

DÉCISION DE LA COMMISSION

du 22 septembre 2004

relative à l'aide d'État que le Royaume-Uni envisage d'instituer en faveur de British Energy plc

[notifiée sous le numéro C(2004) 3474]

(Le texte en langue anglaise est le seul faisant foi.)

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

(2005/407/CE)

LA COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES,

vu le traité instituant la Communauté européenne, et notamment son article 88, paragraphe 2, premier alinéa,

vu l'accord sur l'Espace économique européen, et notamment son article 62, paragraphe 1, point a),

après avoir invité les parties intéressées à présenter leurs observations conformément aux dispositions précitées ⁽¹⁾ et vu ces observations,

considérant ce qui suit:

I. PROCÉDURE

(1) Le 9 septembre 2002, le gouvernement du Royaume-Uni a mis en place des mesures d'aides au sauvetage en faveur de la société britannique British Energy plc («BE»). La Commission a décidé de ne pas soulever d'objections en l'espèce le 27 novembre 2002 ⁽²⁾. En vertu de cette décision, les autorités britanniques avaient jusqu'au 9 mars 2003 pour soumettre un plan de restructuration ou de liquidation pour BE, ou pour démontrer que les aides avaient été remboursées.

(2) Le 7 mars 2003, les autorités britanniques ont notifié un plan de restructuration à la Commission. La notification du gouvernement britannique a été enregistrée sous le numéro de dossier d'aide d'État NN 45/03, étant donné que certaines mesures de restructuration pouvant comporter des aides étaient déjà entrées en vigueur. Un complément d'information a été présenté le 13 mars 2003. Une rencontre a eu lieu le 28 mars 2003 entre des représentants de la Commission et des autorités britanniques. Le 21 avril 2003, la Commission a adressé aux autorités britanniques une demande de renseignements, à laquelle ces dernières ont répondu le 2 mai 2003.

(3) Par courrier du 23 juillet 2003, la Commission a informé le Royaume-Uni qu'elle avait décidé d'ouvrir la procédure prévue à l'article 88, paragraphe 2, du traité CE à l'égard de l'aide concernée.

(4) La décision de la Commission d'ouvrir la procédure a été publiée au *Journal officiel de l'Union européenne* ⁽³⁾. La Commission a invité les parties intéressées à présenter leurs observations.

(5) Les autorités britanniques ont fourni à la Commission leurs observations sur l'ouverture de la procédure par lettre du 22 août 2003, enregistrée par la Commission le même jour.

(6) La Commission a reçu des observations des parties intéressées. Elle les a transmises au Royaume-Uni et lui a donné l'occasion de réagir. Les remarques du Royaume-Uni ont été reçues par courrier du 29 octobre 2003, enregistré par la Commission le 30 octobre 2003.

(7) Le 7 octobre 2003, la Commission a rencontré les autorités britanniques. À la suite de cette réunion, le Royaume-Uni a présenté des informations par lettre en date du 5 novembre 2003, enregistrée le 10 novembre 2003. Une autre rencontre a eu lieu le 28 novembre 2003. La Commission a adressé le 5 décembre 2003 au Royaume-Uni une demande d'informations, à laquelle il a répondu le 22 décembre 2003. Une nouvelle rencontre a eu lieu le 2 février 2004. Le Royaume-Uni a fourni des informations le 4 février 2004. De nouvelles informations ont été communiquées par le Royaume-Uni le 10 mars 2004. Une réunion a eu lieu le 22 mars 2004. La Commission a adressé une nouvelle demande le 19 avril 2004, à laquelle le Royaume-Uni a répondu le 11 mai 2004. Une réunion a eu lieu le 7 juin 2004. De nouvelles informations ont été communiquées le 1^{er} juillet 2004 et une réunion s'est tenue le 29 juillet 2004. Le Royaume-Uni a présenté un complément d'informations le 23 août 2004.

⁽¹⁾ JO C 180 du 31.7.2003, p. 5.

⁽²⁾ JO C 39 du 18.2.2003, p. 15.

⁽³⁾ Voir note 1 de bas de page.

II. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE L'AIDE

1. Bénéficiaire de l'aide

a) Groupe British Energy plc

- (8) BE est une société productrice d'électricité qui a été privatisée par les autorités britanniques en 1996. Hormis trois actions privilégiées détenues par les autorités britanniques (une pour BE et une pour chacune de ses deux filiales britanniques principales), BE est désormais entièrement aux mains d'investisseurs privés.
- (9) À l'époque de la privatisation, les pôles essentiels de l'activité de BE consistaient en six centrales nucléaires en Angleterre et deux centrales nucléaires en Écosse. BE continue à exploiter ces centrales, dont la capacité totale s'élève à 9 820 MW, dont 7 281 MW en Angleterre et au pays de Galles et 2 539 MW en Écosse. BE est la seule exploitante de centrales nucléaires au Royaume-Uni à être détenue par le secteur privé. BE fournit de l'électricité au marché de gros et à certains grands clients industriels et commerciaux, mais n'opère pas sur le marché de détail.
- (10) Depuis la privatisation, BE s'est associée dans une coentreprise à parts égales aux États-Unis (dénommée Amergen) afin d'acquérir et d'exploiter des centrales nucléaires dans ce pays et a acquis une participation de 82,4 % dans la concession de Bruce Power LP en Ontario, au Canada. Au Royaume-Uni, BE a racheté en 1999 les opérations de fourniture au détail de South Wales Electricity (qu'elle a ensuite revendues en 2000) et, en 2000, la centrale thermique au charbon d'Eggborough, d'une capacité de 1 970 MW, afin d'accroître sa flexibilité et d'avoir des capacités de remplacement en cas d'arrêt de ses centrales nucléaires.
- (11) Sur les huit centrales nucléaires de BE au Royaume-Uni, sept possèdent des réacteurs avancés refroidis au gaz («AGR»), qui répondent à une conception et à une technologie uniquement présentes au Royaume-Uni. La huitième, Sizewell B, fonctionne avec un réacteur à eau sous pression («REP»), dont la conception et la technologie sont largement mises en œuvre sur le plan mondial.
- (12) Les principales filiales de BE au Royaume-Uni sont les suivantes:
- British Energy Generation Ltd («BEG»), qui possède et exploite les six centrales nucléaires d'Angleterre et détient la licence relative au marché des ventes directes,
 - British Energy Generation (UK) Ltd («BEGUK»), qui possède et exploite les deux centrales nucléaires d'Écosse,

— Eggborough Power (Holdings) Ltd («EPL»), qui possède et exploite la centrale thermique au charbon d'Eggborough, en Angleterre,

et

— British Energy Power & Energy Trading Ltd («BEPET»), qui commercialise toute la production de BE (à l'exception du secteur des ventes directes) et gère les risques de marché.

b) Évolution récente

- (13) En raison de la forte baisse des prix de l'électricité sur le marché au sein duquel BE évolue, conjuguée à un manque de couverture de l'entreprise et à des arrêts imprévus dans certaines centrales, les recettes générées par les centrales de BE ont chuté considérablement en 2002. La forte proportion de coûts inévitables⁽⁴⁾ dans la structure des coûts de BE pour ses centrales nucléaires n'a également laissé que peu de marge à l'entreprise pour réagir à la chute des prix par une compression des coûts.
- (14) Une chute des prix de 8,56 GBP/MWh, comme cela s'est produit dans les deux années ayant précédé 2002, équivaut à une réduction annuelle des recettes de 642 millions de GBP par an pour une production de 75 TWh (production des centrales de BE pour l'exercice concerné). Ni les contrats de négoce d'électricité ni les ventes directes n'ont suffisamment atténué l'incidence de ce recul des prix sur les recettes de l'entreprise.
- (15) En corollaire à ces facteurs, la trésorerie de BE s'est détériorée de manière importante au cours de l'été 2002, ses liquidités passant de 231 millions de GBP au début d'avril 2002 à seulement 78 millions de GBP à la fin d'août 2002, un recul qui s'est accéléré à partir de la fin de juin 2002. Outre cette réduction massive de l'encaisse, BE a anticipé de fortes sorties de trésorerie au cours de la période allant de septembre 2002 à mars 2003, en l'occurrence des versements faits à British Nuclear Fuel Limited («BNFL») dans le cadre des contrats de gestion du combustible usé conclus avec cette dernière, d'importants investissements dans l'installation de Bruce Power au Canada et le remboursement de la première tranche des obligations de BE, arrivée à échéance le 25 mars 2003.
- (16) Le 5 septembre 2002, compte tenu de l'échec d'une émission obligataire à l'été et d'inquiétudes sur sa capacité à mobiliser des facilités bancaires non utilisées, le conseil d'administration de BE a été avisé par des conseillers juridiques que la société ne serait pas en mesure d'utiliser ses facilités de crédit. En effet, les membres du conseil d'administration ne pouvant pas déclarer que la société pourrait rembourser ces facilités de crédit, les activer serait revenu à poursuivre des activités commerciales en l'absence de toute perspective raisonnable d'éviter une liquidation pour cause d'insolvabilité. Ces circonstances ont conduit BE à se tourner vers les autorités britanniques pour obtenir un soutien financier lui permettant d'éviter une mise en liquidation judiciaire. Ce soutien financier a été adopté en tant que mesures d'aides au sauvetage par décision de la Commission du 27 novembre 2002.

(4) Il s'agit des coûts qui ne peuvent pas être évités en arrêtant la production ou en fermant les centrales.

(17) La décision renvoyait à l'engagement du gouvernement britannique de soumettre à la Commission, au plus tard six mois après l'autorisation de l'aide au sauvetage, un plan de liquidation ou de restructuration, ou de démontrer que les aides avaient été remboursées entièrement et/ou que la garantie avait été résiliée. Le 7 mars 2003, le gouvernement britannique a notifié le plan de restructuration de BE à la Commission.

2. Plan de restructuration

a) Origine des difficultés de BE

(18) Le gouvernement britannique a déterminé l'origine des difficultés de BE comme suit:

Position non couverte de BE

(19) Contrairement aux autres grandes sociétés de production du secteur privé, BE n'est pas engagée dans des activités de détail qui la garantiraient naturellement contre les risques liés au prix de l'électricité de gros. En effet, BE propose essentiellement son électricité sur le marché de gros et une petite quantité va à de grands clients industriels et commerciaux.

(20) Le positionnement de BE sur le marché de l'approvisionnement de détail des grands clients industriels et commerciaux ne lui a pas fourni une couverture contre la chute des prix de gros. Ce marché a été totalement ouvert à la concurrence en 1994. Il est concurrentiel et les consommateurs sont sensibles aux prix. Les prix sur ce marché ont également décliné. Ces baisses sont largement répercutées sur les clients. Par conséquent, un accroissement éventuel des marges de détail n'a pu compenser les conséquences de la chute des prix de gros.

Forte proportion de coûts inévitables pour BE

(21) La structure des coûts des centrales nucléaires se caractérise par des coûts inévitables très élevés et des coûts évitables ⁽⁵⁾ faibles.

(22) Certains des coûts inévitables de BE s'appliquent uniquement aux centrales nucléaires. Premièrement, les obligations de déclassement nucléaire ne sont pas liées à la production, sauf pour leur calendrier, qui dépend du calendrier de mise à l'arrêt des centrales. Deuxièmement, les coûts de gestion du combustible utilisé — coûts de retraitement, de stockage et d'évacuation définitive — ne peuvent pas non plus être évités pour le combustible qui a déjà été chargé dans le réacteur.

(23) D'un autre côté, les coûts évitables des centrales nucléaires sont inférieurs à ceux des autres centrales du réseau, y compris d'autres centrales de base.

(24) La chute des prix du marché a abouti à une réduction importante de la marge que BE réalise au-dessus des coûts évitables. Par conséquent, les crédits disponibles pour faire face à ses coûts inévitables élevés, essentiellement des coûts de financement et des engagements nucléaires découlant d'opérations passées, ont été largement réduits. Il en est résulté des difficultés dans le service de la dette, qui ont exigé une restructuration financière de l'entreprise.

(25) Outre les coûts inévitables à long terme résultant d'engagements nucléaires, BE est également en butte à des coûts inévitables élevés à court terme sous forme de dépenses de financement, augmentés en raison d'une distribution de dividende aux actionnaires, des acquisitions réalisées à Eggborough et en Amérique du Nord, et du coût des contrats d'achat d'électricité.

Importants arrêts imprévus aux centrales nucléaires de BE

(26) La baisse des recettes de BE consécutive à la chute des prix de gros de l'électricité a été exacerbée par des arrêts imprévus et importants aux centrales de Torness 2 et de Dungeness B. Le 13 août 2002, BE a annoncé que des arrêts imprévus à Torness auraient pour effet une révision à la baisse de la production nucléaire au Royaume-Uni de 67,5 TWh à 63 TWh (à 1 TWh près).

b) Mesures de restructuration

(27) La restructuration comporte les sept mesures suivantes, qui ont été arrêtées par BE, ses principaux créanciers (y compris la société publique BNFL de retraitement du combustible nucléaire) et le gouvernement britannique:

- mesure A : mesures liées au financement des engagements nucléaires,
- mesure B : mesures relatives au cycle du combustible convenues avec BNFL,
- mesure C : moratoires,
- mesure D : mesures de restructuration en liaison avec les créanciers importants,
- mesure E : introduction d'une nouvelle stratégie commerciale,
- mesure F : cession d'actifs pour soutenir le financement de la restructuration,
- mesure G : report d'impôts locaux.

⁽⁵⁾ Il s'agit des coûts qui peuvent être évités en arrêtant la production ou en fermant les centrales.

(28) Ces mesures sont détaillées aux considérants 29 à 102.

Mesure A: mesures liées au financement des engagements nucléaires

Engagements nucléaires

- (29) Les engagements nucléaires découlent essentiellement de la nécessité de retraiter ou de stocker, puis enfin d'évacuer le combustible nucléaire usé («engagements relatifs à l'aval du cycle nucléaire») et de déclasser les centrales nucléaires au terme de leur durée de vie commerciale («engagements de déclassement»).
- (30) En ce qui concerne certains engagements relatifs à l'aval du cycle nucléaire, BE a conclu des contrats en vue de la fourniture de services de gestion du combustible usé auprès de BNFL («engagements contractuels»). Les engagements contractuels représentent des montants que BE est susceptible de devoir verser par contrat à BNFL à l'avenir au titre des services de retraitement et/ou de stockage du combustible usé des centrales AGR, ou d'autres services en relation avec la gestion du combustible usé. Les contrats portent sur le retraitement et le stockage du combustible usé et des déchets associés des centrales AGR, jusqu'en 2038 ou 2086 au moins. Ces contrats sont principalement conclus pour un prix forfaitaire, tous les risques techniques liés au stockage et au retraitement du combustible nucléaire usé étant supportés par BNFL. L'ensemble du combustible usé et la plupart des déchets y afférents demeurent la propriété de BE pendant toute la durée de validité des contrats.
- (31) Il existe d'autres engagements relatifs à l'aval du cycle nucléaire, liés ou non au même combustible usé, mais pour lesquels il n'existe pas actuellement de contrats de service («engagements non contractuels»). Les engagements non contractuels ont principalement trait à l'évacuation définitive du combustible usé, du plutonium, de l'uranium et des déchets produits par le retraitement du combustible AGR, au stockage et à l'évacuation définitive du combustible usé des centrales REP, y compris la construction d'un site de stockage à sec à Sizewell B, ainsi qu'au stockage et à l'évacuation des déchets d'exploitation.
- (32) Les engagements de déclassement sont liés aux coûts d'extraction du combustible, de décontamination et de démantèlement des centrales nucléaires à partir du moment où elles cessent de produire de l'électricité. Normalement, le déclassement comporte trois niveaux:
- niveau 1: extraction du combustible du réacteur peu après la mise à l'arrêt de la centrale et retrait de ce combustible de la centrale,
 - niveau 2: démantèlement des bâtiments annexes superflus, et sécurisation et scellement du cœur du réacteur, à la suite de quoi il est entretenu et surveillé, d'ordinaire pour de longues périodes,
 - niveau 3: démantèlement du réacteur pour permettre la réutilisation du site (au moins 85 ans après la fin de la production d'électricité pour les centrales AGR et jusqu'à 50 ans pour les centrales REP).
- (33) Jusqu'à l'heure actuelle, divers accords ont été mis en place pour financer les engagements nucléaires. Lors de la privatisation, un fonds séparé, le Fonds de déclassement nucléaire («NDF»), a été créé sous la forme d'une société à responsabilité limitée par actions détenue par une fiducie indépendante. Le NDF a pour objet de constituer un fonds séparé devant être mis en œuvre pour prendre en charge une partie des engagements de déclassement. Le financement de tous les autres engagements nucléaires aurait dû être assuré par la trésorerie d'exploitation générée par les opérations réalisées par BE. Cependant, en raison de la chute des recettes de l'entreprise, celle-ci s'est avérée insuffisante à cet effet.
- (34) Le gouvernement britannique a intégré dans son plan de restructuration un certain nombre d'instruments afin d'assumer la responsabilité financière d'au moins une partie du financement des engagements nucléaires. Les nouveaux instruments seront créés en même temps que les nouvelles modalités d'apport de fonds par BE, pour couvrir les coûts des engagements nucléaires, et de gestion des engagements nucléaires de BE.
- Création d'un nouveau fonds
- (35) Le plan de restructuration prévoit que le NDF soit augmenté, ou complété par un nouveau fonds, à savoir le Fonds relatif aux engagements nucléaires («NLF»). Le NLF sera une société à responsabilité limitée détenue par une fiducie indépendante. Le NLF est destiné à financer le coût des engagements non contractuels et des engagements de déclassement concernant:
- a) tout le combustible AGR qui a été chargé dans les réacteurs de BE avant la date à laquelle toutes les conditions indispensables à la restructuration ont été remplies, y compris la décision de la Commission relative au plan de restructuration («date effective de restructuration») pour l'ensemble du combustible REP ainsi que pour le stockage et l'évacuation des déchets d'exploitation des centrales;
 - b) tous les engagements de déclassement de niveau 1 de BE,
- et
- c) tous les engagements de déclassement de niveaux 2 et 3 de BE dans la mesure où la valeur cumulée du NDF ne suffit pas à faire face aux engagements de déclassement de niveaux 2 et 3 à mesure que les paiements viennent à échéance.
- (36) Dès lors que la restructuration aura été mise en place, BE financera le NLF au moyen:
- a) de contributions fixes de déclassement de 20 millions de GBP par an, indexées sur l'indice des prix de détail, mais qui diminueront au fur et à mesure de la fermeture des centrales;

- b) 150 000 GBP, indexés de l'indice des prix de détail, pour chaque tonne de combustible REP chargée dans le réacteur de Sizewell B après la date où toutes les conditions indispensables à l'entrée en vigueur de la restructuration auront été satisfaites; selon les autorités britanniques, le montant de 150 000 GBP par tonne est comparable aux tarifs pratiqués internationalement pour la gestion du combustible usé;
- c) 275 millions de GBP en nouvelles obligations au profit du NFL; les nouvelles obligations seront très bien notées et sans garantie;
- d) des versements s'élevant au départ à 65 % de la marge nette d'autofinancement consolidée après impôt et coûts financiers et après financement des réserves de trésorerie («versements en faveur du NLF»); ces versements sont dénommés ci-après «mécanisme d'affectation de la marge d'autofinancement au service de la dette» («cash sweep»). Les mandataires du NLF seront également en droit de convertir, occasionnellement, tout ou partie des versements en faveur du NLF en un certain nombre d'actions de BE; tant que ces actions seront détenues par le NLF, elles seront sans droit de vote, pour autant qu'elles représentent, sinon, 30 % ou plus des droits de vote de BE.
- (37) Le pourcentage de la capacité d'autofinancement sur lequel les versements en faveur du NLF se fondent peut être ajusté de temps en temps, sur une base équitable et raisonnable, afin que les actionnaires bénéficient des marges d'autofinancement non distribuées et du produit des nouvelles souscriptions d'actions de BE et que le NLF et les actionnaires ne soient pas lésés par une scission, l'émission de titres auprès des actionnaires, ou d'autres transactions de l'entreprise.
- (38) Le versement des contributions fixes de 20 millions de GBP par an (indexées et décroissantes au fur et à mesure de la fermeture des centrales) en faveur du NLF ou du NDF, au titre des engagements de déclassement, sera accéléré pour atteindre une base à valeur actuelle nette (ajustée selon un taux d'actualisation approprié au NLF ou au NDF, le cas échéant) et sera immédiatement recouvrable en cas d'insolvabilité de BEG ou de BEGUK. Les paiements accélérés seront garantis par les principales sociétés du groupe BE et assortis de sûretés sur leurs actifs.
- (39) Les administrateurs du NLF n'auront pas d'autre rôle ou fonction que la gestion du Fonds et de ses investissements et la réalisation des paiements au titre des dépenses autorisées. Ils devront également analyser l'opportunité pour le NLF de reporter ces paiements ou de les convertir en actions. Les administrateurs du NLF ne seront pas habilités à réexaminer le passif et les besoins de financement ou à fixer les contributions de BE.
- Aides du gouvernement britannique en liaison avec le financement des engagements nucléaires
- (40) Le gouvernement britannique prendra les quatre mesures suivantes en liaison avec le financement des engagements nucléaires.
- Prise en charge des engagements de BE au titre de contrats antérieurs pour le combustible usé
- (41) Le gouvernement britannique s'engage à assumer la responsabilité des engagements de BE au titre de contrats conclus entre BE et BNFL («contrats antérieurs concernant le combustible usé»), pour: i) le retraitement et/ou le stockage du combustible usé AGR chargé dans les réacteurs avant la date effective de restructuration et ii) d'autres services liés à la maintenance des châteaux de transport, à la gestion de l'oxyde et au transport ferroviaire dans le cadre de contrats en vigueur avec BNFL.
- (42) Cet engagement ne couvre pas les versements liés au combustible chargé dans les réacteurs AGR après la date effective de restructuration, dont les coûts continueront à être supportés par BE dans le cadre des nouveaux contrats conclus à la suite des négociations commerciales menées entre BE et BNFL. Il ne couvre pas les paiements effectués pour le combustible REP, étant donné que celui-ci n'est pas retraité par BNFL, mais qu'il est directement géré — ou plutôt entreposé — par BE.
- Engagement de couvrir toute insuffisance de financement du NLF pour les engagements de déclassement de niveau 1 et les engagements non contractuels
- (43) Le gouvernement britannique s'engage à couvrir toute insuffisance de financement du NLF pour les engagements de déclassement de niveau 1 et les engagements non contractuels (y compris le coût de la construction du site de stockage à sec de Sizewell B et l'évacuation définitive du combustible).
- Engagement de couvrir les insuffisances de financement du NLF pour les engagements de déclassement de niveaux 2 et 3
- (44) Le gouvernement britannique s'engage à couvrir toute insuffisance de financement du NLF pour les niveaux 2 et 3 de déclassement.
- Exonération fiscale spécifique
- (45) Les engagements susmentionnés du gouvernement britannique seront comptabilisés comme un actif dans le bilan de BE et un crédit correspondant sera porté dans le compte de résultat. Dans une situation normale, cet engagement serait imposable. Selon le gouvernement britannique, cela le contraindrait à «majorer» le niveau de l'aide fournie à BE, dans le cadre du processus de restructuration, du montant de l'imposition née de l'octroi de cet engagement, pour garantir que BE soit solvable après la restructuration.
- (46) Pour éviter cette situation, les autorités britanniques vont présenter un projet législatif concernant une exonération fiscale spécifique, par l'intermédiaire du projet de loi sur l'électricité. Faute d'une telle législation, il y aurait une recette imposable d'environ 3 152 millions de GBP. Selon le gouvernement britannique, la législation relative à cette exonération fiscale a été conçue de manière qu'aucun allègement fiscal asymétrique ne soit accordé à BE à l'avenir. Toute augmentation future de la valeur de l'entreprise, en raison soit de fluctuations des prix, soit d'une revalorisation, sera imposable et elle correspondra ainsi à l'allègement fiscal obtenu par BE lorsque la dépense supplémentaire sera inscrite dans le compte de résultat.

(47) Le tableau 1 ci-dessous comporte l'analyse par les autorités britanniques des instruments d'aide décrits ci-dessus. Ces valeurs estimées sont l'objet d'incertitudes considérables. Les coûts des engagements nucléaires exonérés et les participations de BE à ces coûts sont éminemment incertains. En effet, la réduction des engagements se produira sur des périodes extrêmement longues. Ainsi, BE n'envisage pas de commencer à démanteler un réacteur AGR avant que quatre-vingt-cinq ans se soient écoulés après qu'il a cessé de produire de l'électricité, tandis que la gestion du combustible usé s'étale sur une période indéfinie. En outre, de nombreuses tâches, dont le déclassement des réacteurs AGR, ne peuvent pas s'appuyer aujourd'hui sur une

expérience directe. La valeur estimée de l'aide a changé depuis sa notification. Cela résulte principalement de l'accroissement des recettes liées au mécanisme d'affectation de la marge d'autofinancement au service de la dette en raison d'une amélioration des performances prévues de BE, de l'effet de l'inflation, de l'actualisation des montants dus au titre de l'engagement concernant les contrats antérieurs pour le combustible usé, de l'augmentation des volumes de combustible usé historique des réacteurs AGR en raison de la date effective plus tardive de la restructuration et de l'augmentation de la valeur des actifs détenus par le Fonds de déclassement des réacteurs nucléaires pour tenir compte de la valeur de marché la plus récente.

Tableau 1

Analyse des instruments d'aide ressortissant à la mesure A sur la base de projections de juillet 2004 ⁽⁶⁾

(en millions GBP)

	Proposition initiale		Projections actuelles	
	VAN [actualisée au taux nominal de 5,4 % ⁽⁷⁾]	Total des décaissements futurs (non actualisés)	VAN [actualisée au taux nominal de 5,4 % ⁽⁷⁾]	Total des décaissements futurs (non actualisés)
Engagement pour contrats antérieurs concernant le combustible usé	2 185	3 218	2 377	3 067
Engagement pour charges non contractuelles	750	3 166	951	33 752
Engagement pour charges de déclassement	879	4 917	1 115	5 062
Montants versés par BE au NLF	- 1 432	- 1 845	- 2 007	- 2 510
Montants nets payables par le ministère	197	6 238	59	5 927
Exonération fiscale	916	946	1 047	1 077
Total	3 298	10 402	3 483	10 071

Proposition initiale: flux évalués en mars 2003, aux prix de décembre 2002.

Projections actuelles: flux évalués en mars 2004, aux prix de mars 2004.

Mesure B: mesures relatives au cycle du combustible convenues avec British Nuclear Fuel Limited (BNFL)

(48) BNFL fournit à la fois du combustible nucléaire à BE pour l'ensemble de ses réacteurs et de sa filière AGR et stocke ce combustible une fois usé ⁽⁸⁾.

(49) Dans le cadre du plan de restructuration, BNFL, créancier unique le plus important de BE, est convenu de modifier ses contrats avec BE tant en ce qui concerne la fourniture de combustible que le traitement du combustible usé.

⁽⁶⁾ Tous les montants correspondent aux prix de décembre 2004.

⁽⁷⁾ Le taux d'actualisation correspond au taux nominal de 5,4 % recommandé comme taux de référence à partir du 1^{er} janvier 2003, conformément à la communication de la Commission concernant la méthode de fixation des taux de référence et d'actualisation (JO C 273 du 9.9.1997, p. 3).

⁽⁸⁾ BE achète le combustible pour sa seule centrale nucléaire REP auprès d'un autre fournisseur et ne dispose pas de contrat pour le combustible REP usé qu'elle stocke sur site.

Mesures concernant la fourniture de combustible («amont du cycle nucléaire»)

(50) Les accords de fourniture de combustible antérieurs à la restructuration conclus entre BE et BNFL remontent à 1997 et 1995 pour BEG et BEGUK, respectivement. Ils étaient censés se poursuivre jusqu'au 31 mars 2006, mais l'intention était de renégocier et de prolonger ces contrats à partir de cette date pour BEG et de prendre une option de prolongation pour BEGUK.

(51) Les frais liés à la fourniture de combustible se composent d'un montant fixe annuel et d'un montant variable supplémentaire par élément de combustible livré. Les frais sont définis en fonction d'un ajustement selon un indice d'inflation.

(52) Les conditions renégociées de fourniture de combustible sont entrées en vigueur le 1^{er} avril 2003 au moyen d'avants aux accords précédents. Les nouvelles conditions constituent également le fondement de nouveaux accords de longue durée pour fourniture de combustible AGR à partir du 31 mars 2006, destinés à entrer en vigueur le 1^{er} avril 2006. Les nouveaux accords peuvent être résiliés au terme d'une période de sept ans.

- (53) Dans le cadre des nouvelles conditions, le paiement annuel fixe au titre des accords précédents sera réduit de 5 millions de GBP par an et il fera l'objet d'une actualisation supplémentaire, liée aux prix de l'électricité de base, mais soumise à un plafond de 15 millions de GBP (tous deux aux prix de 2003 et sous réserve d'une indexation selon l'indice des prix de détail). Les autres prix resteront inchangés par rapport aux contrats précédents.
- (54) En ce qui concerne la fourniture de combustible à partir du 1^{er} avril 2006 et sous réserve qu'au moins quatre des sept centrales AGR demeurent en service, les frais fixes payables par BE s'élèveront à 25,5 millions de GBP, diminués de l'actualisation susmentionnée, assortis de frais variables (selon les contrats en vigueur) équivalant à 191 000 GBP par tonne d'uranium. Ces prix s'entendent aux valeurs monétaires de juillet 2002 et seront indexés conformément à l'indice des prix de détail.
- (55) Pour la période où tout au plus trois centrales nucléaires demeureront en service, le prix peut être établi sur la base des recommandations d'une équipe commune de BE et de BNFL, à la suite d'une étude relative au programme d'optimisation en fin de vie de l'usine de fabrication de combustible de BNFL.
- Mesures concernant le combustible usé («aval du cycle nucléaire»)
- (56) En 1995, les prédécesseurs en droit de BEG et de BEGUK (*Nuclear Electric* et *Scottish Nuclear*, respectivement) ont conclu des contrats à long terme avec BNFL pour le stockage et le retraitement du combustible AGR irradié et des services connexes. BEGUK (*Scottish Nuclear* à l'époque) a conclu un nouveau contrat en 1995 pour le stockage à long terme de tout le combustible AGR en sus de la quantité faisant déjà l'objet d'un contrat de retraitement. En 1997, BEG a également conclu un nouveau contrat pour des services de gestion du combustible usé concernant l'ensemble du combustible AGR irradié produit sur la durée de vie du site en sus de celui livré au titre du contrat de 1995 pour les réacteurs de BEG. Les contrats susmentionnés sont globalement dénommés ci-après «accords en vigueur de gestion du combustible usé». Ils couvrent la prestation de services jusqu'en 2038 ou 2086 au moins (selon la catégorie des déchets).
- (57) Dans le cadre des accords en vigueur relatifs au combustible usé, BE demeure propriétaire de tout le combustible usé. Enfin, BEG et BEGUK devront accepter des déchets vitrifiés de niveau élevé, du combustible usé, certains déchets de niveau intermédiaire et de l'uranium et du plutonium retraités provenant des stocks détenus par BNFL, en vue d'assumer leurs responsabilités quant à l'évacuation de ces produits.
- (58) Les prix contenus dans ces accords sont essentiellement des prix fixes susceptibles d'être ajustés en fonction de l'inflation et, s'agissant des engagements de stockage et de retraitement, basés sur les quantités de combustible livrées. Les prix des contrats initiaux conclus en 1995 comprennent également les sommes relatives au déclassement de l'usine THORP (usine de retraitement thermique des oxydes) de Sellafield, qui traite le combustible AGR. Compte tenu de la nature des services fournis par BNFL, BE s'est engagée à effectuer des paiements continus pour le combustible livré, qu'elle résilie ou non les contrats concernant le combustible non livré.
- (59) Les flux de paiements relatifs aux contrats de stockage et de retraitement de 1995 sont fixes et vont jusqu'à l'expiration des contrats en 2086, sur la base de versements mensuels. Le flux des paiements pour le contrat de 1997 s'appuie sur le calendrier et le tonnage des livraisons de combustible à BNFL. Ces paiements fixes correspondent à une somme forfaitaire versée selon un calendrier préétabli.
- (60) Les accords renégociés de gestion du combustible usé (ci-après «nouveaux accords de gestion du combustible usé») sont appliqués différemment selon que le combustible géré a été chargé avant ou après la date effective de restructuration.
- (61) Les modifications importantes concernant le combustible chargé avant la date effective de restructuration sont décrites ci-après:
- a) l'échéancier des paiements sera réduit de sorte que la valeur actuelle nette des paiements à venir, calculée sur la base des taux d'actualisation du secteur public britannique, demeure inchangée;
 - b) les clauses de résiliation des contrats seront modifiées de manière que ceux-ci puissent être résiliés sans l'intervention de BE, si cette dernière devenait insolvable malgré la restructuration. Les autorités britanniques ont précisé que, dans ce cas, il serait probablement nécessaire de continuer à gérer ce combustible sur le site de BNFL, à Sellafield, et que le gouvernement britannique ou le NLF devraient conclure à cet effet des accords contractuels avec BNFL, ou la société qui lui succédera. Dans ce cas, les autorités britanniques ont indiqué qu'elles attendaient de ces nouvelles modalités qu'elles se fondent sur un examen de tous les éléments pertinents à ce moment-là, y compris les clauses contractuelles en vigueur.
- (62) Les modifications importantes pour le combustible chargé à la date effective de restructuration, ou après celle-ci, sont les suivantes:
- a) la propriété du combustible usé sera transférée à BNFL au moment où celle-ci assumera le risque de la gestion du combustible usé (à savoir au moment de la livraison du combustible usé à BNFL), après quoi BE sera déchargée de toute obligation en ce qui concerne ce combustible;
 - b) le paiement des services relatifs au combustible usé sera dû au moment du chargement du combustible non irradié dans les réacteurs de BE, et non ultérieurement (c'est-à-dire au moment de la livraison du combustible usé à BNFL), et se fondera sur un plan de charge avec apurement annuel;

c) le prix de base pour le combustible utilisé sera de 150 000 GBP par tonne d'uranium, payable lors du chargement du combustible non irradié, aux prix de 2003. Ensuite, il sera indexé en fonction de l'indice des prix de détail. Chaque année, un ajustement à la hausse ou à la baisse sera effectué en fonction d'une formule reposant sur la quantité d'électricité produite par les centrales AGR et la valeur de l'électricité de base en Angleterre et au pays de Galles, ce qui protégera BE contre les fluctuations des prix de l'électricité. Le prix de base pour la gestion du combustible utilisé avoisine

0,6 GBP par MWh avant ajustement à la hausse ou à la baisse.

