COMMISSION

DÉCISION DE LA COMMISSION

du 30 mars 1999

concernant l'aide que les Pays-Bas se proposent d'accorder à Nerefco en faveur du projet d'installation d'une turbine à gaz intégrée dans la raffinerie Nerefco

[notifiée sous le numéro C(1999) 904]

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

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

(2000/17/CE)

LA COMMISSION DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES,

vu le traité instituant la Communauté européenne, et notamment son article 93, 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 intéressés à présenter leurs observations conformément audit article ([1]),

considérant ce qui suit:

I. PROCÉDURE

(1) Par lettre du 10 octobre 1997, enregistrée le 14 octobre 1997 par le secrétariat général de la Commission, les autorités néerlandaises ont notifié, conformément à l'article 93, paragraphe 3, du traité, une aide en faveur du projet d'installation d'une turbine à gaz intégrée dans la raffinerie Nerefco.

(2) La Commission a demandé un complément d'information par lettre du 4 décembre 1997, à laquelle les autorités néerlandaises ont répondu par lettre du 8 janvier 1998. Elle leur a envoyé une deuxième demande de renseignements complémentaires le 26 janvier 1998 et a reçu une réponse par lettre du 9 mars 1998. Une troisième demande a été adressée le 8 avril 1998 et une réunion s'est déroulée le 25 mai 1998 entre les représentants des autorités néerlandaises et de la Commission, à la suite de laquelle les autorités néerlandaises ont transmis une note télécopiée en date du 28 mai 1998.

(3) Par sa lettre SG(98) D/5699 du 13 juillet 1998, la Commission a informé le gouvernement néerlandais de sa décision d'ouvrir la procédure prévue à l'article 93, paragraphe 2, du traité à l'égard de l'aide en question.

(4) La décision de la Commission d'ouvrir la procédure a fait l'objet d'une communication publiée au *Journal officiel des Communautés européennes* ([1]), par laquelle la Commission a invité les autres États membres et les autres parties intéressées à lui présenter leurs observations.

II. DESCRIPTION DE L'AIDE

(5) Le projet d'installation d'une turbine à gaz intégrée dans la raffinerie Nerefco s'inscrit dans le cadre d'un plan général de réduction des émissions de CO_2, qui a été lancé par le gouvernement néerlandais à l'automne 1997. Le gouvernement entend ainsi promouvoir des projets débouchant sur une réduction substantielle des émissions de CO_2 afin de contribuer à un développement économique durable.

(6) Ce projet a pour but de contribuer à la réduction des émissions de CO_2. Il porte sur l'installation d'une turbine à gaz complètement intégrée aux installations de traitement d'une raffinerie, afin de remplacer des générateurs classiques de production séparée de chaleur et d'électricité. L'utilisation de turbines à gaz dans des installations de production combinée de chaleur et d'électricité permet d'améliorer considérablement le rendement énergétique et de réduire les émissions de CO_2 par rapport aux générateurs classiques de production séparée de chaleur et d'électricité. Jusqu'à présent, les turbines à gaz n'étaient cependant pas employées dans les installations de traitement en raison de leur moindre fiabilité. Elles sont davantage exposées aux pannes et nécessitent un entretien plus important. De plus, leur installation entraîne des dépenses d'investissement plus élevées.

([1]) JO C 334 du 31.10.1998, p. 3.

(7) Le projet sera exécuté dans la raffinerie Nerefco, à Rotterdam. Il concerne les entreprises suivantes:

— Texaco Nederland BV,

— Eneco BV, producteur d'électricité régional, et

— Nerefco, entreprise commune appartenant à BP et à Texaco.

Le bénéficiaire de l'aide est une entreprise commune qui doit être constituée par Eneco BV et Texaco Nederland BV.

(8) Nerefco exploite une raffinerie à Rotterdam Europoort, qui comprend notamment deux tours de distillation pour la distillation primaire du pétrole brut. Actuellement, le pétrole brut est amené à la température de traitement dans deux fours alimentés au fioul. Lors du processus de distillation, Nerefco produit de la chaleur (capacité disponible en énergie thermique de [...] (*) MW_{th}); dans sa propre chaufferie, elle produit de la vapeur pour la raffinerie (capacité disponible de [...]* ktep/an) et de l'électricité permettant de couvrir une partie de ses propres besoins.

