DÉCISION DE LA COMMISSION

du 8 juillet 1999

relative à la demande de régime transitoire introduite par les Pays-Bas 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) 1551/6]

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

(1999/796/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,

après avoir informé les États membres de la demande introduite par les Pays-Bas,

considérant ce qui suit:

I. FAITS

1. *Procédure*

(1) Par lettre du 20 février 1998, la représentation permanente des Pays-Bas a transmis à la Commission sa notification provisoire de régimes transitoires au titre de l'article 24 de la directive 96/92/CE. Le 29 mai, les services de la Commission ont effectué une mission d'étude au ministère néerlandais des affaires économiques (Ministerie van Economische Zaken) à La Haye. La Commission a demandé un complément d'information concernant certains éléments de la notification, qui lui a été transmis par lettre du 22 juin.

(2) Par lettre du 16 octobre, la représentation permanente des Pays-Bas a communiqué des informations supplémentaires concernant la notification des régimes transitoires.

2. *Structure et évolution du secteur de l'électricité aux Pays-Bas*

a) Production

(3) Il existe quatre sociétés productrices d'électricité aux Pays-Bas, à savoir:

EPON — NV Elektriciteits-Produktiemaatschappij Oost- en Noord-Nederland

EPZ — NV Elektriciteits-Produktiemaatschappij Zuid-Nederland

EZH — NV Electriciteitsbedrijf Zuid-Holland

UNA — NV Energieprouktiebedrijf UNA.

Ces entreprises représentent environ 70 % de la demande d'électricité intérieure. Les 30 % restants sont couverts par les importations (environ 13 %), la production indépendante ou l'autoproduction.

(4) Les quatre sociétés productrices d'électricité coordonnent dans une certaine mesure leurs activités au travers de la société SEP (Samenwerkende Elektriciteits-Produktiebedrijven NV), propriétaire du réseau national à haute tension. SEP est la personne morale qui a assuré l'ensemble des importations d'électricité jusqu'au 1er janvier 1999. SEP a pour tâche de gérer la centrale nucléaire de Dodewaard (aujourd'hui en cours de démantèlement) et Demkolec, une installation de gazéification du charbon, et de faire face aux engagements internationaux visés au paragraphe 4.1, point 12. Les quatre sociétés productrices et SEP sont parties à un accord de coopération (Overeenkomst van Samenwerking, ci-après dénommé «OvS»).

(5) L'actionnariat des sociétés productrices d'électricité elles-mêmes se présente de la manière suivante:

EPON — sociétés de distribution

EPZ — sociétés de distribution

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

EZH — province, grandes villes de la région, municipalités et une société de distribution

UNA — deux provinces et les villes d'Utrecht et Amsterdam.

b) Transport

(6) Le transport de l'électricité était assuré jusqu'en janvier 1999 par SEP, propriétaire du réseau de haute tension et seul importateur d'électricité.

(7) TenneT, un organisme indépendant, propriété de SEP, dans lequel l'État a l'intention de prendre une participation majoritaire, assure les activités de transport depuis 1999.

c) Distribution

(8) La distribution de l'électricité est assuré par vingt-trois sociétés. Les parts de sociétés de distribution sont détenues par les pouvoirs publics (provinces, grandes villes et municipalités).

3. *Libéralisation du marché néerlandais de l'électricité: mise en œuvre de la directive 96/92/CE*

(9) La loi néerlandaise de 1998 sur l'électricité (Elektriciteitswet) est entrée en vigueur le 1er août 1998. Une loi complémentaire modifie la loi de 1998 sur l'électricité et traite essentiellement des modalités d'accès au réseau et de la fourniture d'électricité aux consommateurs captifs. La loi complémentaire a été adoptée le 1er juin 1999.

(10) Le gouvernement néerlandais a opté pour une ouverture progressive du marché de l'électricité. Depuis le 1er janvier 1999, un tiers de la clientèle est éligible, suivi d'un autre tiers en 2002. En 2007, 100% des clients sur le marché néerlandais de l'électricité jouiront d'une totale liberté pour acheter de l'électricité. La loi complémentaire prévoit l'accès réglementé de tiers au réseau. Depuis le 1er janvier 1999, les clients éligibles peuvent librement importer de l'électricité, de même que les distributeurs pour leurs clients éligibles, sous réserve toutefois d'une clause de réciprocité.

