

## III

(Autres actes)

## ESPACE ÉCONOMIQUE EUROPÉEN

## DÉCISION DE L'AUTORITÉ DE SURVEILLANCE AELE

N° 178/13/COL

du 30 avril 2013

**exemptant la prospection et l'extraction de pétrole brut et de gaz naturel sur le plateau continental norvégien de l'application de la directive 2004/17/CE du Parlement européen et du Conseil portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux (Norvège)**

L'AUTORITÉ DE SURVEILLANCE AELE (CI-APRÈS L'«AUTORITÉ»),

VU l'accord sur l'Espace économique européen (ci-après «l'accord EEE»),

VU l'acte visé au point 4 de l'annexe XVI de l'accord sur l'Espace économique européen relatif aux procédures de passation des marchés publics dans le secteur des services publics (directive 2004/17/CE du Parlement européen et du Conseil du 31 mars 2004 portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux) (ci-après la «directive 2004/17/CE»), et notamment son article 30, paragraphes 1, 4 et 6,

VU l'accord entre les États de l'AELE relatif à l'institution d'une Autorité de surveillance et d'une Cour de justice (ci-après l'«accord Surveillance et Cour de justice»), et notamment les articles 1<sup>er</sup> et 3 de son protocole 1,

VU la décision de l'Autorité du 19 Avril 2012 autorisant le membre chargé des marchés publics à arrêter certaines décisions dans ce domaine (décision n° 136/12/COL),

APRÈS consultation du comité des marchés publics de l'AELE,

considérant ce qui suit:

## I. LES FAITS

## 1 PROCÉDURE

(1) Par courrier du 5 novembre 2012 <sup>(1)</sup> et au terme des discussions menées lors de la phase de prénotification, l'Autorité a reçu une demande du gouvernement norvégien

<sup>(1)</sup> Reçu par l'Autorité le 6 novembre 2012 (événement n° 652027).

en faveur de l'adoption d'une décision établissant l'applicabilité de l'article 30, paragraphe 1, de la directive 2004/17/CE, à l'exercice d'activités pétrolières sur le plateau continental norvégien (ci-après: «PCN»). Dans un courrier daté du 25 janvier 2013, l'Autorité a invité le gouvernement norvégien à lui transmettre un complément d'information <sup>(2)</sup>. Le gouvernement norvégien a communiqué sa réponse à l'Autorité par lettre du 15 février 2013 <sup>(3)</sup>. La notification et la réponse du gouvernement norvégien ont fait l'objet de discussions lors d'une conférence téléphonique organisée le 4 mars 2013 <sup>(4)</sup>. Par courriers du 22 mars 2013 émanant de l'Autorité <sup>(5)</sup>, le comité des marchés publics de l'AELE a été consulté et invité à soumettre son avis par procédure écrite. Sur la base des votes de ses membres, le comité des marchés publics de l'AELE a émis, le 16 avril 2013, un avis positif sur le projet de décision de l'Autorité <sup>(6)</sup>.

(2) La demande du gouvernement norvégien concerne la prospection et la production de pétrole brut et de gaz naturel sur le PCN, en ce compris les activités de développement (à savoir la mise en place des infrastructures nécessaires à la production future, telles que les plateformes pétrolières, les canalisations, les terminaux, etc.). Le gouvernement norvégien a décrit trois activités dans sa demande:

(a) la prospection de pétrole brut et de gaz naturel;

(b) la production de pétrole brut; et,

(c) la production de gaz naturel.

<sup>(2)</sup> Événement n° 657306.

<sup>(3)</sup> Reçue par l'Autorité le 19 février 2013 (événement n° 663304).

<sup>(4)</sup> Événement n° 665288.

<sup>(5)</sup> Événements n° 666730, 666722 et 666680.

<sup>(6)</sup> Événement n° 669171.

## 2 LE CADRE JURIDIQUE

- (3) L'article 30, paragraphe 1, de la directive 2004/17/CE a pour objet d'autoriser une exemption des exigences imposées par les règles régissant la passation de marchés publics dès lors que les acteurs d'un marché opèrent dans un environnement concurrentiel. L'article 30, paragraphe 1, dispose que:

«Les marchés destinés à permettre la prestation d'une activité visée aux articles 3 à 7 ne sont pas soumis à la présente directive si, dans l'État membre où l'activité est prestée, elle est directement exposée à la concurrence, sur des marchés dont l'accès n'est pas limité.»