(9) La nouvelle installation augmentera le rendement énergétique. La turbine à gaz intégrée fonctionne comme suit: la turbine actionne tout d'abord un générateur. Les gaz d'échappement chauffent directement le pétrole brut dans un échangeur de chaleur et le portent à la température désirée (375 °C). La chaleur résiduelle des gaz d'échappement est ensuite utilisée pour produire la vapeur destinée à la raffinerie. Le fait de chauffer directement le pétrole brut pour l'amener à haute température permet un rendement très élevé. La nouvelle installation remplacera à raison de 40 % la capacité de chauffage disponible pour amener le pétrole brut à la température de traitement, assurera 10 % de la production de vapeur et produira 70 MW_e d'électricité supplémentaire. La réalisation du projet n'entraînera pas d'augmentation de la capacité de distillation.

(10) Selon les autorités néerlandaises, l'intégration, à une telle échelle, d'installations de traitement et d'une centrale d'énergie n'a jamais été réalisée à ce jour dans la Communauté. Cette intégration présente plusieurs avantages:

a) le CO_2 rejeté par la raffinerie est ramené de 790 000 tonnes par an (tpa); à 530 000 tpa, soit une diminution de 260 000 tpa et une réduction de 0,2 % pour l'ensemble des Pays-Bas;

b) plusieurs autres émissions nocives sont réduites. C'est le cas notamment du SO_2 et du NOx, qui baissent de 16 et 11 % respectivement;

c) la consommation d'énergie aux fins de la production d'électricité, de vapeur et de chaleur industrielle chute de 270 000 tonnes en équivalents-pétrole à 205 000 tonnes en équivalents-pétrole. Cette diminution correspond à un accroissement du rendement énergétique, qui passe de 60 à 80 %.

Afin d'augmenter les chances que d'autres projets suivent, les entreprises constituent un groupe d'utilisateurs, composé de personnes intéressées venant d'autres entreprises. Ce groupe sera directement associé à la préparation du projet.

(11) Les risques techniques liés au projet sont notamment les suivants:

a) la fiabilité d'une turbine à gaz est plus faible que celle d'un four classique;

b) un système fiable doit être mis au point pour commander la turbine à gaz, les échangeurs de chaleur et le four.

Pour limiter les risques liés aux nouvelles installations et garantir un apport continu de chaleur, l'ancienne installation, dont le rendement énergétique est insuffisant, sera maintenue comme système de secours.

(12) L'investissement total s'élève à 93 millions de florins néerlandais (NLG) (42,2 millions d'euros environ) et comprend la construction de la turbine à gaz, d'un four et d'une chaudière à récupération de chaleur résiduelle.

(13) Au moment de l'ouverture de la procédure, les coûts admissibles étaient calculés comme suit par les autorités néerlandaises: en premier lieu, une correction était apportée pour tenir compte de l'économie escomptée sur les coûts énergétiques. Cette économie, estimée à 39 millions de NLG (environ 17,7 millions d'euros) sur une période de dix ans, était déduite des dépenses d'investissement totales en vue de déterminer les coûts admissibles. Une seconde correction était effectuée pour tenir compte du coût de remplacement du four et des frais d'entretien de l'ancien four (3,3 millions de NLG net, soit 1,5 million d'euros). Les coûts admissibles du projet s'élevaient ainsi à 50,7 millions de NLG {soit quelque 23 millions d'euros).

(14) Le soutien que les autorités néerlandaises se proposaient d'apporter au projet était plafonné, selon la notification, à 15 millions de NLG (environ 6,8 millions d'euros), soit 29,6 % des coûts admissibles.

Selon la notification, les travaux de construction devaient commencer fin 1997 pour s'achever début 1999. Le projet a cependant été reporté jusqu'à ce que des assurances soient obtenues quant à l'admissibilité de l'aide. Les travaux dureront un peu plus d'un an.