(11) Ainsi qu'il est précisé plus haut, le gestionnaire du réseau de transport, TenneT, est juridiquement autonome par rapport aux sociétés de production et de distribution et est opérationnel depuis le 1er janvier 1999. L'État a l'intention de prendre une participation majoritaire dans le gestionnaire de réseau de transport.

4. *Régime transitoire notifié par le gouvernement néerlandais*

4.1. **Introduction**

(12) Le gouvernement néerlandais à notifié les mesures transitoires suivantes au titre de l'article 24 de la directive.

1) *Chauffage urbain*: récupération des pertes subies sur certains projets de chauffage urbain jusqu'à expiration du dernier contrat en 2021.

2) *Demkolec*: récupération du surcoût de construction et d'exploitation de Demkolec, une installation pilote de gazéification du charbon implantée à Buggenum.

3) *Protocole*: les producteurs et les distributeurs néerlandais sont liés par un protocole, par lequel les producteurs s'engagent à vendre et les distributeurs à acheter la totalité de la production des sociétés de production (soit 70% des ventes actuelles des distributeurs) jusqu'à la fin de l'an 2000. Si cet accord volontaire devait être dissous pour des raisons commerciales ou juridiques, le ministre se réserve le droit de légiférer pour imposer ledit protocole ou des mesures du même ordre.

4) *Engagements internationaux*: récupération des pertes éventuelles subies dans le cadre des contrats suivants:

— contrats d'achat d'électricité passés entre SEP, d'une part, et EdF, Preussen Elektra et Statkraft, d'autre part,

— obligations d'investissement de SEP vis-à-vis de Stattnet pour le «NorNed cable»,

— un contrat *take-or-pay* d'achat de gaz conclu entre SEP et StatOil.

(13) Les engagements internationaux visés ci-dessus ont été inclus dans la notification des Pays-Bas par la lettre du 16 octobre 1998. Ils ne figuraient pas dans la notification initiale du 20 février 1998.

(14) La notification initiale fait encore état de deux autres mesures:

— retard dans la *privatisation* du secteur de l'électricité. L'autorisation expresse du ministre sera requise pour vendre des parts en dehors du cercle des actionnaires actuels jusqu'à la fin de 2001,

— instauration progressive d'un *impôt sur les sociétés* en phase avec le processus de libéralisation.

(15) Dans la notification finale, ces deux mesures ont été retirées. Ce retrait fait suite aux informations fournies par les services de la Commission au cours de la réunion précitée du 29 mai. La Commission a constaté que ces mesures ne pouvaient pas être considérées comme des dérogations à la directive 96/92/CE et, partant, ne s'inscrivent pas dans l'article 24 de la directive. La Commission se réserve la possibilité d'examiner ces mesures à la lumière d'autres dispositions du droit communautaire.

4.2. **Modalités des régimes notifiés**

4.2.1. *Projets de chauffage urbain*

a) Nature de l'engagement

(16) En 1990, les sociétés productrices d'électricité se sont substituées aux distributeurs pour garantir le prix du combustible en matière de chauffage urbain. Les consommateurs ont la garantie qu'ils ne paieront pas plus que les utilisateurs du chauffage au gaz. Neuf de ce projets de chauffage urbain, qui concernent trois sociétés de production, sont déficitaires et ont été notifiés. Les contrats ont tous été signés avant février 1997.

Dans les zones concernées, le chauffage urbain n'est pas concurrentiel, compte tenu notamment du niveau des dépenses d'infrasturcture et, partant, de l'amortissement. Les contrats reflètent la volonté des pouvoirs publics, qui remonte à 1979, de promouvoir le chauffage urbain dans un souci de protection de l'environnement.

b) Étendue des coûts échoués

(17) D'après les calculs de la société d'audit Coopers Lybrand, les pertes se situent entre 1,628 et 2,0 milliards de florins néerlandais (NLG), suivant l'évolution du prix du gaz.

c) Mode de recouvrement

(18) L'article 77a de la loi de 1998 sur l'électricité dispose que les coûts échoués des projets de chauffage urbain peuvent être récupérés moyennant une majoration des tarifs de transport d'électricité.

