II

(Actes dont la publication n'est pas une condition de leur applicabilité)

COMMISSION

DÉCISION DE LA COMMISSION

du 8 juillet 1999

relative à la demande de régime transitoire introduite par le Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord conformément à l'article 24 de la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

[notifiée sous le numéro C(1999) 1551/1]

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

(1999/791/CE)

LA COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES,

vu le traité instituant la Communauté européenne,

vu 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 [1], et notamment son article 24,

ayant informé les États membres de la demande introduite par le Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord,

considérant ce qui suit:

I. LES FAITS

1. *Procédure*

(1) Le 30 janvier, des représentants du ministère du commerce et de l'industrie (Department of Trade and Industry) du Royaume-Uni ont donné à la Commission une première présentation du contenu de la demande de régime transitoire pour l'Irlande du Nord.

(2) Par lettre du 18 février 1998, le gouvernement du Royaume-Uni a demandé à bénéficier d'un régime transitoire pour l'Irlande du Nord conformément à l'article 24 de la directive.

(3) Par lettre du 16 octobre 1998, le gouvernement du Royaume-Uni a fourni un complément d'information.

2. *Structure du secteur de l'électricité et mise en œuvre de la directive 96/92/CE en Irlande du Nord*

(4) La structure actuelle du secteur de l'électricité en Irlande du Nord date d'avril 1992, époque à laquelle l'industrie de la distribution d'électricité a été restructurée et privatisée. La production d'électricité est assurée principalement par quatre producteurs indépendants constitués en sociétés anonymes (limited companies):

Ballylumford Power Ltd, rebaptisée Premier Power Ltd

Belfast West Power Ltd

Coolkeeragh Power Ltd

Kilroot Power Ltd.

(5) La capacité totale de ces centrales est de 2 063 MW. Deux des quatre producteurs produisent plus de 82 % de cette électricité. Il existe également quelques petits producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

(6) Une société distincte, Northern Ireland Electricity plc (NIE), assure l'exploitation du réseau de transport et de distribution, ainsi que la fourniture et l'achat d'électricité. NIE, étant responsable des achats d'électricité, est obligée d'acheter toute l'électricité produite par les grandes centrales indépendantes. NIE est soumis à la réglementation des prix, tandis que les producteurs ne le sont pas.

[1] JO L 27 du 30.1.1997, p. 20.

(7) Le réseau électrique d'Irlande du Nord n'est pas connecté au reste du réseau britannique et n'est relié au réseau d'Irlande que par un seul dispositif d'interconnexion. Ce dispositif, d'une capacité de 300 MW, a été remis en service en 1995 après vingt ans de désaffectation et constitue la réserve tournante des deux systèmes. À l'avenir, à mesure que les mécanismes commerciaux se développeront en Irlande du Nord et en Irlande, l'utilisation de l'interconnecteur devrait augmenter. Un interconnecteur de 250 MW avec l'Écosse est également à l'étude.

(8) La directive 96/92/CE n'a pas encore été mise en œuvre en Irlande du Nord. Il est toutefois prévu d'instaurer un régime d'accès des tiers au réseau sur la base de tarifs publiés. Le groupe des clients éligibles sera constitué des clients les plus importants à concurrence du volume requis pour répondre chaque année (voir les exigences d'ouverture du marché, c'est-à-dire aux exigences minimales définies pour l'ouverture du marché à l'article 19, paragraphes 1 et 2, de la directive 96/92/CE.

3. *Le régime transitoire notifié par le gouvernement du Royaume-Uni*

(9) Le régime transitoire faisant l'objet de la demande et de la présente décision est limité au territoire de l'Irlande du Nord.

(10) La notification porte sur l'existence de conventions d'achat d'électricité entre NIE et les quatre grandes sociétés productrices d'électricité citées plus haut, conclues à l'époque de la restructuration et de la privatisation du secteur en 1992. En vertu de ces contrats, NIE est tenue d'acheter l'électricité dont elle a besoin aux quatre producteurs. Le paiement comprend deux éléments: i) des frais de disponibilité qui sont basés sur les caractéristiques de disponibilité et d'exploitation des unités de production, ayant pour objet de contribuer au financement des frais fixes tels que les charges de financement, les salaires, le rendement des investissements et ii) des frais énergétiques correspondant au coût de l'achat et de la consommation de combustibles qui sont fonction de la capacité assignée par contrat à chacune des unités de production, du niveau de production thermique et du coût des combustibles.