Impact des mesures de fourniture et de retraitement du combustible

(63) Le *tableau 2* montre les conséquences pour BE des modifications apportées aux contrats de fourniture du combustible par BNFL, telles qu'elles ont été estimées par les autorités britanniques en fonction de trois scénarios possibles d'évolution du marché de l'électricité.

Tableau 2

Conséquences des modifications apportées aux contrats de fourniture du combustible par BNFL

(en millions GBP)

Calcul des économies réalisées sur la fourniture de combustible					
Clôture de l'exercice au 31 mars	2004	2005	2006	2007	2008
Coûts avant restructuration					
— Hypothèse des banques et hypothèse favorable	221	247	232	203	213
— Hypothèse défavorable	216	241	227	198	208
Coûts après restructuration					
— Hypothèse des banques	206	231	218	188	201
— Hypothèse favorable	207	231	227	198	207
— Hypothèse défavorable	200	220	205	176	186
Économie					
— Hypothèse des banques	15	16	14	15	12
— Hypothèse favorable	14	16	5	5	6
— Hypothèse défavorable	16	21	22	22	22

(64) Les autorités britanniques ont déclaré que la présentation d'estimations précises des économies réalisées par BE après 2006 serait délicate, étant donné que les contrats de fourniture de combustible avant restructuration devaient arriver à échéance en 2006. Toute estimation des avantages pour BE des modifications intervenues devra dès lors tenir compte, dans une certaine mesure, des avantages retirés par BNFL de la prolongation des contrats jusqu'à la fin de la durée de vie des installations de BE, ce que reflètent les prix des nouveaux contrats. Compte tenu de ces incertitudes, les autorités britanniques ont précisé que l'estimation interne de BE relative aux économies de coûts sur la durée de vie des centrales s'élèverait à 239 millions de GBP (non actualisés) et à 140 millions de GBP [actualisés au taux réel de 3,5 % ⁽⁹⁾]. Le *tableau 3* révèle les conséquences pour BE des modifications apportées aux contrats pour le combustible utilisé des réacteurs AGR de BNFL, telles que prévues par les autorités britanniques, en tenant compte des trois

mêmes scénarios éventuels ⁽¹⁰⁾. La valeur actuelle nette est calculée sur la base du taux d'actualisation de 3,5 % du secteur public britannique. Ce *tableau* ne porte que sur les conséquences des modifications de prix pour les contrats relatifs au combustible chargé à la date effective de restructuration, ou après celle-ci. Les conséquences des modifications des contrats pour le combustible chargé préalablement à la date effective de restructuration sont difficiles à quantifier, car elles ne se concrétiseraient qu'en cas d'insolvabilité de BE. Par ailleurs, les avantages pour BE du transfert de propriété du combustible utilisé, et des charges qui l'accompagnent, au profit de BNFL sont difficiles à apprécier, de l'avis des autorités britanniques. Celles-ci ont cependant indiqué qu'une estimation subjective des avantages pour BE de ce transfert de propriété avoisinerait les 1 421 millions de GBP (non actualisés) et les 148 millions de GBP (actualisés à un taux nominal de 5,4 %). Cet avantage n'est pas repris au *tableau 3*.

⁽⁹⁾ Ce pourcentage correspond au taux d'actualisation du secteur public.

⁽¹⁰⁾ La définition de ces trois scénarios est donnée au considérant 111 ci-dessous.

Tableau 3

Conséquences sur la VAN des modifications apportées aux contrats futurs de combustible AGR ⁽¹¹⁾

(en millions GBP)

	VAN	Total des paiements non actualisés
Avant restructuration		
— Hypothèse des banques	592	1 117
Après restructuration		
— Hypothèse des banques	418	558
— Hypothèse favorable	881	1 204
— Hypothèse défavorable	3	4
Économie		
— Hypothèse des banques	174	559
— Hypothèse favorable	- 289	- 87
— Hypothèse défavorable	589	1 113

Mesures concernant les composés d'uranium

- (65) Initialement, les sociétés ayant précédé BEG et BEGUK achetaient elles-mêmes les composés d'uranium en vue de leur transfert à BNFL et de leur utilisation pour la production et la fabrication de combustible nucléaire pour leurs usines AGR. La société qui est aujourd'hui BEGUK a ensuite transféré ses contrats d'achat de composés d'uranium à BNFL. Ces contrats antérieurs étaient à long terme et n'auraient suffi, en tout état de cause, que pour les quantités relativement faibles de matière nécessaire à BEGUK. Par conséquent, ce changement n'a conféré à BNFL qu'une marge étroite pour mettre au point une unité d'achat et de fourniture de composés d'uranium.
- (66) Dans le cadre de la renégociation par BE et BNFL des contrats de fourniture de combustible nucléaire par BNFL à BE, il a été décidé que BEG transférerait également ses contrats d'achat de composés d'uranium à BNFL, laquelle deviendrait donc responsable de l'élaboration des modalités futures d'achat des composés d'uranium pour le combustible nucléaire des centrales AGR de BEG.
- (67) Simultanément, BNFL achètera les stocks de composés d'uranium de BEG, dont la valeur comptable estimée s'élève à 67 millions de GBP.

Mesure C: moratoires

- (68) Dans le cadre du plan de restructuration, BE a conclu des accords («accords de moratoire») instituant un moratoire, sous certaines conditions, des paiements dus à BNFL et à un certain nombre de créanciers financiers importants («les créanciers importants»), parmi lesquels les détenteurs de la majorité des obligations en livres sterling émises par BE en 2003, 2006 et 2016 («les obligataires»), le syndicat de banques d'Eggborough, y compris la Royal Bank of Scotland

en tant qu'émettrice d'une lettre de crédit («RBS») (conjointement les «banques prêteuses») et les parties contractantes aux trois contrats d'achat d'électricité hors du cours («CAE») et contrats de différence: Teaside Power Limited («TPL»), Total Fina Elf («TFE»), et Enron (collectivement dénommées «les parties aux CAE»).

- (69) Au titre des accords de moratoire, la période de moratoire commence le 14 février 2003 et s'achève au plus tôt le 30 septembre 2004 ou à l'occasion d'une échéance ou de l'achèvement de la restructuration. Pendant cette période, BNFL et les créanciers importants sont convenus avec BE qu'ils n'engageront aucune démarche pour entamer une procédure de mise en liquidation pour insolvabilité, ni pour exiger ou accélérer le paiement de montants dus par BE.
- (70) Les obligations de BE, de BNFL et des créanciers importants dans le cadre des accords de moratoire sont décrites aux considérants 71, 72 et 73.

Obligations de BE aux termes des accords de moratoire

- (71) Dans le cadre des accords de moratoire:
- les intérêts continueront à être servis aux obligataires et aux banques d'Eggborough conformément aux modalités en vigueur;
 - un intérêt de 6 % par an sera versé à la RBS (au titre de sa lettre de crédit) sur un montant de 34 millions de GBP et aux parties aux CAE sur leurs créances (RBS: 37,5 millions de GBP, TPL: 159 millions de GBP, TFE: 85 millions de GBP, Enron: 72 millions de GBP);
 - EPL recevra des montants correspondant à ses frais d'exploitation et à ses dépenses d'investissement;
 - BE continuera à acheter de l'électricité à TPL à prix fixe, selon des niveaux basés sur la courbe actuelle des prix à terme pour l'électricité jusqu'à l'achèvement de la restructuration;

⁽¹¹⁾ Par hypothèse, la date effective de restructuration est fixée au 1^{er} avril 2004. VAN en mars 2003.

- e) des intérêts reviendront à BNFL au titre des montants dus dans le cadre des accords de gestion du combustible utilisé actuellement en vigueur, à partir du 1^{er} avril 2003, et ils seront levés si la restructuration a lieu. Les montants acquis au titre des accords de gestion du combustible utilisé en ce qui concerne le combustible chargé avant la date effective de restructuration seront gelés dans la mesure où ils dépassent les montants qui auraient été exigibles si les nouveaux accords de gestion du combustible utilisé étaient entrés en vigueur à partir du 1^{er} avril 2003, et ils seront levés si la restructuration se produit.

Obligations de BNFL et des créanciers importants aux termes des accords de moratoire

(72) Dans le cadre des accords de moratoire:

- a) de novembre 2002 jusqu'au 31 mars 2003, BNFL gèlera tous les paiements dus au titre des accords en vigueur de gestion du combustible utilisé à partir du 1^{er} avril 2003, et bloquera la différence entre les paiements dus au titre des anciens et des nouveaux accords de gestion du combustible utilisé;
- b) les obligataires gèleront le principal dû au titre des obligations de 2003;
- c) les banques d'Eggborough gèleront les remboursements du principal et les autres paiements dus au titre du contrat de capacité et de péage («CTA»), à l'exception de ceux compris dans le cadre des obligations maintenues de BE;
- d) la RBS gèlera tous les montants au titre de sa contre-garantie, de la garantie composite ou de la lettre de crédit,

et

- e) les parties aux CAE gèleront tous les montants dus au titre des CAE, à l'exception de ceux faisant partie des obligations maintenues de BE.

(73) Les obligations d'un créancier important au titre de son accord de moratoire des paiements cesseront de s'appliquer si l'un des événements ci-après se produit et si un créancier important adresse à BE un avis de résiliation:

- a) il y a défaut de paiement des montants non reportés dus audit créancier important pour une période supérieure à vingt jours ouvrables;
- b) la liquidation judiciaire ou le dépôt de bilan sont prononcés pour BE ou l'une quelconque de ses filiales;
- c) le gouvernement britannique adresse une demande écrite de remboursement de la facilité de crédit ou de toute facilité de remplacement consentie par des banques commerciales et garantie par le gouvernement britannique, ainsi que de la contre-garantie correspondante de BE et de ses filiales en faveur du gouvernement britannique;
- d) les autorisations obligatoires n'ont pas été accordées par l'agent chargé de la facilité de crédit d'Eggborough, la RBS, le syndicat bancaire TPL ou Enron;
- e) BE ou l'une quelconque de ses filiales publie des documents prévoyant, pour les créanciers importants, des conditions autres que celles auxquelles les créanciers importants ont souscrit.

Conséquences du moratoire

(74) Le tableau 4 indique le montant des liquidités qui seraient économisées par BE conformément aux accords de moratoire, selon les autorités britanniques, si la date effective de restructuration était le 31 mars 2004.

Tableau 4

Économies réalisées par BE grâce aux accords de moratoire

(en millions GBP)

	Exercice clôturé fin mars 2003	Exercice clôturé fin mars 2004
BNFL	132	265
Obligataires	110	0
Banques d'Eggborough	47	40
TPL	13	33
TFE	3	14
Enron	4	19
Impact TVA	0	- 8
Impact intérêts	- 9	- 21
Impact du moratoire	300	342
Liquidités cumulées	300	642

Mesure D: mesures de restructuration liées aux créanciers importants

(75) Outre les accords de moratoire, le plan de restructuration prévoit la restructuration et le rééchelonnement des montants exigibles par les créanciers importants. Le 14 février 2003, BE a conclu un accord non contraignant avec les créanciers importants en vue d'un compromis et d'une répartition concernant leurs créances.

(76) Les créances détenues par les créanciers importants qui ont fait l'objet du compromis, telles qu'elles figurent dans les états financiers non audités de BE pour le semestre allant au 30 septembre 2002, sont les suivantes:

- obligataires: 408 millions de GBP,
- banques prêteuses: 490 millions de GBP,
- parties aux CAE: 365 millions de GBP.

(77) Dans le cadre des conditions principales, les créances relatives aux CAE ont depuis été fixées à 316 millions de GBP au titre des mesures de restructuration.

(78) Les créances seront restructurées et rééchelonnées comme suit:

- a) 275 millions de GBP de nouvelles obligations seront émises à l'intention des obligataires, des banques prêteuses, de la RBS, de TPL, de TFE et d'Enron;
- b) un CTA révisé sera conclu avec les banques d'Eggborough; il impliquera pour les banques un rendement équivalant à 150 millions de GBP de nouvelles obligations;
- c) des actions ordinaires de BE seront émises à l'intention des obligataires, des banques prêteuses, de la RBS, de TPL, de TFE et d'Enron.

Mesure E: introduction d'une nouvelle stratégie commerciale

(79) BE a modifié sa stratégie commerciale pour s'efforcer de réduire son exposition aux risques liés à la production et aux prix. Cette révision constitue l'un des éléments des mesures de restructuration qui renforcent la solidité financière de BE.

Rappel

(80) BE est l'une des principales sociétés productrices d'électricité du Royaume-Uni et fournit plus de 20 % de l'électricité du pays. Le portefeuille de production électrique de BE se décompose en production nucléaire (83 % de la capacité) et production thermique à base de charbon (17 % de la capacité), et est susceptible d'atteindre environ 75 TWh par an.

(81) La branche commerciale de BE, BEPET, est responsable de la commercialisation de la production de BE, de la gestion de l'exposition de BE aux fluctuations des prix du marché de l'électricité et de l'optimisation des prix de vente obtenus par BE par rapport au marché. 83 % de la capacité de BE étant d'origine nucléaire, BEPET se concentre essentiellement sur la vente de cette production, qui est pour l'essentiel continue.

(82) La centrale thermique au charbon d'Eggborough constitue également un élément important du portefeuille d'activités. Elle présente une souplesse de production susceptible de s'adapter au niveau de demande fluctuant des clients et constitue une «assurance» précieuse en cas d'arrêt nucléaire. Elle offre de la souplesse pour ce qui est des objectifs des grands clients industriels et commerciaux et d'une partie du négoce de gros.

(83) Pour gérer l'exposition de BE aux prix du marché tout en optimisant les prix de vente obtenus sur le marché, BEPET vend sa production à terme. Avant que l'électricité ne soit produite, BEPET s'efforce, comme les autres producteurs, d'avoir vendu 100 % de sa production pour éviter d'être exposée aux prix traditionnellement volatils du mécanisme d'équilibrage. En vendant à l'avance, la société est en mesure de garantir que les volumes produits à l'avenir seront vendus aux prix en vigueur à l'époque de la vente et, dans certains cas, que les prix relatifs à la production future seront fixes.

(84) BEPET dispose d'un certain nombre de canaux pour vendre la production de BE et écoule 32 % de cette production totale par le biais du service «ventes directes aux entreprises» (DSB). Le DSB a vu son importance s'accroître et il constitue un élément essentiel de la stratégie commerciale de BE.

(85) La part que BE vend sur le marché de détail représente une petite portion de sa capacité de production par rapport à d'autres producteurs importants en Grande-Bretagne. La croissance de BE sur ce marché est tirée par son objectif de diversification des possibilités de livraison plutôt que par des visées ayant trait au marché de détail lui-même. BE réalise une marge brute d'environ 2 %⁽¹²⁾ sur ses ventes directes, ce qui dénote la nature compétitive de ce marché.

(86) La raison des difficultés financières de BE en septembre 2002 réside dans trois accords d'achat d'électricité très en dehors du cours et dans des contrats de différence qu'elle avait conclus dans le cadre de son activité commerciale et entrepreneuriale antérieure. Chacun de ces éléments est repris dans l'accord de compromis conclu avec les créanciers importants dans le cadre des mesures de restructuration.

(12) La marge brute se fonde sur l'ensemble des recettes avant intérêts et impôt, diminuées des coûts directs de fourniture (y compris les coûts de l'électricité et de la livraison). Source: BE.

- (87) Le premier élément porte sur le contrat avec TFE. Par rapport aux prix du marché actuels, le prix d'exercice de ce contrat est très élevé. Le contrat a été conclu en 1997, époque où les prix étaient en moyenne beaucoup plus élevés qu'à l'heure actuelle. Il s'agit donc pour BE d'un accord très en dehors du cours et la créance due à TFE s'élève à 85 millions de GBP.
- (88) Le deuxième élément concerne le contrat d'échange à terme avec Enron, en date du 1^{er} avril 1996, qui est un instrument financièrement stable basé sur la différence entre les prix du pool en période de consommation forte et faible. Le contrat a été conclu par BE préalablement à l'acquisition d'Eggborough. Il s'agissait d'une protection contre l'amplitude variable des activités croissantes de BE dans le secteur des clients industriels et commerciaux. La créance due à Enron et reconnue dans les mesures de restructuration au titre de ce CAE en dehors du cours s'élève à 72 millions de GBP.
- (89) Le troisième élément a trait à un contrat avec TPL hérité de l'acquisition de SWALEC par BE, en 1999. Le contrat a été initialement conclu le 26 juin 1991. Il est très en dehors du cours. La créance due à TPL et reconnue par les mesures de restructuration au titre de ce CAE s'élève à 159 millions de GBP.
- Nouvelle stratégie commerciale de BE
- (90) Dans le cadre des mesures de restructuration, BE a décidé de s'assurer davantage de ventes à prix fixe à moyen terme pour sa production. Selon le gouvernement britannique, la mise en œuvre de cette stratégie réduira la volatilité des liquidités et renforcera la viabilité financière à long terme de la société.
- (91) Dans le cadre de la nouvelle stratégie, les transactions à prix fixe avec livraison différée de la production conduiront la société à effectuer la prévente d'une proportion importante de sa production au cours des prochaines trois à cinq années à prix fixe, ce qui permettra à BEPET de fixer la valeur d'une plus grande partie de la production future.
- (92) Les objectifs majeurs de la nouvelle stratégie commerciale sont les suivants: i) limiter les risques liés aux prix en obtenant davantage de contrats à prix fixe, ii) conserver des canaux de distribution viables pour l'important volume produit, et iii) générer des liquidités supplémentaires pour maintenir des réserves financières suffisantes.
- (93) Depuis que cette nouvelle stratégie a été mise en place au début du mois de décembre 2002, BE est parvenue à vendre 14,8 TWh supplémentaires de sa production au titre des ventes directes pour la période 2003-2006, grâce au renouvellement de contrats annuels et à la prolongation de certains contrats pluriannuels. Au 6 mars 2003, BE avait également conduit des négociations avec un certain nombre de cocontractants au titre du négoce structuré.
- (94) Le 6 février 2003, un contrat important a été signé avec British Gas Trading Limited pour la vente d'environ 10 TWh par an jusqu'au 1^{er} avril 2007, plus de la moitié de cette quantité étant à prix fixe.
- (95) Les nouveaux contrats avec BNFL procurent également à BE une certaine couverture pour le prix de l'électricité en raison du prix variable, indexé sur le prix de l'électricité, qui sera payé pour la fourniture de combustible AGR et les services de gestion du combustible AGR usé. Aux prix actuels du marché, les nouveaux accords fournissent une couverture partielle pour environ 60 % de la production AGR de BE, qui s'élève approximativement à 58 TWh par an.
- (96) BE se propose de se concentrer sur les objectifs ci-après dans le cadre de sa stratégie à moyen terme:
- a) faire en sorte que les centrales nucléaires de BE fonctionnent selon les normes de sécurité et les niveaux de performance mondiaux;
 - b) renforcer la sécurité tout en améliorant la productivité et la compétitivité;
 - c) réduire l'exposition aux prix de l'électricité de gros au Royaume-Uni, tout en continuant à assurer des débouchés fiables pour la production; cet objectif sera atteint par la combinaison de conditions contractuelles, de l'accès à une production flexible grâce à Eggborough et de contrats directs, l'accent étant essentiellement mis sur la clientèle des entreprises commerciales et industrielles;
 - d) mettre au point des opérations rentables dans le domaine des énergies renouvelables pour soutenir la compétitivité des ventes directes;
 - e) maintenir son engagement en faveur des activités liées à la sécurité et financées par l'Union européenne dans l'ex-Union soviétique et en Europe de l'Est.
- Mesure F: cession d'actifs pour soutenir le financement de la restructuration
- Bruce Power
- (97) Le 23 décembre 2002, BE a annoncé qu'elle avait conclu un contrat contraignant pour se défaire de la participation de 82,4 % qu'elle détenait dans Bruce Power, selon le schéma suivant: 79,8 % au bénéfice d'un consortium constitué par Cameco, BPC Generation Infrastructure Trust et TransCanada PipeLines Limited (conjointement «le Consortium») et 2,6 % au bénéfice de Power Workers' Union Trust N° 1 et The Society. En outre, le consortium a accepté d'acquiescer à la participation de 50 % de BE dans la société Huron Wind, au projet d'éoliennes en Ontario. La vente de Bruce Power et de Huron Wind au consortium a été réalisée le 14 février 2003. Au terme de cette vente, BE a reçu un paiement comptant de 678 millions de CAD. En outre, BE devrait recevoir jusqu'à 140 millions de CAD de montants conditionnels liés au redémarrage de deux tranches de Bruce A et à des comptes bloqués.

- (98) Le produit initial de 275 millions de GBP, diminué de certaines sommes correspondant au coût des opérations, a été versé sur un compte approuvé par le ministère du commerce et de l'industrie et à son profit, dans le cadre de l'accord de facilité de crédit («CFA»).

AmerGen

- (99) Exelon Generation Company, LLC («Exelon») et British Energy Investment Ltd ont sollicité des propositions pour leurs participations respectives dans AmerGen, eu égard à la vente de cette dernière. Le 22 décembre 2003, les actionnaires de BE ont approuvé la cession à Exelon Generation Company LLC de la participation de 50 % de BE dans AmerGen. BE a reçu environ 277 millions d'USD en numéraire.

Mesure G: report de taxes locales

- (100) Un certain nombre de collectivités locales sont convenues de reporter, sans intérêts, l'échéance de taxes sur les sociétés que BE leur devait.
- (101) Conformément aux informations transmises par les autorités britanniques, ces collectivités locales sont les suivantes:
- Lancaster City Council, pour la centrale de Heysham, à hauteur de 1 775 240 GBP,
 - Shepway District Council, pour la centrale de Dungeness, à hauteur de 578 524 GBP,
 - Hartlepool Borough Council, pour la centrale de Hartlepool, à hauteur de 447 508 GBP,
 - North Ayrshire Council, pour la centrale de Hunterston, à hauteur de 735 947 GBP,
 - Lothian Council, pour la centrale de Torness, à hauteur de 765 986 GBP.

- (102) Ce sont au total 4 303 205 GBP de taxes sur les sociétés qui ont été reportées de novembre 2002 à février 2003. En ce qui concerne la mesure G, les taxes ont été payées dans leur totalité par BE en février 2003 et des intérêts de 65 656,24 GBP pour retard de paiement ont été versés le 7 octobre 2003. Le calcul du taux d'intérêt s'est fondé sur les taux de référence de la Commission pour le Royaume-Uni, à savoir 6,01 % jusqu'au 31 décembre 2002 et 5,42 % après cette date.

c) *Conséquences financières des mesures de restructuration*

- (103) Avant de faire état des conséquences du plan de restructuration sur la viabilité de BE, les autorités britanniques ont décrit le fonctionnement économique de la production électronucléaire. Dans son analyse du fonctionnement économique de la production d'électricité de BE, la notification établit une distinction entre les coûts évitables et les

coûts inévitables liés à l'exploitation des centrales de BE. Les centrales nucléaires se distinguent par des coûts inévitables très élevés et des coûts évitables relativement faibles, eu égard notamment aux coûts marginaux à court terme. Selon les autorités britanniques, étant donné que la décision de produire de l'électricité est motivée par le niveau des coûts évitables et que les centrales nucléaires présentent les coûts marginaux à court terme les plus modestes, l'exploitation de centrales nucléaires est une activité économiquement rationnelle.

- (104) Les autorités britanniques font ensuite valoir que, si la restructuration de BE est couronnée de succès, la société ne sera pas structurellement déficitaire. Selon les autorités britanniques, le plan est en mesure de régler les questions à l'origine des difficultés de BE et d'aboutir à sa viabilité à long terme. Ainsi, il améliorera la stratégie commerciale de BE consistant à s'efforcer de contrebalancer sa position non couverte, il soulagera BE de certains de ses coûts fixes très élevés en prenant en charge les engagements nucléaires antérieurs, et il lui permettra de constituer des réserves de liquidités suffisantes pour garantir ses activités.

- (105) Le plan de restructuration de BE a pour objet de restructurer les coûts et la dette de BE et de mettre en place une structure de capital stable afin que la société continue à opérer à long terme comme une entité financièrement viable. Pour que BE puisse être réputée financièrement viable, le gouvernement britannique a pris comme hypothèse que, à l'issue d'un certain laps de temps, la société devra être rentable, dégager des liquidités positives et être en mesure de financer ses activités de manière permanente.

- (106) Les éléments suivants du plan de restructuration ont été mis au point afin que l'objectif de viabilité financière puisse être atteint:

a) vente de la participation de BE dans Bruce Power et AmerGen, afin de constituer des ressources en liquidités au sein de la société, de renforcer sa solidité et de réduire l'éventail de ses activités;

b) réduction de la base des coûts constants de BE par des négociations commerciales avec les créanciers importants pour parvenir à des compromis relatifs à leurs créances antérieures et conclure des accords de moratoire jusqu'à la réalisation de la restructuration, en échange d'une combinaison de nouvelles dettes et de nouvelles actions de BE à l'issue de la restructuration;

c) prise en charge des coûts de certains engagements nucléaires par le gouvernement britannique et renégociation commerciale des contrats relatifs au combustible nucléaire en amont et en aval du cycle avec BNFL, les nouveaux accords commerciaux conclus avec cette dernière ayant également réduit l'exposition de BE à des mouvements défavorables des prix de l'électricité;

- d) mise en œuvre d'une nouvelle stratégie commerciale pour limiter l'exposition de BE aux risques liés aux volumes et aux prix du marché de gros de l'électricité.
- (107) Selon les autorités britanniques, le plan de restructuration a été mis au point pour tenir compte d'une exigence essentielle en matière de viabilité financière, à savoir la capacité de la société à financer ses activités. Étant donné que la société serait confrontée à des difficultés pour obtenir des financements auprès du marché bancaire ou obligataire, compte tenu notamment du nombre relativement restreint des prêteurs disposés à financer une société électronucléaire, le plan de restructuration doit être considéré comme une solution de rechange à un financement extérieur. Il prévoit la constitution et le cumul de réserves de liquidités. Ces réserves de liquidités devraient permettre à la société de conclure des contrats de négoce de l'électricité exigeant des sûretés et de faire face à des insuffisances de liquidités sans devoir faire appel à des financements extérieurs. En conséquence, le plan de restructuration envisage la création de deux réserves: une réserve de garantie en liquidités et une réserve de liquidités et d'indisponibilité. Bien qu'il y ait deux ensembles séparés de réserves, celles-ci pourront être fongibles et la réserve de liquidités et d'indisponibilité pourrait être utilisée pour satisfaire des besoins de garantie supplémentaires, et inversement. Cette mesure doit renforcer la robustesse de BE.
- (108) BE a engagé plusieurs actions pour améliorer sa trésorerie, notamment:
- a) la réduction de l'impact de la saisonnalité par la gestion de profils de paiement, le cas échéant;
- b) des initiatives supplémentaires de réduction des coûts;
- c) la titrisation des sommes à recevoir au titre des ventes directes.
- (109) De surcroît, BE a effectué une planification de ses activités, qui a débouché sur une réactualisation des projections financières, et a procédé à un réexamen détaillé des questions relatives à la performance de ses centrales.
- (110) Dans la période s'achevant au 31 mars 2004, les réserves liquides ont été augmentées au moyen de deux sources financières: les accords de moratoire (mesure C) et les cessations d'actifs (mesure F), après remboursement d'engagements en instance au titre de l'accord de facilité de crédit dans le cadre de l'aide au sauvetage.
- (111) Les autorités britanniques ont élaboré trois scénarios financiers pour tenir compte des variables auxquelles la position financière de BE est particulièrement sensible: la production d'électricité et les tarifs de l'électricité. Les projections financières ont été révisées par le cabinet Deloitte & Touche en sa qualité de consultant économique pour le marché de l'énergie auprès du gouvernement britannique. Les hypothèses de production et de dépenses d'investissement retenues dans le cadre des scénarios de planification des activités ont été révisées par le cabinet WS Atkins, en sa qualité de conseiller technique de BE et de Citigroup, et par le cabinet Stone & Webster Management Consultants, Inc., en sa qualité de conseiller technique du gouvernement britannique.
- (112) Le réexamen a tenu compte de trois changements importants intervenus depuis la notification de mars 2003, à savoir le niveau des prix de l'électricité, le programme d'amélioration des performances (PIP) visant à améliorer la fiabilité des centrales nucléaires et les garanties relatives à l'activité commerciale.
- (113) Les prix de l'électricité ont évolué de manière importante au cours des derniers mois. Selon les autorités britanniques, les prix de l'électricité s'établissent actuellement au-dessus de 28 GBP/MWh, alors qu'ils s'élevaient à 16,4 GBP/MWh en mars 2003. Les principaux facteurs de l'évolution des prévisions des prix de l'électricité sont à rechercher dans le mouvement des prix des combustibles utilisés (charbon, gaz, pétrole), la tarification du carbone mise en œuvre dans le cadre du projet européen d'échange des droits d'émission et les marges de réserve de capacité.
- (114) Historiquement, le parc nucléaire de BE s'est révélé moins performant que ses homologues internationaux. Les centrales les plus anciennes ont souffert de sous-investissements et toutes les centrales présentent un fort potentiel d'amélioration, ainsi que des risques d'indisponibilité élevés à court terme. Par conséquent, BE a mis au point des plans de remise à niveau des centrales. Les avantages du PIP devraient découler de changements de culture et d'organisation et d'une augmentation des investissements dans les équipements et le personnel. À terme, il devrait en résulter une réduction du manque de fiabilité des centrales et une augmentation de la production.
- (115) BE a également tenu compte du renforcement récent des exigences en matière de garanties à la suite de l'accroissement des prix du marché.

- (116) Pour déterminer l'impact sur la position financière de BE d'autres hypothèses de production et de prix de l'électricité, BE a envisagé une hypothèse favorable et une hypothèse défavorable, qui intègrent toutes deux l'évolution des prix de l'électricité, les avantages du PIP et les projections prévues en matière de garanties:
- a) l'hypothèse favorable, qui a servi de base à l'établissement du budget de BE pour l'exercice et qui est utilisée pour fixer des objectifs de performance; elle est équivalente dans ses grandes lignes à l'hypothèse favorable évoquée dans la décision d'ouverture de la procédure;
- b) l'hypothèse de recotation, qui constitue le fondement des informations diffusées publiquement et du prospectus relatif à la cotation; cette hypothèse est à considérer comme une «hypothèse des banques»; les chiffres afférents à l'hypothèse de recotation découlent de la courbe des prix à terme, qui utilise un modèle de marché reprenant les points de vue de BE sur les coûts des combustibles et la tarification du carbone;
- c) la pire des hypothèses, qui équivaut à l'hypothèse défavorable et tient compte des incertitudes concernant les prix et la production; les prix relevant de cette hypothèse sont basés sur une courbe des prix élaborée par BE.
- (117) Le gouvernement britannique a utilisé, pour tester la viabilité de BE, la marge de manœuvre financière de l'entreprise. Il a abouti aux estimations ci-après pour la période 2005-2010.

Tableau 5

Marge de manœuvre financière

(en millions GBP)

Hypothèse de recotation/Hypothèse des banques	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Réserve de liquidités	[...] (*)					
Impact de la saisonnalité et de la facilité relative aux créances						
Marge de manœuvre après prise en compte de la saisonnalité						
Impact cumulé des vulnérabilités en termes de trésorerie, de production et de garanties ⁽¹⁾						
Marge de manœuvre après prise en compte des vulnérabilités						
Impact cumulé des mesures de gestion sur la trésorerie et les garanties						
Marge de manœuvre après mesures de gestion						
Pire des hypothèses/Hypothèse défavorable						
Réserve de liquidités						
Impact de la saisonnalité et de la facilité relative aux créances						
Marge de manœuvre après prise en compte de la saisonnalité						
Impact cumulé des mesures de gestion sur la trésorerie et les garanties						
Marge de manœuvre après prise en compte des vulnérabilités						
Impact cumulé des mesures de gestion sur la trésorerie et les garanties						
Marge de manœuvre après mesures de gestion						

(¹) Les vulnérabilités sont des domaines où BE et ses conseillers estiment qu'il existe un risque plus élevé que les hypothèses considérées ne se concrétisent pas. Les points sensibles ont trait aux niveaux de production dans les divers scénarios, pour traduire les performances historiquement médiocres des centrales.

(*) Secret d'affaires.

(118) Les autorités britanniques ont également fourni un compte de résultat estimatif concernant l'hypothèse de recotation pour la période 2005-2009.

