

DECYZJA KOMISJI**z dnia 22 września 2004 r.****w sprawie pomocy państwa, jakiej Wielka Brytania planuje udzielić British Energy plc***(notyfikowana jako dokument nr C(2004) 3474)***(Jedynie tekst angielski jest autentyczny)****(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

(2005/407/WE)

KOMISJA WSPÓLNOT EUROPEJSKICH,

uwzględniając Traktat ustanawiający Wspólnotę Europejską, w szczególności jego art. 88 ust. 2 akapit pierwszy,

uwzględniając Porozumienie o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w szczególności jego art. 62 ust. 1 lit a),

wezwawszy zainteresowane strony do zgłaszania swoich uwag zgodnie z postanowieniem(-ami) przywołanym(-ymi) powyżej ⁽¹⁾ oraz nawiązując do ich uwag,

a także mając na uwadze, co następuje:

I. PROCEDURA

(1) Dnia 9 września 2002 r., rząd Wielkiej Brytanii („rząd brytyjski”) wprowadził pakiet pomocy na ratowanie brytyjskiej spółki energetycznej British Energy plc („BE”). Komisja podjęła decyzję o niewnoszeniu sprzeciwu w tym przypadku 27 listopada 2002 r. ⁽²⁾. Zgodnie z tą decyzją, władze brytyjskie miały do 9 marca 2003 r. przedłożyć plan restrukturyzacji lub likwidacji BE lub wykazać, że kwota pomocy została spłacona.

(2) Dnia 7 marca 2003 r. władze brytyjskie zgłosiły Komisji plan restrukturyzacji. Złożony przez władze brytyjskie plan zarejestrowano jako pomoc państwa — sprawa nr NN 45/03, gdyż pewne środki mogące obejmować pomoc zostały już wprowadzone w życie. Dalsze informacje przedłożono 13 marca 2003 r. Spotkanie przedstawicieli Komisji i władz brytyjskich miało miejsce 28 marca 2003 r. Komisja przesłała władzom brytyjskim prośbę o informacje 21 kwietnia 2003 r., na którą to prośbę władze brytyjskie odpowiedziały 2 maja 2003 r.

(3) W liście datowanym na 23 lipca 2003 r. Komisja poinformowała Wielką Brytanię, że podjęła decyzję o wszczęciu procedury przewidzianej w art. 88 ust. 2 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską w odniesieniu do pomocy.

(4) Decyzja Komisji o wszczęciu procedury została opublikowana w *Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej* ⁽³⁾. Komisja wezwała zainteresowane strony do zgłaszania uwag.

(5) Władze brytyjskie zgłosiły Komisji swoje uwagi z chwilą wszczęcia procedury w piśmie z dnia 22 sierpnia 2003 r., zarejestrowanym przez Komisję tego samego dnia.

(6) Komisja otrzymała komentarze zainteresowanych stron. Przekazała je Wielkiej Brytanii, która miała możliwość zareagowania; jej uwagi otrzymano w piśmie z dnia 20 października 2003 r., zarejestrowanym przez Komisję 30 października 2003 r.

(7) Komisja spotkała się z władzami brytyjskimi 7 października 2003 r. Po tym spotkaniu Wielka Brytania przedłożyła informacje w piśmie z dnia 5 listopada 2003 r., zarejestrowanym 10 listopada 2003 r. Kolejne spotkanie miało miejsce 28 listopada 2003 r. Komisja przesłała prośbę o informacje skierowaną do Wielkiej Brytanii 5 grudnia 2003 r., na którą to prośbę Wielka Brytania odpowiedziała 22 grudnia 2003 r. Kolejne spotkanie miało miejsce 2 lutego 2004 r. Wielka Brytania przedłożyła informacje 4 lutego 2004 r. Nowe informacje zostały przedstawione przez Wielką Brytanię 10 marca 2004 r. Spotkanie miało miejsce 22 marca 2004 r. Komisja przesłała nową prośbę 19 kwietnia 2004 r., na którą to prośbę Wielka Brytania odpowiedziała 11 maja 2004 r. Spotkanie odbyło się 7 czerwca 2004 r. Nowe informacje zostały przedstawione 1 lipca 2004 r., zaś spotkanie odbyło się 29 lipca 2004 r. Wielka Brytania przedstawiła dalsze informacje 23 sierpnia 2004 r.

⁽¹⁾ Dz.U. C 180 z 31.7.2003, str. 5.

⁽²⁾ Dz.U. C 39 z 18.2.2003, str. 15.

⁽³⁾ Patrz: przypis 1.

II. SZCZEGÓŁOWY OPIS POMOCY

1. Beneficjent pomocy

a) Grupa *British Energy plc*

- (8) BE to producent energii elektrycznej. Spółka została prywatyzowana przez władze brytyjskie w 1996 r. Z wyjątkiem trzech udziałów specjalnych, których właścicielem są władze brytyjskie (jeden udział w BE i po jednym w każdej z dwóch głównych brytyjskich spółek zależnych), właścicielami BE są wyłącznie inwestorzy prywatni.
- (9) W chwili prywatyzacji głównymi elementami spółki BE było sześć elektrowni atomowych w Anglii i dwie w Szkocji. BE nadal zarządza tymi elektrowniami, które mają łączną moc zainstalowaną 9 820 MW, z czego 7 281 MW pochodzi z elektrowni w Anglii i Walii, a 2 539 MW ze Szkocji. BE jest jedynym prywatnym operatorem elektrowni atomowych w Wielkiej Brytanii. Dostarcza energię na rynek hurtowy oraz niektórym dużym klientom przemysłowym i komercyjnym („PIK”), ale poza tym nie sprzedaje energii na rynku detalicznym.
- (10) Od czasu prywatyzacji BE założyła spółkę *joint venture* w proporcji 50:50 w Stanach Zjednoczonych (o nazwie Amergen) w celu zakupu i prowadzenia amerykańskich elektrowni atomowych i nabyła 82,4 % udziałów w dzierżawie Bruce Power LP w Ontario, Kanada. W Wielkiej Brytanii BE nabyła w 1999 r. firmę zajmującą się detalicznymi dostawami energii: South Wales Electricity (sprzedaną następnie w 2000 r.), zaś w 2000 r. elektrownię węglową o mocy 1 970 MW, Eggborough, w celu zapewnienia większej elastyczności i jako zabezpieczenie na wypadek konieczności wyłączenia elektrowni atomowych.
- (11) Z ośmiu brytyjskich elektrowni atomowych BE siedem to zaawansowane reaktory chłodzone gazem („AGR”), o unikatowym dla Wielkiej Brytanii projekcie i technologii. Ósma, Sizewell B, to reaktor wodny ciśnieniowy („PWR”), o projekcie i technologii powszechnie stosowanych na świecie.
- (12) Główne brytyjskie spółki zależne BE to:
- British Energy Generation Ltd („BEG”), która jest właścicielem i prowadzi sześć elektrowni atomowych w Anglii i posiada licencję dostawcy na działalność związaną z dostawami bezpośrednimi,
 - British Energy Generation (UK) Ltd („BEGUK”), która jest właścicielem i prowadzi dwie elektrownie atomowe w Szkocji,

— Eggborough Power (Holdings) Ltd („EPL”), która jest właścicielem elektrowni węglowej Eggborough w Anglii,

oraz

— British Energy Power & Energy Trading Ltd („BEPET”), która sprzedaje energię wytworzoną przez BE (inną niż związaną z dostawami bezpośrednimi) oraz zarządza ryzykiem rynkowym.

b) Ostatnie unowocześnienia

- (13) Wskutek znaczącego spadku cen energii na rynku, na którym działa BE, połączonego z brakiem instrumentów zabezpieczających i nieplanowymi przestojami elektrowni atomowych, przychody generowane przez elektrownie BE spadły znacząco w 2002 r. Duży udział kosztów nieuniknionych (*) w strukturze kosztów BE występujący w elektrowniach atomowych uniemożliwił także zareagowanie zmniejszeniem kosztów na spadek cen.
- (14) Spadek cen do 8,56 GBP za MWh, który miał miejsce w ciągu dwóch lat poprzedzających 2002 r., oznacza roczny spadek przychodów o 642 miliony GBP w przypadku wydajności 75 TWh (wydajność elektrowni BE w roku finansowym). Ani kontrakty na sprzedaż energii, ani działalność polegająca na sprzedaży bezpośredniej nie osłabiły w wystarczającym stopniu wpływu spadku cen energii na przychody BE.
- (15) Na skutek tych czynników, stan środków pieniężnych BE pogorszył się znacząco w lecie 2002 r., kiedy to salda gotówkowe spadły z 231 milionów GBP na początku kwietnia 2002 r. do zaledwie 78 milionów GBP z końcem sierpnia 2002 r., przy czym spadek zwiększył tempo z końcem czerwca 2002 r. Poza znaczącym spadkiem sald gotówkowych, BE przewidywała znaczące rozchody gotówkowe w okresie od września 2002 r. do marca 2003 r. Rozchody te obejmowały płatności na rzecz British Nuclear Fuel Limited („BNFL”) za kontrakty związane z zarządzaniem rozchodowanym paliwem, znaczące wydatki kapitałowe na rzecz należące do BE elektrowni Bruce Power w Kanadzie oraz spłatę pierwszej transzy obligacji przypadającą w dniu 25 marca 2003 r.
- (16) W dniu 5 września 2002 r., wobec zakończonej niepowodzeniem emisji obligacji w lecie oraz kwestii uzyskania dostępu do niewykorzystanego kredytu bankowego, doradcy prawni BE poinformowali zarząd, że spółka może nie być w stanie zaciągnąć kredytu. Istotnie, ponieważ w zaistniałej sytuacji zarząd nie mógł zagwarantować, że spółka byłaby w stanie spłacić ten kredyt, zaciągnięcie takich zobowiązań oznaczałoby prowadzenie działalności bez jakichkolwiek perspektyw uniknięcia likwidacji z powodu upadłości. Sytuacja ta skłoniła BE do poszukiwania wsparcia finansowego u władz brytyjskich w celu uniknięcia postępowania upadłościowego. Wsparcie finansowe zostało zatwierdzone jako pomoc na ratowanie przedsiębiorstw decyzją Komisji w dniu 27 października 2002 r.

(*) Czyli kosztów, których nie można było uniknąć, zaprzestając produkcji energii lub zamykając elektrownie.

(17) Decyzja ta odnosiła się do ciężącego na rządzie brytyjskim zobowiązania poinformowania Komisji o likwidacji lub planie restrukturyzacji lub przedstawienia dowodu, że kredyty zostały spłacone w całości i/lub że gwarancja została rozwiązana, nie później niż sześć miesięcy po zatwierdzeniu pomocy. W dniu 7 marca 2003 r. rząd brytyjski przedłożył Komisji plan restrukturyzacji BE.

2. Plan restrukturyzacji

a) Przyczyny problemów BE

(18) Rząd brytyjski określił następujące przyczyny problemów BE:

Niezabezpieczona pozycja BE

(19) W przeciwieństwie do innych dużych producentów energii z sektora prywatnego, BE nie posiada firmy prowadzącej działalność w zakresie sprzedaży detalicznej, co stanowiłoby naturalne zabezpieczenie przed ryzykiem związanym z ceną hurtową energii. BE sprzedaje energię głównie na rynku hurtowym, a w małej części dużym klientom przemysłowym i komercyjnym („PiK”).

(20) Pozycja BE na rynku dostaw detalicznych dla dużych klientów PiK nie zapewniała ochrony przed spadkiem cen hurtowych. Rynek ten jest całkowicie otwarty dla konkurencji od 1994 r. Panują na nim warunki konkurencyjne, a cena jest dla klientów istotnym elementem. Ceny na tym rynku także spadły. Spadek ten w dużym stopniu został przeniesiony bezpośrednio na klientów. Dlatego też nie odnotowano wzrostu marży detalicznej, która zrównoważyłaby skutki spadku cen hurtowych.

Duży udział nieuniknionych kosztów BE

(21) Struktura kosztów elektrowni atomowych charakteryzuje się bardzo dużym odsetkiem kosztów nieuniknionych i niskim kosztów, jakich można uniknąć⁽⁵⁾.

(22) Niektóre z nieuniknionych kosztów BE są typowe wyłącznie dla elektrowni atomowych. Po pierwsze, obciążenia likwidacyjne są niezwiązane z mocą, jeśli nie liczyć likwidacji zsynchronizowanych w czasie z zamknięciem elektrowni. Po drugie, koszty zarządzania zużytym paliwem — koszty ponownego przetworzenia, przechowywania i ostatecznej likwidacji zużytego paliwa — są także kosztami, których nie da się uniknąć w przypadku paliwa już wprowadzonego do reaktora.

(23) Z drugiej strony, koszty, jakich można uniknąć w przypadku elektrowni atomowych kształtują się poniżej kosztów dla innych elektrowni w systemie, także innych elektrowni podstawowego obciążenia.

(24) Spadek na rynku cen doprowadził do poważnego zmniejszenia marży uzyskiwanej przez BE powyżej kosztów, jakich można uniknąć. Wskutek tego środki dostępne na pokrycie kosztów nieuniknionych, głównie koszty finansowe i obciążenia jądrowe wynikłe z dawniejszych działań, uległy znaczącej redukcji. Doprowadziło to do problemów z wywiązaniem się ze spłat na rzecz wierzycieli, którzy domagali się finansowej restrukturyzacji przedsiębiorstwa.

(25) Niezależnie od długoterminowych nieuniknionych kosztów wynikłych z obciążeń jądrowych, BE także ucierpiała z powodu wysokich krótkoterminowych nieuniknionych kosztów w formie wydatków finansowych, zwiększonych z powodu zwrotu kapitału udziałowcom oraz nabycia firm w Eggborough i Ameryce Północnej oraz kosztów umów o zakup energii.

Znaczące nieplanowe przestoje w elektrowniach atomowych BE

(26) Utrata przychodów przez BE wskutek spadku cen hurtowych energii stała się jeszcze bardziej dotkliwa z powodu znaczących, nieplanowych przestoju w zakładach BE Torness 2 i Dungeness B. W dniu 13 sierpnia 2002 r. BE ogłosiła, że wskutek nieplanowych przestoju w Torness docelowa wydajność elektrowni jądrowych w Wielkiej Brytanii została zmniejszona z 67,5 TWh do 63 TWh (± 1 TWh).

b) Metody restrukturyzacji

(27) Pakiet restrukturyzacyjny składa się z poniższych 7 środków, które zostały uzgodnione z BE, głównymi wierzycielami (także publicznej spółki przetwarzającej paliwa jądrowe BNFL) i rządem brytyjskim:

- Środek A : Środki związane z finansowaniem obciążeń jądrowych,
- Środek B : Środki dotyczące cyklu paliwowego uzgodnione z BNFL,
- Środek C : Środki dotyczące zamrożenia zobowiązań,
- Środek D : Pakiet restrukturyzacyjny głównych wierzycieli,
- Środek E : Wprowadzenie nowej strategii handlowej,
- Środek F : Sprzedaż składników majątkowych mająca na celu pomoc w finansowaniu restrukturyzacji,
- Środek G : Lokalne odroczenia podatkowe.

(28) Środki te opisano szczegółowo w motywach (29)29–102.

⁽⁵⁾ Czyli kosztów, których można uniknąć, zaprzestając wytwarzania energii albo zamykając elektrownie.

Środek A: Środki związane z finansowaniem obciążeń jądrowych

Obciążenia jądrowe

(29) Obciążenia jądrowe wynikają głównie z potrzeby powtórnego przetworzenia lub przechowywania, a następnie ostatecznego usunięcia zużytego paliwa jądrowego („obciążenia związane ze zużytym paliwem”) oraz potrzeby zamykania elektrowni atomowych po zakończeniu okresu ich przydatności („obciążenia związane z wyłączeniem z użytkowania”).

(30) W przypadku obciążeń związanych ze zużytym paliwem BE ma kontrakty na świadczenie usług związanych z zarządzaniem zużytym paliwem zawarte z BNFL („obciążenia zakontraktowane”). Obciążenia zakontraktowane stanowią kwoty, które BE musi na mocy kontraktu zapłacić w przyszłości na rzecz BNFL za powtórne przetworzenie i/lub przechowywanie paliwa zużytego przez elektrownie typu AGR oraz inne usługi w związku z zarządzaniem zużytym paliwem. Kontrakty obejmują powtórne przetworzenie i przechowywanie zużytego paliwa oraz związanych z tym produktów odpadowych dla paliwa elektrowni typu AGR przynajmniej do roku 2038 lub 2086. Kontrakty te opiewają przeważnie na stałą kwotę przy obciążeniu BNFL wszelkimi ryzykami technicznymi związanymi ze składowaniem i powtórnym przetworzeniem zużytego paliwa jądrowego. BE zachowa prawo własności dla całego zużytego paliwa i większości związanych z nim odpadów przez cały okres obowiązywania kontraktu.

(31) Istnieją także inne obciążenia wtórne, które mogą, ale nie muszą być związane ze zużytym paliwem i które nie są obecnie objęte żadnymi umowami o usługi („obciążenia niezakontraktowane”). Obciążenia niezakontraktowane dotyczą usuwania zużytego paliwa, plutonu, uranu i odpadów pochodzących z powtórnego przetworzenia paliwa AGR, składowania oraz ostatecznego usunięcia paliwa PWR, także budowę suchego mogilnika w Sizewell B, oraz składowanie i usuwanie odpadów operacyjnych.

(32) Obciążenia likwidacyjne odnoszą się do kosztów usunięcia paliwa, odkażenia i demontażu elektrowni jądrowych po zaprzestaniu produkcji energii. Wyłączenie elektrowni z użytkowania zwykle opisuje się w trzech etapach:

— etap 1: usunięcie paliwa z reaktora krótko po wyłączeniu elektrowni i wywiezienie paliwa,

— etap 2: demontaż zbędnych budynków dodatkowych, zamknięcie i zabezpieczenie kompleksu reaktora przed warunkami atmosferycznymi, po której to czynności kompleks jest konserwowany i monitorowany, zwykle przez dłuższy okres, oraz

— etap 3: demontaż reaktora, by umożliwić ponowne wykorzystanie lokalizacji (co najmniej 85 lat po wyłączeniu elektrowni AGR i do 50 lat po wyłączeniu elektrowni PWR).

(33) Do chwili obecnej poczyniono kilka ustaleń dotyczących finansowania obciążeń jądrowych. Z chwilą prywatyzacji został utworzony oddzielny fundusz, Nuclear Decommissioning Fund („NDF” – „Fundusz Likwidacji Urządzeń Jądrowych”) w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, której udziałowcem był niezależny trust. Jego celem było gromadzenie wydzielonych środków, które miały pokryć część obciążeń likwidacyjnych. Finansowanie wszystkich pozostałych obciążeń jądrowych miało zostać zrealizowane z operacyjnych przepływów środków pieniężnych z bieżącej działalności BE. Niestety, wskutek spadku przychodów BE istniejące ustalenia nie wystarczają do finansowania obciążeń jądrowych.

(34) Rząd brytyjski uwzględnił w planie restrukturyzacji szereg instrumentów w celu przejęcia odpowiedzialności za finansowanie przynajmniej części obciążeń jądrowych. Te nowe instrumenty zostaną wprowadzone wraz z nowymi ustaleniami dotyczącymi przeznaczenia przez BE środków na koszty obciążeń jądrowych wraz z zarządzaniem obciążeniami jądrowymi BE.

Stworzenie nowego funduszu

(35) Istniejący plan restrukturyzacji zakłada rozszerzenie istniejącego NDF do postaci nowego funduszu lub uzupełnienie go o nowy fundusz, Nuclear Liabilities Fund („NLF” — „Fundusz Obciążeń Jądrowych”). NLF ma być spółką z ograniczoną odpowiedzialnością, której udziałowcem ma być niezależny trust. NLF ma pokryć koszty obciążeń niezakontraktowanych oraz obciążeń likwidacyjnych w przypadku:

a) całego paliwa AGR, jakie zostało wprowadzone do reaktorów BE przed dniem, w którym zostaną spełnione wszystkie warunki niezbędne dla restrukturyzacji, włącznie z decyzją Komisji w sprawie planu restrukturyzacji („data wejścia restrukturyzacji w życie”) dla całego paliwa PWR, jak również składowania i likwidacji odpadów operacyjnych z elektrowni;

b) całego etapu 1 obciążeń likwidacyjnych BE;

oraz

c) wszystkie obciążenia likwidacyjne BE dla etapu 2 i 3 w zakresie, w jakim narosła wartość NDF jest niewystarczająca do realizacji zobowiązań likwidacyjnych dla etapu 2 i 3 w miarę przypadania dat płatności.

(36) Po wprowadzeniu restrukturyzacji BE rozpocznie wpłaty do NLF w następujący sposób:

a) stałe wpłaty na rzecz likwidacji w wysokości 20 milionów GBP rocznie — indeksowane wskaźnikiem cen detalicznych („RPI” — „Retail Price Index”) — lecz zmniejszające się stopniowo w miarę zamykania elektrowni;

- b) 150 000 GBP indeksowane RPI, za każdą tonę paliwa PWR wprowadzoną do reaktora Sizewell B po dacie spełnienia wszystkich warunków poprzedzających datę wejścia restrukturyzacji w życie. Zdaniem rządu brytyjskiego kwota 150 000 GBP za tonę jest porównywalna z międzynarodowymi kosztami zarządzania użytym paliwem;
- c) obligacje wartości 275 milionów GBP na rzecz NLF. Nowe obligacje będą obligacjami niezabezpieczonymi o wysokim ratingu;
- d) płatności wynoszące początkowo do 65 % skonsolidowanych przepływów pieniężnych BE po opodatkowaniu, odjęciu kosztów finansowych i sfinansowaniu rezerw gotówkowych („płatności NLF”). Płatności te określa się jako „wyprowadzenie środków pieniężnych”. Członkowie zarządu NLF będą także mieli prawo do okresowego przekształcenia całości lub części płatności NLF na pewną liczbę udziałów w BE. Dopóki właścicielem takich udziałów będzie NLF, udziały takie nie będą dawały prawa głosu, o ile nie będą stanowiły 30 % lub więcej głosów w BE.
- (37) Procent przepływów pieniężnych, na których opierają się płatności NLF, może być okresowo korygowany na sprawiedliwych i rozsądnych warunkach, tak aby udziałowcy mogli odnieść korzyści z zatrzymanych przepływów pieniężnych oraz wpływów z nowych subskrypcji akcji BE oraz aby NLF i akcjonariusze nie ucierpieli z powodu podziału, emisji papierów wartościowych czy innych działań korporacyjnych.
- (38) Wnoszenie stałych wkładów w wysokości 20 milionów GBP rocznie (indeksowanych i zanikających w miarę zamykania elektrowni) na rzecz NLF czy NDF dla obciążeń likwidacyjnych ulegnie przyspieszeniu do podstawy wartości bieżącej netto (zdyskontowanej ze stopą dyskontową odpowiednią dla NLF lub NDF, w zależności od okoliczności) oraz staną się natychmiast wymagalne i przypadające do zapłaty w przypadku niewypłacalności BEG lub BEGUK. Przyspieszone wpłaty zostaną zagwarantowane przez wszystkie spółki kapitałowe Grupy BE i będą zabezpieczone roszczeniami na ich majątku.
- (39) Członkowie zarządu NLF nie będą pełnili żadnych ról ani obowiązków poza zarządzaniem funduszem i jego inwestycjami oraz dokonywaniem płatności kwalifikowanych wydatków. Ich funkcje obejmują ocenę, czy dla NLF korzystne byłoby wstrzymanie jakichkolwiek płatności NLF czy przekształcenie płatności NLF na udział w kapitale. Członkowie zarządu NLF nie będą mieli prawa do oceniania zobowiązań, wymagań w zakresie finansowania czy ustalania wkładu BE.
- Pomoc rządu brytyjskiego związana z finansowaniem zobowiązań jądrowych
- (40) Rząd brytyjski użyje następujących środków związanych z finansowaniem zobowiązań jądrowych:
- Przejęcie odpowiedzialności za zobowiązania BE dotyczące historycznych kontraktów związanych z użytym paliwem
- (41) Rząd brytyjski zobowiązuje się przejąć odpowiedzialność za zobowiązania BE wynikłe z kontraktów zawartych przez BE i BNFL („historycznych kontraktów dotyczących zużytego paliwa”), dotyczących: i) powtórnego przetworzenia i/lub przechowywania zużytego paliwa AGR wprowadzonego do reaktorów przed wejściem restrukturyzacji w życie; i ii) innych usług związanych z konserwacją pojemników, zarządzaniem tlenkami i transportem kolejowym zgodnie z istniejącymi umowami z BNFL.
- (42) Zobowiązanie to nie obejmuje płatności za paliwo wprowadzone do reaktora AGR po dacie wejścia restrukturyzacji w życie, które to koszty zostaną poniesione przez BE na mocy nowych kontraktów, będących wynikiem negocjacji handlowych między BE i BNFL. Nie obejmuje płatności związanych z paliwem PWR, jako że paliwo PWR nie jest powtórnie przetwarzane przez BNFL, lecz zarządzane bezpośrednio — czyli po prostu przechowywane — przez BE.
- Zobowiązanie pokrycia wszelkich niedoborów w finansowaniu przez NLF zobowiązań dotyczących likwidacji i zobowiązań niezakontraktowanych etapu 1.
- (43) Rząd brytyjski zobowiązuje się pokryć wszelkie niedobory finansowania zobowiązań dotyczących likwidacji i zobowiązań niezakontraktowanych etapu 1 (także kosztów budowy suchego mogilnika w Sizewell B i docelowego składowania paliwa).
- Zobowiązanie pokrycia deficytu finansowania NLF dla zobowiązań likwidacyjnych dla etapu 2 i 3
- (44) Rząd brytyjski zobowiązuje się pokryć wszelkie niedobory finansowania w obrębie NLF związane z likwidacją na etapach 2 i 3.
- Specyficzne zwolnienia podatkowe
- (45) Wyżej wspomniane zobowiązania podjęte przez rząd brytyjski będą zaliczone jako aktywa w bilansie BE z odpowiednim uznaniem rachunku wyników. W normalnych warunkach zobowiązanie takie podlegałoby opodatkowaniu. Według rządu brytyjskiego wymagałoby to od rządu „ubruttwienia” do poziomu pomocy dostarczanej BE w ramach procesu restrukturyzacji o kwotę podatku powstałego wskutek udzielenia pomocy w celu zapewnienia, że BE będzie wypłacalna po restrukturyzacji.
- (46) Aby tego uniknąć, władze brytyjskie są w trakcie wprowadzania specjalnej legislacji dotyczącej zwolnienia podatkowego na podstawie Ustawy o elektryczności. Bez tej legislacji powstałby przychód podlegający opodatkowaniu w wysokości około 3 152 milionów GBP. Zdaniem rządu brytyjskiego, legislacja dotycząca zwolnienia podatkowego została przygotowana w sposób zapewniający, że w przyszłości BE nie otrzyma żadnej asymetrycznej ulgi podatkowej. Wszelkie dalsze wzrosty wartości przedsięwzięcia, spowodowane zmianą cen czy rewaloryzacją, będą podlegały opodatkowaniu, wyrównując w ten sposób otrzymaną ulgę podatkową otrzymaną przez BE, jeśli w rachunku wyników zostanie wykazany dodatkowy koszt.

(47) Zamieszczona poniżej tabela 1 zawiera przedstawioną przez brytyjskie władze wycenę opisanych powyżej instrumentów pomocowych. Ta wycena wartości obciążona jest oczywiście znaczną niepewnością. Zarówno koszty obciążeń jądrowych, jakie pokrywają, jak i wkład BE w pokrycie tych kosztów, są wysoce niepewne. W istocie bowiem likwidacja tych obciążeń będzie miała miejsce w bardzo długim okresie czasu. Na przykład, BE najprawdopodobniej nie rozpocznie demontażu reaktora AGR wcześniej niż 85 lat po wyłączeniu elektrowni z użytkowania, zaś zużyte paliwo musi być składowane przez czas nieokreślony. Ponadto istnieje wiele zadań, jak wyłączenie z użytkowania reaktorów AGR, w przypadku których jak dotąd nie

ma bezpośrednich doświadczeń. Przewidywana wartość pomocy zmieniła się od chwili notyfikacji. Główną przyczyną jest wzrost wpływów z „wyprowadzenia środków pieniężnych” z powodu poprawy prognoz dotyczących wyników BE, wpływ inflacji, aktualizacji kwot związanych z zobowiązaniami dotyczącymi historycznych kontraktów związanych ze zużyтым paliwem, zwiększonych ilości historycznego zużytego paliwa AGR z powodu późniejszej daty wejścia restrukturyzacji w życie i wzrostu wartości majątku w ramach funduszu wyłączenia z użytkowania elektrowni atomowych, w celu odzwierciedlenia najnowszej wartości rynkowej.

Tabela 1

Wycena instrumentów pomocowych w ramach środka A oparta na prognozach z lipca 2004 r. (6)

(miliony GBP)

	Pierwotne założenie		Aktualne prognozy	
	Wartość bieżąca netto (zdyskontowana przy stopie nominalnej 5,4 % (7))	Suma przyszłych płatności pieniężnych (niedyskontowana)	Wartość bieżąca netto (zdyskontowana przy stopie nominalnej 5,4 % (7))	Suma przyszłych płatności pieniężnych (niedyskontowana)
Zobowiązanie dotyczące historycznych kontraktów dotyczących zużytego paliwa	2 185	3 218	2 377	3 067
Zobowiązanie dotyczące obciążeń niezakontraktowanych	750	3 166	951	3 375
Zobowiązanie dotyczące obciążeń związanych z likwidacją	879	4 917	1 115	5 062
Kwoty wnoszone przez BE na rzecz NLF	- 1 432	- 1 845	- 2 007	- 2 510
Kwoty netto płatne przez Sekretarza Stanu	197	6 238	59	5 927
Zwolnienie podatkowe	916	946	1 047	1 077
Razem	3 298	10 402	3 483	10 071

Pierwotne założenie: Przepływy pieniężne wycenione w dniu 3 marca, po cenach z 2 grudnia.

Pierwotne założenie: Przepływy pieniężne wycenione w dniu 4 marca, po cenach z 4 marca

Środek B: Metody dotyczące cyklu paliwowego, uzgodnione z British Nuclear Fuel Limited (BNFL)

Środki dotyczące dostarczania paliwa (umowy typu „front-end”)

(48) BNFL zarówno dostarcza BE paliwo jądrowe dla wszystkich reaktorów AGR, jak i przetwarza je lub przechowuje, gdy zostanie zużyte (8).

(49) W ramach planu restrukturyzacji, BNFL, która jest największym indywidualnym wierzycielem BE, wyraziła zgodę na modyfikację swoich kontraktów z BE zarówno w stosunku do dostawy paliwa, jak i przetworzenia zużytego paliwa.

(6) Dokument złożony pierwotnie: Przepływy środków pieniężnych wg wyceny z marca 2003 r. po cenach z grudnia 2002 r. Obecne prognozy: Przepływy środków pieniężnych wg wyceny z marca 2004 r. po cenach z marca 2004 r.

(7) Stopa dyskontowa wynosi 5,4 % stopy nominalnej zalecanej jako stopa referencyjna od dnia 1 stycznia 2003 r. zgodnie z ogłoszeniem Komisji w sprawie metody ustalania stóp referencyjnych i dyskontowych (Dz.U. C 273 z 9.9.1997, str. 3).

(8) BE kupuje paliwo dla jedynej elektrowni PWR od innej firmy i nie ma kontraktu dotyczącego zużytego paliwa PWR, gdyż przechowuje je na miejscu.

(50) Poprzedzające restrukturyzację umowy o dostawę paliwa zawarte między BE i BNFL pochodzą odpowiednio z lat 1997 i 1995 dla BEG i BEGUK. Miały obowiązywać do 31 marca 2006 r., ale z zamiarem renegotjacji i przedłużenia tych kontraktów od tego dnia w odniesieniu do BEG i opcją przedłużenia w odniesieniu do BEGUK.

(51) Opłaty za dostawę paliwa składały się z rocznej opłaty stałej i dodatkowej opłaty zmiennej za każdy dostarczony element paliwowy. Opłaty były określane i indeksowane w oparciu o wskaźnik inflacji.

(52) Renegocjowane warunki dostawy paliwa zaczęły obowiązywać od 1 kwietnia 2003 r. na mocy aneksów do uprzednio zawartych umów. Nowe warunki będą także stanowiły podstawę dla nowych dożywotnych umów na dostawę paliwa AGR po 31 marca 2006 r., które zaczną obowiązywać 1 kwietnia 2006 r.

- (53) Zgodnie z nowymi warunkami, stała roczna opłata wynikająca z uprzednich umów zostanie zmniejszona o 5 milionów GBP rocznie i będzie podlegać dalszemu dyskontowaniu, w powiązaniu z podstawowymi cenami energii elektrycznej, lecz będzie podlegać narzutowi w wysokości 15 milionów GBP (zarówno w cenach z 2003 r., jak i zgodnie z indeksacją w oparciu o wskaźnik cen detalicznych). W innym wypadku ceny pozostaną takie, jak w poprzednich kontraktach.
- (54) W przypadku dostaw paliwa od 1 kwietnia 2006 r., gdy co najmniej 4 z 7 elektrowni AGR będzie pracować, stała opłata przypadająca do zapłaty przez BE wyniesie 25,5 miliona GBP minus opisana wyżej obniżka, z opłatą zmienną (zgodnie z istniejącymi kontraktami) równą 191 000 GBP za tonę uranu. Ceny wyrażono zgodnie z wartościami pieniężnymi z lipca 2002 r. i będą one indeksowane zgodnie ze wskaźnikiem cen detalicznych.
- (55) Za okres, w którym działać będą tylko 3 lub mniej elektrowni, cena może zostać ustalona w oparciu o zalecenia wspólnego zespołu BE i BNFL, po przeprowadzeniu analizy programu optymalizacji wycofania z użytkowania zakładu BNFL wytwarzającego paliwo.
- Środki dotyczące zużytego paliwa (umowy typu „back end”)
- (56) W 1995 r. poprzednicy prawni BEG i BEGUK (odpowiednio *Nuclear Electric* i *Scottish Nuclear*) zawarli kontrakty długoterminowe z BNFL na przechowywanie i ponowne przetworzenie napromieniowanego paliwa AGR i związane z nim usługi. BEGUK (wówczas *Scottish Nuclear*) zawarła dalszy kontrakt w 1995 r. na długoterminowe przechowywanie całości odpadów paliwa AGR przekraczających ilości już zakontraktowane do przetworzenia. W 1997 r. BEG podpisała także dalszy kontrakt na usługi związane z zarządzaniem zużyтым paliwem, który obejmował całość odpadów na napromieniowane paliwo AGR na czas nieokreślony, w ilościach przekraczających dostarczone zgodnie z kontraktem z 1995 r. z reaktorów BEG. Wszystkie powyżej wymienione kontrakty będą dalej określane jako „istniejące umowy dotyczące zarządzania zużyтым paliwem”. Zapewniają one usługi przynajmniej do roku 2038 lub 2086 (w zależności od kategorii odpadów).
- (57) Zgodnie z istniejącymi umowami dotyczącymi zarządzania zużyтым paliwem, BE zachowuje prawo własności do całego zużytego paliwa. Ostatecznie obowiązkiem BEG i BEGUK będzie odebranie z magazynów BNFL wysokoaktywnych odpadów zeszlonych, niektórych odpadów pośrednich i przetworzonego uranu oraz plutonu w celu wywiązania się z obowiązków dotyczących ich utylizacji.
- (58) Cena w przypadku tych umów jest zasadniczo stała, podlega jedynie indeksacji związanej z inflacją oraz, w przypadku zobowiązań dotyczących przechowywania i powtórnego przetworzenia, opiera się na liczbie ton dostarczonego paliwa. Cena w przypadku początkowych kontraktów z 1995 r. obejmuje także ilości związane z likwidacją THORP (Thermal Oxide Reprocessing Plant — Zakładów Przetwarzania Termicznego Tlenków) w Sellafield, gdzie przetwarza się powtórnie paliwo AGR. Mając na uwadze charakter usług świadczonych przez BNFL, BE jest zobowiązana do dokonywania stałych wpłat związanych z dostarczaniem paliwem, bez względu na to, czy rozwiąże kontrakty w odniesieniu do niedostarczonego paliwa czy też nie.
- (59) Strumienie płatności związane z kontraktami z 1995 r. na przechowywanie i powtórne przetworzenie są stałe i będą realizowane do wygaśnięcia kontraktów w 2086 r., a płatności są dokonywane miesięcznie. Strumienie płatności związane z kontraktami z 1997 r. opierają się na harmonogramie i liczbie ton paliwa dostarczonego BNFL. Te stałe płatności odpowiadają sumie ryczałtowej płatności zgodnej z ustalonym harmonogramem.
- (60) Renegocjowana umowa na zarządzanie zużyтым paliwem (zwana dalej „nowymi umowami na zarządzanie zużyтым paliwem”) ma różne zastosowanie w zależności od tego, czy zarządzane paliwo zostało wprowadzone przed czy po dacie wejścia restrukturyzacji w życie.
- (61) Znaczące zmiany dla paliwa wprowadzonego przed datą wejścia restrukturyzacji w życie są następujące:
- harmonogram płatności zostanie skrócony w taki sposób, że wartość bieżąca netto dla przyszłych płatności, obliczona z wykorzystaniem stóp dyskontowych dla brytyjskiego sektora publicznego, pozostanie niezmienną;
 - postanowienia o rozwiązaniu kontraktów zostaną zmienione tak, że w przypadku niewypłacalności BE mimo restrukturyzacji kontrakty te zostaną rozwiązane bez prawa regresu dla BE. Władze brytyjskie wskazały, że w tym wypadku konieczne będzie dalsze zarządzanie tym paliwem w ośrodku BNFL w Sellafield, a rząd brytyjski lub NLF będą musiały zawrzeć umowy kontraktowe z BNFL, lub spółką będącą jej następcą, w celu prowadzenia tych działań. W takim wypadku rząd brytyjski zaznaczył, że spodziewa się, iż nowe umowy będą oparte na ocenie wszystkich zaistniałych wówczas okoliczności, także istniejących warunków kontraktu.
- (62) Znaczące zmiany w przypadku paliwa wprowadzonego w dniu lub po dniu wejścia restrukturyzacji w życie:
- prawo własności zużytego paliwa przejdzie na BNFL z chwilą przejścia przez nią ryzyka zarządzania zużyтым paliwem (czyli dostawy zużytego paliwa do BNFL), od którego to momentu na BE nie będą ciążyły żadne dalsze zobowiązania związane z tym paliwem;
 - płatności za usługi związane ze zużyтым paliwem będą dokonywane w oparciu o czas wprowadzenia nienapromieniowanego paliwa do reaktorów BE, a nie jakkolwiek późniejszy etap (na przykład dostawę zużytego paliwa do BNFL) i będą się opierać o plan wprowadzania z uzgodnieniami rocznymi;

- c) cena bazowa dla zużytego paliwa wyniesie 150 000 GBP za tonę uranu, płatne w chwili wprowadzenia nienapromieniowanego uranu, według cen z roku 2003. Będzie ona podlegała indeksacji w oparciu o wskaźnik cen detalicznych. Corocznie będą także dokonywane korekty w górę lub w dół zgodnie ze wzorem opartym na ilości energii elektrycznej wyprodukowanej przez elektrownie AGR oraz wartości podstawowego obciążenia energetycznego w Anglii i Walii, co zapewni BE ochronę przed fluktuacjami cen energii. Cena bazowa za zarządzanie zużyтым

paliwem jest zbliżona do 0,6 GBP/MWh przed korektą w dół czy w górę.