(11) Les contrats arrivent à expiration entre 2001 et le 31 mars 2024 au plus tard. Les contrats dont la date d'expiration se situe au-delà de 2012 peuvent cependant être réliés à partir du 1er novembre 2010 moyennant le respect de certaines conditions.

(12) Des problèmes risquent de se poser à NIE étant donné que, dans le cadre de ses obligations actuelles en matière d'achat d'électricité, la base de calcul des paiements qui lui incombent vis-à-vis des sociétés de production n'évolue pas, même si le nombre de consommateurs approvisionnés par NIE décroît. Dès lors qu'une part importante des paiements de NIE aux producteurs est fixe, ces coûts devraient être récupérés auprès d'une clientèle moins nombreuses essentiellement composée de clients non éligibles. Il en résulterait une augmentation du prix de l'électricité pour ces clients de taille plus modeste. Ces surcoûts supportés par la clientèle restante ont été qualifiés de «Franchise Customer Excess Costs». Il faudrait que ces coûts ne soient pas supportés uniquement par les clients captifs mais par tous les clients.

(13) Les engagements à honorer dans le cadre des conventions d'achat d'électricité peuvent être subdivisés dans les catégories suivantes.

Capacité échouée

(14) La mise en œuvre de la directive 96/92/CE permettra aux clients éligibles de choisir leur source d'approvisionnement. Si de nouveaux producteurs sont autorisés à entrer sur le marché et sont en mesure de vendre leur électricité aux clients éligibles, la capacité des sociétés de production existantes peut devenir supérieure à la demande d'électricité en Irlande du Nord. Cette situation peut être influencée par la construction d'un interconnecteur entre l'Irlande du Nord et l'Écosse, dont le projet est à l'étude depuis 1991.

Surcoûts liés au contrat d'achat de gaz

(15) Le 1er avril 1992, une convention de conversion au gaz, prévoyant la conversion au gaz des installations au pétrole de la centrale de Ballylumford, a été conclue entre NIE et Ballylumford Power Ltd, rebaptisée depuis Premier Power Ltd. Le gaz est acheété essentiellement sous la forme d'un contrat «take-or-pay», appelé «Long Term Interruptible 3». Ce contrat, conclu en 1992, produit ses effets jusqu'en 2009 et fixe des prix qui, selon la notification dépassent de 20 millions de livres sterling (GBP) par an les cours observés sur le marché. Les coûts résultants se reportent sur NIE en vertu de la convention d'achat d'électricité.

Coût du gazoduc

(16) L'acheminement du gaz vers l'Irlande du Nord a demandé la construction d'un gazoduc au départ de Twyholm, en Écosse, traversant le North Channel jusqu'à Islandmagee, ainsi que la conversion au gaz chaudières au pétrole. Les coûts liés à ces opérations s'élèvent à 130 millions de GBP pour le gazoduc et 35 millions de GBP pour la conversion des chaudières.

Désulfuration des fumées

(17) Enfin, il est possible que les modifications qui seront éventuellement apportées à la législation en matière de protection de l'environnement, notamment en matière de modernisation des installations de désulfuration des fumées, engendrent de nouvelles dépenses.

Étendue des coûts échoués

(18) La notification contient l'estimation suivante des coûts échoués par an (en millions de GBP):

Capacité échouée	0-25
Surcoûts liés au contrat d'achat de gaz	0-25
Coût du gazoduc	0-14
Coût de la désulfuration des fumées	0-18
Total des coûts	0-82.

(19) Ces coûts peuvent s'appliquer jusqu'à l'expiration du dernier contrat d'achat d'électricité en 2024. Néanmoins, aux termes des diverses autorisations délivrées aux producteurs et à NIE, certains de ces contrats peuvent être résiliés dès le début de 2010 à certaines conditions. Les clauses de ces contrats peuvent également être renégociées en vue de réduire le montant global des coûts échoués. Le gouvernement et l'autorité réglementaire soulignent dans la notification que les coûts échoués ne sont réputés admissibles à une indemnisation que s'il s'est révélé que cette renégociation des contrats n'a pas donné les résultats escomptés.

Mode de recouvrement

(20) La notification pose, comme hypothèse de travail, que tous les coûts échoués éligibles seront récupérés par l'instauration d'une redevance sur la consommation finale d'électricité. Le gouvernement du Royaume-Uni souligne toutefois qu'il faut envisager attentivement la possibilité d'une répartition des charges entre les clients et l'industrie de l'électricité avant de prendre une décision définitive sur l'instauration d'une telle redevance.

