A und B sollen das Problem der hohen unvermeidbaren Kosten von BE als Betreiber von Kernkraftwerken dadurch lösen, dass BE teilweise von seinen nuklearen Verbindlichkeiten auch für in der Vergangenheit abgebrannte Brennelemente und den Stilllegungskosten entlastet wird, und die Kosten für künftige Front-end und Back-end-Brennelementeverträge mit BNFL gesenkt werden. Außerdem sieht der Plan die Neuaushandlung von drei überhöhten Stromerwerbsverträgen und den Verkauf der nordamerikanischen Vermögenswerte von BE vor, was zur Lösung des Problems der hohen kurzfristigen unvermeidbaren Kosten in Form von Finanzierungsausgaben beitragen dürfte. Hinsichtlich der dritten Ursache der Schwierigkeiten von BE, den umfangreichen nicht geplanten Abschaltungen, hat BE seinen Plan PIP ausgearbeitet, der die Zuverlässigkeit der Kernkraftwerke verbessern soll. Dieser Plan sieht verstärkte Investitionen in Kapital und Personal vor, um die Qualität der Wartung und die Verfügbarkeit der Kraftwerke zu verbessern. Überdies wird als besondere Schwäche das Szenario berücksichtigt, dass sich die Verfügbarkeit der Kraftwerke von BE nicht verbessert. Selbst in diesem Szenario wäre der Cashflow von BE immer noch positiv.

(329) Aus den finanziellen Vorausschätzungen der britischen Regierung geht hervor, dass die Rentabilität innerhalb einer angemessenen Frist wiederhergestellt wird, indem der Cashflow von BE ab 2004 positiv ist und ab 2005 ein positiver jährlicher Kapitalfluss erreicht wird.

(330) Die Kommission kommt daher zu dem Ergebnis, dass der Umstrukturierungsplan die Probleme löst, auf die die Schwierigkeiten von BE zurückzuführen sind, und insbesondere in Bezug auf die Entwicklung der Strompreise und die Durchführung des PIP auf realistischen Annahmen im Sinne der Leitlinien beruht.

(331) In ihrem Beschluss zur Einleitung des Verfahrens hat die Kommission bezweifelt, ob sich die Wiederherstellung der Rentabilität vor allem auf unternehmensinterne Maßnahmen stützt. Die Kommission fragte sich insbesondere, ob die von BE gemäß diesen Maßnahmen erreichten Einsparungen auf Zugeständnisse von Gläubigern und Lieferanten und nicht auf eine Rationalisierung der Tätigkeiten von BE zurückzuführen sind.

(332) Nach der Einleitung des Verfahrens hat sich Drax zu dieser Frage geäußert. Es ist der Ansicht, dass die Umstrukturierung von BE keine wirkliche Umstrukturierung sei, da sie nicht durch unternehmensinterne Maßnahmen herbeigeführt werde und BE die Garantie habe, dass eine Insolvenz nicht zugelassen wird. Außerdem sieht es Ungewissheiten beim Beitrag von BE zur Umstrukturierung und hält die Stilllegung einiger Kernkraftwerke für die bessere Lösung. Letztere Ansicht wird von Greenpeace geteilt. Die britischen Behörden widersprechen dieser Auffassung und weisen darauf hin, dass das Beihilfepaket erst wirksam werden kann, wenn die britische Regierung den Vorhersagen für die Rentabilität zugestimmt hat. Die britischen Behörden weisen auch darauf hin, dass nach den Leitlinien ein Gleichgewicht zwischen staatlichen Beiträgen, privaten Beiträgen und dem Eigenbeitrag des Unternehmens erzielt werden muss, wobei jedoch das Unternehmen nicht in der Lage sein müsse, ohne ein Eingreifen des Staates die Trendwende zu schaffen.

(333) Die Kommission stimmt darin überein, dass die Umstrukturierung nicht allein durch unternehmensinterne Maßnahmen herbeigeführt werden muss, sondern durch Maßnahmen des Staats und Dritter wie Gläubiger und Lieferanten flankiert werden kann. BE hat bereits folgende Maßnahmen durchgeführt: es hat seine nordamerikanischen Vermögenswerte (Maßnahme F) verkauft und […]. Auch hat es im Rahmen seiner neuen Geschäftsstrategie (Maßnahme E) die Zahl der mittelfristigen Festpreisverträge erhöht, um seine Position besser abzusichern. Außerdem wurde BE nicht von seinen nuklearen Verbindlichkeiten entbunden, sondern wird zur Finanzierung des NLF beitragen.

(334) Wie in Abschnitt VI Punkt 3 Buchstabe c Ziffer v erläutert, berücksichtigt die Kommission auch, dass die Stilllegung von Kernkraftwerken keine machbare Lösung für BE ist, und dass der Verkauf von Eggborough seine Aussichten auf Wiederherstellung der Rentabilität gefährden würde und unverhältnismäßig wäre.

(335) Angesichts der von BE bereits durchgeführten und noch durchzuführenden Maßnahmen und der Tatsache, dass die Probleme, die den Schwierigkeiten von BE zugrunde liegen, mit dem Umstrukturierungsplan angegangen werden, kommt die Kommission zu dem Ergebnis, dass die Anforderung nach Ziffer 32 der Leitlinien erfüllt ist.

Der Sonderfall von Dungeness B

(336) Von dritter Seite wurden die Aussichten auf Wiederherstellung der Rentabilität von Dungeness B, dem ältesten Kernkraftwerk von BE, in Frage gestellt.

(337) Powergen stützte mit einer besonders stichhaltigen Begründung seiner Auffassung seine Prüfung der Lage von Dungeness B auf eine Studie der Kostenstruktur des Kraftwerks, wie sie ursprünglich von den britischen Behörden vorgelegt und in dem Beschluss zur Einleitung des Verfahren wiedergegeben wurde.

(338) Laut Powergen ist Dungeness B ein sehr ineffizientes Kraftwerk. Daten aus der Vergangenheit zeigten, dass sein Auslastungsgrad niedrig ist. Powergen schätzt ihn auf 46 %. Mit diesem Auslastungsgrad erzeuge das Kraftwerk etwa 4,5 TWh jährlich. Diese Strommenge würde etwa 73,8 Mio. GBP kosten, wenn man allein die vermeidbaren Kosten berücksichtigt. Powergen kommt zu dem Ergebnis, dass die vermeidbaren Kosten von Dungeness B etwa 16,4 GBP/MWh betragen, während sich der Grundlaststrompreis auf dem Großhandelsmarkt auf 16 GBP/MWh ([47]) beläuft.

(339) In ihrer Stellungnahme zu den Ausführungen von Powergen erläutern die britischen Behörden ihre Ansicht zu den Ausführungen von Powergen über die Rentabilität von Dungeness B. Demnach enthalte die Studie von Powergen zwei Fehler; erstens seien die von Powergen angenommenen Gesamtkosten des Kraftwerks zu niedrig. Aus den Angaben von BE gehe hervor, dass die tatsächlichen Kosten von Dungeness B höher sind als von Powergen angenommen, insbesondere die Betriebs- und Wartungskosten. Dadurch erhöhten sich die Kosten pro MWh von Dungeness B.

(340) Die britischen Behörden sind der Ansicht, dass sich die Effizienz von Dungeness B in den letzten Jahren deutlich verbessert hat. Nach ihrer Auffassung sollte man, da die Daten gegenüber der Vergangenheit eine Verbesserung zeigen, für die Zukunft nicht annehmen, dass es Ergebnisse wie in den schlimmsten Jahren erzielen wird, sondern vielmehr, dass seine Ergebnisse wie in den letzten Jahren ausfallen werden. Demnach würde sich der Auslastungsgrad des Kraftwerks auf 61 % erhöhen, was die Kosten pro MWh von Dungeness B verringere.

(341) Gemäß den Ausführungen in den Erwägungsgründen 339 und 340 ergeben sich laut britischen Behörden für Dungeness B vermeidbare Kosten von ca. […] GBP/MWh, während sich die Grundlaststrompreise auf dem Großhandelsmarkt auf […] GBP/MWh belaufen.

(342) Die Kommission hat die vermeidbaren Kosten von Dungeness B untersucht und dabei verschiedenen Annahmen entsprechend der Genauigkeit der Ansätze für die Gesamtkosten und den Auslastungsgrad Rechnung getragen. Sie ist dabei zu folgendem Ergebnis gekommen:

Tabelle 8

Vermeidbare Kosten von Dungeness B pro MWh bei einem Grundlaststrompreis von 16 GBP/MWh auf dem Großhandelsmarkt

	Von den britischen Behörden angenommene Leistung	Von Powergen angenommene Leistung.
Von den britischen Behörden angenommene Kosten	[…]	[…]
Von Powergen angenommene Kosten.	[…]	16,4 GBP/MWh

(343) Unter der Annahme, dass die Vorteile zwischen BE und BNFL aufgeteilt werden, wenn der Grundlaststrompreis auf dem Großhandelsmarkt über 16 GBP/MWh liegt, hat die Kommission den Basisstrompreis berechnet, ab dem Dungeness B unter den verschiedenen Annahmen die vermeidbaren Kosten deckt:

Tabelle 9

Grundlaststrompreis auf dem Großhandelsmarkt, ab dem Dungeness B die vermeidbaren Kosten deckt

	Von den britischen Behörden angenommene Leistung	Von Powergen angenommene Leistung.
Von den britischen Behörden angenommene Kosten	[…]	[…]
Von Powergen angenommene Kosten.	[…]	16,8 GBP/MWh

([47]) Der Grundlaststrompreis auf dem Großhandelsmarkt hat Auswirkungen auf die Kostenstruktur der Kraftwerke von BE, da er Ausgangspunkt für den Preis ist, den BE für die Entsorgung seiner abgebrannten Brennelemente BNFL zahlt.

(344) Aus *Tabelle 9* geht hervor, dass Dungeness B in allen außer den pessimistischsten Szenarien in der Lage ist, die vermeidbaren Kosten zu decken, und folglich keine Verluste macht, sobald der Grundlaststrompreis auf dem Großhandelsmarkt bei […] GBP/MWh liegt. Dieser Basispreis entspricht Grundlaststrompreisen auf dem Großhandelsmarkt, die, wie in den Erwägungsgründen 282 bis 285 dargelegt, derzeit teilweise deutlich über 20 GBP/MWh liegen und von denen in jedem Fall angenommen wurde, dass sie zwischen 16 und 19 GBP/MWh liegen würden, selbst in der kurzen Zeit, in der Dungeness B in Betrieb bleibt. Dabei ist zu bedenken, dass Dungeness B bei den gegenwärtigen Strompreisen in der Lage ist, die vermeidbaren Kosten selbst im pessimistischsten Szenario zu decken.

(345) Die Kommission geht daher davon aus, dass Dungeness B ein rentables Kraftwerk ist.

b) *Zur Frage, ob sich die Beihilfe auf das erforderliche Mindestmaß beschränkt*

(346) In ihrem Beschluss zur Einleitung des Verfahrens hat die Kommission bezweifelt, ob sich die Beihilfe auf ein Mindestmaß beschränkt, da ungeklärt war, ob die Maßnahmen B, C und G staatliche Beihilfen sind, und weil die genaue Höhe des Beihilfebetrags in Maßnahme A nicht feststand.

(347) In Abschnitt VI Punkt 2 Buchstaben a und b hat die Kommission festgestellt, dass es sich bei den Maßnahmen B, C und G nicht um staatliche Beihilfen im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag handelt. Das Beihilfepaket betrifft daher allein die Maßnahme A.

(348) Maßnahme A ist eine staatliche Beihilfe, die drei Arten von Verbindlichkeiten betrifft: die Entsorgung abgebrannter alter Brennelemente, die Bedienung nicht geregelter Verbindlichkeiten und die Stilllegung von Kernkraftwerken. Bei der Einleitung des Verfahrens waren die mit diesen drei Kategorien verbundenen Verbindlichkeiten und die damit verbundenen Beihilfen nur geschätzt, aber noch nicht nach oben begrenzt.