Tableau 6

Compte de résultat dans le cadre de l'hypothèse de recotation

Compte de résultat	Période quinquennale de prévision				
	2005	2006	2007	2008	2009
Production nucléaire en TWh	[...]				
Produits					
Ventes d'électricité					
Ventes diverses					
Produits totaux					
Coûts d'exploitation					
Frais de combustible					
Frais de personnel					
Matières et services					
Capital affecté aux pertes et profits					
Amortissements et dépréciations					
Coûts d'exploitation totaux					
Bénéfice (perte) d'exploitation					
Quote-part des nouvelles activités commerciales (bénéfice avant impôt)					
AmerGen (avant réévaluation)					
Bénéfice avant charges financières et impôts					
Charges financières					
Réévaluation (nette)					
Intérêts nets et autres charges financières					
Charges financières totales					
Bénéfice avant impôt	17	171	186	336	355
Participations minoritaires (part du bénéfice avant impôt)	0	0	0	0	0
Bénéfice avant impôt (et garantie du gouvernement britannique)	17	171	186	336	355
Mouvement de la garantie du gouvernement britannique	0	- 96	- 133	- 206	- 156
Bénéfice avant impôt (et charges exceptionnelles)	17	75	53	130	199
Charges exceptionnelles	4 068	0	0	- 40	0
Bénéfice avant impôt (après charges exceptionnelles)	4 085	75	53	90	199
Impôts et taxes	0	0	0	- 26	- 87
Bénéfice après impôt et charges exceptionnelles (avant impôt sur produits exceptionnels)	4 085	75	53	64	112

Source: BE.

Note: Les chiffres relatifs à 2004/2005 ont été établis sur une base pro forma (qui les rend plus facilement comparables; à des fins comptables, les frais de combustible et les chiffres sur la réévaluation concernent les nouveaux contrats relatifs au combustible, même si techniquement ces derniers n'entreront pas en vigueur avant la date effective de restructuration).

- (119) Cette estimation montre que le bénéfice avant impôt, les participations minoritaires, les engagements du gouvernement britannique et les produits exceptionnels connaissent une amélioration les faisant passer de 17 millions de GBP en 2005 à un montant situé entre 171 millions et 355 millions de GBP pour les exercices ultérieurs. En 2005, le produit exceptionnel concerne l'enregistrement comptable de l'engagement du gouvernement britannique de financer les charges nucléaires visées dans la mesure A.
- (120) Le bénéfice avant impôt est considérablement réduit par les provisions en faveur du NLF à partir de 2005. Cependant, ces versements représentent 65 % de la capacité d'autofinancement disponible après le service de la dette et ne sont pas payables lorsque la marge est négative ou que des versements sont nécessaires pour respecter les objectifs en matière de réserve de liquidités.
- (121) L'analyse des projections financières de BE démontre que, dans le cadre de l'hypothèse de recotation, l'entreprise restructurée devrait générer des bénéfices et une marge d'autofinancement permettant de satisfaire les diverses parties prenantes, et que des versements importants devraient être réalisés pour financer les engagements non contractuels et les engagements de déclasserement avant tout versement aux actionnaires.

3. Motifs d'ouverture de la procédure

- (122) Dans sa décision d'ouverture de la procédure, la Commission note que le plan de restructuration confère à BE un avantage concurrentiel sélectif dans un secteur où il existe un commerce intracommunautaire. Les mesures A et G font directement intervenir le budget de l'administration centrale et de collectivités locales britanniques, donc des ressources d'État. Elles constituent des aides d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE. Il est également possible que la mesure B et, du moins partiellement, la mesure C fassent également intervenir des ressources d'État, dans la mesure où la société publique BNFL n'aurait pas agi selon le principe de l'investisseur privé dans une économie de marché. Il semble donc que ces mesures constituent également des aides d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE.
- (123) La Commission a analysé les aides au regard des lignes directrices communautaires pour les aides d'État au sauvetage et à la restructuration des entreprises en difficulté ⁽¹³⁾ (ci-après «les lignes directrices»).
- (124) Cette analyse a conduit la Commission à émettre les doutes suivants en ce qui concerne la compatibilité des aides avec le marché commun.
- (125) La Commission doute que le plan aboutisse au rétablissement de la viabilité de BE dans un délai raisonnable. En effet, certaines des mesures s'étalent sur une période très longue (jusqu'en 2086 au moins). En outre, l'amélioration de la situation de BE ne serait apparemment due qu'au soutien extérieur concédé par les pouvoirs publics et les principaux créanciers, et non à une restructuration industrielle interne. De plus, au cas où elle constituerait une aide d'État,

on pourrait voir dans la renégociation des prix de fourniture du combustible et de la gestion du combustible utilisé avec BNFL une aide au fonctionnement à vie en faveur des centrales nucléaires, ce qui serait incompatible avec la condition selon laquelle, après sa restructuration, BE devra affronter le marché en ne comptant que sur ses seules forces, ainsi qu'avec le principe du «pollueur-payeur».

- (126) La Commission doute que l'aide puisse être autorisée sans qu'aucune mesure compensatoire ne soit proposée pour en compenser les effets sur les concurrents. À cet égard, la Commission reconnaît qu'il n'existe probablement pas de surcapacité structurelle sur le marché en cause ou seulement une surcapacité très limitée. Elle considère néanmoins qu'étant donné le caractère fortement concurrentiel de ce marché et l'importance du montant de l'aide, une mesure compensatoire serait selon toute vraisemblance nécessaire pour que l'aide soit compatible, même si cette mesure ne consiste pas dans la fermeture définitive de centrales électriques.
- (127) La Commission n'est pas convaincue que l'aide soit limitée au minimum nécessaire. À cet égard, elle note que le plan prévoit un mécanisme par lequel BE participera aux coûts de restructuration moyennant un pourcentage de ses liquidités disponibles. Toutefois, étant donné, notamment, la grande incertitude qui entoure les montants d'aide qui seront accordés, la Commission n'est pas en mesure, au stade actuel, d'apprécier si l'aide est limitée au minimum.
- (128) Compte tenu des considérations qui précèdent, la Commission conclut à l'existence de doutes quant à la conformité du plan de restructuration avec les critères prévus par les lignes directrices et avec la question de savoir si les mesures mises en œuvre ou prévues par le gouvernement britannique en faveur de BE peuvent être considérées comme compatibles avec le marché commun. La Commission a par conséquent décidé d'ouvrir la procédure prévue à l'article 88, paragraphe 2, du traité CE.

- (129) Dans la notification, la Commission a précisé que cette décision était sans préjudice de l'application du traité Euratom. Certaines mesures, notamment les mesures A et B, doivent être analysées au regard des objectifs du traité Euratom. En conséquence, la Commission demande au Royaume-Uni de lui fournir toutes les informations pouvant servir à l'analyse des mesures, notamment des mesures A et B, à la lumière des objectifs du traité Euratom.

III. OBSERVATIONS DES PARTIES INTÉRESSÉES

- (130) Comme suite à la publication de la décision d'ouverture de la procédure et dans le délai prévu par cette publication, la Commission a reçu des observations de 20 tierces parties, dont BE elle-même. Ces observations peuvent être résumées comme suit:

⁽¹³⁾ JO C 368 du 23.12.1994, p. 12.

British Energy plc (BE)

- (131) BE souligne que l'affaire est inhabituelle en raison du mode de fonctionnement du marché de l'électricité et de la structure économique des centrales nucléaires.

Contribution de BE au plan de restructuration

- (132) BE met en avant que les coûts hérités du passé représentés par ses engagements nucléaires ne peuvent plus être pris en charge par l'entreprise, compte tenu de l'effondrement des prix de l'électricité qui s'est produit au Royaume-Uni. Dans le cadre du plan de restructuration, BE doit également consentir des versements importants pour apurer les coûts du passé. En ce qui concerne les coûts de déclassement et les autres engagements nucléaires non couverts par les nouveaux contrats avec BNFL, la contribution de BE se fera par l'intermédiaire du NDF/NLF. D'autres mesures touchant BE et ses investisseurs englobent la vente des actifs de l'entreprise en Amérique du Nord, la perte par les actionnaires antérieurs de la totalité de leur investissement, l'accord conclu avec les investisseurs antérieurs et l'émission de nouvelles obligations.

Durée du plan

- (133) BE souligne qu'un versement forfaitaire au bénéficiaire ne serait pas faisable, notamment parce que certains des coûts en question seront encourus à des dates situées dans un avenir très lointain. Le rejet du plan de restructuration de BE en raison du fait qu'il soulagerait BE une fois pour toutes de certains engagements définis, fussent-ils inquantifiables au stade actuel, constituerait un précédent qui viendrait s'opposer à l'approbation d'aides à la restructuration rendues nécessaires par l'existence du poids du passé.

Les accords de moratoire avec BNFL et d'autres créanciers importants

- (134) BE est d'avis qu'aucune conclusion ne peut être tirée d'une comparaison avec les accords conclus avec les créanciers privés. Ainsi, dans le cas de BNFL, une partie importante de ses activités de base serait menacée, voire rendue non viable, si le fonctionnement des centrales de BE devenait non rentable.

Les nouveaux contrats avec BNFL

- (135) BE souligne que BNFL a adopté une position extrêmement ferme et n'est finalement venue à résipiscence qu'en raison de l'inquiétude suscitée par le fait que BE aurait, sinon, été mise en liquidation. Les conditions qui ont été renégociées sont les plus modiques que BE estimait pouvoir obtenir sur un plan commercial, tout en assurant sa solidité après la restructuration. Selon BE, la Commission a pu se méprendre sur la nature commerciale des nouveaux contrats conclus avec BNFL en raison d'un malentendu sur la situation et, notamment, sur le déroulement des faits. BE fournit une annexe à son dossier qui expose ses raisons de croire que les prix obtenus dans le cadre des nouveaux contrats ne lui sont pas particulièrement favorables.

Le retour à la viabilité

- (136) BE rappelle que le problème auquel le plan de restructuration doit répondre réside essentiellement dans le fait que le nouvel environnement créé par la baisse spectaculaire des prix de gros de l'électricité ne permet plus à BE de faire face aux «coûts hérités du passé». Selon BE, le plan de restructuration règle valablement ce problème.

Les effets de l'aide sur la concurrence

- (137) S'agissant des effets des mesures d'aides sur la concurrence, BE fait valoir que, étant donné que les coûts marginaux à court terme de ses centrales nucléaires sont si inférieurs à ceux de tout autre fournisseur de base, ses centrales nucléaires sont assurées en permanence de fonctionner. Or, le niveau précis des coûts marginaux à court terme de BE n'est pas pertinent pour la fixation des prix de l'électricité, qui reflètent les coûts marginaux à court terme plus élevés d'un fournisseur moins important.

- (138) BE explique que les centrales nucléaires ne sont pas flexibles d'un point de vue technique et économique et que leur fonctionnement pour une production autre qu'une production de base n'est pas économique. S'agissant de sa stratégie commerciale, BE indique que l'économie de la production électronucléaire tend à induire l'entreprise à se concentrer sur la vente de sa production à l'avance, sur des marchés à plus long terme.

- (139) Selon BE, il n'existe pas de surcapacité en matière de production d'électricité en Grande-Bretagne. Pour ce qui est des mesures compensatoires, BE défend l'idée selon laquelle l'obligation de fermeture prématurée de l'une quelconque de ses centrales nucléaires ne serait pas économiquement efficiente, étant donné que les mesures d'aides ont pour objet de préserver sa capacité nucléaire qui, en termes de production d'électricité et moyennant des dépenses évitables réduites à un minimum, constitue la production présentant le meilleur rapport coût-efficacité sur le marché britannique. En outre, une telle démarche empiéterait sur l'exercice, par le gouvernement britannique, de ses compétences vis-à-vis des sources de production énergétique au Royaume-Uni et augmenterait les rejets dans l'atmosphère de gaz préjudiciables à l'environnement.

British Nuclear Fuels plc — BNFL

- (140) BNFL est une entreprise publique qui opère dans le secteur nucléaire. Elle fournit, retraite ou entrepose le combustible nucléaire de BE. Hormis ses activités liées au cycle du combustible, BNFL exploite également quelques centrales nucléaires Magnox et travaille à la conception de centrales nucléaires.

- (141) La réponse de BNFL se concentre sur la question de l'existence d'une aide à BE dans les mesures B et C. BNFL indique que toutes ses interventions dans le plan de restructuration de BE sont conformes au principe de l'investisseur privé dans une économie de marché et qu'elles ne contiennent donc pas d'éléments d'aide.

Les négociations ayant abouti à la révision des accords (mesure B)

- (142) BNFL explique que, sur les conseils de ses conseillers financiers (NM Rothschild & Sons Limited — «Rothschild»), elle était déjà parvenue à la conclusion, en avril 2002, que «des mesures de sauvetage en bonne et due forme», présentant des avantages pour elle-même, étaient préférables à la mise en liquidation de BE, compte tenu de la position très vulnérable de BNFL en tant que créancier principal de BE, de son manque de garanties et des faiblesses de sa situation juridique. BNFL ajoute que son conseil d'administration n'a cependant donné son accord à la restructuration des contrats en vigueur avec BE qu'à la condition que cette dernière ne soit pas renflouée à n'importe quel prix et que tout plan de sauvetage proposé à BE comporte un avantage commercial pour BNFL, déjà confrontée au déficit de son bilan.
- (143) BNFL fournit le détail de chacune des propositions et contre-propositions successives de part et d'autre, assorties de l'avis de Rothschild sur chacune d'elles. BNFL présente également par le menu la chronologie et la teneur des négociations qui ont eu lieu entre BE et elle-même et qui montrent qu'elle avait déjà précisé qu'elle était disposée à épauler BE avant que celle-ci ne s'adresse au gouvernement britannique pour qu'il lui vienne en aide, mais qu'elle s'était rendu compte qu'une telle démarche ne serait pas possible en l'absence d'un plan global de restructuration. Les discussions ont été engagées dès mai 2000, quand BE a demandé pour la première fois, sans succès, que soit appliquée la clause de force majeure contenue dans les contrats. De nouvelles discussions furent entamées dans le courant de l'année 2002.
- (144) BNFL souligne également qu'elle n'a pas été associée aux discussions menées entre BE et le gouvernement britannique. À partir de l'analyse conduite par ses conseillers juridiques et financiers indépendants, BNFL est parvenue à la conclusion qu'une restructuration avec retour à la solvabilité répondait à son intérêt commercial bien compris et a abouti à un accord avec BE sur les conditions définitives, le 28 novembre 2002. Ce n'est qu'après l'accord intervenu sur ces conditions définitives avec BE que BNFL a été informée des détails précis de la participation du gouvernement britannique.
- (145) La comparaison par BNFL des conditions du 3 septembre et des conditions définitives montre qu'il existe des similitudes notables entre les deux séries de conditions et que le résultat final est nettement plus voisin de la position initiale de BNFL que de celle de BE.

Comparaison des conséquences pour BNFL d'une restructuration de BE avec retour à la solvabilité par opposition à une mise en liquidation de cette entreprise

- (146) BNFL présente, de manière circonstanciée, son évaluation des avantages commerciaux qu'elle retire de la restructuration avec retour à la viabilité par comparaison avec la mise en liquidation de BE, à partir de l'analyse effectuée par des conseillers financiers et juridiques. Elle discerne des risques considérables pour elle-même en cas de mise en liquidation de BE, en raison notamment du fait que celle-ci présente d'importants soldes de prêts intersociétés non documentés conclus entre diverses sociétés du groupe BE, que les contrats de BNFL avec BE sont à bien des égards uniques et qu'aucun enseignement limpide ne peut être

retiré de liquidations antérieures. Par ailleurs, en tant que seul créancier à bénéficier de garanties sur les centrales nucléaires de BE, le gouvernement britannique aurait joué un rôle capital dans l'issue d'une mise en liquidation. Cependant, BNFL n'a pas été informée de l'attitude que le gouvernement britannique aurait été amené à adopter dans cette éventualité.

- (147) Si le rôle de BNFL en tant que fournisseur principal de BE aurait pu, comme on pourrait s'y attendre, la placer dans une position de force en cas de négociations liées à une mise en liquidation judiciaire, son aptitude à brandir une menace crédible de suspension des livraisons de marchandises et de services à BE a été mise à mal par un certain nombre de facteurs. Ainsi, BNFL indique que, en tant que créancier individuel le plus important de BE, elle serait confrontée à d'énormes pertes financières si les centrales nucléaires de BE devaient être fermées au cas où elle mettrait une telle menace à exécution. En outre, il n'est pas acquis que BNFL puisse légalement résilier les contrats et renvoyer à BE le combustible usé et les déchets qu'elle aurait déjà reçus, étant donné qu'une telle opération ne serait pas autorisée par la législation britannique sur la sécurité nucléaire. Enfin, en tant que société de services nucléaires responsable, BNFL devait continuer à fournir des services à BE, dans la mesure où refuser de le faire aurait constitué un manquement à la sécurité ou aurait même pu être perçu comme une source d'insécurité pour des tiers.
- (148) L'analyse à laquelle BNFL s'est livrée à propos de l'insolvabilité de BE s'est concentrée sur trois scénarios possibles, à savoir la fermeture des centrales nucléaires de BE avec un recouvrement de fonds minime, la reprise par BNFL des centrales nucléaires de BE, avec prise en charge de tous les engagements nucléaires de cette dernière, ce qui constitue une opération hautement risquée et peu attrayante, et la reprise par le gouvernement britannique, les créanciers existants étant invités à accepter une très forte dévalorisation de leurs créances.
- (149) Par conséquent, le projet de restructuration avec retour à la solvabilité s'est révélé être plus attrayant commercialement, étant donné qu'il réduit l'exposition de BNFL vis-à-vis de BE et dégage un flux de recettes plus élevé et plus assuré pour BE que la mise en liquidation. Aussi, BNFL est réputée avoir agi comme l'aurait fait tout autre créancier privé.

Comparaison avec la position des autres créanciers

- (150) Enfin, BNFL a comparé le rendement obtenu par l'ensemble des autres créanciers importants avec son propre rendement, pour s'assurer que les conditions proposées constituaient une solution raisonnable. Afin de protéger encore davantage sa position, BNFL a également veillé à l'inscription d'une clause, dans le document sur les conditions définitives, lui permettant de reprendre les concessions proposées si un autre créancier important se voyait offrir des conditions plus favorables que BNFL. Rothschild a mis à jour son analyse dès que les conditions détaillées sur lesquelles BE était en train de se mettre d'accord avec les autres créanciers principaux furent arrêtées et le cabinet a confirmé que les accords conclus par BNFL ne semblaient pas, dans les faits, être moins avantageux que ceux conclus avec les autres créanciers principaux. En outre, aucun des accords contractuels révisés n'entrera en vigueur tant que la restructuration ne sera pas achevée.

Les accords de moratoire conclus entre BNFL et BE

- (151) En ce qui concerne la mesure C, BNFL indique que, avec l'aide de Rothschild, elle a vérifié qu'elle n'accordait pas davantage de concessions en matière de moratoire sur sa créance que les autres créanciers importants. Lorsque BNFL a compris que les autres créanciers obtenaient des conditions plus favorables qu'elle-même au titre des accords de moratoire (même si la situation de BNFL ne pouvait pas être directement comparée à celles des autres créanciers importants de BE), la société s'est interrogée sur le point de savoir si elle devait s'efforcer de renégocier et de demander des intérêts. Elle a conclu qu'il était improbable que BE puisse verser des intérêts et générer un excédent suffisant de liquidités pendant la période de moratoire pour que la restructuration puisse se poursuivre. En outre, malgré sa situation dans le cadre des accords de moratoire, BNFL se redresserait globalement dans de meilleures conditions si une restructuration avec retour à la solvabilité devait être engagée.

La relation entre BNFL et le gouvernement britannique

- (152) BNFL fait valoir que sa décision de conclure des accords avec BE a été prise de son propre chef et qu'elle ne lui a pas été suggérée par le gouvernement britannique. Que BNFL soit une société publique ne suffit pas pour permettre de penser que ses décisions sont dictées par le gouvernement britannique. Bien que le gouvernement britannique soit le seul actionnaire de la société, BNFL est autonome par rapport à celui-ci en ce qui concerne la conduite quotidienne de ses opérations commerciales et elle doit opérer dans un contexte commercial. BNFL a joint un document relatif à son statut juridique. La société ajoute que, tout au long de ses négociations avec BE, elle a tenu son actionnaire (le ministère du commerce et de l'industrie) informé de ses discussions avec l'entreprise. BNFL y voit la situation commerciale typique d'une société qui a un actionnaire dominant. Le ministère du commerce et de l'industrie a précisé à BNFL qu'il n'approuverait, au titre des accords de gouvernement d'entreprise avec BNFL, que des accords révisés avec BE conclus sur une base commerciale pour BNFL.

Greenpeace

- (153) Greenpeace Limited est la branche britannique de Greenpeace International, dont deux des activités principales sont les actions militantes pour mettre un terme à l'utilisation de l'électricité nucléaire et la promotion de l'utilisation de sources d'énergie propres et renouvelables au Royaume-Uni.

Mesure A

- (154) Greenpeace fait valoir que, en plafonnant les contributions de BE au financement des engagements nucléaires, la mesure A constitue une aide au fonctionnement injustifiable en faveur de l'entreprise et/ou de ses actionnaires, qui permet de rehausser l'attractivité de celle-ci sur le marché pour les investisseurs.

Mesure B

- (155) Selon Greenpeace, les mesures B et C constituent des aides au fonctionnement injustifiables, car elles octroient à BE un soutien permanent de la part de BNFL, qui agit ou est réputée agir, au nom ou sur l'ordre de l'État, dans la mesure où:
- a) BNFL est une entreprise en difficulté qui ne survit que grâce à des aides d'État;
 - b) BNFL a participé à des négociations tripartites avec le gouvernement et BE, qui ont abouti à l'élaboration des mesures de restructuration de BE, aussitôt que BNFL eut refusé de modifier les conditions de ses contrats avec cette dernière; Greenpeace a, par conséquent, invité la Commission à demander à BNFL de présenter des copies de ses documents internes pour établir si cette société était dans le secret des négociations de BE avec le gouvernement britannique;
 - c) les accords sont en tout état de cause dénués d'un véritable caractère commercial; selon Greenpeace, les contrats de BNFL avec BE ne sont pas des accords commerciaux, et ne l'ont jamais été; ils font davantage figure d'un artifice conçu pour procurer à BNFL un flux garanti de recettes; ainsi, les mesures d'aides à la restructuration continuent de procurer à BNFL ce flux de recettes;
 - d) les conditions de tarification renégociées ne reflètent pas les véritables coûts liés aux services fournis, mais elles sont en rapport avec les prix de gros; étant donné que l'avantage conféré par les contrats est permanent et qu'il dépend d'un accord à durée indéterminée, l'aide implique un soutien à long terme au bénéfice de BE et ne constitue donc pas un avantage ponctuel destiné à rétablir sa viabilité; il s'agit en conséquence d'une aide «au fonctionnement», et non d'une «aide à la restructuration», qui ne saurait être compatible avec le marché commun.

Compatibilité de l'aide

- (156) Greenpeace partage tous les doutes de la Commission et conclut que l'aide est incompatible avec le traité CE. L'organisation souligne en particulier que l'aide à la restructuration n'aurait pas seulement un effet sur les opérateurs existants, mais découragerait également de nouveaux concurrents, parce qu'elle empêche les opérateurs en place et les nouveaux arrivants d'exploiter leur propre efficacité. En outre, soutenir des producteurs d'énergie nucléaire ne serait pas cohérent avec la déclaration gouvernementale sur la diversité des sources d'énergie, y compris les sources d'énergie renouvelables.

- (157) En ce qui concerne la question de la surcapacité, Greenpeace estime que la «marge de planification» utilisée par la National Grid pour planifier les besoins de la prochaine génération, afin de garantir la sécurité des capacités, ne constitue pas l'élément approprié à prendre en considération pour évaluer s'il existe une surcapacité sur le marché. Selon Greenpeace, il est vraisemblable qu'une surcapacité structurelle existe déjà sur le marché et que la tendance soit à l'augmentation.

- (158) Greenpeace doute que la fermeture de certaines centrales de BE s'avère plus coûteuse pour les contribuables, étant donné que la capacité de BE à contribuer au remboursement de ses dettes existantes est douteuse. Greenpeace ajoute que, dans une perspective à court terme, rien ne permet de penser que le Royaume-Uni ne serait pas à même d'atteindre ses objectifs dans le cadre du protocole de Kyoto.
- (159) Greenpeace fait valoir que, selon des études qu'elle a fait réaliser, il est à la fois réalisable et sûr de fermer immédiatement ou progressivement des centrales nucléaires. Elle conclut que l'option de la fermeture partielle ou progressive des centrales de BE pourrait nécessiter une aide plus limitée.

Traité applicable

- (160) Greenpeace estime que le traité Euratom n'empêche pas une évaluation des aides dans le cadre du traité CE. En l'absence de règles sectorielles applicables aux aides à l'industrie nucléaire dans le traité Euratom, les dispositions relatives aux aides d'État du traité CE devraient donc s'appliquer. Greenpeace cite les affaires jointes 188/80 et 190/80, France et autres contre Commission ⁽¹⁴⁾. Greenpeace affirme en outre que les mesures d'aide ne portent sur des matières qui peuvent relever du traité Euratom que dans la mesure où elles ont trait à la sécurité des installations nucléaires, plus particulièrement à la sécurité du déclassement. Greenpeace conclut que les mesures en question ne sont pas nécessaires pour atteindre les objectifs visés et que la poursuite d'une aide au fonctionnement sous quelque forme que ce soit ne peut être estimée nécessaire pour préserver la sécurité, alors qu'il existe une option sûre et viable consistant en une fermeture progressive, totale ou partielle, des centrales de BE. Selon Greenpeace, la Commission devrait se conformer à l'encadrement communautaire des aides d'État pour la protection de l'environnement ⁽¹⁵⁾.

Powergen

- (161) Powergen est l'un des principaux acteurs du secteur de l'électricité en Angleterre et au pays de Galles. Cette firme représente 11 % de la capacité de production (14 % pour BE) et fournit des quantités importantes d'électricité à de gros clients industriels et commerciaux, ainsi qu'à des PME et à des particuliers. Elle appartient au groupe E-ON.
- (162) Powergen est opposée aux mesures d'aide. Elle fait valoir que l'aide permettra à BE de continuer à exploiter ses centrales nucléaires, qu'elle aurait sinon fermées. À cet égard, Powergen conteste l'avis des autorités britanniques selon lequel les centrales continueraient à fonctionner dans tous les cas de figure. Powergen craint que l'aide ne permette à BE d'offrir des prix artificiellement bas pour acquérir des parts sur le marché des grandes entreprises et de faire son entrée sur le marché des ménages. BE aurait également la possibilité de financer des investissements dans la production non nucléaire.

- (163) En ce qui concerne les mesures de compensation, Powergen souhaite être consultée sur tout ce qui serait mis en place et suggère les trois mesures possibles qui suivent.
- (164) Tout d'abord, avancer la fermeture du réacteur B de Dungeness à avril 2004. Selon Powergen, si cette fermeture avancée était annoncée suffisamment à l'avance, le marché aurait le temps de mettre en place les capacités nécessaires pour disposer d'une marge suffisante.
- (165) Ensuite, fixer l'affectation de l'aide, en interdisant le croisement des financements entre les établissements déficitaires (les centrales AGR) et les autres branches de BE, en divisant les activités de production et de fourniture de BE en organes distincts, dotés d'une comptabilité distincte, et en imposant des contrôles spécifiques de l'utilisation des fonds par BE pour veiller à ce qu'elle n'utilise pas à d'autres fins les montants versés par l'État pour rembourser son passif dans le secteur nucléaire. Ces mesures devraient rester d'application aussi longtemps que le plan de restructuration.
- (166) Troisièmement, prévenir les distorsions de concurrence sur le marché de détail de l'électricité, en interdisant à BE de vendre à des prix inférieurs à ses coûts (le coût de l'acquisition de l'électricité sur le marché de gros, majoré des autres frais de vente), en plafonnant la part de BE sur le marché industriel et commercial (Powergen mentionne un plafond indicatif de 20 %) et en interdisant à BE de pénétrer sur de nouveaux marchés de détail. Ces mesures devraient rester d'application aussi longtemps que le plan de restructuration et la Commission devrait en évaluer l'efficacité après cinq années de mise en œuvre.
- (167) En ce qui concerne le retour à la viabilité, Powergen affirme que les scénarios pris en compte par les autorités britanniques pour évaluer la viabilité future de BE sont trop optimistes, en particulier en ce qui concerne la disponibilité des centrales BE par rapport à des points de référence passés.

- (168) Enfin, Powergen considère qu'il est bien établi que les règles en matière d'aides d'État prévues par le traité CE s'appliquent à l'industrie nucléaire, nonobstant «l'existence du traité Euratom». Elle se réfère à la même affaire de 1990 que Greenpeace.

InterGen

- (169) InterGen est une firme productrice d'électricité au niveau mondial, qui exerce son activité sur tous les continents. Elle représente 2 % de la capacité de production de l'Angleterre et du pays de Galles (14 % pour BE), avec deux centrales en exploitation et une en construction. Elle vend l'essentiel de sa production sur le marché de gros et une partie fait l'objet de contrats à long terme. Elle est également présente sur le marché du commerce du gaz. Elle appartient conjointement à Shell et Bechtel.

⁽¹⁴⁾ Rec. 1982, p. 2545.

⁽¹⁵⁾ JO C 37 du 3.2.2001, p. 3.

(170) Intergen fait valoir qu'il existe un souci de sécurité de l'approvisionnement au Royaume-Uni et que la sécurité nucléaire pourrait être gérée par les liquidateurs. La firme attire l'attention de la Commission sur le fait que l'aide à BE a causé et cause toujours un préjudice à InterGen et sur le fait que d'autres concurrents d'InterGen, comme Teeside Power Limited, qui comptent parmi les créanciers de BE, sont également favorisés par rapport à InterGen dans le cadre du plan de restructuration. InterGen indique qu'elle et sa filiale devront recevoir des compensations pour le préjudice subi, si la Commission autorise l'aide.

Première partie intéressée souhaitant conserver l'anonymat

(171) Cette partie fait valoir que, selon des informations parues précédemment dans la presse, le prix du retraitement avant la restructuration de BE se montait à quelque 1 000 GBP/kg de métal lourd (ML). À la suite de la restructuration de BE, un prix d'environ 150 GBP/kg ML a été convenu entre BNFL et BE, soit 85 % de moins que le prix convenu initialement. Elle ajoute que les contrats de retraitement initiaux entre BNFL et BE étaient fondés sur le système du prix de revient majoré, ce qui signifie que les clients de base ne pouvaient obtenir un contrat de retraitement que s'ils acceptaient d'assumer — proportionnellement — l'intégralité des coûts, majorés d'une marge bénéficiaire. Dans ce contexte, si les coûts de retraitement fixés avec les clients de base se situent à 1 000 GBP/kg ML, le nouveau prix convenu avec BE est forcément très loin de couvrir les coûts. Même pour les nouveaux contrats, le prix se monte à 1 000 GBP/kg ML (prix 2003).

(172) Elle conclut que ces prix montrent que BNFL n'a pas agi, dans ses négociations avec BE, comme un investisseur privé dans une économie de marché, à moins que BNFL soit disposée à étendre ces conditions favorables à d'autres clients.

Drax Power Limited

(173) Drax est la plus grande firme productrice d'électricité à partir de centrales au charbon en Europe occidentale. Elle appartenait auparavant à AES Corporation, un groupe américain du secteur de l'énergie ayant des intérêts dans la production, la distribution et la fourniture d'électricité dans le monde entier. Le 5 août, AES Corporation a cédé le contrôle de Drax à ses créanciers. Le 30 août 2003, Drax a annoncé qu'elle avait conclu un accord d'exclusivité avec International Power plc en vue de sa restructuration.

(174) Selon Drax, les mesures A, B et G constituent une aide d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE. Drax reconnaît que les mesures D, E et F ne constituent pas une aide d'État. Drax considère que le montant de l'aide est difficile à estimer. En ce qui concerne la mesure A, Drax est d'avis que son montant pourrait être largement supérieur à l'estimation actuelle, en particulier parce que les engagements de déclassement ne sont pas enregistrés au

Royaume-Uni et qu'il est peu probable que BE contribue aux coûts des engagements nucléaires. Au bout du compte, le gouvernement britannique restera toujours responsable des engagements relatifs à l'aval du cycle du combustible nucléaire et au déclassement. Le Royaume-Uni ne permettra jamais que BE soit mise en faillite. Drax estime que l'avantage fiscal lui-même devrait être notifié en tant qu'aide.

Mesures B et C

(175) En ce qui concerne la renégociation des contrats avec BNFL, Drax estime qu'aucun investisseur privé n'aurait jamais accepté des termes commerciaux aussi désavantageux, le condamnant à des pertes présentes et futures considérables, en dépit de la clause de force majeure et du fait que BE soit son plus gros client. Il est clair que la renégociation a été gravement préjudiciable à BNFL. Elle débouchera sur une réduction du paiement forfaitaire annuel pour la convention de fourniture de combustible qui se chiffrera entre 5 et 20 millions de livres sterling par an. Cet avis est confirmé par le rapport comptable 2004 de BNFL. En outre, il s'avère que, même si BE devait être mise en liquidation, ses centrales continueraient à fonctionner et auraient les mêmes besoins en combustible et en services de gestion, de retraitement et d'élimination de ce combustible après utilisation. La question serait donc de savoir si l'administration judiciaire pourrait obtenir les mêmes conditions de BNFL. En outre, BNFL pourrait exploiter d'autres possibilités d'activités si ses relations avec BE devaient se restreindre. BNFL n'agit pas selon le principe de l'investisseur en économie de marché. Par conséquent, la mesure B est une aide d'État.

(176) Drax estime que le moratoire de BNFL prévu par la mesure C constitue également une aide d'État, étant donné que BNFL ne perçoit pas d'intérêts pendant le moratoire, au contraire des autres créanciers qui y participent.