(19) Les pouvoirs publics néerlandais envisagent de mettre en place un plan de recouvrement étalé sur vingt ans. Le plafond de financement sera fixé à 2 milliards de NLG à récupérer sous la forme d'une redevance sur le tarif de transport de l'électricité. Le régime compte quatre bénéficiaires: les producteurs EZH, EPZ, UNA et EPON ou leurs successeurs en droit, qui sont parties aux contrats de chauffage urbain assortis d'une garantie des prix du combustible.

(20) Les bénéficiaires doivent se soumettre à une vérification annuelle de leurs comptes. La Commission peut, si elle en manifeste la volonté, avoir accès à ces comptes.

4.2.2. *Demkolec*

a) Nature de l'engagement

(21) La construction et l'exploitation de l'installation pilote de gazéification du charbon Demkolec a donné lieu à des investissements très importants et de nature exceptionnelle dans la recherche, le développement et la démonstration de technologies liées à l'environnement. L'investissement n'a pas été amorti depuis. La récupération des coûts supplémentaires ne peut être assurée par le tarif de base de l'électricité appliqué à l'échelon national après la libéralisation. La décision des pouvoirs publics de construire Demkolec a été motivée par des considérations de diversification de l'approvisionnement et de protection de l'environnement.

b) Étendue des coûts échoués

(22) D'après les calculs de Coopers Lybrand, le coût d'investissement supplémentaire non encore amorti de Demkolec est de 458,4 millions de NLG. Ces calculs sont basés sur la valeur nette au 1er janvier 2001 de la différence entre le coût de Demkolec et celui d'une centrale moderne au gaz pour un prix de revient de 0,07 florins NLG/kWh.

Les calculs tiennent compte de la subvention de 18,3 millions de NLG accordée à Demkolec avec l'assentiment de la Commission. Il reste néanmoins à vérifier si le prêt à taux bonifié consenti par la Banque européenne d'investissement a été pris en compte dans ces calculs. Les autorités néerlandaises ont notifié un montant maximal de 550 millions de florins NLG à titre de régime transitoire en faveur de l'installation Demkolec.

c) Mode de recouvrement

(23) L'article 77a de la loi de 1998 sur l'électricité dispose que les coûts échoués de l'installation Demkolec peuvent être récupérés moyennant une majoration des tarifs de transport d'électricité.

(24) Les pouvoirs publics néerlandais ont l'intention de mettre en place un plan de recouvrement à financer par une redevance sur le tarif de transport pour une durée de deux ans. La somme maximale de 550 millions de NLG sera remboursée à SEP, l'unique bénéficiaire.

4.2.3. *Protocole*

a) Nature de l'engagement

(25) Les producteurs et les distributeurs sont liés par un protocole produisant ses effets de 1997 jusqu'à la fin de l'an 2000. Les distributeurs se sont engagés à acheter la totalité de la production des quatre sociétés de production (qui couvre 70% des besoins des distributeurs dans le cadre du régime de prélibéralisation). Le protocole réglemente les coûts, les prix et les tarifs pour la période 1997-2000. L'objectif invoqué pour justifier l'appui apporté par le gouvernement au maintien de ce protocole est de permettre aux producteurs d'électricité néerlandais de recouvrer une partie des coûts échoués de toute nature dus au fait que la capacité de production ne sera plus concurrentielle lorsque les prix auront baissé par suite de la libéralisation. Pour couvrir ces coûts, le protocole procure dès lors à ces sociétés la garantie de conserver des parts de marché et des niveaux de ventes importants.

b) Étendue des coûts échoués

(26) Il est impossible, à l'heure actuelle, de déterminer quelles seraient les conséquences financières de l'abrogation du protocole pour les producteurs.

c) Mode de recouvrement

(27) Si , pour une raison quelconque, le protocole devait être dissous, le ministre des affaires économiques se réserve le droit et conserve la responsabilité en droit d'imposer cet accord ou un accord similaire par la voie législative. La Commission ne dispose toutefois d'aucune précision en ce qui concerne a) le degré de probabilité d'une telle éventualié, et b) la nature exacte des mesures qui seraient adoptées si le ministre exerçait cette faculté. Il est par conséquent malaisé de prévoir sous quelle forme le ministre pourrait imposer un accord entre les producteurs et les distributeurs.