(349) Die Verbindlichkeiten für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente machen den größten Teil der Gesamtverbindlichkeiten aus. Sie bestehen in Zahlungen an BNFL für die Entsorgungsdienstleistungen für Brennelemente, die vor dem Zeitpunkt der tatsächlichen Umstrukturierung in die Reaktoren von BE geladen wurden. Diese Dienstleistungen sind bereits vertraglich geregelt, und die an BNFL dafür fälligen Beträge in den meisten Fällen genau bestimmt.

(350) Die Kommission ist weiterhin der Ansicht, dass das Maß, bis zu dem diese Verbindlichkeiten von der britischen Regierung finanziert werden können, begrenzt werden sollte. Die britischen Behörden haben sich daher bereit erklärt, ihre ursprüngliche Schätzung dieser Verbindlichkeiten von 2 185 000 000 GBP ([48]) in eine Obergrenze der Beihilfe für diese Verbindlichkeiten umzuwandeln.

([48]) Nettozeitwert für Dezember 2002, abgezinst zu 5,4 % nominal.

(351) Hingegen lassen sich die Verbindlichkeiten für die Stilllegung von Kernkraftwerken und die nicht geregelten Verbindlichkeiten nur schwer genau bestimmen.

(352) Die Stilllegung von Kernkraftwerken ist eine sehr spezielle Tätigkeit. Es gibt weltweit wenig Erfahrung von vollständig abgeschlossenen Arbeiten auf diesem Gebiet ([49]). Nach Sachverständigen können diese Kosten 15 % der gesamten Investitionskosten oder mehr ausmachen ([50]) bzw. 50 % des nuklearen Teils der Investition ([51]). Selbst wenn diese Schätzungen kohärent und genau wären, müsste man die ursprünglichen Investitionskosten eines Kraftwerks genau berechnen, um die Stilllegungskosten zu ermitteln, was bei älteren Kraftwerken wie denen von BE besonders schwierig wäre, deren Kosten nur schwer zurückzuverfolgen sind.

(353) Außerdem sind die meisten Kraftwerke von BE AGR-Kraftwerke, die sich nicht nur von Kraftwerken in anderen Ländern, sondern bis zu einem gewissen Grad auch voneinander unterscheiden. Man kann sich daher nicht auf Erfahrungen in anderen Ländern oder im Vereinigten Königreich stützen, um die Genauigkeit der Kostenansätze für die Stilllegung der Reaktoren von BE zu verbessern.

(354) Auch die noch nicht geregelten Verbindlichkeiten sind naturgemäß schwer zu bestimmen. Sie beziehen sich größtenteils auf die Endlagerung abgebrannter Brennelemente. Die Art und Weise, wie nukleare Brennelemente im Vereinigten Königreich endgültig entsorgt werden, ist noch ungeklärt, wie aus den Erfahrungen mit dem Nirex-Zwischenlager hervorgeht. Die Erfahrungen in anderen Ländern haben gezeigt, dass die Suche nach Orten für die Endlagerung bestimmter Abfallarten sowohl technisch als auch politisch hohe Anforderungen stellt. Es ist sehr schwer, die Kosten genau zu bestimmen, wenn so wenig darüber bekannt ist, wie die Entsorgung erfolgen soll. Aus den von den britischen Behörden vorgelegten Informationen geht hervor, dass die von Instituten aus anderen Mitgliedstaaten erstellten Schätzungen der Lagerkosten weit auseinander gehen.

(355) Die Kommission ist daher der Auffassung, dass die Höchstbeträge für Stilllegungsverbindlichkeiten und noch nicht geregelte Verbindlichkeiten nur mit einem großen Ungenauigkeitsfaktor ermittelt werden könnten. Es bestünde die große Gefahr, diesen Wert zu hoch anzusetzen.

([49]) Nach der Internationalen Atomenergie-Organisation waren 2003 nur sechs Kernkraftwerke weltweit vollständig stillgelegt. *Quelle*: IAEO — Nuclear Technology Review 2003.

([50]) Siehe „A European Perspective on the Funding of Decommissioning and Related Activities of the End of the Nuclear Cycle". José A. Hoyos Pérez. Internationales Seminar der NEA zur „Strategy Selection for the Decommissioning of Nuclear Facilities"; Tarragona, Spanien; 1.-5. September 2003.

([51]) Radioactive Waste Management and Decommissioning in an Enlarged European Union. Derek M. Taylor. 19. Residential Summer School zur Stilllegung und zur Entsorgung radioaktiver Abfälle; Cambridge, Vereinigtes Königreich; 30. Juni — 4. Juli 2003.

(356) Deshalb ist die Kommission der Ansicht, dass die Festlegung eines höchst ungewissen und wahrscheinlich zu hoch angesetzten Werts als Obergrenze für die Beihilfe der Forderung nach Beschränkung der Beihilfe auf ein Mindestmaß zuwider laufen würde, da ein Ungenauigkeitsfaktor, der sich nicht konkretisiert, Spielraum für die Gewährung unnötiger Beihilfen schafft.

(357) Eine weit bessere Möglichkeit, den Grundsatz der auf ein Mindestmaß zu beschränkenden Beihilfe einzuhalten, besteht darin, keine Obergrenze für die Beihilfe zu berechnen, sondern einen Mechanismus einzuführen, der gewährleistet, dass die künftigen Ausgaben auf ein Mindestmaß beschränkt bleiben.

(358) Die britischen Behörden haben sich bereit erklärt, eine Reihe entsprechender Mechanismen vorzusehen:

a) Die Gruppen der Verbindlichkeiten, deren Kosten vom Staat übernommen werden können, werden genau festgelegt.

b) Diese Kosten werden von den britischen Behörden über die Nuclear Decommissioning Agency (NDA) sowohl im Voraus als auch im Nachhinein kontrolliert.

c) Die Einzelmaßnahmen der Stilllegung werden von der NDA ausgeschrieben, die gewährleistet, dass die Kosten dem Marktniveau entsprechen.

d) Die Tätigkeiten der NDA werden vom britischen Department of Trade and Industry und dem National Audit Office kontrolliert.

e) Für eine bessere Kontrolle der Ausgaben durch die Kommission wird die ursprüngliche Gesamtschätzung beider Verbindlichkeiten (d. h. 1 629 000 000 ([52]) GBP) als Schwellenwert verwendet. Sollten die kumulierten Ausgaben beider Verbindlichkeiten diese Schwelle überschreiten, erhält die Kommission zusätzliche Berichte sowohl über die Zahlungen, die zur Deckung von Verbindlichkeitskosten getätigt wurden, als auch über unternommene Schritte, um diese Kosten auf ein Mindestmaß zu beschränken. Dieser Bericht muss sich auf eine Studie unabhängiger Buchführungssachverständiger stützen.

(359) Es könnte sein, dass einige begrenzte Zahlungen von BE an BNFL im Rahmen der Verbindlichkeiten für abgebrannte Brennelemente die ursprünglichen Ansätze überschreiten. Dies gilt insbesondere, wenn abgebrannte Brennelemente nicht der Spezifikation entsprechen und eine Sonderbehandlung erfordern. In einem solchen Fall lassen die bestehenden Verträge eine Erhöhung des normalen Preises für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente zu. Sollte dies eintreten, werden Beträge, die vom Staat gezahlt werden, um BE von diesen Verbindlichkeiten zu entlasten, und die den ursprünglichen Ansatz überschreiten, auf den unveränderten Schwellenwert von 1 629 000 000 GBP angerechnet.

([52]) Nettozeitwert für Dezember 2002, abgezinst zu 5,4 % nominal.

(360) Nach Ansicht der Kommission sollten bei der Berechnung der in den Erwägungsgründen 350 und 358 genannten Beträge die normalen Referenzzinssätze der Kommission angewandt werden. Angesichts der Länge des betreffenden Zeitraums sollte dieser Zinssatz alle fünf Jahre angepasst werden ([53]).

(361) Die Begrenzung und der Schwellenwert in den Erwägungsgründen 350 und 358 gelten für alle Ausgaben zur Deckung von Verbindlichkeiten, unabhängig davon, ob sie vom NLF oder vom Staat getragen werden. Dabei wird mit dem Begrenzungs- und Schwellenwertmechanismus den im Fonds verfügbaren Geldern automatisch Rechnung getragen.

(362) Schließlich enthält das Umstrukturierungspaket auch eine Steuerbefreiung für einen erhöhten Buchwert der Kraftwerke von BE, falls ein Teil der darauf lastenden Verbindlichkeiten vom britischen Staat getragen wird. Da diese Verbindlichkeiten in der Rechnungslegung von BE ausgewiesen wurden, erhöht deren teilweise und potenzielle Übernahme durch den britischen Staat ihren Wert entsprechend dem von der britischen Regierung zugesagten Höchstbetrag.

(363) Nach den britischen Rechnungslegungs- und Finanzvorschriften wäre diese Wertsteigerung steuerpflichtig. Der Verzicht darauf wäre daher ein potenzieller Wettbewerbsvorteil für BE im Sinne von Artikel 87 Absatz 1 EG-Vertrag. Eine Besteuerung würde jedoch die Fähigkeit von BE, die Verbindlichkeiten selbst zu finanzieren, einschränken, was wiederum die Verbindlichkeiten der britischen Regierung erhöhen würde. Das Beihilfeelement des Steuerverzichts könnte folglich vollständig oder teilweise durch die Erhöhung der abschließenden Finanzierung der Verbindlichkeiten durch den Staat ausgeglichen werden. Das tatsächliche Beihilfeelement entspricht nur dem Teil des Steuerverzichts, der nicht durch höhere Zahlungen ausgeglichen wird, die von der britischen Regierung im Rahmen ihrer Zusage, für die nuklearen Verbindlichkeiten aufzukommen, zu tätigen sind.

(364) Dieser Anstieg des Kraftwerkwerts ist künstlich, da die Verbindlichkeiten bestehen bleiben, bis die Zusage der britischen Regierung eingefordert wird. Die Zusage wird in dem Maße, wie sie tatsächlich verfügbar ist, so weit wie möglich vom NLF, zu dem BE beiträgt, einzulösen sein. Hätte die Regierung die Ausfälle bei den Verbindlichkeiten in anderer Form oder zu einem anderen Zeitpunkt gedeckt, wie beispielsweise durch Ad-hoc-Zuschüsse bei der Entstehung der Verbindlichkeiten, wäre ein Steuerverzicht vielleicht nicht nötig gewesen.

([53]) Siehe Mitteilung der Kommission über die Methode zur Festsetzung der Referenz- und Abzinsungssätze (ABl. C 273 vom 9.9.1997, S. 3) in Verbindung mit der Mitteilung der Kommission über eine technische Anpassung der Methode zur Festsetzung der Referenzzins- und Abzinsungssätze (ABl. C 241 vom 26.8.1999, S. 9) und Artikel 9 der Verordnung (EG) Nr. 794/2004 der Kommission vom 21. April 2004 zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 659/1999 des Rates über besondere Vorschriften für die Anwendung von Artikel 93 des EG-Vertrags (ABl. L 140 vom 30.4.2004, S. 1).

(365) Die Kommission ist daher der Ansicht, dass das Beihilfeelement des Steuerverzichts nicht über das hinausgeht, was notwendig ist, damit das Umstrukturierungsziel mit der Beihilfe verwirklicht werden kann.

(366) Schließlich wird jegliche Erhöhung des Gewinns von BE, etwa im Fall eines Anstiegs der Strompreise, größtenteils zur Finanzierung des Beitrags von BE zum NLF verwendet. Eine solche Erhöhung des Beitrags von BE würde automatisch zu einer Senkung des Beihilfebetrags führen.

(367) Nach Ansicht der Kommission wird dieser Mechanismus insgesamt gewährleisten, dass sich die in Maßnahme A enthaltene Beihilfe auf das erforderliche Mindestmaß beschränkt.

c) *Zur Vermeidung übermäßiger Wettbewerbsverfälschungen*

(368) Ziffer 35 der Leitlinien sieht vor, dass „Maßnahmen getroffen werden müssen, um nachteilige Auswirkungen der Beihilfe auf Konkurrenten nach Möglichkeit abzumildern".