- (4) L'article 30, paragraphe 1, de la directive comporte deux exigences devant être toutes deux respectées avant que l'Autorité puisse adopter une décision positive à l'égard d'une demande d'exemption au titre de l'article 30, paragraphe 4, et compte tenu des dispositions de l'article 30, paragraphe 6, de la directive.

- (5) La première exigence contenue à l'article 30, paragraphe 1, de la directive 2004/17/CE, impose que l'activité soit exercée sur un marché dont l'accès n'est pas limité. L'article 30, paragraphe 3, de la directive prévoit que «l'entrée sur un marché sera considérée comme étant non limitée si l'État membre a mis en œuvre et a appliqué les dispositions de la législation communautaire mentionnée à l'annexe XI». L'annexe XI de la directive énonce plusieurs directives.

- (6) Parmi les directives énoncées à l'annexe XI figure la directive 94/22/CE du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 1994 sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospector, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures<sup>(7)</sup>, intégrée à la réglementation de l'EEE en 1995 et visée au point 12 de l'annexe IV de l'accord EEE.

- (7) Parmi les directives énoncées à l'annexe XI figure également la directive 98/30/CE, remplacée par la directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE. Cette dernière a été intégrée à la réglementation de l'EEE en 2005 et est visée au point 23 de l'annexe IV de l'accord EEE<sup>(8)</sup>.

(7) JO L n° 164 du 30.6.1994, p. 3, et JO L n° 79 du 29.3.1996, p. 30. Directive intégrée à l'accord EEE par décision du Comité mixte de l'EEE n° 19/95 (JO L 158 du 8.7.1995, p. 40, et supplément EEE n° 25 du 8.7.1995, p. 1) (la «directive sur les licences»).

(8) JO L 176 du 15.7.2003, p. 57, telle que rectifiée dans le JO L 16 du 23.1.2004, p. 74, et intégrée à l'accord EEE par décision du Comité mixte n° 146/2005 (JO L 53 du 23.2.2006, p. 43, et supplément EEE n° 10 du 23.2.2006, p. 17) (la «directive Gaz»). Cette directive a été remplacée par la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 94). Cette dernière n'a toutefois pas encore été intégrée à la réglementation de l'EEE.

- (8) En conséquence, l'accès au marché peut être considérée comme étant non limitée dès lors que l'État norvégien a mis en œuvre et appliqué correctement les actes visés aux points 12 et 23 de l'annexe IV de l'accord EEE, correspondant respectivement aux directives 94/22/CE et 2003/55/CE<sup>(9)</sup>.

- (9) La seconde exigence contenue à l'article 30, paragraphe 1, de la directive 2004/17/CE impose que l'activité soit directement exposée à la concurrence dans l'État de l'AELE où elle est exercée. Afin de déterminer si une activité est directement exposée à la concurrence, il convient de se fonder sur des «critères qui soient conformes aux dispositions du traité en matière de concurrence tels que les caractéristiques des biens ou services concernés, l'existence de biens ou de services alternatifs, les prix et la présence, réelle ou potentielle, de plus d'un fournisseur des biens ou des services en question»<sup>(10)</sup>.

- (10) L'exposition directe à la concurrence doit être évaluée sur la base de différents indicateurs dont aucun n'est déterminant en soi. Eu égard aux marchés concernés par la présente décision, la part de marché des principaux acteurs sur un marché donné constitue un critère à prendre en considération, le degré de concentration de ces marchés en étant un autre<sup>(11)</sup>. L'exposition directe à la concurrence est évaluée à partir de critères objectifs prenant en considération les caractéristiques spécifiques du secteur concerné. Les conditions étant variables selon les différentes activités visées par la présente décision, chaque activité ou marché doit faire l'objet d'une évaluation séparée.

- (11) La présente décision a pour seule fin d'accorder une exemption en application de l'article 30 de la directive 2004/17/CE et ne porte pas préjudice à l'application des règles en matière de concurrence.