(15) Il n'existe aucune exigence légale en matière d'environnement qui oblige Nerefco à modifier l'approvisionnement actuel de la raffinerie en énergie.

(*) Certaines parties du présent texte ont été adaptées de manière à ne pas divulguer des informations confidentielles; ces parties ont été mises entre crochets et signalées par un astérisque.

III. RAISONS DE L'OUVERTURE DE LA PROCÉDURE

(16) La Commission a informé les autorités néerlandaises par lettre du 13 juillet 1998 qu'elle avait ouvert la procédure, car il subsistait des doutes quant au respect des conditions prévues par l'encadrement communautaire des aides d'État pour la protection de l'environnement ([1]). Les doutes portaient sur la détermination du montant des coûts d'investissement supplémentaires. L'encadrement communautaire prévoit que les coûts admissibles sont limités aux coûts d'investissement supplémentaires nécessaires pour atteindre les objectifs de protection de l'environnement (point 3.2.1). Les points en cause sont, en substance, les suivants:

a) les coûts de remplacement: conformément à sa pratique habituelle en la matière, la Commission calcule les coûts d'investissement supplémentaires en comparant l'investissement à des fins de protection de l'environnement et les coûts supportés pour une capacité de production similaire obtenue au moyen de technologies classiques.

La Commission n'était pas en mesure de déterminer les coûts d'investissement supplémentaires sur la base des informations reçues, faute de données concernant les coûts de remplacement. La Commission estime que le maintien des installations existantes ne dispense pas les autorités néerlandaises de l'obligation de comparer l'investissement envisagé avec le coût global, en valeur actualisée, d'une installation classique;

b) l'augmentation de la production d'électricité de 70 MW_e: il était indiqué dans la notification que la réalisation du projet conduirait à une augmentation de la capacité de production d'électricité. La capacité totale des Pays-Bas augmentera d'environ 0,3 %. Au moment de l'ouverture de la procédure, la Commission ne voyait pas exactement de quelle manière il avait été tenu compte de cette augmentation dans le calcul des coûts admissibles.

(17) Enfin, la Commission a constaté que, pour le calcul des coûts admissibles, les économies ont été déduites sur la base d'un taux d'actualisation de 10 % après déduction de la taxe professionnelle. En outre, ces coûts n'étaient calculés que sur une période de dix ans, ce qui ne semble pas correspondre à la durée d'amortissement de l'investissement en question. Afin de déterminer les coûts à prendre en considération dans le cadre de l'aide envisagée, la Commission a demandé aux autorités néerlandaises d'appliquer le taux de référence que la Commission utilise pour l'actualisation des coûts et des avantages futurs. La Commission a, en outre, fait observer que, pour permettre une comparaison de l'intensité d'aide calculée avec les intensités d'aide fixées par l'encadrement communautaire visé au considérant 16 (point 3.2.3.B), les montants pris en considération devaient être bruts (c'est-à-dire avant impôts). Enfin, la période considérée pour l'actualisation des avantages futurs doit correspondre à la durée d'amortissement.

([1]) JO C 72 du 10.3.1994, p. 3.

IV. OBSERVATIONS DES AUTRES ÉTATS MEMBRES ET AUTRES PARTIES INTÉRESSÉES

(18) La Commission n'a reçu d'observations ni de tiers ni d'autres États membres.

V. OBSERVATIONS DES PAYS-BAS

(19) Les Pays-Bas ont réagi par lettre du 15 octobre 1998 à l'ouverture de la procédure. On peut résumer comme suit les observations qu'ils ont formulées.

(20) Pour tenir compte des observations de la Commission, les Pays-Bas ont suivi une nouvelle approche pour déterminer les coûts admissibles. Cette nouvelle approche est conforme, selon les Pays-Bas, aux principes et aux dispositions de l'encadrement communautaire visé au considérant 16. Dans cette nouvelle approche, l'augmentation de la capacité de production d'électricité (70 MW_e supplémentaires) est traitée tout à fait séparément du projet. À cet effet, le montant de l'investissement admissible est corrigé du montant de l'investissement qui serait nécessaire pour obtenir, dans une centrale électrique plus petite, la même capacité supplémentaire de production d'électricité. Un tel investissement dans une capacité de production d'électricité classique est chiffré par les autorités néerlandaises à 43,9 millions de NLG (environ 19,9 millions d'euros). Pour déterminer les coûts admissibles, le coût de l'investissement doit par conséquent être diminué de ce montant.