(369) Abgesehen von Ausnahmefällen, in denen der relevante Markt auf Gemeinschaftsebene und auf Ebene des EWR gering oder der Anteil des Unternehmens am relevanten Markt unbedeutend ist, müssen diese Maßnahmen durchgeführt werden, damit das Beihilfeelement des Umstrukturierungsplans mit dem Gemeinsamen Markt vereinbar ist. Sie müssen eine Beschränkung der Präsenz des Unternehmens auf dem Markt bewirken und in einem angemessenen Verhältnis zu den durch die Beihilfe verursachten Verfälschungen stehen. Eine Lockerung der geforderten Maßnahmen kann in Erwägung gezogen werden, wenn die Gefahr besteht, dass diese zu einer offenkundigen Verschlechterung der Marktstruktur führen.

(370) Form und Umfang der erforderlichen Ausgleichsmaßnahmen hängen von der Kapazitätslage ab. Bestehen auf dem Markt strukturelle Überkapazitäten, müssen die Ausgleichsmaßnahmen die Form eines endgültigen Kapazitätsabbaus annehmen. Bestehen keine strukturellen Überkapazitäten, könnten Ausgleichsmaßnahmen dennoch erforderlich sein, können aber andere Formen als den endgültigen Kapazitätsabbau annehmen.

i) Der relevante Markt

(371) Nach Fußnote 20 der Leitlinien umfasst der räumlich relevante Markt grundsätzlich den EWR bzw. einen bedeutenden Teil davon, wenn sich die Wettbewerbsbedingungen in einem Gebiet von anderen Gebieten des EWR hinreichend unterscheiden.

(372) Strom wird zwischen Mitgliedstaaten seit langem gehandelt, insbesondere seit dem Inkrafttreten der Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

(373) Der Stromhandel zwischen den Mitgliedstaaten ist jedoch wegen mangelnder Verbundkapazität materiell eingeschränkt. Diese Beschränkungen sind besonders ausgeprägt, wo geografische Hindernisse den Ausbau der Verbindungskapazität zusätzlich erschweren.

(374) Im Rahmen der Politik zum Ausbau der transeuropäischen Netze hat die Kommission eine Liste von Engpässen im Strombinnenmarkt aufgestellt. Anhang 1 zur Entscheidung Nr. 1229/2003/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über eine Reihe von Leitlinien betreffend die transeuropäischen Netze im Energiebereich und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1254/96/EG [54] zeigt, dass das Vereinigte Königreich zu den Regionen zählt, die unzureichend mit dem Gesamtnetz verbunden sind, so dass der Binnenmarkt nicht als Einheit funktionieren kann.

(375) Neben der Isolierung vom Gesamtnetz der Gemeinschaft ist der Strommarkt des Vereinigten Königreichs durch ein eigenes Handelssystem geprägt. Dieses „NETA" genannte System (New Electricity Trading Arrangements) beruht im Gegensatz zu den klassischen Poolmärkten im Wesentlichen auf bilateralen Verträgen zwischen Erzeugern, Lieferanten und Kunden. Die Wettbewerbsbedingungen von NETA unterscheiden sich erheblich von denen eines Poolmarkts, was sich in der Tatsache niederschlägt, dass der Übergang von einer Poolstruktur zu NETA im Jahr 2001 zu einem starken Rückgang der Großhandelsstrompreise führte.

(376) Derzeit besteht NETA nur in England und Wales. Der schottische Markt ist jedoch durch die Indexierung an die Strompreise in England und Wales eng mit NETA verbunden. Überdies soll NETA bald auf Schottland ausgeweitet werden. Daraus soll im Jahr 2005 ein britischer Markt entstehen. Schottland wird jedoch nur einen kleinen Teil dieses Markts ausmachen, da seine Stromerzeugungskapazität nur gut 10 % der Kapazität von England und Wales entspricht.

(377) Der nordirische Strommarkt wird in absehbarer Zeit nicht an den britischen Markt angebunden. Die Stromverbindungen zwischen Großbritannien und Nordirland sind derzeit schwach (die nominale Leistung beträgt 0,5 GW, was weniger als 1 % der Stromerzeugungskapazität von Großbritannien entspricht). Die Wettbewerbsbedingungen in Nordirland werden sich daher auch in Zukunft von denen in Großbritannien sehr unterscheiden.

[54] ABl. L 176 vom 15.7.2003, S. 11.

(378) Da BE nur in Großbritannien tätig ist, geht die Kommission davon aus, dass der räumlich relevante Markt für diese Entscheidung der Markt von Großbritannien ist ([55]).

(379) Nach den Angaben der britischen Behörden betrug die Stromerzeugungskapazität in den 15 Mitgliedstaaten zum Zeitpunkt der Anmeldung des Umstrukturierungsplans 565 GW. Die registrierte Stromerzeugungskapazität in Großbritannien macht etwa 10 % dieses Werts aus. Der Markt des Vereinigten Königreichs, von dem 95 % auf Großbritannien entfallen, ist einer der größten im EWR nach Deutschland und Frankreich. Dieser Markt kann daher auf Gemeinschafts- und EWR-Ebene nicht als unbedeutend angesehen werden.

(380) Die Kapazität von BE entspricht ca. 14 % der Kapazität in England und Wales und ca. 24 % in Schottland. Folglich kann der Anteil von BE an dem relevanten Markt ebenfalls nicht als unbedeutend angesehen werden.

(381) Schließlich gibt es neben BE viele andere Teilnehmer an dem relevanten Markt: BNFL, EDF-Energy, Innogy, Scottish and Southern Electricity, Scottish Power und Powergen, um nur einige der größeren Erzeuger zu nennen. Sollte BE aus dem Markt gehen, würde der relevante Markt weder zu einem Monopol noch zu einem engen Oligopol werden.

(382) Diese Ergebnisse bestätigen die erste Marktanalyse der Kommission im Beschluss zur Einleitung des Verfahrens. Von dritter Seite wurden diese ersten Ergebnisse nicht in Frage gestellt.

ii) Kapazitätslage auf dem Markt

Im Hinblick auf die Entwicklung der Strompreise

(383) In ihrem Beschluss zur Einleitung des Verfahrens hat die Kommission deutlich gemacht, dass eine Würdigung der Kapazitätslage auf einem Strommarkt den materiellen Besonderheiten von Strom und der enormen Störung, die Stromausfälle sowohl für die Wirtschaft als auch für den Alltag der Bürger bewirken, Rechnung tragen sollte. Bei der Beurteilung einer strukturellen Überkapazität ist daher eine ausreichende Kapazitätsspanne vorzusehen, um die Nachfragespitzen unter vorhersehbaren Bedingungen decken zu können.

(384) Die Kommission stellte fest, dass die Kapazitätsspanne auf dem relevanten Markt im internationalen Vergleich und im Vergleich zur Vergangenheit nicht besonders hoch war. Sie räumte jedoch ein, dass Spielraum für eine geringe Senkung der Kapazitätsspanne im Vergleich zu einigen Mitgliedstaaten oder zu den Werten im Vereinigten Königreich der Jahre 1995 und 1996 bestanden haben mag.

(385) Die Bemerkungen Dritter zum Vorhandensein einer strukturellen Überkapazität konzentrierten sich auf die Preisentwicklung und die Einschätzung der vorhandenen Kapazitätsspanne in Großbritannien.

(386) Von dritter Seite wurde ein Zusammenhang zwischen der Entwicklung der Strompreise und dem Vorhandensein einer strukturellen Überkapazität im Markt vermutet. Demnach spiele der Preis auf einem wettbewerbsintensiven Markt wie NETA die Rolle eines Signals für den Bedarf an zusätzlicher Kapazität. Wenn neue Kapazität zu einem Zeitpunkt in der Zukunft benötigt wird, würde der für diesen Zeitraum erwartete Mangel einen Anstieg der entsprechenden Terminpreise auslösen. Die Preise würden eine Höhe erreichen, die die Deckung der Kosten für den Bau neuer Kraftwerke ermöglicht, was einen Neueinstieg in den Markt bewirken würde.

(387) Bisher seien die Preise zwar in jüngster Zeit gestiegen, hätten aber nach Meinung einiger Dritter noch nicht das Niveau erreicht, das erforderlich wäre, um einen Neuzugang auszulösen. Dies zeige, dass es Überkapazität auf dem Markt gibt.

(388) Die Kommission räumt ein, dass es einen Zusammenhang zwischen den Preisen und der Kapazitätslage auf einem Markt gibt. Strommärkte wie NETA sind jedoch zu kompliziert, um allein aus Preisbeobachtungen auf das Vorhandensein einer strukturellen Überkapazität schließen zu können.

(389) Erstens unterscheidet sich NETA von den um einen Pool organisierten Märkten durch das Fehlen eines Abrechnungspreises. NETA beruht auf bilateralen Verträgen, die sehr unterschiedliche Formen annehmen können und nicht immer sehr transparente Preisfeststellungsmechanismen ergeben. Strombörsen wie UKPX sind transparenter, haben aber keinen ausreichenden Marktanteil, um endgültige Schlussfolgerungen zuzulassen. Außerdem konzentrieren sie sich auf kurzfristige Geschäfte und sind daher von begrenztem Nutzen für die Ermittlung zukünftiger Entwicklungen. Man muss sich daher auf Preisindizes von unabhängigen Quellen wie Heren oder Argus verlassen. Diese Preisindizes haben ebenfalls ihre Grenzen, da sie nur den Großhandelsmarkt widerspiegeln, der etwa zwei Drittel des gehandelten Stroms ausmacht, weshalb sie nur einen extremen Strommangel erfassen könnten.

([55]) Entsprechend der Schlussfolgerung der Kommission in Fusionsfällen, in denen davon ausgegangen wurde, dass der räumliche Markt national ist.

(390) Zweitens beruhten die Erwägungen in Erwägungsgrund 389 auf der Annahme, dass Terminpreise die zukünftige Marktlage getreu wiedergeben. Nach Ansicht der Kommission könnte dies nicht immer der Fall sein. Diese Preise entsprechen einer komplizierteren Situation und stützen sich vor allem darauf, wie die Käufer und Verkäufer ihre zukünftige Lage einschätzen. Dies bedeutet, dass sie auf Erwartungen für den zukünftigen Markt basieren, die weit von der Realität entfernt sein können, da sowohl Nachfrage als auch Angebot auf diesem Markt Schwankungen unterliegen. Mit anderen Worten, Terminpreise entsprechen weniger dem Gleichgewicht von Nachfrage und Angebot in der Zukunft, sondern vielmehr dem, was die aktuellen Marktteilnehmer als Gleichgewicht erwarten. Neben der Brennstoffpreisfluktuation ist dies einer der Gründe, warum Terminpreise selbst für eine bestimmte Zeitspanne in der Zukunft stark schwanken können.

(391) Auch wenn man annimmt, dass die festgestellten Preise richtig seien und Angebot und Nachfrage getreu widerspiegeln, gibt es drittens eine logische Lücke zwischen der Schlussfolgerung, dass die Preise nicht die volle Deckung der Kosten von Marktneuzugängen ermöglichen, und der Schlussfolgerung, dass es nicht nur eine Überkapazität, sondern sogar eine strukturelle Überkapazität auf dem Markt gibt.

(392) Die Kommission ist daher der Auffassung, dass die Beobachtung der Preise allein kein hinreichend zuverlässiger Indikator ist, um zu ermitteln, ob es auf einem Strommarkt wie NETA eine strukturelle Überkapazität gibt.

(393) Es ist jedoch festzustellen, dass die Winterterminpreise seit der Zeit, als BE in Schwierigkeiten geraten ist, stark gestiegen sind. Verschiedene Preisfeststellungsagenturen haben Werte von über 20 GBP/MWh Wintergrundlastpreis für die nächsten Jahre gemeldet, wobei auch Werte von 27 GBP/MWh ([56]) erreicht werden. Diese steigende Tendenz ist offenbar dauerhaft und nachhaltig. Die Kostenansätze für neue Marktteilnehmer schwanken zwischen 20 GBP/MWh und 25 GBP/MWh ([57]).