Compatibilité de la mesure d'aide

(177) Drax émet d'autres observations sur la compatibilité de l'ensemble des mesures d'aide. Elle ne met pas en question le fait que BE soit une entreprise en difficulté. Toutefois, elle est d'avis que le manque de couverture de BE était entièrement dû à une décision curieuse de sa direction de céder ses activités de détail. En outre, BE aurait pu réduire ses coûts en fermant une partie ou la totalité de ses centrales, étant donné qu'il est plus coûteux de faire fonctionner certaines centrales nucléaires que de les fermer temporairement.

Rétablissement de la viabilité

(178) En ce qui concerne le rétablissement de la viabilité, Drax estime que le plan proposé n'est pas un vrai plan de restructuration. En outre, BE se trouve et restera toujours dans une situation différente de ses concurrents. Elle continuera à produire et à vendre de l'électricité sur le marché à n'importe quel prix et exercera une pression permanente à la baisse sur les prix, au détriment de tous ses autres concurrents.

(179) Drax conteste l'utilisation que fait le gouvernement britannique des coûts marginaux à court terme comme étalon de la viabilité de BE. La restructuration soulage BE des coûts principaux d'un producteur d'électricité nucléaire. La décision d'une entreprise de faire son entrée sur un marché particulier ou d'y rester présente dépendra de la question de savoir si, sur une période raisonnable, elle peut couvrir ses coûts moyens et réaliser un retour sur investissement raisonnable. Ce n'est pas le cas pour BE, qui a été soulagée de tout risque commercial.

Durée de l'aide

(180) En ce qui concerne la durée de l'aide, Drax est d'avis que le financement d'engagements illimités pendant une période aussi longue n'est pas compatible avec les lignes directrices. Elle fait également valoir qu'une aide au fonctionnement continue ne peut être considérée comme limitée au minimum nécessaire. En outre, en ce qui concerne la contribution propre de BE, Drax constate qu'il existe un doute quant au produit de la cession des actifs et que la contribution de BE au Fonds relatif aux engagements nucléaires (NLF) provient de montants financés par une aide et ne peut donc être prise en compte.

Distorsion de concurrence

(181) Sur la question des surcapacités et des compensations accordées aux créanciers, Drax fait observer que la marge de capacité de 20 % citée dans la décision d'ouverture de la procédure ne concerne que la pointe de consommation hivernale. Selon le NGC, la pointe de consommation hivernale est de 20,3 %. Drax fait valoir qu'il serait rationnel pour tout opérateur de BE de fermer une partie de la capacité de production pendant les mois d'été. Il en résulterait une économie nette.

(182) Drax estime qu'un certain nombre de mesures compensatoires et/ou de modification du plan de restructuration contribueraient à le rendre plus conforme aux lignes directrices et permettraient d'offrir des compensations aux concurrents qui n'ont pas bénéficié d'une aide. Drax propose ce qui suit:

- a) retirer BE du marché concurrentiel en créant un système d'achat obligatoire de l'énergie nucléaire à un prix déterminé, qui serait similaire à ce que prévoit le décret sur le recours aux énergies renouvelables (Renewables Obligation). BE ne pourra jamais faire l'objet d'une restructuration qui lui permette d'affronter à égalité la concurrence des autres acteurs du marché non subventionnés. S'il est impossible de retirer du marché la production de BE, la meilleure solution est de la séparer du marché concurrentiel. Le prix de l'électricité nucléaire devrait être réglementé et pourrait être fixé en fonction du coût du capital et d'autres paramètres traditionnels de détermination du prix. Cela permettrait de répondre au souci du gouvernement britannique d'assurer la sécurité de l'approvisionnement et éliminerait toute distorsion de concurrence;
- b) réduire la durée et rééquilibrer le risque des contrats avec BNFL en faveur de BNFL;

- c) céder Eggborough;
- d) interdire à BE de faire d'autres acquisitions ou d'agir en numéro un du marché;
- e) obtenir l'engagement du gouvernement britannique sur le principe d'une aide unique non renouvelable.

Relations entre le traité Euratom et le traité CE

(183) Drax émet également des commentaires sur la relation avec le traité Euratom. Elle estime que les traités CE et Euratom poursuivent des objectifs complémentaires plutôt que contradictoires.

Autres parties intéressées

(184) Des observations ont également été présentées par Trade Unionists for Safe Nuclear Energy (within a Balanced Energy Policy) — TUSNE ⁽¹⁶⁾, M. Robert Freer ⁽¹⁷⁾, The UK Chemical Industries Association («CIA») ⁽¹⁸⁾, John Hall Associates («JHA») ⁽¹⁹⁾, the Energy Intensive Users Group («EIUG») ⁽²⁰⁾, Terra Nitrogen ⁽²¹⁾, Energywatch ⁽²²⁾, Teollisuuden Voima Oy («TVO») ⁽²³⁾, National Grid Transco ⁽²⁴⁾, the Royal Academy of Engineering ⁽²⁵⁾, Enfield Energy Centre Limited («EECL») ⁽²⁶⁾, the Energy Information Centre Ltd («EIC») ⁽²⁷⁾, Major Energy Users' Council Ltd («MEUC») ⁽²⁸⁾, ainsi qu'une deuxième partie intéressée souhaitant conserver l'anonymat.

⁽¹⁶⁾ TUSNE se définit comme «une organisation informelle de syndicalistes qui soutient l'utilisation civile du nucléaire en tant que source d'énergie, dans le cadre d'une politique énergétique équilibrée et d'un environnement sûr et propre».

⁽¹⁷⁾ Robert Freer est un consultant.

⁽¹⁸⁾ CIA est une association commerciale regroupant 180 entreprises, dont certains des principaux consommateurs d'électricité au Royaume-Uni.

⁽¹⁹⁾ JHA est un important analyste britannique du marché de l'énergie.

⁽²⁰⁾ EIUG est une organisation qui représente les consommateurs dans les secteurs à haute intensité énergétique de l'industrie britannique.

⁽²¹⁾ Terra Nitrogen est un producteur d'hydrogène, appartenant au groupe Terra, qui produit également du méthanol. C'est l'un des principaux consommateurs d'électricité du Royaume-Uni.

⁽²²⁾ Energywatch est un organisme public non ministériel représentant les intérêts des consommateurs de gaz et d'électricité en Grande-Bretagne.

⁽²³⁾ TVO est un producteur finlandais d'électricité qui exploite des centrales nucléaires.

⁽²⁴⁾ National Grid Transco est le propriétaire et l'exploitant du système de transmission d'Angleterre et du pays de Galles. C'est une société privée, indépendante des intérêts des entreprises de production et de distribution.

⁽²⁵⁾ Académie royale fondée en 1976, dont le but est de promouvoir l'excellence en ingénierie.

⁽²⁶⁾ EECL exploite une centrale TGCC de 396 MW dans le nord de Londres. Elle appartient à la firme américaine Indeck Energy Services Inc.

⁽²⁷⁾ EIC est une organisation indépendante qui a pour objectif d'apporter une aide et de fournir des informations aux entreprises utilisatrices d'énergie au Royaume-Uni.

⁽²⁸⁾ Le MEUC est un organisme qui représente les intérêts de quelque 200 grandes entreprises du secteur industriel, commercial de détail et public, pour lesquelles le coût de l'électricité et du gaz constitue un facteur important.

(185) TUSNE, Robert Freer, CIA, JHA, EUIG, Terra Nitrogen, EIC et MEUC sont tous préoccupés par la sécurité de l'approvisionnement au Royaume-Uni et font valoir que la fermeture des centrales nucléaires de BE entraînerait un risque de coupures d'électricité et serait contraire aux intérêts des consommateurs. Certains d'entre eux soulignent également que la disparition des centrales nucléaires de BE rendrait les engagements du Royaume-Uni dans le cadre du protocole de Kyoto très difficiles à respecter, étant donné que ces installations participent à la diversité de l'approvisionnement énergétique. Ils font valoir que le coût que représenterait pour l'économie la liquidation de BE dépasserait de loin le prix de sa restructuration et des aides nécessaires.

(186) La partie anonyme fait valoir que BE utilise l'aide de l'État pour acquérir agressivement des parts de marché à des prix de dumping. Elle cite des cas où BE aurait offert des prix de 10 à 15 % inférieurs aux prix de la concurrence. Elle affirme que de telles offres ne pourraient être maintenues sans le secours de l'État et ne peuvent donc être considérées comme destinées à rétablir la viabilité de l'entreprise.

(187) TVO souligne qu'il ne faudrait pas conclure des difficultés de BE que l'électricité nucléaire ne peut être compétitive dans un marché de l'électricité libéralisé.

(188) National Grid Transco fait valoir que la marge de capacité actuelle en Angleterre et au pays de Galles est plus faible que prévu au départ et ne peut être considérée comme une surcapacité structurelle. National Grid Transco mentionne une marge de sécurité de 20 % comme niveau au-delà duquel on peut considérer qu'il existe une surcapacité. National Grid Transco prévoit que la marge de sécurité sera inférieure à 20 % au moins jusqu'en 2006, dans un scénario optimiste. Les scénarios pessimistes font état d'une marge inférieure à 20 % en permanence, qui tomberait même à 8,5 % en 2009. National Grid Transco conclut que si une fermeture de centrale devait être demandée en tant que mesure compensatoire, elle devrait être communiquée aux marchés longterm à l'avance (trois à quatre ans) pour leur permettre de la compenser.

(189) EECL fait observer que tous les producteurs d'électricité, et pas seulement BE, ont été touchés par la faiblesse des prix de gros de l'électricité au Royaume-Uni. Il conteste l'avis des autorités britanniques selon lequel les coûts marginaux à court terme devraient constituer l'étalon permettant d'établir l'effet de distorsion de l'aide, étant donné que ces coûts ne reflètent pas la viabilité d'une centrale dans une perspective de moyen à long terme. EECL fait valoir que la faiblesse des prix du marché à terme constitue le meilleur indicateur d'une surcapacité structurelle sur le marché.

IV. COMMENTAIRES DU ROYAUME-UNI SUR L'ENGAGEMENT DE LA PROCÉDURE

Mesure G

(190) Les autorités britanniques ont informé la Commission que les taxes locales seront finalement payées avec un intérêt normal.

Existence d'une aide dans les concessions de BNFL à BE, dans les mesures B et C

Mesure B

(191) À titre d'observation préliminaire, les autorités britanniques font valoir que, même si la Commission conclut que la mesure B constitue une aide, la formulation des contrats garantit que tout avantage important dont aurait temporairement bénéficié BE sera automatiquement remboursé avec intérêt si l'ensemble de mesures d'aide n'est pas autorisé. Les nouveaux contrats contiennent une clause prévoyant qu'ils n'entreront pas en vigueur définitivement si l'ensemble de mesures d'aide n'est pas autorisé.

(192) Le Royaume-Uni émet d'autres observations sur le critère de l'investisseur privé. Il fait valoir que BNFL a agi de la même façon que n'importe quel créancier privé à sa place. En particulier, les autorités britanniques estiment qu'on ne saurait affirmer que les conditions acceptées par BNFL sont plus généreuses que celles qui auraient été accordées par un créancier privé dans des circonstances comparables. Le Royaume-Uni indique qu'il est nécessaire d'analyser si BNFL a agi comme n'importe quel créancier privé lors de la renégociation de ses contrats, conformément à l'arrêt de la Cour de justice dans l'affaire DM Transport ⁽²⁹⁾.

(193) Le Royaume-Uni affirme que la Commission semble avoir mal apprécié le déroulement des événements. Selon les autorités britanniques, BNFL ne s'est pas opposée à l'invocation de la clause de force majeure mais, contrairement à ce que pense la Commission, s'est déclarée disposée à envisager les modifications possibles aux contrats existants avant même l'annonce que BE avait entamé des négociations avec le gouvernement britannique. Toutefois, à l'issue du dialogue avec BE, il s'est avéré qu'aucune offre commerciale que BNFL aurait été raisonnablement en mesure d'avancer n'aurait pu résoudre à elle seule la crise financière de BE. L'élaboration d'un plan de restructuration plus large a permis de relancer les négociations entre BE et BNFL et un accord a été obtenu, sur des conditions très semblables à celles de l'offre initiale de BNFL. Le Royaume-Uni considère que l'attitude de BNFL est conforme à celle d'un créancier privé.

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

- (194) Il ajoute que BNFL, désormais seul prestataire commercial de services pour le cycle du combustible nucléaire au Royaume-Uni, aurait été particulièrement exposée en cas de faillite de BE; elle n'aurait plus perçu de revenus dans l'immédiat pour le stockage ou le retraitement des grandes quantités de combustible AGR déjà livrées et n'aurait guère eu de perspectives de récupérer des montants substantiels dans la faillite. Elle aurait dû renégocier une nouvelle convention sur le combustible usé avec le liquidateur ou le gouvernement, sans aucune certitude quant au maintien de sa rémunération actuelle. Le Royaume-Uni soutient que, confronté au même risque de perturbation et d'incertitude, un créancier privé aurait sans aucun doute cherché à participer à une restructuration qui serait nécessairement passée par la renégociation de ses contrats avec BE, en vue de maximiser les recettes globales et de garantir le rétablissement de la viabilité de BE.
- (195) Le Royaume-Uni fait en outre valoir que le fait que BNFL soit une entreprise publique ne signifie pas que son approche est moins commerciale. Il fait observer que BNFL est une société anonyme relevant de la loi sur les sociétés de 1985. Elle est dotée d'un conseil d'administration composé de cadres responsables de ses activités commerciales et de membres n'appartenant pas à la direction, mais possédant une expérience d'entreprise dans d'autres activités du secteur privé. Le conseil d'administration de BNFL a le devoir d'agir en toute autonomie dans l'intérêt de l'entreprise. Le Royaume-Uni ajoute que le gouvernement britannique n'est pas intervenu pour influencer sur la prise de décision de BNFL et l'encourager à agir en fonction de considérations autres que commerciales.
- (196) Enfin, le Royaume-Uni a présenté une analyse des créances et des montants convenus dans l'ensemble de mesures d'aide.
- (197) Les autorités britanniques concluent que la mesure B ne peut être considérée comme constituant une aide d'État.
- Mesure C*
- (198) Le Royaume-Uni indique que bon nombre des arguments présentés aux considérants 191 à 197 à l'égard de la mesure B s'appliquent également à la mesure C. En particulier, le Royaume-Uni fait observer qu'il convient d'apprécier l'attitude de BNFL dans le contexte de sa position exceptionnelle de principal créancier de BE, et de la position de BE en tant que premier client de BNFL. Eu égard à la relation commerciale continue existant de longue date entre les deux entreprises et du montant des dettes de BE vis-à-vis de BNFL, il n'est pas surprenant que le moratoire des dettes envers BNFL représente la plus grande part absolue de l'avantage que constituent pour BE les accords de moratoire. Un créancier privé placé dans la même position que BNFL — la situation la plus exposée en cas de faillite de BE — n'aurait guère eu d'autre choix que d'agir de même.
- (199) Le Royaume-Uni soutient également qu'il n'est pas correct de mettre en balance les conventions de moratoire de BNFL, d'une part, avec celles de tous les autres créanciers privés, d'autre part. Si tous les créanciers importants n'avaient pas participé, l'accord dans son ensemble n'aurait pu fonctionner. Le Royaume-Uni présente une comparaison de toutes les dettes de BE, avec la contribution de chaque partie aux conventions de moratoire, et conclut que la contribution de BNFL, exprimée en pourcentage de ses créances, est en fait inférieure à celle de la plupart des créanciers privés.
- Doutes sur le rétablissement de la viabilité de BE dans un délai raisonnable**
- (200) Les autorités britanniques font valoir que le point 32 des lignes directrices n'impose pas de durée limite des mesures d'aide. Il exige que le plan de restructuration soit d'aussi courte durée que possible et que la viabilité à long terme soit rétablie «dans un délai raisonnable». Selon le Royaume-Uni, le but poursuivi par les lignes directrices est que l'octroi de l'aide soit unique et qu'il ne s'agisse pas d'une aide continue au fonctionnement. Le but n'est pas d'exclure les aides destinées à soulager les engagements à long terme.
- (201) Le Royaume-Uni affirme que la restructuration sera complète, que la viabilité sera rétablie dans un délai raisonnable et que l'aide est unique, même si les dettes de BE sont à long terme. BE produira des liquidités à partir de 2004 et présentera des flux de trésorerie opérationnels positifs à partir de 2005. Dans l'hypothèse de recotation, BE retrouve la viabilité en 2005. Le plan de restructuration est destiné à garantir que BE pourra fonctionner de façon autonome, sans bénéficier d'autres facilités du gouvernement britannique à partir de la date de restructuration. Il démontre que ce niveau de réserves produites par l'entreprise est suffisant pour faire face à des scénarios défavorables raisonnables et garantit donc la viabilité.
- (202) En ce qui concerne le subventionnement continu des dépenses courantes, le gouvernement britannique rappelle que son aide ne couvre que les engagements contractuels antérieurs, les engagements relatifs au déclassement et les engagements non contractuels liés au combustible AGR utilisé par le passé, à l'ensemble du combustible utilisé REP et aux déchets d'exploitation et autres engagements annexes. Le Royaume-Uni fait valoir que les engagements contractuels antérieurs relatifs au combustible usé portent sur le combustible AGR utilisé dans les réacteurs avant la date effective de restructuration. Dans le cadre de la licence du site nucléaire, BE a l'obligation de gérer ce combustible et en supporte donc les frais. Ces coûts sont par conséquent inévitables.

- (203) Un argument similaire s'applique au déclassement des sites. À cet égard, BE versera des contributions pour le déclassement des réacteurs au Fonds de déclassement nucléaire, contribuant donc ainsi largement à assumer l'ensemble des coûts de déclassement.
- (204) En ce qui concerne les engagements non contractuels liés au combustible AGR utilisé par le passé, le Royaume-Uni soutient qu'ils portent uniquement sur du combustible AGR chargé dans les réacteurs avant la date effective de restructuration. Les engagements liés au combustible utilisé REP concernent l'ensemble du combustible chargé dans le réacteur Sizewell B. Pour les engagements futurs, BE contribuera à concurrence de 150 000 GBP par tonne de combustible REP chargé à Sizewell B après la date effective de restructuration. Le niveau de la contribution a été fixé en fonction d'une comparaison internationale des coûts de gestion du combustible utilisé, afin de couvrir tous les coûts futurs du combustible REP. Les autres engagements non contractuels se rapportent à différents types de déchets d'exploitation, autres que le combustible, des centrales BE et ne devraient pas porter à conséquence.
- (205) Les coûts des engagements de déclassement et des engagements non contractuels sont largement fixes et il n'est guère possible que BE les augmente considérablement dans le cadre d'une exploitation normale des centrales. En outre, toute augmentation substantielle du passif résultant d'une modification discrétionnaire des procédures d'exploitation apportant un bénéfice économique à BE ou résultant du non-respect des normes de performance minimales devra être assumée par BE. De plus, il importe de faire observer que, même si le gouvernement paie directement les engagements contractuels de BE, les engagements de déclassement et les engagements non contractuels ne font l'objet que d'une garantie conditionnelle. Le Royaume-Uni soutient donc que la mesure A ne devrait pas être considérée comme une subvention continue aux dépenses courantes. Le traitement comptable de la mesure A, comptabilisée parmi les actifs sur le bilan de BE, est conforme à cette conclusion. BE ne bénéficie pas d'une subvention continue, car la mesure A ne porte en aucune façon sur les opérations d'exploitation en cours de BE et les coûts qu'elle couvre devront être assumés quelles que soient la durée et l'ampleur des futures opérations d'exploitation de BE.
- (206) En ce qui concerne la mesure B, le Royaume-Uni réfute qu'il s'agisse d'une aide d'État.
- (207) Le Royaume-Uni soutient également qu'il n'est pas correct d'opposer à la mesure A l'objection qu'elle relèverait BE d'une partie de ses obligations en vertu du principe «pollueur-payeur». Dans le cadre du plan de restructuration, BE assumera les coûts de pollution de ses opérations futures. En outre, elle contribuera à assumer les coûts de pollution antérieurs par l'affectation de la marge d'autofinancement au service de la dette et par ses autres contributions au NLF. Sans l'engagement du gouvernement, BE aurait été insolvable et dans l'incapacité de faire face à l'avenir à ses obligations dans le cadre du principe du «pollueur-payeur».
- (208) Le Royaume-Uni réagit en outre aux doutes exprimés par la Commission, dans sa décision d'engager la procédure, quant à la question de savoir si le rétablissement de la viabilité de BE peut être considéré comme réalisé principalement à partir de ressources internes. Le Royaume-Uni explique que la principale raison des difficultés actuelles de BE réside dans son incapacité à assumer des engagements du passé inévitables et à respecter les prescriptions réglementaires et les exigences de sécurité minimales. Néanmoins, le Royaume-Uni soutient que les mesures internes prises par BE ne sont pas négligeables. Elle a vendu sa participation dans Bruce Power et Amergen et est engagée dans une restructuration interne importante qui comprendra [...]. Elle a également augmenté la proportion de contrats à prix fixes à moyen terme, y compris avec de gros clients industriels et commerciaux, afin de limiter les risques liés aux prix sur le marché de gros. En outre, les mesures internes les plus importantes sont la renégociation des contrats de fourniture de combustible et de gestion du combustible utilisé avec BNFL.
- (209) Enfin, le Royaume-Uni considère que si les lignes directrices exigent qu'un équilibre soit établi entre les contributions de l'État, les contributions privées et la contribution propre de l'entreprise, cela ne signifie pas que l'entreprise doit être à même de renverser la situation sans intervention de l'État.

Montant de l'aide non plafonné

- (210) Après avoir rappelé pourquoi il n'est pas possible de quantifier avec précision les coûts des engagements nucléaires, les autorités britanniques font valoir qu'il n'est pas nécessaire, en l'occurrence, de connaître le volume exact de l'aide, ni de déterminer quelles mesures constituent une aide pour déterminer si l'ensemble de mesures est limité au minimum nécessaire. L'engagement du gouvernement, portant sur des catégories définies d'engagements, est fondamental pour le plan de restructuration et le retour à la viabilité de BE. Les autorités britanniques soutiennent que le volume de l'aide à BE est structurellement maintenu à un niveau minimal par la cession d'actifs (Bruce Power and Amergen), la réduction des dettes, la poursuite de la contribution de BE au financement de ses engagements nucléaires, d'autres mesures internes de réduction des coûts et le mécanisme par lequel BE affectera à l'avenir 65 % de sa marge d'autofinancement au financement de ses engagements nucléaires.

Mesures compensatoires

- (211) Les autorités britanniques rappellent les arguments présentés dans la notification, indiquant que l'aide n'a pas d'impact sur la structure de la concurrence, étant donné qu'elle n'a pas d'impact sur les coûts marginaux à court terme de BE qui déterminent l'exploitation quotidienne d'une centrale. Elles rappellent que les données mises à jour et les comparaisons avec d'autres États membres montrent que le marché ne présente pas de surcapacité structurelle et elles soutiennent donc qu'aucune mesure compensatoire ne devrait être imposée.

V. COMMENTAIRES DU ROYAUME-UNI SUR LES OBSERVATIONS DES PARTIES INTÉRESSÉES

- (212) Dans leurs commentaires, les autorités britanniques se concentrent sur les observations qui sont en désaccord avec leur position, tout en prenant note de celles qui la soutiennent.

Observations de Powergen

- (213) Les autorités britanniques rappellent tout d'abord leur raisonnement concernant les coûts marginaux à court terme de BE et leur position selon laquelle l'ensemble de mesures d'aide n'aurait pas d'effet sur les concurrents. Leur argument est encore étayé par les chiffres des offres de BE sur le marché direct, qui montrent que BE n'a aucune raison de ne pas maximiser ses profits en fixant des prix au coût marginal. Les autorités britanniques poursuivent en faisant observer que BE n'a pas de raison de laisser sur le marché des centrales qui ne pourraient pas récupérer leurs coûts évitables. À cet égard, elles présentent une analyse des coûts visant à prouver que la centrale de Dungeness B couvre ses coûts évitables, dans le cadre d'hypothèses raisonnables quant aux prix du marché de l'électricité.
- (214) Les autorités britanniques poursuivent en rappelant leur point de vue selon lequel il n'existe pas de surcapacité structurelle sur le marché. Elles indiquent que Powergen avait remis en fonction des centrales pour l'hiver 2003-2004, ce qui indiquerait que Powergen elle-même considère qu'il n'existe pas de surcapacité structurelle sur le marché. Les autorités britanniques rappellent leur position sur l'absence de nécessité de mesures compensatoires et donnent leur avis sur chacune des mesures proposées par Powergen.
- (215) Les autorités britanniques rappellent ensuite leur position sur les mesures B et C et soulignent, en particulier, que BNFL s'est fondée sur des conseils extérieurs. Elles affirment que la position de Powergen sur ces mesures repose sur des dates erronées.
- (216) En ce qui concerne la viabilité, les autorités britanniques contestent l'avis de Powergen concernant la fiabilité des centrales de BE et ont soumis à la Commission un rapport émanant d'un consultant extérieur visant à vérifier l'hypothèse de viabilité.
- (217) Enfin, les autorités britanniques déclarent, contrairement à ce qu'affirme Powergen, que si les prix de l'électricité remontaient, le mécanisme de rattrapage empêcherait de fournir à BE une aide qui ne serait pas nécessaire.

Observations de Greenpeace

- (218) Les autorités britanniques contestent l'avis de Greenpeace selon lequel l'aide devrait être considérée comme une aide aux actionnaires. Si cette théorie était retenue, elle impliquerait que toute aide à une société cotée en bourse

constitue une aide à ses actionnaires. Les autorités britanniques font observer que les actionnaires de BE abandonnent 97,5 % de leur participation au capital de BE.

- (219) Les autorités britanniques réaffirment qu'elles ne considèrent pas que BNFL ait agi sous la pression du gouvernement en renégociant ses contrats avec BE et font observer que le rapport fourni parallèlement par BNFL à la Commission à ce sujet démontre le contraire. C'est à tort que Greenpeace interprète l'extrait du rapport 2002/2003 de BE et l'article paru dans «The Business», au sujet de l'arrêt des négociations entre BNFL et BE en août-début septembre 2002, comme un signe que BNFL a ensuite agi sous la pression du gouvernement. Au contraire, ils montrent que BNFL n'était pas disposée à accepter les plans de BE sans que les autres créanciers n'apportent des contributions similaires. Les autorités britanniques font observer que BNFL avait déjà présenté les documents internes que Greenpeace suggère à la Commission de lui demander. En ce qui concerne les contrats entre BE et BNFL qui, selon Greenpeace, sont destinés à garantir à BNFL un flux de recettes, les autorités britanniques font observer que la plupart de ces contrats ont été signés ou renégociés après la privatisation de BE et donc qu'ils n'auraient pu être imposés à BE par le gouvernement. Enfin, les autorités britanniques indiquent que le lien établi entre la concession de BNFL et les prix de l'électricité est la preuve que BNFL a agi de façon commerciale, en demandant à BE de partager une partie des bénéfices possibles avec elle, et non l'inverse.
- (220) Les autorités britanniques rappellent leur position sur l'application du principe du «pollueur-payeur» en l'espèce. Elles considèrent que Greenpeace n'a apporté aucun fait ou argument nouveau à cet égard.
- (221) En ce qui concerne l'impact de l'aide sur la concurrence, les autorités britanniques contestent tout d'abord l'avis de Greenpeace selon lequel l'effet de l'ensemble des mesures d'aide est de maintenir sur le marché un producteur inefficace. BE ne peut être considérée comme un producteur inefficace, étant donné que ses coûts évitables comptent parmi les plus faibles du marché. Ses problèmes sont uniquement dus à des engagements antérieurs. En outre, les autorités britanniques rappellent leur point de vue selon lequel l'aide ne fausse pas la concurrence et donc n'empêche aucun opérateur d'entrer sur le marché.
- (222) Les autorités britanniques affirment que les observations de Greenpeace relatives à la surcapacité sur le marché sont erronées, parce qu'elles reposent sur des prévisions dépassées, qu'elles interprètent de façon incorrecte les points de référence de NGTransco sur la marge de capacité, qu'elles utilisent des chiffres erronés pour la marge de capacité actuelle, qu'elles retiennent uniquement le plus optimiste des trois scénarios d'avenir possibles et qu'elles ignorent les difficultés que présente la réactivation de certaines centrales mises en réserve.

- (223) Les autorités britanniques poursuivent en mettant en question l'aspect économique des arguments de Greenpeace sur l'impact qu'aurait sur le contribuable la fermeture éventuelle des centrales de BE. Elles expliquent que Greenpeace elle-même a reconnu que cette fermeture entraînerait une augmentation des prix de l'électricité. En outre, une étude de Deloitte & Touche a montré que la fermeture précoce d'une seule centrale nucléaire pourrait provoquer des coûts supplémentaires. La fermeture précoce de plus d'une centrale susciterait davantage de coûts encore, en raison des contraintes de l'usine de Sellafield, utilisée pour le traitement des matières radioactives. Enfin, les autorités britanniques mentionnent que les deux rapports joints aux observations de Greenpeace (émanant de Large & Associates et d'ILEX) se fondent sur des chiffres de capacité dépassés de NGTransco et sur des hypothèses exagérément optimistes. Elles joignent à leurs commentaires une contre-expertise sur les rapports de DKY Limited, rédigés par George Yarrow et Tim Keyworth.
- (224) Enfin, sur la base de ce qui précède, les autorités britanniques contestent la position de Greenpeace selon laquelle l'aide n'est pas proportionnée.

Observations de Drax

- (225) Tout d'abord, les autorités britanniques contestent la position de Drax selon laquelle l'ensemble des mesures d'aide montre que le gouvernement britannique ne permettra jamais que BE soit mise en faillite. Elles rappellent que ces mesures sont soumises à l'approbation par le gouvernement des perspectives de viabilité de BE.
- (226) En ce qui concerne la mesure A, les autorités britanniques rappellent que le gouvernement du Royaume-Uni n'assurera pas tous les engagements de déclasserement, mais se bornera à verser l'appoint au Fonds des charges financières nucléaires. En ce qui concerne l'estimation des coûts de la mesure A, le Royaume-Uni fait observer qu'exiger une certitude absolue pour leur calcul rendrait impossible l'octroi d'une aide pour de tels engagements à long terme, ce qui déboucherait sur une application perverse des règles en matière d'aides d'État et irait à l'encontre des objectifs du traité Euratom. Les autorités britanniques rejettent également l'allégation de Drax selon laquelle le fait que le Royaume-Uni assume la responsabilité ultime en matière de sécurité nucléaire en vertu d'accords internationaux constitue une garantie d'État, et rappelle que la participation du Bureau national d'audit est non pertinente en l'espèce, étant donné qu'il s'agit d'un organe indépendant du gouvernement.
- (227) En ce qui concerne la mesure B, les autorités britanniques déclarent que les observations de BNFL sont en contradiction avec l'avis de Drax selon lequel BNFL ne serait pas affectée par une faillite de BE. Elles rappellent également que la renégociation des accords de BNFL avec BE s'est effectuée dans les conditions normales du marché. En ce qui concerne la mesure C, les autorités britanniques indiquent que l'absence de paiement d'intérêts par BE à BNFL durant le moratoire doit être analysée dans le cadre de la participation globale de BNFL au plan de restructuration, plutôt qu'en tant qu'élément isolé, étant donné qu'il s'agit d'une négociation d'ensemble. Globalement, BNFL n'est pas défavorisée par rapport aux autres créanciers de BE.
- (228) En ce qui concerne la mesure G, les autorités britanniques rappellent qu'elles avaient précédemment soumis les justificatifs prouvant que BE avait finalement payé les taxes sur les entreprises, avec les intérêts.
- (229) Pour ce qui est de la compatibilité du plan de restructuration avec les lignes directrices, les autorités britanniques contestent l'observation de Drax selon laquelle le plan ne rétablira pas la viabilité de BE, parce que BE ne couvrira pas tous ses frais évitables et inévitables actuels. Le Royaume-Uni rappelle que, pour assurer la survie de BE, il est nécessaire de la soulager d'une partie du fardeau du passé — les coûts inévitables. Mais dès que ce sera chose faite, BE redeviendra viable, étant donné que, non seulement elle sera à même de rembourser tous ses frais en cours, mais aussi de contribuer largement à assumer ses frais inévitables du passé. Il est donc économiquement plus efficace d'exploiter les centrales nucléaires de BE pour obtenir une contribution au paiement des coûts inévitables du passé. Avancer la fermeture des centrales de BE produirait en fait des coûts supplémentaires.
- (230) Les autorités britanniques rejettent l'argument de Drax selon lequel l'aide incitera BE à vendre sur le marché à n'importe quel prix. Elles soutiennent que, en tant que producteur de base, BE ne dispose pas d'une réserve de production qu'elle pourrait vendre en baissant les prix. Au contraire, il est dans son intérêt de vendre sa production au prix maximal. Les détenteurs d'obligations et les actionnaires veilleront également à ce que BE maximise ses bénéfices, étant donné qu'ils en bénéficieront pour partie.
- (231) Les autorités britanniques rejettent également l'argument de Drax selon lequel la durée du plan de restructuration est trop longue. Elles expliquent que l'exigence qui découle des lignes directrices, c'est que la viabilité de BE soit rétablie dans un délai raisonnable. Selon elles, l'effet de la mesure A, qui, à leurs yeux, est la seule qui constitue une aide, apparaîtra immédiatement dans le bilan de BE.
- (232) En ce qui concerne l'existence d'une surcapacité sur le marché, les autorités britanniques indiquent que l'évaluation de Drax repose sur des chiffres dépassés et sur une erreur dans les points de référence que NGTransco applique pour déterminer la marge de capacité. La suggestion de Drax de fermer les centrales nucléaires en hiver serait douteuse sur le plan économique et pourrait également susciter des interrogations en matière de sécurité nucléaire ou de sécurité des approvisionnements. Les autorités britanniques se penchent ensuite sur chacune des quatre mesures compensatoires et concluent que leur mise en place mettrait en péril l'équilibre du plan de restructuration ou les perspectives de viabilité de BE.