4.2.4. *Engagements internationaux*

a) Nature des engagements

(28) i) Contrat d'importation d'électricité avec EDF. Le premier contrat remonte à 1989. La dernière modification date d'avril 1998, obligeant SEP à acheter au moins 65% de 600 MW jusqu'au 31 mars 200[…] (*).

ii) Contrat d'importation d'électricité avec Preussen Elektra, remontant à 1989. Engagement d'achat par SEP de 1 500 GWh par an jusqu'au 31 décembre 2005.

iii) Contrat «NorNed cable», remontant au 31 janvier 1994. SEP est tenu de payer 50% des coûts de construction du câble et d'acheter 2,16 TWh/a à Stattnet. Le câble doit être opérationnel dès le 1er octobre 2001 et le contrat est en vigueur jusqu'en 2016.

iv) Contrat *take-or-pay* d'achat de gaz entre SEP et Statoil, remontant à 1989.

b) Étendue des coûts échoués

(29) L'étendue des coûts dépendra de l'évolution des prix du gaz et de l'électricité sur le marché. Si les prix sur le marché néerlandais chutent à 0,07 NLG/kWh, SEP (par l'intermédiaire d'OvS, les sociétés productrices d'électricité proportionnellement à leur participation) assume les pertes réalisées sur ces contrats d'importation à concurrence de 3,1 milliards NLG. Dans ce cas, le gouvernement n'interviendra pas.

(30) Cependant, dès que le prix de l'électricité sur le marché tombe au-dessous de 0,07 NLG/kWh, les pouvoirs publics supportent une part accrue des coûts liés à ces pertes supplémentaires dues aux nouvelles baisses du prix de l'électricité. L'intervention du gouvernement dans les pertes est progressive et une intervention analogue des sociétés productrices lui fait pendant. Ainsi, dans l'hypothèse d'un prix de 0,05 NLG/kWh, le gouvernement verserait à SEP une intervention estimée à […] (*) milliard NLG, tandis que les sociétés de production participeraient à raison de […] (*) milliard NLG.

(31) Outre cette intervention progressive du gouvernement, il est prévu que, si les prix chutent au-dessous de 0,055 NLG/kWh, l'intervention des pouvoirs publics augmente. La perte initiale de […] (*) milliards NLG, assumée par les producteurs dans l'hypothèse d'un prix du marché de 0,07 NLG/kWh, sera entièrement couverte par les pouvoirs dès que les prix du marché se situeront en deçà de 0,055 NLG/kWh. Ainsi, dans l'hypothèse d'un prix de 0,05 NLG/kWh, les pouvoirs publics paieraient au total […] (*) milliards NLG ([…] (*) milliards de perte initiale plus […] (*) milliard de pertes supplémentaires), les sociétés productrices versant quant à elles […] (*) milliard.

(32) Tous les montants mentionnés dans ce considérant sont des montants maximaux de la valeur nette actuelle, qui sont adaptés annuellement.

(33) L'utilisation du «NorNed cable» sera gratuite pour le contrat d'importation Stattnet. TenneT ne percevra

(*) Secret d'affaires.

aucune rémunération pour l'utilisation de cette infrastructure de transport. Il n'est pas clairement établi si SEP peut utiliser ce câble gratuitement pour les exportations à destination de la Norvège.

c) Mode de recouvrement

(34) Les autorités néerlandaises se proposent d'imposer une redevance sur le tarif de transport permettant de récupérer les pertes subies dans le cadre des contrats d'achat d'électricité et de gaz et de financer la pose de la portion néerlandaise du «NorNed cable». Le recouvrement durera jusqu'à l'expiration du dernier contrat, en d'autres termes jusqu'en 2026. Le bénéficiaire du régime est SEP.

II. ANALYSE JURIDIQUE

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

(35) Le gouvernement néerlandais 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, paragraphes 1 et 2*

À l'article 24, les paragraphes 1 et 2 de la directive 96/92/CE disposent que:

«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 compter 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.»

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

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

(37) 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. Un lien de causalité doit exister entre l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE et l'incapacité de respecter l'engagement.

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

(38) 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 néerlandais*

3.1. Chauffage urbain et Demkolec

(39) Dans le cas présent, en ce qui concerne le régime transitoire dans le cadre du chauffage urbain et de l'installation Demkolec, tel qu'il a été notifié par le gouvernement des Pays-Bas, il n'est pas nécessaire de déterminer si les exigences des points A 1, 2, 3 ou B 2, 3 ont été remplies, dès lors que les mesures en question ne renferment pas de dérogation aux chapitres IV, VI et VII de la directive 96/92/CE et, partant, ne répondent pas à l'exigence visée au point B 1.