(21) Les Pays-Bas ont procédé à une seconde correction dans le calcul des coûts admissibles, de manière à tenir compte de l'avantage qui découle des coûts d'exploitation de la partie chaleur par rapport à la production classique. Cet avantage est capitalisé. Pour le chiffrer, les autorités néerlandaises ont tenu compte du taux de référence actuel, tel qu'il est utilisé par la Commission, et elles ont utilisé des montants bruts, c'est-à-dire avant impôts. En outre, les calculs ont été effectués sur la base d'un amortissement sur une période de quinze ans. Cet avantage, chiffré à 2,6 millions de NLG (environ 1,2 million d'euros), est déduit de l'investissement.

(22) Les autorités néerlandaises estiment que le montant de l'investissement obtenu après ces corrections correspond aux investissements supplémentaires qui sont nécessaires pour obtenir l'amélioration souhaitée du point de vue de l'environnement. Elles n'estiment pas nécessaire de corriger le résultat obtenu pour tenir compte du remplacement partiel de l'installation classique. On peut résumer comme suit les arguments qu'elles ont fait valoir à cet égard.

(23) La partie de la nouvelle installation qui peut être utilisée pour la production de chaleur et de vapeur est entièrement nécessaire pour obtenir les effets souhaités du point de vue environnemental. Les nouvelles installations sont construites sur le site de la raffinerie Nerefco, à côté des installations existantes. Certes, la nouvelle installation assurera une partie de la production de chaleur (40 %) et de vapeur (10 %), mais il demeure nécessaire de maintenir les anciennes installations en activité. Leur fermeture conduirait à une perte inacceptable de disponibilité et de fiabilité des installations de la raffinerie. En outre, il ne faut pas perdre de vue qu'il s'agit d'un projet qui comporte des risques. Il reste à découvrir le degré de fiabilité de la turbine à gaz

intégrée dans la pratique. Les périodes d'entretien, prévues et imprévues, sont plus fréquentes pour les turbines à gaz que pour les installations existantes de la raffinerie. Pendant ces périodes, les installations classiques tourneront à plein régime, de manière que le fonctionnement ou non de la turbine à gaz n'ait aucune conséquence pour les activités de raffinage. Les autorités néerlandaises considèrent par conséquent qu'il s'agit, en l'occurrence, exclusivement d'investissements supplémentaires. Elles font observer, à cet égard, que le projet n'entraîne pas d'augmentation de la capacité des installations de la raffinerie. La capacité de chauffage du pétrole brut augmente, mais non celle de traitement de ce pétrole. Celle-ci est en effet déterminée par les tours de distillation, dont la capacité reste inchangée.

(24) Sur la base du raisonnement exposé au considérant 23, les Pays-Bas calculent les coûts admissibles comme suit:

(en millions de NLG)

Investissement total	93
Déduction pour capacité supplémentaire de production d'électricité	– 43,9
Déduction pour avantages liés à la réduction des frais variables	– 2,6
Coûts d'investissement admissibles totaux	46,5

(25) À la lumière de ce calcul, les Pays-Bas ont ramené le montant de l'aide prévue de 15 millions de NLG (environ 6,8 millions d'euros) à 13,91 millions de NLG (environ 6,33 millions d'euros). Cela correspond, sur la base des coûts admissibles d'un montant de 46,5 millions (environ 21,1 millions d'euros) indiqués ci-dessus, à une intensité d'aide de 30 %.

VI. **APPRÉCIATION**

(26) L'aide notifiée favorisera une entreprise donnée et tombe par conséquent sous le coup de l'article 92, paragraphe 1, du traité.

En notifiant la mesure d'aide en question, les Pays-Bas se sont acquittés de l'obligation que leur impose l'article 93, paragraphe 3, du traité.