Wpływ środków związanych z dostawą i powtórным przetworzeniem paliwa

- (63) Tabela 2 ukazuje wpływ zmian kontraktów na dostawę paliwa BNFL dla BE zgodnie z przewidywaniami władz brytyjskich według trzech możliwych scenariuszy ewolucji rynku energii elektrycznej.

Tabela 2

Wpływ zmian w kontraktach na dostawę paliwa zawartych z BNFL

(miliony GBP)

Obliczenie oszczędności związanych z dostawą paliwa					
Narastająco do 31 marca	2004	2005	2006	2007	2008
Koszty poprzedzające restrukturyzację					
— Przypadek średni i przypadek zawyżony	221	247	232	203	213
— Przypadek zaniżony	216	241	227	198	208
Koszty po restrukturyzacji					
— Przypadek średni	206	231	218	188	201
— Przypadek zawyżony	207	231	227	198	207
— Przypadek zaniżony	200	220	205	176	186
Oszczędności					
— Przypadek średni	15	16	14	15	12
— Przypadek zawyżony	14	16	5	5	6
— Przypadek zaniżony	16	21	22	22	22

- (64) Władze brytyjskie ogłosiły, że podanie dokładnych prognoz oszczędności BE po 2006 r. byłoby trudne, gdyż kontrakty na dostawę paliwa, poprzedzające restrukturyzację, miały wygasnąć w 2006 r. Wszelkie prognozy dotyczące korzyści płynących ze zmian dla BE musiałyby zatem w jakiś sposób uwzględniać korzyści dla BNFL płynące z przedłużenia kontraktów do końca okresu eksploatacji zakładów BE, co uwzględniają nowe ceny kontraktowe. Mając na uwadze te elementy niepewne, władze brytyjskie przypomniały, że wewnętrzna prognoza BE dotycząca oszczędności związanych z kosztami po zakończeniu okresu eksploatacji zakładów wyniesie 239 milionów GBP (bez dyskonta) i 140 milionów GBP (z dyskontem o stopę rzeczywistą 3,5 %⁽⁹⁾). Tabela 3 ukazuje widoczne dla BE skutki zmian w kontraktach dotyczących zużytego paliwa AGR zawartych z BNFL, prognozowanych przez władze brytyjskie, zgodnie z tymi samymi trzema możliwymi

scenariuszami⁽¹⁰⁾. Wartość bieżąca netto jest obliczana z wykorzystaniem rzeczywistej stopy dyskontowej dla brytyjskiego sektora publicznego wynoszącej 3,5 %. Niniejsza tabela bada wyłącznie wpływ zmian cen kontraktów dotyczących paliwa wprowadzonego w dniu wejścia restrukturyzacji w życie lub po tej dacie. Wpływ zmian na kontrakty dotyczące paliwa wprowadzonego przez datę wejścia restrukturyzacji w życie jest trudny do oszacowania, gdyż zaistniałby on tylko wtedy, gdyby BE stała się niewypłacalna. Poza tym korzyści płynące dla BE z przeniesienia prawa własności do zużytego paliwa oraz związanych z tym obciążeń trudno oszacować, zdaniem brytyjskich władz. Władze brytyjskie przedłożyły jednak subiektywną prognozę korzyści płynących dla BE z przeniesienia prawa własności: miałyby wynieść one około 1 421 milionów GBP (bez dyskonta) i 148 milionów GBP (przy nominalnej stopie dyskontowej 5,4 %). Korzyści tych nie uwzględniono w tabeli 3.

⁽⁹⁾ Procent ten odpowiada stopie dyskontowej dla sektora publicznego.

⁽¹⁰⁾ Definicję tych trzech scenariuszy podano poniżej w motywie 111.

Tabela 3

Wpływ wartości bieżącej netto na zmiany przyszłych kontraktów związanych ze zużytym paliwem AGR ⁽¹¹⁾

	(miliony GBP)	
	Wartość bieżąca netto	Suma płatności bez dyskonta
Przed restrukturyzacją		
— Przypadek średni	592	1 117
Po restrukturyzacji		
— Przypadek średni	418	558
— Przypadek zawyżony	881	1 204
— Przypadek zaniżony	3	4
Oszczędności		
— Przypadek średni	174	559
— Przypadek zawyżony	- 289	- 87
— Przypadek zaniżony	589	1 113

Środki związane z uranowcami

- (65) Początkowo spółki, które teraz są znane jako BEG i BEGUK, same nabywały uranowce w celu przekazania ich BNFL, która wykorzystywała je do produkcji i przygotowania paliwa jądrowego dla swoich elektrowni AGR. Spółka obecnie działająca jako BEGUK, potem przeniosła kontrakty związane z zaopatrzeniem w uranowce na rzecz BNFL. Istniejące wcześniej kontrakty były długoterminowe i za każdym razem obejmowały tylko stosunkowo małe ilości materiałów niezbędnych BEGUK, zatem zmiana ta dała BNFL jedynie ograniczone podstawy dla rozwoju działalności związanej z zamówieniami na uranowce i zaopatrywaniem spółki.
- (66) W ramach renegotjacji między BE a BNFL, dotyczących kontraktów na przyszłe dostawy wyprodukowanego przez BNFL paliwa jądrowego dla BE, ustalono, że BEG powinna także przenieść kontrakty związane z zaopatrzeniem w uranowce na rzecz BNFL, która miałaby zatem stać się odpowiedzialna za zawieranie przyszłych umów na zaopatrzenie w uranowce niezbędne do produkcji paliwa jądrowego przez BEG dla elektrowni AGR.
- (67) Równocześnie BNFL zakupi posiadane przez BEG zapasy uranowców, których oszacowana wartość księgowa wyniesie do 67 milionów GBP.

Środek C: środki związane z zamrożeniem zobowiązań

- (68) W ramach planu restrukturyzacji, BE zawarła umowy („umowy o zamrożeniu zobowiązań”) dotyczące wstrzymania, w pewnych warunkach, płatności należnych BNFL i szeregu znaczących wierzycieli finansowych („znaczących wierzycieli”), do których należeli posiadacze większości obligacji w funtach brytyjskich na lata 2003, 2006 i 2016, wyemitowanych przez BE („posiadacze obligacji”),

syndykat bankowy z Eggborough, w skład którego wchodził Royal Bank of Scotland jako wystawca akredytywy („RBS”) (wspólnie zwane „bankami-kredytodawcami”) oraz kontrasygnatariusze trzech umów o zakup energii („UZE”) oraz kontraktów dotyczących różnic: Teaside Power Limited („TPL”), Total Fina Elf („TFE”); oraz Enron (dalej zwanych zbiorczo „kontrasygnatariuszami UZE”).

- (69) Zgodnie z umowami o zamrożeniu zobowiązań, okres wstrzymania rozpoczyna się 14 lutego 2003 r. i kończy najwcześniej 30 września 2004 r. lub z chwilą zaistnienia zdarzenia stanowiącego o rozwiązaniu, lub też wraz z zakończeniem restrukturyzacji. W tym okresie BNFL i znaczący wierzyciele uzgodnili z BE, że nie podejmą żadnych kroków w kierunku wszczęcia postępowania o niewypłacalności ani nie będą domagać się czy przyspieszać płatności należnych i płatnych z konta BE.
- (70) Zobowiązania BE, BNFL i znaczących wierzycieli wynikłe z umów o wstrzymaniu płatności opisano szczegółowo w motywach 71–73.

Zobowiązania BE dotyczące zamrożenia zobowiązań

- (71) Na mocy umów o zamrożeniu zobowiązań:
- a) wypłacane będą odsetki dla posiadaczy obligacji i banków z Eggborough, zgodnie z istniejącymi ustaleniami;
 - b) odsetki w wysokości 6 % rocznie będą wypłacane RBS (w związku z akredytywą) od kwoty 34 miliony GBP oraz kontrasygnatariuszom UZE od ich kwot roszczeń (RBS 37,5 miliona GBP; TPL 159 milionów GBP; TFE 85 milionów GBP; Enron 72 miliony GBP);
 - c) EPL otrzyma kwoty przypisywane kosztom operacyjnym i wydatkom kapitałowym;
 - d) BE będzie nadal kupować energię od TPL po cenach stałych opartych na bieżącej cenie terminowej na energię elektryczną do zakończenia restrukturyzacji;

⁽¹¹⁾ Przy założeniu, że data wejścia restrukturyzacji w życie to 1 kwietnia 2004 r. Wartość bieżąca netto na marzec 2003 r.

- e) odsetki na rzecz BNFL będą naliczane w odniesieniu do kwot należnych z mocy istniejących umów na zarządzanie zużytym paliwem od 1 kwietnia 2003 r. i zostaną zniesione, jeśli restrukturyzacja zostanie przeprowadzona. Kwoty naliczone zgodnie z istniejącymi umowami o zarządzanie zużytym paliwem w odniesieniu do paliwa wprowadzonego do reaktorów przed datą wejścia restrukturyzacji w życie zostaną zamrożone w stopniu, w jakim przekraczają kwoty, jakie przypadają do zapłaty, gdyby nowe umowy o zarządzanie zużytym paliwem weszły w życie z dniem 1 kwietnia 2003 r. i zostaną zniesione, jeśli zostanie przeprowadzona restrukturyzacja.

Zobowiązania BNFL i znaczących wierzycieli

(72) Na mocy umów o zamrożeniu zobowiązań:

- a) od listopada 2002 r. do 31 marca 2003 r. BNFL wstrzyma wszelkie płatności wynikłe z istniejących umów o zarządzanie zużytym paliwem od 1 kwietnia 2003 r., a BNFL zamrozi różnicę między płatnościami wynikłymi z istniejących i nowych umów o zarządzanie zużytym paliwem;
- b) posiadacze obligacji zamrożą kapitał związany z obligacjami na 2003 r.;
- c) banki z Eggborough wstrzymają spłaty kapitału oraz inne spłaty związane z umową o wydajności i opłatach („UWO”) z wyjątkiem objętych stałymi zobowiązaniami BE;
- d) RBS wstrzyma wszelkie kwoty związane z wzajemną gwarancją ochrony RBS, gwarancją złożoną lub akredytywą;

oraz

- e) kontrsygnatariusze UZE wstrzymają wszelkie kwoty wynikłe z UZE z wyjątkiem objętych stałymi zobowiązaniami BE.

(73) Zobowiązania znaczącego wierzyciela zgodnie z umową dotyczące wstrzymania płatności nie będą obowiązywały, jeśli wystąpi dowolny z poniższych warunków, a znaczący wierzyciel wypowie dany warunek BE:

- a) nie nastąpi płatność kwoty niebędącej kwotą odroczoną, należną znaczącemu wierzycielowi, i brak płatności będzie występował przez ponad 20 dni roboczych;
- b) w stosunku do BE lub dowolnego podmiotu zależnego zostanie wniesiony wniosek o rozwiązanie lub nadzór administracyjny;
- c) rząd brytyjski złoży pisemny wniosek o spłatę umowy kredytowej lub na mocy dowolnego innego instrumentu zamiennego banków handlowych gwarantowanego przez rząd brytyjski i odnośną wzajemną odpowiedzialność BE i jej spółek zależnych wobec rządu brytyjskiego;
- d) nie uzyskano niezbędnych zezwoleń od przedstawiciela ds. kredytów Eggborough, RBS, banku syndykatu TPL czy Enron.
- e) BE lub dowolna spółka zależna opublikuje dokumentację przewidującą dystrybucję na rzecz znaczących wierzycieli, inną niż ujęta w porozumieniu wstępnym ustalonym ze znaczącymi wierzycielami.

Skutki wstrzymania płatności

(74) Tabela 4 podaje poziom środków pieniężnych, jakie zdaniem brytyjskich władz zaoszczędzi BE dzięki umowom o wstrzymaniu płatności, gdyby uznać za datę wejścia restrukturyzacji w życie 31 marca 2004 r.

Tabela 4

Środki pieniężne, jakie zaoszczędzi BR dzięki umowom o wstrzymaniu płatności

(miliony GBP)

	Rok kończący się w marcu 2003 r.	Rok kończący się w marcu 2004 r.
BNFL	132	265
Posiadacze obligacji	110	0
Banki z Eggborough	47	40
TPL	13	33
TFE	3	14
Enron	4	19
Wpływ VAT	0	-8
Wpływ odsetek	-9	-21
Wpływ zamrożenia zobowiązań	300	342
Kumulacyjne środki pieniężne	300	642

Środek D: Pakiet restrukturyzacji znaczących wierzycieli

- (75) Poza umowami o wstrzymaniu płatności plan restrukturyzacji zakłada restrukturyzację i zmianę harmonogramu roszczeń głównych wierzycieli. W dniu 14 lutego 2003 r. BE zawarła niewiążącą umowę ze znaczącymi wierzycielami dotyczącą obniżenia i alokacji ich roszczeń.
- (76) Zobowiązania wobec znaczących wierzycieli, jakie mają być zmniejszone, ujęte w raporcie finansowym przed audytem BE za sześć miesięcy do 30 września 2002 r., były następujące:
- posiadacze obligacji: 408 milionów GBP,
 - pożyczkodawcy — banki: 490 milionów GBP,
 - kontrsygnotariusze UZE: 365 milionów GBP.
- (77) Zgodnie z warunkami porozumienia wstępnego kwoty roszczeń związanych z UZE dla potrzeb pakietu restrukturyzacyjnego zostały określone na poziomie 316 milionów GBP.
- (78) Zobowiązania zostaną zrestrukturyzowane i ponownie rozplanowane w następujący sposób:
- a) zostaną wyemitowane nowe obligacje o wartości 275 milionów GBP na rzecz posiadaczy obligacji, banków-kredytodawców, RBS, TPL, TFE oraz Enron;
 - b) zostanie zawarta zmieniona UWO z bankami z Eggborough ze zwrotem finansowym dla banków w postaci nowych obligacji o wartości 150 milionów GBP;
 - c) zostaną wyemitowane akcje zwykłe dla posiadaczy obligacji, banków-kredytodawców, RBS, TPL, TFE, Enron.

Środek E: wprowadzenie nowej strategii handlowej

- (79) BE dokonała zmiany swojej strategii handlowej, dążąc do zmniejszenia ryzyka związanego z wydajnością i ceną. Zmiany stanowią jeden z elementów pakietu restrukturyzacyjnego, który poprawi stabilność finansową BE.

Informacje ogólne

- (80) BE jest jednym z największych producentów energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii, wytwarzającym ponad 20 % brytyjskiej energii. Jej struktura wytwórcza składa się z energii wytwarzanej przez elektrownie atomowe (83 % wydajności) i energii wytwarzanej przez elektrownię węglową (17 % wydajności), a jej łączna wydajność roczna wynosi około 75 TWh.

- (81) Handlowy oddział BE, BEPET, jest odpowiedzialny za sprzedaż wytworzonej przez BE energii elektrycznej, zarządzając ryzykiem związanym z fluktuacjami na rynku energii elektrycznej i maksymalizując ceny sprzedaży osiągnięte przez BE na rynku. Ponieważ 83 % produkcji BE zapewniają elektrownie jądrowe, BEPET koncentruje się na sprzedaży tej energii wytwarzanej w sposób ciągły.
- (82) Elektrownia węglowa Eggborough jest także ważnym elementem portfela handlowego. Zapewnia elastyczność wydajności umożliwiającą dostosowanie się do zmiennego popytu i jest cennym „zabezpieczeniem” w przypadku konieczności wyłączenia elektrowni jądrowej. Zapewnia elastyczność dla celów związanych z dużymi klientami przemysłowymi i komercyjnymi oraz związanych ze sprzedażą hurtową.
- (83) Aby zarządzać ryzykiem BE związanym z cenami rynkowymi przy jednoczesnej maksymalizacji cen sprzedaży, BEPET zawiera transakcje terminowe. Zanim energia zostanie wytworzona BEPET, wraz z innymi producentami energii, usiłuje sprzedać 100 % produkcji w celu uniknięcia ryzyka związanego z niestabilnymi cenami mechanizmu równoważącego. Sprzedając z wyprzedzeniem, spółka jest w stanie zapewnić, że wygenerowana w przyszłości energia zostanie sprzedana po obowiązującej w danym momencie cenie, a w niektórych przypadkach, że ceny za wygenerowaną w przyszłości energię będą stałe.
- (84) BEPET dysponuje szeregiem kanałów, za pośrednictwem których może sprzedawać energię wytworzoną przez BE i sprzedaje 32 % łącznej energii za pośrednictwem mechanizmu sprzedaży bezpośredniej („MSB”). MSB rozrósł się znacząco i stanowi kluczowy element strategii biznesowej BE.
- (85) Pozycja BE na rynku detalicznym obejmuje małą część generowanej energii w porównaniu z innymi znaczącymi wytwórcami energii w Wielkiej Brytanii. Rozwój BE na tym rynku jest stymulowany celem polegającym na dywersyfikacji kanałów dostawy wygenerowanej energii, nie zaś celem związanym z samym rynkiem detalicznym. BE uzyskuje marżę brutto sięgającą około 2 % ⁽¹²⁾ w przypadku sprzedaży bezpośredniej, co odzwierciedla konkurencyjny charakter tego rynku.
- (86) Przyczyny problemów finansowych, przed którymi stanęła BE we wrześniu 2002 r., obejmowały zasadniczo trzy umowy na zakup energii typu „opcja poza ceną” oraz kontrakty na różnice, które zawarła wcześniej, w ramach swojej działalności handlowo-korporacyjnej. Każdą z nich umieszczono w ugodzie ze znaczącymi wierzycielami, jaką zawarto w ramach pakietu restrukturyzacyjnego.

(12) Marża brutto opiera się na sumie przychodów bez odsetek i podatku minus bezpośrednie koszty dostarczenia (w tym koszty elektryczności i dostawy). Źródło: BE.

- (87) Pierwszy z tych kontraktów zawarto z TFE. W porównaniu z dzisiejszymi dominującymi cenami rynkowymi, cena realizacji ujęta w tym kontrakcie jest bardzo wysoka. Kontrakt zawarto w 1997 r., w chwili, gdy średnie ceny były znacząco wyższe niż obecnie. Umowa jest zasadniczo dla BE umową typu „opcja poza ceną” i kwota roszczeń na rzecz TFE wynosi 85 milionów GBP.
- (88) Drugi dotyczy kontraktu typu swap ze spółką Enron, datowanego na 1 kwietnia 1996 r., który jest instrumentem stabilnym finansowo, opartym na różnicy między cenami typu „pool” w szczycie i poza szczytem. BE zawarła ten kontrakt przed przejściem Eggborough. Miał on być zabezpieczeniem przed zmieniającą się strukturą rozrastającego się sektora konsumentów przemysłowych i komercyjnych. Kwota roszczeń na rzecz Enron uznana w odniesieniu do UZO „opcji poza ceną” w ramach pakietu restrukturyzacyjnego wynosi 72 miliony GBP.
- (89) Trzeci dotyczy umowy odziedziczonej wskutek przejścia przez BE w 1999 r. SWALEC, z TPL. Kontrakt został pierwotnie podpisany w dniu 26 czerwca 1991 r. Kontrakt był zasadniczo kontraktem typu „opcja poza ceną”. Kwota roszczenia uznana na rzecz TPL wskutek UZO w ramach pakietu restrukturyzacyjnego wynosi 159 milionów GBP.
- Nowa strategia handlowa BE
- (90) W ramach pakietu restrukturyzacyjnego BE zobowiązała się zapewnić sprzedaż większej ilości energii w ramach kontraktów średnioterminowych po cenach stałych. Zdaniem rządu brytyjskiego, wprowadzenie tej strategii zmniejszy niestabilność przepływów pieniężnych i umocni długoterminową rentowność finansową Spółki.
- (91) Zgodnie z nową strategią sprzedaż energii w ramach kontraktów typu *forward* po cenie stałej sprawi, że spółka dokona przedsprzedaży większej ilości energii po cenie stałej w ciągu najbliższych 3–5 lat, jako że BEPET ustala wartość dla znaczniejszej porcji wygenerowanej w przyszłości energii.
- (92) Kluczowymi celami nowej strategii handlowej są: i) ograniczenie ryzyka cenowego przez zapewnienie dalszych kontraktów po cenach stałych; ii) utrzymanie ożywionych kanałów sprzedaży dla znaczących ilości wygenerowanej energii; oraz iii) zapewnienie dodatkowych środków gotówkowych na utrzymanie wystarczających rezerw finansowych.
- (93) Od chwili sformułowania nowej strategii na początku grudnia 2002 BE odniosła sukces, sprzedając lub przedłużając kontrakty na sprzedaż dodatkowych 14,8 TWh MSB w latach 2003–2006 dzięki odnowieniu rocznych kontraktów w ramach umów wieloletnich. W dniu 6 marca 2003 r. BE prowadziła także negocjacje z szeregiem partnerów hurtowych, dotyczące sprzedaży strukturalnej.
- (94) W dniu 6 lutego 2003 r. podpisano znaczący kontrakt z British Gas Trading Limited dotyczący sprzedaży około 10 TWh rocznie do dnia 1 kwietnia 2007 r., z czego ponad połowy po cenie stałej.
- (95) Nowe kontrakty z BNFL zapewniają także BE pewne zabezpieczenie dla cen energii z powodu ceny zmiennej, połączonej z ceną energii elektrycznej, jaka ma być zapłacona za dostawę paliwa AGR i usługi związane ze zużytym paliwem AGR. W przypadku aktualnych cen rynkowych nowe umowy z BNFL zapewniają częściowe zabezpieczenie dla około 60 % wyprodukowanej przez BE energii z elektrowni AGR w wysokości ok. 5 TWh rocznie.
- (96) BE proponuje skupić się na następujących celach w strategii średnioterminowej:
- a) zapewnienie, by elektrownie atomowe BE pracowały na światowym poziomie wydajności i bezpieczeństwa;
 - b) zwiększenie bezpieczeństwa przy jednoczesnej poprawie wydajności i konkurencyjności;
 - c) zmniejszenie zagrożeń związanych z hurtowymi cenami elektryczności w Wielkiej Brytanii przy dalszym wytyczaniu stabilnej drogi na rynek. Zostanie to osiągnięte dzięki różnym warunkom kontraktowym, dostępowi do elastycznego wytwarzania energii dzięki Eggborough i MSB, skupianiu się głównie na sektorze konsumentów przemysłowych i komercyjnych;
 - d) rozpoczęcie przynoszącej zyski działalności w dziedzinie odnawialnych źródeł energii w celu zwiększenia konkurencyjności MSB;
 - e) stałe zaangażowanie we wspieranie sponsorowanych przez UE działań związanych z bezpieczeństwem w byłym Związku Radzieckim i Europie Wschodniej.
- Środek F: Sprzedaż składników majątkowych jako pomoc we wspieraniu finansowania restrukturyzacji
- Bruce Power
- (97) W dniu 23 grudnia 2002 r. BE ogłosiła, że zawarła umowę wstępną mającą na celu sprzedaż 82,4 % udziałów w Bruce Power w następujący sposób: 79,8 % na rzecz konsorcjum złożonego z Cameco, BPC Generation Infrastructure Trust i TransCanada PipeLines Limited (zwanych razem „Konsorcjum”) i 2,6 % na rzecz Power Workers' Union Trust No1 i The Society. Ponadto Konsorcjum zgodziło się na nabycie 50 % udziałów BE w Huron Wind, projekcie z Ontario dotyczącym turbiny wiatrowej. Sprzedaż Bruce Power i Huron Wind na rzecz Konsorcjum dokonana się 14 lutego 2003 r. W chwili jej realizacji BE otrzymała w gotówce 678 milionów CAD. Ponadto BE ma otrzymać do 140 milionów CAD opłaty warunkowej z chwilą ponownego uruchomienia dwóch bloków Bruce A i kontowierciowych.

- (98) Wstępne przychody w wysokości 275 milionów GBP minus pewne koszty transakcji zostały wpłacone na konto zatwierdzone i obciążane na korzyść DTO zgodnie z umową kredytową („UIK”).

AmerGen

- (99) Exelon Generation Company, LLC („Exelon”) i British Energy Investment Ltd. wystąpiły z propozycjami dotyczącymi ich udziałów w AmerGen, w odniesieniu do sprzedaży AmerGen. W dniu 22 grudnia 2003 r. akcjonariusze BE zatwierdzili sprzedaż Exelon Generation Company LLC 50 % posiadanych przez BE udziałów w Amergen. BE otrzymała około 277 milionów USD w gotówce.

Środek G: Lokalne odroczenia podatkowe

- (100) Szereg władz lokalnych wyraziło zgodę na odroczenie, bez odsetek, spłaty podatków handlowych, jakie miała zapłacić BE.
- (101) Zgodnie z informacjami przekazanymi przez władze brytyjskie, władze te to:
- Rada Miejska Lancaster, w odniesieniu do zakładów w Heysham, w kwocie 1 775 240 GBP,
 - Rada Rejonowa Shepway, w odniesieniu do zakładów w Dungeness, w kwocie GBP 578 524 GBP,
 - Rada Miejska Hartlepool, w odniesieniu do zakładów w Hartlepool, w kwocie 447 508 GBP,
 - Rada North Ayrshire, w odniesieniu do zakładów w Hunterston, w kwocie 735 947 GBP,
 - Rada East Lothian, w odniesieniu do zakładów w Torness, w kwocie 765 986 GBP.

- (102) Łącznie zapewniono odroczenie płatności kwoty 4 303 205 GBP od listopada 2002 r. do lutego 2003 r. W przypadku środka G, kwoty te BE wpłaciła w całości w lutym 2003, zaś odsetki w kwocie 65 656,24 GBP za opóźnienia we wpłatach zostały zapłacone w dniu 7 października 2003 r. Stopę odsetek oparto na stawkach referencyjnych Komisji dla Wielkiej Brytanii w wysokości 6,01 % do 31 grudnia 2002 r. i oraz na stawce 5,42 % po tej dacie.

c) Implikacje finansowe pakietu restrukturyzacyjnego

- (103) Przed przedstawieniem wpływu planu restrukturyzacji na kondycję finansową BE władze brytyjskie opisały warunki ekonomiczne wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownie jądrowe. Oceniając warunki ekonomiczne wytwarzania energii elektrycznej przez BE, zgłoszenie rozróżnia między kosztami, których można uniknąć i kosztami

nieuniknionymi pracy elektrowni BE. Elektrownie jądrowe charakteryzują się wysokim poziomem kosztów nieuniknionych i stosunkowo niskim poziomem kosztów, których można uniknąć, w szczególności krótkoterminowych kosztów marginalnych. Zdaniem władz brytyjskich, ponieważ decyzja o wytwarzaniu energii jest oparta na poziomie kosztów, których można uniknąć oraz w związku z tym, że elektrownie jądrowe mają najniższy poziom krótkookresowych kosztów węzłowych (SRMC), korzystanie z elektrowni jądrowych jest ekonomicznie uzasadnione.

- (104) Władze brytyjskie twierdzą dalej, że jeśli restrukturyzacja BE się powiedzie, spółka strukturalnie nie będzie przynosić strat. Zdaniem władz brytyjskich plan ten będzie w stanie rozwiązać problemy stanowiące przyczynę trudności BE i doprowadzi do długoterminowej poprawy kondycji finansowej spółki. W szczególności poprawi on strategię handlową BE poprzez próbę zrównoważenia jej niezabezpieczonej pozycji, uwolnienia BE od niektórych wysokich kosztów stałych związanych z przejmowaniem zobowiązań jądrowych oraz umożliwienia jej budowy wystarczających rezerw gotówkowych, by zabezpieczyć jej działalność.

- (105) Celem planu restrukturyzacyjnego BE jest restrukturyzacja kosztów i zobowiązań oraz stworzenie stabilnej struktury kapitałowej, by umożliwić BE długofalowe działanie w charakterze finansowo stabilnego podmiotu. Aby BE mogła zostać uznana za podmiot o stabilnej sytuacji finansowej, rząd brytyjski założył, że w pewnym okresie czasu spółka musi przynosić zysk, posiadać dodatni bilans przepływu środków pieniężnych i być zdolna do bieżącego finansowania swojej działalności.

- (106) Aby doprowadzić do rentowności BE, opracowano następujące elementy planu restrukturyzacji:

a) sprzedaż udziałów BE w Bruce Power i AmerGen w celu stworzenia zasobów gotówkowych w obrębie firmy, zwiększenia stabilności i zmniejszenia zakresu działalności;

b) zmniejszenie bieżącej podstawy kosztów BE dzięki negocjacom handlowym ze znaczącymi wierzycielami w celu zmniejszenia ich roszczeń historycznych oraz zawarcia umów dotyczących przestojów do chwili przeprowadzenia restrukturyzacji w zamian za połączenie nowego zadłużenia i nowego kapitału BE po zakończeniu restrukturyzacji;

c) przejęcie kosztów niektórych obciążeń jądrowych przez rząd brytyjski i renegecje handlowe umów na dostawę i odbiór zużytego paliwa jądrowego BNFL; nowe ustalenia handlowe z BNFL także zmniejszyły ryzyko BE na niekorzystne zmiany cen energii elektrycznej;

- d) wprowadzenie nowej strategii handlowej w celu zmniejszenia ryzyka BE związanego z obrotami na rynku hurtowym i ryzykiem cenowym.
- (107) Zdaniem władz brytyjskich plan restrukturyzacji został stworzony tak, by uwzględnić kluczowe wymaganie dotyczące rentowności, a mianowicie zdolności firmy do finansowania swojej działalności. Ponieważ spółka raczej napotkałaby problemy z uzyskaniem finansowania z banku czy z rynków obligacji, w szczególności jeśli uwzględnić stosunkowo niewielką liczbę kredytodawców gotowych do zapewnienia środków finansowych spółce zajmującej się wytwarzaniem energii przy użyciu technologii jądrowej, należy rozpatrywać plan restrukturyzacji jako alternatywę do zewnętrznych źródeł finansowania. Zakłada on tworzenie i budowanie rezerw gotówkowych. Celem rezerw gotówkowych jest umożliwienie firmie zawierania kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej, wymagających zabezpieczenia, oraz przetrwanie w warunkach zmniejszonego dopływu środków pieniężnych bez potrzeby uciekania się do finansowania zewnętrznego. Zgodnie z powyższym, plan restrukturyzacji zakłada stworzenie dwóch rezerw: gotówkowej rezerwy na zabezpieczenie oraz rezerwy na wypadek przestojów i braku płynności. Choć określono już dwie oddzielne pule rezerw, zakłada się, że te rezerwy będą wymienne, dzięki czemu z rezerwy na przestoje i brak płynności będzie można korzystać, by spełnić dodatkowe wymogi związane z zabezpieczeniem i odwrotnie. Zapewni to BE dodatkową stabilność.
- (108) BE podjęła szereg działań, by poprawić swoją pozycję pieniężną dzięki:
- a) zmniejszeniu wpływu sezonowości poprzez zarządzanie profilami płatności tam, gdzie to możliwe;
 - b) dalszym inicjatywom zmierzającym do zmniejszenia kosztów;
 - c) sekurytyzacji należności ze sprzedaży bezpośredniej.
- (109) Ponadto BE przeprowadziła proces planowania biznesowego, który zaowocował aktualizacją prognoz finansowych i stworzyła szczegółową analizę problemów związanych z wydajnością swoich zakładów.
- (110) W okresie zakończonym 31 marca 2004 r. stworzono rezerwy gotówkowe dzięki dwóm źródłom finansowania: umowom dotyczącym zamrożenia płatności (środek C) oraz sprzedaży składników majątkowych (środek F), po spłacie zaległych zobowiązań zgodnie z umową kredytową dotyczącą pomocy na ratowanie firm.
- (111) Władze brytyjskie opracowały trzy symulacje finansowe w celu uwzględnienia zmiennych, dla których pozycja finansowa BE wykazuje szczególną wrażliwość: wydajność generowanej energii i ceny elektryczności. Prognozy finansowe zostały ocenione przez firmę Deloitte & Touche świadczącej usługi doradztwa w dziedzinie gospodarki i energetyki dla rządu brytyjskiego. Założenia dotyczące wydajności i wydatków kapitałowych uwzględnione w przypadkach planowania biznesowego zostały ocenione przez WS Atkins w ramach jej obowiązków doradcy technicznego na rzecz BE i Citigroup oraz przez Stone & Webster Management Consultants, Inc. pełniącej rolę konsultanta technicznego na rzecz rządu brytyjskiego.
- (112) Ocena uwzględniała trzy główne zmiany, jakie zaszły od pierwotnego zgłoszenia z marca 2003 r., a mianowicie poziom cen elektryczności, program poprawy wydajności (PPW) mający na celu poprawę niezawodności elektrowni atomowych i zabezpieczenie handlowe.
- (113) Ceny elektryczności ewoluowały znacząco na przestrzeni ostatnich miesięcy. Zdaniem brytyjskich władz ceny energii elektrycznej plasują się obecnie powyżej 28 GBP za MWh w porównaniu z 16,4 GBP za MWh w marcu 2003 r. Kluczowymi przyczynami modyfikacji prognoz cen energii elektrycznej są zmiany mających na nie wpływ cen paliw (węgiel, gaz, ropa), system cen węgla wprowadzony przez European Emissions Trading oraz margines rezerwy wydajności.
- (114) Elektrownie atomowe BE historycznie wykazują mniejszą wydajność niż podobne zakłady międzynarodowe. Najstarsze elektrownie są niedoinwestowane, zaś wszystkie wykazują znaczący potencjał usprawnień oraz wysokie ryzyko krótkotrwałych przestojów. BE stworzyła więc plany modernizacji tych zakładów. Korzyści płynące z PPW powinny być skutkiem zmian w kulturze i organizacji pracy oraz zwiększonych inwestycji w kapitał i pracowników. Po pewnym czasie powinien on zaowocować zmniejszeniem awaryjności zakładów i zwiększoną wydajnością.
- (115) BE uwzględniła także ostatni znaczący wzrost wymogów związanych z zabezpieczeniami wynikły ze wzrostu cen rynkowych.

- (116) Aby określić wpływ alternatywnych założeń dotyczących wytwarzania energii i cen elektryczności na pozycję finansową, BE rozpatrzyła dwa przypadki o skrajnym poziomie wrażliwości, które wspólnie uwzględnią ewolucję cen energii elektrycznej, korzyści płynące z PPW i prognozy dotyczące przewidywanych zabezpieczeń:
- a) „przypadek zawyżony” stanowiący podstawę dla budżetu BE na kolejny rok i stosowany do wyznaczania docelowych wartości wydajności; odpowiada on w przybliżeniu „przypadkowi skrajnemu” opisanemu przy wszczęciu postępowania;
- b) „przypadek oparty na notowaniach” stanowiący podstawę informacji podawanych w publikowanych sprawozdaniach oraz w prospekcie emisyjnym; jest on postrzegany jako „przypadek bankowy”. Ceny w tym przypadku są obliczane na podstawie krzywej prognostycznej, wykorzystującej model rynkowy, który obejmuje opinie BE na temat kosztów paliw i węgla;
- c) „uzasadniony najgorszy przypadek” (UNP), który odpowiada przypadkowi zaniżonemu i uwzględnia elementy niepewne dotyczące cen i wydajności; ceny UNP opierają się na krzywej cen opracowanej przez BE.
- (117) Rząd brytyjski przyjął jako podstawę dla testowania rentowności spółki wartości marginesu bezpieczeństwa. Dla okresu 2005–2010 uzyskano następujące wartości:

Tabela 5

Wartości marginesu bezpieczeństwa

	(miliony GBP)					
Przypadek oparty na notowaniach/bankowy	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Rezerwa na wypadek braku płynności	[...] (*)					
Wpływ sezonowości i należności						
Margines bezpieczeństwa po uwzględnieniu sezonowości						
Zbiorowy wpływ wrażliwości związanej z sytuacją pieniężną, wydajnością i zabezpieczeniami (*)						
Margines bezpieczeństwa po uwzględnieniu elementów wrażliwych						
Zbiorowy wpływ działań zarządczych na sytuację pieniężną i zabezpieczenia						
Margines bezpieczeństwa po uwzględnieniu działań zarządczych						
UNP/przypadek zaniżony						
Rezerwa na wypadek braku płynności						
Instrument zabezpieczenia wpływu sezonowości i należności						
Margines bezpieczeństwa po uwzględnieniu sezonowości						
Zbiorowy wpływ wrażliwości związanej z sytuacją pieniężną, wydajnością i zabezpieczeniami						
Wrażliwe elementy marginesu bezpieczeństwa						
Zbiorowy wpływ działań zarządczych na sytuację pieniężną i zabezpieczenia						
Działania zarządcze dla marginesu bezpieczeństwa						

(*) Elementy wrażliwe to obszary, w przypadku których BE i jej doradcy mają silne wrażenie, że założenia mogą nie zostać zrealizowane. Elementy wrażliwe odnoszą się do poziomów wydajności w różnych przypadkach, odzwierciedlając niską wydajność zakładów w przeszłości.