(21) L'hypothèse de travail envisage de permettre à NIE de récupérer la partie des coûts échoués devenue irrécouvrable auprès des clients éligibles qui n'achètent pas leur électricité à NIE au moyen d'une redevance de transition vers un système concurrentiel, ou «Competitive Transition Charge» (CTC), sur l'utilisation du réseau électrique. Le montant correspond aux surcoûts supportés par les clients non éligibles, ou «Franchise Customer Excess Costs».

(22) Trois mois avant la fin de chaque exercice financier, NIE réalisera une estimation des «Franchise Customers Excess Costs» pour l'exercice financier suivant en tenant compte de facteurs tels que les prévisions relatives à la capacité de production disponible sous réserve de la convention d'achat d'électricité, la demande globale et la demande des clients éligibles n'achetant pas d'électricité à NIE. L'importance de la redevance CTC dépendra de cette estimation.

(23) Tous les consommateurs seront redevables de la CTC, qui sera perçue par les fournisseurs puis reversée par leurs soins à NIE. Elle sera basée sur la consommation d'électricité en kWh et apparaîtra sous une rubrique séparée sur la facture d'électricité du consommateur.

(24) À la fin de chaque exercice financier, NIE calculera le trop-perçu ou le moins-perçu et la CTC sera rectifiée pour l'exercice suivant de manière que la compensation n'excède pas les «Franchise Customer Excess Costs».

II. **ANALYSE JURIDIQUE**

1. ***Base juridique: article 24, paragraphes 1 et 2, de la directive 96/92/CE***

(25) Le gouvernement du Royaume-Uni a notifié une demande de régime transitoire en invoquant des engagements et des garanties d'exploitation conformément à l'article 24 de la directive 96/92/CE.

2. ***Dispositions de l'article 24***

(26) L'article 24 de la directive 96/92/CE dispose:

«1. Les États membres où des engagements ou des garanties d'exploitation, accordés avant l'entrée en vigueur de la présente directive, risquent de ne pas pouvoir être honorés en raison des dispositions de la présente directive pourront demander à bénéficier d'un régime transitoire; celui-ci pourra leur être accordé par la Commission, en tenant compte, entre autres, de la taille et du niveau d'interconnexion du réseau concerné, ainsi que de la structure de son industrie de l'électricité. La Commission informe les États membres de ces demandes avant de prendre une décision, dans le respect de la confidentialité. Cette décision est publiée au *Journal officiel des Communautés européennes*.

2. Le régime transitoire est limité dans le temps et il est lié à l'expiration des engagements ou des garanties mentionnés au paragraphe 1. Le régime transitoire peut comporter des dérogations aux chapitres IV, VI et VII de la présente directive. Les demandes de régime transitoire doivent être notifiées à la Commission au plus tard un an après l'entrée en vigueur de la présente directive.»

(27) Aux termes de l'article 24, paragraphes 1 et 2, de la directive 96/92/CE et eu égard au traité CE, la Commission est tenue, lorsqu'elle examine une demande de régime transitoire, de prendre en considération les éléments suivants.

(28) A. *Exigences concernant la nature des engagements ou des garanties d'exploitation en question*

1) L'existence d'un engagement ou d'une garantie d'exploitation doit être prouvée.

2) L'engagement ou les garanties d'exploitation doivent être antérieurs au 20 février 1997.

3) Il doit y avoir un lien de causalité entre l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE et l'incapacité de respecter l'engagement.

(29) B. *Exigences concernant les mesures proposées pour réaliser les objectifs en question*

1) Les mesures du régime transitoire doivent relever de dérogations aux chapitres IV, VI et VII de la directive 96/92/CE.

2) Le régime transitoire doit être limité dans le temps et lié à l'expiration des engagements ou des garanties d'exploitation en question.

3) Le régime transitoire doit appliquer les mesures les moins restrictives raisonnablement nécessaires pour atteindre les objectifs poursuivis, qui doivent eux-mêmes être légitimes. Dans sa décision, la Commission doit tenir compte, entre autres, de la taille et du niveau d'interconnexion du réseau concerné, ainsi que de la structure de son industrie de l'électricité.