(27) La Commission doit examiner si l'aide peut être considérée comme compatible avec le marché commun en application de l'article 92, paragraphes 2 et 3, du traité.

(28) Les dispositions de l'article 92, paragraphe 2, points a), b) et c), du traité ne sont pas applicables en l'espèce étant donné qu'il ne s'agit ni d'une mesure à caractère social, ni d'une mesure destinée à remédier aux dommages causés par les calamités naturelles ou par d'autres événements extraordinaires, pas plus que d'une aide octroyée à l'économie de certaines régions au sens de l'article 92, paragraphe 2, point c).

(29) Les dispositions de l'article 92, paragraphe 3, points a), b) et d), du traité ne sont pas applicables parce que l'aide n'est pas destinée à favoriser le développement économique de régions défavorisées, ni à remédier à une perturbation grave de l'économie d'un État membre, ni à promouvoir la culture ou la conservation du patrimoine.

(30) La seule disposition en venu de laquelle l'aide en question pourrait être autorisée est l'article 92, paragraphe 3, point c), du traité qui concerne les aides destinées à faciliter le développement de certaines activités économiques. En l'espèce, il s'agit d'une aide ayant un objectif environnemental. C'est pourquoi la Commission a examiné le projet en question au regard de l'encadrement communautaire visé au considérant 16. Si l'aide répond aux conditions prévues par cet encadrement, elle peut être considérée comme compatible avec le marché commun en vertu de la dérogation prévue à l'article 92, paragraphe 3, point c), du traité.

(31) La Commission constate que l'aide notifiée est destinée à contribuer à la réduction des émissions de CO_2, ce qui constitue un objectif important de la Communauté [1]. La mise en œuvre du projet permettra de limiter ces émissions de manière substantielle, de réaliser des économies d'énergie importantes et de réduire d'autres rejets nocifs, tels que le SO_2 et le NOx.

(32) Jusqu'à présent, il n'existe ni au niveau national ni au niveau communautaire de normes contraignantes obligeant les entreprises à réduire leurs émissions de CO_2. L'aide relève de ce fait du champ d'application de l'encadrement communautaire visé au considérant 16, point 3.2.3.C (Aide en l'absence de normes obligatoires). Les entreprises qui investissent pour améliorer très nettement leurs résultats sur le plan de la protection de l'environnement peuvent bénéficier d'aides selon le point 3.2.3.C de l'encadrement communautaire. La Commission constate que le projet doit aboutir à une réduction des émissions de CO_2 de 260 000 tpa. La Commission estime qu'il s'agit d'un résultat considérable sur le plan environnemental, dont l'incidence est suffisamment importante pour que l'aide réponde au critère énoncé au point 3.2.3.C.

(33) En ce qui concerne les dépenses d'investissement admissibles, l'encadrement communautaire dispose, au point 3.2.1, que seuls peuvent être pris en considération les coûts d'investissement supplémentaires nécessaires pour atteindre les objectifs de protection de l'environnement.

[1] COM(97) 481 final: Communication de la Commission au Conseil, au Parlement européen, au Comité économique et social et au Comité des régions «Changement climatique: Définir une approche communautaire en vue de la conférence de Kyoto». SEC(1998) 615: «Energy policy options for responding to the climate change challenge: towards the definition of a post-Kyoto energy policy strategy».

(34) Les doutes émis par la Commission quant à la manière dont les Pays-Bas avaient chiffré les coûts d'investissement ont motivé l'ouverture de la procédure. Les observations de la Commission portaient notamment sur la manière dont la production d'électricité et les coûts de remplacement avaient été pris en compte. Les Pays-Bas ont réagi à l'ouverture de la procédure en présentant une nouvelle approche pour l'établissement des coûts admissibles. Comme il est expliqué à la section V, cette nouvelle approche a notamment consisté à traiter la production totale d'électricité séparément du projet. Les investissements dans une nouvelle capacité de production ne sont pas admissibles en vertu de l'encadrement communautaire visé au considérant 16. La Commission a pour pratique courante d'exclure les coûts afférents à de nouvelles capacités de production des coûts admissibles. La Commission estime que l'exclusion des dépenses d'investissement liées à la production d'électricité du montant total de l'investissement constitue une correction appropriée pour déterminer les coûts admissibles. Elle considère par conséquent que les coûts d'un montant de 43,9 millions de NLG (environ 19,9 millions d'euros) liés à l'augmentation de 70 MW_e de la capacité de production d'électricité ne sont pas admissibles.