([56]) Im Juli 2003 meldete Argus einen Grundlastvertrag über 20,96 GBP/MWh für Winter 2003/2004. Am 7. August 2003 meldete UKPX Grundlastterminkontrakte für den gleichen Zeitraum von 22,55 GBP/MWh. Am gleichen Tag meldete UKPX einen Grundlastterminkontrakt für Sommer 2006 von 20,50 GBP/MWh und einen Abrechnungspreis für Winter 2006 von 27,15 GBP/MWh. *Quelle*: Argus und UKPX, zitiert im Bericht von Frontier Economics „Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain", August 2003, der Stellungnahme von BE beigefügt.

([57]) Bericht von PowerInk „Survey of the markets served by British Energy", März 2003, der Anmeldung beigefügt; nennt einen Preis für beste neue Marktteilnehmer zwischen 20 und 25 GBP/MWh. Frühere Entscheidungen in diesem Wirtschaftszweig stützten sich auf geschätzte Kosten für neue Marktteilnehmer von 35,5 EUR/MWh (ca. 23,7 GBP/MWh). Siehe beispielsweise die Entscheidung der Kommission in der Rechtssache N 133/01 — „Stranded costs" in Griechenland (ABl. C 9 vom 15.1.2003, S. 6).

Im Hinblick auf die Kapazitätsspanne

(394) Nach Ansicht der Kommission ist das Vorhandensein einer Überkapazität leichter zu ermitteln, wenn man die physischen Werte der installierten Kapazität und der Spitzennachfrage zugrunde legt. Die Spanne, um die die installierte Kapazität die durchschnittliche Kältewellenspitzennachfrage ([58]) überschreitet, wird als die Kapazitätsspanne des Systems bezeichnet. Wenn man feststellen will, ob auf dem Markt eine strukturelle Überkapazität vorhanden ist, muss man deshalb ermitteln, ob die aktuelle und die voraussichtliche Kapazitätsspanne angemessen sind.

(395) Offensichtlich ist es sehr schwierig, eine verbindliche quantitative Norm für eine angemessene Kapazitätsspanne festzulegen. Diese Norm müsste von einer Reihe von Parametern abhängen, die von Netz zu Netz unterschiedlich sind. Sie wäre auch stark von dem Maß an zu erreichender Versorgungssicherheit beeinflusst, was wiederum an weniger objektive Begriffe wie den psychologischen Auswirkungen einer bestimmten Zeit ohne Strom in einer Region geknüpft wäre.

(396) Selbst wenn alle materiellen und psychologischen Faktoren unter Kontrolle sind, hängt die erforderliche Kapazitätsspanne außerdem sehr von der jeweiligen Marktstruktur ab. Während einige Sachverständige der Ansicht sind, dass liberalisiertere Märkte eine geringere Kapazitätsspanne benötigen als stark regulierte zentralisierte Märkte, räumen die meisten jedoch ein, dass es wegen mangelnder historischer Daten derzeit nicht möglich ist, diese Wirkung zahlenmäßig zu bestimmen.

(397) In den Bemerkungen Dritter werden unterschiedliche Auffassungen vertreten, welche Kapazitätsspanne für Großbritannien angemessen sein sollte. In den meisten Bemerkungen werden Zahlen der Siebenjahresberichte des Netzbetreibers für England und Wales NGTransco zitiert, wonach eine Kapazitätsspanne von 20 % als nominaler Bezugssatz für Planungszwecke dienen sollte. NGTransco hält jedoch für die Echtzeitverwaltung des Systems eine geringere Kapazitätsspanne für möglich und nennt hierzu einen Wert von 10 %.

([58]) Die durchschnittliche Kältewellenspitzennachfrage entspricht der Winterspitzennachfrage, bei der eine 50 %ige Chance der Überschreitung allein aus Wettergründen besteht. Diese Definition wird von National Grid Transco, dem Netzbetreiber für England und Wales verwendet.

(398) Drax und Greenpeace haben einen Wert von 10 % als Bezugssatz für eine angemessene Kapazitätsspanne zur Ermittlung des Vorhandenseins einer strukturellen Überkapazität vorgeschlagen. Andere Organisationen zogen es vor, bei einem Bezugssatz von 20 % zu bleiben, darunter auch Institute, bei denen Greenpeace Studien zu diesem Thema in Auftrag gegeben hat ([59]).

(399) In seiner eigenen Stellungnahme hat NGTransco wie folgt deutlich gemacht, welcher der beiden Werte bei der Beurteilung des Vorhandenseins einer strukturellen Überkapazität verwendet werden sollte: „Als Systembetreiber für England und Wales sind wir der Ansicht, dass eine Kapazitätsspanne von unter 20 % nicht als Überkapazität auf dem Markt von England und Wales angesehen werden kann."

(400) Die Kommission ist daher der Ansicht, dass ein Bezugssatz von 20 % für die Bewertung der Kapazitätslage auf dem Markt von England und Wales der geeignete Satz ist. Der schottische Markt wird zwar bald mit dem Markt von England und Wales vereint, ist aber physisch noch weitgehend getrennt. Die 2 200 MW-Verbindung zwischen beiden Regionen ist für einen flexiblen Einsatz zu klein, um einen Stromüberschuss oder -mangel zwischen den Regionen auszugleichen. In der Praxis wird sie fast immer für die Lieferung von Strom von Schottland nach England und Wales genutzt. Wegen dieser erheblichen Beschränkung sollte nach Auffassung der Kommission der Satz von 20 % bei der Bewertung der Gesamtzahlen für Großbritannien erhöht werden.

England und Wales

(401) Der Markt von England und Wales ist der bei weitem größte Teil des Markts von Großbritannien. Auf diesen Teil beziehen sich auch die meisten wirtschaftlichen Daten, und die Preise in Schottland werden entsprechend den Daten für England und Wales festgelegt. Der größte Teil der Bemerkungen von Dritten konzentriert sich auch auf England und Wales. Die Kommission hat daher ihre Untersuchung des Markts mit diesem Teil begonnen.

(402) Bisher wurde die Verbindungsleitung zwischen beiden Marktteilen fast nur für den Export von Schottland nach England und Wales genutzt. NGTransco betrachtet die Kapazität dieser Verbindung als Stromquelle für England und Wales, während Scottish Power, der schottische Betreiber, der für den Teil von Schottland zuständig ist, der eine Grenze mit England hat, diese als Exportmöglichkeit ansieht. Entsprechend den Erfahrungen und den Aussagen der lokalen Betreiber wird die Kommission nunmehr davon ausgehen, dass die Kapazität dieser Verbindungsleitung England und Wales zuzurechnen ist.

(403) NGTransco ist der einzige Netzbetreiber für England und Wales. Die Kommission hat ihre Untersuchung der Kapazitätslage dieses Markts auf die Vorausschätzungen von NGTransco gestützt, die im Siebenjahresbericht des Unternehmens regelmäßig veröffentlicht werden.

(404) Seit der Einleitung des Verfahrens hat NGTransco seine Vorausschätzung für die Kapazitätsspanne auf dem Markt von England und Wales geändert. Eine neue Vorausschätzung wurde der Kommission mit der Stellungnahme von NGTransco vorgelegt, eine neuere Fassung von NGTransco in seinem Siebenjahresbericht von 2004 veröffentlicht ([60]).

(405) Die Kommission hat diese neuere Fassung für ihre Untersuchung verwendet, die auf der gleichen Grundannahme, insbesondere der Datengrundlage wie die Vorausschätzung beruht, die von NGTransco in seiner Stellungnahme als maßgeblich bezeichnet worden war. Lediglich die Datengrundlage zur Marktentwicklung ist aktueller.

(406) Die Vorausschätzung sieht drei Szenarien vor. Das optimistischste Szenario („SYS") geht davon aus, dass die verfügbare Stromerzeugung den unterzeichneten Einspeisungsverträgen entsprechen wird. Das pessimistischste Szenario („vorhandene oder im Bau befindliche Anlagen") geht davon aus, dass keine Kraftwerke außer den vorhandenen und derzeit im Bau befindlichen verfügbar sein werden. Das mittlere Szenario („erteilte Baugenehmigungen") geht davon aus, dass die vorhandenen, die bereits im Bau befindlichen und die Kraftwerke verfügbar sein werden, für die Baugenehmigungen nach dem Electricity Act und dem Energy Act bereits erteilt wurden.

(407) In der nachstehenden Tabelle werden die Vorausschätzungen der drei Szenarien zusammengefasst.

([59]) 20 % im Bericht „The Closure of British Energy's UK Nuclear Power Plants" von John H. Large von Large & Associates, April 2003, der der Stellungnahme von Greenpeace beigefügt ist. 20 % im Bericht „The closure of British Energy's UK nuclear power stations" von ILEX Energy Consulting, September 2002, der der Stellungnahme von Greenpeace beigefügt ist.

([60]) Der Bericht ist im Internet unter folgender Adresse veröffentlicht: http://www.nationalgrid.com/uk/library/documents/sys_04/default.asp?action=&sNode=SYS&Exp=Y.

Tabelle 10

2004 NGTransco-Kapazitätsspannenszenarien für England und Wales

Szenario	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
SYS	22	21	23,1	26,8	24,5	25,6	22,5
Erteilte Baugenehmigungen	22	21,1	22,8	24,3	21,6	22,5	19,1
Vorhandene und im Bau befindliche Anlagen	22	21,1	18,7	17,1	14,5	12,8	9,5

Hinweis: Die Kapazitätsspanne entspricht der Spanne jenseits der ACS-Spitzennachfrage. Es wurde davon ausgegangen, dass die Verbindungen nach Frankreich und Schottland vollständig für die Einfuhr genutzt werden.

(408) Die drei Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen in ihren Aussagen zu den letzten Jahren, was keine Überraschung ist, da die zugrunde liegenden Annahmen Unterschiede vor allem für die Zukunft ausmachen. Diese Jahre sind jedoch nicht ebenso maßgeblich für die Beurteilung des Vorhandenseins einer gegenwärtigen strukturellen Überkapazität auf dem Markt.

(409) Für die nächsten drei Jahre sehen alle drei Szenarien eine Kapazitätsspanne zwischen 18,7 % und 23,1 % bei einem Durchschnitt von ca. 21,5 % vor. Dieser Wert liegt leicht über dem Bezugssatz von 20 %. Der Unterschied zwischen 21,5 % und 20 % bei der ACS-Spitzennachfrage beträgt 1,5 % von 57 000 MW ([61]), entsprechend 855 MW. Dieser Wert ist kleiner als die Kapazität eines der Kernkraftwerke von British Energy. Dieses Ergebnis eines statistischen Durchschnitts ist nach Ansicht der Kommission nicht aussagekräftig genug, um eine strukturelle Überkapazität nachzuweisen.

(410) In den folgenden Jahren nehmen die Unterschiede zwischen den drei Szenarien zu, was es noch schwieriger macht, aussagekräftige Schlussfolgerungen zu ziehen. Der Durchschnitt schwankt in diesen Jahren zwischen den drei Szenarien zwischen 17,0 % und 22,7 %, wobei zwei Jahre bei ca. 20,2 % liegen. Dies lässt eine Tendenz erkennen, dass die Kapazitätsspanne bei 20 % bleibt, einschließlich einer gewissen Fehlerspanne.

([61]) 57 000 MW ist der Durchschnitt der vorausgeschätzten ACS-Spitzennachfrage für die drei betroffenen Jahre.

(411) Die Kommission schließt hieraus, dass es auf dem Strommarkt von England und Wales keine strukturelle Überkapazität gibt.

Großbritannien insgesamt

(412) Anders als in England und Wales gibt es in Schottland zwei Netzbetreiber: Scottish and Southern Electricity und Scottish Power. Diese beiden Betreiber veröffentlichen Vorausschätzungen für ihr jeweiliges Gebiet, die hinsichtlich der möglichen Szenarien für die Zukunft jedoch weniger detailliert sind als die von NGTransco. Die Kommission hat daher ihre Analyse für Schottland auf den aktuellen Stand konzentriert, wo der Bedarf an verschiedenen Szenarien geringer ist.