3. ***Évaluation du régime transitoire du Royaume-Uni***

(30) Dans le cas présent, en ce qui concerne le régime transitoire tel qu'il a été notifié, il n'est pas nécessaire, de déterminer si les exigences visées au point A 1, 2 et 3 ou au point B 2 et 3 ont été remplies, dès lors que les mesures du régime transitoire ne renferment pas de dérogation aux chapitres IV, VI ou VII de la directive 96/92/CE et, partant, ne répondent pas à l'exigence visée au point B.

(31) Comme il est indiqué ci-dessus, pour constituer un régime transitoire au sens de l'article 24 de la directive 96/92/CE, le système choisi par l'État membre doit comporter une dérogation aux exigences prévues par les chapitres IV, VI ou VII de la directive 96/92/CE.

(32) Les mesures envisagées sont basées sur un simple régime de compensation, c'est-à-dire un système de prélèvements et de charges, institué par un État membre afin de compenser des coûts échoués causés par l'application de la directive 96/92/CE.

(33) L'application de tels prélèvements en l'occurrence ne requiert pas de dérogation aux chapitres IV, VI ou VII de la directive 96/92/CE et ne peut, de ce fait, être considérée comme un régime transitoire au sens de l'article 24.

(34) Le fait que des mesures telles que celles considérées dans le cas présent peuvent donner lieu à des distorsions considérables du marché intérieur de l'électricité ne remet pas en cause cette conclusion. En effet, la Commission reconnaît que le paiement de tels prélèvements peut engendrer des conséquences économiques substantiellement similaires à celles qui résultent d'une dérogation totale ou partielle à certaines obligations contenues dans les chapitres IV, VI ou VII de la directive 96/92/CE. Néanmoins, ces distorsions, de par leur nature, ne sont pas le résultat d'une dérogation spécifique envisagée par cette directive. Le transfert d'un paiement compensatoire à certains producteurs d'électricité, financé par un prélèvement ou une charge imposée aux consommateurs est, par conséquent, une mesure qui n'est pas directement visée par la directive mais qu'il convient d'examiner à la lumière des règles régissant la concurrence, et notamment l'article 87, paragraphe 3, point c), du traité CE. Dans cette hypothèse, il est entendu que des mesures d'effet économique semblable seront traitées de manière cohérente, indépendamment de la procédure applicable dans chaque cas.

(35) Vu la non-applicabilité de l'article 24 de la directive 96/92/CE, il n'est pas nécessaire de procéder à une évaluation des autres exigences visées au point A 1, 2 et 3 et au point B 2 et 3.

4. ***Conclusion***

(36) La demande de régime transitoire notifiée par le gouvernement du Royaume-Uni conformément à l'article 24 de la directive 96/92/CE a été évaluée sur la base de l'article 24, paragraphes 1 et 2, de cette directive. La Commission conclut qu'il ne saurait être question d'approuver en l'espèce un régime transitoire conformément à l'article 24, dès lors que les mesures choisies ne constituent pas des dérogations aux chapitres IV, VI et VII de la directive précitée. Le régime prévoit le transfert de paiements compensatoires à certains producteurs d'électricité, financé par un prélèvement ou une charge imposée aux consommateurs. Ces mesures ne sont pas directement visées par la directive 96/92/CE mais doivent être examinées à la lumière des règles régissant les aides d'État, et notamment l'article 87, paragraphe 3, point c), du traité CE,

A ARRÊTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

La présente décision concerne la demande du Royaume-Uni à bénéficier d'un régime transitoire conformément à l'article 24 de la directive 96/92/CE, notifiée à la Commission le 18 février 1998 et complétée le 16 octobre 1998. Cette notification porte sur des conventions d'achat d'électricité conclues entre NIE et Ballylumford Power Ltd (rebaptisée depuis Premier Power Ltd), Belfast West Power Ltd, Coolkeeragh Power Ltd et Kilroot Power Ltd.

Article 2

Le régime transitoire notifié par le gouvernement du Royaume-Uni ne contient pas de mesures qui constitueraient des dérogations aux chapitres IV, VI ou VII de la directive 96/92/CE, au sens de l'article 24, paragraphe 2. L'article 24 n'est, de ce fait, pas applicable à ce volet du régime transitoire notifié par le gouvernement du Royaume-Uni.

Article 3

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

Fait à Bruxelles, le 8 juillet 1999.

Par la Commission

Christos PAPOUTSIS

Membre de la Commission