Observations de la première partie intéressée anonyme

- (233) Les autorités britanniques expliquent que les prix mentionnés par la partie intéressée (environ 1 000 GBP/kgU) se réfèrent aux contrats de gestion du combustible usé se rapportant à la charge de base. Les contrats relatifs à la charge de base ont été les premiers contrats signés par BNFL avec BE ou des entreprises qui font à présent partie de BE. Ces contrats devaient couvrir les coûts essentiellement fixes liés aux installations de BNFL pour la gestion du combustible usé. Par la suite, BNFL a signé avec BE, ou avec des entreprises qui font aujourd'hui partie de BE, des contrats complémentaires, au-delà de la charge de base, qui ne devaient plus intégrer un élément lié au remboursement de frais fixes. Ces nouveaux contrats ont fixé les prix à [...], soit à un niveau largement inférieur à celui cité par la partie intéressée. Pour être valable, toute comparaison des prix réclamés par BNFL à BE avant et après la renégociation de leurs conventions devrait se fonder sur les prix des contrats au-delà de la charge de base, qui étaient ceux en vigueur juste avant la renégociation, plutôt que sur les prix des contrats relatifs à la charge de base.

Observations d'Enfield Energy Centre Limited (EECL)

- (234) Les autorités britanniques contestent l'avis d'EECL selon lequel l'annonce des mesures d'aide aurait renforcé la chute des prix de gros. Selon elles, les prix au comptant étaient volatils à la fois avant et après l'annonce par le gouvernement britannique de sa participation au sauvetage de BE, le 9 septembre 2002. Ils n'ont toutefois pas accusé une baisse brutale. En ce qui concerne les prix à terme, ils ont été relativement peu touchés. Enfin, les prix à terme pour la charge de base à l'été 2004 ont augmenté par rapport à septembre 2003, en dépit de l'adoption du plan de restructuration.
- (235) Les autorités britanniques contestent également l'observation d'EECL selon laquelle elles auraient fondé à tort leur conclusion sur l'hypothèse que BE décidera de fermer ses centrales nucléaires en examinant ses coûts marginaux à court terme plutôt que ses coûts évitables. Les autorités britanniques ont examiné l'impact de l'ensemble des mesures d'aide sur les coûts évitables de BE et ont prouvé que ceux-ci restaient largement inférieurs aux prix du marché à terme, ce qui constitue la base appropriée permettant à un opérateur de décider de ne pas fermer une centrale.
- (236) Enfin, les autorités britanniques rappellent leurs arguments faisant ressortir l'absence d'une surcapacité sur le marché.

Observations d'Intergen

- (237) Les autorités britanniques contestent l'opinion d'Intergen selon laquelle il serait possible de garantir la sécurité de l'approvisionnement même en cas de faillite de BE, par un

accord à cet égard avec le liquidateur. Les autorités britanniques poursuivent en faisant observer que les lignes directrices ne prévoient aucune compensation financière du type de celle qu'Intergen demande à recevoir. Enfin, en ce qui concerne les différents types d'arrangements entre BE et ses créanciers, y compris, entre autres, Intergen, TFE et Centrica, les autorités britanniques indiquent qu'il s'agit d'accords complexes, qui ont tous été négociés commercialement avant la restructuration. Ils n'ont pas de relation avec les mesures d'aide d'État.

Observations de la deuxième partie intéressée anonyme

- (238) Les autorités britanniques ont présenté des informations quantitatives visant à démontrer que les prix de BE dans le segment de l'offre directe ont été constamment supérieurs aux prix de gros, et que BE a obtenu moins de 20 % des marchés pour lesquels elle a soumissionné, ce qui contredit l'allégation de la partie intéressée selon laquelle BE a offert des prix trop bas. Les autorités britanniques poursuivent en rappelant qu'elles considèrent que BE, en tant que producteur de base, n'a aucune raison d'offrir des prix artificiellement bas.

VI. APPRÉCIATION

- (239) Une partie au moins des mesures en question porte sur des questions couvertes par le traité Euratom et doivent donc être évaluées en conséquence ⁽³⁰⁾. Toutefois, elles doivent être évaluées dans le cadre du traité CE, dans la mesure où elles ne sont pas nécessaires à la réalisation des objectifs du traité Euratom, vont au-delà de ces objectifs ou provoquent ou menacent de provoquer une distorsion de concurrence au sein du marché intérieur.

1. Traité Euratom

- (240) Les mesures examinées, et en particulier les mesures A et B, sont de nature à exercer un impact sur le financement des engagements nucléaires et le traitement du combustible usé. Le déclassement et la gestion des déchets représentent des coûts qui sont nécessaires au fonctionnement correct et responsable de l'industrie nucléaire. La nécessité de faire face aux risques liés aux rayonnements ionisants constitue en outre l'une des priorités essentielles. En fait, la Commission constate que ces deux aspects de la chaîne nucléaire prennent de plus en plus d'importance et sont de plus en plus incontournables pour assurer la sécurité des travailleurs et de la population.

⁽³⁰⁾ L'article 305, paragraphe 2, du traité CE dispose que «les dispositions du présent traité ne dérogent pas aux stipulations du traité instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique».

- (241) À cet égard en particulier, le traité Euratom prend dûment en compte cet objectif, tout en visant à créer les «conditions de développement d'une puissante industrie nucléaire, source de vastes disponibilités d'énergie...». Ces objectifs sont répétés à l'article 1^{er} du traité Euratom, qui dispose que «la Communauté a pour mission de contribuer, par l'établissement des conditions nécessaires à la formation et à la croissance rapides des industries nucléaires, à l'élévation du niveau de vie dans les États membres». L'importance que revêt cet objectif aujourd'hui a été soulignée dans le récent livre vert de la Commission intitulé «Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique» [COM(2002) 321 final du 22 juin 2002]. En outre, l'article 2, point b), du traité Euratom dispose que, pour l'accomplissement de sa mission, la Communauté doit établir des normes de sécurité uniformes pour la protection sanitaire de la population et des travailleurs, et veiller à leur application. L'article 2, point e), du traité Euratom dispose également que la Communauté doit garantir, par les contrôles appropriés, que les matières nucléaires ne sont pas détournées à d'autres fins que celles auxquelles elles sont destinées. Sur cette base, le traité Euratom institue la Communauté européenne de l'énergie atomique, en précisant les instruments nécessaires et en fixant les responsabilités en vue d'atteindre ces objectifs. À cet égard, comme l'a confirmé la Cour de justice, la sûreté nucléaire constitue une compétence communautaire qui doit être liée à la protection contre les dangers des rayonnements ionisants, prévue à l'article 30 du chapitre 3 du traité Euratom, relatif à la protection sanitaire⁽³¹⁾. La Commission doit veiller à l'application des dispositions de ce traité et peut donc adopter des décisions selon la procédure prévue par le traité ou rendre des avis si elle le juge nécessaire.
- (242) La Commission constate qu'il ressort des éléments fournis par les autorités britanniques que les mesures concernées ont, entre autres, pour effets de préserver la sûreté des centrales nucléaires, d'assurer une gestion sûre des engagements nucléaires, de renforcer la sécurité de l'approvisionnement en maintenant la diversité des sources de combustible en Grande-Bretagne, et d'éviter les émissions de dioxyde de carbone. Les sections III et IV ci-dessus détaillent les arguments avancés à cet égard par les autorités britanniques et par les parties intéressées.
- (243) Lors de l'évaluation de ces informations, particulièrement sur la question de savoir si ces mesures sont nécessaires à la réalisation des objectifs du traité Euratom ou s'inscrivent dans le cadre de ces objectifs, la Commission constate que les aides d'État et les mesures prises visent les risques liés à la situation actuelle de British Energy et son impact éventuel sur les objectifs du traité. De fait, les autorités britanniques ont décidé d'intervenir pour soutenir British Energy notamment en vue d'assurer la continuité de conditions de sûreté de l'industrie nucléaire, tout en maintenant en fonction les centrales nucléaires, en tant que source d'énergie importante. Cette intervention s'est déroulée dans le contexte d'un risque de faillite du principal opérateur nucléaire du Royaume-Uni. La continuité d'un opérateur économique spécifique n'est pas directement liée à la continuité de ses activités nucléaires. Toutefois, en cas d'insolvabilité, il est nécessaire de résoudre les questions de sûreté et de sécurité et/ou de sécurité de l'approvisionnement. La Commission estime donc que les autorités britanniques ont traité ces risques d'une façon correcte et responsable, compatible avec les objectifs du traité Euratom.
- (244) Les trois mesures compensatoires qui seront décrites ci-dessous renforcent encore la réalisation des objectifs du traité Euratom en garantissant que les interventions publiques ne seront pas utilisées à d'autres fins que le paiement des engagements nucléaires. Enfin, un système de plafond et de seuil applicable au paiement des trois types d'engagements antérieurs permettra d'assurer la disponibilité de fonds suffisants pour atteindre ces buts, tout en limitant l'intervention au minimum nécessaire à leur réalisation.
- (245) La Commission en conclut que les mesures prévues par les autorités britanniques répondent à l'ensemble des objectifs poursuivis, qui sont pleinement conformes au traité Euratom.

2. Aide au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE

- (246) L'article 87, paragraphe 1, du traité CE définit les aides d'État comme les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions, et qui affectent les échanges entre États membres.
- (247) Il est évident que l'intervention de l'État dans le plan de restructuration de BE est sélective, étant donné qu'elle favorise une seule entreprise.
- (248) Il y a des échanges d'électricité entre le Royaume-Uni et les autres États membres, par l'intermédiaire d'interconnecteurs vers la France et l'Irlande. Des échanges d'électricité existent entre États membres depuis longtemps, et en particulier depuis l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité⁽³²⁾. Selon les chiffres communiqués dans la notification du Royaume-Uni, BE est le second producteur d'électricité en capacité en Angleterre et au pays de Galles, et le troisième en Écosse. L'intervention de l'État dans le plan de restructuration est donc manifestement susceptible d'affecter les échanges entre les États membres.
- (249) Parmi les sept mesures de restructuration, trois ne sont pas financées par des ressources publiques: la mesure D (mesure de restructuration avec les créanciers importants), la mesure E (nouvelle stratégie commerciale) et la mesure F (cession d'actifs). Elles ne peuvent donc être qualifiées d'aide d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE.

⁽³¹⁾ Arrêt de la Cour de justice du 10 décembre 2002, affaire C-29/99.

⁽³²⁾ JO L 27 du 30.1.1997, p. 20.

(250) La mesure A, en revanche, provient de ressources publiques, puisqu'il s'agit d'un certain nombre de paiements ou d'engagements de paiement par le gouvernement britannique. Étant donné que les paiements du gouvernement britannique reprendront une partie des engagements nucléaires que BE aurait normalement dû supporter, la mesure A apporte également un avantage à BE. Compte tenu de ce qui précède, la Commission conclut que la mesure A constitue une aide d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE. Le Royaume-Uni ne le conteste pas.

(251) Les mesures B et C font appel à des ressources de BNFL (en totalité pour la mesure B et en partie pour la mesure C), qui est une entreprise publique. Les ressources appartenant à une entreprise publique sont des ressources d'État. Au vu de ce qui précède, les mesures B et C constituent des aides d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE, si et seulement si elles apportent un avantage concurrentiel à BE et si l'octroi de cet avantage est imputable à l'État. Étant donné que cette question a été soulevée dans la décision d'ouverture de la procédure, elle sera analysée de façon approfondie au point VI.2, point b), ci-dessous.

(252) La mesure G fait également intervenir des ressources des autorités locales. Les ressources de ces autorités constituent des ressources d'État. La mesure G constitue donc une aide d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE, si et seulement si elle apporte un avantage concurrentiel à BE et si l'octroi de cet avantage est imputable à l'État. Étant donné que cette question a également été soulevée dans la décision d'ouverture de la procédure, elle sera analysée de façon approfondie au point VI 2 a) ci-dessous.

a) *Existence d'une aide dans la mesure G*

(253) Les autorités britanniques ont démontré que les taxes locales concernées par la mesure G étaient payées par BE avec un intérêt calculé selon le taux de référence et d'actualisation prescrit par la Commission pour le Royaume-Uni. Le droit britannique ne comporte pas de disposition spécifique imposant le recours à un taux d'intérêt plus élevé en cas de report de paiement des taxes locales accordé par les autorités locales. La Commission considère donc que le taux appliqué constitue un point de comparaison approprié pour décider si le report de paiement de la taxe apporte un avantage concurrentiel à BE. Compte tenu de ce qui précède, la Commission conclut que la mesure G ne constitue pas une aide d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE.

b) *Existence d'une aide dans les mesures B et C*

(254) Dans sa décision d'engager la procédure, la Commission déclarait que, «au stade actuel de son appréciation, la Commission estime que la renégociation des contrats entre BNFL et BE peut être considérée comme une aide d'État». Elle se basait sur le fait que BNFL, une entreprise publique, n'a annoncé qu'elle était disposée à modifier les conditions de ses contrats existants avec BNFL qu'après que BE a indiqué qu'elle avait engagé des négociations avec le gouvernement britannique en vue d'obtenir un soutien financier. Il semblait douteux que ces contrats aient pu être renégo-

ciés dans les conditions normales du marché. La Commission est arrivée aux mêmes conclusions préliminaires en ce qui concerne la mesure C.

(255) Sur la base des données qui lui ont été communiquées depuis l'ouverture de la procédure, la Commission a procédé à une analyse plus approfondie pour déterminer si les mesures B et C répondaient aux critères permettant de les qualifier d'aides d'État, et en particulier si elles apportaient un avantage concurrentiel à BE. Elle est arrivée aux conclusions suivantes.

En ce qui concerne la mesure B

(256) La mesure B consiste en une renégociation des contrats entre BNFL, une entreprise publique, et BE. La Commission a examiné si la mesure B confère à BE un avantage qu'aucun opérateur privé n'aurait accordé à cette entreprise en difficulté dans des circonstances similaires. En d'autres termes, la Commission s'est posé la question de savoir si BNFL avait agi en conformité avec le principe du créancier dans une économie de marché en acceptant la mesure B.

(257) Pour y répondre, la Commission a en particulier étudié si la renégociation des contrats de BNFL avec BE s'était effectuée dans les conditions normales du marché et si les concessions faites par BNFL étaient de nature commerciale.

BNFL a-t-elle agi en conformité avec le principe du créancier privé?

(258) La première question sur laquelle la Commission doit se pencher est de savoir si les nouveaux accords entre BNFL et BE ont été négociés dans les conditions normales du marché. Il convient de rappeler que BNFL est le plus gros créancier de BE et que BE est le plus gros client de BNFL. La Commission a donc examiné si les conditions acceptées par BNFL auraient pu être acceptées par un opérateur privé placé dans une situation similaire. Dans le contexte d'un fournisseur confronté aux difficultés de son principal client, cette opération consiste à vérifier si BNFL a agi comme un créancier privé diligent en tentant de maximiser ses chances de recouvrer ses créances ⁽³³⁾.

(259) La Commission a examiné les rapports en la matière des conseillers juridiques et financiers de BNFL et les extraits des réunions du conseil d'administration de BNFL, communiqués par BNFL.

(260) Tout d'abord, la Commission constate que BNFL avait déjà demandé à ses conseillers d'étudier sa position à l'égard de BE au début de 2002, lorsque BE a pour la première fois évoqué la clause de force majeure de ses accords avec BNFL. Il n'a pas été possible de conclure avec certitude que les conditions relatives à la clause de force majeure étaient effectivement remplies, mais le conseil d'administration de BNFL a demandé à l'entreprise d'envisager les solutions susceptibles de répondre aux difficultés de BE, à la condition explicite que tout arrangement soit commercialement avantageux pour BNFL.

⁽³³⁾ Voir arrêt de la Cour du 29 avril 1999, dans l'affaire C-342/96, Royaume d'Espagne contre Commission des Communautés européennes, Rec. 1999, p. I-2459.

- (261) Les rapports présentés par BNFL, et rédigés à l'époque, illustrent la situation particulière de l'entreprise en tant que créancier et fournisseur de BE, et analysent l'impact d'une faillite de BE sur BNFL. Ils concluent que, au vu du risque important pour BNFL, une restructuration en vue de retrouver la solvabilité serait dans l'intérêt de BNFL, mais pas à n'importe quel prix. Ils définissent donc un ensemble de propositions de concessions à BE, et suivent l'évolution de ces propositions durant les négociations avec BE. Il ressort clairement de ces rapports que, durant les négociations, BNFL a toujours suivi son idée initiale, qui était de tenter de préserver au mieux ses intérêts en évitant que BE soit mise en faillite, mais pas à n'importe quel prix et dans le cadre d'un accord équilibré.
- (262) Les autorités britanniques ont fait valoir que les accords renégociés avec BNFL doivent être considérés comme un tout et comparés avec la situation qui aurait été celle de BNFL si BE était devenue insolvable, plutôt qu'en isolant des éléments individuels. Les rapports présentés par les autorités britanniques et par BNFL concluent que les conditions finales sont plus avantageuses pour BNFL que n'importe quel scénario impliquant une insolvabilité.
- (263) Au vu de ce qui précède, la Commission est arrivée à la première conclusion que, en cas de faillite de BE, BNFL aurait été placée dans une situation très incertaine et plus que probablement désavantageuse.
- (264) Il est vrai qu'une insolvabilité de BE n'entraînerait pas automatiquement la fermeture immédiate de toutes ses centrales nucléaires, et qu'elle n'affecterait pas complètement la nécessité de déclasser les centrales existantes et la gestion du combustible usé hérité du passé.
- (265) Cependant, en cas d'insolvabilité de BE, la Commission considère que BNFL aurait été placée dans une position plus difficile pour négocier avec le successeur de BE, quel qu'il ait été, que ce soit en matière d'exploitation ou de déclassement des centrales. Ceci aurait entraîné de nombreux risques et incertitudes, dont un investisseur privé doit tenir compte lorsqu'il étudie la renégociation d'accords, en particulier avec son principal client. Le fait que les conseillers de BNFL aient étudié soigneusement cette solution montre clairement que BNFL a dûment tenu compte de ces faits.
- (266) Tenter d'arriver à une restructuration en vue d'un retour à la solvabilité de BE était donc bien dans l'intérêt commercial de BNFL.
- (267) Après être arrivée à cette conclusion initiale, la Commission a examiné l'impact des accords renégociés sur les revenus de BNFL, eu égard en particulier aux observations des parties intéressées, afin de vérifier, à un niveau plus micro-économique, si ces accords renégociés auraient pu être acceptés par une entreprise privée placée dans une situation similaire.
- (268) En ce qui concerne la gestion du combustible usé, les obligations se répartissent en engagements passés et futurs.
- (269) Les engagements du passé de BE ⁽³⁴⁾ seront repris par le gouvernement britannique dans le cadre de la mesure A du plan de restructuration.
- (270) Pour ce qui est de la gestion future du combustible usé, les accords existants ont été modifiés. BNFL a présenté le tableau suivant des nouveaux accords de gestion du combustible usé, qui montre que BE paiera BNFL selon une échelle mobile. Les données en italiques ont été ajoutées par la Commission.

Tableau 7

Nouveaux accords de prix relatifs à la gestion du combustible usé

Prix courants de l'électricité ⁽³⁵⁾ en GBP/MWh exprimés en termes réels 2003	Montant unitaire de (réduction)/majoration en GBP/MWh en termes réels 2003 (par comparaison avec les contrats précédents)	Montant unitaire net du paiement pour le combustible usé en GBP/MWh en termes réels 2003	Paiement en GBP/kgU (*)
14,8 et moins	- 0,6	[...]	
15	- 0,5		
16	0		
17	0,5		
18	1		
19	1,5		
20	1,75		
21 et plus	2,0		

(*) Déterminé sur la base d'une efficacité de BE pour laquelle [...] GBP/MWh équivaut à [...] GBP/kgU.

⁽³⁴⁾ Y compris tous les engagements relatifs à l'élimination finale de ce combustible usé hérité du passé.

⁽³⁵⁾ Le prix courant de l'électricité reflète la valeur de l'électricité de base négociée dans le cadre du NETA.

- (271) Il importe de noter que les réductions et majorations figurant au *tableau 7* sont établies par référence aux accords de gestion du combustible usé qui étaient en vigueur juste avant la restructuration, et non aux accords antérieurs. C'est le point de comparaison pertinent pour analyser les concessions consenties à BE par BNFL, étant donné qu'il représente ce que BNFL aurait reçu de BE si cette entreprise ne s'était pas trouvée en difficulté. En revanche, comparer les nouveaux accords avec des contrats antérieurs, comme les contrats initiaux, relatifs à la charge de base, auxquels se réfère la première partie anonyme, ne serait pas pertinent pour analyser les concessions effectivement consenties par BNFL lors de la négociation du plan de restructuration.
- (272) Le *tableau 7* montre que si le prix courant de l'électricité est inférieur au prix d'exercice de 16 GBP/MWh, BNFL accordera une réduction à BE par rapport aux accords de gestion du combustible usé en vigueur avant la restructuration. Si le prix de l'électricité est supérieur au prix d'exercice, BNFL recevra une majoration par rapport aux paiements prévus par les accords précédents de gestion du combustible usé.
- (273) Comme indiqué au considérant 270, les revenus perçus par BNFL pour la gestion et l'élimination du combustible usé à venir dépendent des prix de l'électricité sur le marché de gros au Royaume-Uni. Une telle disposition ne peut, en soi, être considérée comme non commerciale. Elle est relativement habituelle dans le secteur, où les acteurs souhaitent partager les risques liés à de fortes fluctuations potentielles des prix.
- (274) Pour vérifier si ces niveaux de prix auraient pu être acceptés par une entreprise privée, la Commission a examiné dans quelle mesure ils permettraient à BNFL de couvrir ses coûts évitables, compte tenu de l'évolution prévue des prix de l'électricité. En effet, confrontée à la probabilité de perdre un client crucial tel que BE pour BNFL, une entreprise privée serait prête à aller jusqu'à réduire ses prix à concurrence des coûts qu'elle pourrait éviter en réduisant ses activités. Ce sont ces coûts qui représentent les coûts évitables.
- (275) En l'occurrence, dans le cadre des nouveaux accords de gestion du combustible usé, BNFL devient propriétaire du combustible usé lorsque BE le lui remet. Cela signifie que l'élimination finale de ce combustible devra également être assurée par BNFL, ce qui n'était pas le cas aux termes des accords précédents ⁽³⁶⁾. Comme cela représente une charge supplémentaire pour BNFL par rapport aux accords précédents, il n'est pas possible de se fonder uniquement sur la comparaison entre paiements précédents et nouveaux paiements pour conclure que BNFL récupère ses coûts évitables dès que le prix de gros de l'électricité dépasse [...] GBP/MWh. D'autre part, les nouveaux accords de gestion du combustible usé ne stipulent pas de quelle façon BNFL doit traiter le combustible usé dont il est propriétaire. BNFL a la faculté de choisir s'il souhaite retraiter le combustible avant l'élimination définitive ou non.
- (276) Une analyse supplémentaire est nécessaire, sur la base des coûts évitables effectifs pour BNFL, y compris les frais d'élimination définitive du combustible usé.
- (277) La Commission a demandé aux autorités britanniques de lui fournir une description détaillée de ces coûts. Les documents transmis par les autorités britanniques à cet égard font apparaître que BNFL couvre ses frais évitables dès que les prix de l'électricité dépassent la fourchette de [...] GBP/MWh à [...] GBP/MWh, selon que BNFL tient compte ou non des provisions pour risques. La légère différence avec le chiffre de [...] GBP/MWh figurant au considérant 275 est principalement due au fait que des piscines de stockage de longue durée existent déjà sur le site de BNFL et sont actuellement utilisées pour stocker le combustible avant son retraitement. [...]
- (278) Pour procéder à une contrevérification de cette évaluation, la Commission a comparé les coûts évitables calculés par les autorités britanniques avec les coûts rapportés par une autre source.
- (279) Greenpeace a publié sur son site web un rapport de Gordon MacKerron, de National Economic Research Associates ⁽³⁷⁾. Le rapport cite des chiffres de 200 USD/kgU [110 GBP/kgU ⁽³⁸⁾] pour le stockage temporaire du combustible usé, et de 400 USD/kgU (220 GBP/kgU) pour son stockage définitif. Selon l'auteur du rapport, ils proviennent d'une étude américaine ⁽³⁹⁾. Il existe de nombreuses différences entre les types de réacteurs américains (essentiellement REL) et ceux de BE. En outre, le rapport ne fait pas apparaître clairement si les coûts auxquels il se réfère sont des coûts évitables ou comprennent des éléments de coûts fixes, qui sortiraient du champ de l'analyse. Ils dépendent en outre fortement des taux actuariels, étant donné que la plupart des coûts d'élimination seront supportés dans un avenir lointain. La Commission a néanmoins utilisé ces chiffres, parce qu'elle considérait que des chiffres publiés par une tierce partie constituaient une source pertinente pour la contrevérification des chiffres communiqués par les autorités britanniques.
- (280) Au vu des chiffres cités au considérant 279, le prix de l'électricité au-dessus duquel BNFL récupérerait ses coûts serait de [...] GBP/MWh. Il convient à présent de comparer ces chiffres avec l'évolution prévue des prix de l'électricité.

⁽³⁶⁾ BE n'a jusqu'à présent procédé à l'élimination définitive d'aucune quantité de combustible usé, étant donné qu'aucune décision définitive n'a été prise au Royaume-Uni à ce sujet.

⁽³⁷⁾ Ce rapport est disponible sur le site web de Greenpeace pour le Royaume-Uni, à l'adresse:

<http://www.greenpeace.org.uk/MultimediaFiles/Live/FullReport/6273.pdf>

⁽³⁸⁾ En utilisant le même taux de conversion de 1 GBP = 1,82 USD que dans le rapport.

⁽³⁹⁾ M. Bunn et al. *The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel*. Rapport final, décembre 2003.

- (281) Le critère approprié pour cette comparaison est l'évolution actuelle et future des prix de l'électricité prévue par BNFL au moment de la négociation des nouveaux accords entre BNFL et BE. C'est en effet dans ce contexte que BNFL a évalué la portée de ses concessions à BE.
- (282) Les documents fournis par BNFL font apparaître que, selon les estimations générales, les prix devaient rester de l'ordre de 16 GBP/MWh à 19 GBP/MWh dans un futur proche, puis augmenter pour atteindre des niveaux plus viables.
- (283) Dans son évaluation des conditions finales du plan, BNFL a envisagé quatre scénarios possibles. Seul le plus pessimiste se fondait sur des prix systématiquement inférieurs à 17 GBP/MWh, atteignant à peine des valeurs d'environ 16,5 GBP/MWh à moyen terme. Les trois autres partaient du principe que ces prix atteindraient des valeurs de l'ordre de 18 GBP/MWh dès 2007, puis, graduellement, des prix de 19,5 GBP/MWh à 23 GBP/MWh.
- (284) L'évaluation par BNFL de la renégociation de ses accords avec BE s'est donc opérée sur la base de prévisions d'évolution des prix selon lesquelles, même dans les hypothèses les plus pessimistes, elle aurait pu récupérer ses coûts évitables, selon les estimations internes, et également selon l'étude de Gordon MacKerron, sauf dans le pire des scénarios.
- (285) L'évolution effective des prix de l'électricité a finalement été plus élevée que dans le plus optimiste des quatre scénarios retenus par BNFL. En effet, diverses agences de suivi des prix ont fait état de valeurs dépassant les 20 GBP/MWh pour des prix de base d'hiver, atteignant même des chiffres de 27 GBP/MWh⁽⁴⁰⁾. En ce qui concerne les prix d'été, les mêmes agences font état d'un prix d'environ 20 GBP/MWh. Les scénarios retenus par BNFL étaient donc globalement plutôt pessimistes.
- (286) On peut en conclure que BNFL pensait être en mesure de couvrir ses coûts évitables dans le cadre des nouveaux accords, en dépit du fait qu'elle devait assumer le coût de l'élimination définitive du combustible usé.
- (287) De même, l'analyse des nouveaux accords de fourniture de combustible, qui sont beaucoup plus simples, étant donné qu'ils comportent un tarif variable qui n'est pas indexé sur les prix de l'électricité, montre que BNFL couvrira ses coûts évitables de fourniture de combustible dans tous les cas.
- (288) Un examen approfondi des coûts évitables ne fait donc apparaître aucun élément indiquant que BNFL ait agi de façon non commerciale. Au contraire, l'évolution effective des prix de l'électricité suggère que BNFL pourrait parfaitement améliorer sa position par rapport à la situation précédente, tout en ayant également fait preuve de suffisamment de souplesse pour permettre à son principal client de rester sur le marché.
- BNFL a-t-elle été traitée sur le même pied que les créanciers privés?
- (289) Après avoir examiné la renégociation d'un point de vue microéconomique, la Commission a vérifié si BNFL avait été traitée sur le même pied que les créanciers privés de BE. Dans cette seconde phase de l'analyse, la Commission a étudié si les concessions faites par BNFL sont semblables à celles des créanciers privés.
- (290) Les informations présentées par le Royaume-Uni et BNFL montrent que:
- même si BNFL a établi des conventions avec BE avant que BE renégocie des conditions individuelles avec chacun de ses principaux créanciers, elle a exigé d'y inclure une clause permettant de revenir sur les concessions proposées, au cas où un autre créancier important se verrait offrir des conditions plus avantageuses que BNFL;
 - pendant tout le processus de négociation, BNFL a toujours vérifié qu'il était demandé aux autres créanciers privés de BE d'apporter une contribution comparable à celle de BNFL;
 - une comparaison quantifiée détaillée des créances et des montants concédés dans le cadre du plan de restructuration final montre que, par rapport à d'autres créanciers, BNFL a renoncé à une proportion moindre de dettes impayées. Il convient également de faire observer à cet égard que BNFL ne possédait pas de garantie de sa dette sur les actifs de BE.
- (291) Par conséquent, la Commission conclut que BNFL a été traitée sur un pied d'égalité avec les créanciers privés, ce qui constitue une nouvelle preuve que BNFL ne s'est pas comportée différemment des créanciers privés lors de la négociation du plan de restructuration.
- BNFL a-t-elle agi en toute indépendance du gouvernement britannique?
- (292) La Commission considère que la conclusion qui précède prouve à suffisance que BNFL a agi conformément au principe du créancier en économie de marché, et donc que la mesure B ne constitue pas une aide d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE.

⁽⁴⁰⁾ En juillet 2003, Argus a annoncé le contrat de base pour l'hiver 2003/2004 à 20,96 GBP/MWh. Le 7 août 2003, UKPX signalait les prix des futurs contrats de base pour la même période à 22,55 GBP/MWh. Le même jour, UKPX annonçait le prix des futurs contrats de base pour l'été 2006 à 20,50 GBP/MWh et un prix de règlement pour l'hiver 2006 à 27,15 GBP/MWh. Source: Argus et UKPX, cités dans le Frontier Economics report «Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain», août 2003, joint aux documents présentés par BE.

(293) En outre, la Commission considère que, en l'occurrence, rien n'indique que le comportement de BNFL soit imputable à l'État. La condition d'imputabilité a été rappelée par la Cour de justice des Communautés européennes dans son arrêt Stardust ⁽⁴¹⁾. Comme la Cour l'a indiqué, on ne peut présumer automatiquement qu'une mesure constitue une aide d'État parce qu'elle a été prise par une entreprise publique. Il ne suffit pas que l'organisme accordant l'aide soit une entreprise publique au sens de l'article 2, paragraphe 1, point b), de la directive 80/723/CEE de la Commission du 25 juin 1980 relative à la transparence des relations financières entre les États membres et les entreprises publiques ⁽⁴²⁾. Le fait que les autorités publiques puissent exercer directement ou indirectement une influence dominante ne prouve pas qu'elles aient effectivement exercé cette influence dans un cas déterminé. Comme l'explique l'avocat général Jacobs dans ses conclusions dans l'affaire Stardust ⁽⁴³⁾, l'imputabilité à l'État d'une mesure d'aide prise par une entreprise publique peut être déduite d'un ensemble d'indications relatives aux circonstances de l'affaire et au contexte dans lequel la mesure a été prise. L'avocat général donne une liste de faits et de circonstances qui pourraient, selon lui, être pris en considération, tels que la preuve que la mesure a été prise à l'initiative de l'État, la nature et l'étendue de la mesure, l'intensité du contrôle exercé par l'État sur l'entreprise publique en question et une pratique générale consistant à utiliser l'entreprise en question pour d'autres fins que commerciales ou à influencer ses décisions.

(294) Sur la base des documents présentés par le gouvernement britannique et par les parties intéressées, la Commission a examiné si la mesure B (et la mesure C) pouvait être attribuable à l'intervention de l'État. Elle a tenu compte du fait que BNFL avait décidé, bien avant que les difficultés financières de BE soient rendues publiques et bien avant que le gouvernement britannique annonce son rôle dans une restructuration potentielle en vue d'un retour à la solvabilité qu'il était de son intérêt de faire des concessions pour empêcher l'insolvabilité de BE. D'un point de vue chronologique, rien n'indique que la renégociation ait eu lieu à l'initiative de l'État. Au contraire, le fait que BNFL n'ait finalement pas accepté de participer au plan de restructuration avant que le gouvernement britannique annonce son intervention peut être considéré comme une preuve que BNFL n'était pas disposée à sauver BE à tout prix, et préférerait attendre l'intervention de l'État, comme tous les autres créanciers.

(295) La Commission a également pris en considération le fait que, selon la loi britannique, les membres du conseil d'administration de BNFL ont l'obligation, dans le cadre de leur mandat, d'agir au mieux des intérêts commerciaux de BNFL pour maximaliser la valeur et réduire au minimum les risques financiers, sur la base des informations dont ils disposent au moment concerné. Cela est confirmé par les extraits de comptes rendus du conseil d'administration dont dispose la Commission.