(35) Dans le cadre de la nouvelle approche, les Pays-Bas ont corrigé le montant de l'investissement admissible pour tenir compte de l'avantage représenté par les coûts d'exploitation de la partie «chaleur» par rapport à la production classique. La Commission considère que la correction de 2,6 millions de NLG (environ 1,2 million d'euros) effectuée par les Pays-Bas est justifiée. En effet, l'avantage futur n'alourdit pas les dépenses d'investissement et une correction est donc nécessaire pour déterminer les coûts d'investissement supplémentaires effectifs. Pour calculer cet avantage, les Pays-Bas ont utilisé le taux de référence actuel recommandé par la Commission et ils ont basé leurs calculs sur des montants bruts, c'est-à-dire avant impôts, comme la Commission les y avait invités dans sa lettre du 13 juillet 1998. La durée d'amortissement effective a, en outre, été prise en compte.

(36) En ce qui concerne les coûts de remplacement, les Pays-Bas ont soutenu, comme il est indiqué aux considérants 22 et 23, qu'il n'était pas nécessaire de corriger les chiffres. La Commission estime cependant qu'il faut bel et bien tenir compte des coûts de remplacement d'une installation classique. Conformément à sa pratique habituelle en la matière, la Commission calcule les coûts d'investissement supplémentaires en comparant l'investissement à des fins d'environnement et les coûts supportés pour une capacité de production similaire obtenue au moyen de technologies classiques. Le fait que la capacité des anciennes installations est maintenue à niveau pour pallier les temps d'arrêt pour cause de panne ou d'entretien de la turbine à gaz intégrée au processus de raffinage n'y change rien. En fait, la nouvelle installation sera indissociablement liée au processus de raffinage et elle assurera 40 % du chauffage de pétrole brut et 10 % de la production de vapeur. Ce n'est qu'en cas de défaillance ou d'entretien que l'ancienne installation sera utilisée. Il s'agit donc manifestement d'un remplacement fonctionnel par un équipement moderne. Le fait que l'ancienne installation est maintenue comme installation de secours n'y change rien. La Commission estime par conséquent qu'une correction est également nécessaire à cet égard, afin de tenir compte des coûts hypothétiques de remplacement de la capacité de chauffage de pétrole brut et de celle de production de vapeur par des équipements classiques.

(37) Les coûts de remplacement du four par une installation classique — compte tenu d'un taux de remplacement de 40 % et des frais supplémentaires d'entretien de l'ancien four — s'élèvent à 3,8 millions de NLG (environ 1,7 million d'euros) [1]. Selon les autorités néerlandaises, les coûts de remplacement de la capacité de production de vapeur — d'une puissance comparable à celle de la capacité de production de vapeur de la nouvelle installation — par une chaudière classique s'élèvent à 5 millions de NLG (environ 2,26 millions d'euros). La correction totale liée à ces coûts de remplacement s'élève par conséquent à 8,8 millions de NLG (environ 3,9 millions d'euros).

(38) Le montant total de l'investissement est corrigé de la manière suivante pour tenir compte des points mentionnés ci-dessus:

(en millions de NLG)

Coûts d'investissement totaux	93
Correction pour capacité supplémentaire de production d'électricité	– 43,9
Correction pour avantages liés à la réduction des frais variables	– 2,6
Correction pour coûts de remplacement	– 8,8
Coûts d'investissement supplémentaires	37,7