(*) Tajemnica handlowa.

(118) Władze brytyjskie przedstawiły także szacunkowy rachunek zysków i strat za okres 2005/2009 odnoszący się do przypadku opartego na notowaniach.

Tabela 6

Rachunek zysków i strat w przypadku opartym na notowaniach

Rachunek zysków i strat	Pięcioletni okres prognozy				
	2005	2006	2007	2008	2009
Wydajność elektrowni jądrowych TWh	[...]				
Przychód					
Sprzedaż energii					
Inna sprzedaż					
Razem przychody					
Koszty operacyjne					
Koszty paliwa					
Koszty personelu					
Materiały i usługi					
Kapitał wydatkowany w ramach rachunku zysku i strat					
Deprecjacja i amortyzacja					
Razem koszty operacyjne					
Zysk operacyjny (strata)					
Wpływy z nowej działalności (BIT):					
AmerGen (przed rewaloryzacją)					
Zysk przed kosztami finansowymi i opodatkowaniem					
Koszty finansowe					
Rewaloryzacja (netto)					
Odsetki netto i inne koszty finansowe					
Razem koszty finansowe					
Zysk przed opodatkowaniem	17	171	186	336	355
Udziały mniejszościowe (udział w zysku przed opodatkowaniem)	0	0	0	0	0
Zysk przed opodatkowaniem (i ubezpieczenie rządu brytyjskiego)	17	171	186	336	355
Zmiany w ubezpieczeniu rządu brytyjskiego	0	- 96	- 133	- 206	- 156
Zysk przed opodatkowaniem (i wyjątki)	17	75	53	130	199
Wyjątki	4 068	0	0	- 40	0
Zysk przed opodatkowaniem (minus wyjątki)	4 085	75	53	90	199
Podatek	0	0	0	- 26	- 87
Zysk po opodatkowaniu i wyjątkach (przed podatkiem od wyjątków)	4 085	75	53	64	112

Źródło: BE

Uwaga: Dane liczbowe za okres 2004/05 zostały przygotowane w oparciu o podstawę pro-forma (tj. by ułatwić porównywanie, dla celów księgowych, kosztów paliwa i kwot rewaloryzacji odzwierciedlają nowe kontrakty paliwowe, choć z technicznego punktu widzenia będą one obowiązywać dopiero z chwilą wejścia w życie restrukturyzacji).

- (119) Prognoza ukazuje, że zysk przed opodatkowaniem, udziały mniejszościowe, przedsięwzięcia rządu brytyjskiego oraz pozycje wyjątkowe uległy poprawie z poziomu 17 milionów GBP w 2005 r., do poziomu od 171 milionów GBP do 355 milionów GBP w kolejnych latach. W 2005 r. pozycja wyjątków odnosi się do uwzględnienia w księgowaniu przedsięwzięcia rządu brytyjskiego dotyczącego obciążeń jądrowych wymienionych w ramach środka A.
- (120) Zysk przed opodatkowaniem zostaje znacząco zmniejszony dzięki wpłatom na NLF z 2005 r. Jednakże wpłaty te stanowią 65 % przepływów pieniężnych dostępnych po realizacji obsługi zadłużenia i nie są dokonywane, jeśli przepływy pieniężne są ujemne lub wymagane są transfery w celu utrzymania rezerwy gotówkowej na odpowiednim poziomie.
- (121) Analiza prognoz finansowych BE wykazała, że w przypadku opartym na notowaniach firma po restrukturyzacji ma generować zyski i przepływy pieniężne pozwalające na obsługę różnych akcjonariuszy i należy przewidywać, że niezbędne będzie przeznaczenie znacznych środków na realizację zobowiązań niezakontrowanych i likwidacyjnych, zanim pojawią się jakiegokolwiek przychody dla udziałowców.

3. Podstawy wszczęcia postępowania

- (122) Podejmując decyzję o wszczęciu postępowania, Komisja odnotowała, że plan restrukturyzacji stwarza selektywną przewagę konkurencyjną dla BE w sektorze, w którym funkcjonuje handel wewnątrzspółnotowy. Środki A i G powodują bezpośrednie zaangażowanie budżetów samorządów lokalnych, a zatem zasobów państwowych. Jest to pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu. Możliwe jest także, że środki B oraz przynajmniej częściowo C obejmują zasoby państwowe w stopniu, w jakim publiczna spółka BNFL nie postępowałaby zgodnie z zasadą zachowania prywatnego inwestora w warunkach gospodarki rynkowej. Wydaje się zatem, że środki te stanowią także pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu.
- (123) Komisja dokonała analizy pomocy w świetle wytycznych Wspólnoty dotyczących pomocy państwa na poprawę kondycji i restrukturyzację przedsiębiorstw w trudnej sytuacji⁽¹³⁾ (zwanych „Wytycznymi”).
- (124) W wyniku analizy podniesiono następujące wątpliwości dotyczące kompatybilności pomocy ze wspólnym rynkiem:
- (125) Komisja wyraziła wątpliwości dotyczące tego, czy plan zaowocuje odtworzeniem rentowności BE w akceptowanym okresie. Istotnie, niektóre ze środków wykazują bardzo długie ramy czasowe (przynajmniej do 2086 r.). Ponadto poprawa pozycji BE wydaje się być spowodowana wyłącznie wsparciem zewnętrznym zapewnianym przez rząd i większych wierzycieli, a nie fizyczną restrukturyzacją wewnętrzną. Co więcej, gdyby była to pomoc państwa, renegocjacje cen dostawy paliwa i cen zarządzania użytym paliwem z BNFL należałoby uznać za długofalową pomoc operacyjną dla elektrowni jądrowych, co byłoby niezgodne z wymogiem, że BE musi sama zmierzyć się z siłami rynkowymi po zakończeniu restrukturyzacji, oraz z zasadą ponoszenia konsekwencji finansowych przez generującego zanieczyszczenia.
- (126) Komisja wyraziła też wątpliwości odnośnie do tego, czy można zatwierdzić pomoc bez zaoferowania jakiegokolwiek środków kompensacyjnych mających zrównoważyć wpływ pomocy na konkurencję. W tym aspekcie Komisja uznała za prawdopodobne, iż nie zaistnieje żadna (lub zaistnieje niewielka) nadmierna wydajność na odpowiednim rynku. Jednakże Komisja uznała, że w świetle wysoce konkurencyjnego charakteru rynku i wysokich kwot pomocy będzie dość prawdopodobne, że niezbędne okaże się wprowadzenie jakichś środków kompensacyjnych, by pomoc mogła zostać uznana za zgodną, nawet jeśli środek kompensacyjny nie będzie polegał na nieodwołalnym zamykaniu elektrowni.
- (127) Komisja wyraziła wątpliwości, czy pomoc istotnie ograniczono do niezbędnego minimum. W tej kwestii Komisja zauważyła, że plan przewidywał mechanizm, zgodnie z którym BE partycypowałaby w kosztach restrukturyzacji dzięki pewnemu odsetkowi swoich dostępnych przepływów pieniężnych. Jednakże mając na uwadze fakt, że kwoty pomocy, jaka ma zostać udzielona, pozostają w dużym stopniu nieznanymi, Komisja nie była w stanie określić, czy pomoc ograniczono do minimum.
- (128) Uwzględniając powyższe uwagi, Komisja uznała, że istnieją wątpliwości odnośnie do tego, czy plan restrukturyzacji jest zgodny z kryteriami opisanymi w wytycznych oraz czy pomoc, jaka została czy będzie przyznana BE przez rząd brytyjski, można uznać za zgodną ze wspólnym rynkiem. Komisja podjęła zatem decyzję o wszczęciu postępowania przewidzianego art. 88 ust. 2 Traktatu.
- (129) W tej samej decyzji Komisja dodała także, że decyzja o wszczęciu postępowania została podjęta bez uszczerbku dla zastosowania Traktatu Euratom. Niektóre środki, w szczególności środki A i B, należy ocenić mając na uwadze cele Traktatu Euratom. Komisja zwróciła się zatem z prośbą do Wielkiej Brytanii o dostarczenie wszelkich informacji, jakie mogłyby pomóc w ocenie tych środków, w szczególności środków A i B, w świetle celów Euratom.

III. KOMENTARZE ZAINTERESOWANYCH STRON

- (130) W związku z publikacją decyzji o wszczęciu postępowania i w terminie przewidzianym w tej publikacji Komisja otrzymała uwagi od 20 stron, także samej spółki BE. Można je podsumować następująco:

⁽¹³⁾ Dz.U. 368 z 23.12.1994, str. 12.

British Energy plc (BE)

- (131) BE podkreśla, że przypadek jest niezwykle z powodu specyfiki działania rynku energetycznego oraz struktury ekonomicznej elektrowni atomowych.

Wkład BE w plan restrukturyzacji BE

- (132) BE podkreśla fakt, że koszty dawnych zobowiązań jądrowych ze strony BE nie mogą być już ponoszone przez BE wobec znaczącego spadku cen energii elektrycznej, jaki nastąpił w Wielkiej Brytanii. Zgodnie z planem restrukturyzacji obowiązkiem BE będzie także przeznaczenie znacznego wkładu na koszty w przeszłości. W przypadku kosztów likwidacji i innych zobowiązań jądrowych nieobjętych nowymi kontraktami z BNFL, wkład będzie wnieszony za pośrednictwem NDF/NLF. Inne środki mające wpływ na BE i jej inwestorów obejmują sprzedaż majątku należących do BE aktywów w Ameryce Północnej, utratę całości inwestycji przez dotychczasowych akcjonariuszy kapitałowych oraz zawarcie ugody z dotychczasowymi inwestorami oraz emisję nowych obligacji.

Czas trwania planu

- (133) BE podkreśla, że wypłata sumy ryczałtowej na rzecz odbiorcy nie byłaby uzasadniona, w szczególności dlatego, że koszty te zostaną poniesione w bardzo odległej przyszłości. Odrzucenie planu restrukturyzacji BE dlatego, że uwalnia on BE raz na zawsze od pewnych określonych, choć obecnie nie dających się wyznaczyć, zobowiązań, stworzyłoby precedens przeciwko zatwierdzeniu pomocy restrukturyzacyjnej wymuszonej przez istnienie kosztów z przeszłości.

Umowy z BNFL i innymi znaczącymi wierzycielami, dotyczące zamrożenia płatności

- (134) BE jest zdania, że nie można wyciągnąć żadnych wniosków z porównania umów z wierzycielami pozostającymi w rękach prywatnych. W szczególności, w przypadku BNFL, ważny element działalności podstawowej zostałyby zagrożony, a być może też nierentowny, gdyby elektrownie BE okazały się nierentowne.

Nowe kontrakty z BNFL

- (135) BE podkreśla, że BNFL zajęła wyjątkowo nieustępliwe stanowisko i prawdopodobnie mogło je zmienić ostatecznie wyłącznie perspektywa niewypłacalności BE. Warunki, które były renegocjowane, były warunkami minimalnymi, jakie zdaniem BE można uzyskać w warunkach komercyjnych przy jednoczesnym zachowaniu stabilnej sytuacji po restrukturyzacji. Zdaniem BE Komisja mogła błędnie pojmować komercyjną naturę nowych kontraktów z BNFL wskutek błędnego pojmowania faktów, w szczególności ich chronologii. BE składa wraz z niniejszym dokumentem załącznik wykazujący, dlaczego jej zdaniem ceny w nowych kontraktach nie są dla niej szczególnie korzystne.

Powrót do rentowności

- (136) BE przypomina, że problemem, jaki ma rozwiązać plan restrukturyzacji, jest zasadniczo fakt, że w obliczu niższych hurtowych cen energii elektrycznej w nowym środowisku BE nie jest w stanie udźwignąć „kosztów z przeszłości”. Zdaniem BE plan restrukturyzacji rozwiązuje ten problem w sposób zadowalający.

Wpływ pomocy na konkurencję

- (137) Rozpatrując wpływ pakietu pomocowego na konkurencję, BE wyraża opinię, że — ponieważ krótkookresowe koszty węzłowe (SRMC) elektrowni jądrowych są o wiele niższe niż u innych dostawców obciążenia podstawowego — elektrownie jądrowe BE powinny pracować zawsze. Dokładny poziom SRMC BE jest jednak bez znaczenia dla określenia cen energii elektrycznej, które odzwierciedlają wyższe SRMC marginalnego dostawcy.
- (138) BE wyjaśnia, że elektrownie atomowe są technicznie i ekonomicznie nieelastyczne i wykorzystywanie takich elektrowni w sposób inny niż jako elektrownie obciążenia podstawowego jest nieekonomiczne. W przypadku strategii handlowej BE wyjaśnia, że zasady ekonomiczne wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych sugerują, że BE powinna skupić się na sprzedawaniu wygenerowanej energii w kontraktach terminowych na rynkach długoterminowych.
- (139) Zdaniem BE rynek energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii nie wykazuje nadmiernej wydajności. W przypadku środków kompensacyjnych BE jest zdania, że domaganie się przedwczesnego zamknięcia którejkolwiek z elektrowni atomowych BE byłoby ekonomicznie niewydajne, gdyż celem pakietu pomocowego jest zachowanie wydajności jądrowej BE, która, pod względem wytwarzania energii elektrycznej, z minimalnym możliwym do uniknięcia wydatkowaniem zasobów, ma najbardziej ekonomiczną pod względem kosztów wydajność na rynku brytyjskim. Ponadto kolidowałaby z realizowaniem przez rząd brytyjski jego kompetencji dotyczących źródeł dostarczania energii dla Wielkiej Brytanii i zwiększyłoby emisję do atmosfery potencjalnie szkodliwych dla środowiska gazów.

British Nuclear Fuels plc — BNFL

- (140) BNFL to spółka publiczna działająca w sektorze jądrowym. Dostarcza i przetwarza lub przechowuje paliwo jądrowe BE. Poza działalnością związaną z cyklem życiowym paliwa BNFL zarządza także kilkoma elektrowniami jądrowymi Magnox i działa jako projektant elektrowni atomowych.
- (141) Materiały przedłożone przez BNFL koncentrują się na zagadnieniach dotyczących istnienia pomocy dla BE w ramach środka B i C. BNFL jest zdania, że wszystkie interwencje BNFL w planie restrukturyzacji BE są zgodne z zasadą postępowania sektora prywatnego w gospodarce rynkowej, zatem nie zawierają elementów pomocy.

Negocjacje, które doprowadziły do zmiany umów (środek B)

- (142) BNFL wyjaśnia, że postępując zgodnie z radą swoich doradców finansowych (NM Rothschild & Sons Limited — „Rothschild”), BNFL już w kwietniu 2002 r. uznała, że „systematyczny pakiet ratunkowy” wykazujący wartość dla BNFL był lepszym rozwiązaniem niż dopuszczenie do upadłości BE, mając na uwadze szczególną pozycję BNFL jako największego wierzyciela BE, brak bezpieczeństwa i słabość pozycji z prawnego punktu widzenia. BNFL dodaje, że jej zarząd jednak wyraził zgodę na restrukturyzację istniejących kontraktów z BE pod warunkiem, że BE nie będzie uznawana za wypłacalną za wszelką cenę i że pakiet przedstawiony BE nie będzie musiał stwarzać przewagi komercyjnej dla BNFL, mając na uwadze jej własny deficyt bilansowy.
- (143) BNFL podaje szczegóły dotyczące kolejnych propozycji i kontrpropozycji każdej ze stron, wraz z opinią firmy Rothschild na ich temat. BNFL podaje także z dużą dokładnością chronologię i treść dyskusji, jakie miały miejsce między BE i BNFL, które ukazują, że BNFL już wyraziła chęć pomocy BE, zanim BE zwróciła się do rząd brytyjskiego o pomoc, ale zdawała sobie sprawę, że bez globalnego planu restrukturyzacji nie będzie to możliwe. Rozmowy rozpoczęły się już w maju 2000 r., kiedy to BE po raz pierwszy wystąpiła — bez skutku — o zastosowanie klauzuli o trudnościach, występujących w kontraktach. Nowe rozmowy wszczęto w 2002 r.
- (144) BNFL podkreśla także, że nie angażowała się w rozmowy między BE a rządem brytyjskim. Na podstawie analizy niezależnych doradców prawnych i finansowych BNFL uznała, że postępowanie w ramach restrukturyzacji związanej z przywróceniem rentowności leży w najlepszym interesie handlowym i zawarła z BE umowę w ramach Karty warunków ostatecznych 28 listopada 2002 r. Dopiero później uzgodniono na Karcie warunków ostatecznych z BE, że jest świadoma szczegółowych danych dotyczących zaangażowania Wielkiej Brytanii.
- (145) Porównanie przez BNFL Karty warunków z 3 września i Karty warunków ostatecznych prowadzi do wniosku, że istnieją znaczące podobieństwa między tymi dwoma Kartami warunków i ostateczny wynik jest znacząco bliższy pierwotnej pozycji BNFL niż pozycji BE.

Porównanie skutków dla BNFL restrukturyzacji BE związanej z rentownością w porównaniu z niewypłacalnością BE

- (146) BNFL podaje szczegóły dotyczące oceny korzyści handlowych płynących dla niej z restrukturyzacji związanej z przywróceniem rentowności w porównaniu z niewypłacalnością BE w oparciu o analizę dokonaną przez doradców finansowych i prawnych. Wykryła ona znaczące ryzyko dla BNFL w przypadku niewypłacalności BE, w szczególności z powodu faktu, że BE ma duże nieudokumentowane salda kredytów między spółkami pomiędzy różnymi firmami grupy BE, zaś ustalenia kontraktowe z BE były pod wieloma względami unikatowe i nie można odnaleźć jednoznacznego precedensu na podstawie poprzednich przypadków niewypłacalności. Poza tym jako jedyny wierzyciel, który odniósłby korzyści z zabezpieczenia na elektrowniach jądrowych BE, rząd brytyjski miałby

odegrać podstawową rolę w skutkach niewypłacalności. BNFL nie uzyskała jednak żadnych opinii dotyczących prawdopodobnego stanowiska rządu brytyjskiego w ramach postępowania upadłościowego.

- (147) Jako że BNFL jest kluczowym dostawcą dla BE, można przewidywać, że w przypadku upadłości znajdzie się na kluczowej pozycji negocjacyjnej, a możliwość wysunięcia realnej groźby zaprzestania dostarczania towarów i świadczenia usług na rzecz BE została nadszarpnięta przez szereg czynników. W szczególności BNFL zauważa, że BNFL jako największy indywidualny wierzyciel odniosłaby znaczące straty finansowe, gdyby doszło do zamknięcia elektrowni atomowych BE wskutek wykonania tej groźby. Ponadto należy wątpić, czy mogłaby ona legalnie wypowiedzieć umowy i zwrócić BE już otrzymane paliwo i odpady, jako że zakazują tego brytyjskie przepisy o bezpieczeństwie jądrowym. I wreszcie, jako odpowiedzialna spółka zajmująca się usługami jądrowymi, BNFL musi nadal świadczyć usługi dla BE w zakresie, w jakim zaprzestanie ich świadczenia byłoby niebezpieczne lub nawet mogło być postrzegane jako niebezpieczne dla stron trzecich.
- (148) Przeprowadzona przez BNFL analiza upadłości skupiała się na trzech możliwych scenariuszach, a mianowicie na zamknięciu elektrowni atomowych BE prowadzącym do minimalnego odzyskania, przejściu przez BNFL własności elektrowni jądrowych BE, co oznaczałoby przejście wszystkich obciążeń jądrowych BE, co jest wysoce ryzykowne i nieatrakcyjne, oraz przejściu własności przez rząd brytyjski oraz zwróceniu się do obecnych wierzycieli o znaczące odpisy.
- (149) Wobec powyższego proponowana restrukturyzacja związana z wypłacalnością wydawała się być o wiele bardziej atrakcyjna, z komercyjnego punktu widzenia, ponieważ zmniejszała ryzyko BNFL związane z BE i oferowała bardziej pewny strumień przychodów dla BNFL niż w przypadku upadłości. BNFL musi zatem postępować tak samo, jak każdy inny wierzyciel prywatny.

Porównanie ze stanowiskami innych wierzycieli

- (150) I wreszcie, BNFL porównała zyski innych większych wierzycieli zbiorowo z własnymi zyskami w celu zapewnienia, że takie warunki zapewnią korzystną transakcję dla BNFL. W celu dalszej ochrony swojej pozycji, BNFL zapewniła także wprowadzenie do Karty warunków ostatecznych klauzuli pozwalającej na wycofanie sugerowanych ustępstw w przypadku, gdyby inny znaczący wierzyciel zaproponował bardziej korzystne warunki niż BNFL. Firma Rothschild dokonała aktualizacji swojej analizy, gdy ustalono już i potwierdzono z innymi znaczącymi wierzycielami, że ustalenia BNFL w istocie nie wydają się być gorsze od ustaleń innych większych wierzycieli. Ponadto żadne ze zmienionych ustaleń kontraktowych nie wejdzie w życie, dopóki i o ile nie zostanie zakończona restrukturyzacja.

*Umowy o zamrożeniu uzgodnione między BNFL a BE**Środek B*

(151) W przypadku środka C BNFL przyznaje, że — z pomocą firmy Rothschild — sprawdziła, iż jej ustępstwa z tytułu zamrożenia zadłużenia nie będą większe niż w przypadku innych znaczących wierzycieli. Gdy BNFL stała się świadoma faktu, że inni wierzyciele uzyskują bardziej korzystne warunki niż BNFL na mocy umów o zamrożeniu zadłużenia (choć pozycji BNFL nie można porównywać bezpośrednio z pozycją innych większych wierzycieli), rozpatrywała możliwość podjęcia renegocjacji i ubiegania się o odsetki. Spółka doszła do wniosku, że zapłacenie odsetek przez BE na rzecz BNFL i wygenerowanie wystarczającej nadwyżki gotówkowej w okresie zamrożenia, aby umożliwić kontynuowanie restrukturyzacji związanej wypłacalnością jest bardzo mało prawdopodobne. Ponadto, mimo swojej pozycji wynikłej z umów o zamrożeniu, BNFL osiągnęłaby lepszy stopień odzysku w przypadku przeprowadzenia restrukturyzacji związanej z wypłacalnością.

(155) Zdaniem Greenpeace środki B i C stanowią nieuzasadnioną pomoc operacyjną, a ponieważ zapewniają stałe wsparcie BNFL działającej lub mającej działać jako państwo lub na żądanie państwa w warunkach, w których:

- a) BNFL jest przedsięwzięciem niewydolnym, które przetrwa tylko z pomocą państwa;
- b) BNFL była stroną trójstronnych negocjacji z rządem i BE, które doprowadziły do stworzenia pakietu restrukturyzacyjnego BE bezpośrednio po wyrażeniu przez BNFL odmowy zmiany warunków kontraktów z BNFL, organizacja Greenpeace zwróciła się do Komisji, by ta zażądała od BNFL przedłożenia kopii dokumentów wewnętrznych celem sprawdzenia, czy BNFL była wtajemniczona w rozmowy BE z rządem brytyjskim;
- c) w każdym wypadku umowom brak rzetelnego komercyjnego charakteru; zdaniem Greenpeace, kontrakty BNFL z BE nie są i nie były umowami komercyjnymi z zasady i wyglądają raczej na sztuczny instrument mający zapewnić BNFL gwarantowany strumień przychodów; pakiet restrukturyzacyjny zapewni BNFL dalsze otrzymywanie tych przychodów;
- d) renegocjowane warunki cenowe nie odzwierciedlają rzeczywistych kosztów związanych ze świadczonymi usługami, ale są powiązane z cenami hurtowymi; ponieważ przewaga zapewniana przez kontrakty jest stała i wynika z umów otwartych, pomoc wiąże się z długoterminowym wsparciem dla BE, a nie jednokrotnym dofinansowaniem mającym na celu powrót do rentowności; dofinansowanie ma zatem charakter operacyjny, a nie jest „pomocą restrukturyzacyjną”, a zatem jest niezgodne z wspólnym rynkiem.

Relacja między BNFL a rządem brytyjskim

(152) BNFL przyznaje, że jej decyzja o zawarciu z BE umów była autonomiczną decyzją BNFL, niepodjętą pod wpływem sugestii rządu brytyjskiego. Fakt, że BNFL jest spółką publiczną, nie wystarczy, by uznać, że decyzje BNFL można przypisać rządowi brytyjskiemu. Choć rząd brytyjski jest jedynym udziałowcem BNFL, spółka jest niezależna od rządu brytyjskiego w takim sensie, że sama prowadzi swoją regularną działalność i ma działać w oparciu o zasady rynkowe. BNFL przedłożyła swój status prawny jako podstawowy dokument. BNFL dodaje, że podczas negocjacji z BE, BNFL informowała swojego akcjonariusza (Ministerstwo Handlu i Przemysłu) o rozmowach z BE. Opisuje to jako typową sytuację handlową, kiedy to spółka ma akcjonariusza kontrolującego. Ministerstwo Handlu i Przemysłu zasygnalizowało BNFL, że zatwierdzi wyłącznie (zgodnie z korporacyjnymi umowami rządowymi BNFL z Ministerstwem Handlu i Przemysłu) zmienione umowy z BE, w których BNFL działa na zasadach komercyjnych.

Zgodność pomocy

(156) Greenpeace popiera wszystkie wątpliwości Komisji oraz wnioskuje, że pomoc jest niezgodna z Traktatem WE. Podkreśla w szczególności, że pomoc restrukturyzacyjna nie tylko nie będzie miała wpływu na istniejących operatorów, ale także zniechęcałaby istniejących operatorów do wejścia na rynek, ponieważ inni już działający i wchodzący na rynek operatorzy nie mogliby wykorzystywać własnej wydajności. Wspieranie operatorów wytwarzających energię atomową ponadto byłoby niespójne z deklaracją rządu dotyczącą różnorodności źródeł energii, także odnawialnych.

Greenpeace

(153) Greenpeace Limited to brytyjski oddział Greenpeace International, organizacji, której dwa główne aspekty działalności obejmują kampanie na rzecz zaprzestania korzystania z energii atomowej i promowanie w Wielkiej Brytanii czystych i odnawialnych źródeł energii.

Środek A

(154) Greenpeace sugeruje, że zmniejszenie wkładu BE w finansowanie obciążeń jądrowych w ramach środka A stanowi nieuzasadnioną pomoc operacyjną na rzecz BE i udziałowców BE stanowiącą metodę poprawy atrakcyjności BE dla inwestorów na rynku.

(157) W przypadku nadmiernej wydajności Greenpeace jest zdania, że „margines planowania” wykorzystywany przez sieć krajową do planowania wytworzonej w przyszłości energii w celu zapewnienia bezpiecznej wydajności nie stanowi poprawnych danych pozwalających na ocenienie, czy na rynku istnieje nadmierna wydajność. Zdaniem Greenpeace jest prawdopodobne, że na rynku istnieje znacząca nadmierna wydajność strukturalna i będzie ona wzrastać.

- (158) Greenpeace wątpi w to, czy zamknięcie niektórych elektrowni BE byłoby bardziej kosztowne dla podatników, gdyż zdolność BE do spłacenia swoich istniejących zobowiązań jest wątpliwa. Greenpeace dodaje, że w perspektywie krótkoterminowej nie ma podstaw by uważać, że Wielka Brytania nie będzie w stanie osiągnąć swoich celów wynikających z protokołu z Kioto.
- (159) Greenpeace sugeruje, że zgodnie z zamówionymi przezeń raportami zamykanie elektrowni atomowych, natychmiastowe lub stopniowe, jest praktyczne i bezpieczne. Greenpeace wyraża opinię, że opcja częściowego lub fazowego zamykania elektrowni BE może spowodować, że niezbędna pomoc będzie mogła być niższa.

Stosowany Traktat

- (160) Greenpeace jest zdania, że Traktat Euratom nie wyklucza żadnej pomocy państwowej zgodnej z Traktatem WE. W przypadku braku zasad sektorowych odnoszących się do pomocy w przemyśle atomowym w Traktacie Euratom obowiązują ogólne przepisy Traktatu WE dotyczące pomocy państwa. Greenpeace cytuje wspólne sprawy 188 i 190/80 — Francja i inni przeciwko Komisji⁽¹⁴⁾. Greenpeace ponadto utrzymuje, że środki pomocowe są związane ze sprawami, które mogą być regulowane z mocy Traktatu Euratom wyłącznie w zakresie, w jakim odnoszą się one do bezpieczeństwa instalacji jądrowych w przypadku aspektów związanych z bezpieczeństwem procesu likwidacji. Greenpeace oświadcza, że omawiane środki nie są niezbędne, by osiągnąć założone cele i dalsze zapewnianie pomocy operacyjnej jakiegokolwiek rodzaju nie może być uznane za niezbędne w celu zachowania bezpieczeństwa w sytuacji, gdy istnieje bezpieczna, opłacalna opcja stopniowego całkowitego lub częściowego wyłączenia elektrowni BE. Zdaniem Greenpeace, Komisja powinna posłużyć się wytycznymi wspólnotowymi w sprawie pomocy państwowej związanej z ochroną środowiska⁽¹⁵⁾.

Powergen

- (161) Powergen jest jednym z najważniejszych graczy w sektorze energetycznym w Anglii i Walii. Udział spółki w sektorze wytwarzania energii wynosi 11 % (BE ma 14 %). Spółka prowadzi znaczącą działalność związaną z dostarczaniem energii dla dużych klientów przemysłowych i komercyjnych oraz małych i średnich firm oraz gospodarstw domowych. Jej właścicielem jest E-ON.
- (162) Powergen jest przeciwna pakietowi restrukturyzacyjnemu. Twierdzi, że pomoc umożliwi BE dalsze prowadzenie elektrowni atomowych, które w przeciwnym razie zostałyby zamknięte. W tej kwestii Powergen kwestionuje pogląd władz brytyjskich głoszący, że elektrownie BE powinny w każdym wypadku pracować dalej. Powergen obawia się, że pomoc pozwoli BE oferować sztucznie zaniżone ceny w celu zdobycia udziałów w rynku związanym z dostarczaniem energii dużym klientom oraz wejście na rynek dostarczania energii do gospodarstw domowych. BE może także być w stanie finansować inwestycje w wytwarzanie energii w elektrowniach innych niż jądrowe.
- (163) W przypadku środków kompensacyjnych Powergen życzy sobie, by konsultowano z nią wszelkie środki kompensacyjne, jakie miałyby zostać wprowadzone, i sugeruje trzy możliwości:
- (164) Po pierwsze, przyspieszenie zamknięcia reaktora atomowego Dungeness B w kwietniu 2004 r. Zdaniem spółki Powergen, gdyby z odpowiednim wyprzedzeniem ogłoszono zamknięcie tego reaktora, rynek miałby czas na zbudowanie wystarczających rezerw.
- (165) Po drugie, wyodrębnienie pomocy poprzez zakazanie wzajemnego dofinansowania dla przynoszących straty składników majątkowych BE (elektrowni AGR) i innej działalności BE, poprzez utworzenie osobnych spółek zajmujących się wytwarzaniem energii i jej dostarczaniem, spółek z oddzielną księgowością, nakładających specyficzne ograniczenia na wykorzystanie środków pieniężnych przez BE celem zapewnienia, że środki płacone przez państwo na finansowanie zobowiązań jądrowych nie zostaną skierowane na inne zastosowania. Metody te powinny być wykorzystywane do chwili zakończenia planu restrukturyzacji.
- (166) Po trzecie, zapobieganie rozproszeniu konkurencji na detalicznym rynku energii elektrycznej poprzez zakazanie BE sprzedawania energii poniżej kosztów (koszt nabycia energii na rynku hurtowym plus inne koszty sprzedaży), nałożenie ograniczeń na udział BE w rynku dostarczania energii sektorowi przemysłowemu i komercyjnemu (podaje się orientacyjny pułap w wysokości 20 %) oraz zakaz wchodzenia przez BE na nowe rynki detaliczne. Środki te powinny być wykorzystywane, dopóki realizowane są środki restrukturyzacyjne, a Komisja powinna ocenić ich skuteczność po 5 latach od ich wprowadzenia.
- (167) W przypadku przywrócenia rentowności Powergen jest zdania, że scenariusze uwzględniane przez władze brytyjskie, mające zapewnić przyszłą rentowność BE, są zbyt optymistyczne, w szczególności w kwestii dostępności elektrowni BE w porównaniu ze wskaźnikami z przeszłości.
- (168) I wreszcie Powergen jest zdania, że „jest powszechnie uznane, że zasady dotyczące pomocy państwa ujęte w Traktacie WE odnoszą się do przemysłu atomowego, pomimo istnienia Traktatu Euratom”. Jest to odesłanie do tego samego przypadku z 1990 r., co cytowany przez Greenpeace.

InterGen

- (169) InterGen jest globalnym producentem energii prowadzącym działalność na wszystkich kontynentach. Ma 2 % udziału w wydajności energetycznej Anglii i Walii, z dwoma działającymi elektrowniami i jedną w budowie (BE ma 14 %). Sprzedaje większość energii na rynku hurtowym, częściowo w ramach kontraktów długoterminowych. Spółka ta jest również aktywna na rynku handlu gazem. Jej właścicielami są Shell i Bechtel.

⁽¹⁴⁾ [1982] Zb. Orz. 2545.

⁽¹⁵⁾ Dz.U. C 37 z 3.2.2001, str. 3.

(170) Intergen uważa, że w Wielkiej Brytanii występuje problem zabezpieczenia dostaw, a syndykowie masy upadłościowej poradzą sobie z problemem bezpieczeństwa atomowego. Zwracają uwagę Komisji na fakt, że pomoc na rzecz BE była i jest szkodliwa dla InterGen, oraz na fakt, że inni konkurenci InterGen, jak Teeside Power Limited, którzy są wierzycielami BE, także otrzymują preferencje w porównaniu z InterGen w ramach planu restrukturyzacyjnego. InterGen sugeruje także, że powinna wraz ze swoją filią otrzymać odszkodowanie ze straty, w przypadku gdyby Komisja zatwierdziła pomoc.

Pierwsza ze stron trzecich, wołająca zachować anonimowość

(171) Strona ta głosi, że wcześniejsze raporty prasowe sugerują, iż cena powtórnego przetworzenia, przed restrukturyzacją BE, wynosiła ok. 1 000 GBP za kg metalu ciężkiego (MC). Wskutek restrukturyzacji BE, została ustalona między BNFL a BE cena rzędu 150 GBP za kg MC, co stanowi obniżkę o 85 % w stosunku do pierwotnych ustaleń. Dodaje ona, że pierwotne kontrakty dotyczące powtórnego przetworzenia zawarte między BNFL a BE były kontraktami dotyczącymi ceny plus wartość, co oznacza, że klienci w podstawie obciążenia mogliby z mocy kontraktu otrzymać powtórne przetworzenie tylko wtedy, gdyby przyjęli (proporcjonalnie) założenie pełnych kosztów powtórnego przetworzenia plus dodatek na zysk. Na tej podstawie, gdyby koszty powtórnego przetworzenia ustalone z klientami w podstawie obciążenia pokrywały koszty tylko na poziomie 1 000 GBP za kg MC, oznaczałoby to, że nowa, obecnie ustalona cena, w żaden sposób nie może zbliżyć się do pokrycia kosztów. Nawet w wypadku nowych kontraktów kwota ta wyniesie 1 000 GBP za kg MC (ceny z 2003 r.).

(172) Strona ta stwierdza, że ceny te wskazują, iż BNFL nie działa jako prywatny inwestor w warunkach gospodarki rynkowej w negocjacjach z BE, chyba że BNFL byłaby skłonna rozszerzyć te korzystne warunki na innych klientów.

Drax Power Limited

(173) Drax jest największym producentem energii elektrycznej z elektrowni węglowych w Europie Zachodniej. Pierwotnie była częścią AES Corporation, amerykańskiej grupy energetycznej działającej w dziedzinie wytwarzania, dystrybucji i dostarczania energii na całym świecie. W dniu 5 sierpnia AES Corporation przekazała kontrolę nad Drax wierzycielom. W dniu 30 sierpnia 2003 r. Drax ogłosiła zawarcie wyłącznej umowy z International Power plc w celu wzięcia udziału w restrukturyzacji Drax.

(174) Zdaniem DRAX środki A, B i G stanowią pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE. DRAX zgadza się, że środki D, E i F nie stanowią pomocy państwa. DRAX wyraża pogląd, że kwotę pomocy trudno ocenić. W przypadku środka A, DRAX uważa, że kwota ta może być o wiele większa niż obecnie przewidywana, w szczególności z powodu faktu, że obciążenia związane z likwidacją nie są

w Wielkiej Brytanii ustawowo regulowane i jest mało prawdopodobne, aby BE pokrywała koszty obciążeń jądrowych. Rząd brytyjski zawsze pozostanie stroną ponoszącą ostateczną odpowiedzialność za obciążenia związane z usuwaniem paliwa i wyłączaniem z użytkowania. Rząd brytyjski nie dopuści nigdy do likwidacji BE. DRAX wyraża opinię, że sama ulga podatkowa powinna zostać uznana za pomoc.