⁽⁴¹⁾ Voir arrêt de la Cour du 16 mai 2002 dans l'affaire C-482/99, République française contre Commission des Communautés européennes, Rec. 2002, p. I-4397, point 24.

⁽⁴²⁾ JO L 195 du 29.7.1980, p. 35. Directive modifiée en dernier lieu par la directive 2000/52/CE (JO L 193 du 29.7.2000, p. 75).

⁽⁴³⁾ Conclusions de l'avocat général Jacobs dans l'affaire C-482/99, République française contre Commission des Communautés européennes, Rec. 2002, p. I-4397.

Conclusion

(296) Compte tenu de tous les éléments qui précèdent, la Commission conclut que la mesure B ne constitue pas une aide d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE.

Mesure C

(297) La mesure C consiste en des accords de moratoire sur les paiements dus à BNFL et à un certain nombre de créanciers importants de BE, pour une période débutant le 14 février 2003 et se terminant au plus tôt le 30 septembre 2004. Au contraire d'autres créanciers concernés, BNFL ne recevra pas d'intérêts pendant la période de moratoire.

Appréciation de la Commission

(298) Sur la base des informations disponibles, la Commission constate que les rapports des conseillers financiers de BNFL, rédigés au moment où BNFL était en négociation avec BE, concluent que, dans le cadre de sa participation au plan de restructuration, BNFL n'a pas fait davantage de concessions dans l'ensemble que les autres créanciers, comme le montre une comparaison des contributions de chacun des créanciers importants. Comme indiqué au considérant 290, BNFL ne disposait d'aucune garantie sur les actifs de BE.

(299) En outre, la Commission conclut que le fait de ne pas demander le paiement d'intérêts pour préserver l'option convenue d'une restructuration en vue d'un retour à la solvabilité est conforme à l'attitude d'un créancier privé visant à préserver la meilleure solution commerciale possible. L'analyse des conseillers financiers et juridiques de BNFL montre que demander la renégociation des conditions du moratoire aurait mis en péril l'ensemble des accords avec BE, et, surtout, la solvabilité de BE en tant que telle. Une demande de paiement d'intérêts aurait entraîné un risque important d'insolvabilité de BE, ce que BNFL estimait défavorable à sa propre situation. En renonçant au paiement de ces intérêts, BNFL a agi en conformité avec la conduite d'un créancier privé souhaitant s'assurer les meilleurs recouvrements possibles.

(300) En conclusion, la Commission n'a pu établir que la partie de la mesure C concernant BNFL était imputable à l'État, pour les raisons énoncées aux considérants 256 à 296 relatifs à l'évaluation de la mesure B.

(301) La Commission est donc arrivée à la conclusion que la mesure C ne constitue pas une aide d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE.

3. Appréciation de la compatibilité avec le traité CE

(302) L'article 87, paragraphe 1, du traité instaure le principe général de l'interdiction des aides d'État dans la Communauté.

(303) Les paragraphes 2 et 3 de l'article 87 prévoient des dérogations au principe général d'incompatibilité énoncé au paragraphe 1.

- (304) Les dérogations prévues à l'article 87, paragraphe 2, du traité CE ne s'appliquent pas en l'occurrence, étant donné que les mesures d'aide ne présentent pas un caractère social et ne sont pas accordées à des consommateurs individuels, qu'elles ne sont pas destinées à remédier aux dommages causés par les calamités naturelles ou par d'autres événements extraordinaires et qu'elles ne sont pas octroyées à l'économie de certaines régions de la République fédérale d'Allemagne affectées par la division de l'Allemagne.
- (305) D'autres dérogations sont prévues à l'article 87, paragraphe 3, du traité CE. Les dérogations prévues à l'article 87, paragraphe 3, points a), b) et d), ne s'appliquent pas en l'occurrence, car les aides ne sont pas destinées à favoriser le développement économique de régions dans lesquelles le niveau de vie est anormalement bas ou dans lesquelles sévit un grave sous-emploi, elles ne sont pas destinées à promouvoir la réalisation d'un projet important d'intérêt européen commun ou à remédier à une perturbation grave de l'économie d'un État membre et elles ne sont pas destinées à promouvoir la culture et la conservation du patrimoine.
- (306) Seule la dérogation prévue à l'article 87, paragraphe 3, point c), du traité CE est donc susceptible de s'appliquer. L'article 87, paragraphe 3, point c), autorise les aides d'État destinées à faciliter le développement de certaines activités économiques, quand elles n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun.
- (307) Dans les lignes directrices, la Commission a établi les conditions préalables à un exercice favorable de ses compétences d'appréciation en vertu de l'article 87, paragraphe 3, point c), dans des cas tels que celui-ci.
- (308) Dans sa décision d'engager la procédure, la Commission exprime un certain nombre de doutes quant à la compatibilité du plan de restructuration avec les lignes directrices. Ces doutes sont rappelés au point 3 ci-dessus. Les points suivants présentent l'appréciation et les conclusions finales de la Commission sur chacun de ces doutes.
- a) *Rétablissement de la viabilité de BE*
- (309) L'octroi d'une aide à la restructuration exige un plan de restructuration réalisable, cohérent et de grande ampleur, permettant de rétablir la viabilité à long terme de l'entreprise, dans un délai raisonnable et sur la base d'hypothèses réalistes. Conformément au point 32 des lignes directrices, l'amélioration de la viabilité doit résulter principalement de mesures internes prévues par le plan de restructuration et elle ne peut être basée sur des facteurs externes sur lesquels l'entreprise ne peut guère influencer, tels que des augmentations de prix ou de la demande, que si les hypothèses avancées quant à l'évolution du marché sont largement acceptées.
- (310) Le point 33 des lignes directrices impose à l'État membre de présenter un plan de restructuration décrivant les circonstances ayant entraîné les difficultés de l'entreprise et envisageant des scénarios traduisant des hypothèses optimistes, pessimistes et médianes. Le point 34 des lignes directrices ajoute que le plan de restructuration doit proposer une mutation de l'entreprise telle que cette dernière puisse couvrir tous ses coûts une fois la restructuration achevée, y compris les coûts d'amortissement et les charges financières. La rentabilité escomptée des capitaux propres de l'entreprise devra être suffisante pour lui permettre d'affronter la concurrence en ne comptant plus que sur ses seules forces.
- (311) Dans sa décision d'engager la procédure, la Commission a soulevé plusieurs points en relation avec le rétablissement de la viabilité de BE. Ces doutes reposaient sur deux observations. Tout d'abord, la durée de certains éléments des mesures A et B semblait illimitée, ce qui faisait douter que le plan de restructuration permette à BE de faire à nouveau face seule à la concurrence dans un délai raisonnable. Ensuite, il semblait que le plan de restructuration ne comporte pas suffisamment de mesures internes à BE.
- Durée de l'aide*
- (312) Les doutes de la Commission portaient en particulier sur les mesures A et B. Au vu de la longue durée de la mesure A et du caractère illimité de la mesure B, la Commission se demandait si l'aide à la restructuration en faveur de BE n'était pas octroyée sous la forme d'une subvention permanente, ce qui serait contraire aux dispositions des lignes directrices. Cette préoccupation était partagée par des parties tierces, telles que Drax.
- (313) En ce qui concerne la mesure B, la Commission est arrivée à la conclusion qu'elle ne constitue pas une aide d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE. Par conséquent, la question du caractère non limité dans le temps de la mesure B n'est plus pertinente.
- (314) En ce qui concerne la mesure A, la Commission s'inquiétait du fait que les coûts liés au déclassement des centrales nucléaires pouvaient apparaître jusqu'en 2086 et que le financement des coûts liés à la gestion du combustible usé REP chargé dans le réacteur B de Sizewell appartenant à BE n'était pas non plus limité dans le temps.
- (315) En ce qui concerne les coûts de déclassement, la Commission constate qu'ils apparaîtront dans l'avenir, mais ont trait à des centrales nucléaires construites dans le passé. La Commission accepte l'argument du Royaume-Uni selon lequel il n'est pas possible de quantifier avec précision le montant relatif au déclassement, étant donné l'absence de précédent pour les centrales AGR et le fait que ces coûts se concrétiseront dans un futur lointain, au cours duquel pourra intervenir une évolution technologique. En outre, le gouvernement britannique fait valoir que les coûts de déclassement sont déjà largement fixés et que toute augmentation substantielle du passif résultant d'une modification discrétionnaire des procédures d'exploitation apportant un bénéfice économique à BE ou résultant du non-respect des normes de performance minimales devra être assumée par BE. Il importe également de rappeler que l'intervention de l'État est prévue en cas de carence du financement par le NLF.

- (316) Compte tenu de la nature particulière de l'industrie nucléaire, qui ne permet pas le traitement des matières radioactives avant que le taux de rayonnement ait atteint un niveau plus sûr, et du délai inévitable de financement des engagements de déclasser, la Commission conclut que la partie de la mesure A relative à ces engagements ne peut être considérée comme une subvention permanente à BE, étant donné qu'elle est définie et porte sur des coûts déjà supportés. Le bilan de BE prévoit déjà une provision pour ces coûts. La Commission conclut en outre que le paiement éloigné dans le temps de l'aide liée à ces coûts ne peut être considéré comme un report dans l'avenir du rétablissement de la viabilité.
- (317) En ce qui concerne le financement par l'État de la gestion du combustible REP chargé à Sizewell B, la Commission rappelle que BE contribuera au NLF à concurrence de 150 GBP/kgU pour le combustible REP chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date effective de restructuration.
- (318) Cette valeur est certainement inférieure aux coûts totaux de gestion du combustible usé REP, y compris l'élimination finale. En effet, ce coût total a été estimé par BE elle-même à 240 GBP/kgU dans ses comptes 2001-2002. Le fait qu'une partie seulement de ces coûts soit couverte par les paiements de BE au NLF confirme que la contribution du NLF à la gestion de ce combustible comporte une aide d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE.
- (319) Afin de déterminer si cette aide est illimitée, la Commission doit calculer la répartition des coûts totaux entre coûts évitables et coûts inévitables.
- (320) Les coûts inévitables sont irrécupérables. Il est donc économiquement rationnel pour une entreprise de fonctionner aussi longtemps qu'elle peut couvrir ses coûts évitables, de façon à rembourser la plus grande partie possible de ces coûts irrécupérables. Accorder une aide pour des coûts inévitables apporte donc manifestement un avantage à l'entreprise bénéficiaire, en ce sens que cette aide déplace le seuil de rentabilité. Pour les entreprises en difficultés, cette aide vise précisément à leur permettre de rétablir leur viabilité plus rapidement. Toutefois, étant donné que l'entreprise fonctionnerait de toute façon dès lors qu'elle pourrait couvrir ses coûts évitables, l'aide portant sur les coûts inévitables ne prolonge pas artificiellement la vie de l'entreprise. Une telle aide n'est donc pas illimitée.
- (321) En revanche, l'aide destinée à couvrir des coûts évitables, en particulier des coûts variables, vise à maintenir artificiellement le fonctionnement d'une entreprise qui, à défaut de cette intervention, n'aurait aucune raison économique de prolonger ses activités. Une telle aide est illimitée en ce sens qu'elle n'assure la viabilité de l'entreprise que si elle n'est pas limitée dans le temps.
- (322) Les autorités britanniques ont indiqué que, sur les coûts de 240 GBP/kgU mentionnés au considérant 318, environ [...] GBP/kgU étaient évitables. Les coûts restants sont essentiellement les coûts inévitables liés à la construction du dépôt de stockage final destiné tant au combustible usé REP hérité du passé qu'au futur combustible usé, qui sera réalisé sur le site de Sizewell B. Ce dépôt devrait être disponible à la fin du siècle, ce qui, en raison des effets actuels, explique la valeur relativement faible de ces coûts par rapport à d'autres pays.
- (323) Les chiffres figurant dans le rapport Gordon MacKerron visé à la note 38 ne peuvent être utilisés aux fins d'une contrevérification de cette estimation, étant donné que le rapport n'indique pas la mesure dans laquelle ils comprennent des coûts inévitables.
- (324) Pour contrôler l'évaluation des autorités britanniques, la Commission a eu recours aux informations accessibles au public concernant le programme nucléaire finlandais, qui est l'un des plus transparents au monde. Tout comme les déchets de Sizewell, ceux produits par les réacteurs finlandais ne seront pas retraités avant leur stockage définitif. Les coûts de gestion du combustible usé finlandais sont estimés par l'entreprise finlandaise chargée de son élimination à 325 EUR/kgU [217 GBP/kgU ⁽⁴⁴⁾], dont 217 EUR/kgU (145 GBP/kgU) sont liés aux coûts évitables ⁽⁴⁵⁾.
- (325) La Commission note que ces chiffres sont semblables à ceux fournis par les autorités britanniques. Elle considère qu'ils confirment qu'un paiement de 150 GBP/kgU est suffisant pour couvrir les coûts évitables de la gestion du combustible usé, ainsi qu'une partie de ses coûts inévitables.
- (326) Au vu de ce qui précède, la Commission conclut que le plan de restructuration ne prévoit pas un subventionnement permanent de BE et que sa durée est compatible avec les lignes directrices, compte tenu des spécificités de l'industrie nucléaire et des obligations du Royaume-Uni en vertu du traité Euratom ⁽⁴⁶⁾.

Contenu du plan de restructuration

- (327) La Commission constate que le gouvernement britannique a présenté un plan détaillé, comportant une étude de marché et des scénarios traduisant des hypothèses optimistes, pessimistes et médianes, comme l'exige le point 33 des lignes directrices. Il a également fourni une analyse détaillée de trésorerie, mise à jour en juillet 2004.

⁽⁴⁴⁾ Au taux de change 1 GBP = 1,5 EUR.

⁽⁴⁵⁾ Source: site Web de Posiva Oy. www.posiva.fi. Cette estimation repose sur les coûts par kilo de combustible usé. La transposition de cette valeur en tonnes d'uranium (chargé avant utilisation) pourrait entraîner une très légère sous-évaluation des coûts effectifs, étant donné que les éléments de combustible usé comportent également une petite proportion de matériaux autres que l'uranium dans les séparateurs et les tubes.

⁽⁴⁶⁾ Voir également point VI.1 ci-dessus.

- (328) Le plan décrit en détail l'origine des difficultés de BE et les mesures qui ont été ou seront instaurées pour y répondre, résumées au point II.2, point c), de la présente décision. Le plan de restructuration prévoit la mise en œuvre d'une nouvelle stratégie commerciale (mesure E) visant à remédier à la position trop exposée de BE. En s'assurant davantage de ventes à prix fixes à moyen terme, BE a pour objectif de réduire la volatilité des flux de trésorerie et de renforcer sa viabilité à long terme. Elle réduit également les risques liés aux prix de gros de l'électricité au Royaume-Uni, tout en maintenant un accès fiable au marché en conjuguant des conditions contractuelles, une production flexible grâce à Eggborough et la vente directe, notamment aux consommateurs industriels et commerciaux. Les mesures A et B visent à remédier à la proportion élevée de coûts inévitables auxquels BE est confrontée en tant qu'opérateur nucléaire, en soulageant partiellement BE de ses engagements nucléaires antérieurs, y compris pour le combustible usé hérité du passé et les coûts de déclassement, et en réduisant ses coûts pour les futurs contrats avec BNFL portant sur l'amont et l'aval du cycle du combustible. En outre, le plan prévoit la renégociation de trois contrats d'achat en dehors du cours et la cession d'actifs de BE en Amérique du Nord, ce qui devrait contribuer à résoudre le problème de BE lié à des coûts inévitables élevés à court terme sous forme de dépenses de financement. En ce qui concerne la troisième cause des difficultés de BE, les arrêts imprévus importants, BE a défini un plan, le programme d'amélioration des performances (PIP), destiné à améliorer la fiabilité des centrales nucléaires. En particulier, le PIP prévoit une augmentation des investissements en capital et en ressources humaines afin d'améliorer la qualité de la maintenance et la disponibilité des centrales. En outre, l'une des vulnérabilités envisagées est le scénario dans lequel la disponibilité des centrales de BE ne s'améliore pas. Dans ce scénario, BE produirait toujours des liquidités.
- (329) Selon les projections financières présentées par le gouvernement britannique, la viabilité serait rétablie dans un délai raisonnable, étant donné que BE produirait des liquidités à partir de 2004 et présenterait des flux de trésorerie opérationnels positifs à partir de 2005.
- (330) Sur la base de ce qui précède, la Commission conclut que le plan de restructuration répond aux problèmes qui sont à l'origine des difficultés de BE et repose sur des hypothèses réalistes, comme l'exigent les lignes directrices, compte tenu en particulier de l'évolution des prix de l'électricité et de la mise en œuvre du PIP.
- (331) Dans sa décision d'engager la procédure, la Commission doutait que le rétablissement de la viabilité puisse être considéré comme découlant principalement de mesures internes. En particulier, la Commission se demandait si les économies réalisées par BE à la suite de ces mesures n'étaient pas uniquement dues à des concessions des créanciers et des fournisseurs, et non à une rationalisation des activités de BE.
- (332) À la suite de l'ouverture de la procédure, Drax a présenté des observations à ce sujet. Elle estime que la restructuration de BE n'est pas une véritable restructuration, étant donné qu'elle ne découle pas de mesures internes et donne à BE la garantie qu'elle ne sera jamais mise en faillite. Drax ajoute qu'il existe une incertitude quant à la contribution de BE à la restructuration et que la fermeture de certaines centrales nucléaires aurait été une meilleure solution. Ce dernier avis est partagé par Greenpeace. Le Royaume-Uni conteste cette opinion et répond que l'ensemble des mesures d'aide sont soumises à l'approbation par le gouvernement des perspectives de viabilité de BE. Le gouvernement britannique fait également valoir que, si les lignes directrices exigent qu'un équilibre soit établi entre les contributions de l'État, les contributions privées et la contribution propre de l'entreprise, cela ne signifie pas que l'entreprise doit être à même de renverser la situation sans intervention de l'État.
- (333) La Commission accepte le point de vue selon lequel la restructuration ne doit pas uniquement reposer sur des mesures internes, mais peut aussi comporter des mesures émanant de l'État et de parties privées, telles que créanciers et fournisseurs. La Commission constate que BE a déjà mis en œuvre les mesures suivantes: elle a cédé ses actifs en Amérique du Nord (mesure F) et [...]. D'un point de vue commercial, la Commission prend note du fait que, conformément à sa nouvelle stratégie commerciale (mesure G), BE a augmenté le nombre de contrats à prix fixes à moyen terme pour réduire les risques auxquels elle est confrontée. En outre, BE n'est pas déchargée de ses engagements nucléaires, mais contribuera au financement du NLF.
- (334) Comme expliqué à la section VI.3.c.v) ci-dessous, la Commission tient également compte du fait que la fermeture d'une ou plusieurs centrales nucléaires de BE n'est pas une solution réalisable et que l'abandon d'Eggborough menacerait les perspectives de retour à la viabilité de BE et serait disproportionné.
- (335) Compte tenu des mesures déjà prises et à prendre par BE, et du fait que le plan de restructuration s'attaque aux problèmes qui sont à l'origine des difficultés de BE, la Commission conclut que les exigences du point 32 des lignes directrices sont respectées.

Le cas spécifique de Dungeness B

- (336) Certaines parties intéressées ont mis en cause en particulier les perspectives de retour à la viabilité de Dungeness B, qui est la plus ancienne des centrales nucléaires de BE.
- (337) Powergen, la partie ayant le mieux motivé son raisonnement, fonde son analyse de la situation de Dungeness B sur une étude de la structure des coûts de la centrale, présentée initialement par les autorités britanniques, et exposée dans la décision d'engager la procédure.

- (338) Selon Powergen, Dungeness B est une centrale extrêmement inefficace. Les chiffres du passé montrent que son facteur de charge est faible. Powergen l'estime à 46 %. Avec un tel facteur de charge, la centrale produirait environ 4,5 TWh par an. Selon Powergen, la production de cette quantité d'électricité coûterait environ 73,8 millions de GBP, en tenant compte uniquement des coûts évitables. Powergen conclut que les coûts évitables de Dungeness B sont d'environ 16,4 GBP/MWh, alors que le prix de base de l'électricité sur le marché de gros est de 16 GBP/MWh ⁽⁴⁷⁾.
- (339) Dans leurs commentaires sur l'analyse de Powergen, les autorités du Royaume-Uni ont donné leur propre avis sur la contre-analyse de Powergen portant sur la viabilité de Dungeness B. Selon les autorités britanniques, l'analyse de Powergen présente deux erreurs. Tout d'abord, l'hypothèse de Powergen quant aux coûts totaux de la centrale était trop basse. Les données de BE suggèrent que les coûts réels de Dungeness B sont plus élevés que ceux estimés par Powergen, notamment pour les coûts d'exploitation et de maintenance. Cette circonstance tend à augmenter les coûts par MWh de Dungeness B.
- (340) Les autorités britanniques considèrent en revanche que les chiffres du rendement de Dungeness B se sont nettement améliorés ces dernières années. Du fait que les informations historiques mettent en évidence une amélioration, elles demandent que l'hypothèse selon laquelle les résultats de cette centrale seront comparables à ceux des années les plus récentes soit prise en compte pour l'avenir, plutôt que celle selon laquelle les résultats seront comparables à ceux enregistrés lors de ses plus mauvaises années. Cela augmenterait le facteur de charge de la centrale à un taux de 61 % et inciterait à diminuer ses coûts par MWh.
- (341) En prenant en compte les éléments exposés aux considérants 339 et 340, les autorités britanniques calculent que les coûts évitables de Dungeness B sont approximativement de [...] GBP/MWh, lorsque le prix de base de l'électricité sur le marché de gros est de [...] GBP/MWh.
- (342) La Commission a examiné les coûts évitables de Dungeness B, en prenant en considération différentes hypothèses, selon la fiabilité des estimations relatives aux coûts totaux et au facteur de charge. Elle est parvenue à la matrice suivante:

Tableau 8

Coûts évitables par MWh de Dungeness B, avec un prix de base de l'électricité sur le marché de gros de 16 GBP/MWh

	Hypothèse de production des autorités britanniques	Hypothèse de production de Powergen
Hypothèse de coûts des autorités britanniques	[...]	[...]
Hypothèse de coûts de Powergen	[...]	16,4 GBP/MWh

- (343) En prenant en compte le partage, entre BE et BNFL, du bénéfice des hausses du prix de l'électricité alors que le prix de base de l'électricité sur le marché de gros diffère de 16 GBP/MWh, la Commission en a déduit le prix de revient de l'électricité au-dessus duquel Dungeness B couvre ses coûts évitables dans les différentes hypothèses.

Tableau 9

Prix de base de l'électricité sur le marché de gros, au-dessus duquel Dungeness B couvre ses coûts évitables

	Hypothèse de production des autorités britanniques	Hypothèse de production de Powergen
Hypothèse de coûts des autorités britanniques	[...]	[...]
Hypothèse de coûts de Powergen	[...]	16,8 GBP/MWh

⁽⁴⁷⁾ Le prix de base de l'électricité sur le marché de gros a un impact sur la structure des coûts des centrales de BE, étant donné qu'il constitue un élément du prix que BE paie à BNFL pour la gestion de son combustible usé.

- (344) Selon le *tableau 9*, il apparaît que, en retenant toutes les hypothèses sauf la plus mauvaise, Dungeness B est en mesure de couvrir ses coûts évitables, et ne réalise donc pas de pertes, dès lors que le prix de base de l'électricité sur le marché de gros est supérieur à [...] GBP/MWh environ. Ce prix d'exercice correspond au prix de base de l'électricité sur le marché de gros, lequel, ainsi que les considérants 282 à 285 le montrent, peut parfois atteindre à présent un niveau bien supérieur à 20 GBP/MWh, et devait dans tous les cas se situer entre 16 et 19 GBP/MWh, même dans la courte période pendant laquelle Dungeness B va demeurer en exploitation. La Commission relève en outre que, au prix actuel de l'électricité, Dungeness B est capable de couvrir ses coûts évitables, même dans l'hypothèse la plus pessimiste.
- (345) La Commission estime donc que Dungeness B est un actif viable.
- b) *L'aide est-elle limitée au minimum nécessaire?*
- (346) Dans sa décision d'ouvrir la procédure, la Commission a exprimé des doutes sur la question de savoir si l'aide était limitée au minimum nécessaire, car la nature d'aide d'État des mesures B, C et G n'a pas été établie et parce que le montant exact de l'aide contenue dans la mesure A n'a pas été déterminé.
- (347) La Commission indique être parvenue à la conclusion, dans les sections VI.2.a) et IV.2.b) susmentionnées, que les mesures B, C et G ne constituent pas une aide d'État au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE. Les aides se limitent donc à la mesure A.
- (348) La mesure A comprend une aide d'État visant à prendre en charge trois catégories d'engagements: la gestion du combustible usé hérité du passé, la gestion des engagements non contractuels et le déclassement des centrales nucléaires. Au moment où la procédure a été ouverte, les engagements liés à chacune de ces trois catégories, et par conséquent l'aide d'État en rapport avec celles-ci, étaient seulement évalués, mais non plafonnés.
- (349) Les engagements liés à la gestion du combustible usé représentent la majeure partie du total des engagements. Ils consistent à payer à BNFL des services de gestion du combustible chargé dans les réacteurs de BE avant la date effective du plan de restructuration. Ces services ont déjà fait l'objet d'un contrat, et le montant dû à cet égard par BE à BNFL est bien défini dans la plupart des cas.
- (350) Pour cette raison, la Commission estime toujours que le niveau auquel ces engagements pourraient être financés par le gouvernement britannique devrait être plafonné. Les autorités britanniques ont par conséquent accepté de plafonner l'aide en rapport avec de tels engagements, estimés initialement à 2 185 000 000 GBP ⁽⁴⁸⁾.
- (351) En revanche, les charges liées au déclassement de centrales nucléaires et aux engagements ne résultant pas d'un contrat sont difficiles à quantifier avec précision.
- (352) Le déclassement des centrales nucléaires constitue une activité très spécifique. L'expérience mondiale d'opérations entièrement menées à bien est très maigre ⁽⁴⁹⁾ dans ce domaine. Les experts indiquent que les coûts d'une telle opération peuvent atteindre 15 % des coûts totaux d'investissement ou plus ⁽⁵⁰⁾, ou 50 % de la partie nucléaire de l'investissement ⁽⁵¹⁾. Même si de telles estimations s'avéraient totalement valables et précises, il faudrait évaluer les coûts exacts de l'investissement initial dans une centrale pour estimer les coûts de son déclassement, ce qui serait particulièrement difficile pour les anciennes centrales comme celles de BE, pour lesquelles l'historique des coûts est très imprécis.
- (353) La plupart des centrales de BE sont en outre des centrales de type AGR (réacteur avancé refroidi au gaz), qui sont non seulement différentes des centrales existant dans les autres pays, mais aussi, dans une certaine mesure, différentes les unes des autres. Il est donc impossible d'espérer profiter de l'expérience acquise, que ce soit au Royaume-Uni ou dans d'autres pays, pour améliorer l'exactitude des prévisions des coûts de déclassement des réacteurs de BE.
- (354) De même, les engagements qui ne sont pas prévus par contrat sont par leur nature même difficiles à déterminer. Ils sont le plus souvent liés à l'évacuation définitive du combustible usé. La manière selon laquelle le combustible nucléaire sera finalement éliminé au Royaume-Uni demeure incertaine, ainsi que l'a montré l'expérience du dépôt de déchets de catégorie intermédiaire Nirex (*Nirex Intermediate Level Waste Repository*). L'expérience menée dans d'autres pays a aussi montré que trouver des sites pour éliminer certains types de déchets peut s'avérer problématique autant techniquement que politiquement. Il est très difficile de quantifier avec une précision suffisante le coût d'une activité pour laquelle si peu d'informations sont disponibles sur la manière dont elle sera menée à bien. Les renseignements communiqués par les autorités britanniques montrent aussi que les prévisions relatives aux coûts du stockage par des organismes d'autres États membres peuvent varier sensiblement.
- (355) Compte tenu de ce qui précède, la Commission estime qu'essayer de déterminer un coût maximal pour le déclassement et les engagements non contractuels ne serait possible qu'avec une importante marge d'erreur. Il existe un risque important de surestimation de ce coût.

⁽⁴⁸⁾ Valeur actualisée nette en décembre 2002, calculée au taux nominal de 5,4 %.

⁽⁴⁹⁾ Selon l'AIEA, seules 6 centrales nucléaires dans le monde ont été entièrement déclassées en 2003. *Source*: AIEA — Nuclear Technology Review, 2003.

⁽⁵⁰⁾ Voir «A European Perspective on the Funding of Decommissioning and Related Activities of the End of the Nuclear Cycle». Hoyos Pérez, José A., Séminaire international de l'AEN «Strategy Selection for the Decommissioning of Nuclear Facilities», Tarragone, Espagne, 1-5 septembre 2003.

⁽⁵¹⁾ «La gestion et le déclassement des déchets radioactifs dans une Union élargie», Derek M. Taylor, dix-neuvième université d'été sur le déclassement et la gestion des déchets radioactifs, Cambridge, Royaume-Uni, 30 juin - 4 juillet 2003.

- (356) C'est pourquoi la Commission considère, en l'occurrence, que fixer comme plafond d'aide un montant éminemment incertain et probablement surévalué irait en fait à l'encontre de l'exigence de limitation de l'aide au minimum nécessaire, étant donné que des marges d'incertitude peuvent, si elles ne se matérialisent pas, laisser le champ libre à des aides inutiles.
- (357) Une bien meilleure manière de s'assurer de la conformité avec le principe du minimum nécessaire consisterait à ne pas tenter d'évaluer un plafond d'aide, mais plutôt à mettre en place un mécanisme visant à assurer que les futures dépenses se limiteront au minimum.
- (358) Les autorités britanniques se sont par conséquent engagées à mettre en place, dans cette optique, une série de mécanismes. Ainsi:
- les catégories d'engagements dont le coût pourra être pris en charge par l'État seront précisément définies;
 - les autorités britanniques vont étroitement contrôler ces coûts par l'intermédiaire de l'Agence du déclassé nucléaire (NDA); ce contrôle s'exercera autant ex ante qu'ex post;
 - les activités de déclassé seront soumises à la NDA, qui s'assurera que les coûts correspondent aux normes du marché;
 - les activités de la NDA elles-mêmes seront en dernier lieu contrôlées par le ministère britannique du commerce et de l'industrie et par le National Audit Office (Office national britannique de contrôle);
 - pour renforcer encore le contrôle de la Commission sur la dépense, la prévision agrégée des deux engagements [par exemple 1 629 000 000 GBP ⁽⁵²⁾] servira de seuil. Dans le cas où la dépense cumulée liée à ces deux engagements excéderait ce seuil, la Commission se verra communiquer un rapport exhaustif relatif à la fois aux paiements réalisés pour régler ces engagements et aux mesures prises pour réduire ces coûts. Ce rapport sera basé sur une analyse effectuée par des experts-comptables indépendants.
- (359) Il se pourrait que certains paiements très limités, dus par BE à BNFL dans le cadre des engagements relatifs au combustible usé, excèdent le montant initialement prévu. C'est en particulier le cas lorsque des éléments de combustible usé ne sont pas conformes aux spécifications et exigent un traitement spécial. Dans un tel cas, les contrats existants entre BE et BNFL autorisent en effet que le prix normal de traitement du combustible usé soit augmenté. Dans cette éventualité, les montants à payer par l'État pour acquitter BE de ces engagements qui excèdent la prévision initiale seront fixés par rapport au seuil susmentionné de 1 629 000 000 GBP, sans que ce seuil soit modifié.
- (360) Dans le but de calculer les montants auxquels se réfèrent les considérants 350 et 358, la Commission estime que le taux de référence normal de la Commission devrait être utilisé. Étant donné toutefois la longueur de la période considérée, le taux de référence devra être réévalué tous les cinq ans ⁽⁵³⁾.
- (361) Il est important de relever que le plafond et le seuil auxquels se réfèrent les considérants 350 et 358 s'appliquent à toutes les dépenses effectuées pour acquitter BE des engagements, qu'elles soient financées par le NLF ou, dans le cas d'une insuffisance de crédits du NLF, par l'État. Le mécanisme de plafond et de seuil tiendra ainsi automatiquement compte des crédits disponibles au titre du fonds.
- (362) En dernier lieu, le plan de restructuration prévoit aussi un dégrèvement fiscal se rapportant à l'augmentation de la valeur comptable des centrales de BE en raison du fait qu'une partie des engagements en rapport avec celles-ci seront assumés par le gouvernement britannique. Comme ces engagements figuraient dans les comptes de BE, leur dégrèvement partiel et potentiel en raison de l'engagement du gouvernement britannique augmente leur valeur d'un montant potentiellement égal au montant maximal couvert par le gouvernement britannique.
- (363) Selon les règles financières et comptables britanniques, cette augmentation devrait être imposable. Si le gouvernement n'en tient pas compte, cela pourrait donc conférer un avantage concurrentiel potentiel en faveur de BE au sens de l'article 87, paragraphe 1, du traité CE. L'imposition potentielle diminuerait cependant la capacité de BE à financer elle-même les engagements, ce qui augmenterait à leur tour les engagements réels du gouvernement britannique. L'élément d'aide d'État que constitue le dégrèvement fiscal peut donc être compensé partiellement ou en totalité par l'augmentation du financement final des engagements à assumer par le gouvernement. L'élément réel d'aide d'État dans le dégrèvement fiscal est seulement égal à la partie de ce dégrèvement qui n'est pas compensée par l'augmentation des paiements à effectuer par le gouvernement britannique pour honorer sa promesse de s'acquitter des engagements nucléaires.
- (364) Cette augmentation de la valeur des centrales n'est qu'artificielle, étant donné que les engagements vont demeurer jusqu'à ce qu'il soit demandé au gouvernement britannique d'intervenir comme il s'y est engagé. Si cette intervention se concrétise, elle sera prise en charge, dans la mesure du possible, par le NLF, auquel contribue BE. En outre, si le gouvernement avait dû combler l'insuffisance du financement des engagements d'une autre façon et à un autre moment, par exemple au moyen de subventions ad hoc payées au moment où les engagements étaient vraiment encourus, il est possible qu'aucun dégrèvement fiscal n'aurait alors été nécessaire.