[1] Pour déterminer les coûts de remplacement, on a pris pour base 40 % (pourcentage correspondant au ratio de remplacement, c'est-à-dire à la capacité de production de chaleur pour le chauffage du pétrole brut de la nouvelle installation rapportée à celle de l'ancienne installation) des coûts de remplacement (soit 15 millions de NLG) de l'ancienne installation par une installation classique. Il a été tenu compte, par ailleurs, de 40 % des frais d'entretien supplémentaires afférents à l'ancienne installation. Les frais d'entretien supplémentaires sont déterminés en prenant la valeur nette actualisée du montant annuel effectif des frais d'entretien (0,56 million de NLG) sur une période de quinze ans moyennant un taux de référence de 5,5 %, ce qui donne 2,2 millions d'euros. La Commission estime qu'une correction est justifiée à cet égard étant donné que l'ancienne installation doit être maintenue comme installation de secours en raison du caractère expérimental de la turbine à gaz intégrée, ce qui entraîne des coûts supplémentaires. On peut par conséquent chiffrer les coûts totaux de remplacement du four à 3,8 millions de NLG (environ 1,7 million d'euros). Les coûts de remplacement de la capacité de production de vapeur (correspondant à 10 % de la production de vapeur) par une unité classique s'élèvent à 5 millions de NLG (environ 2,26 millions d'euros). Les coûts de remplacement totaux s'élèvent par conséquent à 8,8 millions de NLG (environ 3,9 millions d'euros).

(39) Le solde de 37,7 millions (environ 17,1 millions d'euros) correspond aux coûts qui, du point de vue de la Commission, doivent être considérés comme coûts d'investissement supplémentaires encourus exclusivement à des fins environnementales. Selon le point 3.2.3.C de l'encadrement communautaire visé au considérant 16, les aides en faveur d'investissements destinés à améliorer le niveau de protection de l'environnement dans les domaines où il n'existe aucune norme obligatoire peuvent être autorisées à concurrence d'un niveau maximal de 30 % brut des coûts admissibles. La Commission peut donc autoriser une aide de 11,31 millions de NLG (environ 5,14 millions d'euros).

(40) Enfin, il convient de noter que la Commission considère d'une manière généralement très favorable les installations de production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE) [1]. L'échange chaleur-électricité se produira aussi dans la turbine à gaz intégrée. Le fait que cette installation est mise en œuvre pour la première fois à une telle échelle constitue également un facteur positif dans l'appréciation de la Commission. L'absence d'observations de tiers conforte la Commission dans son analyse selon laquelle l'aide en cause n'affecte pas les échanges entre États membres dans une mesure contraire à l'intérêt commun.

VII. **CONCLUSION**

(41) L'aide notifiée relève du champ d'application de l'article 92, paragraphe 1, du traité. La Commission considère que, en l'espèce, une aide d'un montant maximal de 11,31 millions de NLG (environ 5,14 millions d'euros) est compatible avec le marché commun. Une aide de 11,31 millions de NLG peut par conséquent être autorisée en application de l'article 92, paragraphe 3, point c), du traité et de l'article 61, paragraphe 3, point c), de l'accord EEE, étant donné qu'une telle aide est conforme à l'encadrement communautaire des aides d'État pour la protection de l'environnement [2],

A ARRÊTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

L'aide envisagée par les Pays-Bas en faveur du projet d'installation d'une turbine à gaz intégrée dans la raffinerie Nerefco, d'un montant de 15 millions de NLG, ramené par la suite à 13,91 millions de NLG, est, conformément à l'article 92, paragraphe 3, point c), du traité et à l'article 61, paragraphe 3, point c), de l'accord EEE, compatible avec le marché commun jusqu'à concurrence d'un montant maximal de 11,31 millions de NLG. La partie de l'aide prévue qui excède le montant maximal de 11,31 millions de NLG est incompatible avec le marché commun et ne peut par conséquent pas être mise à exécution.

En conséquence, l'aide en cause est légale à concurrence d'un montant de 11,31 millions de NLG.

Article 2

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

Fait à Bruxelles, le 30 mars 1999.

Par la Commission

Karel VAN MIERT

Membre de la Commission

[1] COM(97) 514 final: communication de la Commission au Conseil, au Parlement européen, au Comité économique et social et au Comité des régions du 15 octobre 1997: «Une stratégie communautaire pour promouvoir la production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE) et supprimer les obstacles à son développement».

[2] JO C 72 du 10.3.1994, p. 3.