(413) Da keiner der beiden schottischen Netzbetreiber der Kommission im Rahmen dieses Verfahrens Bemerkungen vorgelegt hat, stützt sich die Prüfung auf öffentlich zugängliche Unterlagen. Für Scottish and Southern Electricity hat die Kommission die Angaben des Siebenjahresberichts aus dem Jahr 2003 verwendet ([62]). Für Scottish Power hat die Kommission die Angaben des Weiterleitungs-Siebenjahresberichts vom April 2003 verwendet ([63]).

(414) In der nachstehenden Tabelle werden die voraussichtliche Spitzennachfrage und die installierte Kapazität in den verschiedenen Versorgungsgebieten für 2004/2005 zusammengefasst.

([62]) Verfügbar unter http://www.scottish-southern.co.uk/popups/7yearstatement.asp/.

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

Tabelle 11

Kapazität und Nachfragevorausschätzungen für Großbritannien für 2004/2005

(in MW)

An das Netz von Scottish Power angeschlossene Kapazität	7 127
An das Netz von Scottish and Southern Electricity angeschlossene Kapazität	2 844
An das Netz von NGTransco angeschlossene Kapazität ohne Verbindungsleitungen	63 998
Verbindungskapazität zwischen Irland und Schottland	500
Verbindungskapazität zwischen Frankreich und England	2 000
Verfügbare Kapazität in Großbritannien	76 469
Spitzennachfrage im Gebiet von Scottish Power	4 269
Spitzennachfrage im Gebiet von Scottish and Southern Electricity	1 684
ACS Spitzennachfrage im Gebiet von NGTransco	55 900
Spitzennachfrage insgesamt ([64])	61 853

(415) Die Kapazitätsspanne für Großbritannien liegt somit bei 23,6 % ([65]). Dieser Wert ist höher als der in Erwägungsgrund 400 genannt Bezugssatz von 20 %, aber wie bereits ausgeführt, gilt der Satz von 20 % für ein flexibles Netz wie das in England und Wales und muss erhöht werden, um Engpässen im Netz Rechnung zu tragen. Außerdem wurden diese Zahlen auf der Annahme berechnet, dass die Verbindungsleitungen mit Nordirland und Frankreich vollständig für Einfuhren verfügbar sind, was nicht immer der Fall ist. Sollten diese Leitungen zur Zeit der ACS-Spitzennachfrage für die Ausfuhr verwendet werden, müsste ihre Kapazität von der verfügbaren Kapazität abgezogen und der Stromnachfrage hinzugerechnet werden, was die Kapazitätsspanne auf 15,5 % verringern würde.

(416) Die Kommission kommt folglich zu dem Ergebnis, dass auf dem britischen Markt keine statistisch erhebliche strukturelle Überkapazität besteht.

Schlussfolgerung

(417) Auf dem relevanten Markt gibt es damit keine strukturelle Überkapazität.

(418) Ausgleichsmaßnahmen in Form eines endgültigen Abbaus der Stromerzeugungskapazität sind somit nicht zwingend erforderlich.

iii) Auswirkungen der Beihilfe auf den Wettbewerb in dem relevanten Markt

(419) Da es auf dem relevanten Markt keine strukturelle Überkapazität gibt, muss die Kommission im Einzelfall prüfen, ob Ausgleichsmaßnahmen erforderlich sind und welche Form sie annehmen sollten. Diese Maßnahmen müssten den potenziellen wettbewerbsverfälschenden Auswirkungen der Beihilfe Rechnung tragen.

(420) Die britischen Behörden vertreten die Auffassung, dass das Beihilfepaket keine Auswirkungen auf den Wettbewerb habe. Nach ihrer Ansicht wird die wirtschaftliche Fähigkeit von Kraftwerken, Strom zu erzeugen, innerhalb von NETA durch ihre kurzfristigen Grenzkosten (Short Run Marginal Costs — „SRMC") bestimmt. Der Markt funktioniere so, als ob die Kraftwerke gemäß der niedrigsten bis zur höchsten SRMC-Rangfolge abgerufen würden, bis die kumulierte Kapazität die Nachfrage erreicht. Der Strompreis werde dann durch die kurzfristigen Grenzkosten des letzten abgerufenen Kraftwerks festgelegt, das auch als „Grenzkraftwerk" bezeichnet wird.

(421) Nach den britischen Behörden erfasst die Beihilfe ausschließlich Kernkraftwerke. Sie ändere die kurzfristigen Grenzkosten nicht in einem Maß, das den Rang in der SRMC-Rangfolge ändern würde. Außerdem seien die SRMC der Kernkraftwerke von BE so niedrig, dass sie immer unter denjenigen des Grenzkraftwerks lägen. Die Beihilfe hätte zu keinem Zeitpunkt einen Einfluss auf die Fähigkeit der Konkurrenten von BE, Strom zu erzeugen, und auch nicht auf den Preis, zu dem sie den erzeugten Strom verkaufen können. Es gäbe also keine Auswirkungen auf die Konkurrenten von BE.

(422) Die Argumente der britischen Behörden mögen auf einen perfekten Markt zutreffen, der auf einem einzigen völlig transparenten Auktionsprozess basiert. Wie in den Erwägungsgründen 389 und 390 erläutert, ist NETA jedoch kein solcher Markt.

([64]) Die ACS-Spitzennachfrage für jedes Gebiet kann geringfügig von der voraussichtlichen Spitzennachfrage abweichen, je nachdem, wie schlecht das Wetter im Vergleich zum ACS-Wetter ausfällt. Die tatsächliche ACS-Spitzennachfrage in Großbritannien kann auch geringfügig von der einfachen Summe der drei geografischen Werte abweichen. Eine genaue Berechnung würde eine Analyse der Beziehung zwischen der Nachfrage in den drei Gebieten erfordern, für die keine Daten vorliegen. Man kann jedoch annehmen, dass die Spitzen miteinander verbunden sind, da es keine wesentliche Zeitverzögerung zwischen den geografischen Gebieten gibt und in allen drei Regionen das gleiche Wetter vorherrscht.

([65]) 76 469 überschreitet 61 853 um 23,6 %.

(423) Nach Auffassung der Kommission kann die Beihilfe in vielfacher Hinsicht Auswirkungen auf die Konkurrenten von BE haben. Zwei davon könnten erhebliche Auswirkungen auf den Wettbewerb haben.

(424) Erstens besitzt BE nicht nur Kernkraftwerke, sondern auch das Kohlekraftwerk Eggborough, das allein so groß ist wie die Gesamtkapazität einiger Wettbewerber von BE.

(425) BE könnte die Beihilfe, die es für seine Kernkraftwerke erhält, zugunsten des Kraftwerks Eggborough einsetzen.

(426) Beispielsweise könnte dieses Geld verwendet werden, um Eggborough mit Rauchgasentschwefelungsanlagen auszurüsten und es an neue Umweltvorschriften anzupassen, was die Laufzeit des Kraftwerks erheblich verlängern würde.

(427) Außerdem könnte BE die Beihilfegelder auch dazu verwenden, mehr nichtnukleare Stromerzeugungskapazität zu erwerben.

(428) BE benötigt eine flexible Stromerzeugungsquelle, um die mangelnde Flexibilität seiner Kernkraftwerke zu kompensieren. Wenn die Beihilfe BE die Möglichkeit gibt, seine nichtnukleare Kapazität zu erweitern, erreicht es mehr direkten Zugang zur flexiblen Stromerzeugung und erweitert sein Vermögen, seinen Kunden bessere Angebote zu machen, während gleichzeitig die Notwendigkeit zurückgeht, flexible Stromerzeugungskapazität von Wettbewerbern zu erwerben.

(429) Zweitens ist NETA kein einheitlicher Markt. NETA umfasst ein Großhandelssegment, auf dem Erzeuger Strom an Lieferanten verkaufen, und den Direktverkauf an Unternehmen (Direct Sales to Business — „DSB"), bei dem Stromerzeuger direkt an Großkunden verkaufen.

(430) Die Stromerzeuger verkaufen Strom auf dem DSB-Markt in der Regel mit einem Aufschlag gegenüber dem Großhandelsmarkt ([66]). Es ist daher günstiger für einen Erzeuger, Strom auf dem DSB-Markt zu verkaufen.

(431) Bei der Prüfung der Auswirkungen der Beihilfe ist daher nicht nur die Gesamtmenge an Strom zu berücksichtigen, die von jedem Erzeuger verkauft wird, sondern auch die Verteilung der verkauften Menge auf den Großhandelsmarkt und den DSB-Markt.

(432) Ein Teil des Umstrukturierungsplans dient der Erhöhung des Anteils von BE am DSB-Markt. Um dies zu erreichen, wird das Unternehmen versuchen müssen, von den DSB-Kunden einen vergleichsweise niedrigen Aufschlag gegenüber den Großhandelsstrompreisen zu verlangen. BE wird ein konkurrenzfähiges Angebot teilweise oder vollständig über die Senkung der kurzfristigen Grenzkosten seiner Kernkraftwerke finanzieren können.

([66]) Dies kann auch für den Kunden von Vorteil sein, da es keinen Vermittler zwischen dem Erzeuger und dem Kunden gibt.

(433) Auch wenn die SRMC-Einstufung der Kraftwerke von BE gleich bleiben und keine Auswirkungen auf die Wettbewerber haben sollte, wird deren Neueinstufung BE die Möglichkeit geben, einen Teil seines Absatzes vom Großhandelsmarkt auf den DSB-Markt zu verlagern. Dies wird wiederum einen Teil der Produktion der Konkurrenten vom DSB-Markt auf den Großhandelsmarkt verlagern. Somit könnte die Beihilfe den Gewinn von BE erhöhen und den seiner Wettbewerber senken.

(434) Die Kommission ist daher der Ansicht, dass die Beihilfe erhebliche Auswirkungen auf die Konkurrenten von BE hat und dass Ausgleichsmaßnahmen erforderlich sind, um diese Auswirkungen zu mildern.

iv) Durchzuführende Ausgleichsmaßnahmen

(435) Bei den Ausgleichsmaßnahmen ist ein Gleichgewicht anzustreben zwischen der Notwendigkeit, die Auswirkungen der Beihilfe auf die Wettbewerber abzuschwächen, und dem Erfordernis, die Rentabilitätsaussichten des begünstigten Unternehmens zu wahren.

(436) Die Kommission ist daher der Ansicht, dass die Ausgleichsmaßnahmen auf die Beihilfemechanismen abzielen sollten, die für die Wettbewerber von BE abträglich sein könnten.

(437) Dies bedeutet, dass die Ausgleichsmaßnahmen verhindern sollten, dass BE die von der Regierung gewährte Beihilfe dafür verwendet, seine flexible Stromerzeugungskapazität übermäßig zu erhöhen oder seinen DSB-Marktanteil auszuweiten.

(438) In diesem Sinne hat die Kommission drei Ausgleichsmaßnahmen verlangt. Die britischen Behörden haben auf der Grundlage der von den Wettbewerbern von BE in ihren Stellungnahmen angeregten Maßnahmen die folgenden Ausgleichsmaßnahmen vorgeschlagen.

Ausgleichsmaßnahme Nr. 1

(439) Wie in Erwägungsgrund 437 erläutert, könnte die Beihilfe potenziell größere Auswirkungen auf die Wettbewerber von BE haben, wenn sie nicht wie beabsichtigt für die Kernkraftwerke von BE, sondern zur Ausweitung der nichtnuklearen Stromerzeugungskapazität von BE verwendet würde.

(440) Dies würde es BE erlauben, mit den Kraftwerken der Wettbewerber zu konkurrieren ([67]), und ihm einen besseren Zugang zur flexiblen Stromerzeugung als bisher verschaffen, wodurch BE weniger Flexibilität von außen erwerben müsste.

([67]) Mit Ausnahme von BNFL betreibt keiner der Konkurrenten von BE Kernkraftwerke in Großbritannien.

(441) Um dies zu vermeiden, sollten die verschiedenen Geschäftsbereiche von BE in getrennte rechtliche Einheiten mit getrennter Buchführung aufgeteilt werden.