Środki B i C

(175) DRAX wyraziła opinię dotyczącą renegotjacji kontraktów z BNFL, a mianowicie, że żaden inwestor prywatny nie wyraziłby zgody na tak niekomercyjne warunki, skutkujące po jego stronie znaczącymi stratami obecnie i w przyszłości, niezależnie od klauzuli o trudnościach i faktu, że BE jest jej największym klientem. Jest oczywiste, że renegotjacja poważnie pogorszyła pozycję BNFL. Doprowadzi ona do redukcji stałych rocznych płatności dotyczących umowy o dostawie paliwa rzędu 5–20 milionów GBP rocznie. Pogląd ten potwierdza raport księgowy BNFL za 2004 r. Poza tym wydaje się, że jeśli nawet BE otrzymałaby zarząd komisaryczny, elektrownie BE nadal by pracowały i miałyby takie samo zapotrzebowanie na paliwo, usługi zarządcze oraz usługi związane z przetwarzaniem i likwidacją paliwa po jego wykorzystaniu. Należy zatem zadać pytanie, czy zarządca byłby w stanie uzyskać od BNFL te warunki. Ponadto BNFL mogłaby wykorzystać inne możliwości biznesowe, gdyby jej działalność z BE została zredukowana. BNFL nie działa w oparciu o zasadę inwestora rynkowego. Co oznacza, że środek B stanowi pomoc państwa.

(176) DRAX wyraża opinię, że umowa BNFL o zamrożeniu, uwzględniona w środku C, także stanowi pomoc państwa, gdyż BNFL nie otrzymuje odsetek w okresie zamrożenia, w przeciwieństwie do innych zaangażowanych wierzycieli.

Zgodność ze środkami pomocowymi

(177) Drax opublikowała także komentarz dotyczący zgodności z pakietem pomocowym. DRAX nie podważa faktu, że BE jest firmą w trudnej sytuacji. Jednakże, wyraża pogląd, że niezabezpieczona pozycja BE była w całości spowodowana dziwną decyzją podjętą przez zarząd, a dotyczącą sprzedaży działalności detalicznej. Poza tym BE mogła zmniejszyć koszty sprzedając niektóre lub wszystkie elektrownie, gdyż utrzymywanie niektórych elektrowni jądrowych jest o wiele droższe niż tymczasowe ich zamknięcie.

Przywrócenie rentowności

(178) W przypadku przywrócenia rentowności, DRAX jest zdania, że proponowany plan nie jest rzeczywistym planem restrukturyzacji. Ponadto BE jest i zawsze będzie znajdować się w pozycji odmiennej niż jej konkurenci. Będzie nadal wytwarzać energię i sprzedawać ją na rynek po dowolnej cenie, co spowoduje nacisk na obniżenie cen przez wszystkich konkurentów.

(179) DRAX występuje przeciwko wykorzystaniu przez rząd brytyjski krótkookresowych kosztów węglowych (SRMC) jako właściwego środka podtrzymania rentowności BE. Restrukturyzacja uwalnia BE od obciążeń związanych z głównymi kosztami wytwarzania energii w elektrowniach atomowych. Decyzja spółki dotycząca wejścia lub nie na określony rynek lub dalszego konkurowania na tym rynku będzie oparta na tym, czy będzie ona w stanie, w rozsądnym okresie, pokryć średnie koszty oraz uzyskać akceptowalny zysk z inwestycji. Nie ma to miejsca w przypadku BE, gdyż zlikwidowano ryzyko komercyjne.

Czas trwania pomocy

(180) Jeśli chodzi o czas trwania pomocy, DRAX jest zdania, że finansowanie obciążeń otwartych w tak dalekiej perspektywie czasowej nie jest zgodne z Wytycznymi. Argumentuje także, że stała pomoc operacyjna nie może zostać uznana za ograniczoną do niezbędnego minimum. Ponadto, w przypadku wkładu własnego BE, DRAX zauważa, że nie ma pewności co do przychodów ze sprzedaży majątku i co do tego, czy wkład BE w NLF będzie pochodził ze wspomaganých przepływów pieniężnych, czego nie można uwzględnić.

Zakłócenie konkurencji

(181) W przypadku kwestii nadmiernej wydajności, DRAX zauważa, że rezerwa wydajności rządu 20 % podawana w decyzji o zainicjowaniu procedury dotyczy wyłącznie popytu w szczycie zimowym. Zdaniem NGC średni margines mocy w szczycie zimowym wynosi 20,3 %. Zdaniem DRAX racjonalne podejście ze strony każdego operatora BE zakładałoby zamykanie części elektrowni wytwarzających energię w miesiącach letnich. Zapewniłoby to oszczędności netto.

(182) DRAX uważa, że istnieje szereg środków kompensacyjnych i/lub poprawek, jakie można wprowadzić do planu restrukturyzacji, które w pewnym stopniu zapewniałyby, by restrukturyzacja przebiegała zgodnie z Wytycznymi i zapewniała kompensację dla konkurentów nieotrzymujących pomocy. DRAX proponuje, co następuje:

- a) usunięcie BE z konkurencyjnego rynku poprzez utworzenie systemu obowiązkowych zakupów energii z elektrowni jądrowych po stałej cenie, podobnego do zobowiązania odnawialnego. Restrukturyzacja BE nie będzie właściwa, jeśli umożliwi jej konkurowanie na normalnych warunkach z uczestnikami rynku nieotrzymującymi pomocy. Jeśli BE nie może wycofać się z rynku, najlepsze rozwiązanie zakłada, że wydajność BE można wydzielić na rynku konkurencyjnym. Cena energii elektrycznej wytworzonej przez elektrownie jądrowe powinna być regulowana i może być ustalona na podstawie kosztów kapitału i innych tradycyjnych parametrów regulacji cen. Taka propozycja spełnia warunki rządu brytyjskiego dotyczące dostaw i bezpieczeństwa jądrowego i nie powodowałaby zakłócenia konkurencji;
- b) zmniejszenie okresu i ponowne zbilansowanie ryzyka kontraktów z BNFL na korzyść BNFL;

- c) zbycie Eggborough;
- d) zakaz dalszych przejęć czy działania w charakterze lidera rynkowego;
- e) uzyskanie zaangażowania rządu brytyjskiego odnośnie zasady jednorazowej pomocy.

Związki między Traktatem Euratom a Traktatem WE

(183) DRAX skomentowała także związki z Traktatem Euratom. DRAX jest zdania, że Traktat WE i Traktat Euratom dążą do celów uzupełniających się, nie sprzecznych.

Inne zainteresowane strony

(184) Uwagi zgłosiła także organizacja Trade Unionists for Safe Nuclear Energy (within a Balanced Energy Policy) — TUSNE⁽¹⁶⁾ (Związkowcy na Rzecz Bezpiecznej Energii Jądrowej (w ramach zrównoważonej polityki energetycznej)), Robert Freer⁽¹⁷⁾, The UK Chemical Industries Association (Związek Brytyjskiego Przemysłu Chemicznego) („CIA”)⁽¹⁸⁾, John Hall Associates („JHA”)⁽¹⁹⁾, the Energy Intensive Users Group („EIUG”) (Grupa Intensywnych Użytkowników Energii)⁽²⁰⁾, Terra Nitrogen⁽²¹⁾, Energywatch⁽²²⁾, Teollisuuden Voima Oy („TVO”)⁽²³⁾, National Grid Transco⁽²⁴⁾, the Royal Academy of Engineering (Królewska Akademia Inżynieryjna)⁽²⁵⁾, Enfield Energy Centre Limited („EECL”)⁽²⁶⁾, the Energy Information Centre Ltd („EIC”)⁽²⁷⁾, Major Energy Users' Council Ltd („MEUC”)⁽²⁸⁾ oraz druga ze stron trzecich, pragnąca zachować anonimowość.

⁽¹⁶⁾ TUSNE określa się jako „nieformalna organizacja związkowców, którzy popierają cywilne wykorzystanie energii atomowej jako metody wytwarzania energii elektrycznej w ramach zrównoważonej polityki energetycznej i bezpiecznego i czystego środowiska”.

⁽¹⁷⁾ Robert Freer jest konsultantem.

⁽¹⁸⁾ CIA to związek branżowy obejmujący 180 działających firm, wśród których są najwięksi konsumenci energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii.

⁽¹⁹⁾ JHA jest dużą firmą zajmującą się analizą brytyjskiego rynku energii.

⁽²⁰⁾ EIUG jest organizacją reprezentującą konsumentów w sektorach przemysłu brytyjskiego intensywnie korzystających z energii elektrycznej.

⁽²¹⁾ Terra Nitrogen jest producentem azotu, częścią grupy Terra, która wytwarza także metanol. Jest dużym brytyjskim konsumentem energii elektrycznej.

⁽²²⁾ Energywatch jest pozaministerialną organizacją publiczną reprezentującą interesy konsumentów gazu i energii elektrycznej w całej Wielkiej Brytanii.

⁽²³⁾ TVO jest fińską spółką produkującą energię, zarządzającą elektrownią atomową.

⁽²⁴⁾ National Grid Transco jest właścicielem i operatorem angielskiego i walijskiego systemu przesyłania energii. Jest spółką prywatną, niezależną od sektora wytwarzania i dostarczania energii.

⁽²⁵⁾ Royal Chartered Academy założono w 1976 r., a jej celem jest doskonalenie wiedzy inżynieryjnej.

⁽²⁶⁾ EECL prowadzi elektrownię CCGT o mocy 396 MW w północnym Londynie. Należy do amerykańskiej spółki Indeck Energy Services Inc.

⁽²⁷⁾ EIC jest niezależną organizacją, której celem jest zapewnianie wsparcia i informacji rynkowych komercyjnym użytkownikom energii w Wielkiej Brytanii.

⁽²⁸⁾ Organizacja reprezentująca interesy około 200 dużych form z branży przemysłowej, handlu detalicznego i sektora publicznego, dla których koszt energii elektrycznej i gazu stanowi ważny czynnik.

(185) TUSNE, Robert Freer, CIA, JHA, EUIG, Terra Nitrogen, EIC i MEUC wyrażają zaniepokojenie zabezpieczeniem dostarczania energii w Wielkiej Brytanii i twierdzą, że zamknięcie elektrowni atomowych BE stworzyłoby zagrożenie przerwami w dostawie energii elektrycznej i byłoby niekorzystne dla interesów konsumentów. Niektórzy z nich podkreślają także, że rezygnacja z elektrowni jądrowych BE sprawiłaby, że Wielka Brytania miałaby problemy z realizacją zobowiązań przewidzianych protokołem z Kioto, gdyż wiąże się one ze zróżnicowaniem metod wytwarzania energii. Twierdzą oni także, że koszty, jakie poniosłaby gospodarka w wyniku niepowodzenia BE znacznie przewyższyłyby cenę restrukturyzacji i niezbędnej pomocy.

(186) Anonimowa strona trzecia twierdzi, że BE korzysta z pomocy państwa, by agresywnie przejmować udział w rynku dzięki cenom dumpingowym. Przytacza przypadki, kiedy to BE przypuszczalnie oferowała ceny 10–15 % niższe niż konkurencja. Sugeruje, że utrzymanie takiej oferty nie byłoby możliwe bez poparcia państwa, a zatem nie można twierdzić, że przyczynia się ona do powrotu rentowności spółki.

(187) TVO sugeruje, że na podstawie trudności, jakie przeżywa BE, nie można wysnuć wniosku, że energia wytwarzana przez elektrownie jądrowe nie może być konkurencyjna na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej.

(188) National Grid Transco sugeruje, że obecna rezerwa wydajności dla Anglii i Walii jest niższa niż pierwotnie przewidywano, i nie może być uważana za strukturalną nadwyżkę wydajności. National Grid Transco odwołuje się do 20 % rezerwy bezpieczeństwa jako poziomu, powyżej którego można uznać, że istnieje nadwyżka wydajności. National Grid Transco przewiduje, że rezerwa wydajności będzie się kształtować poniżej 20 % przynajmniej do roku 2006, w scenariuszu optymistycznym. Scenariusze pesymistyczne zakładałyby zabezpieczenie zawsze poniżej 20 %, a nawet spadek do 8,5 % w 2009 r. National Grid Transco wysuwa wniosek, w przypadku żądania zamknięcia elektrowni jako środka kompensacyjnego, należy to ogłosić rynkom z dużym wyprzedzeniem (3–4 lata), by umożliwić rynkowi skompensowanie takiej sytuacji.

(189) EECL głosi pogląd, że wszyscy producenci energii (nie tylko BE), ucierpieli z powodu obniżenia cen hurtowych energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii. EECL kwestionuje pogląd władz brytyjskich, że SRMC powinny być wskaźnikiem określającym zakłócający efekt pomocy, jako że koszty te nie odzwierciedlają średnio- i długoterminowej rentowności firmy. EECL sądzi, że niskie ceny kontraktów terminowych są najlepszym wskaźnikiem pozwalającym na określenie, czy na rynku istnieje strukturalna nadwyżka wydajności.

IV. UWAGI WIELKIEJ BRYTANII NA TEMAT WSZCZĘCIA POSTĘPOWANIA

Środek G

(190) Władze brytyjskie poinformowały Komisję, że lokalne podatki zostały ostatecznie spłacone z normalnymi odsetkami.

Istnienie pomocy w ramach ustępstw BNFL na rzecz BE w środkach B i C

Środek B

(191) W uwagach wstępnych władze brytyjskie głoszą pogląd, że nawet jeśli Komisja uzna, że środek B obejmuje pomoc, warunki kontraktów zapewniają, że wszelkie wyniki sąd korzyści, z jakich tymczasowo korzysta BE, zostaną automatycznie wyeliminowane za pomocą odsetek, jeśli pakiet pomocy nie zostanie zatwierdzony. Nowe warunki przewidują, że nowe kontrakty nie będą obowiązywały w sposób stały, jeśli pakiet pomocowy nie zostanie zatwierdzony.

(192) Wielka Brytania komentuje także test inwestora prywatnego. Wielka Brytania sugeruje, że BNFL postępowała w taki sam sposób, jak uczyniłby to wierzyciel prywatny. W szczególności, władze brytyjskie twierdzą, iż nie można uznać, że warunki ustalone przez BNFL są bardziej korzystne niż te, które zaoferowałby wierzyciel prywatny w porównywalnych okolicznościach. Wielka Brytania sugeruje, że konieczne jest przeanalizowanie, czy BNFL postępowała podobnie wobec prywatnych wierzycieli podczas renegotjowania swoich kontraktów wymienionych przez Trybunał Sprawiedliwości w werdykcie w Ministerstwie Transportu (29).

(193) Wielka Brytania twierdzi, iż Komisja najwyraźniej błędnie pojmuje bieg wydarzeń. Zdaniem władz brytyjskich BNFL nie sprzeciwia się odwołaniu się do klauzuli o trudnościach, ale, w przeciwieństwie do poglądu Komisji, ogłosiła, iż jest skłonna rozpatrzyć ewentualne zmiany w istniejących kontraktach przed ogłoszeniem rozpoczęcia przez BE negocjacji z rządem brytyjskim. Jednakże dalsze rozmowy z BE wyjaśniły, że żadna oferta komercyjna, jaką byłaby skłonna złożyć BNFL, sama w sobie nie umożliwi rozwiązania kryzysu finansowego BE. Stworzenie szerszego planu restrukturyzacji umożliwiło ponowne rozpoczęcie negocjacji między BE a BNFL i osiągnięto zgodę co do warunków, pod wieloma względami wykazującymi podobieństwo do pierwotnej oferty BNFL. Wielka Brytania uważa, że działania BNFL odpowiadają działaniom prywatnego wierzyciela.

(29) Sprawa C-256/97 [1999] I — Zb. Orz. 3913.

- (194) Wielka Brytania dodaje, że BNFL, jako jedyny dotychczas istniejący dostawca usług związanych z cyklem stosowania paliwa jądrowego na rynku brytyjskim, byłaby poważnie zagrożona w przypadku niewypłacalności BE; zostałaby pozbawiona bezpośredniego strumienia przychodów z przechowywania lub ponownego przetwarzania dużych ilości paliwa AGR, które już otrzymała, i miałaby ograniczone perspektywy odzyskania środków wskutek upadłości. Musiałaby renegotjować nową umowę związaną ze zużycym paliwem z likwidatorem lub rządem, ze znaczną niepewnością dotyczącą poziomu bieżącego wynagrodzenia. W obliczu tego samego ryzyka, zakłóceń i niepewności, Wielka Brytania wyraża pogląd, że prywatny wierzyciel niewątpliwie dążyłby do uczestnictwa w restrukturyzacji, która na pewno obejmowałaby negocjację kontraktów z BE w celu maksymalizacji ogólnych przychodów i zapewnienia przywrócenia rentowności BE.
- (195) Ponadto Wielka Brytania sugeruje, że fakt, iż BNFL jest spółką publiczną, nie oznacza, że wskutek tego działania BNFL były mniej komercyjne. Zauważa, że BNFL jest publiczną spółką z ograniczoną odpowiedzialnością założoną zgodnie z Ustawą o spółkach z 1985 r. Jej zarząd składa się z kadry wykonawczej zaangażowanej w działania komercyjne oraz dyrektorów niewykonawczych z doświadczeniem korporacyjnym w innej działalności sektora prywatnego. Zarząd BNFL ma obowiązek działać niezależnie, reprezentując interes spółki. Wielka Brytania dodaje, że rząd brytyjski nie interweniował w bezpośrednie podejmowanie decyzji przez BNFL w celu zachęcenia jej do działań innych niż komercyjne.
- (196) I wreszcie, Wielka Brytania przedłożyła analizę roszczeń wierzycieli oraz kwot zmniejszonych zgodnie z pakietem restrukturyzacyjnym.
- (197) Władze brytyjskie twierdzą, że środek B nie powinien być uznany za obejmujący pomoc państwa.
- Środek C*
- (198) Wielka Brytania sugeruje, że wiele z identycznych argumentów wymienionych w motywach 191–197 w odniesieniu do środka B odnosi się w równym stopniu do środka C. W szczególności, Wielka Brytania twierdzi, że konieczne jest rozpatrywanie działań BNFL w kontekście wyjątkowej pozycji głównego wierzyciela BE, a BE jako największego klienta BNFL. Wobec aktualnych długoterminowych relacji handlowych między tymi dwoma i kwoty zobowiązań na rzecz BNFL nie jest zaskakujące, że zamrożenie zobowiązań wobec BNFL stanowi największą absolutną część korzyści uzyskanych przez BE z tytułu umów o zamrożeniu zobowiązań. Prywatny wierzyciel o takiej samej pozycji jak BNFL — o największym zagrożeniu w przypadku upadłości — nie miałby wielkiego wyboru, lecz musiałby postępować podobnie.
- (199) Wielka Brytania sugeruje także, że niewłaściwe jest kontrastowanie umów o zamrożeniu z BNFL z jednej strony, z wszelkimi innymi prywatnymi wierzycielami z drugiej. Bez udziału wszelkich znaczących wierzycieli cały plan nie mógłby się powieść. Wielka Brytania przedstawiła porównanie wszystkich niespłaconych długów BE z udziałem wszystkich stron w umowach o zamrożeniu i uważa, że BNFL obecnie ma mniejszy udział procentowy w niespłaconych długach niż większość wierzycieli znajdujących się w rękach prywatnych.
- Wątpliwości dotyczące przywrócenia rentowności BE w rozsądnych ramach czasowych**
- (200) Władze brytyjskie sugerują, że ust. 32 Wytycznych nie wymaga, by środki pomocowe miały ograniczony czas trwania. Wymaga on, aby plan restrukturyzacji był tak krótki, jak to tylko możliwe, a rentowność długoterminowa została odzyskana „w rozsądnych ramach czasowych”. Zdaniem Wielkiej Brytanii, intencją Wytycznych jest założenie, że pomoc musi być jednorazowa i nie może stanowić stałej pomocy operacyjnej. Intencją Wytycznych nie jest natomiast wykluczenie pomocy na pokrycie zobowiązań długoterminowych.
- (201) Wielka Brytania sugeruje, że restrukturyzacja zostanie zakończona, rentowność przywrócona w rozsądnych ramach czasowych, a pomoc ma charakter jednorazowy, mimo że zobowiązania BE są mają charakter długoterminowy. BE zacznie generować środki pieniężne od roku 2004 i będzie mieć dodatnie roczne przepływy pieniężne od roku 2005. Zgodnie ze scenariuszem zrównoważonym, BE odzyska rentowność w 2005 r. Plan restrukturyzacji ma zapewnić, że BE będzie mogła działać dalej bez dalszego wsparcia w formie ułatwień ze strony rządu brytyjskiego od daty restrukturyzacji; plan restrukturyzacji wykazuje, że taki poziom rezerwy generowanych przez spółkę jest wystarczający, by przetrwała ona nawet scenariusz pesymistyczny, a to zapewni rentowność.
- (202) W przypadku kwestii dotyczących bieżących ulg związanych z wydatkami, rząd brytyjski przypomina, że zobowiązanie rządu obejmuje wyłącznie zakontraktowane przeszłe zobowiązania, zobowiązania likwidacyjne, powiązane z historycznym zużycym paliwem AGR, całością zużytego paliwa PWR oraz odpadami operacyjnymi i innymi zobowiązaniami dodatkowymi. Wielka Brytania jest zdania, że zakontraktowane zobowiązania związane z historycznym zużycym paliwem AGR wprowadzonym do reaktorów przed wejściem restrukturyzacji w życie. Na BE ciąży zobowiązania związane z licencją na prowadzenie instalacji jądrowej, polegające na zarządzaniu tym paliwem, a co za tym idzie ponoszeniem związanym z tym kosztów. Kosztów tych nie można zatem unikać.

- (203) Podobny argument dotyczy likwidacji urządzeń atomowych. W przypadku tych kosztów BE będzie przeznaczać środki na wyłączenie z użytkowania reaktorów w ramach Nuclear Decommissioning Fund, wskutek czego znacząco przyczyni się do pokrycia ogólnych kosztów likwidacji.
- (204) W przypadku niezakontraktowanych zobowiązań związanych z historycznym zużytym paliwem AGR, Wielka Brytania uważa, że zobowiązania te zależą wyłącznie od paliwa AGR wprowadzonego do reaktorów przed wejściem restrukturyzacji w życie. Zobowiązania związane ze zużytym paliwem PWR dotyczą wszelkich zobowiązań związanych z paliwem wprowadzonym do reaktora Sizewell B. W przypadku przyszłych zobowiązań BE zapłaci 150 000 GBP za każdą tonę paliwa PWR wprowadzonego do reaktora Sizewell B po dacie wejścia restrukturyzacji w życie. Poziom wpłat został porównany z porównywalnymi kosztami międzynarodowymi związanymi z zarządzaniem zużytym paliwem pod kątem pokrycia wszelkich przyszłych kosztów paliwa PWR. Pozostałe niezakontraktowane zobowiązania odnoszą się do różnych typów odpadów niebędących paliwem, związanych z działaniem elektrowni BE i nie uważa się ich za znaczące.
- (205) Koszty zobowiązań likwidacyjnych i niezakontraktowanych są w dużym stopniu stałe i BE nie ma dużych możliwości zwiększenia ich znacząco w ramach normalnego działania elektrowni. Poza tym znaczący wzrost zobowiązań wynikłych z uznaniowej zmiany procedur operacyjnych z korzyścią ekonomiczną dla BE lub wynikłych z nieprzestrzegania minimalnych standardów pracy będzie musiał być pokryty przez BE. Ponadto należy zważyć, że jeśli nawet rząd będzie płacił BE bezpośrednio za zobowiązania zakontraktowane, wsparcie rządu dotyczące zobowiązań likwidacyjnych i zobowiązań niezakontraktowanych ma formę gwarancji warunkowej. Wielka Brytania sądzi, iż środek B nie powinien być zatem uznany za stałą ulgę w wydatkach bieżących. Klasyfikacja księgowa środka A, który jest wykazywany w bilansie jako aktywa, jest spójna z tym wnioskiem. BE nie ma otrzymywać stałych dotacji, gdyż środek A nie jest w żaden sposób związany z bieżącymi operacjami BE, a koszty związane ze środkiem A będą musiały zostać pokryte niezależnie od czasu trwania i skali przyszłych działań BE.
- (206) W przypadku środka B Wielka Brytania nie uznaje twierdzenia, jakoby stanowił on pomoc państwa.
- (207) Wielka Brytania twierdzi także, że nieuzasadnione jest postrzeganie środka A jako budzącego sprzeciw na podstawie faktu, iż zwalnia BE z części zobowiązań dotyczących zasady „zanieczyszczający płaci”. Zgodnie z planem restrukturyzacji BE będzie pokrywać koszty zanieczyszczeń związanych z przyszłą działalnością. Ponadto będzie przeznaczać środki na poczet historycznych kosztów zanieczyszczeń dzięki „wyprowadzeniu środków pieniężnych” i innym środkom wpłacanym do NLF. Gdyby nie zobowiązanie rządu, BE stałaby się niewypłacalna i nie mogłaby spłacać żadnych przyszłych zobowiązań związanych z zasadą „zanieczyszczający płaci”.
- (208) Wielka Brytania zareagowała ponadto na wątpliwości wyrażone przez Komisję w decyzji o wszczęciu postępowania dotyczącego zagadnienia, czy można brać pod uwagę przywrócenie rentowności BE w oparciu o głównie wewnętrzne źródła. Wielka Brytania wyjaśnia, że głównym powodem obecnej niełatwej sytuacji BE jest niemożność wywiązania się z historycznych zobowiązań do uniknięcia oraz wymogów regulacyjnych i minimalnych wymogów związanych z bezpieczeństwem. Mimo tego Wielka Brytania uważa, że wewnętrzne środki podjęte przez BE nie są nieznaczące. Spółka sprzedała swoje udziały w Bruce Power oraz Amergen i przeprowadza poważną restrukturyzację wewnętrzną, która będzie obejmowała [...]. Zwiększyła także udział średnioterminowych kontraktów opiewających na ceny stałe, w tym także z dużymi klientami przemysłowymi i komercyjnymi, mając na celu ograniczenie ryzyka cenowego na rynku hurtowym. Poza tym najważniejszymi środkami wewnętrznymi są renegocjacje kontraktów z BNFL dotyczących dostawy paliwa i zarządzania zużytym paliwem.
- (209) I wreszcie Wielka Brytania uważa, że Wytyczne wymagają zachowania równowagi pomiędzy wkładem państwa, podmiotów prywatnych i wkładów własnych spółki, ale nie oznacza to, że firma musi być w stanie poprawić swoją kondycję bez interwencji państwa.

Nieograniczona kwota pomocy

- (210) Po przypomnieniu, dlaczego nie jest możliwe precyzyjne określenie kosztów obciążeń jądrowych, władze brytyjskie oświadczyły, że w tym przypadku nie jest konieczne określenie, jaka będzie dokładnie kwota pomocy, czy określenie, które kwoty stanowią pomoc, by sformułować opinię, jaki najmniejszy pakiet jest niezbędny. Przedsięwzięcie rządu, obejmujące określone kategorie zobowiązań, ma podstawowe znaczenie dla pakietu restrukturyzacji i przywrócenia rentowności BE. Władze brytyjskie stwierdzą, że poziom pomocy zapewnianej BE jest zminimalizowany pod względem strukturalnym dzięki sprzedaży aktywów (Bruce Power i Amergen), redukcji zobowiązań należnych wierzycielom, nieprzerwanym wkładom BE w finansowanie zobowiązań jądrowych, innym wewnętrznym metodom redukcji kosztów oraz mechanizmowi, dzięki któremu BE w przyszłości przeznaczy 65 % swoich dostępnych przepływów pieniężnych na finansowanie obciążeń jądrowych.

Środki kompensacyjne

- (211) Władze brytyjskie przypomniały argumenty przedstawione w powiadomieniu, zgodnie z którymi pomoc nie ma wpływu na strukturę konkurencji, gdyż nie ma wpływu na SRMC BE, które determinują codzienną pracę elektrowni. Przypomniały, w oparciu o zaktualizowane dane i porównania z innymi Państwami Członkowskimi, że na rynku nie istnieje strukturalna nadwyżka wydajności i wygłosiły pogląd, że wskutek tego nie należy wprowadzać środków kompensacyjnych.

V. UWAGI WIELKIEJ BRYTANII DOTYCZĄCE UWAG ZAINTERESOWANYCH STRON

- (212) W swoich uwagach władze brytyjskie koncentrują się na tych spostrzeżeniach, które sprzeciwiają się ich stanowisku, przyjmując do wiadomości spostrzeżenia to stanowisko popierające.

Spostrzeżenia Powergen

- (213) Władze brytyjskie przede wszystkim przypominają swoje uzasadnienie dotyczące SRMC BE i swojego stanowiska dotyczącego kwestii, czy pakiet pomocy nie miałby wpływu na konkurencję. Argument ten również popierał liczbę dotyczącą ofert BE na rynku MSB, które wykazują, że BE nie ma żadnych powodów by zrezygnować z maksymalizacji zysku i ustalać ceny na poziomie marginalnym. Władze brytyjskie zauważają dalej, że BE nie ma też powodów, by utrzymywać na rynku elektrownie, które nie potrafią odzyskać swoich kosztów, których można uniknąć. W tej kwestii przedstawiają one bieżącą analizę kosztów, której celem jest wykazanie, że elektrownia Dungeness B nie pokrywa swoich kosztów, których można uniknąć przy uzasadnionych założeniach dotyczących cen na rynku elektryczności.
- (214) Dalej władze brytyjskie przypominają swój pogląd, że na rynku nie istnieje nadwyżka strukturalna. Wskazują, że Powergen wznowił użytkowanie swoich zakładów przeznaczonych pierwotnie do konserwacji w zimie 2003–2004, co wskazuje, że sam Powergen uważa, że na rynku nie ma nadwyżki strukturalnej. Władze brytyjskie przypominają swój pogląd dotyczący braku konieczności wprowadzania środków kompensacyjnych i przekazują swoją opinię dotyczącą środków zaproponowanych przez Powergen.
- (215) Władze brytyjskie przypominają następnie swoje stanowisko dotyczące środków B i C oraz podkreślają, w szczególności, że BNFL sama oparła się na doradztwie zewnętrznym. Uważają, że stanowisko Powergen w przypadku tych środków opiera się na błędnych założeniach dotyczących dat.
- (216) W przypadku rentowności władze brytyjskie sprzeciwiają się opinii Powergen dotyczącej niezawodności elektrowni BE i przedłożyły Komisji raport zewnętrznego konsultanta mający na celu sprawdzenie hipotezy o rentowności.
- (217) I wreszcie, władze brytyjskie głoszą, w przeciwieństwie do poglądów Powergen, że jeśli ceny wrócą do odpowiedniego poziomu, mechanizm cofnięcia ulgi sprawi, że BE nie otrzyma żadnej zbędnej pomocy.

Spostrzeżenia Greenpeace

- (218) Władze brytyjskie nie akceptują poglądu Greenpeace, że należy dokonać analizy pomocy jako pomocy udzielonej akcjonariuszom. Taka teoria oznaczałaby, że każda pomoc

dla wspomnianej firmy byłaby pomocą udzieloną akcjonariuszom. Władze brytyjskie podkreślają, że akcjonariusze BE zrezygnowali z 97,5 % udziałów w kapitale akcyjnym.

- (219) Władze brytyjskie znów podkreślają, że nie uważają, aby BNFL działała pod presją rządu brytyjskiego podczas renegowacji swoich kontraktów z BE i przypominają, że własny szczegółowy opis wydarzeń BNFL, który równoległe został przesłany Komisji Europejskiej, wykazywał coś wręcz przeciwnego. Fragment z raportu BE 2002/2003 i artykuł w „The Business”, odwołujący się do załamania rozmów między BNFL a BE w sierpniu i na początku września 2002 r. zostały błędnie zinterpretowane przez Greenpeace jako oznaka tego, że BNFL miała później działać pod naciskiem rządu. Wręcz przeciwnie, dowodzą one, że BNFL nie byłaby gotowa do wzięcia udziału w planach BE, gdyby inni wierzyciele nie zadeklarowali podobnych wkładów. Władze brytyjskie zauważają, że BNFL już dostarczyła wewnętrzne dokumenty, których dostarczenie zasugerowała Komisji Greenpeace. W przypadku kontraktów, które zdaniem Greenpeace są tak skonstruowane, że zapewniają BNFL gwarantowany strumień przychodów, władze brytyjskie zauważają, że większość z tych kontraktów była podpisana lub renegowana po prywatyzacji, a zatem te kontrakty nie mogły zostać narzucone BE przez rząd brytyjski. I wreszcie, władze brytyjskie podkreślają, że związek między ustępstwem BNFL a cenami energii elektrycznej jest dowodem na komercyjne zachowanie BNFL, narzucające BE dzielenie się niektórymi korzyściami, a nie odwrotnie.
- (220) Władze brytyjskie przypominają swój pogląd dotyczący zastosowania zasady, że w tym przypadku płaci zanieczyszczający. Uważają, że Greenpeace w tym względzie nie dodała żadnego nowego faktu ani argumentu.
- (221) W przypadku wpływu pomocy na konkurencję, władze brytyjskie przede wszystkim sprzeciwiają się pogładowi Greenpeace, że skutkiem pakietu pomocowego będzie utrzymanie na rynku niewydolnego producenta. BE nie można uznać za niewydolnego producenta energii, gdyż jego koszty, których można uniknąć należą do najniższych na rynku. Problemy spółki wiążą się wyłącznie z obciążeniami historycznymi. Ponadto władze brytyjskie przypominają pogląd, że pomoc nie skutkuje zakłóceniem konkurencji, a zatem nie utrudnia wejścia na rynek.
- (222) Władze brytyjskie twierdzą, że komentarze Greenpeace dotyczące nadmiernej wydajności są niepoprawne, gdyż opierają się na nieaktualnych prognozach, błędnie interpretują wskaźnik NGTransco dla rezerwy wydajności, korzystają z błędnych liczb przy przedstawianiu bieżącej rezerwy wydajności, uwzględniają jedynie najbardziej optymistyczny z trzech możliwych scenariuszy na przyszłość oraz ignorują trudności związane z powrotem na rynek niektórych elektrowni, w których wstrzymano czasowo produkcję.

- (223) Władze brytyjskie kwestionują dalej podstawy ekonomiczne argumentów Greenpeace dotyczące ewentualnego wpływu zamykania elektrowni BE na podatnika. Wyjaśniają, że sama Greenpeace przyznała, iż zamykanie elektrowni wpłynęłoby na zwiększenie cen energii elektrycznej. Ponadto analiza wykonana przez Deloitte and Touche wykazała, że wczesne zamknięcie jednej elektrowni atomowej mogłoby spowodować jeszcze większe koszty dodatkowe. Wczesne zamknięcie więcej niż jednej elektrowni spowodowałoby jeszcze większe koszty z powodu ograniczeń związanych z elektrownią Sellafield, która jest używana do przetwarzania materiałów radioaktywnych. I wreszcie, władze brytyjskie wspominają, że oba raporty dołączone do komentarzy Greenpeace (autorstwa Large & Associates oraz ILEX) opierają się na nieaktualnych danych liczbowych dotyczących wydajności uzyskanych z NGTransco i nadmiernie optymistycznych hipotezach. Załączają do komentarzy własną ekspertyzę dotyczącą raportów, opracowaną przez George'a Yarrowa i Tima Keywortha z DKY Limited.
- (224) I wreszcie, w oparciu o powyższe, władze Wielkiej Brytanii kwestionują pogląd Greenpeace, że pomoc jest nieproporcjonalna.

Spostrzeżenia Drax

- (225) Po pierwsze, władze brytyjskie kwestionują pogląd Drax, iż pakiet pomocowy jest dowodem na to, że rząd brytyjski nigdy nie dopuści do upadku BE. Przypominają, że pakiet będzie musiał być zatwierdzony przez rząd brytyjski, który oceni szanse BE na rentowność.
- (226) W przypadku środka A władze brytyjskie przypominają, że rząd brytyjski nie przejmie wszystkich zobowiązań likwidacyjnych, ale jedynie skompensuje niedobory NLF. W przypadku oszacowania kosztów związanych ze środkiem A, Wielka Brytania zauważa, że wymaganie, by w obliczeniach nie było absolutnie żadnej niepewności, uniemożliwiłoby uwolnienie spółki od tak długoterminowych obciążeń, co doprowadziłoby do przewrotnego zastosowania zasad pomocy państwowej i postępowania niezgodnego z celami Traktatu Euratom. Władze brytyjskie odrzucają także twierdzenie Drax, że fakt, iż rząd brytyjski ponosi ostateczną odpowiedzialność za bezpieczeństwo jądrowe zgodnie z umowami międzynarodowymi, stanowi gwarancję państwową i przypomina, że ostateczne zaangażowanie Krajowego Biura Audytu jest pozbawione znaczenia, gdyż jest ono niezależne wobec rządu.
- (227) W przypadku środka B władze brytyjskie zauważają, że spostrzeżenia BNFL są sprzeczne z opinią, że BNFL radziłaby sobie, gdyby BE została uznana za niewyplacalną. Przypominają także, że renegowacja umów BNFL została przeprowadzona w oparciu o ceny rynkowe. W przypadku

środka C władze brytyjskie wskazują, że brak spłaty odsetek przez BE na rzecz BNFL podczas okresu zamrożenia ma być analizowane jako część całego zaangażowania BNFL w plan restrukturyzacji, a nie pojedynczy element, gdyż cały pakiet negocjowano wspólnie. Jako całość pakiet nie stawia BNFL na pozycji mniej korzystnej w porównaniu z innymi wierzycielami BE.