⁽⁵²⁾ Valeur actualisée nette en décembre 2002, calculée au taux nominal de 5,4 %.

⁽⁵³⁾ Voir la communication de la Commission concernant la méthode de fixation des taux de référence et d'actualisation (JO C 273 du 9.9.1997, p. 3) en liaison avec la communication de la Commission concernant une adaptation technique de la méthode de fixation des taux de référence/actualisation (JO C 241 du 26.8.1999, p. 9) et l'article 9 du règlement (CE) n° 794/2004 de la Commission du 21 avril 2004 concernant la mise en œuvre du règlement (CE) n° 659/1999 du Conseil portant modalités d'application de l'article 93 du traité CE (JO L 140 du 30.4.2004, p. 1).

- (365) En vertu de ce qui précède, la Commission estime que l'élément d'aide d'État contenu dans le dégrèvement fiscal n'excède pas ce qui est nécessaire pour que l'aide réponde à l'objectif de la restructuration.
- (366) La Commission relève en dernier lieu que toute augmentation des bénéfices de BE, comme dans le cas d'une hausse des prix de l'électricité, sera largement destinée à financer la contribution de BE au NLF. Une telle augmentation de la contribution de BE impliquerait automatiquement une réduction du montant de l'aide.
- (367) La Commission estime que les mécanismes décrits ci-dessus vont vraiment garantir que l'aide d'État contenue dans la mesure A sera réduite au minimum nécessaire.
- c) *Comment éviter que la concurrence soit faussée?*
- (368) Le point 35 des lignes directrices dispose que «des mesures doivent être prises pour atténuer, autant que possible, les conséquences défavorables de l'aide pour les concurrents».
- (369) En dehors de cas exceptionnels où la taille du marché concerné est négligeable tant au niveau communautaire qu'à celui de l'EEE où la part de la société sur le marché concerné est insignifiante, de telles mesures doivent être mises en œuvre pour que l'élément d'aide d'un plan de restructuration soit compatible avec le marché commun. Elles doivent prendre la forme d'une limitation de la présence de l'entreprise sur le marché et être proportionnelles à l'effet distorsif de l'aide. Une remise en cause de la nécessité de telles mesures peut être envisagée lorsque celles-ci peuvent aboutir à une détérioration manifeste de la structure du marché.
- (370) Lorsqu'elles sont nécessaires, la forme et l'importance des mesures compensatoires dépendent de l'état du marché en termes de capacité. S'il y a une surcapacité structurelle sur le marché, les mesures compensatoires doivent prendre la forme d'une réduction irréversible de la capacité de production. S'il n'y a pas de surcapacité structurelle, des mesures compensatoires peuvent toujours s'avérer nécessaires, mais elles peuvent prendre d'autres formes que des réductions irréversibles de la capacité de production.
- i) *Marché concerné*
- (371) La note 20 des lignes directrices indique que «(...) le marché géographique en cause comprend, en principe, l'EEE ou, selon le cas, toute partie substantielle du territoire de l'EEE si les conditions de concurrence y diffèrent de manière appréciable de celles qui prévalent dans le reste de l'EEE».
- (372) L'électricité est depuis longtemps commercialisée entre les États membres, notamment depuis l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.
- (373) Cependant, le commerce de l'électricité entre les États membres est limité par des contraintes physiques du fait du nombre insuffisant des capacités d'interconnexion. Ces contraintes se révèlent être encore plus sévères lorsque des limitations géographiques restreignent les possibilités de développer de nouveaux interconnecteurs.
- (374) Dans le cadre de la politique des réseaux transeuropéens, la Commission a dressé une liste de ces goulets d'étranglement sur le marché intérieur de l'électricité. L'annexe 1 de la décision n° 1229/2003/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie, et abrogeant la décision n° 1254/96/CE⁽⁵⁴⁾ montre que le Royaume-Uni est une des régions géographiques insuffisamment reliées au reste du réseau pour permettre au marché unique de fonctionner comme une seule entité.
- (375) En plus de son caractère insulaire qui l'isole du reste du réseau d'électricité communautaire, le marché de l'électricité du Royaume-Uni se caractérise par son système très spécifique de commercialisation. Ce système de commercialisation spécifique, connu sous l'appellation de «Nouvelles règles de négoce de l'électricité» (New Electricity Trading Arrangements – NETA), se fonde le plus souvent sur des contrats bilatéraux entre les producteurs, les fournisseurs et les consommateurs, et se distingue des marchés fonctionnant avec des *pools* plus classiques. Les conditions de concurrence qui existent avec les NETA sont très différentes de celles pratiquées avec un système de *pools*, comme le démontre le fait que la transition, au Royaume-Uni, d'une structure de *pool* vers les NETA en 2001 a provoqué une importante baisse des prix de gros de l'électricité.
- (376) Les NETA couvrent à présent seulement l'Angleterre et le pays de Galles. Le marché écossais est cependant très lié aux NETA via l'indexation des prix de l'électricité en Écosse sur les prix constatés en Angleterre et au pays de Galles. En outre, il est prévu que les NETA soient très prochainement étendues à l'Écosse. Le marché étendu à toute la Grande-Bretagne qui en résultera devrait être opérationnel en 2005. Il convient toutefois d'indiquer que l'Écosse représentera seulement une petite partie de ce marché, car la capacité installée en Écosse n'excède guère 10 % de la capacité installée en Angleterre et au pays de Galles.
- (377) Le marché de l'électricité de l'Irlande du Nord ne sera pas relié à celui de la Grande-Bretagne dans un avenir proche. En effet, les liaisons électriques entre la Grande-Bretagne et l'Irlande du Nord sont faibles pour le moment (sa puissance nominale est de 0,5 GW, ce qui représente moins de 1 % de la capacité installée enregistrée en Grande-Bretagne). Les conditions de la concurrence en Irlande du Nord vont donc demeurer très différentes de celles de la Grande-Bretagne.

(54) JO L 176 du 15.7.2003, p. 11.

- (378) Compte tenu de ce qui précède, et étant donné que BE opère seulement en Grande-Bretagne, la Commission considère que le marché géographique concerné par l'objet de la présente décision est la Grande-Bretagne ⁽⁵⁵⁾.
- (379) D'après les chiffres fournis par les autorités britanniques, la capacité totale installée dans les 15 États qui étaient des États membres au moment où le plan de restructuration a été notifié est d'environ 565 GW. La capacité totale installée enregistrée en Grande-Bretagne représente environ 10 % de cette valeur. En outre, le marché du Royaume-Uni, dont la Grande-Bretagne représente environ 95 %, est un des plus importants de l'EEE, devancé seulement par ceux de l'Allemagne et de la France. Il n'est donc pas possible de considérer que ce marché soit négligeable, au niveau communautaire comme à celui de l'EEE.
- (380) La capacité de BE représente environ 14 % de la capacité enregistrée en Angleterre et au pays de Galles et environ 24 % en Écosse. BE ne peut donc être considérée comme détenant une part négligeable du marché concerné.
- (381) Pour conclure, de nombreux autres acteurs, en dehors de BE, sont présents sur le marché concerné: BNFL, EDF-Énergie, Innogy, Scottish and Southern Electricity, Scottish Power et Powergen, pour ne citer que quelques-uns des plus importants. Si BE disparaissait, le marché concerné ne deviendrait ni un monopole ni un strict oligopole.
- (382) Les conclusions ci-dessus confirment l'analyse initiale du marché par la Commission, telle que décrite dans la décision d'ouverture de la procédure. La Commission prend acte qu'aucune des tierces parties ayant présenté des observations n'a remis en cause ces conclusions préliminaires.
- ii) État des capacités sur le marché
- Appréciation au regard de l'évolution des prix de l'électricité
- (383) Dans sa décision d'ouvrir la procédure, la Commission a clairement indiqué que l'évaluation de l'état des capacités sur un marché de l'électricité devait prendre en compte les spécificités physiques de l'électricité, ainsi que les perturbations potentiellement considérables que peut entraîner une panne généralisée, tant pour l'économie que pour la vie de tous les jours des citoyens. L'évaluation de l'existence d'une surcapacité structurelle doit donc inclure une marge de capacité suffisante pour permettre la satisfaction d'un pic de demande dans tous les cas de figure envisageables.
- (384) La Commission a relevé que la marge de capacité qui existait sur le marché concerné n'était pas particulièrement élevée, comparativement aux normes internationales ainsi qu'aux chiffres précédents. Elle a cependant constaté qu'il
- peut exister un créneau pour une faible baisse de cette marge de capacité, en comparaison avec quelques autres États membres ou avec les chiffres du Royaume-Uni en 1995/1996.
- (385) Les observations des tierces parties au sujet de l'existence d'une surcapacité structurelle ont porté principalement sur l'évolution des prix et sur l'évaluation de la marge de capacité existante en Grande-Bretagne.
- (386) Certaines tierces parties ont estimé qu'il y avait un lien entre l'évolution des prix de l'électricité et l'existence d'une surcapacité structurelle sur le marché. Elles considèrent que, sur un marché concurrentiel comme les NETA, les prix jouent le rôle d'un indicateur du besoin de capacité nouvelle. Lorsque cette capacité nouvelle s'avère nécessaire pendant une période spécifique dans l'avenir, l'insuffisance prévue des chiffres de capacité pour cette période déclencherait une augmentation des prix à terme correspondants. Ceux-ci atteindraient un niveau tel qu'ils permettraient d'amortir les coûts de construction de nouvelles centrales, ce qui provoquerait l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché.
- (387) Actuellement, selon ces tierces parties, les prix n'auraient pas encore atteint un niveau suffisant pour provoquer une nouvelle entrée, bien qu'ils aient augmenté dans un passé récent. Cela démontrerait qu'il existe une surcapacité sur le marché.
- (388) La Commission reconnaît qu'il existe un lien entre les prix sur un marché et l'état de la capacité sur ce marché. Elle estime toutefois que des marchés de l'électricité tels que les NETA sont trop complexes pour permettre de formuler une conclusion définitive sur l'existence d'une surcapacité structurelle sur le marché à partir de la seule observation des prix.
- (389) Tout d'abord, contrairement aux marchés structurés autour d'un pool, il n'existe pas de dispositif comparable à un prix de compensation dans les NETA. Les NETA se fondent sur des contrats bilatéraux, qui peuvent prendre des formes très différentes et qui n'aboutissent pas toujours à des mécanismes d'indication de prix très transparents. Les bourses d'énergie électrique, comme UKPX, sont plus transparentes, mais elles ne représentent pas une part suffisante du marché pour permettre d'avancer des conclusions significatives. En outre, elles se focalisent sur les échanges à court terme et sont de ce fait d'une utilité limitée pour acquérir des connaissances quant aux tendances futures. Il est donc nécessaire de se fier aux indices de prix rapportés par des sources indépendantes comme Heren ou Argus. Ces indices de prix ont eux-mêmes leurs limites, étant donné qu'ils ne représentent que le marché de gros, qui constitue environ les deux tiers du total de l'électricité échangée, et sont donc inadaptés pour rendre compte des baisses de la production prévisible d'électricité qui ne sont pas les plus significatives.

⁽⁵⁵⁾ Cette conclusion correspond de plus à celle élaborée par la Commission dans les affaires de concentration, dans lesquelles le marché géographique concerné était national.

- (390) En second lieu, le raisonnement suivi dans le considérant 389 se fonde sur la présomption que les prix à terme représentent fidèlement la situation future du marché. La Commission considère que cela ne sera pas forcément toujours le cas. Ces prix reflètent d'une certaine manière une situation plus complexe, qui se fonde plutôt sur la perception par l'acheteur comme par le vendeur de leur position future. Cela signifie qu'ils se basent sur des spéculations quant à la future situation du marché, qui peuvent être très éloignées de la réalité, étant donné que l'offre comme la demande sont sujettes à de nombreuses fluctuations sur ce marché. En d'autres termes, les prix à terme ne représentent pas réellement l'équilibre entre l'offre et la demande dans l'avenir, mais plutôt la vision qu'ont les acteurs à un moment donné de l'avenir de cet équilibre. Indépendamment de la fluctuation des prix du combustible, c'est une des raisons qui expliquent que les prix à terme peuvent beaucoup fluctuer dans le temps, même pour une période déterminée à l'avenir.
- (391) En troisième lieu, même si l'on admet que les prix rapportés sont absolument pertinents et reflètent fidèlement l'offre et la demande, il y a une contradiction logique entre prétendre, d'une part, que les prix ne permettent pas une couverture complète des coûts supportés par les nouveaux concurrents et, d'autre part, qu'il existe une surcapacité sur le marché, voire une surcapacité structurelle.
- (392) Il résulte de ce qui précède que la Commission estime que la seule observation des prix n'est pas un indicateur suffisamment fiable pour décider si des marchés de l'électricité comme les NETA sont dans une situation de surcapacité structurelle.
- (393) La Commission prend cependant acte que, depuis que BE connaît des difficultés, les prix à terme de la période hivernale ont sensiblement augmenté. Les diverses agences qui relèvent les prix ont prévu des chiffres supérieurs à 20 GBP/MWh pour les prix de base hivernaux des prochaines années, ces chiffres pouvant même atteindre 27 GBP/MWh⁽⁵⁶⁾. La tendance à la hausse semble être continue et durable. Les estimations de coûts des nouveaux concurrents se situent entre 20 GBP/MWh et 25 GBP/MWh⁽⁵⁷⁾.

(56) En juillet 2003, Argus a évalué le contrat de base pour l'hiver 2003/2004 à 20,96 GBP/MWh. Le 7 août 2003, UKPX a indiqué des prix de base des contrats futurs pour la même période de 22,55 GBP/MWh. Le même jour, UKPX a prévu qu'un contrat de base futur pour l'été 2006 s'élèverait à 20,50 GBP/MWh et que le prix de règlement pour l'hiver 2006 serait de 27,15 GBP/MWh. Source: Argus et UKPX tels que cités par le rapport de *Frontier Economics «Plant margins in the markets where BE operates in Great Britain»*, août 2003, annexé à la réponse de BE.

(57) Le rapport de PowerInk *«Survey of the markets served by British Energy»*, mars 2003, annexé à la notification des autorités britanniques, évalue le meilleur prix des nouveaux concurrents entre 20 et 25 GBP/MWh. Les précédentes décisions de la Commission relatives à ce secteur étaient fondées sur une estimation des meilleurs coûts d'un nouveau concurrent de 35,5 EUR/MWh (environ 23,7 GBP/MWh). Voir, par exemple, la décision de la Commission dans l'affaire N133/01 — *Régimes de compensations de coûts échoués en Grèce* (JO C 9 du 15.1.2003, p. 6).

Évaluation concernant la marge de capacité

- (394) La Commission pense que l'existence d'une surcapacité est plus facile à évaluer en analysant les chiffres physiques réels de la capacité installée et des pics de demande. La marge par laquelle la capacité installée excède le pic de demande moyen en période de froid⁽⁵⁸⁾ est connue sous l'appellation de marge de capacité du système. Dans ce cadre, évaluer si le marché est dans une situation de surcapacité structurelle implique d'évaluer si la marge de capacité présente et prévue est suffisante.
- (395) Il est évident qu'établir une norme quantitative invariable pour la marge de capacité suffisante est une tâche très difficile. Une telle norme devrait dépendre d'un certain nombre de paramètres variant d'un réseau à un autre. Elle dépendrait aussi beaucoup du niveau de sécurité de la production à atteindre, qui serait à son tour lié à des notions moins objectives, comme l'impact psychologique d'une période donnée sans électricité dans une région spécifique.
- (396) En outre, même si tous les paramètres matériels et psychologiques étaient sous contrôle, la marge de capacité nécessaire dépendrait aussi certainement dans une très large mesure de la structure du marché. Certains experts croient que des marchés plus libéralisés ont moins besoin de marge de capacité que des marchés centralisés fortement réglementés, bien que la plupart s'accordent pour dire qu'il est impossible de quantifier cet effet à présent, du fait de l'absence de recul historique.
- (397) Les observations des tierces parties montrent aussi des avis différents sur la marge de capacité qui conviendrait à la Grande-Bretagne. La plupart de ces remarques abordant la question citent des chiffres issus des «Seven Year Statements» (Évaluations des besoins et de l'offre à l'horizon de sept ans) de l'opérateur du réseau de l'Angleterre et du pays de Galles (National Grid Transco). Dans ces évaluations, NGTransco estime qu'une marge de capacité de 20 % devrait être le taux de référence nominal à des fins de planification. Il insinue toutefois qu'une plus faible marge de capacité pourrait être possible pour une gestion en temps réel du système, et fait référence à un taux possible de 10 % pour une telle utilisation.

(58) Le pic de demande moyen en période de froid est un scénario de demande hivernale qui a 50 % de chances d'être dépassé rien que pour des raisons météorologiques. Cette définition est celle qui est utilisée par l'opérateur du réseau de l'Angleterre et du pays de Galles: National Grid Transco.

- (398) Drax et Greenpeace ont proposé que ce taux de 10 % soit utilisé comme une référence appropriée pour une marge de capacité suffisante dans le but d'évaluer l'existence d'une surcapacité structurelle. D'autres organisations, y compris les instituts auxquels Greenpeace a commandé des études sur le sujet ⁽⁵⁹⁾, ont préféré conserver la référence au taux de 20 %.
- (399) Dans ses propres observations, NGTransco a précisé lequel de ces taux devait être pris en compte pour évaluer l'existence d'une surcapacité structurelle: «*En qualité d'opérateur de réseau pour l'Angleterre et le pays de Galles, nous estimons que toute marge d'une centrale inférieure au taux de 20 % ne peut pas représenter une surcapacité sur le marché de l'Angleterre et du pays de Galles.*»
- (400) Compte tenu de ce qui précède, la Commission considère que le taux de 20 % est une base de référence fiable pour évaluer la situation de la capacité du marché en Angleterre et au pays de Galles. Bien que le marché de l'Écosse doive bientôt d'être relié à celui de l'Angleterre et du pays de Galles, il en est encore très séparé d'un point de vue physique. L'interconnexion de 2 200 MW entre les deux régions est d'une importance trop faible pour permettre une utilisation totalement souple dans le but d'équilibrer un manque ou un excédent d'électricité de chacune des régions. En fait, ce marché est presque toujours utilisé pour l'exportation d'électricité d'Écosse vers l'Angleterre et le pays de Galles. En raison de cette contrainte importante, la Commission estime que le taux de référence de 20 % devrait être augmenté en prenant en considération les données globales pour la Grande-Bretagne.
- Angleterre et pays de Galles
- (401) Le marché de l'Angleterre et du pays de Galles est de loin le segment géographique le plus important du marché de la Grande-Bretagne. Il est aussi le segment à partir duquel la plupart des données économiques sont établies, car les prix en Écosse sont fixés en fonction des données de l'Angleterre et du pays de Galles. La grande majorité des observations des tierces parties se concentre aussi sur le segment de l'Angleterre et du pays de Galles. La Commission a donc commencé son analyse du marché par ce segment.
- (402) L'expérience antérieure a montré que l'interconnecteur entre les deux segments était seulement utilisé pour exporter à partir de l'Écosse vers l'Angleterre et le pays de Galles. NGTransco considère que la capacité de l'interconnecteur est une source d'énergie pour l'Angleterre et le pays de Galles. Inversement, Scottish Power, qui est l'opérateur écossais responsable de la partie de l'Écosse partageant une frontière avec l'Angleterre, considère que la capacité d'interconnexion doit être affectée à l'exportation. Au vu de ce qui précède, et pour tenir compte à la fois de l'expérience antérieure et de l'hypothèse présentée par les opérateurs locaux, la Commission considérera dans le reste de la présente décision que la capacité de l'interconnecteur entre l'Angleterre et le pays de Galles et l'Écosse est attribuée à l'Angleterre et au pays de Galles.
- (403) Il existe un seul opérateur de réseau pour la totalité de l'Angleterre et du pays de Galles: NGTransco. La Commission a fondé son analyse sur la situation de la capacité pour ce segment sur les prévisions de NGTransco, qui sont périodiquement publiées dans le «Seven Year Statement» de cette entreprise.
- (404) Depuis l'ouverture de la procédure, NGTransco a revu ses prévisions relatives à la marge de capacité du marché en Angleterre et au pays de Galles. De nouvelles prévisions ont été communiquées à la Commission avec la réponse de NGTransco. Une version encore plus récente des mêmes prévisions a été rendue publique par NGTransco dans son «Seven Year Statement» de 2004 ⁽⁶⁰⁾.
- (405) La Commission a utilisé cette dernière version, la plus récente, pour effectuer son analyse. Cette version se fonde en effet sur la même hypothèse fondamentale, en particulier pour les données relatives aux intrants, que celle prise en considération dans les prévisions qui étaient considérées comme fiables par NGTransco dans la réponse qu'elle a présentée à la Commission. Elle incorpore seulement des données plus à jour sur l'évolution du marché.
- (406) Cette prévision envisage trois scénarios. Le scénario le plus optimiste («SYS») retient l'hypothèse que la production disponible correspondra aux contrats de transport signés. Le plus pessimiste («centrales existantes ou en construction») retient l'hypothèse qu'aucune centrale, autre que celles qui existent déjà et celles qui sont en cours de construction, ne sera disponible. Le scénario intermédiaire («autorisation de construction délivrées») retient l'hypothèse selon laquelle les centrales disponibles seront celles qui existent déjà, celles qui sont déjà en cours de construction et celles pour lesquelles les autorisations nécessaires ont déjà été accordées conformément à la loi sur l'électricité (Electricity Act) et à la loi sur l'énergie (Energy Act).
- (407) Le tableau suivant résume les prévisions selon les trois scénarios.

⁽⁵⁹⁾ 20 % dans le rapport «*La fermeture des centrales nucléaires britanniques de British Energy*» de John H. Large de Large & Associates, avril 2003, annexé à la réponse de Greenpeace. 20 % dans le rapport «*La fermeture des centrales nucléaires britanniques de British Energy*» d'ILEX energy consulting, septembre 2002, annexé à la réponse de Greenpeace.

⁽⁶⁰⁾ Ce rapport est publié sur le site internet suivant: http://www.nationalgrid.com/uk/library/documents/sys_04/default.asp?action=&sNode=SYS&Exp=Y

Tableau 10

Scénarios de NGTransco relatifs à la marge de capacité de l'Angleterre et du pays de Galles en 2004

Scénario	2004/2005	2005/2006	2006/2007	2007/2008	2008/2009	2009/2010	2010/2011
«SYS»	22	21	23,1	26,8	24,5	25,6	22,5
«Autorisations de construction délivrées»	22	21,1	22,8	24,3	21,6	22,5	19,1
«Centrales existantes ou en construction»	22	21,1	18,7	17,1	14,5	12,8	9,5

Note: La marge de capacité est supérieure au pic de demande ACS. Les interconnecteurs avec la France et l'Écosse sont censés être pleinement utilisés pour les importations.

(408) Les trois scénarios diffèrent surtout pour les dernières années, ce qui n'est guère surprenant si l'on considère que les hypothèses sur lesquelles ils reposent divergent essentiellement pour l'avenir. Ces années ne sont cependant pas assez significatives pour déterminer s'il existe actuellement une surcapacité structurelle sur le marché.

(409) Dans les trois prochaines années, les trois scénarios prévoient une marge de capacité s'échelonnant entre 18,7 et 23,1 %, avec une moyenne d'environ 21,5 %. Cette valeur est légèrement supérieure au taux de référence de 20 %. Cependant, la différence entre 21,5 et 20 % du pic de demande Average Cold Spell — ACS (en période de froid normal) est de 1,5 % de 57 000 MW ⁽⁶¹⁾, ce qui correspond à 855 MW. Ce chiffre est inférieur à la capacité de toutes les centrales nucléaires de British Energy. Comme il s'agit en outre du résultat d'une moyenne statistique, la Commission estime qu'il n'est pas possible de le considérer comme assez significatif d'un point de vue statistique pour indiquer une surcapacité structurelle.

(410) Pour les années suivantes, la différence entre les trois scénarios se creuse, et il est donc encore plus difficile d'en tirer des conclusions significatives. La Commission relève cependant que, au cours de ces années, la moyenne des trois scénarios fluctue entre 17,0 et 22,7 %, avec deux années à 20,2 % environ. Cela semble indiquer qu'il existe une tendance générale de la marge de capacité à rester réellement autour d'un taux de 20 %, en tenant compte d'une marge d'erreur.

⁽⁶¹⁾ 57 000 MW est la moyenne des prévisions de pic de demande ACS pour les trois années concernées.

(411) La Commission déduit de ce qui précède qu'il n'y a pas de surcapacité structurelle sur le marché de l'électricité de l'Angleterre et du pays de Galles.

Ensemble de la Grande-Bretagne

(412) À la différence de l'Angleterre et du pays de Galles, il y a deux opérateurs de réseaux en Écosse: *Scottish and Southern Electricity* et *Scottish Power*. Ces deux opérateurs publient des prévisions pour leur propre zone régionale. Ces prévisions sont cependant moins détaillées que celles de NGTransco en ce qui concerne les scénarios envisageables pour l'avenir. C'est pourquoi la Commission a centré son analyse pour l'Écosse sur la situation actuelle, pour laquelle il est moins nécessaire d'envisager plusieurs scénarios.

(413) Comme aucun des deux opérateurs écossais n'a présenté d'observations à la Commission dans le cadre de la présente procédure, l'analyse se fonde sur les documents rendus publics. Pour *Scottish and Southern Electricity*, la Commission a utilisé les chiffres fournis dans son «Seven Year Statement» de 2003 ⁽⁶²⁾. Pour *Scottish Power*, la Commission a utilisé les chiffres fournis dans son «Seven Year Statement» d'avril 2003 ⁽⁶³⁾.

(414) Le tableau suivant résume la prévision de pic de demande et de capacité installée dans les diverses régions géographiques pour 2004/2005.

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

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

Tableau 11

Prévisions de capacité et de demande du Royaume-Uni pour 2004/2005. Tous les chiffres sont en MW

Capacité connectée au réseau de Scottish Power	7 127
Capacité connectée au réseau de Scottish and Southern Electricity	2 844
Capacité connectée au réseau NGTransco, interconnecteurs (non compris)	63 998
Capacité de l'interconnecteur Irlande/Écosse	500
Capacité de l'interconnecteur France/Angleterre	2 000
Capacité disponible en Grande-Bretagne	76 469
Demande maximale dans le secteur de Scottish Power	4 269
Demande maximale dans le secteur de Scottish and Southern Electricity	1 684
Pic de demande ACS dans le secteur de NGTransco	55 900
Pic de demande agrégée ⁽⁶⁴⁾	61 853

(415) La marge de capacité pour la Grande-Bretagne est donc d'environ 23,6 % ⁽⁶⁵⁾. Ce taux est plus élevé que le taux de référence de 20 % auquel se réfère le considérant 400, mais, ainsi que cela a été mentionné, le taux de référence de 20 % qui s'applique à un réseau flexible comme celui de l'Angleterre et du pays de Galles doit être augmenté pour tenir compte des contraintes de réseaux comportant des goulets d'étranglement. En outre, ces chiffres s'appuient sur l'hypothèse que les deux interconnecteurs avec l'Irlande du Nord et la France sont disponibles à pleine capacité pour les importations, ce qui n'est pas toujours assuré. Au cas où ces interconnecteurs seraient utilisés pour l'exportation au moment du pic de demande ACS, leur capacité ne devrait pas être prise en compte dans la capacité nette disponible et devrait être ajoutée à la demande d'électricité, ce qui ramènerait à 15,5 % la marge de capacité.

(416) Compte tenu de ce qui précède, la Commission considère qu'il n'y a pas de surcapacité structurelle statistiquement significative sur le marché de la Grande-Bretagne.

Conclusion

(417) Compte tenu de ce qui précède, la Commission juge qu'il n'y a pas de surcapacité structurelle sur le marché concerné.

(418) Des mesures compensatoires sous forme d'une réduction irréversible de la capacité de production ne sont donc pas obligatoires.

⁽⁶⁴⁾ Le pic de demande ACS dans chaque zone peut légèrement différer du pic maximal prévu selon le caractère plus ou moins rigoureux du temps prévu comparé au temps ACS. Le pic de demande ACS réel en Grande-Bretagne peut aussi légèrement différer de la simple somme des trois valeurs géographiques. L'évaluer avec précision requerrait une analyse des corrélations entre les demandes dans les trois régions, pour lesquelles aucun chiffre n'est disponible. On peut cependant raisonnablement estimer que les pics seront en effet liés, étant donné qu'il n'y a pas de décalage horaire significatif entre les zones géographiques et que les trois régions sont soumises au même type de conditions météorologiques.

⁽⁶⁵⁾ 76 469 dépasse 61 853 de 23,6 %.

iii) Incidence de l'aide pour la concurrence sur le marché concerné

(419) Étant donné qu'il n'y a pas de surcapacité structurelle sur le marché concerné, la Commission doit examiner la nécessité des mesures compensatoires et la forme qu'elles doivent prendre en fonction des caractéristiques de l'affaire en cause. Les éventuelles mesures compensatoires devront prendre en compte les effets potentiellement distorsifs de l'aide sur la concurrence.

(420) Les autorités britanniques déclarent que les mesures d'aide n'ont aucune incidence sur la concurrence. Selon elles, au sein des NETA, la capacité économique des centrales à produire est fonction des coûts marginaux à court terme («SRMC»). À un moment donné, le marché fonctionne comme si les centrales étaient classées en fonction de leurs SRMC, des plus bas aux plus élevés, jusqu'à ce que leur capacité cumulée atteigne le niveau de la demande. Le prix de l'électricité à ce moment-là est déterminé en vertu des SRMC de la dernière centrale du classement, appelée centrale marginale.

(421) Selon les autorités britanniques, l'aide est uniquement destinée aux centrales nucléaires. Elle ne changera pas leurs SRMC à un niveau tel que cela modifierait leur rang dans le classement des SRMC. En outre, les SRMC des centrales nucléaires de BE seraient tels qu'ils seraient toujours inférieurs aux SRMC de la centrale marginale. L'aide n'aurait jamais d'incidence sur la capacité des concurrents de BE à produire ni sur les prix auxquels ils peuvent vendre l'électricité qu'ils produisent. Il n'y aurait donc aucun impact sur les concurrents de BE.

(422) La Commission considère que le raisonnement des autorités britanniques pourrait s'appliquer à un marché parfait fondé sur une procédure unique d'enchères totalement transparente. Toutefois, ainsi qu'il a été dit aux considérants 389 et 390, les NETA ne constituent pas un tel marché.

- (423) La Commission pense que l'aide peut avoir une incidence sur les concurrents de BE de différentes façons. Deux éléments peuvent avoir une incidence importante sur la concurrence.
- (424) Tout d'abord, BE ne possède pas que des centrales nucléaires. Elle détient aussi la centrale thermique à charbon d'Eggborough, qui présente à elle seule une capacité totale aussi importante que celle de certains de ses concurrents.
- (425) BE pourrait utiliser l'aide qu'elle reçoit pour ses centrales nucléaires au profit de la centrale thermique d'Eggborough.
- (426) Elle pourrait par exemple utiliser cet argent afin d'équiper Eggborough avec une installation de désulfuration des gaz de combustion qui lui permettrait de se conformer à la nouvelle réglementation environnementale, ce qui prolongerait alors de façon significative l'espérance de vie de la centrale.
- (427) BE pourrait aussi faire le choix d'employer les financements octroyés au titre de l'aide pour acheter plus d'équipements de production non nucléaire.
- (428) De l'avis général, BE a besoin d'un plus grand nombre de sources flexibles de production d'électricité pour compenser la non-flexibilité de ses installations nucléaires. Chaque fois que l'aide autorise BE à étendre sa gamme non nucléaire, elle lui permet d'avoir un meilleur accès interne à une production flexible, et accroît par conséquent sa faculté de présenter de meilleures offres à ses clients, tout en diminuant en même temps son besoin d'acheter auprès de ses concurrents de la production flexible.
- (429) En second lieu, les NETA ne sont pas un marché unique. Les NETA comprennent en particulier un segment de gros, sur lequel les producteurs vendent l'électricité aux fournisseurs, et un segment de vente directe aux entreprises (*Direct Sales to Business* — «DSB»), sur lequel les producteurs vendent directement l'électricité aux grands utilisateurs.
- (430) Les producteurs vendent généralement l'électricité sur le marché DSB avec une prime par rapport au marché de gros ⁽⁶⁶⁾. Il est donc préférable pour un producteur de vendre l'électricité sur le segment du marché DSB.
- (431) Pour analyser l'incidence de l'aide, il faut non seulement examiner le volume global de l'électricité vendue par chaque producteur, mais aussi la répartition des ventes de celui-ci sur les segments des marchés de gros et DSB.
- (432) Un élément du plan de restructuration de BE vise à accroître la part de l'entreprise sur le segment DSB. L'entreprise devra à cette fin tenter d'offrir aux clients de ce segment un prix concurrentiellement bas par rapport aux prix de gros de l'électricité. BE pourra financer tout ou partie de cette offre concurrentielle à travers la baisse des SRMC de ses centrales nucléaires.
- (433) Par conséquent, même si le classement SRMC des centrales de BE peut rester identique et n'avoir en effet aucune incidence sur la charge de ses concurrents, la variation du niveau de ces coûts va permettre à BE de déplacer une partie de ses ventes du marché de gros vers le marché DSB. Cela va provoquer le déplacement d'une partie de la production des concurrents du DSB vers le marché de gros. L'aide est de ce point de vue susceptible d'accroître les profits de BE et de diminuer ceux de ses concurrents.
- (434) Compte tenu de ce qui précède, la Commission considère que l'aide a une incidence significative sur les concurrents de BE, et que des mesures compensatoires sont nécessaires pour atténuer cette incidence.
- iv) Mesures compensatoires devant être mises en œuvre
- (435) Les mesures compensatoires doivent trouver un équilibre entre la nécessité de diminuer l'incidence de l'aide sur les concurrents et le besoin de préserver les perspectives de rentabilité de l'entreprise bénéficiaire.
- (436) La Commission considère à cette fin que les mesures compensatoires devraient précisément viser les mécanismes par lesquels l'aide peut être néfaste aux concurrents de BE.
- (437) Cela signifie que les mesures compensatoires devraient en l'espèce garantir que BE ne va pas employer l'aide accordée par le gouvernement dans le but d'accroître indûment sa gamme de production flexible ou de conquérir des parts du marché DSB.
- (438) Cet objectif a amené la Commission à demander trois mesures compensatoires. Celles-ci ont été proposées par les autorités britanniques sur la base des mesures suggérées par les concurrents de BE dans leur réponse.
- Mesure compensatoire n° 1
- (439) Ainsi qu'il est expliqué au considérant 437, un des moyens par lequel l'aide pourrait potentiellement avoir une plus grande incidence sur les concurrents de BE serait que, au lieu de financer les charges induites par le parc nucléaire de BE ainsi qu'il est prévu, l'aide soit utilisée dans le but d'améliorer la capacité de production non nucléaire de l'entreprise.
- (440) Cela permettrait à BE de se mesurer plus facilement aux centrales de ses concurrents ⁽⁶⁷⁾ et lui donnerait un meilleur accès à une production flexible que celui dont elle dispose actuellement, ce qui diminuerait par conséquent le besoin de BE d'acquiescer cette flexibilité à l'extérieur.