(442) Hierzu sollte die Struktur von BE so geändert werden, dass die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken, die nichtnukleare Stromerzeugung, der Verkauf auf dem Großhandelsmarkt und der DSB-Verkauf in getrennte Tochterunternehmen aufgeteilt werden. Die Beihilfe sollte ausschließlich für die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken gewährt werden.

(443) Quersubventionen zwischen den verschiedenen Tochterunternehmen sind zu untersagen.

(444) Dieses Verbot sollte so weit wie möglich über die Zulassungsregelung der Unternehmen umgesetzt und durch die britische Regulierungsbehörde OFGEM kontrolliert werden. Die Kommission erkennt an, dass die Lizenzen nicht nach Belieben von OFGEM geändert werden können, das verpflichtet ist, Dritte zu solchen Änderungen anzuhören und den eingegangenen Stellungnahmen Rechnung zu tragen.

(445) Sollte es nicht möglich sein, dass OFGEM eine der Zulassungen von BE so ändert, dass Quersubventionen untersagt sind, hätte die britische Regierung der Kommission eine unbefristete Zusage gleicher Wirkung zu geben. Um zu gewährleisten, dass die Geschäfte zwischen den Tochterunternehmen keine Quersubventionen enthalten, hätten die britischen Behörden der Kommission einen Jahresbericht vorzulegen, aus dem hervorgeht, dass keine Quersubventionierung stattgefunden hat. Der Bericht sollte sich auf ein Gutachten unabhängiger Buchprüfer stützen.

(446) Die britischen Behörden haben sich verpflichtet, diese Ausgleichsmaßnahme durchzuführen.

Ausgleichsmaßnahme Nr. 2

(447) Die Ausgleichsmaßnahme Nr. 1 sollte im Prinzip ausreichen, um zu gewährleisten, dass BE die Beihilfe, die es für seine Kernkraftwerke erhält, nicht verwendet, um seine nichtnuklearen Kraftwerke zu erneuern oder zu erweitern.

(448) Angesichts der Komplexität der Stromversorgungswirtschaft und des sehr breiten Spektrums der durch NETA zulässigen Beziehungen zwischen den verschiedenen Wirtschaftsteilnehmern ist es nach Auffassung der Kommission nötig, andere, spezifischere Maßnahmen vorzuschreiben, um zu gewährleisten, dass BE die Beihilfen, die es für seine Kernkraftwerke erhält, nicht in anderen Geschäftsbereichen verwendet.

(449) Die Kapazitätslage auf dem Markt lässt es zwar als wirtschaftlich nicht sinnvoll erscheinen, von BE einen Kapazitätsabbau zu verlangen, BE sollte nach Ansicht der Kommission jedoch dazu verpflichtet werden, den Umfang seiner Tätigkeit nicht auszuweiten.

(450) Hierzu sollten BE eine Reihe von Verpflichtungen hinsichtlich einer möglichen Expansion in den Bereichen der Stromerzeugung auferlegt werden, in denen seine Wettbewerber aktiv sind.

(451) Zu diesem Zweck sollte eine bestimmte Art von Kapazität bestimmt werden („beschränkte Kapazität“), die aus Folgendem zusammengesetzt ist:

a) der operationellen Kapazität der mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerke im Europäischen Wirtschaftsraum

und

b) der operationellen Kapazität von Wasserkraftgroßanlagen ([68]) im Vereinigten Königreich.

(452) BE sollte es für einen Zeitraum von sechs Jahren ab dem Datum dieser Entscheidung untersagt sein, beschränkte Kapazität von mehr als 2 020 MW zu besitzen oder zu kontrollieren, was der Kapazität seiner vorhandenen Kraftwerke Eggborough (1 970 MW) und District Energy (50 MW) entspricht.

(453) Die Notwendigkeit, eine Erweiterung der mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerkskapazität von BE zu untersagen, wurde in Erwägungsgrund 437 erläutert. Die Kommission hält es für nötig, das Verbot auf große Wasserkraftwerke auszudehnen, um zu verhindern, dass BE vorhandene große Wasserkraftwerke insbesondere in Schottland erwirbt.

(454) Das Verbot sollte sechs Jahre gelten, was mehr oder weniger der doppelten Bauzeit einer Kombizyklus-Gasturbinenanlage entspricht.

(455) Das Ziel des Verbots besteht darin zu verhindern, dass BE mehr Flexibilität erwirbt, als es derzeit mit seinem Eggborough-Kraftwerk hat, was ausreichen sollte, um die Rentabilität zu gewährleisten.

(456) Der Kommission ist bekannt, dass das Bankenkonsortium, das die Finanzierung für das Eggborough-Projekt bereitgestellt hat, die Option behält, Eggborough von BE zu erwerben. Falls die Banken beschließen sollten, diese Option auszuüben, würde BE seine einzige Flexibilitätsquelle verlieren, die nach Ansicht der Kommission für den Erfolg des Umstrukturierungsplans erforderlich ist. In diesem Fall sollte BE die Möglichkeit haben, einen Ersatz für Eggborough vorzubereiten, sobald es von der Absicht der Banken erfährt, ihre Option auszuüben.

([68]) Im Sinne der Verordnung über die Verpflichtung zur Abnahme von Energie aus erneuerbaren Energiequellen aus dem Jahr 2002.

(457) Aus diesem Grund sollte eine Ausnahme von dem Verbot für den Fall vorgesehen werden, dass die Banken ihre Option wahrnehmen, um BE zu gestatten, eine Flexibilitätsquelle als Ersatz für Eggborough zu erwerben, und für den Fall, dass Eggborough aus einem von BE nicht zu verantwortenden Grund endgültig wegfallen sollte. Dies sollte jedoch nicht dazu führen, dass BE mehr Flexibilitätskapazität als bisher erwerben oder die Ersatzkapazität verwenden kann, um während einer möglichen Überschneidungszeit zwischen dem Bauende und der Veräußerung von Eggborough Gewinne zu erzielen.

(458) BE sollte daher die Möglichkeit haben, während des Zeitraums zwischen dem Datum, an dem es die Mitteilung der Banken erhält, und dem Zeitpunkt, an dem die Kapazität von Eggborough ihm nicht mehr zu Verfügung steht, oder dem Ende des in Erwägungsgrund 452 genannten Sechsjahreszeitraums, wenn dieses Ende früher ist als der Zeitpunkt, an dem die Kapazität von Eggborough BE nicht mehr zur Verfügung steht, mehr als 2 020 MW beschränkter Kapazität zu besitzen oder zu kontrollieren, sofern es die 2 020 MW überschreitende beschränkte Kapazität nicht betreibt, oder sich jeglicher operationellen Kontrolle und Beteiligung an dieser zusätzlichen beschränkten Kapazität enthält.

(459) Von dem Zeitpunkt, an dem Eggborough wegfällt, sei es wie in Erwägungsgrund 458 ausgeführt oder als Folge höherer Gewalt oder eines nicht reparierbaren Versagens, sollte BE die Möglichkeit haben, bis zu 2 222 MW beschränkter Kapazität zu besitzen oder zu kontrollieren, sofern es diese beschränkte Kapazität dem Netzbetreiber bis zum Ende des in Erwägungsgrund 452 genannten Sechsjahreszeitraums in Höhe von 2 020 MW meldet und nicht mehr als die angemeldete Kapazität betreibt. Durch diese Regelung wird BE mehr Flexibilität beim Ersatz von Eggborough eingeräumt, ohne das Verbot in der Praxis zu lockern.

(460) Neben den Bestimmungen zur beschränkten Kapazität in Erwägungsgrund 451, und um der Forderung der Leitlinien zu entsprechen, dass die Begünstigten die Beihilfe nicht für die Ausweitung ihres Marktanteils verwenden dürfen, sollte es BE auch untersagt sein, ohne vorherige Genehmigung durch die Kommission für sechs Jahre nach dem Erlass dieser Entscheidung im Europäischen Wirtschaftsraum mehr nukleare Erzeugungsanlagen als bisher zu besitzen.

(461) Die britischen Behörden haben sich verpflichtet, diese Ausgleichsmaßnahme umzusetzen.

Ausgleichsmaßnahme Nr. 3

(462) Wie in Erwägungsgrund 437 ausgeführt, würde ein Missbrauch der Beihilfe auch dann vorliegen, wenn sie von BE verwendet würde, um seinen Anteil am gewinnträchtigeren DSB-Markt zu erhöhen, aber nicht zur Deckung seiner Aufwendungen für Kernkraftwerke.

(463) Die Sensibilität eines potenziellen Missbrauchs wird durch die Bemerkungen erhellt, die der Kommission von einem Dritten, der anonym zu bleiben wünscht, geäußert wurden ([69]). Demnach könnte es, selbst wenn BE keine deutlich unter dem Marktniveau liegenden Preise anbieten sollte, allein der Glaube, dass es dank der Beihilfe dazu in der Lage wäre, für die Wettbewerber von BE nachteilig sein, da deren Kunden von falschen Annahmen ausgehen könnten.

(464) Die Kommission hält es daher für nötig, die durch die Ausgleichsmaßnahme Nr. 1 gebotene Gewähr durch eine zielgerichtetere Ausgleichsmaßnahme zu ergänzen, die auf das Verhalten von BE auf dem DSB-Markt abzielt. BE sollte dazu verpflichtet werden, sich auf diesem Markt nicht anders als seine Wettbewerber zu verhalten.

(465) Um dies zu gewährleisten, sollte es BE verboten sein, auf dem DSB-Markt Preise unterhalb des vorherrschenden Großhandelsmarktpreises anzubieten. Die Dauer dieser Maßnahme sollte wie im Fall der Ausgleichsmaßnahme Nr. 2 sechs Jahre betragen.

(466) Die Einhaltung des Verbots durch BE ist von einem unabhängigen Organ zu überwachen, das von den britischen Behörden im Rahmen eines transparenten Ausschreibungsverfahrens auszuwählen ist. Das unabhängige Organ hat der Kommission jährlich Bericht zu erstatten.

(467) In der Vergangenheit haben die DSB-Marktpreise immer die Entwicklung der Großhandelsmarktpreise mit einem Aufschlag nachvollzogen. Dieses Verbot wird sicherstellen, dass sich BE nicht anders verhält als seine Wettbewerber.

(468) NETA besteht erst seit drei Jahren. Es ist nicht auszuschließen, dass in den kommenden sechs Jahren sich das Verhältnis zwischen dem DSB-Markt und dem Großhandelsmarkt anders entwickelt als bisher. Man könnte sich beispielsweise vorstellen, dass der Großhandelsmarkt für einige Zeit illiquide wird, was zu ungewöhnlich hohen Preisen auf diesem Markt führen würde. Um ihre Kunden nicht zu verlieren, könnten die Stromerzeuger in einem solchen Fall auf dem DSB-Markt Preise anbieten, die geringfügig unter dem Großhandelsmarktpreis liegen. Wenn BE dann nicht in der Lage wäre, entsprechend zu reagieren, würde es wahrscheinlich seinen Kundenstamm auf dem DSB-Markt verlieren, was das Umstrukturierungsziel gefährden würde.

(469) Es ist daher nötig, BE eine gewisse Flexibilität einzuräumen, um einem solchen Ausnahmefall Rechnung zu tragen. Der Spielraum sollte jedoch sehr begrenzt, nach objektiven Kriterien festgelegt sein und sorgfältig kontrolliert werden, um jeglichen Missbrauch zu vermeiden. Die Kriterien für die Nutzung der Flexibilität sollten zuvor getestet werden, um einen Missbrauch zu vermeiden.

([69]) Siehe Erwägungsgrund 186.