- (228) W przypadku środka G władze brytyjskie przypominają, że poprzednio przedstawiły dowód, że BE ostatecznie spłaciła stawki biznesowe z należnymi odsetkami.
- (229) Odnośnie do zgodności planu restrukturyzacji z Wytocznymi, władze brytyjskie kwestionują pogląd Drax, że plan nie spowoduje przywrócenia rentowności BE, gdyż BE nie będzie w stanie pokryć swoich obecnych kosztów do uniknięcia i nieuniknionych. Wielka Brytania przypomina, że aby zapewnić przetrwanie BE, konieczne jest uwolnienie jej z części obciążeń z przeszłości, a mianowicie kosztów nieuniknionych. Kiedy tylko uda się to osiągnąć, BE będzie znów rentowna, gdyż będzie w stanie nie tylko spłacić wszystkie swoje koszty bieżące, ale też przeznaczyć znaczne środki na nieuniknione koszty z przeszłości. Z ekonomicznego punktu widzenia bardziej korzystne jest utrzymywanie elektrowni atomowych BE w celu uzyskania środków na spłatę nieuniknionych kosztów z przeszłości. Przyspieszenie zamykania elektrowni BE spowodowałoby w istocie zwiększenie kosztów.
- (230) Władze brytyjskie odrzucają argument Drax, że pomoc pozwoli BE sprzedawać energię na rynek po dowolnej cenie. Twierdzą one, że jako wytwórca energii na potrzeby obciążenia podstawowego, BE nie generuje rezerw, jakie mogłaby sprzedać poza obniżeniem ceny. Wręcz przeciwnie, jest zainteresowana sprzedawaniem po cenie maksymalnej. Posiadacze obligacji i akcjonariusze BE zapewnią także, że BE istotnie maksymalizuje zyski, gdyż będą odnosić z tego korzyści.
- (231) Władze Wielkiej Brytanii odrzucają także argument, że plan restrukturyzacji jest za długi. Wyjaśniają, że rzeczywisty wymóg, wynikły z Wytocznymi, stanowi, że BE należy przywrócić rentowność w rozsądnych ramach czasowych. Ich zdaniem, skutek środka A, który, jak głoszą, jest jedynym stanowiącym pomoc państwa, pojawi się natychmiast w bilansie BE.
- (232) W przypadku istnienia na rynku nadmiernej wydajności władze brytyjskie wskazują, że ocena Drax opiera się na przestarzałych wartościach liczbowych oraz błędnie w wskaźniku, jaki NGTransco stosuje dla rezerw wydajności. Sugestia Drax, by zamykać elektrownie atomowe w lecie, jest ekonomicznie wątpliwa i mogłaby wiązać się z problemami dotyczącymi bezpieczeństwa jądrowego czy zabezpieczeń. Władze brytyjskie następnie badają każdy z czterech środków kompensacyjnych i oświadczają, że wdrożenie ich zagroziłoby bilansowi planu restrukturyzacji lub miało wpływ na powrót BE do rentowności.

Spostrzeżenia pierwszej anonimowej strony trzeciej

- (233) Władze brytyjskie wyjaśniają, że cena, o której wspomina strona trzecia, (około 1 000 GBP za kg U) odnosi się do kontraktów na zarządzanie zużytym paliwem związanym z obciążeniem podstawowym. Kontrakty związane z obciążeniem podstawowym były pierwszą partią kontraktów podpisanych przez BNFL z BE lub spółkami, które teraz są częścią BE. Kontrakty te miały objąć w dużym stopniu stałe koszty związane z urządzeniami do zarządzania zużytym paliwem przez BNFL. Później BNFL podpisała z BE lub spółkami, które teraz należą do BE, przystosowane kontrakty po podstawie obciążenia, które nie zawierają już elementu kosztowego powiązanego ze spłatą kosztów stałych. Te nowe kontrakty zawierały cenę [...], a zatem były zawarte po cenie o wiele niższej niż podana przez stronę trzecią. Wszelkie znaczące porównanie cen pobieranych przez BNFL od BE przed i po renegocjacji ich umów musiałoby być oparte na cenach kontraktowych po podstawie obciążenia, które dominowały tuż przed renegocjacją, a nie cenach kontraktów podstawy obciążenia.

W sprawie spostrzeżeń Enfield Energy Centre Limited (EECL)

- (234) Władze brytyjskie nie akceptują postulatu EECL głoszącego, że poinformowanie o pakiecie pomocowym przyspieszyło spadek cen hurtowych. Zdaniem władz brytyjskich ceny *spot* były wystarczająco ruchome przed i po ogłoszeniu przez rząd brytyjski zaangażowania w ratowanie BE w dniu 9 września 2002 r. Nie wykazywały one jednak szybkiego spadku. Ceny *forward* pozostały raczej bez zmian. I wreszcie, ceny *forward* dla podstawowego obciążenia w lecie 2004 r. wzrosły od września 2003 r. mimo umowy o pakiecie restrukturyzacyjnym.
- (235) Władze brytyjskie sprzeciwiają się uwadze EECL głoszącej, że błędnie wyciągnęły wnioski z przesłanki, iż BE miałyby decydować o tym, czy zamykać elektrownie atomowe, badając raczej swoje SRMC, a nie koszty uniknione. Władze brytyjskie przeanalizowały wpływ pakietu pomocowego na uniknione koszty BE i wykazały, że pozostają one znacznie poniżej cen rynkowych typu *forward*, co jest dla operatora słuszną przesłanką do podjęcia decyzji o zamknięciu elektrowni.
- (236) I wreszcie, władze brytyjskie przywołują swoje argumenty o braku nadwyżki na rynku.

Uwagi do spostrzeżeń Interagen

- (237) Władze brytyjskie sprzeciwiają się pogładowi Interagen głoszącemu, że można zagwarantować odpowiednią podaż energii nawet wtedy, gdyby BE ogłosiła upadłość, za

pomocą umowy zabezpieczającej z odbiorcą. Władze brytyjskie zauważają ponadto, że Wytyczne nie przewidują żadnej formy kompensacji pieniężnej takiego rodzaju, jaki zdaniem Interagen powinna otrzymać. I wreszcie, w przypadku różnych typów ustaleń między BE a jej wierzycielami, między innymi Interagen, TFE i Centrica, władze brytyjskie wskazują, że są to złożone ustalenia, które w całości były negocjowane komercyjnie przed restrukturyzacją. Nie są one związane z pakietem pomocy państwa.

Uwagi do spostrzeżeń drugiej anonimowej strony

- (238) Władze brytyjskie przedstawiły informacje ilościowe, których celem jest wykazanie, że ceny brytyjskie w segmencie MSB pozostają cały czas powyżej cen hurtowych typu *forward*, a BE zabezpieczała mniej niż 20 % obrotów, na które składała ofertę, co jest sprzeczne z sugestią strony trzeciej, że BE oferowała nieuzasadnione niskie ceny. Władze brytyjskie przypominają ponadto, że ich zdaniem BE, jako producent energii obciążenia podstawowego, nie ma żadnych powodów, by oferować sztucznie zaniżone ceny.

VI. OCENA

- (239) Przynajmniej część kwestionowanych środków dotyczy kwestii objętych Traktatem EURATOM, a zatem muszą być one w taki sposób oceniane⁽³⁰⁾. Jednakże stopień, w jakim nie są one konieczne dla celów Traktatu Euratom lub wykraczają poza te cele, lub zaburzają czy też zagrażają zaburzeniem na rynku wewnętrznym, musi zostać oceniony zgodnie z Traktatem WE.

1. Traktat Euratom

- (240) Oceniane środki, w szczególności A i B, miałyby wpływ na finansowanie obciążeń jądrowych i przetwarzanie zużytego paliwa. Wyłączenie z użytkowania i zarządzanie odpadami stanowią koszty, które są niezbędne do właściwej i odpowiedzialnej pracy w przemyśle jądrowym. W kontekście przemysłu jądrowego potrzeba uwzględnienia ryzyk powiązanych z niebezpieczeństwami stwarzanymi przez promieniowanie jądrowe jonizujące stanowią jeden z głównych priorytetów. W istocie Komisja zauważa, że te dwa aspekty łańcucha jądrowego stają się coraz ważniejsze i niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa pracowników i populacji.

⁽³⁰⁾ Artykuł 305 ust. 2 Traktatu WE stanowi, że „Postanowienia niniejszego Traktatu nie stanowią odstępstwa od postanowień Traktatu ustanawiającego Europejską Wspólnotę Energii Atomowej”.

(241) Szczególnie w tym aspekcie Traktat Euratom poświęca odpowiednią uwagę temu celowi, zarazem wyrażając zamiar, by stworzyć „warunki niezbędne do rozwoju silnego przemysłu jądrowego, gwarantującego powszechne zasoby energetyczne...”. Cele te są wymienione w art. 1 Traktatu Euratom, który głosi, że „zadaniem Wspólnoty jest przyczynianie się do podwyższenia poziomu życia w Państwach Członkowskich... poprzez ustanowienie warunków niezbędnych do stworzenia i szybkiego rozwoju przemysłu jądrowego”. Odesłanie do tego celu zostało podkreślone w Zielonej Księdze Komisji „Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego” (COM (2002) 321 wersja ostateczna z 22 czerwca 2002 r.). Ponadto art. 2 lit. b) Traktatu Euratom głosi, iż Wspólnota, aby wykonać to zadanie, tworzy jednolite normy bezpieczeństwa mające chronić zdrowie pracowników i ludności oraz zapewnia ich stosowanie. Artykuł 2 lit. e) Traktatu Euratom zakłada także, że Wspólnota zapewnia, poprzez odpowiedni nadzór, niestosowanie materiałów jądrowych do celów innych niż planowane. Na tej podstawie Traktat Euratom powołuje Europejską Wspólnotę Energii Atomowej (Euratom), tworząc niezbędne instrumenty i podział obowiązków mające na celu realizację tych celów. W tej kwestii, jak potwierdził Trybunał Sprawiedliwości, bezpieczeństwo jądrowe pozostaje w gestii Wspólnoty, a co za tym idzie musi być powiązane z ochroną przed niebezpieczeństwami związanymi z promieniowaniem jonizującym, przewidzianą art. 30, rozdział 3 Traktatu Euratom, dotyczącym ochrony zdrowia i bezpieczeństwa⁽³¹⁾. Komisja musi zapewnić, że postanowienia tego Traktatu są stosowane i może zatem podejmować decyzje w sposób przewidziany Traktatem oraz przedstawiać opinie, jeśli uzna to za niezbędne.

(242) Komisja zauważa, że dowody przedstawione przez władze brytyjskie wykazują, że skutkiem ocenianych środków będzie, między innymi, zapewnienie bezpieczeństwa elektrowni atomowych, zapewnienie bezpiecznego zarządzania obciążeniami jądrowymi, zwiększenie bezpieczeństwa dostaw poprzez utrzymanie różnorodności źródeł paliwa w Wielkiej Brytanii, jak również uniknięcie emisji dwutlenku węgla. Sekcje III i IV powyżej wyszczególniają argumenty przedstawione przez władze brytyjskie i strony trzecie, a dotyczące tej kwestii.

(243) Oceniając te informacje, a w szczególności określając, czy środki te są niezbędne lub mieszczą się w celach Traktatu Euratom, Komisja spostrzega, że pomoc państwa i środki odnoszą się do ryzyka powiązanego z bieżącą sytuacją British Energy oraz ewentualnym wpływem wspomnianych celów Traktatu. W istocie władze brytyjskie podjęły decyzję o interwencji w celu wspierania British Energy, mając na celu, między innymi, zapewnienie ciągłości warunków bezpiecznego i niezawodnego przemysłu atomowego, równocześnie utrzymując funkcjonowanie elektrowni jądrowych jako powszechnego źródła energii. Interwencja ta ma miejsce w kontekście zagrożenia upadłością głównego brytyjskiego operatora jądrowego. Ciągłość określonego operatora ekonomicznego nie jest bezpośrednio

związana z ciągłością jego operacji jądrowych. Jednakże w przypadku upadłości, należy wziąć pod uwagę kwestię bezpieczeństwa i niezawodności i/lub gwarancji dostaw. Komisja zatem rozumie, iż władze brytyjskie uwzględniły te zagrożenia we właściwy i odpowiedzialny sposób, zgodny z celami Traktatu Euratom.

(244) Trzy środki kompensacyjne opisane poniżej wymuszają realizację celów Traktatu Euratom zapewniając, że interwencja publiczna nie będzie stosowana do celów innych niż spłata obciążeń jądrowych. I wreszcie, system ograniczeń i progów dla trzech typów spłat obciążeń historycznych zapewni dostępność wystarczających środków dla realizacji tych celów, zarazem ograniczając interwencję do minimum niezbędnego dla ich osiągnięcia.

(245) Komisja podsumowuje, że środki przewidywane przez władze brytyjskie są odpowiednie, by zrealizować to połączenie celów, do jakich należy dążyć, oraz są w pełni zgodne z Traktatem Euratom.

2. Pomoc w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE

(246) Zgodnie z art. 87 1 Traktatu WE pomoc definiuje się jako pomoc udzieloną przez Państwo Członkowskie lub przy użyciu zasobów państwowych w jakiegokolwiek formie, która zakłóca lub grozi zakłóceniem konkurencji poprzez sprzyjanie niektórym przedsięwzięciom lub produkcji niektórych towarów i ma wpływ na wymianę handlową między Państwami Członkowskimi.

(247) Jest oczywiste, że interwencja państwa w plan restrukturyzacji jest selektywna, ponieważ faworyzuje tylko jedno przedsięwzięcie.

(248) Handel energią elektryczną między Wielką Brytanią a innymi Państwami Członkowskimi odbywa się za pośrednictwem przedstawicieli we Francji i Irlandii. Handel energią elektryczną między Państwami Członkowskimi odbywa się od dawna, w szczególności od wejścia w życie dyrektywy 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej⁽³²⁾. Według danych przesłanych przez Wielką Brytanię w notyfikacji, BE jest drugim co do wydajności producentem energii elektrycznej w Anglii i Walii, a trzecim w Szkocji. Interwencja państwa w plan restrukturyzacji może zatem wyraźnie wpływać na handel między Państwami Członkowskimi.

(249) Spośród siedmiu środków restrukturyzacyjnych, trzy: środek D („pakiet restrukturyzacyjny znaczących wierzycieli”), środek E („nowa strategia handlowa”) i środek F („sprzedaż majątku”) nie pochodzą z zasobów publicznych. Nie można ich zatem zaklasyfikować jako pomoc państwa zgodnie z art. 87 ust. 1 Traktatu WE.

⁽³¹⁾ Orzeczenie Trybunału Sprawiedliwości z dnia 10 grudnia 2002 r., sprawa C-29/99.

⁽³²⁾ Dz.U. L 27 z 30.1.1997, str. 20.

- (250) Środek A, dla odmiany, pochodzi ze środków publicznych, gdyż obejmuje szereg płatności lub zobowiązań do dokonania płatności przez rząd brytyjski. Ponieważ płatności rządu brytyjskiego spowodują przejęcie części obciążeń jądrowych, które normalnie ponosiłaby BE, środek A stanowi pożytek na rzecz BE. Uwzględniając wszystkie powyższe elementy, Komisja ogłasza, że środek A stanowi pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE. Wielka Brytania nie kwestionuje tej opinii.
- (251) Środki B i C obejmują zasoby BNFL (w całości środek B i częściowo środek C), która jest publicznym przedsiębiorstwem. Zasoby należące do publicznego przedsiębiorstwa są zasobami państwowymi. Wobec powyższego, środki B i C stanowią pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE wtedy i tylko wtedy, gdy stanowią one o przewadze konkurencyjnej BE i zapewnienie tej przewagi można przypisać państwu. Ponieważ problem ten poruszono w decyzji o wszczęciu postępowania, zostanie on szczegółowo omówiony poniżej w sekcji b).
- (252) Środek G także obejmuje zasoby samorządu lokalnego. Środki takich władz stanowią zasoby państwowe. Środek G stanowi zatem pomoc państwową w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE wtedy i tylko wtedy, gdy stanowi on o przewadze konkurencyjnej BE i zapewnienie tej przewagi można przypisać państwu. Ponieważ problem ten poruszono w decyzji o wszczęciu postępowania, zostanie on szczegółowo omówiony poniżej w sekcji a).
- a) *Uwaga o istnieniu pomocy w ramach środka G*
- (253) Władze brytyjskie wykazały, że lokalne podatki objęte środkiem G zostały spłacone przez BE wraz z odsetkami obliczonymi z wykorzystaniem stawki referencyjnej i dyskontowej zalecanej Wielkiej Brytanii przez Komisję. W prawie brytyjskim nie ma żadnego szczególnego przepisu, który wymagałby zastosowania wyższej stopy odsetkowej w wypadku, gdy samorząd lokalny odracza podatek. Komisja uważa zatem, że zastosowana stawka była właściwym miernikiem dotyczącym podjęcia decyzji o tym, czy odroczenie podatku stanowi przewagę konkurencyjną dla BE. W świetle powyższego Komisja uważa, że środek G nie stanowi pomocy państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.
- b) *Uwaga o istnieniu pomocy w ramach środków B i C*
- (254) Podejmując decyzję o wszczęciu postępowania, Komisja ogłosiła, że „na obecnym etapie oceny Komisja uważa, iż renegowacja kontraktów między BNFL a BE może być uznana za pomoc państwa”. Opiera tę opinię na fakcie, że BNFL, spółka publiczna, ogłosiła, iż zamierza zmienić warunki handlowe swoich istniejących kontraktów z BE dopiero wówczas, gdy BE ogłosiła rozpoczęcie rozmów z rządem brytyjskim dotyczących uzyskania wsparcia finansowego. Wydaje się wątpliwe, by te kontrakty były renegowywane w oparciu o ceny rynkowe. Komisja doszła do tych samych wniosków wstępnych w przypadku środka C.
- (255) Korzystając z danych udostępnionych jej od chwili wszczęcia postępowania, Komisja przeprowadziła bardziej dogłębną analizę dotyczącą faktu, czy środki B i C spełniają kryteria pozwalające zaklasyfikować je jako pomoc państwową, w szczególności, czy wiążą się z przewagą konkurencyjną dla BE. Komisja doszła do następujących wniosków:
- Odnośnie do środka B
- (256) Środek B dotyczy renegowacji kontraktów między BNFL, spółką publiczną, a BE. Komisja zbadała, czy środek B wiąże się z zapewnieniem BE przewagi konkurencyjnej takiej, że żaden prywatny operator nie wyraziłby zgody na współpracę z firmą znajdującą się w trudnej sytuacji na takich warunkach. Innymi słowy, Komisja rozpatrywała, czy BNFL działa zgodnie z zasadą wierzyciela postępującego zgodnie z zasadą gospodarki rynkowej, wyrażając zgodę na środek B.
- (257) W tym celu Komisja zbadała w szczególności, czy renegowacja kontraktów BNFL z BE dostała dokonana z uwzględnieniem cen rynkowych i czy ustępstwa ze strony BNFL miały charakter komercyjny.
- Czy BNFL postąpiła zgodnie z zasadą wierzyciela prywatnego?
- (258) Pierwsza kwestia, jaką musi rozpatrzyć Komisja, dotyczy tego, czy nowe ustalenia między BNFL a BE były negocjowane po cenach rynkowych. Należy także przypomnieć, że BNFL jest największym pojedynczym wierzycielem BE, a BE największym klientem BNFL. Komisja zbadała zatem, czy warunki przyjęte przez BNFL mogły zostać przyjęte przez prywatnego operatora w analogicznej sytuacji. W kontekście dostawcy stojącego w obliczu kłopotów głównego klienta, sprowadza się to do sprawdzenia, czy BNFL działała jako sumienny wierzyciel prywatny próbujący maksymalizować szanse odzyskania swoich należności⁽³³⁾.
- (259) Komisja zbadała odpowiednie raporty prawnych i finansowych doradców BNFL oraz fragmenty protokołów posiedzeń zarządu przedstawionych przez BNFL.
- (260) Po pierwsze, Komisja zauważa, że BNFL już prosiła swoich doradców o rozpatrzenie swojego stanowiska wobec BE na początku 2002 r., kiedy to BE odwołała się do klauzuli o trudnościach w rozmowach z BNFL. Nie było możliwe dojście do ostatecznego wniosku, że spełniono istotnie warunki klauzuli o trudnościach, ale zarząd polecił BNFL rozpatrzyć możliwe opcje, które byłyby rozwiązaniem problemów BE zgodnie z jednoznacznym warunkiem, że każda opcja musi być z komercyjnego punktu widzenia korzystna dla BNFL.

(33) Patrz: orzeczenie Trybunału z dnia 29 kwietnia 1999 r. w sprawie C-342/96, Królestwo Hiszpanii przeciwko Komisji Wspólnot Europejskich. Zb. Orz. [1999] I-2459.

- (261) Raporty przedstawione przez BNFL, które zostały wtedy sporządzone, ilustrują szczególną sytuację BNFL jako wierzyciela i dostawcy BE i analizują wpływ upadłości BE na BNFL. Konkludują one, że w świetle poważnego zagrożenia BNFL, zmierzająca do odzyskania rentowności restrukturyzacja leży w interesie BNFL, lecz nie powinna być to restrukturyzacja za wszelką cenę. Określają zatem proponowany pakiet ustępstw na rzecz BE i śledzą ewolucję tego pakietu podczas negocjacji z BE. Z raportów tych wynika jednoznacznie, że podczas tych negocjacji BNFL zawsze miała na uwadze początkową ideę, której celem była próba i najlepsza możliwa dbałość o jej interesy poprzez uniknięcie sytuacji, w której BE otrzymałaby zarząd komisaryczny, jednak nie za wszelką cenę, w obrębie zrównoważonej idei.
- (262) Władze brytyjskie przypomniały, że renegecjonowane umowy BNFL należy postrzegać jako pakiet i porównywać je z pozycją, jaką miałyby BNFL, gdyby BE ogłosiła upadłość, a nie poprzez wybieranie poszczególnych elementów. Raporty przedłożone przez władze brytyjskie i BNFL konkludują, że Karty warunków ostatecznych są bardziej korzystne dla BNFL niż jakikolwiek scenariusz wiążący się z upadłością.
- (263) W świetle powyższego Komisja doszła do pierwszego wniosku, iż w wypadku upadłości BE BNFL znalazłaby się w bardzo niepewnej i prawdopodobnie niekorzystnej sytuacji.
- (264) Prawdą jest, że upadłość BE nie oznaczałaby, że jej wszystkie elektrownie atomowe zostałyby natychmiast zamknięte, nie oznaczałaby też automatycznego zaniku potrzeby działań likwidacyjnych istniejących elektrowni ani zarządzania historycznym zużyтым paliwem.
- (265) W przypadku upadłości BE Komisja uznaje, że BNFL znalazłaby się w o wiele trudniejszej pozycji negocjacyjnej wobec dowolnego następcy BE, który miałby prowadzić elektrownie czy wyłączać je z użytkowania. Implikowałoby to znaczne ryzyko i niepewność, które prywatny inwestor musiałby wziąć pod uwagę rozpatrując renegecjonację umów, w szczególności z głównym klientem. Fakt, że doradcy BNFL zbadali dokładnie tę alternatywę, sugeruje jednoznacznie, że BNFL uwzględniła te fakty w wystarczającym stopniu.
- (266) W komercyjnym interesie BNFL jest zatem podjęcie próby i uzyskanie prowadzącej do powrotu rentowności BE restrukturyzacji.
- (267) Po dojściu do tego wniosku pierwotnego, Komisja rozpatrzyła wpływ renegecjonowanych umów na przychody BNFL w szczególności w świetle uwag stron trzecich, w celu sprawdzenia, pod względem mikroekonomicznym, czy renegecjonowane umowy mogłyby zostać przyjęte przez prywatną spółkę w podobnej sytuacji.
- (268) W przypadku zarządzania zużyтым paliwem obciążenia dotyczące zużytego paliwa są dzielone między obciążenia historyczne i przyszłe.
- (269) W przypadku historycznych obciążeń dotyczących zużytego paliwa, zgodnie ze środkiem A planu restrukturyzacji, rząd brytyjski przejmie od BE wszystkie te zobowiązania ⁽³⁴⁾.
- (270) W przypadku zarządzania przyszłym zużyтым paliwem wprowadzono zmiany do istniejących umów. BNFL przedstawiła następującą tabelę dotyczącą nowych umów związanych ze zużyтым paliwem, która wykazuje, że BE będzie płacić BNFL malejące kwoty. Dane podane kursywą zostały uzupełnione przez Komisję:

Tabela 7

Nowe ustalenia cenowe dotyczące zużytego paliwa

Wynikowa cena energii elektrycznej ⁽³⁵⁾ w GBP/MWh Rzeczywiste warunki z 2003 r.	Kwota jednostkowa (Rabat)/Zniżka w GBP/MWh (w porównaniu z pierwotnym kontraktem)	Kwota jednostkowa netto płatności za zużyte paliwa w GBP/MWh Rzeczywiste warunki z 2003 r.	Płatność w GBP za kgU (*)
14,8 i poniżej	- 0,6	[...]	
15	- 0,5		
16	0		
17	0,5		
18	1		
19	1,5		
20	1,75		
21 i powyżej	2,0		

(*) Określone w oparciu o założenie, że wydajność BE w GBP wynosi [...] /MWh co jest odpowiednikiem [...] GBP za kg U.

⁽³⁴⁾ W tym także wszystkie obciążenia dotyczące ostatecznej likwidacji takiego historycznego zużytego paliwa.

⁽³⁵⁾ Cena wynikowa energii elektrycznej odzwierciedla wartość energii elektrycznej obciążenia podstawowego, którą obrót odbywa się w ramach NETA.

- (271) Należy zauważyć, że rabaty i zniżki, jakie zawiera tabela 7, są porównane z ustaleniami dla zarządzania zużytym paliwem, które obowiązywały tuż przed restrukturyzacją, a nie wcześniejszymi ustaleniami. Jest to właściwy miernik dla ustępstw na rzecz BE, ponieważ przedstawia, co BNFL otrzymałaby od BE, gdyby BE nie znalazła się w trudnej sytuacji. Dla kontrastu, porównywanie nowych ustaleń ze starszymi kontraktami, jak początkowe kontrakty dotyczące obciążenia podstawowego, do których odwołuje się pierwsza anonimowa strona trzecia, nie miałyby sensu w przypadku analizowania rzeczywistych ustępstw dokonanych przez BNFL podczas negocjacji planu restrukturyzacji.
- (272) Tabela 7 pokazuje, że wynikowa cena energii elektrycznej jest niższa niż cena wykonania w wysokości 16 GBP/MWh, zatem BNFL udziela BE rabatu w porównaniu z umowami dotyczącymi zużytego paliwa, poprzedzającymi restrukturyzacją. Jeśli cena energii elektrycznej będzie niższa niż cena wykonania, BNFL zapłaci zniżkę w porównaniu z płatnościami otrzymanymi z mocy pierwotnych umów dotyczących zarządzania zużytym paliwem.
- (273) Jak zauważono w motywie 270, przychody, jaki otrzymuje BNFL za zarządzanie i likwidację zużytego w przyszłości paliwa, w całości zależą od hurtowych cen energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii. Taka zależność sama w sobie nie może być interpretowana jako niekomercyjna. Jest to raczej powszechna sytuacja w tym sektorze, gdzie gracze pragną współdzielić ryzyko powiązane z potencjalnie dużymi fluktuacjami cen.
- (274) Aby sprawdzić, czy ten poziom cen mógłby zostać zaakceptowany przez prywatną firmę, Komisja sprawdziła, w jakim stopniu pozwoliłaby BNFL pokrywać koszty uniknione w świetle przewidywanej ewolucji cen elektryczności. W istocie, mając na względzie prawdopodobieństwo utraty kluczowego klienta, jakim jest dla BNFL BE, prywatna spółka byłaby skłonna posunąć się do obniżenia cen do kosztów, jakich można by uniknąć likwidując działalność. Koszty te to dokładne koszty, jakich można uniknąć.
- (275) W tym przypadku, zgodnie z nowymi umowami o zarządzanie zużytym paliwem BNFL otrzyma prawo własności z chwilą jego dostarczenia przez BE. Oznacza to, że ostateczną likwidację tego paliwa zapewni BNFL, co nie miało mieć miejsca zgodnie z poprzednimi umowami ⁽³⁶⁾. Ponieważ jest to dodatkowa opłata na rzecz BNFL w porównaniu z poprzednimi ustaleniami, nie można po prostu opierać się na porównaniu między poprzednimi płatnościami a nowymi i ogłosić wniosek, że BNFL odzyska swoje koszty uniknione, gdy tylko cena hurtowa energii przekroczy [...] GBP/MWh. Z drugiej strony, nowe umowy dotyczące zużytego paliwa nie przewidują sposobu postępowania przez BNFL ze zużytym paliwem, którego jest właścicielem. BNFL może wybrać, czy woli powtórnie przetworzyć paliwo przed jego ostateczną likwidacją czy nie.
- (276) Konieczna jest dalsza analiza, opierająca się na rzeczywistych kosztach do uniknięcia BNFL, w tym opłatach za ostateczną likwidację zużytego paliwa.
- (277) Komisja zwróciła się do władz brytyjskich z prośbą o przedstawienie dokładnego opisu tych kosztów. Dokumentacja dostarczona w związku z tym przez władze brytyjskie wskazuje, że BNFL pokryje uniknione koszty, gdy tylko ceny energii elektrycznej przekroczy zakres od [...] GBP/MWh do [...] GBP/MWh, w zależności od tego, czy BNFL dopuści rezerwy na poczet ryzyka. Nieznaczna różnica między kwotą [...] GBP/MWh w motywie 275 jest spowodowana głównie faktem, że w zakładach BNFL już istnieje zbiornik do długoterminowego przechowywania paliwa przed powtórным przetworzeniem [...].
- (278) Aby dokonać krzyżowej kontroli tej oceny, Komisja porównała koszty uniknione obliczone przez władze brytyjskie z kosztami z innego źródła.
- (279) Greenpeace opublikowała na swojej stronie internetowej raport autorstwa Gordona MacKerrona z National Economic Research Associates ⁽³⁷⁾. Raport ten podaje kwotę 200 USD/kg U (110 GBP za kg U ⁽³⁸⁾) dla przypadkowego tymczasowego składowania zużytego paliwa i 400 USD/kg U (220 GBP za kg U) za składowanie ostateczne. Zdaniem autora raportu liczby te pochodzą z badań amerykańskich ⁽³⁹⁾. Istnieje wiele różnic między reaktorami amerykańskimi (głównie typu LWR) a reaktorami BE. Ponadto z raportu nie wynika jasno, czy koszty, do których on się odwołuje, są kosztami uniknionymi lub obejmują elementy kosztów stałych, przez co pozostają poza zakresem niniejszej analizy. Są także w dużym stopniu zależne od stawek rabatów, gdyż ostateczne koszty likwidacji zostaną poniesione w odległej przyszłości. Komisja zdecydowała się jednak skorzystać z tych danych, gdyż uznała, że liczby opublikowane przez stronę trzecią są dobrym źródłem umożliwiającym kontrolę krzyżową liczb przekazanych przez władze brytyjskie.
- (280) W świetle danych podanych w motywie 279 cena energii elektrycznej, powyżej której BNFL mogłaby odzyskać swoje koszty, wynosi [...] GBP/MWh. Liczby te należy porównać z przewidywaną ewolucją cen energii elektrycznej.

⁽³⁶⁾ BE jak dotąd nie przeprowadziła ostatecznej likwidacji żadnego zużytego paliwa, gdyż sposób ostatecznej likwidacji zużytego paliwa jądrowego w Wielkiej Brytanii nie został jeszcze określony.

⁽³⁷⁾ Raport ten jest dostępny na stronie internetowej Greenpeace UK pod adresem:
<http://www.greenpeace.org.uk/MultimediaFiles/Live/FullReport/6273.pdf>.

⁽³⁸⁾ Stosując taki sam przelicznik 1 GBP = 1,82 USD jak w raporcie.

⁽³⁹⁾ M. Bunn et al. *The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel*. Raport końcowy, grudzień 2003 r.

- (281) Właściwym miernikiem dla tego porównania jest rozwój cen energii elektrycznej teraz i w przyszłości, zgodnie z przewidywaniami BNFL, kiedy były negocjowane nowe ustalenia między BNFL a BE. Wartość ustępstw BNFL na rzecz BE można ocenić na tym potencjalnym tle.
- (282) Z dokumentów dostarczonych przez BNFL wynika, iż ogólne prognozy zakładają, że ceny pozostaną w przedziale od 16 GBP/MWh do 19 GBP/MWh w najbliższej przyszłości, a następnie osiągną wyższe, bardziej zrównoważone wartości.
- (283) W ocenie ostatecznych warunków planu BNFL korzystała z czterech możliwych scenariuszy. Tylko w przypadku najbardziej pesymistycznego scenariusza wspomniane ceny energii elektrycznej kształtowały się stale poniżej 17 GBP/MWh, osiągając wartości rzędu 16,5 GBP/MWh w średnim okresie czasu. Trzy pozostałe zakładały, że ceny te osiągnęłyby wartości około 18 GBP/MWh w roku 2007, a następnie stopniowo osiągnęłyby poziom od ok. 19,5 GBP/MWh do 23 GBP/MWh.
- (284) Ocena BNFL jej renegotiacji ustaleń z BE została zatem dokonana w oparciu o prognozy ewolucji cen, które głosiły, że nawet przy najbardziej pesymistycznych założeniach ceny pozwolą pokryć koszty uniknione zgodnie z wewnętrzną wyceną, a we wszystkich scenariuszach z wyjątkiem najbardziej pesymistycznego, ceny pozwolą pokryć koszty uniknione ustalone przez Gordona MacKerrona.
- (285) Rzeczywista ewolucja cen elektryczności była ostatecznie wyższa niż w przypadku najbardziej optymistycznego scenariusza ze czterech wykorzystywanych przez BNFL. W istocie, różne agencje zajmujące się śledzeniem cen podały wartości przekraczające 20 GBP/MWh dla cen zimowych obciążenia podstawowego w najbliższej przyszłości, osiągając nawet tak wysokie wartości jak 27 GBP/MWh⁽⁴⁰⁾. W przypadku cen letnich te same agencje informowały o cenach rzędu 20 GBP/MWh. Scenariusze, z których korzystała BNFL, były raczej ogólnie pesymistyczne.
- (286) Na tej podstawie można wyciągnąć wniosek, że można oczekiwać, iż BNFL pokryje swoje koszty uniknione zgodnie z nowymi ustaleniami, mimo tego, że będzie musiała ponieść koszty ostatecznej likwidacji zużytego paliwa.
- (287) Analogicznie, analiza nowych ustaleń dotyczących dostaw paliwa, które są o wiele prostsze, gdyż zawierają cenę zmienną, która nie jest indeksowana cenami energii elektrycznej, wykazują, że BNFL będzie w stanie pokryć we wszystkich przypadkach koszty do uniknięcia związane z dostawami paliwa.
- (288) Dogłębna analiza kosztów do uniknięcia ujawnia zatem, że nic nie sugeruje, jakoby BNFL postępowała niekomercyjnie. Wręcz przeciwnie, rzeczywista ewolucja cen energii elektrycznej sugeruje, że BNFL może równie dobrze poprawić swoją pozycję w porównaniu z poprzednią sytuacją, równocześnie wykazując wystarczającą elastyczność, by umożliwić swojemu klientowi przetrwanie na rynku.
- Czy BNFL była traktowana na równej stopie z prywatnymi wierzycielami?
- (289) Po przeanalizowaniu renegotiacji z mikroekonomicznego punktu widzenia Komisja sprawdziła, czy BNFL była traktowana na równej stopie z prywatnymi wierzycielami BE. W drugim etapie analizy Komisja zbadała, czy ustępstwa dokonane przez BNFL są analogiczne jak w przypadku prywatnych wierzycieli.
- (290) Informacje dostarczone przez Wielką Brytanię i BNFL wykazują, że:
- jeśli nawet BNFL ustaliła warunki z BE przed negocjowaniem przez BE indywidualnych warunków z każdym z większych wierzycieli, wymagało to dołączenia klauzuli pozwalającej na wycofanie sugerowanych ustępstw w przypadku gdyby inny znaczący wierzyciel zaoferował bardziej korzystne warunki niż BNFL;
 - w całym procesie negocjacji BNFL zawsze dbała o to, by upewnić się, czy inni prywatni wierzyciele BE będą skłonni do podobnych ustępstw jak BNFL;
 - szczegółowe ilościowe porównanie roszczeń wierzycieli i kwot, w przypadku których zastosowano ustępstwa zgodnie z ostatecznie uzgodnionym pakietem restrukturyzacyjnym wykazało, że BNFL wycofała się z małej części zaległych należności. Należy także zauważyć, że w tej kwestii BNFL nie miała zabezpieczenia zadłużenia na majątku BE.
- (291) Komisja doszła zatem do wniosku, że BNFL była traktowana na równej stopie z prywatnymi wierzycielami. Sugeruje to, że podczas negocjowania planu restrukturyzacji BNFL nie zachowywała się w sposób odmienny od wierzycieli prywatnych.
- Czy BNFL działała jako podmiot niezależny od rządu brytyjskiego?
- (292) Komisja uważa, że powyższy wniosek jest wystarczającym dowodem na to, że BNFL działała zgodnie z zasadą wierzyciela rynkowego, a zatem środek B nie stanowi pomocy państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.

⁽⁴⁰⁾ W lipcu 2003 r. Argus poinformowała o kontrakcie dotyczącym obciążenia podstawowego na zimę 2003/2004 z kwotą 20,96 GBP/MWh. W dniu 7 sierpnia 2003 r. UKPX poinformowała o kontraktach terminowych dotyczących obciążenia podstawowego na ten sam okres z kwotą 22,55 GBP/MWh. Tego samego dnia UKPX poinformowała o kontrakcie terminowym dotyczącym obciążenia podstawowego dla lata 2006 r. z kwotą 20,50 GBP/MWh i cenie rozliczeniowej dla zimy 2006 r. w kwocie 27,15 GBP/MWh. Źródło: Argus i UKPX cytowane we raporcie Frontier Economics „Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain”, sierpień 2003 r., dołączony do materiałów BE.