⁽⁶⁶⁾ Cela peut rester profitable pour le client étant donné qu'il n'y a pas d'intermédiaire entre le producteur d'électricité et lui-même.

⁽⁶⁷⁾ Mis à part BNFL, aucun des concurrents de BE n'exploite de réacteurs nucléaires en Grande-Bretagne.

- (441) Afin de parer à cette éventualité, les diverses activités de BE devraient être scindées en entités juridiques distinctes disposant de comptes séparés.
- (442) À cette fin, la structure de BE devra être modifiée de telle manière que la production nucléaire, la production non nucléaire, les ventes sur le marché de gros et les ventes directes aux entreprises soient effectuées par des filiales distinctes. L'aide devra être exclusivement destinée à l'activité de production nucléaire.
- (443) Il convient que le financement croisé entre les diverses filiales soit interdit.
- (444) Cette interdiction devra être mise en œuvre dans toute la mesure du possible au travers du régime d'octroi de licences des entreprises et elle devra être contrôlée par le régulateur du réseau électrique de Grande-Bretagne: l'OFGEM. La Commission reconnaît toutefois que les licences des opérateurs ne peuvent pas être modifiées librement par l'OFGEM, qui est dans l'obligation de consulter les tierces parties sur de telles modifications et de prendre en compte les observations que celles-ci lui adressent.
- (445) Dans le cas où l'OFGEM ne serait pas en mesure de modifier une des licences de BE de manière à interdire le financement croisé, le gouvernement britannique devra fournir à la Commission un engagement non limité dans le temps ayant un effet similaire. Dans ce cas, afin de continuer à garantir que le commerce entre les filiales ne contient pas des éléments de financement croisé, les autorités britanniques communiqueront à la Commission un rapport annuel démontrant qu'aucun financement croisé de cette sorte n'a été opéré. Ce rapport doit se fonder sur une analyse menée par des experts-comptables indépendants.
- (446) Les autorités britanniques se sont engagées à mettre en œuvre cette mesure compensatoire.
- Mesure compensatoire n° 2
- (447) La mesure compensatoire n° 1 devrait en principe suffire pour garantir que BE n'emploie pas l'aide reçue pour ses réacteurs nucléaires dans le but d'améliorer ou d'agrandir son parc non nucléaire existant.
- (448) Toutefois, étant donné la complexité du secteur de l'électricité et en particulier l'étendue des relations entre les différents acteurs que les NETA autorisent, la Commission estime qu'il est nécessaire d'introduire d'autres mesures, plus spécifiques, afin de mieux s'assurer que BE n'utilise pas l'aide qu'elle reçoit pour ses réacteurs nucléaires dans d'autres domaines de son activité.
- (449) En outre, bien que la situation de la capacité sur le marché ne justifie pas économiquement d'imposer des réductions de capacité à BE, la Commission juge qu'il faut néanmoins exiger de BE de ne pas élargir le champ de ses activités.
- (450) Afin de faire face à ces préoccupations, une série d'interdictions devra être imposée à BE en ce qui concerne son expansion possible dans les secteurs de production où ses concurrents sont actifs.
- (451) Un type spécifique de capacité devra être défini à cette fin («la capacité restreinte»). Cette capacité comprend:
- a) la capacité opérationnelle des centrales à combustibles fossiles dans l'Espace économique européen,
- et
- b) la capacité opérationnelle des grandes centrales hydrauliques ⁽⁶⁸⁾ au Royaume-Uni.
- (452) Il sera interdit à BE, pour une période de six ans à compter de la date de la présente décision, de détenir ou d'avoir un droit de contrôle sur la capacité restreinte excédant 2 020 MW, ce qui correspond à la capacité de ses sites existants d'Eggborough (1 970 MW) et de District Energy (50 MW).
- (453) La raison de la nécessité d'interdire toute augmentation de la capacité «combustible fossile» de BE est expliquée au considérant 437. La Commission considère qu'il convient d'étendre l'interdiction aux grandes centrales hydroélectriques afin d'éviter tout risque que BE puisse acquérir l'une de ces centrales hydroélectriques, notamment en Écosse.
- (454) L'interdiction durera six ans, ce qui est à peu près le double du temps nécessaire à la construction d'une centrale électrique à turbine à gaz à cycle combiné (CCGT).
- (455) L'objectif de l'interdiction est d'empêcher BE d'acquérir plus de flexibilité qu'elle n'en a actuellement avec sa centrale nucléaire d'Eggborough, qui devrait être suffisante pour assurer sa rentabilité.
- (456) La Commission est toutefois consciente que, en vertu du plan de restructuration, le consortium bancaire qui a accordé le financement du projet d'Eggborough conservera la possibilité d'acheter Eggborough à BE. Si les banques décidaient d'exercer cette option, BE serait privée de sa seule source de flexibilité, que la Commission reconnaît nécessaire au succès du plan de restructuration. BE sera autorisée dans ce cas à préparer le remplacement d'Eggborough dès qu'elle se verra notifier par les banques leur intention d'exercer leur option.

⁽⁶⁸⁾ Au sens du *Renewable Obligation Order* 2002.

- (457) C'est pourquoi la Commission estime qu'il devrait y avoir une exception à l'interdiction dans l'hypothèse où les banques exerceraient leur option, afin de permettre à BE d'acquérir une source de flexibilité pour remplacer Eggborough, ou bien dans le cas où Eggborough deviendrait définitivement indisponible pour une raison ne dépendant pas de BE. Cela ne devrait pas avoir en fin de compte pour résultat d'autoriser BE à acquérir plus de capacité au titre de la flexibilité qu'elle n'en a actuellement ni à employer cette capacité de substitution pour réaliser des bénéfices pendant la période de chevauchement possible entre la fin de la construction de nouvelles capacités et l'arrêt d'Eggborough.
- (458) Compte tenu de ce qui précède, BE devra être autorisée à posséder ou détenir des droits de contrôle sur plus de 2 020 MW de capacité restreinte, pour la période située entre la date à laquelle elle recevra la notification des banques et la date à laquelle BE ne pourra plus disposer de la capacité d'Eggborough, ou la fin de la période de six ans visée au considérant 452 si celle-ci précède la date à laquelle BE ne pourra plus disposer de la capacité d'Eggborough, à la condition que BE n'exploite pas la capacité restreinte excédant 2 020 MW ou qu'elle renonce à tout contrôle ou utilisation de cet excédent de capacité restreinte.
- (459) À compter du moment où Eggborough deviendra indisponible pour BE, celle-ci sera autorisée à posséder elle-même une capacité restreinte de 2 222 MW au plus ou à détenir un droit de contrôle sur une telle capacité, selon les dispositions du considérant 458 ou dans le cas d'un événement de force majeure ou bien d'une panne irréparable, à la condition que jusqu'à la fin de la période de six années mentionnée au considérant 452, elle déclare à l'opérateur de réseau une capacité restreinte de 2 020 MW et n'exploite pas plus de 2 020 MW de cette capacité. Cette disposition vise à autoriser BE à acquérir plus de flexibilité pour le remplacement d'Eggborough, sans assouplir l'interdiction dans la pratique.
- (460) En dernier lieu, en complément des restrictions concernant la capacité limitée, telles que définies au considérant 451, et afin de respecter l'esprit des lignes directrices sur la nécessité de ne pas autoriser les bénéficiaires à utiliser l'aide d'État dans le but d'accroître leur part de marché, BE devrait aussi se voir interdire de détenir, dans l'Espace économique européen, d'autres installations de production nucléaire que celles qu'elle possède actuellement, sans autorisation préalable de la Commission, pendant les six années qui suivent la date de l'adoption de la présente décision.
- (461) Les autorités britanniques se sont engagées à mettre en œuvre cette mesure compensatoire.
- Mesure compensatoire n° 3
- (462) Ainsi que le précise le considérant 437, l'aide serait de même mal utilisée si, plutôt que de viser à couvrir les coûts des réacteurs nucléaires de BE, elle était employée par cette entreprise pour acquérir indûment des parts sur le marché DSB, qui est plus rentable.
- (463) Le caractère sensible de cette mauvaise utilisation potentielle est démontré en particulier par le contenu des observations communiquées à la Commission par une tierce partie qui souhaite conserver l'anonymat⁽⁶⁹⁾. Même si BE n'offre pas, à vrai dire, des prix anormalement inférieurs aux normes du marché, le simple fait de suggérer qu'elle pourrait le faire grâce à l'aide pourrait aussi être dommageable pour ses concurrents, étant donné que ceux-ci devraient traiter avec des clients qui ont des attentes commercialement faussées.
- (464) La Commission estime donc qu'il est nécessaire d'accroître les garanties déjà offertes par la mesure compensatoire n° 1 par une mesure compensatoire plus spécifique visant le comportement de BE sur le marché DSB. Il convient donc d'exiger que BE n'ait pas sur ce marché un comportement différent de celui normalement adopté par ses concurrents.
- (465) À cette fin, il convient d'interdire à BE de proposer, sur le marché DSB, des prix inférieurs aux prix en vigueur sur le marché de gros. La durée de cette mesure devra être de six ans à compter de la date de la présente décision, comme pour la mesure compensatoire n° 2.
- (466) Le respect par BE de l'interdiction devra être contrôlé par un organisme indépendant, sélectionné au moyen d'une procédure d'appel d'offres transparente organisée par les autorités britanniques. L'organisme indépendant communiquera annuellement un rapport à la Commission.
- (467) Dans le passé, les prix du marché DSB ont toujours suivi l'évolution des prix du marché de gros, avec une prime. Cette interdiction garantira que BE ne se comporte pas commercialement d'une façon autre que ses concurrents.
- (468) Les NETA n'ont cependant que trois ans. Il n'est pas impossible qu'au cours des six années à venir, la relation entre le marché DSB et le marché de gros puisse momentanément différer de ce qui a été observé jusqu'à présent. Il est permis d'imaginer par exemple que le marché de gros devienne non liquide pour une certaine période, ce qui pourrait engendrer des prix anormalement élevés sur ce marché. Dans ce cas, la Commission considère que, afin de ne pas perdre leurs clients, les producteurs offriront certainement, sur le marché DSB, des prix qui seront quelque peu inférieurs à ceux du marché de gros. Si une telle hypothèse se réalisait et que BE n'ait pas la capacité d'agir en conséquence, elle pourrait bien perdre sa clientèle sur le marché DSB, ce qui mettrait en péril l'objectif de sa restructuration.
- (469) Il est donc nécessaire que BE conserve une certaine flexibilité pour s'adapter à de tels cas exceptionnels. Sa marge de manœuvre devrait toutefois être très limitée, décrite en termes objectifs, et contrôlée étroitement pour éviter des abus. Les critères permettant à BE d'utiliser sa marge de flexibilité doivent pouvoir être analysés ex ante afin d'éviter des abus.

(69) Voir le considérant 186 ci-dessus.

- (470) Étant donné qu'il existe bien moins de données fiables sur les prix du marché DSB que sur les prix du marché de gros, il est très difficile de savoir, pendant une période de négociation de contrats DSB, si les prix proposés sur le marché DSB seront inférieurs aux prix du marché de gros. Il en résulte que les critères objectifs mentionnés au considérant 469 ne peuvent pas être directement fondés sur une vérification attestant que les concurrents de BE offrent des prix DSB inférieurs aux prix du marché de gros. Les critères doivent plutôt se référer à des indications indirectes auxquelles BE peut accéder à court terme, et qui pourraient signaler que le marché de gros est devenu non liquide et qu'une tarification au prix ou au-dessus du prix du marché de gros sur le marché DSB n'est plus viable commercialement.
- (471) Les critères devront être les suivants:
- a) lors de toute période de [...], (s'achevant au plus tard [...] avant la date à laquelle BE invoque des circonstances exceptionnelles sur le marché) [...] des clients finals non résidentiels réels de BE auxquels BE a présenté des offres de fourniture aux termes desquelles la marge sur l'élément d'offre d'électricité du contrat par rapport au prix de gros en cours est [...], ont rejeté l'offre de BE;
 - b) les volumes échangés sur le marché de gros de l'électricité pour une période de [...] sont tombées à moins de [...] de la moyenne de ceux échangés pendant la même période lors des derniers (dernières) [...] pour lesquels (lesquelles) des informations sont disponibles;
 - c) BE offre de fournir un minimum de [...] d'électricité sur le marché de gros [...] et ce volume n'est pas vendu dans un délai de [...] heures.
- (472) Le même organisme indépendant qui contrôle que BE se conforme à l'interdiction devrait être chargé de vérifier si le critère a), conjugué au critère b) ou bien au critère c), est rempli et si BE sait que tel est le cas. Si c'est bien le cas, BE devra être autorisée à établir, sur le marché DSB, des prix inférieurs aux prix du marché de gros pour une période de [...] à compter de la décision de l'organisme indépendant. Cette période peut être prorogée par une décision de l'organisme indépendant si des conditions exceptionnelles sont toujours constatées sur le marché. Pendant une période de [...], BE sera obligée d'agir de bonne foi et d'offrir des rabais qui sont comparables à ceux qu'elle peut raisonnablement estimer qu'offrent ses concurrents. L'organisme indépendant devra évaluer a posteriori que BE applique bien ce critère, lorsque la période de [...] sera terminée.
- (473) Dans un but de transparence, l'organisme indépendant devra publier, à la fin des périodes de négociation des contrats, une déclaration confirmant qu'il y a bien eu des circonstances exceptionnelles sur le marché et quelle en a été la durée. L'intégralité de cette déclaration devra être transmise à la Commission.
- (474) Les autorités britanniques se sont engagées à mettre en œuvre cette mesure compensatoire.
- v) Mesures compensatoires examinées, mais écartées, par la Commission
- (475) La Commission juge que les trois mesures compensatoires décrites à la section O suffisent pour compenser l'effet potentiellement distorsif de l'aide sur la concurrence, et qu'elles respectent par conséquent les exigences figurant au point 39 ii) des lignes directrices. Elles doivent aussi être considérées comme des conditions spécifiques liées à l'autorisation de l'aide au sens du point 42 ii) de ces lignes directrices.
- (476) D'autres mesures compensatoires possibles ont été proposées par des tierces parties.
- (477) Greenpeace a proposé que les centrales nucléaires de BE soient fermées en plusieurs phases. La Commission considère que, en raison de l'absence de surcapacité sur le marché concerné, demander la fermeture des installations de production de BE serait disproportionné par rapport à la distorsion de concurrence que provoque l'aide.
- (478) Powergen a proposé la fermeture du réacteur de Dungeness B, étant donné que celui-ci est l'installation la moins rentable de BE. La question de la viabilité de Dungeness B a déjà été abordée à la section VI.3.a) susmentionnée. La Commission prend acte qu'il est déjà prévu de fermer Dungeness B en 2008 et que, selon les données fournies par NGTransco à propos des délais requis pour la notification de fermetures importantes, Dungeness B ne pourrait être fermée au plus tôt qu'au milieu de l'année 2007. La Commission considère qu'un changement aussi mineur ne peut justifier les dépenses qu'il occasionnerait.
- (479) Drax a proposé d'écarter les installations nucléaires de BE du marché concurrentiel en créant un système d'achat obligatoire d'électricité d'origine nucléaire à un tarif fixe, qui serait semblable à une obligation reconvertible. Cela impliquerait que BE devienne en pratique totalement et indéfiniment aidée par l'État, ce qui serait totalement en contradiction avec la politique communautaire de la concurrence.
- (480) Drax a proposé d'accorder à BNFL une plus grande part des bénéfices potentiels de BE si les prix de l'électricité augmentent, afin de diminuer le montant de l'aide. Ainsi qu'il a été dit à la section VI.2.b) ci-dessus, la Commission est parvenue à la conclusion que la mesure B ne comprenait pas d'éléments d'aide d'État. Accorder à BNFL une plus grande part des gains possibles de BE aurait pour effet d'augmenter l'aide, étant donné que cela diminuerait le flux de liquidités disponible de BE et, par conséquent, sa contribution au NLF. Une telle éventualité est inacceptable pour la Commission.

- (481) Drax a proposé que la centrale d'Eggborough soit cédée. La Commission reconnaît que la cession d'Eggborough n'irait pas à l'encontre de la nécessité de préserver une marge de capacité dans le réseau électrique, étant donné que la centrale serait très probablement maintenue en exploitation par son nouveau propriétaire. Toutefois, afin d'être en mesure d'accomplir son plan de restructuration et de retrouver sa viabilité, BE doit obtenir un accès à une source de production d'électricité flexible. Si BE cède Eggborough, elle devrait alors acquérir cette flexibilité à partir de sources externes.
- (482) Sur la base d'essais, les autorités britanniques sont parvenues à la conclusion qu'il ne serait pas économique pour BE d'acheter à d'autres producteurs les services qu'elle obtient d'Eggborough. Ces services consistent en une assurance contre les défaillances imprévues des réacteurs nucléaires, en une adaptation des livraisons d'électricité en fonction de contrats commerciaux et en une flexibilité dans le but d'assurer la maintenance prévue des réacteurs. Les autorités britanniques ont indiqué que BE économiserait en tout 11 millions de GBP par an si elle conservait Eggborough. Cette estimation se fonde sur les coûts d'Eggborough, ce qui signifie que BE est en mesure d'obtenir les mêmes services aux mêmes coûts rien qu'en possédant une autre centrale. Acheter ces services sur le marché serait bien plus onéreux, à supposer que ce soit possible.
- (483) Compte tenu de ce qui précède, la Commission considère qu'exiger de BE de céder Eggborough ferait peser une menace sur les perspectives de retour de BE à la viabilité et serait disproportionné. La Commission juge que les mesures compensatoires n^{os} 1 et 2 susmentionnées imposent le même type de restriction d'une manière mieux proportionnée.
- (484) Powergen a proposé d'imposer un plafond à la part du marché DSB occupée par BE. La Commission estime qu'imposer un tel plafond serait préjudiciable à la concurrence sur ce marché. La mesure compensatoire n^o 3 sera plus efficace pour atténuer l'incidence de l'aide sur les concurrents, sans limiter la faculté de BE de proposer de son propre chef des offres concurrentielles sur le marché.
- (485) Powergen a suggéré d'interdire à BE d'accéder aux nouveaux marchés de détail. Cette mesure affecterait surtout le marché des ménages, qui est à présent approvisionné uniquement par des fournisseurs. La Commission considère qu'une telle restriction priverait les clients d'une source possible de concurrence sur un marché qui est d'ores et déjà le segment le moins concurrentiel du marché de l'électricité britannique⁽⁷⁰⁾. La Commission estime que la mesure compensatoire n^o 1 sera à cet égard suffisante pour garantir que, au cas où BE souhaiterait intégrer ce marché, elle le fasse avec ses propres moyens, sans fausser la concurrence d'une manière injustifiée.
- (486) Pour conclure, la Commission estime que toutes les autres mesures compensatoires proposées par les tierces parties ayant présenté des observations sont parties intégrantes des trois mesures compensatoires qui ont été sélectionnées par la Commission.

d) *Mise en œuvre complète du plan de restructuration*

- (487) La société devra intégralement mettre en œuvre le plan de restructuration proposé par la Commission. Le gouvernement britannique s'est engagé à garantir la pleine application du plan de restructuration, si celui-ci est approuvé.

e) *Contrôle et rapport annuel*

- (488) Si les mesures d'aide sont approuvées, le gouvernement britannique s'est engagé à présenter un rapport à la Commission dans les six mois qui suivent cette approbation et, par la suite, des rapports annuels, afin que la Commission puisse contrôler les progrès de BE jusqu'à ce que la situation se soit stabilisée à un niveau tel que la Commission ne juge plus nécessaire de se voir communiquer d'autres rapports.

VII. CONCLUSION

- (489) La Commission conclut que, dans la mesure où elles respectent les lignes directrices relatives aux aides au sauvetage et à la restructuration et se conforment aux objectifs du traité Euratom, les aides en question sont compatibles avec le marché commun,

A ARRÊTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

L'aide que le Royaume-Uni envisage de mettre en œuvre dans le cadre de la mesure A du plan de restructuration de British Energy plc («British Energy») notifié à la Commission le 7 mars 2003, qui consiste en l'engagement par le gouvernement du Royaume-Uni de prendre en charge:

- a) le paiement des engagements liés à la gestion du combustible usé chargé dans les réacteurs nucléaires de British Energy avant la date effective du plan de restructuration, pour autant que les dépenses liées à ces engagements, à l'exception des engagements antérieurs additionnels tels que définis dans l'accord relatif au financement des engagements antérieurs conclus entre British Energy et le gouvernement du Royaume-Uni, n'excèdent pas 2 185 000 000 GBP à la valeur de décembre 2002,

et

- b) toute insuffisance des ressources du Fonds pour les engagements nucléaires, pour ce qui est du paiement des engagements liés au déclassement des installations nucléaires de British Energy, les engagements non contractuels de British Energy et les engagements antérieurs additionnels, tels que définis dans l'accord relatif au financement des engagements antérieurs, conclus entre British Energy et le gouvernement du Royaume-Uni,

est compatible avec le marché commun et les objectifs du traité Euratom, sous réserve du respect des conditions énoncées aux articles 2 à 10.

⁽⁷⁰⁾ Voir en ce sens le rapport annuel d'Energywatch d'avril 2002 à mars 2003, disponible sur le site http://www.energywatch.org.uk/uploads/20022003_Annual_Report.pdf

Article 2

1. Le Royaume-Uni garantit que le plan de restructuration, tel que communiqué à la Commission par le Royaume-Uni, sera intégralement mis en œuvre.

2. Le Royaume-Uni présente un rapport sur la mise en œuvre de la restructuration dans un délai de six mois à compter de la présente décision et, par la suite, suivant un rythme annuel, jusqu'au moment où la Commission l'informerait que les rapports ne sont plus nécessaires.

Article 3

Dès que les dépenses correspondant aux engagements mentionnés au point b) de l'article 1^{er} dépassent 1 629 000 000 GBP à la valeur de décembre 2002, le Royaume-Uni communique à la Commission des rapports additionnels exhaustifs démontrant que les paiements du gouvernement se limitent à couvrir les engagements mentionnés dans ce point, et que des mesures appropriées ont été prises pour limiter les dépenses au minimum nécessaire à l'apurement de ces engagements. Ces rapports sont remis annuellement. Ils sont joints aux rapports annuels visés à l'article 2.

Article 4

Pour calculer les montants selon la valeur de décembre 2002 à laquelle font référence les articles 1^{er} et 3, le Royaume-Uni utilise le taux de référence et d'actualisation prévu par la Commission pour le Royaume-Uni, en mettant ce taux à jour tous les cinq ans.

Article 5

1. Le Royaume-Uni exige que British Energy s'engage, au plus tard le 1^{er} avril 2005, à:

- a) séparer son activité de fourniture d'électricité de British Energy Generation Limited et à l'instituer en une filiale distincte de British Energy plc (ou de son successeur éventuel);
- b) regrouper les activités de production nucléaire existantes au sein d'une seule entreprise, et

et

- t) mettre en œuvre tous ses efforts pour obtenir des modifications des licences en vertu de la loi sur l'électricité («Electricity Act») de 1989 ou, si de telles modifications des licences ne peuvent pas être obtenues, à prendre des engagements fermes envers le gouvernement du Royaume-Uni, pour une durée illimitée, afin que i) British Energy traite ses activités de production d'électricité nucléaire et non nucléaire existantes comme des activités distinctes aux fins de l'octroi des licences (ou aux fins de tout engagement envers le gouvernement du Royaume-Uni), et que ii) l'activité de production d'électricité nucléaire existante n'accorde aucun financement croisé au bénéfice de toute autre activité du groupe British Energy.

2. Dans le cas où l'engagement figurant au point c) n'est pas mis en œuvre au moyen d'une clause figurant dans les licences, le Royaume-Uni communique à la Commission un rapport annuel démontrant qu'il n'y a eu aucun financement croisé à partir de l'activité de production d'électricité nucléaire existante en faveur

de toute autre activité du groupe British Energy. Ce rapport se fonde sur une étude réalisée par des experts-comptables indépendants. Il peut être joint au rapport mentionné dans l'article 2. Cette disposition ne préjuge pas la possibilité d'avoir par la suite recours à une clause figurant dans les licences, si cela s'avère possible.

3. Dès que les obligations incombant au Royaume-Uni en vertu des paragraphes 1 et 2 sont remplies, celui-ci en informe la Commission.

Article 6

Le Royaume-Uni exige que British Energy s'engage, pour une période de six ans à compter de la date de la présente décision, à ne pas posséder ni détenir de droits de contrôle sur:

- les capacités de production opérationnelles enregistrées fonctionnant avec des combustibles fossiles ⁽⁷¹⁾ dans l'Espace économique européen,

ou

- les capacités de production enregistrées au Royaume-Uni, telle qu'elles sont définies dans l'instruction relative aux énergies renouvelables de 2002 (Renewables Obligation Order),

(les deux types de capacité sont dénommés ci-après «capacité restreinte») qui dépassent au total 2 020 MW sous réserve que:

- a) pendant une période d'attente avant cession (telle que définie ci-après), British Energy soit autorisée à posséder ou à détenir des droits de contrôle sur la capacité restreinte excédant 2 020 MW à condition qu'elle n'utilise pas un tel excédent de capacité restreinte ou abandonne tout contrôle et intérêt opérationnel dans l'excédent de capacité restreinte ou dans l'électricité produite à partir de l'excédent de capacité restreinte. À cette fin, la période «d'attente avant cession» est la période comprise entre:

- i) la réception par *Eggborough Power Limited* ou *Eggborough Power Holdings Limited* d'une notification annonçant: 1) qu'une option d'achat sur les actions d'*Eggborough Power Limited* ou sur la centrale d'*Eggborough* sera exercée, ou 2) que n'importe laquelle des garanties sur les actions d'*Eggborough Power Limited* ou de la centrale d'*Eggborough* sera exercée,

et

- ii) la date à laquelle le groupe British Energy ne peut plus disposer de la capacité de production enregistrée de la centrale d'*Eggborough*;

⁽⁷¹⁾ À l'exclusion de la capacité d'énergie fossile auxiliaire de ses centrales nucléaires.

b) si une des options de vente des actions d'Eggborough Power Limited ou de la centrale d'Eggborough est exercée, British Energy soit autorisée à posséder ou détenir des droits de contrôle sur une capacité restreinte n'excédant pas 2 222 MW, à condition qu'elle déclare à l'opérateur du réseau d'électricité national posséder une capacité restreinte de 2 020 MW et n'exploite pas plus de 2 020 MW de capacité restreinte,

ou

c) si la capacité des centrales d'Eggborough devient indisponible pour le groupe British Energy en raison d'une panne irréparable ou d'un cas de force majeure, British Energy soit autorisée à posséder ou détenir des droits de contrôle sur une capacité restreinte n'excédant pas 2 222 MW, à condition qu'elle déclare à l'opérateur du réseau d'électricité national une capacité restreinte de 2 020 MW et n'exploite pas plus de 2 020 MW de capacité restreinte.

Article 7

Le Royaume-Uni exige que British Energy s'engage, pour une période de six ans à compter de la date de la présente décision, à ne pas posséder ou détenir de droits de contrôle sur des capacités de production nucléaires opérationnelles dans l'Espace économique européen autre que ses installations de production nucléaire existantes ou que ses contrats d'exploitation ou de maintenance, dans les cas où British Energy n'est pas concernée par la production d'électricité, sans l'accord écrit préalable de la Commission.

Article 8

Le Royaume-Uni nomme, dans les quatre mois suivant la présente décision, et selon une procédure ouverte et transparente, un expert indépendant qui sera chargé de contrôler que BE respecte les conditions définies à l'article 9 (ci-après dénommé «l'expert indépendant»). Le Royaume-Uni informe sans délai la Commission de cette nomination.

Article 9

1. Le Royaume-Uni exige que British Energy s'engage:

a) pour une période de six ans suivant la nomination de l'expert indépendant, à ne pas proposer d'approvisionner les clients finals non résidentiels qui achètent l'électricité directement à British Energy à des conditions dans lesquelles le prix de l'élément «électricité» du contrat avec les clients est inférieur au prix courant du marché de gros, sous réserve que, en cas de circonstances exceptionnelles affectant le marché (lorsque certains critères objectifs sont jugés remplis par l'expert indépendant selon les dispositions de l'article 10 ci-après «des circonstances exceptionnelles affectant le marché»), British Energy soit autorisée, tant que ces circonstances persistent, à établir de bonne foi le prix de l'élément «électricité» du contrat

à un niveau inférieur à celui qui a cours sur les prix du marché de gros, s'il est nécessaire de permettre à British Energy de faire face à la concurrence, aux conditions de l'article 10,

et

b) à coopérer de bonne foi avec l'expert indépendant et à satisfaire toutes les demandes raisonnables de l'expert indépendant d'une manière diligente, y compris les demandes de renseignements, de documents ou d'accès au personnel ou à la direction.

2. L'expert indépendant présente annuellement au Royaume-Uni un rapport indiquant si British Energy respecte ces conditions. Le Royaume-Uni met les rapports à la disposition de la Commission.

Article 10

1. Les critères utilisés dans le but de déterminer si des circonstances exceptionnelles affectant le marché sont réunies sont les suivants:

a) lors de toute période de [...] (s'achevant au plus tard [...] avant la date définie ci-dessous par «l'avis orange» – Amber Notice –), [...] des clients finals non résidentiels réels de British Energy auxquels British Energy a présenté des offres de fourniture aux termes desquelles la marge sur l'élément d'offre d'électricité du contrat par rapport au prix de gros en cours est [...], ont rejeté l'offre de British Energy;

b) les volumes échangés sur le marché de gros de l'électricité pour une période de [...] sont tombés à moins de [...] de la moyenne de ceux échangés pendant la même période lors des derniers (dernières) [...] pour lesquels (lesquelles) des informations sont disponibles.

c) British Energy offre de fournir un minimum de [...] d'électricité sur le marché de gros [...] et ce volume n'est pas vendu dans un délai de [...].

2. Lorsque British Energy fait face à des circonstances similaires à celles qui viennent d'être décrites et si elle estime qu'il serait possible qu'elle doive invoquer des circonstances exceptionnelles affectant le marché, British Energy en informe en premier lieu l'expert indépendant, en précisant son analyse de la situation et dans quelle mesure elle respecte les critères objectifs («Avis orange»).

3. Si la conjoncture ne s'améliore pas à la suite de l'avis orange, et si le critère a), combiné au critère b) ou au critère c) susmentionnés, est rempli, British Energy notifie à l'expert indépendant qu'elle va réagir à la concurrence en fixant un prix inférieur au prix de gros, et produit la preuve la plus récente en sa possession. L'expert indépendant dispose alors d'un délai de vingt-quatre heures pour confirmer ou infirmer que le critère a), combiné au critère b) ou au critère c) susmentionnés, est rempli et pour se prononcer en conséquence sur l'existence de circonstances exceptionnelles affectant le marché.

4. Si l'expert indépendant constate l'existence des circonstances exceptionnelles affectant le marché, British Energy est habilitée, pour une période de [...] suivant la décision de l'expert indépendant, à faire des offres loyales à des prix conformes à ceux de la concurrence sur le marché des ventes directes aux entreprises.

5. La période de [...] peut être reconduite par l'expert indépendant tant que le critère c) susmentionné est satisfait.

6. Au terme de cette période, la limitation de prix énoncée à l'article 9 est de nouveau applicable à British Energy.

7. Au terme de cette période, British Energy présente à l'expert indépendant un rapport qui récapitule ses activités de vente durant la période. Ces renseignements font l'objet d'un examen dans le rapport annuel de l'expert indépendant.

8. Au terme de la période de négociations des contrats durant laquelle les circonstances exceptionnelles affectant le marché ont eu lieu, l'expert indépendant rend publics les éléments qui l'ont amené à déterminer que ces circonstances étaient réunies ainsi que la durée de celles-ci.

Article 11

Le Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 22 septembre 2004.

Par la Commission
Mario MONTI
Membre de la Commission