(470) Da über die Preise auf dem DSB-Markt wesentlich unzuverlässigere Angaben als über die Großhandelsmarktpreise bekannt werden, ist es sehr schwer, in einer DSB-Vertragsrunde zu wissen, ob die DSB-Marktpreise unter dem Großhandelsmarktpreis angeboten werden. Deshalb kann man sich bei den in Erwägungsgrund 469 genannten Kriterien nicht direkt auf die Überprüfung der Frage stützen, ob die Wettbewerber DSB-Preise unter den Großhandelspreisen anbieten. Vielmehr müsste sich diese Überprüfung auf indirekte Indikatoren stützen, die BE kurzfristig zugänglich sind und darauf hindeuten könnten, dass der Großhandelsmarkt illiquide geworden ist und dass die Festlegung der Preise für den DSB-Markt in Höhe des Großhandelsmarktpreises oder darüber wirtschaftlich nicht mehr vertretbar wäre.

(471) Folgende Tests sind durchzuführen:

a) In einem Zeitraum von […], (der nicht mehr als […] vor dem Datum endet, an dem sich BE auf außergewöhnliche Marktverhältnisse beruft) haben […] der vorhandenen nicht privaten Endabnehmer von BE, denen BE Lieferangebote zu Bedingungen unterbreitet hat, bei denen die Spanne des Energielieferelements ihres Vertrags den vorherrschenden Großhandelspreis um […] übersteigt, das Angebot von BE abgelehnt.

b) Die auf dem Großhandelsstrommarkt während eines […] Zeitraums gehandelten Mengen sind auf weniger als […] des Durchschnitts der gehandelten Mengen in der gleichen Zeit der letzten […], für die Daten verfügbar sind, gefallen.

c) BE bietet an, mindestens […] Strom auf dem Großhandelsmarkt zu liefern […], und diese Menge wurde nicht innerhalb von […] Stunden verkauft.

(472) Das unabhängige Organ, das die Einhaltung des Verbots durch BE kontrolliert, hat ebenfalls zu prüfen, ob die Tests a, b und c erfüllt sind und ob dies BE bekannt ist. Wenn dies der Fall ist, sollte BE berechtigt sein, seine Preise auf dem DSB-Markt […] ab dem Bescheid des unabhängigen Organs unterhalb des Großhandelsmarktpreises festzusetzen. Diese Frist kann durch das unabhängige Organ verlängert werden, wenn außerordentliche Marktbedingungen fortbestehen. Während der […] sollte BE gutgläubig handeln und Abschläge in ähnlicher Höhe wie seine Wettbewerber anbieten. Das unabhängige Organ hat im Nachhinein zu prüfen, ob BE dieses Kriterium eingehalten hat, wenn die […] abgelaufen ist.

(473) Im Interesse der Transparenz hat das unabhängige Organ am Ende der Vertragsrunden in einer Erklärung zu bestätigen, ob die außerordentlichen Marktumstände tatsächlich eingetreten sind und wie lange diese andauerten. Einzelheiten der Bewertung sind an die Kommission weiterzuleiten.

(474) Die britischen Behörden haben sich bereit erklärt, diese Ausgleichsmaßnahme umzusetzen.

v) Ausgleichsmaßnahmen, die von der Kommission geprüft, aber abgelehnt wurden

(475) Nach dem Urteil der Kommission sind die drei in Abschnitt VI Punkt 3 Buchstabe c Ziffer iv beschriebenen Ausgleichsmaßnahmen ausreichend, um die potenziell wettbewerbsverfälschenden Auswirkungen der Beihilfe zu mildern und die Anforderungen in Ziffer 39(ii) der Leitlinien zu erfüllen. Sie sind als mit der Genehmigung verbundene Auflagen im Sinne von Ziffer 42(ii) der Leitlinien anzusehen.

(476) Weitere Ausgleichsmaßnahmen wurden von Dritten vorgeschlagen.

(477) Greenpeace schlug vor, die Kernkraftwerke von BE schrittweise abzuschalten. Da keine Überkapazität auf dem relevanten Markt vorhanden ist, stünde nach Ansicht der Kommission die Forderung nach Abschaltung der Kraftwerke von BE in einem unangemessenen Verhältnis zu der durch die Beihilfe verursachten Wettbewerbsverfälschung.

(478) Powergen schlug vor, den Reaktor Dungeness B abzuschalten, da dieser das am wenigsten rentable Kraftwerk von BE sei. Die Rentabilität von Dungeness B wurde bereits in Abschnitt VI Punkt 3 Buchstabe a erörtert. Die Kommission weist darauf hin, dass die Stilllegung von Dungeness B für das Jahr 2008 bereits vorgesehen ist, und dass Dungeness B nach den Angaben von NGTransco wegen der bei größeren Stilllegungen erforderlichen Ankündigungsfrist frühestens Mitte 2007 abgeschaltet werden könnte. Nach Ansicht der Kommission rechtfertigt eine so geringe Vorverlegung nicht die damit verbundenen Kosten.

(479) Drax schlug vor, die Kernkraftwerke von BE aus dem Markt zu nehmen und ein System der Pflichtabnahme von Kernenergie zu einem Festpreis einzuführen, das mit der Pflicht zur Abnahme von Strom aus erneuerbaren Energiequellen vergleichbar wäre. Dies würde darauf hinauslaufen, dass BE vollständig und unbefristet staatlich gefördert würde, was der Wettbewerbspolitik der Gemeinschaft völlig zuwider laufen würde.

(480) Drax schlug auch vor, BNFL bei steigenden Strompreisen einen größeren Anteil an den möglichen Gewinnen von BE einzuräumen, um den Beihilfebetrag zu verringern. Wie in Abschnitt VI Punkt 2 Buchstabe b erörtert, ist die Kommission zu dem Ergebnis gekommen, dass Maßnahme B keine Elemente staatlicher Beihilfen enthält. Wenn BNFL ein größerer Anteil an den möglichen Einnahmen von BE eingeräumt würde, würde dies die Beihilfe erhöhen, da es den freien Cashflow von BE und somit seinen Beitrag zum NLF verringern würde. Dies kann die Kommission nicht akzeptieren.

(481) Drax schlug ferner vor, das Kraftwerk Eggborough zu veräußern. Die Kommission räumt ein, dass die Veräußerung von Eggborough der Notwendigkeit, eine Kapazitätsspanne im Stromversorgungssystem zu wahren, nicht zuwider laufen würde, da das Kraftwerk sehr wahrscheinlich auch von seinem neuen Besitzer betrieben würde. Um seinen Umstrukturierungsplan zu verwirklichen und seine Rentabilität wiederherzustellen, muss BE jedoch Zugang zu einer Quelle der flexiblen Stromerzeugung haben. Sollte BE Eggborough verkaufen, müsste es diese Flexibilität aus externen Quellen beziehen.

(482) Anhand von Versuchen sind die britischen Behörden zu dem Ergebnis gekommen, dass es für BE nicht wirtschaftlich wäre, die Dienstleistungen, die es durch Eggborough erhält, von anderen Stromerzeugern zu beziehen. Diese Dienstleistungen bestehen in der Absicherung gegen den unerwarteten Ausfall von Kernreaktoren, dem Zuschneiden von Stromlieferungen auf Verträge mit Unternehmen und der Flexibilität bei der geplanten Wartung von Reaktoren. Die britischen Behörden haben mitgeteilt, dass BE insgesamt 11 Mio. GBP jährlich durch den Betrieb von Eggborough einspart. Diese Schätzung beruht auf den Kosten von Eggborough, was bedeutet, dass BE die gleichen Dienstleistungen nur dadurch erhalten könnte, dass es ein anderes Kraftwerk besitzt. Der Erwerb dieser Dienstleistungen auf dem Markt wäre, wenn überhaupt möglich, wesentlich teurer.

(483) Die Kommission ist daher der Ansicht, dass es die Aussichten von BE zur Wiederherstellung der Rentabilität in Frage stellen würde und unverhältnismäßig wäre, wenn von BE verlangt würde, Eggborough zu veräußern. Die Maßnahmen Nr. 1 und Nr. 2 erzielen die gleiche Wirkung bei größerer Verhältnismäßigkeit.

(484) Powergen schlug vor, den DSB-Marktanteil von BE zu begrenzen. Nach Ansicht der Kommission wäre eine solche Begrenzung für den Wettbewerb auf diesem Markt schädlich. Ausgleichsmaßnahme Nr. 3 schwächt die Auswirkungen der Beihilfe auf die Wettbewerber wirksamer ab, ohne die Fähigkeit von BE zu beschränken, aus eigener Kraft wettbewerbsfähige Angebote anzubieten.

(485) Powergen schlug ferner vor, BE zu verbieten, neue Einzelhandelsmärkte zu erschließen. Eine solche Maßnahme würde vor allem den Privatkundenmarkt betreffen, der zurzeit nur von Lieferanten bedient wird. Eine solche Beschränkung würde den Abnehmern eine mögliche Wettbewerbsquelle in einem Markt nehmen, der schon jetzt der wettbewerbsschwächste Teil des britischen Strommarkts ist ([70]). Nach Ansicht der Kommission ist die Ausgleichsmaßnahme Nr. 1 ausreichend, um zu gewährleisten, dass BE aus eigenen Kräften in diesen Markt würde eintreten können, ohne den Wettbewerb in unzumutbarer Weise zu verfälschen.

(486) Die Kommission ist abschließend der Ansicht, dass alle anderen von Dritten vorgeschlagenen Ausgleichsmaßnahmen in den drei von der Kommission gewählten Ausgleichsmaßnahmen enthalten sind.

([70]) Siehe Jahresbericht von Energywatch April 2002 — März 2003, zugänglich unter: http://www.energywatch.org.uk/uploads/20022003_Annual_Report.pdf/.

d) *Vollständige Umsetzung des Umstrukturierungsplans*

(487) Das Unternehmen hat den der Kommission vorgelegten Umstrukturierungsplan vollständig umzusetzen. Die britische Regierung hat sich verpflichtet, die vollständige Umsetzung eines Umstrukturierungsplans zu gewährleisten.

e) *Kontrolle und Jahresbericht*

(488) Die britische Regierung hat sich verpflichtet, der Kommission spätestens sechs Monate nach Genehmigung des Beihilfepakets einen Bericht und danach jährlich Berichte vorzulegen, damit die Kommission die Entwicklung von BE verfolgen kann, bis sich die Lage so weit stabilisiert hat, dass die Kommission weitere Berichte nicht mehr für erforderlich hält.

VII. **SCHLUSSFOLGERUNG**

(489) Die Kommission kommt zu dem Ergebnis, dass die fraglichen Beihilfen, soweit sie den Leitlinien für Umstrukturierungsbeihilfen und den Zielen des Euratom-Vertrags entsprechen, mit dem Gemeinsamen Markt vereinbar sind —

HAT FOLGENDE ENTSCHEIDUNG ERLASSEN:

Artikel 1

Die Beihilfe des Vereinigten Königreichs im Rahmen von Maßnahme A des bei der Kommission am 7. März 2003 angemeldeten Umstrukturierungsplans für British Energy plc („British Energy"), die in der Verpflichtung der britischen Regierung besteht, Folgendes zu finanzieren:

a) die Zahlung von Verbindlichkeiten für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente, die vor dem Zeitpunkt des Wirksamwerdens des Umstrukturierungsplans in die Kernreaktoren von British Energy geladen wurden, soweit die Ausgaben für diese Verbindlichkeiten mit Ausnahme der historischen Mehrkosten gemäß der Vereinbarung über die Finanzierung alter Verbindlichkeiten zwischen British Energy und der Regierung des Vereinigten Königreichs den Betrag von 2 185 000 000 GBP in Zahlen von Dezember 2002 nicht überschreiten,

und

b) etwaige Fehlbeträge des Nuclear Liabilities Fund im Zusammenhang mit der Zahlung von Verbindlichkeiten für die Stilllegung nuklearer Anlagen von British Energy, die nicht geregelten Verbindlichkeiten von British Energy und die historischen Mehrkosten gemäß der Vereinbarung über die Finanzierung alter Verbindlichkeiten zwischen British Energy und der Regierung des Vereinigten Königreichs,

ist mit dem Gemeinsamen Markt und den Zielen des Euratom-Vertrags vereinbar, sofern die Bedingungen in den Artikeln 2 bis 10 erfüllt werden.

Artikel 2

(1) Das Vereinigte Königreich gewährleistet, dass der Umstrukturierungsplan, wie er der Kommission vom Vereinigten Königreich mitgeteilt wurde, vollständig umgesetzt wird.