(293) Ponadto Komisja uważa, że w obecnym przypadku nie ma żadnych podstaw do przypisywania zachowania BNFL państwu. Warunek takiego przypisania został przywołany przez Trybunał Sprawiedliwości Wspólnot Europejskich w orzeczeniu w sprawie Stardust⁽⁴¹⁾. Jak utrzymywał Trybunał, nie można automatycznie założyć, że środek jest pomocą państwową tylko dlatego, że został podjęty przez przedsiębiorstwo publiczne. Nie jest warunkiem wystarczającym, by organ udzielający pomocy był przedsiębiorstwem publicznym w rozumieniu art. 2 ust. 1 lit. b) dyrektywy Komisji 80/723/EWG z dnia 25 czerwca 1980 r. w sprawie przejrzystości stosunków finansowych między Państwami Członkowskimi a przedsiębiorstwami publicznymi⁽⁴²⁾. Fakt, że władze publiczne mogą wywierać, pośrednio lub bezpośrednio, dominujący wpływ, nie jest dowodem na to, że w danym wypadku istotnie wywarły one dominujący wpływ. Jak wyjaśnia rzecznik generalny Jacobs w swojej opinii dotyczącej sprawy Stardust⁽⁴³⁾, przypisanie środków pomocowych państwu, w przypadku udzielenia ich przez przedsiębiorstwo publiczne, może być określane za pomocą zbioru wskaźników na podstawie okoliczności sprawy i w kontekście, w którym podjęto te środki. Rzecznik generalny podaje listę faktów i okoliczności, które można jego zdaniem uwzględnić, jak dowody na to, że środki zostały użyte wskutek nacisku państwa, skalę i charakter środków, stopień kontroli wywieranej przez państwo nad przedsiębiorstwem publicznym i ogólną praktykę wykorzystywania rzeczono-go przedsiębiorstwa do celów innych niż komercyjne lub do wywierania wpływu na podejmowane decyzje.

(294) Na podstawie materiałów złożonych przez rząd Wielkiej Brytanii i strony trzecie, Komisja zbadała, czy środek B (i środek C) można przypisać działaniom państwa. Uwzględniła fakt, że BNFL podjęła decyzję, że w jej najlepszym interesie są ustępstwa mające zapobiec upadłości BE zanim problemy finansowe BE zostały ogłoszone publicznie oraz znacznie wcześniej niż rząd brytyjski ogłosił swoją rolę w potencjalnej restrukturyzacji mającej przywrócić bieżącą płynność finansową. Z chronologicznego punktu widzenia brak jest dowodów, że renegecja miała miejsce z powodu wywierania wpływu przez państwo. Wręcz przeciwnie, fakt, że BNFL ostatecznie nie zgodziła się na uczestniczenie w planie restrukturyzacji zanim rząd brytyjski ogłosił swoje zaangażowanie, może być postrzegana jako dowód, że BNFL nie była gotowa na ratowanie BE za wszelką cenę i wolała poczekać na interwencję państwa jak pozostali wierzyciele.

(295) Komisja uwzględniła także, że zgodnie z prawem brytyjskim obowiązkiem powierniczym zarządu BNFL jest działać w najlepszym interesie handlowym w celu maksymalizacji wartości i minimalizacji ryzyka finansowego w oparciu o dostępne w danej chwili informacje. Poparcie na to można znaleźć w odpowiednich fragmentach protokołów z posiedzeń zarządu, udostępnionych Komisji.

(41) Patrz: Orzeczenie Trybunału z dnia 16 maja 2002 r. w sprawie C-482/99, Republika Francji przeciwko Komisji Wspólnot Europejskich (Zb. Orz. [2002], I-04397), ust. 24.

(42) Dz.U. L 195 z 29.7.1980, str. 35. Dyrektywa ostatnio zmieniona dyrektywą 2000/52/WE (Dz.U. L 193 z 29.7.2000, str. 75).

(43) Opinia rzecznika generalnego Jacobsa w sprawie C-482/99, Republika Francji przeciwko Komisji, Zb. Orz. [2002], I-04397.

Wniosek

(296) Na podstawie powyższych elementów Komisja uznała, że środek B nie stanowi pomocy państwowej w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.

Środek C

(297) Środek C obejmuje umowy o zamrożeniu dotyczące płatności należne na rzecz BNFL i kilku znaczących wierzycieli ze strony BE za okres rozpoczynający się w dniu 14 lutego 2003 r. i kończący się najwcześniej w dniu 30 września 2004 r. W przeciwieństwie do innych uczestniczących wierzycieli BNFL nie będzie otrzymywać odsetek w okresie zamrożenia.

Ocena Komisji

(298) W oparciu o dostępne informacje Komisja zauważa, że raporty doradców finansowych BNFL, które zostały sporządzone w okresie, kiedy to BNFL prowadziła negocjacje z BE, zawierają wniosek, że w swoim udziale w pakiecie restrukturyzacyjnym BNFL nie wystąpiła z większymi ustępstwami niż pozostali wierzyciele, co wykazano porównując wkład każdego ze znaczących wierzycieli. Jak wspomniano w motywie 290, BNFL nie posiadała zabezpieczenia w postaci majątku BE.

(299) Ponadto Komisja doszła do wniosku, że udzielenie zgody na niedomaganie się zapłaty odsetek w celu zachowania ustalonej opcji restrukturyzacji mającej na celu przywrócenie rentowności jest zbieżne z zachowaniem prywatnych wierzycieli, mającym na celu zapewnienie, że wybrano najlepszą dostępną opcję komercyjną. Analiza doradców finansowych i prawnych BNFL wykazuje, że domaganie się renegecji warunków zamrożenia płatności zagroziłoby całości umów z BE, a poza tym, przede wszystkim, wypłacalności BE jako takiej. Ryzyko to byłoby znaczące, gdyż domaganie się zapłaty odsetek doprowadziłoby do upadłości BE, co nie byłoby korzystne dla interesów BNFL. Zrzekając się odsetek BNFL postąpiła zgodnie z zasadami prywatnego wierzyciela pragnącego zapewnić sobie najlepsze możliwe przychody.

(300) Konkludując, Komisja nie była w stanie uznać, że część środka C, w której uczestniczy BNFL, należy przypisywać państwu, z powodów wymienionych w ocenie środka B w motywach 256–296.

(301) Komisja doszła zatem do wniosku, że środek C nie stanowi pomocy państwowej w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.

3. Ocena zgodności z Traktatem WE

(302) Artykuł 87 ust. 1 Traktatu WE podaje ogólną zasadę zakazu pomocy państwowej w obrębie Wspólnoty.

(303) Artykuł 87 ust. 2 i art. 87 ust. 3 Traktatu WE przewidują wyjątki od ogólnej niezgodności opisanej w art. 87 ust. 1.

- (304) Wyjątki opisane w art. 87 ust. 2 Wspólnoty WE nie mają w tym przypadku zastosowania, gdyż środki pomocowe nie mają charakteru społecznego i nie są udzielane indywidualnym konsumentom, nie stanowią pomocy łagodzącej skutki klęsk żywiołowych czy zdarzeń wyjątkowych i nie są udzielane niektórym obszarom gospodarki Republiki Federalnej Niemiec dotkniętym jej podziałem.
- (305) Dalsze wyjątki podano w art. 87 ust. 3 Traktatu WE. Wyjątki w art. 87 ust. 3 lit. a), art. 87 ust. 3 lit. b) i 87 ust. 3 lit. d) nie mają zastosowania w tym wypadku, gdyż pomoc nie promuje rozwoju gospodarczego na obszarach, gdzie standard życia jest niższy od przeciętnej lub gdzie występuje poważny niedorozwój, nie promuje też realizacji projektu ważnego dla wspólnego interesu europejskiego ani nie jest środkiem zaradczym w przypadku poważnych zaburzeń gospodarki Państwa Członkowskiego oraz nie promuje ochrony kultury i dziedzictwa kulturowego.
- (306) Może mieć więc zastosowanie wyłącznie wyjątek przewidziany art. 87 ust. 3 lit. c) Traktatu WE. Artykuł 87 ust. 3 lit. c) przewiduje zatwierdzenia pomocy państwowej, które jest udzielane w celu ułatwienia rozwoju niektórych sektorów gospodarki, w przypadku, gdy pomoc taka nie miałaby negatywnego wpływu na warunki handlowe w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem.
- (307) W Wytycznych Komisja określiła warunki dotyczące korzystnej realizacji swoich uprawnień wynikłych z art. 87 ust. 3 lit. c) w takich przypadkach jak ten.
- (308) Podejmując decyzję o wszczęciu postępowania, Komisja wyraziła szereg wątpliwości dotyczących zgodności planu restrukturyzacji z Wytycznymi. Wątpliwości te zostały sformułowane w sekcji 3 powyżej. Poniższe sekcje przedstawiają ocenę i ostateczne wnioski Komisji związane z każdą z tych wątpliwości.
- a) *Uwagi dotyczące przywrócenia rentowności BE*
- (309) Przyznanie środków restrukturyzacyjnych wymaga wykończonego, spójnego i wybiegającego w przyszłość planu restrukturyzacji umożliwiającego odtworzenie długofalowej rentowności firmy w rozsądnym okresie czasu i w oparciu o realistyczne założenia. Zgodnie z pkt 32 Wytycznych poprawa rentowności musi wynikać głównie ze środków wewnętrznych zawartych w planie restrukturyzacji i może opierać się na czynnikach zewnętrznych, jak zmiany cen i popytu, na które firma nie ma wpływu, jeśli założenia rynkowe są powszechnie uznawane.
- (310) Punkt 33 Wytycznych wymaga, by Państwo Członkowskie przedłożyło plan restrukturyzacji opisujący okoliczności, które spowodowały problemy spółki oraz zawierający scenariusze odzwierciedlające założenia: najbardziej optymistyczne, najbardziej pesymistyczne i pośrednie. Punkt 34 Wytycznych dodaje, że plan powinien zapewniać środki, które po ukończeniu przez firmę restrukturyzacji zapewnią pokrycie wszystkich jej kosztów, także amortyzacji i kosztów finansowych. Przewidywana stopa zwrotu z kapitału powinna być na tyle wysoka, by umożliwić zrestrukturyzowanej firmie konkurowanie na rynku na normalnych zasadach.
- (311) Podejmując decyzję o wszczęciu postępowania, Komisja zwróciła uwagę na kilka kwestii związanych z przywróceniem rentowności BE. Wątpliwości te opierały się na dwóch obserwacjach. Po pierwsze, ramy czasowe dla niektórych pozycji środka A i B wydawały się nieograniczone, co wzbudzało wątpliwości co do tego, czy plan restrukturyzacji umożliwi BE stawienie czoła konkurencji o własnych siłach w rozsądnym okresie czasu. Po drugie, wydawało się, że plan restrukturyzacji nie obejmuje środków wewnętrznych BE w wystarczającym stopniu.
- Czas trwania pomocy
- (312) Wątpliwości Komisji wiązały się głównie ze środkami A i B. Mając na uwadze czas trwania środka A i otwarty charakter środka B, Komisja zastanawiała się, czy pomoc restrukturyzacyjna na rzecz BE nie została udzielona w formie stałej dotacji, która byłaby sprzeczna z wymaganiami Wytycznych. Problem ten podkreślały też inne strony, jak Drax.
- (313) W przypadku środka B Komisja doszła do wniosku, że nie obejmuje on pomocy państwa w sensie art. 87 ust. 1 Traktatu WE. Oznacza to, że problem związany z otwartym charakterem środka B nie ma już znaczenia.
- (314) W przypadku środka C Komisja rozpatrywała, czy środki związane z wyłączeniem z użytkowania elektrowni atomowych mogą być generowane do roku 2086 i czy finansowanie kosztów związanych z zarządzaniem zużytym paliwem PWR wprowadzonym do należącego do BE reaktora Sizewell B było także kwestią otwartą.
- (315) W przypadku kosztów likwidacji Komisja odnotowuje, że koszty te będą istniały w przyszłości, ale będą odnosiły się do budowy elektrowni jądrowych, które miały miejsce w przeszłości. Komisja przyjmuje argument Wielkiej Brytanii, że nie jest możliwe dokładne określenie ilościowe kwot likwidacyjnych wobec braku istnienia elektrowni AGR w przeszłości i faktu, że będzie to miało miejsce w bardzo odległej przyszłości, z możliwą ewolucją techniczną. Ponadto rząd brytyjski twierdzi, że koszty likwidacji są w dużym stopniu stałe, a wszelki znaczący wzrost obciążeń wynikłych z uznaniowych zmian w procedurach operacyjnych z korzyścią ekonomiczną dla BE lub wynikły z nieprzebrzegania minimalnych standardów będzie musiał zostać pokryty przez BE. Ponadto należy przypomnieć, że interwencja państwa jest przewidywana w przypadku spadku finansowania za pośrednictwem NLF.

- (316) Uwzględniając szczególnie charakter przemysłu atomowego, gdzie nie można posługiwać się materiałem jądrowym dopóki jego poziom promieniowania nie osiągnie bezpiecznych wartości i nieuniknioną skalę czasową finansowania działań likwidacyjnych, Komisja konkluduje, że część środka A odnoszącego się do tych obciążeń nie może być zaklasyfikowana jako dotacja stała dla BE, gdyż są one zdefiniowane i odnoszą się do kosztów już poniesionych. Rezerwa na poczet tych kosztów została już stworzona w bilansie BE. Komisja konkluduje ponadto, że opóźniona wypłata pomocy związanej z tymi kosztami nie może być postrzegana jako odsunięcie przywrócenia rentowności w przyszłość.
- (317) W przypadku finansowania przez państwo zarządzania paliwem PWR wprowadzonym do reaktora Sizewell B, Komisja przypomina, że BE będzie odprowadzać do NLF środki w kwocie 150 GBP za kg U dla paliwa PWR wprowadzonego do reaktora Sizewell B po dacie wejścia restrukturyzacji w życie.
- (318) Ta wartość jest oczywiście niższa niż suma kosztów zarządzania zużytym paliwem PWR, w tym ostatecznej likwidacji. W istocie, łączne koszty oszacowane przez samą BE miały wynieść w latach 2001/2002 240 GBP za kg U. Fakt, że tylko część tych kosztów jest pokrywana z wpłat BE na rzecz NLF potwierdza, że wkład NLF w zarządzanie tym paliwem obejmuje pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE.
- (319) Aby podjąć decyzję, czy pomoc ta ma charakter otwarty, Komisja musi określić podział wszystkich kosztów między koszty, których można uniknąć i koszty nieuniknione.
- (320) Koszty nieuniknione to koszty bezpowrotnie utracone. Jest to ekonomicznie racjonalne dla firmy, że operuje ona dopóty, dopóki jest w stanie pokrywać swoje koszty nieuniknione, aby można było spłacić jak największą część kosztów bezpowrotnie utraconych. Udzielenie pomocy w przypadku kosztów nieuniknionych jednoznacznie daje więc przewagę firmie-beneficjentowi, gdyż zmienia jej próg zerowej rentowności. W przypadku firm stojących w obliczu trudności, celem jest jak najszybsze przywrócenie ich rentowności. Ponieważ jednak firma działałaby w każdym razie, gdy tylko pokryłaby swoje koszty do uniknięcia, pomoc w pokryciu kosztów nieuniknionych nie skutkuje sztucznym przedłużaniem życia firmy. Pomoc taka ma niewątpliwie charakter otwarty.
- (321) Dla kontrastu, pomoc w pokryciu kosztów, których można uniknąć, w szczególności kosztów zmiennych, ma na celu sztuczne przedłużanie działania firmy, która w przeciwnym razie nie miałaby ekonomicznego sensu przedłużania swojej działalności. Pomoc taka ma charakter otwarty w tym sensie, że zapewnia rentowność firmy tylko wtedy, gdy nie jest ograniczona w czasie.
- (322) Władze brytyjskie wskazały, że z 240 GBP za kg U kosztów wymienionych w motywie 318 około [...] / GBP za kg U stanowią koszty, których można uniknąć. Pozostałe koszty są głównie związane z kosztami nieuniknionymi powiązanymi z ostatecznym składowaniem historycznego i przyszłego paliwa PWR, które będzie miało miejsce w Sizewell B. Zgodnie z planem urzędu do przechowywania będą gotowe pod koniec stulecia, co w świetle efektu dyskontowania wyjaśnia stosunkowo małą wartość tych kosztów w porównaniu z kosztami w innych krajach.
- (323) Liczby podane w raporcie Gordona MacKerrona wymienione w przypisie 38 nie mogą być wykorzystane w celu krzyżowego sprawdzenia prognoz, gdyż raport nie wskazuje stopnia, w jakim stanowią one koszty nieuniknione.
- (324) W celu przeprowadzenia krzyżowej weryfikacji oceny władz brytyjskich Komisja wykorzystwała informacje dostępne publicznie, dotyczące fińskiego programu jądrowego, który jest jednym z najbardziej przejrzystych programów jądrowych na świecie. Podobnie jak w przypadku odpadów z Sizewell odpady produkowane przez fińskie reaktory atomowe nie będą powtórnie przetworzone przed ich ostatecznym składowaniem. Koszty zarządzania zużytym paliwem w Finlandii są oceniane przez fińską spółkę odpowiadającą za likwidację i mają wynosić 325 EUR za kg U (217 GBP za kg U ⁽⁴⁴⁾), z czego 217 EUR za kg U (145 GBP za kg U) jest związane z kosztami, których można uniknąć ⁽⁴⁵⁾.
- (325) Komisja zauważa, że liczby te są podobne do wartości podanych przez władze brytyjskie. Komisja uznaje, że stanowią one potwierdzenie hipotezy, że kwota 150 GBP za kg U jest wystarczająca do pokrycia kosztów zarządzania zużytym paliwem plus część ich nieuniknionych kosztów.
- (326) W świetle powyższego Komisja uznaje, że plan restrukturyzacji nie stanowi stałej dotacji na rzecz BE i jego czas trwania jest zgodny z Wytocznymi przy uwzględnieniu specyfiki przemysłu atomowego o zobowiązaniach Wielkiej Brytanii zgodnie z Traktatem Euratom ⁽⁴⁶⁾.
- #### Treść planu restrukturyzacji
- (327) Komisja zauważa, że rząd brytyjski przedłożył szczegółowy plan zawierający badanie rynku i scenariusze obejmujące wariant optymistyczny, pesymistyczny i pośredni, zgodnie z wymogami punktu 33 Wytocznych. Ponadto rząd przedłożył szczegółową analizę przepływów pieniężnych zaktualizowaną w lipcu 2004.

⁽⁴⁴⁾ Przy kursie wymiany 1 GBP = 1,50 EUR.

⁽⁴⁵⁾ Źródło: witryna Posiva Oy. www.posiva.fi. Prognoza ta opiera się na kosztach na kilogram zużytego paliwa. Przełożenie tej wartości na tony uranu (wprowadzone przed użyciem) może bardzo nieznacznie obniżyć rzeczywiste koszty, gdyż elementy zużytego paliwa obejmują mały procent materiału innego niż uran w elementach rozstacowych i rurach.

⁽⁴⁶⁾ Patrz także: sekcja VI pkt 1 powyżej.

- (328) Plan opisuje szczegółowo przyczyny kłopotów BE i środków, jakie zostały lub zostaną wprowadzone w celu usunięcia problemów opisanych w ust. II pkt 2 lit. c) niniejszej decyzji. Plan restrukturyzacji przewiduje wdrożenie nowej strategii handlowej (środek E) w celu rozwiązania problemu niezabezpieczonej pozycji BE. Zabezpieczając większym stopniu średnioterminową sprzedaż wygenerowanej energii po cenach stałych, BE zamierza zmniejszyć fluktuacje przepływów pieniężnych i umocnić rentowność długofalową. Zmniejszy także własne ryzyko związane z hurtowymi cenami energii elektrycznej, zarazem podążając stabilną drogą na rynek dzięki szeregowi warunków kontraktowych, dostępowi do elastycznego wytwarzania energii dzięki Eggborough oraz bezpośredniej sprzedaży firmom, skupiając się na klientach PiK. Celem środków A i B jest rozstrzygnięcie problemu wysokiego udziału kosztów nieuniknionych, z jakim boryka się BE jako operator jądrowy, poprzez częściowe uwolnienie BE od historycznych obciążeń jądrowych oraz kosztów likwidacji, także historycznych kosztów związanych ze zużytym paliwem oraz kosztów likwidacji oraz redukcję kosztów związanych z zaopatrzeniem w paliwo i usuwaniem zużytego paliwa w ramach kontraktów z BNFL. Ponadto plan przewiduje renegocjację trzech umów zakupu „opcja poza ceną” oraz sprzedaż majątku BE w Ameryce Północnej, co powinno przyczynić się do rozwiązania problemów BE związanych z wysokimi nieuniknionymi kosztami krótkoterminowymi w postaci kosztów finansowych. W przypadku trzeciej przyczyny trudności BE, znaczących nieplanowanych przestojów, BE określiła plan, PWP, mający na celu poprawę niezawodności elektrowni jądrowych BE. PWP przewiduje w szczególności zwiększone inwestycje w kapitał i personel mające na celu poprawę konserwacji i dostępności tych elektrowni. Ponadto plan rozpatruje scenariusz, w ramach którego dostępność elektrowni BE nie miałyby się zwiększyć, a mimo to, w ramach tego scenariusza, BE nadal generowałyby przychody.
- (329) Prognozy finansowe przewidziane przez rząd brytyjski wskazują, że rentowność można zwiększyć w rozsądnych ramach czasowych, gdyż BE zacznie generować przychody od roku 2004 i osiągnie dodatnie roczne operacyjne przepływy pieniężne od roku 2005.
- (330) W oparciu o powyższe Komisja konkluduje, że plan restrukturyzacji podejmuje próbę rozwiązania problemów będących przyczyną kłopotów BE i opiera się na realistycznych założeniach zgodnie z wymogami Wytycznych, w szczególności pod względem ewolucji cen energii elektrycznej i wdrożenia PWP.
- (331) W swojej decyzji o wszczęciu postępowania Komisja wyraziła wątpliwość, czy przywrócenie rentowności można rozpatrywać jako spowodowane głównie przez środki wewnętrzne. Komisja zastanawiała się w szczególności, czy warianty ekonomiczne realizowane przez BE zgodnie z tymi środkami były spowodowane wyłącznie ustępstwami ze strony wierzycieli i dostawców, a nie racjonalizacją działalności BE.
- (332) Po otwarciu postępowania spółka Drax zgłosiła uwagę do tego punktu. Jej zdaniem restrukturyzacja BE nie jest rzeczywistą restrukturyzacją, ponieważ nie jest wymuszona przez środki wewnętrzne i daje BE gwarancję powodzenia. Poza tym dodaje, że niepewny jest wkład BE w restrukturyzację, a zamknięcie niektórych elektrowni byłoby lepszą opcją. Tę ostatnią opinię podzieliła Greenpeace. Wielka Brytania neguje ten pogląd odpowiadając, że pakiet ten podlega zatwierdzeniu rządu brytyjskiego z oceną perspektyw przywrócenia rentowności. Rząd brytyjski zauważa także, że Wytyczne wymagają równowagi między wkładem państwa, wkładami prywatnymi i własnymi wkładami spółki, ale nie głoszą, że spółka musi być w stanie wydostać się z trudnej sytuacji bez interwencji państwa.
- (333) Komisja akceptuje fakt, że restrukturyzacja musi się opierać nie tylko na środkach wewnętrznych, ale także obejmować środki stron państwowych i prywatnych, jak wierzyciele i dostawcy. Komisja zauważa, że BE już wdrożyła następujące środki: zbyła majątek w Ameryce Północnej (środek F) i [...]. Z komercyjnego punktu widzenia Komisja odnotowuje fakt, że zgodnie z nową strategią handlową (środek G), BE zwiększyła liczbę opiewających na stałą kwotę kontraktów długoterminowych, aby zmniejszyć swoją niezabezpieczoną pozycję. Co więcej, BE nie została zwolniona ze swoich obciążeń jądrowych, ale przyczyni się do ich finansowania za pośrednictwem NLF.
- (334) Jak wyjaśniono poniżej w sekcji VI pkt 3 lit. c) ppkt v), Komisja uwzględnia także fakt, że zamknięcie jednej lub kilku elektrowni atomowych BE nie jest wykonalną opcją, a zbycie Eggborough zagroziłoby perspektywom BE na przywrócenie rentowności i byłoby nieproporcjonalne.
- (335) Rozpatrując kroki, jakie zostały już podjęte, oraz jakie mają być podjęte przez BE i uwzględniając fakt, że kwestie przyczyn trudności BE są ujęte w planie restrukturyzacji, Komisja konkluduje, że wymogi punktu (32) Wytycznych zostały spełnione.
- Specyficzny przypadek Dungeness B
- (336) Niektóre ze stron trzecich kwestionowały w szczególności perspektywy przywrócenia rentowności Dungeness B, najstarszej elektrowni jądrowej BE.
- (337) Powergen, strona trzecia, która najlepiej umotywowała swoje wątpliwości, oparła swoją analizę sytuacji Dungeness B na ocenie struktury kosztów pierwotnie przedłożonych przez władze brytyjskie i wymienionych w decyzji o wszczęciu postępowania.

- (338) Zdaniem Powergen Dungeness B jest elektrownią bardzo niewydajną. Wartości historyczne wskazują, że jej współczynnik obciążenia jest bardzo mały. Powergen ocenia go na 46 %. W przypadku takiego współczynnika obciążenia elektrownia wytwarzałaby około 4,5 TWh rocznie. Zdaniem Powergen wytwarzanie takiej ilości energii kosztowałoby około 73,8 miliona GBP, przy uwzględnieniu tylko kosztów do uniknięcia. Powergen konkluduje, że koszty do uniknięcia Dungeness B wynoszą około 16,4 GBP za MWh, zaś cena energii elektrycznej dla obciążenia bazowego wynosi 16 GBP za MWh ⁽⁴⁷⁾.
- (339) W swoich komentarzach do analizy Powergen władze brytyjskie wyraziły swoją opinię na temat konkurencyjnej analizy rentowności Dungeness B. Zdaniem władz brytyjskich w analizie Powergen można znaleźć dwa błędy. Po pierwsze, hipoteza Powergen dotycząca sumy kosztów elektrowni była zaniżona. Dane BE sugerują, że rzeczywiste koszty Dungeness B są wyższe od oszacowanych przez Powergen, w szczególności koszty operacyjne i koszty utrzymania. Prowadzi to do wzrostu kosztów Dungeness B na jedną MWh.
- (340) Dla kontrastu, władze brytyjskie uważają, że historia wydajności Dungeness B bardzo się poprawiła w ostatnich latach. Uważają, że — ponieważ dane historyczne wykazują poprawę — nie należy akceptować na przyszłość hipotezy, że będzie pracować tak jak w najgorszych latach, ale tak jak w ostatnich latach. Spowodowałoby to zwiększenie współczynnika obciążenia do 61 %. Powoduje to spadkiem kosztów Dungeness B na jedną MWh.
- (341) Uwzględniając zarówno uwagi podane w motywach 339 i 340, władze brytyjskie oceniają koszty, których można uniknąć Dungeness B na poziomie około [...] GBP/MWh przy cenie energii elektrycznej obciążenia podstawowego na rynku hurtowym na [...] GBP/MWh.
- (342) Komisja zbadała koszty, których można uniknąć Dungeness B, uwzględniając różne hipotezy, w zależności od tego, które prognozy są poprawne dla sumy kosztów i współczynnika obciążenia. Otrzymano następującą macierz:

Tabela 8

Koszty, których można uniknąć Dungeness B na MWh przy cenie energii elektrycznej obciążenia podstawowego na rynku hurtowym 16 GBP za MWh

	Hipoteza władz brytyjskich dotycząca wydajności	Hipoteza Powergen dotycząca wydajności
Hipoteza władz brytyjskich dotycząca kosztów	[...]	[...]
Hipoteza Powergen dotycząca kosztów	[...]	16,4 GBP za MWh

- (343) Uwzględniając podział korzyści ze wzrostu cen energii elektrycznej przy różnicy energii elektrycznej obciążenia podstawowego na rynku hurtowym rzędu 16 GBP za MWh między BE a BNFL, Komisja obliczyła cenę wynikową, powyżej której Dungeness B pokrywa swoje koszty, których można uniknąć w różnych hipotezach:

Tabela 9

Cena energii elektrycznej obciążenia podstawowego na rynku hurtowym, powyżej której elektrownia Dungeness B pokrywa koszty, których można uniknąć

	Hipoteza władz brytyjskich dotycząca wydajności	Hipoteza Powergen dotycząca wydajności
Hipoteza władz brytyjskich dotycząca kosztów	[...]	[...]
Hipoteza Powergen dotycząca kosztów	[...]	16,8 GBP za MWh

⁽⁴⁷⁾ Cena energii elektrycznej obciążenia podstawowego na rynku hurtowym ma wpływ na strukturę kosztów elektrowni BE, ponieważ jest podstawą dla ceny, jaką BE płaci BNFL za zarządzanie zużytym paliwem.

- (344) Jak wynika z tabeli 9, wydaje się, że w przypadku wszystkich scenariuszy z wyjątkiem najgorszego Dungeness B jest w stanie odzyskać koszty, których można uniknąć, a zatem nie generuje strat, gdy cena energii elektrycznej obciążenia podstawowego na rynku hurtowym przekroczy [...] GBP za MWh. Ta cena wynikowa odpowiada cenie energii elektrycznej obciążenia podstawowego na rynku hurtowym, która, jak wykazano w motywach 282–285, jest odnotowywana obecnie na poziomie powyżej 20 GBP za MWh, i w każdym wypadku miała osiągnąć poziom między 16 a 19 GBP za MWh nawet w krótkim okresie czasu, w którym Dungeness B miałyby nadal pracować. Ponadto Komisja zauważa, że przy obecnych cenach elektryczności Dungeness B jest w stanie pokryć swoje koszty, których można uniknąć nawet w najbardziej pesymistycznym scenariuszu.
- (345) Komisja uznaje zatem, że Dungeness B jest rentownym składnikiem majątkowym.
- b) *Uwaga odnośnie do zapytania, czy pomoc jest ograniczona do niezbędnego minimum*
- (346) W decyzji o wszczęciu postępowania Komisja wyraziła wątpliwości, czy pomoc byłaby ograniczona do niezbędnego minimum, ponieważ charakter pomocy państwowej w ramach środka B, C i G nie został nigdy określony, a dokładna kwota pomocy w ramach środka A nie została ustalona.
- (347) Komisja zauważa, że w sekcji VI pkt 2 lit. a) i b) powyżej doszła do wniosku, że środki B, C i G nie stanowią pomocy państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE. Pakiet pomocy jest zatem ograniczony wyłącznie do środka A.
- (348) Środek A obejmuje pomoc państwa, której celem jest pokrycie trzech rodzajów obciążeń: zarządzania historycznym zużytym paliwem, zarządzania niezakontraktowanymi obciążeniami oraz likwidacją elektrowni atomowych. W chwili wszczęcia postępowania obciążenia powiązane z każdą z tych kategorii, a co za tym idzie powiązana z nimi pomoc państwa, były jedynie prognozowane, nie ograniczone.
- (349) Obciążenia powiązane z zarządzaniem zużytym paliwem stanowią największy procent łącznych obciążeń. Obejmują one opłacanie BNFL za usługi związane z zarządzaniem paliwem wprowadzonym do reaktorów BE przed wejściem w życie planu restrukturyzacji. Usługi te zostały już zakontraktowane, a kwota należna dla BNFL ze strony BE została w większości przypadków dobrze zdefiniowana.
- (350) Z tego powodu Komisja nadal uważa, że stopień, w jakim obciążenia te będą finansowane przez rząd brytyjski, powinien być ograniczony. Władze brytyjskie przyjęły zatem swoją pierwotną prognozę dla tych obciążeń, a mianowicie 2 185 000 000 GBP⁽⁴⁸⁾ jako ograniczenie dla pomocy powiązanej z tymi obciążeniami.
- (351) Dla kontrastu, obciążenia powiązane z wyłączeniem z użytkowania elektrowni atomowych i niezakontraktowanymi obciążeniami są trudne do oszacowania.
- (352) Wyłączenie z użytkowania elektrowni atomowych jest bardzo szczególną czynnością. Na całym świecie istnieje niewiele przypadków całkowitego ukończenia prac w tej dziedzinie⁽⁴⁹⁾. Ekspertki wskazują, że koszty takie mogą wynieść 15 % łącznych kosztów inwestycji lub nawet więcej⁽⁵⁰⁾, czy 50 % inwestycji bezpośrednio związanej z instalacją jądrową⁽⁵¹⁾. Gdyby nawet takie oceny okazały się całkowicie spójne i prawdziwe, należałoby obliczyć dokładnie pierwotne koszty inwestycji w elektrowni atomowej w celu oszacowania kosztów likwidacji, co byłoby szczególnie trudne w przypadku starszych elektrowni, jak te należące do BE, gdzie historia kosztów jest bardzo nieprecyzyjna.
- (353) Co więcej, większość z elektrowni BE to elektrownie typu AGR, które nie tylko różnią się od elektrowni istniejących w innych krajach, ale też do pewnego stopnia różnią się między sobą. Nie można zatem opierać się na doświadczeniach zdobytych w innych krajach czy nawet Wielkiej Brytanii w celu poprawienia trafności prognoz przy obliczaniu kosztów likwidacji reaktorów atomowych.
- (354) Analogicznie, z natury rzeczy bardzo trudno prognozować obciążenia niezakontraktowane. Są one przeważnie związane z ostateczną likwidacją zużytego paliwa. Sposób, w jaki paliwo jądrowe będzie ostatecznie likwidowane w Wielkiej Brytanii, pozostaje nieznany, jak wykazują doświadczenia składowiska Nirex Intermediate Level Waste. Doświadczenie innych krajów wykazało, że znalezienie miejsca w celu składowania niektórych typów odpadów jest niełatwe zarówno z technicznego, jak i politycznego punktu widzenia. Bardzo trudno ocenić z wystarczającą precyzją koszty takich działań, w przypadku których dostępne jest tak mało informacji odnośnie sposobu ich realizacji. Informacje przekazane przez władze brytyjskie wykazują także, że prognozy kosztów składowania w instytucjach innych Państw Członkowskich mogą się drastycznie różnić.
- (355) W świetle powyższego Komisja uważa, iż próba określenia maksymalnych kosztów likwidacji i obciążeń niezakontraktowanych byłaby możliwa wyłącznie z dużym marginesem błędów. Z oszacowaniem tej wartości wiązałoby się poważne ryzyko.

⁽⁴⁸⁾ Wartość bieżąca netto w grudniu 2002 r. dyskontowana ze stopą nominalną 5,4 %.

⁽⁴⁹⁾ Według Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej jedynie 6 elektrowni jądrowych na całym świecie zostało całkowicie wyłączonych z użytkowania 2003 r. Źródło: IAEA – Nuclear Technology Review 2003.

⁽⁵⁰⁾ Patrz: „A European Perspective on the Funding of Decommissioning and Related Activities of the End of the Nuclear Cycle”. José A. Hoyos Pérez. Seminarium międzynarodowe NEA na temat „Strategii wyłączenia z użytkowania instalacji atomowych”; Tarragona, Hiszpania; 1–5 września 2003 r.

⁽⁵¹⁾ Radioactive Waste Management and Decommissioning in an Enlarged European Union („Zarządzanie odpadami radioaktywnymi i wyłączenie z użytkowania w rozszerzonej Unii Europejskiej”). Derek M. Taylor. XIX Miejskowa Szkoła Letnia Wyłączenia z Użytkowania i Zarządzania Odpadami Radioaktywnymi, Cambridge, Wielka Brytania; 30 czerwca – 4 lipca 2003 r.