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

(41) Les mesures envisagées sont basées sur un simple régime de compensation, c'est-à-dire un système de prélèvement

et de charges, institué par un État membre afin de compenser des coûts échoués causés par l'application de la directive. L'application de tels prélèvements en l'occurrence ne requiert pas de dérogation aux chapitres susmentionnés de la directive et ne peut, de ce fait, être considérée comme un régime transitoire au sens de l'article 24 de cette dernière.

(42) 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 la directive susmentionnée. Le transfert d'un paiement compensatoire à certains producteurs d'électricitié, financé par un prélèvement ou une charge imposés 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. Dans cette hypothèse, il est entendu que des mesures d'effet économique semblable seront traitées de manière cohérente, quelle que soit la procédure adaptée à chaque cas isolé.

(43) 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 des points A 1, 2, 3 et B 2 et 3 mentionnées ci-dessus.

3.2. **Engagements internationaux**

(44) Conformément à l'article 24, paragraphe 2, de la directive 96/92/CE, «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». Ce délai a expiré le 20 février 1998. Dans le cas présent, aucune mention du régime transitoire proposé relativement aux engagements internationaux n'était faite dans la notification initiale du 20 février 1998. Dans ces circonstances, il n'est pas possible de les examiner en vue d'une approbation conformément à l'article 24 de la directive 96/92/CE. Néanmoins, en tout état de cause, à supposer même que ce régime transitoire eût été notifié à la Commission dans le délai prescrit par l'article 24, paragraphe 2, il n'entrerait pas dans le domaine d'application de l'article 24, paragraphe 1, dès lors que les mesures envisagées ne renferment pas de dérogation aux dispositions des chapitres IV, VI et VII de la directive 96/92/CE.

3.3. **Protocole**

(45) La Commission estime que, en l'état actuel du dossier, les modalités d'une action éventuelle des Pays-Bas dans ce domaine ne sont pas encore suffisamment précises pour que la Commission puisse prendre une décision conformément à l'article 24, paragraphe 1, de la directive 96/92/CE. Par conséquent, l'imposition éventuelle d'un tel accord doit faire l'objet d'informations ultérieures à fournir à la Commission au titre de l'article 24 dès que l'incertitude sera levée quant à la forme que prendra cette mesure. La Commission sera alors à même de juger si elle constitue une dérogation aux chapitres IV, VI et VII de la directive 96/92/CE et, dans l'affirmative, si elle est compatible, et dans quelle mesure, avec les dispositions de la directive,

A ARRÊTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

La présente décision concerne la demande des Pays-Bas à bénéficier d'un régime transitoire conformément à l'article 24 de la directive 96/92/CE, notifiée à la Commission le 20 février 1998 et complétée le 16 octobre 1998. Cette notification porte sur:

a) des engagements pris dans le cadre de l'installation pilote de gazéification du charbon Demkolec, implanté à Buggenum;

b) des engagements pris par les sociétés productrices d'électricité en matière de tarification du chauffage urbain;

c) des engagements internationaux d'achats pris par SEP;

d) un protocole conclu entre les producteurs et les distributeurs néerlandais en 1997.

Article 2

Le régime transitoire notifié par les Pays-Bas dans le cadre des engagements pris par les sociétés productrices en matière de tarification du chauffage urbain et des engagements pris dans le cadre de Demkolec, l'installation pilote de gazéification du charbon implantée à Buggenum, 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, de ladite directive. L'article 24 de la directive 96/92/CE n'est, de ce fait, pas applicable au régime transitoire notifié par le gouvernement néerlandais.

Article 3

L'article 76 de la loi néerlandaise sur l'électricité, relatif au protocole, n'est pas approuvé conformément à l'article 24 de la directive 96/92/CE. En cas de recours à cette disposition, des informations complémentaires doivent être fournies à la Commission en application de l'article 24.

Article 4

La mesure visée dans la lettre du 16 octobre 1998 pour le recouvrement des pertes subies dans le cadre des engagements internationaux ne peut être prise en compte au titre de l'article 24 de la directive 96/92/CE, dès lors qu'elle a été notifiée à la Commission plus d'un an après l'entrée en vigueur de ladite directive.

Article 5

Le Royaume des Pays-Bas est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 8 juillet 1999.

Par la Commission

Christos PAPOUTSIS

Membre de la Commission