(2) Das Vereinigte Königreich legt spätestens sechs Monate nach dieser Entscheidung und danach jedes Jahr so lange einen Bericht über die Durchführung der Umstrukturierung vor, bis die Kommission mitteilt, dass keine weiteren Berichte mehr erforderlich sind.

Artikel 3

Sobald die in Artikel 1 Buchstabe b genannten Ausgaben 1 629 000 000 GBP in Zahlen von Dezember 2002 überschreiten, legt das Vereinigte Königreich der Kommission zusätzliche Berichte vor, aus denen hervorgeht, dass sich die Zahlungen der Regierung auf die Deckung der darin genannten Verbindlichkeiten beschränken und dass geeignete Schritte unternommen wurden, um die Ausgaben auf das zur Deckung dieser Verbindlichkeiten erforderliche Mindestmaß zu beschränken. Diese Berichte sind jährlich vorzulegen und den in Artikel 2 genannten Berichten beizufügen.

Artikel 4

Bei der Berechnung der in Artikel 1 und Artikel 3 genannten Beträge in Zahlen von Dezember 2002 verwendet das Vereinigte Königreich den für das Vereinigte Königreich geltenden von der Kommission veröffentlichten Referenz- und Abzinsungssatz, der alle fünf Jahre zu aktualisieren ist.

Artikel 5

(1) Das Vereinigte Königreich verlangt von British Energy, bis spätestens 1. April 2005 folgende Verpflichtungen einzugehen:

a) sein Stromliefergeschäft aus British Energy Generation Limited herauszulösen und als getrenntes Tochterunternehmen von British Energy plc (oder Nachfolgemutterunternehmen) zu errichten;

b) die vorhandenen nuklearen Stromerzeugungstätigkeiten in einem Unternehmen zusammenzufassen

und

c) alle notwendigen Anstrengungen zu unternehmen, um Änderungen der Zulassung nach dem Electricity Act 1989 zu erreichen oder, falls eine solche Änderung nicht möglich sein sollte, der britischen Regierung unbefristete verbindliche Zusagen zu geben, dass: i) British Energy seine nuklearen und seine nichtnuklearen Stromerzeugungstätigkeiten für Zulassungszwecke (oder für jegliche Zusagen gegenüber der britischen Regierung) als getrennte Unternehmen behandeln wird, und ii eine andere Tätigkeit innerhalb der Gruppe British Energy keine Quersubvention aus der bestehenden nuklearen Stromerzeugungstätigkeit erhält.

(2) Falls die Zusage gemäß Buchstabe c nicht auf dem Wege einer Lizenzbedingung umgesetzt wird, legt das Vereinigte Königreich der Kommission einen jährlichen Bericht vor, aus dem hervorgeht, dass keine Quersubventionierung einer anderen Tätigkeit der Gruppe British Energy durch die nukleare Stromerzeugungstätigkeit erfolgt ist. Dieser Bericht stützt sich auf ein Gutachten unabhängiger Buchprüfer. Er kann dem in Artikel 2 genannten Bericht beigefügt werden. Dies verhindert nicht, dass eine Umsetzung auf dem Wege der Lizenzbedingung später erfolgt, nachdem sie möglich geworden ist.

(3) Das Vereinigte Königreich setzt die Kommission über die Umsetzung der Zusagen in den Absätzen 1 und 2 unverzüglich in Kenntnis.

Artikel 6

Das Vereinigte Königreich verlangt von British Energy, während eines Zeitraums von sechs Jahren nach dem Datum dieser Entscheidung folgende Aktiva nicht zu besitzen oder zu kontrollieren:

— Stromerzeugungskapazität ([71]) aus registrierten einsatzbereiten, mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken im Europäischen Wirtschaftsraum

oder

— große, registrierte Wasserkraftanlagen im Sinne der Renewables Obligation Order 2002 zur Stromerzeugung im Vereinigten Königreich,

(beide Arten von Kapazität werden im Folgenden als „beschränkte Kapazität" bezeichnet), die zusammen 2 020 MW überschreiten, Folgendes vorausgesetzt:

a) Während eines Zeitraums bis zur Veräußerung (im Sinne der nachstehenden Definition) ist British Energy berechtigt, beschränkte Kapazität von mehr als 2 020 MW zu besitzen oder zu kontrollieren, und es betreibt diese zusätzliche beschränkte Kapazität nicht oder enthält sich der operationellen Kontrolle an dieser Kapazität oder dem daraus erzeugten Strom. Für diesen Zweck ist der „Zeitraum bis zur Veräußerung" die Zeit zwischen

i) dem Eingang einer Mitteilung bei Eggborough Power Limited oder Eggborough Power Holdings Limited, dass1. eine Option zum Erwerb der Anteile an Eggborough Power Limited oder dem Kraftwerk Eggborough ausgeübt werden soll oder 2. eine Sicherheit über die Anteile an Eggborough Power Limited oder dem Kraftwerk Eggborough wahrgenommen werden soll,

und

ii) dem Datum, an dem die registrierte Stromerzeugungskapazität des Kraftwerks Eggborough für die Gruppe British Energy nicht mehr verfügbar ist;

([71]) Mit Ausnahme von Hilfskapazität aus mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kernkraftwerken.

b) wenn eine der Optionen zur Veräußerung der Anteile an Eggborough Power Limited oder dem Kraftwerk Eggborough vollzogen wird, ist British Energy berechtigt, beschränkte Kapazität von bis zu 2 222 MW zu besitzen oder zu kontrollieren, sofern es diese dem Betreiber des National Grid als 2 020 MW-Kapazität meldet und nicht mehr als 2 020 MW beschränkter Kapazität betreibt;

oder

c) wenn die Kapazität des Kraftwerks Eggborough durch einen nicht wieder gutzumachenden Schaden oder höhere Gewalt für die Gruppe British Energy ausfällt, ist British Energy berechtigt, beschränkte Kapazität von bis zu 2 222 MW zu besitzen oder zu kontrollieren, sofern es diese dem Betreiber des National Grid als 2 020 MW-Kapazität meldet und nicht mehr als 2 020 MW beschränkter Kapazität betreibt.

Artikel 7

Das Vereinigte Königreich verlangt von British Energy, dass es sich für einen Zeitraum von sechs Jahren nach dem Datum dieser Entscheidung verpflichtet, ohne die vorherige schriftliche Zustimmung der Kommission keine registrierte operationelle nukleare Stromerzeugungskapazität im Europäischen Wirtschaftsraum neben seiner vorhandenen Stromerzeugungskapazität oder Betriebs- und Wartungsverträge, bei denen British Energy kein Stromerzeugungsinteresse hat, zu besitzen oder zu kontrollieren.

Artikel 8

Das Vereinigte Königreich ernennt innerhalb von vier Monaten nach dieser Entscheidung im Rahmen eines offenen und transparenten Verfahrens einen unabhängigen Gutachter, der die Einhaltung der Bedingungen gemäß Artikel 9 durch BE kontrolliert (im Folgenden „der unabhängige Gutachter"). Es informiert die Kommission unverzüglich über diese Ernennung.

Artikel 9

(1) Das Vereinigte Königreich verlangt von British Energy, dass es sich zu Folgendem verpflichtet:

a) während eines Zeitraums von sechs Jahren nach der Ernennung des unabhängigen Gutachters nichtprivaten Endverbrauchern, die Strom direkt von British Energy beziehen, keine Bedingungen anzubieten, bei denen das Energieelement des Vertrags mit den Benutzern unter dem vorherrschenden Großhandelsmarktpreis liegt; bei außerordentlichen Marktumständen, wenn bestimmte objektive Tests nach Ansicht des unabhängigen Gutachters im Sinne von Artikel 10 („außerordentliche Marktumstände") erfüllt sind, ist British Energy während der Dauer dieser außerordentlichen Umstände berechtigt, für das Energieelement des Vertrags nach bestem Wissen und Gewissen einen Preis zu berechnen, der unter dem vorherrschenden Großhandelsmarktpreis liegt, wenn dies erforderlich ist, um British Energy nach den Bedingungen von Artikel 10 eine Reaktion auf den Wettbewerb zu ermöglichen,

und

b) nach bestem Wissen und Gewissen mit dem unabhängigen Gutachter zusammenzuarbeiten und allen angemessenen Anträgen des unabhängigen Gutachters auf Zugang zu Informationen, Unterlagen, Mitarbeitern oder zur Geschäftsleitung unverzüglich nachzukommen.

(2) Der unabhängige Gutachter berichtet den Behörden des Vereinigten Königreichs jährlich über die Einhaltung dieser Bedingungen durch British Energy. Das Vereinigte Königreich leitet diese Berichte an die Kommission weiter.

Artikel 10

(1) Folgende Tests sind zur Ermittlung des Vorliegens außerordentlicher Marktumstände durchzuführen:

a) In einem Zeitraum von […] (der nicht mehr als […] vor dem Datum der nachstehend definierten Mitteilung über gelbes Licht endet), haben […] der vorhandenen nichtprivaten Endabnehmer von British Energy, denen British Energy Lieferangebote zu Bedingungen gemacht hat, bei denen die Spanne des Energielieferelements ihres Vertrags den vorherrschenden Großhandelspreis um […] übersteigt, das Angebot von British Energy abgelehnt.

b) Die auf dem Großhandelsmarkt während eines Zeitraums von […] gehandelten Mengen sind auf weniger als […] des Durchschnitts der Menge gefallen, die im gleichen Zeitraum der letzten […] gehandelt wurde, für den Daten vorliegen.

c) British Energy bietet an, mindestens […] Strom auf dem Großhandelsmarkt zu liefern […], und diese Menge wird innerhalb eines Zeitraums von […] nicht verkauft.

(2) Wenn British Energy in Anbetracht derartiger Umstände der Ansicht ist, dass es sich möglicherweise auf außerordentliche Marktumstände berufen muss, setzt es Energy zunächst den unabhängigen Gutachter hiervon in Kenntnis und legt ihm seine Einschätzung der Lage und der objektiven Tests dar („Mitteilung über gelbes Licht").

(3) Wenn sich die Umstände nach dieser Mitteilung nicht verbessern und wenn Test a zusammen mit Test b oder Test c erfüllt sind, teilt British Energy dem unabhängigen Gutachter mit, dass es Wettbewerbspreise unter dem Großhandelspreis anwenden wird; hierzu wird es die ihm vorliegenden Beweismittel beifügen. Der unabhängige Gutachter hat daraufhin innerhalb von 24 Stunden gegebenenfalls zu bestätigen, dass Test a zusammen mit Test b oder c erfüllt ist, und folglich zu erklären, dass außerordentliche Marktumstände vorliegen.

(4) Wenn der unabhängige Gutachter erklärt, dass außerordentliche Umstände vorliegen, ist British Energy während eines Zeitraums von […] nach dem Bescheid des unabhängigen Gutachters berechtigt, nach bestem Wissen und Gewissen Angebote zu Wettbewerbspreisen auf dem Markt für Direktverkäufe an Unternehmen zu unterbreiten.

(5) Der […] Zeitraum kann vom unabhängigen Gutachter verlängert werden, solange Test c erfüllt ist.

(6) Nach Ablauf dieses Zeitraums unterliegt British Energy erneut der Preisbeschränkung nach Artikel 9.

(7) Daraufhin legt British Energy dem unabhängigen Gutachter einen Bericht vor, in dem seine Vertriebstätigkeit während dieser Zeit zusammengefasst wird. Diese Informationen werden in dem jährlichen Bericht des unabhängigen Gutachters aufgeführt.

(8) Nach Ablauf der Vertragsrunde, in der die außerordentlichen Marktumstände eingetreten sind, bringt der unabhängige Gutachter die Tatsache zur Kenntnis, dass er diese Umstände festgestellt hat, und gibt deren Dauer an.

Artikel 11

Diese Entscheidung ist an das Vereinigte Königreich von Großbritannien und Nordirland gerichtet.

Brüssel, den 22. September 2004

Für die Kommission
Mario MONTI
Mitglied der Kommission