- (356) Dlatego właśnie w tym przypadku Komisja uważa, że ustalenie wysoce niepewnej i prawdopodobnie nadmiernie oszacowanej wartości jako ograniczenia pomocy byłoby sprzeczne z niezbędnym wymogiem pomocy minimalnej, jako że marginesy niepewności mogą, w przypadkach, w których nie nastąpi ich urzeczywistnienie, przekształcić się w potencjał udzielenia zbędnej pomocy.
- (357) O wiele lepszym sposobem zapewnienia przestrzegania zasady niezbędnego minimum byłaby rezygnacja z prób obliczenia ograniczenia dla pomocy oraz wprowadzenie mechanizmu mającego na celu zapewnienie, że przyszłe koszty byłyby ograniczone do minimum.
- (358) Władze brytyjskie podjęły zatem zadanie wprowadzenia szeregu mechanizmów w tym względzie. W szczególności są to:
- kategorie obciążeń, koszty których zostaną poniesione przez państwo, zostaną dokładnie zdefiniowane;
 - władze brytyjskie będą ściśle monitorować te koszty za pośrednictwem Nuclear Decommissioning Agency (NDA); monitoring ten będzie miał charakter zarówno *ex ante*, jak i *ex post*;
 - czynności związane z wyłączeniem z użytkowania zostaną objęte przetargiem NDA, co zapewni, że ich koszty będą zbieżne ze standardami rynkowymi;
 - działalność NDA będzie ostatecznie kontrolowana przez brytyjskie Ministerstwo Handlu i Przemysłu i Krajowe Biuro Audytu;
 - dalsze umocnienie kontroli Komisji nad wydatkami, przy czym użyta będzie pierwotna prognoza zbiorcza dla obu obciążeń (np. 1 629 000 000 GBP ⁽⁵²⁾) jako wartość progowa. Gdyby zbiorowe wydatki związane z tymi dwoma obciążeniami przekroczyły tę wartość progową, Komisja otrzyma rozszerzony raport dotyczący obu tych płatności dokonanych w celu spłaty zobowiązań oraz kroków podjętych w celu minimalizacji tych kosztów. Raport ten będzie się opierał na analizie niezależnych ekspertów księgowych.
- (359) Może się zdarzyć, że niektóre bardzo ograniczone płatności należne na rzecz BNFL od BE w ramach obciążeń związanych ze zużytym paliwem przekroczą swoje pierwotne prognozy. Taki przypadek będzie miał miejsce w szczególności wtedy, gdy niektóre elementy związane ze zużytym paliwem nie będą zgodne ze specyfikacją i będą wymagały specjalnego traktowania. Istotnie, w takim przypadku kontrakty z dotychczasowymi ustaleniami zawarte przez BE i BNFL dopuszczają zwiększenie normalnej ceny za zarządzanie zużytym paliwem. Gdyby tak się stało, kwoty płacone przez państwo w celu uwolnienia BE od obciążeń przekraczających pierwotną prognozę mogłyby zostać niezaliczone na poczet wspomnianego powyżej progu 1 629 000 000 GBP, bez zmieniania tego progu.
- (360) Dla celów obliczania kwot wymienionych w motywach 350 i 358 Komisja uznaje, że należy użyć normalnej stawki referencyjnej. Jednakże, mając na uwadze długość wspomnianego okresu, stawka referencyjna powinna być dostosowywana co pięć lat ⁽⁵³⁾.
- (361) Należy zauważyć, że ograniczenie i próg wspomniane w motywach 350 i 358 odnosi się do wszystkich wydatków dokonanych w celu wywiązania się z tych obciążeń, bez względu na to, czy będą finansowane przez NLF czy przez państwo. Oznacza to, że mechanizm ograniczenia i progu automatycznie będzie uwzględniał środki dostępne w ramach tego funduszu.
- (362) I wreszcie, pakiet restrukturyzacyjny obejmuje także ulgę podatkową dotyczącą wzrostu wartości księgowej elektrowni BE z powodu faktu, że część ich zobowiązań zostanie spłacona przez rząd brytyjski. Ponieważ zobowiązania te były dawniej księgowane na kontach BE, częściowe lub potencjalne zwolnienie z nich przez zobowiązanie rządu brytyjskiego zwiększa ich wartość o kwotę przewyższającą maksymalną wartość zobowiązania rządu brytyjskiego.
- (363) Zgodnie z normalnymi zasadami księgowymi i finansowymi, wzrost ten powinien podlegać opodatkowaniu. Wprowadzona przez rząd ulga podatkowa stanowi zatem potencjalną przewagę konkurencyjną dla BE w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE. Jednakże potencjalne opodatkowanie zmniejszyłoby zdolność BE do samodzielnej spłaty zobowiązań, co z kolei zwiększyłoby rzeczywiste obciążenia rządu brytyjskiego. Dlatego też całość albo część elementu pomocy państwa w ramach podatku może zostać zrównoważona zwiększeniem ostatecznego finansowania obciążeń, jakie ma spłacać rząd. Rzeczywisty element pomocy państwowej jest jedynie równy tej części ulgi podatkowej, która nie jest zrównoważona wzrostem płatności, jakie mają zostać dokonane przez rząd brytyjski wywiązujący się ze swych zobowiązań dotyczących spłaty obciążeń jądrowych.
- (364) Wzrost wartości elektrowni jest wyłącznie sztuczny, ponieważ zobowiązania pozostają w mocy do chwili realizacji zobowiązania rządu brytyjskiego i w zakresie, w jakim środki są dostępne, i będą musiały zostać pokryte, w stopniu, w jakim jest to możliwe, przez NLF, do którego BE odprowadza środki. Ponadto gdyby rząd brytyjski pokrył niedobór funduszy w inny sposób lub w innym momencie, na przykład poprzez dotacje doraźne wypłacone w chwili rzeczywistego ponoszenia zobowiązań, jest możliwe, że żadna ulga podatkowa nie byłaby konieczna.

⁽⁵²⁾ Wartość bieżąca netto w grudniu 2002 r. dyskontowana ze stopą nominalną 5,4 %.

⁽⁵³⁾ Patrz: powiadomienie Komisji dotyczące metody ustalenia stawek referencyjnych i dyskontowych (Dz.U. C 273 z 9.9.1997, str. 3) w powiązaniu z powiadomieniem Komisji o technicznych adaptacjach metody ustalenia stawek referencyjnych i dyskontowych (Dz.U. C 241 z 26.8.1999, str. 9) oraz art. 9 rozporządzenia Komisji (WE) nr 794/2004 z dnia 21 kwietnia 2004 r. wprowadzającego rozporządzenie Rady (WE) nr 659/1999 ustanawiające szczegółowe zasady stosowania art. 93 Traktatu WE (Dz.U. L 140 z 30.4.2004, str. 1).

- (365) W świetle powyższego Komisja uznaje, że element pomocy państwa w uldze podatkowej nie przekracza pomocy, jaka jest niezbędna dla realizacji celów związanych z restrukturyzacją.
- (366) I wreszcie, Komisja zauważa, że każdy wzrost przychodów BE, jak w przypadku wzrostu cen energii elektrycznej, będzie w dużym stopniu przeznaczony na finansowanie wkładu BE w NLF. Taki wzrost wkładu BE automatycznie będzie oznaczał redukcję kwoty pomocy.
- (367) Komisja uznaje, że opisane powyżej mechanizmy wspólnie zapewnią, że pomoc państwowa przewidziana środkiem A zostanie ograniczona do niezbędnego minimum.
- c) *Uwagi o unikaniu niepożądanego rozproszenia konkurencji*
- (368) Punkt 35 Wytycznych stanowi, że „należy podjąć środki w celu największego możliwego złagodzenia niepożądanych działań pomocy na konkurencję”.
- (369) Z wyjątkiem przypadków szczególnych, kiedy to rozmiar odnośnego rynku jest z punktu widzenia Wspólnoty nieistotny, a na poziomie EOG lub udział danej firmy w określonym rynku jest nieistotny, należy zastosować środki, które pozwolą na zachowanie zgodności planu restrukturyzacyjnego ze wspólnym rynkiem. Muszą one przybierać formę ograniczenia obecności firmy na rynku i pozostawać w proporcji do rozpraszającego działania pomocy. W przypadkach, w których środki te mogłyby prowadzić do pogorszenia się struktury rynku, należy rozpatrzyć ich zmniejszenie.
- (370) Tam, gdzie jest to konieczne, forma i zakres środków kompensacyjnych zależą od sytuacji pozycji rynkowej. Jeśli na rynku istnieje strukturalna nadwyżka wydajności, środki kompensacyjne muszą przybierać formę nieodwracalnego zmniejszenia wydajności produkcyjnej. Jeśli brak strukturalnej nadwyżki wydajności, środki kompensacyjne mogą nadal być niezbędne, lecz mogą przybierać inne formy niż nieodwracalna redukcja wydajności produkcyjnej.
- i) *Właściwy rynek*
- (371) Przepis 20 do Wytycznych wskazuje, że właściwy rynek geograficzny zwykle obejmuje EOG lub, alternatywnie, dowolną znaczącą jego część, jeśli warunki konkurencji na tym obszarze można wystarczająco odróżnić od innych obszarów EOG.
- (372) Handel energią elektryczną między Państwami Członkowskimi odbywa się od dawna, w szczególności od wejścia w życie dyrektywy 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r., dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.
- (373) Jednakże handel energią elektryczną między Państwami Członkowskimi jest ograniczony z powodu ograniczeń fizycznych, a mianowicie niewystarczającego potencjału przesyłowego. Ograniczenia te są bardziej wyraźne na obszarach, gdzie ograniczenia geograficzne jeszcze bardziej zmniejszają możliwości powstawania nowych podmiotów przekazujących.
- (374) W ramach struktury zasad ogólnoeuropejskich sieci, Komisja sporządziła listę takich „wąskich gardeł” na wewnętrznym rynku energii elektrycznej. Załącznik 1 do decyzji nr 1229/2003/WE Parlamentu Europy i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. ustanawiającej zbiór wytycznych dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylającej decyzję nr 1254/96/WE⁽⁵⁴⁾ wskazuje, że Wielka Brytania jest jednym z regionów geograficznych, które w niedostatecznym stopniu połączona jest z resztą sieci, aby wspólny rynek mógł funkcjonować jako jedna całość.
- (375) Poza izolacją od pozostałej sieci energetycznej Wspólnoty, Wielka Brytania jest rynkiem energii, który charakteryzuje się bardzo szczególnym systemem handlowym. Ten specyficzny system handlowy, znany jako New Electricity Trading Arrangements („Nowe Umowy o Handel Energią Elektryczną” — „NETA”), opiera się głównie na kontraktach dwustronnych zawieranych między wytwórcami energii, dostawcami i klientami, w przeciwieństwie do klasycznych rynków opartych na pulach. Warunki konkurencyjne w przypadku NETA są zawsze inne niż panujące na takim rynku, czego dowodem jest fakt, że przejście ze struktury opartej na pulach do NETA spowodowało w Wielkiej Brytanii w 2001 r. duży spadek hurtowych cen energii elektrycznej.
- (376) Obecnie NETA obejmuje jedynie Anglię i Walię. Szkocki rynek jest jednak w dużym stopniu powiązany z NETA wskutek indeksacji cen energii elektrycznej w Szkocji w stosunku do cen zaobserwowanych w Anglii i Walii. Ponadto planuje się szybkie rozszerzenie systemu NETA na Szkocję. Powstały w ten sposób rynek Wielkiej Brytanii zacznie działać w 2005 r. Należy zauważyć, że Szkocja będzie stanowić jedynie małą część tego rynku, jako że moc zainstalowana w Szkocji wynosi zaledwie nieco ponad 10 % mocy zainstalowanej dla Anglii i Walii.
- (377) Rynek energii elektrycznej w Irlandii Północnej nie będzie połączony z rynkiem Wielkiej Brytanii w przewidywalnej przyszłości. W istocie powiązania energetyczne między Wielką Brytanią a Irlandią Północną są w tej chwili słabe (jej moc nominalna stanowi 0,5 GW, czyli mniej niż 1 % zarejestrowanej mocy zainstalowanej w Wielkiej Brytanii). Warunki konkurencyjne w Irlandii Północnej są zatem bardzo odmienne od panujących w Wielkiej Brytanii.

(54) Dz.U. L 176 z 15.7.2003, str. 11.

- (378) Wobec powyższego oraz dlatego, że BE działa wyłącznie w Wielkiej Brytanii, Komisja uznaje za odpowiedni rynek geograficzny dla celów niniejszej decyzji Wielką Brytanię⁽⁵⁵⁾.
- (379) Zgodnie z danymi liczbowymi przedstawionymi przez władze brytyjskie, łączna zainstalowana moc w 15 państwach będących Państwami Członkowskimi w chwili ogłoszenia planu restrukturyzacji wynosiła około 565 GW. Łączna zarejestrowana zainstalowana moc w Wielkiej Brytanii wyniosła około 10 % tej wartości. Ponadto rynek Zjednoczonego Królestwa Wielkiej Brytanii, dla którego rynek brytyjski stanowi około 95 %, jest jednym z największych w EOG, ustępując jedynie Niemcom i Francji. Nie można zatem uznać, że ten rynek jest nieistotny na poziomie Wspólnoty i EOG.
- (380) Moc BE stanowi około 14 % zarejestrowanej mocy w Anglii i Walii oraz około 24 % w Szkocji. Nie można zatem uznać, że BE ma nieistotny udział we właściwym rynku.
- (381) Konkludując, można stwierdzić, że na odpowiednim rynku jest wielu innych graczy poza BE: BNFL, EDF-Energy, Innogy, Scottish and Southern Electricity, Scottish Power i Powergen, by wymienić tylko kilku największych. Gdyby BE przestała istnieć, właściwy rynek nie nabrałby charakteru monopolistycznego ani oligopolistycznego.
- (382) Powyższe odkrycia potwierdzają wstępną analizę rynku opisaną w decyzji o wszczęciu postępowania. Komisja zauważa, że żadna ze stron trzecich, które przedłożyły komentarze, nie kwestionowała tych początkowych wniosków.
- ii) Sytuacja dotycząca mocy na rynku
- Ocena w świetle ewolucji cen energii elektrycznej
- (383) W swojej decyzji o wszczęciu postępowania Komisja oświadczyła jednoznacznie, że sytuacja dotycząca mocy na rynku energii elektrycznej powinna uwzględniać fizyczną specyfikę energii elektrycznej oraz potencjalnie olbrzymie zaburzenia, jakie mogłyby spowodować przerwy w dostawie energii, zarówno dla gospodarki, jak i codziennego życia obywateli. Ocena istnienia strukturalnej nadwyżki mocy powinna zatem przewidywać strukturalny margines mocy pozwalający na zaspokojenie szczytowego popytu w ramach każdego prawdopodobnego scenariusza.
- (384) Komisja zauważyła, że margines mocy istniejący na właściwym rynku nie jest szczególnie wysoki w porównaniu z międzynarodowymi standardami i wartościami z przeszłości. Zauważono jednakże, że być może istnieje przestrzeń dla małego spadku marginesu mocy w porównaniu z kilkoma innymi Państwami Członkowskimi lub wartościami dla Zjednoczonego Królestwa Wielkiej Brytanii z 1995/1996 r.
- (385) Komentarze stron trzecich dotyczące istnienia strukturalnej nadwyżki mocy koncentrowały się na ewolucji cen oraz na ocenie istniejącego marginesu mocy w Wielkiej Brytanii.
- (386) Niektóre strony trzecie sugerowały, że istnieje powiązanie między ewolucją cen energii elektrycznej a istnieniem strukturalnej nadwyżki mocy na rynku. Uważają one, że na tak konkurencyjnym rynku jak NETA, cena odgrywa rolę sygnału zapotrzebowania na dalszą moc. Gdyby dodatkowa moc była potrzebna w przyszłości, przewidywany spadek mocy w tym okresie spowodowałby wzrost odpowiednich cen kontraktów terminowych. Ceny osiągnęłyby taki poziom, że pozwoliłyby na odzyskanie kosztów budowy nowej elektrowni, co mogłoby zainspirować nowe podmioty do wejścia na rynek.
- (387) Obecnie zdaniem stron trzecich, choć ostatnio obserwuje się wzrost cen, ceny nie osiągnęły jeszcze wystarczającego poziomu by wymusić nowe wejście na rynek. To może być dowodem na istnienie nadwyżki mocy na rynku.
- (388) Komisja przyznaje, że istnieje związek między cenami na rynku a sytuacją związaną z mocą na tym rynku. Jednakże Komisja uważa, że takie rynki energii elektrycznej jak NETA są zbyt złożone, by wyciągać ostateczne wnioski co do istnienia strukturalnej nadwyżki mocy na rynku w oparciu o obserwację cen.
- (389) Po pierwsze, w przeciwieństwie do rynków opartych na puli, w NETA nie istnieje coś takiego jak cena rozliczeniowa. NETA opiera się na kontraktach dwustronnych, które mogą przybierać bardzo różne formy i nie zawsze zapewniają bardzo przejrzyste mechanizmy raportowania cen. Systemy wymiany energii, jak UKPX, są bardziej przejrzyste, ale nie mają wystarczającego udziału w rynku, by można było wyciągać znaczące wnioski. Co więcej, koncentrują się na handlu krótkoterminowym, przez co zbieranie wiedzy o przyszłych trendach ma ograniczone zastosowanie. Trzeba zatem opierać się na indeksach cenowych publikowanych przez różne źródła, jak Heren czy Argus. Indeksy cenowe same mają pewne ograniczenia, gdyż reprezentują wyłącznie rynek hurtowy, który stanowi około dwóch trzecich wymienianej energii, a zatem nie są w stanie wyciąpać krótkoterminowych spadków w przewidywanej generowanej mocy innych niż krótkoterminowe.

⁽⁵⁵⁾ Wniosek ten jest zbieżny z wnioskiem Komisji w przypadkach fuzji, gdzie rynek geograficzny został uznany za krajowy.

(390) Po drugie, uzasadnienie w motywie 389 opiera się na założeniu, że ceny terminowe wiernie reprezentują sytuację rynkową w przyszłości. Komisja uważa, że nie zawsze tak musi być. W rzeczywistości ceny te odzwierciedlają bardziej złożoną sytuację, opierając się raczej na tym, jaka zdaniem kupującego i sprzedającego będzie sytuacja w przyszłości. Oznacza to, że opierają się na oczekiwaniach dotyczących przyszłego rynku, które mogą być bardzo odległe od rzeczywistości, gdyż zarówno popyt jak i oferta podlegają na tym rynku wielu fluktuacjom. Innymi słowy, ceny kontraktów terminowych w rzeczywistości wcale nie przedstawiają równowagi między popytem a podażą w przyszłości, ale zdanie aktualnych graczy w kwestii tego, jak będzie ona wyglądała. Poza fluktuacjami cen paliwa, jest to jeden z powodów, dla którego ceny terminowe mogą bardzo zmieniać się w czasie, nawet dla ustalonego terminu w przyszłości.

(391) Po trzecie, nawet gdyby przyjąć, że ceny raportowane są całkowicie trafne i odzwierciedlają wiernie ofertę i popyt, istnieje luka logiczna między wnioskiem, że ceny nie pozwalają na pełne pokrycie kosztów nowych podmiotów wchodzących na rynek i wnioskiem, że na rynku istnieje nadmiar mocy, a nawet jeszcze bardziej w przypadku wniosku, że na rynku istnieje nadmiar mocy strukturalnej.

(392) W świetle powyższego Komisja uważa, że sama obserwacja cen nie jest wystarczająco wiarygodnym wskaźnikiem pozwalającym decydować, czy na rynku energii elektrycznej takim jak NETA rzeczywiście istnieje strukturalna nadwyżka mocy.

(393) Komisja zauważa jednak, że od chwili, gdy BE zaczęła doświadczać trudności, terminowe ceny zimowe energii bardzo wzrosły. Różne agencje zajmujące się sporządzaniem raportów cenowych informowały o cenach przekraczających 20 GBP za MWh dla zimowych cen obciążenia podstawowego w ciągu najbliższych kilku lat, osiągając nawet tak wysokie wartości jak 27 GBP za MWh⁽⁵⁶⁾. Trend zwykłowy wydaje się stały i zrównoważony. Prognozy kosztów dla nowych podmiotów wchodzących na rynek kształtują się między 20 GBP za MWh a 25 GBP za MWh⁽⁵⁷⁾.

⁽⁵⁶⁾ W lipcu 2003 r. Argus poinformowała o kontrakcie na zimę 2003/2004 na obciążenie podstawowe opiewającym na 20,96 GBP/MWh. W dniu 7 sierpnia 2003 r. UKPX poinformowała o kontraktach terminowych obciążenia podstawowego dla tego samego okresu z kwotą 22,55 GBP/MWh. Tego samego dnia UKPX poinformowała o terminowym kontrakcie obciążenia podstawowego na lato 2006 r. w kwocie 20,50 GBP/MWh i cenie realizacji dla zimy 2006 r. w kwocie 27,15 GBP/MWh. Źródło: Argus i UKPX cytowane w raporcie Frontier Economics „Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain”, („Marginesy elektrowni na rynkach, gdzie w Wielkiej Brytanii działa BE”), sierpień 2003 r., dołączonym do materiałów złożonych przez BE.

⁽⁵⁷⁾ Raport PowerInk „Survey of the markets served by British Energy” („Badanie rynków obsługiwanych przez British Energy”), marzec 2003 r., załączony w notyfikacji władz brytyjskich podaje najlepsze ceny dla nowych podmiotów wchodzących na rynek między 20 a 25 GBP/MWh. Poprzednie decyzje Komisji w sektorze opierały najlepsze ceny dla nowych podmiotów wchodzących na rynek jako 35,50 EUR/MWh (około 23,7 GBP/MWh). Patrz np.: decyzja Komisji w sprawie N133/01 – Koszty okresu przejściowego w Grecji (Dz.U. C 9 z 15.1.2003, str. 6).

Ocena w świetle marginesu mocy

(394) Komisja uważa, że istnienie nadmiaru mocy łatwiej ocenić analizując rzeczywiste fizyczne wartości zainstalowanej mocy i poboru szczytowego. Margines, o który zainstalowana moc przekracza szczytowy pobór fali chłódów⁽⁵⁸⁾ jest znana jako margines mocy układu. W obrębie tej struktury ocenienie, czy rynek wykazuje strukturalny nadmiar mocy oznacza ocenienie, czy obecny i przewidywany margines mocy jest odpowiedni.

(395) Jest oczywiste, że ustalenie definitywnych norm ilościowych dla odpowiedniego marginesu mocy jest bardzo trudnym zadaniem. Norma musiałaby zależeć od szeregu różnych parametrów, które różnią się dla poszczególnych sieci. Zależałoby ono także on poziomu bezpieczeństwa dostaw, jaki musi zostać osiągnięty, który z kolei byłby powiązany z mniej obiektywnymi zagadnieniami, jak psychologiczny wpływ pozbawienia energii elektrycznej danego regionu.

(396) Co więcej, jeśli nawet wszelkie fizyczne i psychologiczne parametry pozostały pod kontrolą, niezbędny margines mocy niewątpliwie zależałby w dużym stopniu od struktury rynku. Niektórzy eksperci uważają, że rynki zliberalizowane w większym stopniu wymagają mniejszego marginesu mocy niż silnie regulowane rynki scentralizowane, choć większość zgadza się z opinią, że kwantyfikacja tego efektu nie jest obecnie możliwa z powodu braku dowodów historycznych.

(397) Komentarze stron trzecich przedstawiają różne opinie na temat marginesu mocy, jaki powinien być odpowiedni dla Wielkiej Brytanii. Większość komentarzy odnoszących się do tej kwestii podaje liczby związane z angielskim i walijskim operatorem sieciowym (NGTransco) z raportów siedmioletnich. W tych raportach NGTransco podaje, iż jej zdaniem 20 % marginesu mocy powinien być nominalnym wyznacznikiem dla celów planowania. Sugeruje jednak, że mniejszy margines mocy byłby możliwy w przypadku zarządzania systemem w czasie rzeczywistym, i w takim wypadku podaje możliwą wartość 10 %.

⁽⁵⁸⁾ Średni szczytowy pobór mocy w przypadku fali chłódów jest taki, że scenariusz zakłada, że popyt w zimowym szczycie ma 50 % szans na przekroczenie wyłącznie z powodów związanych z pogodą. Z takiej definicji korzysta angielski i walijski operator sieci: National Grid Transco.

- (398) Drax i Greenpeace zasugerowały, że choć należy użyć kwoty 10 % jako właściwego punktu odniesienia dla odpowiedniego marginesu mocy dla celów ustalenia, czy na rynku istnieje strukturalna nadwyżka mocy. Inne organizacje wybrały jako punkt referencyjny 20 %, także instytucje, którym Greenpeace zleciła sporządzenie raportów na ten temat ⁽⁵⁹⁾.
- (399) W ramach własnych obserwacji NGTransco wyjaśniła jednoznacznie, której z tych dwóch liczb użyła w celu oceny, czy na rynku istnieje strukturalna nadwyżka mocy, oświadczając: „W ramach naszej roli operatora systemowego dla Anglii i Walii uważamy, że jakkolwiek margines poniżej poziomu 20 % nie może stanowić nadmiaru mocy na rynku angielskim i walijskim”.
- (400) W świetle powyższego Komisja uważa, że poziom 20 % jest właściwym punktem odniesienia do oceny nadmiaru mocy na rynkach Anglii i Walii. Choć rynek Szkocji niebawem dołączy do rynku Anglii i Walii, jest nadal w dużym stopniu oddzielony od niego fizycznie. Połączenie sieciowe o przepustowości 2 200 MW między tymi dwoma regionami jest za małe, by umożliwić całkowicie elastyczne wykorzystanie w celu zapewnienia równowagi między brakiem a nadmiarem mocy dla każdego regionu. W istocie jest prawie zawsze używane do eksportowania energii ze Szkocji do Anglii i Walii. Z powodu tego głównego ograniczenia Komisja uważa, że punkt odniesienia 20 % powinien zostać zwiększony przy rozpatrywaniu wartości globalnych dla Wielkiej Brytanii.
- Anglia i Walia
- (401) Rynek Anglii i Walii jest największym segmentem geograficznym rynku Wielkiej Brytanii. Jest także segmentem, na którym większość danych ekonomicznych jest ustalona, ponieważ ceny w Szkocji są zbieżne z danymi dla Anglii i Walii. Znacząca większość komentarzy stron trzecich koncentruje się właśnie na segmencie Anglii i Wielkiej Brytanii. Komisja zatem rozpoczęła swoją analizę rynku od tego segmentu.
- (402) Doświadczenie historyczne wykazało, że połączenia sieciowe między tymi dwoma segmentami były wykorzystywane prawie wyłącznie do eksportowania energii ze Szkocji do Anglii i Walii. NGTransco uważa ten potencjał połączeń międzysieciowych za źródło energii dla Anglii i Walii. I odwrotnie, Scottish Power, która jest szkockim operatorem odpowiedzialnym za część Szkocji granicząc z Anglią, uważa, że potencjał połączeń sieciowych powinien być przeznaczony na eksport. W świetle powyższego, aby zachować spójność zarówno z doświadczeniem z przeszłości, jak i hipotezą wysuniętą przez lokalnych operatorów, Komisja uzna w pozostałej części decyzji, że potencjał połączeń sieciowych Anglii i Walii/Szkocji należy przypisać Anglii i Walii.
- (403) Istnieje tylko jeden operator sieciowy dla całej Anglii i Walii: NGTransco. Komisja oparła swoją analizę sytuacji w tym segmencie na prognozach NGTransco, które są okresowo publikowane w firmowym raporcie siedmioletnim.
- (404) Od chwili otwarcia postępowania NGTransco zmieniła swoje prognozy dotyczące marginesu mocy dla rynku Anglii i Walii. Wraz z materiałami NGTransco przesłała Komisji nową prognozę. Jeszcze nowsza wersja tej samej prognozy została opublikowana przez NGTransco w raporcie siedmioletnim za rok 2004 ⁽⁶⁰⁾.
- (405) Dla celów analizy Komisja użyła nowszej wersji prognozy. Istotnie, nowsza wersja opiera się na tej samej hipotezie fundamentalnej, w szczególności dotyczącej danych wejściowych, jak przyjęte w prognozie uznanej za właściwą w materiałach dostarczonych Komisji przez NGTransco. Obejmuje ona tylko więcej aktualnych danych wejściowych na temat rozwoju rynku.
- (406) Prognoza obejmuje trzy scenariusze. Scenariusz najbardziej optymistyczny („kontekst SYS”) zakłada, że dostępność wytwarzania energii będzie odpowiadała podpisanym kontraktom transmisyjnym. Najbardziej pesymistyczny scenariusz („kontekst: istniejące lub w budowie”) zakłada, że nie będą dostępne żadne elektrownie poza obecnymi. Scenariusz pośredni („kontekst pozwoleń”) zakłada, że dostępne elektrownie będą już istniejące, aktualnie budowane i te, w przypadku których udzielono już niezbędnych zezwoleń zgodnie z Ustawą o elektryczności i Ustawą o energii.
- (407) Poniższa tabela podsumowuje prognozy dla trzech scenariuszy.

⁽⁵⁹⁾ 20 % w raporcie „The Closure of British Energy's UK Nuclear Power Plants” („Zamykanie elektrowni atomowych British Energy”) autorstwa Johna H Large'a z Large & Associates, kwiecień 2003 r., dołączonym do materiałów Greenpeace. 20 % w raporcie „The closure of British Energy's UK nuclear power stations” („Zamykanie elektrowni atomowych British Energy”) autorstwa ILEX zajmującej się konsultingiem energetycznym, wrzesień 2002 r., dołączonym do materiałów Greenpeace.

⁽⁶⁰⁾ Raport ten można znaleźć w Internecie pod następującym łączem: http://www.nationalgrid.com/uk/library/documents/sys_04/default.asp?action=&sNode=SYS&Exp=Y.

Tabela 10

Scenariusze dotyczące marginesu mocy dla Anglii i Walii w 2004 r. wg NGTransco

Scenariusz	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
Kontekst SYS	22	21	23,1	26,8	24,5	25,6	22,5
Kontekst pozwoleń	22	21,1	22,8	24,3	21,6	22,5	19,1
Kontekst istniejących i budowanych	22	21,1	18,7	17,1	14,5	12,8	9,5

Uwaga: margines mocy powyżej poboru szczytowego ACS. Zakłada się, że połączenia sieciowe z Francją i Szwecją są całkowicie używane do importu.

(408) Trzy scenariusze różnią się znacząco co do ostatnich lat, co nie jest zaskakujące w świetle faktu, że hipotezy leżące u ich podstaw sprawiają, że różnice będą widoczne głównie w przyszłości. Trzy lata jednak nie wystarczą, by ocenić istnienie strukturalnej nadwyżki na dzisiejszym rynku.

(409) W ciągu najbliższych trzech lat trzy scenariusze przewidują margines mocy między 18,7 % a 23,1 %, ze średnią około 21,5 %. Wartość ta kształtuje się nieznacznie powyżej punktu odniesienia 20 %. Jednakże różnica między 21,5 % a 20 % w szczytowym poborze ACS wynosi 1,5 % 57 000 MW ⁽⁶¹⁾, czyli 855 MW. Wartość ta jest mniejsza niż moc jakiegokolwiek elektrowni jądrowej British Energy. Jak wynika ze średniej statystycznej, Komisja uważa, że nie może być ona uznana za statystycznie znaczącą na tyle, by stanowiła strukturalną nadwyżkę mocy.

(410) W kolejnych latach różnica między trzema scenariuszami powiększa się, przez co wyciągnięcie z nich znaczących wniosków staje się jeszcze trudniejsze. Jednakże Komisja zauważa, że w ciągu tych lat średnia dla trzech scenariuszy kształtuje się między 17,0 % a 22,7 %, w ciągu dwóch lat około 20,2 %. Wydaje się to sugerować, że istnieje ogólna tendencja, by margines mocy kształtował się blisko 20 %, uwzględniając pewien margines błędu.

(411) Komisja konkluduje, że na podstawie powyższych danych można twierdzić, iż na rynku energii elektrycznej w Anglii i Walii nie istnieje strukturalna nadwyżka mocy.

⁽⁶¹⁾ 57 000 MW to średnia prognoza poboru ACS w szczycie dla trzech rzeczonych lat.

Globalna sytuacja w Wielkiej Brytanii

(412) W przeciwieństwie do Anglii i Walii, w Szkocji istnieje dwóch operatorów sieciowych, Scottish and Southern Electricity i Scottish Power. Ci dwaj operatorzy publikują prognozy dla swojego obszaru regionalnego. Prognozy te są jednak mniej szczegółowe niż prognozy NGTransco w przypadku ewentualnych scenariuszy na przyszłość. Z tych powodów Komisja skoncentrowała swoją analizę dla Szkocji na obecnej sytuacji, w przypadku której nie ma takiej potrzeby tworzenia różnych scenariuszy.

(413) Ponieważ żaden z dwóch szkockich operatorów nie przedłożył komentarzy Komisji w kontekście postępowania, analiza opiera się na dokumentach publicznie dostępnych. W przypadku Scottish and Southern Electricity Komisja użyła wartości liczbowych podanych w raporcie siedmioletnim za 2003 ⁽⁶²⁾. W przypadku Scottish Power Komisja użyła wartości liczbowych podanych w raporcie siedmioletnim dotyczącym transmisji w kwietniu 2003 r. ⁽⁶³⁾.

(414) Poniższa tabela podsumowuje prognozy szczytowego poboru mocy i moc zainstalowaną w różnych regionach geograficznych dla lat 2004/2005.

⁽⁶²⁾ Dostępny pod adresem <http://www.scottish-southern.co.uk/popups/7yearstatement.asp>.

⁽⁶³⁾ Dostępny pod adresem http://www.scottishpower.com/applications/publish/downloadPublicDocument.jsp?guid=2e0a12_fa5719a547_-7ff60a026463&folderPath=/root/ScottishPowerMediaLibrary/Documents and Reports/&downloadParameter=Attachment.

Tabela 11

Moc dla Wielkiej Brytanii i prognozy zapotrzebowania na lata 2004/2005. Wszystkie liczby w MW

Moc połączona z siecią Scottish Power	7 127
Moc połączona z siecią Scottish and Southern Electricity	2 844
Moc połączona z siecią NGTransco, bez połączeń sieciowych	63 998
Moc połączeń sieciowych Irlandii/Szkocji	500
Moc połączeń sieciowych Francji/Anglii	2 000
Moc dostępna dla Wielkiej Brytanii	76 469
Maksymalne zapotrzebowanie w strefie Scottish Power	4 269
Maksymalne zapotrzebowanie w strefie Scottish and Southern Electricity	1 684
Szczytowe zapotrzebowanie ACS w strefie NGTransco	55 900
Nagromadzone zapotrzebowanie w szczycie ⁽⁶⁴⁾	61 853

(415) Margines mocy dla Wielkiej Brytanii wynosi zatem około 23,6 % ⁽⁶⁵⁾. Liczba ta jest wyższa niż punkt odniesienia 20 % wymieniony w motywie 400, ale, jak zauważono, 20 % punkt odniesienia, który dotyczy sieci elastycznej, jak w przypadku Anglii i Walii, należy zwiększyć, by uwzględnić ograniczenia w sieci i ograniczenia przesyłowe. Ponadto liczby te są obliczane w oparciu o hipotezę, że oba połączenia sieciowe z Irlandią Północną i Francją są dostępne dla pełnej mocy importowej, co nie zawsze ma miejsce. Gdyby wykorzystać te połączenia dla eksportu w chwili szczytowego zapotrzebowania ACS, ich moc należy unettować o moc dostępną zarazem dodając do zapotrzebowania na moc, co zwiększyłoby margines mocy do 15,5 %.

(416) W świetle powyższego Komisja uważa, że nie ma statystycznie znaczącej strukturalnej nadwyżki mocy na rynku w Wielkiej Brytanii.

Wniosek

(417) W świetle powyższego, Komisja uznaje, że na właściwym rynku nie ma strukturalnej nadwyżki mocy.

(418) Środki kompensacyjne w postaci nieodwracalnej redukcji mocy produkcyjnej nie są zatem obowiązkowe.

⁽⁶⁴⁾ Zapotrzebowanie ACS w szczycie w każdej strefie może się nieznacznie różnić od przewidywanego maksymalnego szczytowego zapotrzebowania związanego ze stanem warunków pogodowych w porównaniu z pogodą. Rzeczywiste zapotrzebowanie ACS w szczycie w Wielkiej Brytanii może się nieznacznie różnić od prostej sumy tych trzech wartości geograficznych. Precyzyjne jej obliczenie wymagałoby analizy korelacji między zapotrzebowaniem w tych regionach, a dane takie nie są dostępne. Jednakże uzasadnione jest przyjęcie, że szczyty są istotnie skorelowane, ponieważ nie ma znaczącego opóźnienia czasowego między obszarami geograficznymi i w trzech regionach panuje taki sam klimat.

⁽⁶⁵⁾ 76 469 przekracza 61 853 o 23,6 %.

iii) Wpływ pomocy na konkurencję na właściwym rynku

(419) Ponieważ na właściwym rynku nie ma strukturalnej nadwyżki mocy, Komisja musi ocenić konieczność zastosowania środków kompensacyjnych i formę, jaką powinny one przybrać dla dobra sprawy. Ewentualne środki kompensacyjne powinny uwzględniać potencjalnie zakłócający wpływ pomocy na konkurencję.

(420) Władze brytyjskie twierdzą, że pakiet pomocowy nie ma wpływu na konkurencję. Ich zdaniem w obrębie NETA, ekonomiczną zdolność elektrowni do produkowania energii wyznaczają krótkookresowe ceny węglowe („SRMC”). W danym okresie rynek działa, jakby elektrownie były określane zgodnie z rankingiem SRMC, od najniższych do najwyższych, aż nagromadzona moc osiągnie zapotrzebowania. Cena elektryczności jest równocześnie wyznaczana przez SRMC ostatniej elektrowni, którą określa się jako elektrownię marginalną.

(421) Zdaniem władz brytyjskim pomoc jest skierowana wyłącznie do elektrowni atomowych. Nie zmieniłaby ona ich SMRC w stopniu takim, by zmienić ich miejsce w rankingu SRMC. Co więcej, w przypadku elektrowni jądrowych BE SRMC kształtuje się na takim poziomie, że zawsze pozostała poniżej SRMC elektrowni marginalnej. Pomoc nigdy nie miałaby wpływu na zdolność konkurentów BE do wytwarzania energii ani na cenę, po jakiej mogą sprzedawać wytworzoną energię. Pomoc nie ma więc wpływu na konkurencję BE.

(422) Komisja uważa, że uzasadnienie władz brytyjskich może być prawdziwe dla idealnego rynku opartego na jednym całkowicie przejrzystym procesie licytacji. Jednakże, jak wyjaśniono w motywach 389 i 390, NETA nie jest takim rynkiem.

- (423) Komisja uważa, że pomoc może mieć wieloraki wpływ na konkurencję BE. Dwa z tych sposobów mogą mieć znaczący wpływ na konkurencję.
- (424) Po pierwsze, BE nie jest jedynie właścicielem elektrowni jądrowych. Jest także właścicielem elektrowni węglowej Eggborough, która sama ma moc równie dużą, jak łączna moc niektórych konkurentów BE.
- (425) BE mogłaby skorzystać z pomocy, jaką otrzymuje dla swoich elektrowni jądrowych tak, by korzyści odniosła także elektrownia Eggborough.
- (426) Mogłaby, na przykład, wykorzystać te środki do wyposażenia elektrowni Eggborough w instalację do odsiarczania gazów spalinowych, co pozwoliłoby na spełnienie przez nią warunków nowych przepisów ekologicznych, co znacząco przedłużyłoby jej okres użytkowania.
- (427) Alternatywnie, BE mogłaby też wykorzystać te środki do zakupu innych składników majątkowych służących do generowania energii innej niż jądrowa.
- (428) BE istotnie potrzebuje jakiegoś elastycznego źródła do wytwarzania energii elektrycznej, które pozwoliłoby zrekompensować brak elastyczności elektrowni jądrowych. Jeśli pomoc pozwoli BE na rozszerzenie portfela środków innych niż jądrowe, zapewni jej dostęp wewnętrzny do bardziej elastycznych metod wytwarzania energii, a co za tym idzie zwiększa możliwość proponowania lepszych ofert klientom, zarazem zmniejszając potrzebę zakupu elastycznych źródeł energii od konkurencji.
- (429) Po drugie, NETA nie jest pojedynczym rynkiem. NETA obejmuje w szczególności segment rynku hurtowego, w którym wytwórcy energii sprzedają energię elektryczną dostawcom i bezpośrednio firmom w segmencie MSB, w którym wytwórcy energii sprzedają ją bezpośrednio dużym użytkownikom finalnym.
- (430) Wytwórcy zwykle sprzedają energię na rynku MSB z dodatkową zapłatą dla całego rynku hurtowego⁽⁶⁶⁾. W przypadku wytwórcy energii preferowane jest zatem sprzedawanie energii w segmencie rynkowym MSB.
- (431) Podczas analizowania wpływu pomocy należy zatem rozpatrzyć nie tylko globalną ilość energii elektrycznej sprzedawaną przez każdego wytwórcę, ale też rozkład energii na segment hurtowy i segment MSB.
- (432) Jednym z elementów planu restrukturyzacji BE jest zwiększenie udziału spółki w segmencie MSB. Aby tego dokonać, spółka będzie musiała podjąć próbę zaoferowania klientom z tego sektora konkurencyjnie niskich stawek w stosunku do hurtowych cen energii elektrycznej. BE będzie także w stanie finansować część lub całość konkurencyjnej oferty dzięki zmniejszeniu SMRC swoich elektrowni jądrowych.
- (433) A zatem, choć pozycja elektrowni BE w rankingu SMRC może pozostać bez zmian, przez co nie zostanie odnotowany wpływ na obciążenie konkurencji, wariacja ich poziomu pozwoli BE na przeniesienie części sprzedaży z rynku hurtowego na rynek MSB. To z kolei pozwoli na przeniesienie części produkcji konkurentów z rynku MSB na rynek hurtowy. W ten sposób pomoc może zwiększyć zyski BE i zmniejszyć zyski konkurencji.
- (434) W świetle powyższego Komisja uważa, że pomoc ma znaczący wpływ na konkurencję BE i konieczne jest wprowadzenie środków kompensacyjnych mających na celu zmniejszenie tego wpływu.
- iv) Środki kompensacyjne, jakie mają zostać wprowadzone
- (435) Środki kompensacyjne muszą utworzyć równowagę między potrzebą zmniejszenia wpływu pomocy na konkurencję a potrzebą zachowania korzystnego wpływu na perspektywy zyskowności spółki.
- (436) Dlatego też Komisja uważa, że środki kompensacyjne powinny być skierowane dokładnie do mechanizmów, w przypadku których pomoc może być szkodliwa dla konkurentów BE.
- (437) Oznacza to, że środki kompensacyjne w tym przypadku powinny dążyć do zapewnienia, że BE nie wykorzysta pomocy udzielonej przez rząd do celów związanych ze zbytnim zwiększeniem portfela elastycznego wytwarzania energii czy zwiększenia udziałów w segmencie rynkowym MSB.
- (438) Cel ten doprowadził Komisję do zaproponowania trzech środków kompensacyjnych. Środki te zaproponował rząd brytyjski w oparciu o środki zasugerowane przez konkurentów BE w przedłożonych przez nich propozycjach.
- Środek kompensacyjny nr 1
- (439) Jak wyjaśniono w motywie 437, jednym ze sposobów, na jakie pomoc mogłaby mieć potencjalnie większy wpływ na konkurentów BE byłoby zwiększenie innego niż jądrowy potencjału wytwórczego BE zamiast pokrywania kosztów ponoszonych w związku z urządzeniami jądrowymi BE.
- (440) Pozwoliłoby to BE na łatwiejsze konkurowanie z elektrowniami innych wytwórców⁽⁶⁷⁾, i zapewniłoby szerszy dostęp do bardziej elastycznego wytwarzania energii niż obecnie, co z kolei zmniejszyłoby potrzebę BE do zakupu elastyczności ze źródeł zewnętrznych.

⁽⁶⁶⁾ To może być korzystne dla klienta, gdyż nie istnieje pośrednik między wytwórcą a klientem.

⁽⁶⁷⁾ Z wyjątkiem BNFL, żaden z konkurentów BE nie prowadzi elektrowni jądrowych w Wielkiej Brytanii.

- (441) W celu uniknięcia tej możliwości należy rozdzielić różne rodzaje działalności BE na różne podmioty prawne z oddzielnymi rachunkami.
- (442) W tym celu należy zmodyfikować strukturę BE w taki sposób, by oddzielne podmioty zależne działały w sferze wytwarzania energii w elektrowniach atomowych, wytwarzania energii w innych elektrowniach, sprzedaży na rynku hurtowym i sprzedaży w segmencie MSB. Pomoc powinna być skierowana wyłącznie do podmiotu zajmującego się wytwarzaniem energii w elektrowniach atomowych.
- (443) Należy zakazać dotacji wzajemnych między podmiotami zależnymi.
- (444) Zakaz ten należy wprowadzić, w stopniu, w jakim to możliwe, i realizować za pomocą systemu licencjonowania spółek monitorowanego przez brytyjskiego regulatora systemu energetycznego: Ofgem. Komisja uznaje jednak, że licencje operatorów nie mogą być dowolnie modyfikowane przez Ofgem, który ma obowiązek konsultować się ze stronami trzecimi w przypadku takich modyfikacji i uwzględnić otrzymane komentarze.
- (445) Gdyby Ofgem nie był w stanie zmodyfikować jednej z licencji BE w taki sposób, by uniemożliwić dotacje wzajemne, rząd brytyjski powinien przedłożyć Komisji analogiczny środek nieograniczony w czasie, mający ten sam skutek. W takim przypadku, aby zagwarantować, że handel między podmiotami zależnymi nie obejmuje elementów dotacji wzajemnych, władze brytyjskie powinny zapewnić Komisji roczny raport prezentujący dowody na brak dotacji wzajemnych. Raport powinien się opierać na analizie niezależnych ekspertów księgowych.
- (446) Władze brytyjskie zobowiązały się do wdrożenia tego środka kompensacyjnego.
- Środek kompensacyjny nr 2
- (447) Środek kompensacyjny nr 1 powinien zasadniczo wystarczyć do zapewnienia, że BE nie wykorzystuje pomocy, jaką otrzymuje dla działalności związanej z elektrowniami atomowymi do ulepszenia lub rozbudowy istniejących elektrowni innych niż jądrowe.
- (448) Jednakże w świetle złożoności sektora energetycznego, w szczególności szerokiej gamy możliwych relacji między różnymi graczami, dopuszczalnej przez NETA, Komisja uznaje za niezbędne wprowadzenie innych, bardziej specyficznych środków, w celu zagwarantowania, że BE nie wykorzysta pomocy otrzymanej na działalność związaną z elektrowniami atomowymi w innych sferach działalności.
- (449) Co więcej, choć sytuacja na rynku związana z mocą dostępną na rynku nie uzasadnia z ekonomicznego punktu widzenia nałożenia redukcji mocy na BE, Komisja jest zdania, że należy od BE zażądać nie zwiększania zakresu działalności.
- (450) Aby rozwiązać te kwestie, należy nałożyć na BE szereg zakazów dotyczących ewentualnej ekspansji BE na sfery działalności związane z wytwarzaniem energii, w których działają jej konkurenci.
- (451) W tym celu należy zidentyfikować określony rodzaj mocy („moc podlegającą ograniczeniom”). Moc ta obejmuje:
- a) energię wytwarzaną przez elektrownie spalające paliwa kopalne, znajdujące się w Europejskim Obszarze Gospodarczym;
- oraz
- b) energię zarejestrowaną wytwarzaną przez duże elektrownie wodne ⁽⁶⁸⁾ znajdujące się w Wielkiej Brytanii.
- (452) Należy zakazać BE na okres sześciu lat od daty niniejszej decyzji, posiadania czy kontrolowania mocy podlegającej ograniczeniom przekraczającej 2 020 MW, która jest równa mocy istniejących elektrowni Eggborough (1 970 MW) i District Energy (50 MW).
- (453) Powód istnienia konieczności zakazu zwiększenia mocy wytwarzanej przez BE z paliw kopalnych został wyjaśniony w motywie 437. Komisja uważa, że istnieje potrzeba rozszerzenia zakazu na duże elektrownie wodne w celu uniknięcia jakiegokolwiek ryzyka, że BE może nabyć istniejące duże elektrownie wodne, szczególnie w Szkocji.
- (454) Zakaz powinien obowiązywać przez sześć lat, co stanowi w przybliżeniu dwukrotność okresu niezbędnego do zbudowania elektrowni z turbiną gazową o cyklu łączonym.
- (455) Celem zakazu jest uniemożliwienie BE nabycia większej elastyczności niż posiadana obecnie dzięki elektrowni w Eggborough, co powinno wystarczyć do zachowania jej rentowności.
- (456) Jednakże Komisja jest świadoma faktu, że zgodnie z planem restrukturyzacyjnym syndykat bankowy, który zapewnił finansowanie projektowi Eggborough zachowa opcję wykupu Eggborough od BE. Gdyby banki zdecydowały się na realizację tej opcji, BE zostałaby pozbawiona jedyne źródła elastyczności, które Komisja uznaje za element niezbędny planu restrukturyzacji. W tym wypadku BE powinna móc przygotować instalację zastępczą dla Eggborough, gdy tylko otrzyma powiadomienie z banków o zamiarze wykorzystania tej opcji.

(68) W znaczeniu nakazu zobowiązania odnawialnego z 2002 r.

- (457) Z tego też powodu Komisja uważa, że powinien istnieć jakiś wyjątek dla zakazu w przypadku, gdy banki zdecydują się wykonać tę opcję, aby umożliwić BE nabycie jakiegoś źródła elastyczności, które zastąpi Eggborough, lub w przypadku, gdyby elektrownia Eggborough stała się ostatecznie niedostępna z powodów pozostających poza kontrolą BE. Nie powinno to jednak mieć ostatecznego skutku nabycia przez BE większej elastyczności niż obecnie posiadana, ani wykorzystania tej mocy zastępczej do generowania zysków w możliwym okresie przejściowym między zakończeniem budowy ze zbyciem Eggborough.
- (458) W świetle powyższego należy umożliwić BE posiadanie lub prawo kontroli nieco powyżej 2 020 MW mocy ograniczonej, na okres od dnia otrzymania powiadomienia od banków do dnia, gdy moc Eggborough nie będzie już dostępna dla BE, lub z końcem sześcioletniego okresu wspomnianego w motywie 452, jeśli wcześniej niż w dniu, kiedy to moc Eggborough przestanie być dostępna dla BE, zgodnie z warunkiem, że nie wykorzystuje ona mocy ograniczonej większej niż 2 020 MW lub pozbędzie się całej kontroli operacyjnej i udziałów przekraczających moc ograniczoną.
- (459) Od chwili gdy Eggborough stanie się niedostępna dla BE, zgodnie z motywem 458 lub wskutek działania siły wyższej lub nieusuwalnej awarii, należy umożliwić BE posiadanie lub kontrolowanie do 2 222 MW mocy ograniczonej, pod warunkiem, że do końca okresu wymienionego w motywie 452, zadeklaruje ona moc ograniczoną dla operatora sieciowego jako 2 020 MW i nie kontroluje więcej niż 2 020 MW tej mocy. Celem tego postanowienia jest zapewnienie BE większej elastyczności w zastępstwie Eggborough, bez praktycznej likwidacji zakazu.
- (460) I wreszcie, poza ograniczeniami dotyczącymi mocy ograniczonej zgodnie z motywem 451, oraz w celu zachowania zgodności z Wytycznymi dotyczącymi niedopuszczenia do wykorzystania przez beneficjentów pomocy państwa w celu rozszerzenia ich udziału w zyskach, BE powinna także otrzymać zakaz posiadania energetycznych instalacji jądrowych innych niż obecnie posiadane, w Europejskim Obszarze Gospodarczym, bez uprzedniej zgody Komisji, przez sześć lat od daty przyjęcia tej decyzji.
- (461) Władze brytyjskie zobowiązały się do wdrożenia tego środka kompensacyjnego.
- Środek kompensacyjny nr 3
- (462) Jak wyjaśniono w motywie 437, pomoc zostałaby także wykorzystana w sposób nieprawidłowy, gdyby, zamiast pokryć koszty związane z reaktorami atomowymi BE, była użyta do nadmiernego przejęcia udziałów w bardziej zyskownym rynku MSB.
- (463) Wrażliwość tego potencjalnego nieprawidłowego wykorzystania jest szczególnie widoczna w treści komentarzy przekazanych Komisji przez stronę trzecią, która życzyła sobie pozostać anonimowa⁽⁶⁹⁾. Nawet jeśli BE nie oferuje cen znacząco niższych od standardów rynkowych, sama sugestia, że mogłaby to robić dzięki pomocy mogłaby być szkodliwa dla konkurentów BE, ponieważ musieliby wówczas stawić czoła klientom z niewłaściwymi oczekiwaniami rynkowymi.
- (464) Komisja uznaje zatem, że jest konieczne podkreślenie gwarancji już zaoferowanych przez środek kompensacyjny nr 1 przez bardziej specyficzny środek kompensacyjny związany z zachowaniem BE na rynku MSB. Od BE powinno się wymagać niezachowania się na tym rynku w sposób niezbliżony do standardów konkurencji.
- (465) Aby to zapewnić, należy zakazać oferowania BE cen poniżej dominujących cen rynkowych na rynku MSB. Czas trwania tego środka powinien wynieść sześć lat od daty niniejszej decyzji, podobnie jak w przypadku środka kompensacyjnego nr 2.
- (466) Przestrzeganie przez BE zakazu powinno być monitorowane przez niezależną instytucję wybraną w drodze przejrzystego procesu przetargowego organizowanego przez władze brytyjskie. Ta niezależna instytucja powinna składać Komisji doroczne raporty.
- (467) W przeszłości ceny rynkowe MSB zawsze śledziły ewolucję cen hurtowych z dopłatą. Zakaz zapewni więc, że zachowanie komercyjne BE nie będzie odbiegać od zachowania konkurencji.
- (468) System NETA ma jednak tylko 3 lata. Nie jest niemożliwe, że w ciągu najbliższych sześciu lat relacja między DSB a rynkiem hurtowym stanie się różna od obserwowanej dziś. Można sobie wyobrazić, na przykład, że cały rynek hurtowy utraci płynność z jakiegoś powodu, co doprowadzi do niezwykle wysokich cen na tym rynku. W tym wypadku Komisja uznaje, że w celu niedopuszczenia do utraty klientów wytwórcy energii powinni oczywiście oferować na rynku MSB ceny, które będą nieco poniżej cen hurtowych. Gdyby do tego doszło, a BE nie miałaby wystarczającej mocy, by móc odpowiednio zareagować, prawdopodobnie straciłaby klientów na rynku MSB, co zniweczyłoby cel restrukturyzacji.
- (469) Jest zatem niezbędne, by BE zachowała część elastyczności, co powoli jej na odpowiednie zachowanie w przypadkach wyjątkowych. Jej margines manewru powinien jednak być bardzo ograniczony, opisany w sposób obiektywny, i starannie monitorowany w celu uniknięcia nadużyć. Kryteria pozwalające BE wykorzystać jej margines elastyczności powinny zatem dać się testować *ex ante* w celu uniknięcia nadużyć.

(69) Patrz: motyw 186 powyżej.

- (470) Ponieważ system raportów w przypadku rynku MSB jest o wiele mniej niezawodny niż w przypadku rynków hurtowych, podczas rundy kontraktowej na rynku MSB bardzo trudno stwierdzić, jakie ceny rynkowe MSB zostaną zaofiarowane w stosunku do ceny dla rynku hurtowego. Oznacza to, że obiektywne kryteria wymienione w motywie 469 nie mogą się bezpośrednio opierać na sprawdzeniu, czy konkurenci BE oferują ceny MSB poniżej cen dla rynku hurtowego. Zamiast tego testy muszą opierać się na pośrednich wskaźnikach, które są dostępne dla BE na krótką metę, i które mogą stanowić oznakę, że cały rynek hurtowy stracił płynność i ceny na rynku MSB równe lub wyższe cenom hurtowym nie są już ekonomicznie opłacalne.
- (471) Testy powinny być następujące:
- w dowolnym okresie [...], (kończącym się nie później niż [...] przed dniem odwołania się BE do wyjątkowych warunków rynkowych) [...] ci użytkownicy BE, finalni i inni niż krajowi, którym BE złożyła oferty na dostawę na warunkach, w których margines dostawy elementu energetycznego powyżej dominującej ceny hurtowej wynosi [...] odrzucili ofertę BE;
 - ilości energii sprzedawanej na rynku hurtowym energii w okresie [...] spadły poniżej [...] średniej ilości sprzedanych w tym samym okresie w ostatnim [...] dla którego dostępne są dane;
 - BE podejmuje się dostarczać co najmniej [...] energii na rynek hurtowy [...] i ilość ta nie jest sprzedawana w ciągu [...] godzin.
- (472) Ta sama niezależna instytucja, która monitoruje przestrzeganie przez BE zakazu, powinna być odpowiedzialna za sprawdzenie, czy BE jest świadoma przeprowadzenia testów. Niezależna instytucja sprawdzi, czy test a) wraz z testem b) lub c) został wykonany pomyślnie. Jeśli tak, BE powinna mieć prawo do cen na rynku DSB kształtujących się poniżej ceny rynkowej dla [...] z decyzji tej niezależnej instytucji. Limit czasowy może być rozszerzony decyzją tej niezależnej instytucji, jeśli wyjątkowe warunki rynkowe nadal się utrzymują. Podczas [...], BE powinna być zobowiązana do postępowania w dobrej wierze i oferowania rabatów, które są porównywalne z rabatami, jakie można prawdopodobnie uzyskać od konkurencji. Niezależna instytucja powinna ocenić przestrzeganie przez BE kryterium *ex post*, jeśli [...] jest zakończone.
- (473) Dla przejrzystości, niezależna instytucja powinna opublikować raport po zakończeniu rundy kontraktowej potwierdzający, że istotnie wystąpiły nadzwyczajne warunki rynkowe i określający czas trwania wyjątkowych warunków. Szczegóły tej oceny powinny zostać przekazane Komisji.
- (474) Władze brytyjskie wyraziły zgodę na wdrożenie środka kompensacyjnego.
- v) Środki kompensacyjne, które były rozpatrywane przez Komisję, ale zostały odrzucone
- (475) Komisja ocenia, że trzy środki kompensacyjne opisane w sekcji iv) mają wystarczający zakres, by zmniejszyć potencjalne działanie rozprasające pomocy na konkurencję, a zatem są zgodne z wymaganiami pkt 39 ppkt ii) Wytycznych. Mają one także być uważane za warunki szczególnie dołączone do zatwierdzenia pomocy w rozumieniu pkt 42 ppkt ii) Wytycznych.
- (476) Strony trzecie zasugerowały inne możliwe środki kompensacyjne.
- (477) Greenpeace zasugerowała, że elektrownie atomowe BE powinny być zamykane w ramach procesu fazowego. Komisja uważa, że wobec braku nadmiaru mocy na właściwym rynku domaganie się zamykania wytwarzających energię składników majątkowych BE jest nieprzystawalne w stosunku do rozproszenia konkurencji, jakie generuje pomoc.
- (478) Powergen zasugerowała, że reaktor Dungeness B powinien zostać zamknięty, gdyż jest najmniej rentownym składnikiem majątkowym BE. Rentowność Dungeness B była już omawiana powyżej w sekcji VI pkt 3 lit. a). Komisja zauważa, że zamknięcie Dungeness B planuje się na rok 2008 i że zgodnie z danymi dostarczonymi przez NGTransco dotyczącymi informacji niezbędnych dla znaczących zamknięć, Dungeness B może być w najlepszym razie zamknięta w połowie 2007 r. Komisja uważa, że taka mała zmiana nie uzasadnia związanych z nią kosztów.
- (479) Drax zasugerowała usunięcie jądrowych składników majątkowych BE z konkurencyjnego rynku poprzez stworzenie systemu obowiązkowych zakupów energii elektrycznej z elektrowni jądrowych po stałej cenie, który byłby analogiczny jak zobowiązanie odnawialne. Oznaczałoby to, że BE otrzymałaby w praktyce całkowitą i nieograniczoną pomoc państwa, co byłoby w całkowitej sprzeczności ze wspólnotową polityką konkurencji.
- (480) Drax zasugerowała dopuszczenie BNFL do większego udziału w potencjalnych zyskach BE, jeśli ceny energii elektrycznej spadną, w celu zmniejszenia kwoty pomocy. Jak wspomniano powyżej w sekcji VI pkt 2 lit. b) Komisja doszła do wniosku, że środek B nie zawiera elementów pomocy państwa. Przyznanie BNFL dostępu do większej porcji zysków BE spowodowałoby zmniejszenie swobodnego strumienia środków pieniężnych, a w konsekwencji swoich wpłat na rzecz NLF. Komisja nie może tego zaakceptować.

(481) Drax zasugerowała, że należy zbyć elektrownię Eggborough. Komisja uznaje, że zbycie Eggborough nie byłoby sprzeczne z koniecznością zachowania marginesu mocy w systemie energetycznym, gdyż nowy właściciel prawdopodobnie nadal prowadziłby elektrownię. Jednakże, aby zakończyć sukcesem plan restrukturyzacji i przywrócić rentowność, BE musi mieć dostęp do jakiegoś źródła elastycznego wytwarzania energii. Gdyby BE sprzedała Eggborough, musiałaby zapewnić tę elastyczność ze źródeł zewnętrznych.

(482) W oparciu o próby władze brytyjskie doszły do wniosku, że w przypadku BE nie ma ekonomicznego uzasadnienia kupowanie usług, jakie nabywa od Eggborough, od innych operatorów. Usługi te obejmują zabezpieczenie przed nieoczekiwanymi awariami elektrowni atomowych, kształtowanie mocy dla potrzeb kontraktów biznesowych i elastyczność pozwalającą przeprowadzić planowaną konserwację reaktorów. Władze brytyjskie wskazały, że BE zaoszczędziłaby 11 milionów GBP, gdyby zachowała Eggborough. Prognoza ta opiera się na kosztach Eggborough, co oznacza, że BE mogłaby prawdopodobnie uzyskać te same usługi jako właściciel innych elektrowni. Zakup tych usług na rynku byłby o wiele bardziej kosztowny, jeśli w ogóle możliwy.

(483) W świetle powyższego Komisja uważa, że domaganie się od BE zbycia Eggborough zagroziłoby perspektywom BE dotyczącym przywrócenia rentowności i byłoby nieproporcjonalne. Komisja ocenia, że powyżej opisane środki nr 1 i nr 2 nakładają takie same ograniczenia w sposób bardziej proporcjonalny.

(484) Powergen zasugerowała nałożenie ograniczeń na udział BE w rynku DSB. Komisja uważa, że narzucenie takich ograniczeń byłoby szkodliwe dla konkurencji na tym rynku. Środek kompensacyjny nr 3 byłby bardziej skuteczny w zmniejszaniu wpływu pomocy na konkurencję na tym rynku nie ograniczając zdolności BE do zawierania konkurencyjnych transakcji na tym rynku o własnych siłach.

(485) Powergen zasugerowała zakazanie BE wchodzenia na nowe rynki detaliczne. Ten zasugerowany środek miałby wpływ głównie na rynek gospodarstw domowych, który obecnie obsługują wyłącznie dostawcy. Komisja uważa, że takie ograniczenie pozbawiłoby klientów ewentualnego źródła konkurencji na rynku, który jest już najmniej konkurencyjną częścią brytyjskiego rynku energii elektrycznej⁽⁷⁰⁾. Komisja uznaje, że środek kompensacyjny nr 1 będzie wystarczający, by to zapewnić, a gdyby BE podjęła decyzję o wejściu na rynek, musiałaby uczynić to o własnych siłach, bez nadmiernego rozproszenia konkurencji.

(486) Konkludując, Komisja uważa, że wszelkie inne środki kompensacyjne sugerowane przez strony trzecie, które złożyły komentarze, zostały zawarte w trzech środkach kompensacyjnych, które zostały wybrane przez Komisję.

d) *Pełne wdrożenie planu restrukturyzacji*

(487) Spółka powinna w pełni wdrożyć plan restrukturyzacji przedłożony przez Komisję. Rząd brytyjski zobowiązał się zapewnić pełne wdrożenie planu restrukturyzacji, jeśli zostanie on zatwierdzony.

e) *Monitorowanie i raport roczny*

(488) Jeśli pakiet pomocowy zostanie zatwierdzony, rząd brytyjski zobowiązał się dostarczyć Komisji raport nie później, niż sześć miesięcy po zatwierdzeniu pakietu pomocowego, a następnie raporty roczne, aby Komisja mogła monitorować postępy BE do chwili, aż jej pozycja się ustabilizuje do chwili, aż zdaniem Komisji dalsze raporty nie będą potrzebne.

VII. WNIOSEK

(489) Komisja konkluduje, że w stopniu, w jakim zachodzi zbieżność z Wytycznymi co do pomocy restrukturyzacyjnej i zgodności z celami Traktatu EURATOM, rzeczona pomoc jest zgodna ze wspólnym rynkiem,

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

Artykuł 1

Pomoc, jakiej Wielka Brytania planuje udzielić zgodnie ze środkiem A planu restrukturyzacji dla British Energy plc („British Energy”), o jakiej Komisja została powiadomiona 7 marca 2003 r., a która obejmuje zobowiązanie finansowania przez rząd brytyjski:

a) spłaty zobowiązań związanych z zarządzaniem zużytym paliwem wprowadzonym do reaktorów atomowych British Energy przed wejściem w życie planu restrukturyzacji, o ile wydatki związane z tymi obciążeniami, z wyjątkiem przyrostowych obciążeń historycznych, zdefiniowanych zgodnie z umową o finansowanie obciążeń historycznych zawartą między British Energy a rządem Wielkiej Brytanii, nie przekroczą wartości 2 185 000 000 GBP w grudniu 2002 r.;

oraz

b) wszelkich niedoborów Funduszu Obciążeń Jądrowych dotyczących płatności zobowiązań likwidacyjnych urzędów jądrowych British Energy, niezakontrowanych zobowiązań British Energy oraz przyrostowych obciążeń historycznych zgodnie z umową o finansowanie obciążeń historycznych zawartą między British Energy a rządem Wielkiej Brytanii;

jest zgodna ze wspólnym rynkiem i celami Traktatu Euratom, z zastrzeżeniem spełnienia warunków art. 2–10.

⁽⁷⁰⁾ Patrz w tym sensie: raport roczny Energywatch, kwiecień 2002–marzec 2003, dostępny pod adresem http://www.energywatch.org.uk/uploads/20022003_Annual_Report.pdf.

Artykuł 2

1. Wielka Brytania zapewnia, że plan restrukturyzacji, przekazany Komisji przez Wielką Brytanię, zostanie w pełni wdrożony.
2. Wielka Brytania przedkłada raport dotyczący wdrożenia restrukturyzacji nie później, niż sześć miesięcy od daty niniejszej decyzji i corocznie do chwili, aż Komisja uzna taki raport za zbędny.

Artykuł 3

Gdy koszty odpowiadające zobowiązaniom wymienionym w art. 1 lit. b) przekroczą 1 629 000 000 GBP według wartości z grudnia 2002 r., Wielka Brytania przedłoży Komisji rozszerzone raporty dodatkowe, wykazując, że dopłaty rządowe są ograniczone do realizacji zobowiązań wymienionych w tym punkcie, oraz że właściwe kroki zostały ograniczone do niezbędnego minimum pozwalającego na spełnienie tych zobowiązań. Raporty te będą składane corocznie. Będą one dołączane do raportów rocznych wymienionych w art. 2.

Artykuł 4

Dla celów obliczania kwot według wartości z grudnia 2002 r., wymienionych w art. 1 i art. 3, Wielka Brytania używa wartości referencyjnej i dyskontowej opublikowanej przez Komisję dla Wielkiej Brytanii, aktualizując tę wartość co pięć lat.

Artykuł 5

1. Wielka Brytania zobowiązuje British Energy, by nie później niż 1 kwietnia 2005 r. podjęła następujące działania:
 - a) wyodrębnienie działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej z British Energy Generation Limited i przydzielenie jej oddzielnej spółce podległej British Energy plc (lub spółce wiodącej będącej jej następcą);
 - b) skonsolidowanie istniejącej działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej w instalacjach jądrowych w ramach jednej spółki;

oraz
 - c) wykorzystanie wszelkich uzasadnionych metod w celu uzyskania modyfikacji licencji zgodnie z Ustawą o energii elektrycznej z 1989 r., lub, jeśli nie można uzyskać takich modyfikacji licencji, zawarcie z rządem brytyjskim nieograniczonego w czasie porozumienia o następujących skutkach:
 - i) British Energy będzie traktować istniejące firmy zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, zarówno z elektrowni jądrowych, jak i innych, jako oddzielne podmioty dla celów licencjonowania (lub dla celów jakiegokolwiek porozumienia z rządem Wielkiej Brytanii); oraz ii) istniejące firmy zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej przez elektrownie jądrowe nie będą udzielały dotacji wzajemnych innym spółkom w grupie British Energy.
2. W przypadku gdyby zobowiązanie wymienione w lit. c) nie zostało zrealizowane wskutek warunków licencji, Wielka Brytania przedłoży Komisji raport roczny zawierający dowody, że nie zaistniały dotacje wzajemne między jakąkolwiek firmą zajmującą

się wytwarzaniem energii elektrycznej z elektrowni jądrowych a jakąkolwiek inną spółką grupy British Energy. Raport ten będzie się opierał na analizie przeprowadzonej przez niezależnych ekspertów księgowych. Zostanie on dołączony do raportu wymienionego w art. 2. Nie powinno to mieć wpływu na opcję, że realizacja zobowiązania wynikająca z warunku licencji zostanie nastąpi w późniejszym terminie, kiedy stanie się to możliwe.

3. Wielka Brytania powiadamia Komisję bezzwłocznie, gdy tylko zostaną wykonane zobowiązania z ust. 1 i 2.

Artykuł 6

Wielka Brytania zobowiązuje British Energy do podjęcia zobowiązania, że przez sześć lat od daty niniejszej decyzji nie będzie posiadać ani kontrolować:

- zarejestrowanych działających instalacji wytwarzających energię elektryczną z paliw kopalnych⁽⁷¹⁾ w Europejskim Obszarze Gospodarczym,

lub

- dużych zarejestrowanych elektrowni wodnych zgodnie z definicją zarządzenia o zobowiązaniach odnawialnych z 2002 r., generujących moc w Wielkiej Brytanii,

(oba typu mocy znane są jako „moc ograniczona”), która nie przekroczy razem 2 020 MW, pod warunkiem że:

- a) w okresie poprzedzającym zbycie (zgodnie z poniższą definicją), British Energy posiada prawo do posiadania lub kontrolowania mocy ograniczonej przekraczającej 2 020 MW, pod warunkiem że nie będzie prowadzić instalacji generujących taką moc lub zbędzie wszelkie operacyjne udziały kontrolne przekraczające taką moc ograniczoną lub energię wygenerowaną powyżej mocy ograniczonej. W tym celu „okres poprzedzający zbycie” oznacza okres między:
 - i) otrzymaniem przez Eggborough Power Limited lub Eggborough Power Holdings Limited powiadomienia, że: 1) opcja przejęcia udziałów w Eggborough Power Limited lub elektrowni Eggborough zostanie zrealizowana; lub 2) dowolne zabezpieczenie na udziałach w Eggborough Power Limited lub elektrowni Eggborough zostanie zrealizowane;
 - oraz
 - ii) dniem, kiedy zarejestrowana moc wytwarzania energii przez elektrownię Eggborough nie będzie już dostępna dla grupy British Energy;

⁽⁷¹⁾ Z wyjątkiem dodatkowej mocy wygenerowanej w elektrowniach pracujących na paliwach kopalnych dla elektrowni jądrowych

b) jeśli jedna z opcji zbycia związana z udziałami w Eggborough Power Limited lub elektrowni Eggborough zostanie zrealizowana, British Energy będzie mieć prawo do posiadania lub kontrolowania mocy ograniczonej nieprzekraczającej 2 222 MW, pod warunkiem że zadeklaruje swoją moc ograniczoną operatorowi sieci krajowej jako 2 020 MW i nie będzie prowadzić działalności związanej z więcej niż 2 020 MW mocy ograniczonej;

lub

c) jeśli moc elektrowni Eggborough stanie się niedostępna dla grupy British Energy z powodu nieusuwalnej awarii lub siły wyższej, British Energy będzie mieć prawo do posiadania lub kontrolowania mocy ograniczonej nieprzekraczającej 2 222 MW pod warunkiem, że zadeklaruje swoją moc ograniczoną operatorowi sieci krajowej jako 2 020 MW i nie będzie prowadzić działalności związanej z więcej niż 2 020 MW mocy ograniczonej.

Artykuł 7

Wielka Brytania zobowiązuje British Energy, że przez okres 6 lat od daty niniejszej decyzji nie będzie posiadać ani mieć prawa kontrolowania zarejestrowanej operacyjnej mocy jądrowej w Europejskim Obszarze Gospodarczym, innej niż związana z istniejącymi instalacjami jądrowymi czy kontraktami na prowadzenie i konserwację, w przypadku których British Energy nie ma udziału w generowanej energii, bez pisemnej zgody Komisji.

Artykuł 8

Wielka Brytania mianuje, w ciągu czterech miesięcy od daty niniejszej decyzji, w następstwie otwartego i przejrzystego procesu, niezależnego eksperta dla celów monitorowania zgodności BE z warunkami podanymi w art. 9 (zwanego dalej „niezależnym ekspertem”). Powiadamia ona bezzwłocznie Komisję o tym mianowaniu.

Artykuł 9

1. Wielka Brytania zobowiązuje British Energy, by podjęła, co następuje:

a) przez okres sześciu lat od powołania niezależnego eksperta, nie oferować dostaw użytkownikom finalnym innym niż krajowi, którzy kupują energię bezpośrednio od British Energy na warunkach, gdzie element ceny energii w kontrakcie z użytkownikami kształtuje się poniżej ceny rynku hurtowego, pod warunkiem, że w wyjątkowych warunkach rynkowych, kiedy to zostaną przeprowadzone obiektywne testy zalecone przez niezależnego eksperta, jakie mają być przeprowadzone zgodnie z art. 10 („wyjątkowe warunki rynkowe”), British Energy będzie uprawniona, w okresie, w którym te wyjątkowe warunki rynkowe się utrzymują,

ustalić cenę elementu energii na kontrakcie poniżej dominującej ceny rynkowej w dobrej wierze tam, gdzie jest konieczne, by umożliwić British Energy reagowanie na konkurencję zgodnie z art. 10;

oraz

b) współpracować w dobrej wierze z niezależnym ekspertem oraz przestrzegać wszelkich uzasadnionych żądań niezależnego eksperta, na czas spełniając żądania dotyczące próśb o informację, dokumenty czy kontakt z personelem lub kierownictwem.

2. Niezależny ekspert informuje corocznie Wielką Brytanię o zachowaniu przez British Energy zgodności z tymi warunkami. Wielka Brytania udostępnia te raporty Komisji.

Artykuł 10

1. Testy stosowane w celu podjęcia decyzji, czy wyjątkowe warunki rynkowe istnieją, będą następujące:

a) w dowolnym okresie [...] (kończącym się nie później niż [...] przed datą tzw. żółtego powiadomienia zdefiniowanego poniżej), [...] ci użytkownicy British Energy, finalni i inni niż krajowi, którym British Energy złożyła oferty na dostawę na warunkach, w których margines dostawy elementu energetycznego powyżej dominującej ceny hurtowej wynosi [...] odrzucili ofertę British Energy;

b) ilości energii w obrocie na rynku hurtowym elektryczności w okresie [...] spadną do wartości poniżej [...] średniej wartości w obrocie w tym samym okresie w ciągu ostatniego [...] dla którego dostępne są dane;

c) British Energy zobowiązuje się dostarczać co najmniej [...] energii elektrycznej na rynek hurtowy [...] i ta ilość nie zostanie sprzedana w okresie [...].

2. W przypadku zaistnienia okoliczności przypominających powyższe i jeśli British Energy uzna, że jest możliwe, że zachodzi konieczność odwołania się do wyjątkowych warunków rynkowych, British Energy informuje w pierwszej kolejności niezależnego eksperta, nakreślając swoją analizę sytuacji i stanowisko w odniesieniu do obiektywnymi testami („żółte powiadomienie”).

3. Jeśli sytuacja nie ulegnie poprawie po „żółtym powiadomieniu”, i jeśli test a) wraz z testem b) lub testem c) zostanie wykonany, British Energy powiadamia niezależnego eksperta, że ma zamiar zareagować na konkurencję ustalając ceny poniżej cen na rynku hurtowym i dostarcza najnowsze dostępne sobie dowody. Niezależny ekspert będzie miał maksymalnie 24 godziny na potwierdzenie lub zaprzeczenie, że test a) wraz z b) lub c) został wykonany i deklaruje odpowiednio istnienie wyjątkowych warunków rynkowych lub ich brak.

4. Jeśli niezależny ekspert ogłosi istnienie wyjątkowych warunków rynkowych, British Energy ma prawo, przez okres [...] od decyzji niezależnego eksperta do złożenia ofert w dobrej wierze po cenach mogących sprostać konkurencji na rynku bezpośredniej sprzedaży klientom biznesowym.

5. Okres [...] może zostać odnowiony przez niezależnego eksperta, jeśli spełnione są warunki testu c) powyżej.

6. Z końcem okresu, ograniczenie cenowe wymienione w art. 9 zacznie znów obowiązywać w stosunku do British Energy.

7. Po tym okresie British Energy dostarcza niezależnemu ekspertowi raport podsumowujący działania związane ze sprzedażą w tym okresie. Informacje te zostaną ocenione w raporcie rocznym niezależnego eksperta.

8. Po zakończeniu rundy kontraktowej, podczas której wystąpiły wyjątkowe warunki rynkowe, niezależny ekspert ogłasza fakt istnienia takich warunków oraz ich czas trwania.

Artykuł 11

Niniejsza decyzja jest skierowana do Zjednoczonego Królestwa Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej.

Sporządzono w Brukseli, dnia 22wrzenia 2004 r.

W imieniu Komisji
Mario MONTI
Członek Komisji