## 3 LE SYSTÈME D'OCTROI DES LICENCES EN NORVÈGE

- (12) La loi norvégienne sur le pétrole<sup>(12)</sup> constitue le cadre juridique de référence pour le système d'octroi des licences attribuées en vue de l'exercice d'activités pétrolières sur le PCN. La loi et les règlements d'exécution

<sup>(9)</sup> Voir point 5 ci-dessous.

<sup>(10)</sup> Article 30, paragraphe 2, de la directive 2004/17/CE.

<sup>(11)</sup> Voir également la décision de l'Autorité du 22 mai 2012 exemptant la production et la vente en gros d'électricité en Norvège de l'application de la directive 2004/17/CE du Parlement européen et du Conseil portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux (décision n° 189/12/COL, JO L 287 du 18.10.2012, p. 21, et supplément EEE n° 58 du 18.10.2012, p. 14).

<sup>(12)</sup> Loi du 19 novembre 1996 n° 72 relatives aux activités pétrolières (<http://www.npd.no/en/Regulations/-Acts/Petroleum-activities-act/>). La directive sur l'octroi des licences pour les hydrocarbures 94/22/CE a été mise en œuvre par la Norvège à compter du 1<sup>er</sup> septembre 1995 par le biais de la loi sur le pétrole et des règlements d'exécution respectifs relatifs au pétrole (le règlement norvégien n° 653 du 27 juin 1997) (<http://www.npd.no/en/Regulations/Regulations/Petroleum-activities/>).

relatifs au pétrole régissent l'octroi des licences en vue de la prospection et de la production de pétrole brut et de gaz naturel sur le PCN. Le ministère norvégien du pétrole et de l'énergie annonce les blocs pour lesquels les entreprises peuvent introduire une demande de licence et le roi en conseil accorde la licence de production. L'octroi d'une licence de production est effectué sur la base de critères factuels et objectifs <sup>(13)</sup>. Une licence de production sera généralement octroyée à un groupe d'entreprises, au sein duquel une société est désignée comme l'exploitant responsable de la gestion journalière de la licence.

- (13) Il existe, en Norvège, deux types de séries d'octroi de licences: (i) les attributions couvrant des zones immatures du PCN (séries numérotées) et (ii) les attributions portant sur des zones prédéfinies (séries AZP) couvrant des zones matures. Ces deux processus d'octroi de licences sont comparables à l'exception de leur mode de lancement. Dans les séries AZP, les licences sont attribuées sur une base annuelle et couvrent des surfaces du PCN considérées comme matures (c.-à-d. des zones dont la géologie est parfaitement connue) <sup>(14)</sup>. Les séries d'octroi de licences numérotées sont proposées (en moyenne) tous les deux ans et couvrent des zones immatures (c.-à-d. des zones dont la géologie est peu connue) <sup>(15)</sup>. Ce dernier

<sup>(13)</sup> Voir les points 3-3 et 3-5 de la loi norvégienne sur le pétrole, ainsi que le point 10 du règlement norvégien sur le pétrole.

<sup>(14)</sup> Les critères de maturité des zones sont décrits dans le livre blanc adressé au Parlement norvégien - *Une industrie pour l'avenir - Les activités pétrolières en Norvège* [(Meld. St. 28 (2010-2011) Rapport au Parlement norvégien (Storting), p. 88)]. Les critères suivants ont été appliqués dans l'extension des zones prédéfinies: (i) les zones à proximité des infrastructures (englobant tant les infrastructures existantes que les infrastructures prévues, dont les ressources potentielles dans ces zones sont considérées comme étant critiques dans le temps); (ii) des zones ayant fait l'objet d'activités de prospection antérieures (englobant les zones qui, précédemment, ont donné lieu à l'octroi de licences ou qui ont été abandonnées, des zones dont le modèle géologique est connu et des zones situées entre les zones attribuées et les zones abandonnées); et (iii) des zones qui bordent des zones prédéfinies existantes mais pour lesquelles aucune demande d'octroi de licence n'a été introduite dans le cadre des séries de licences numérotées (voir <http://www.regjeringen.no/en/dep/oad/press-center/press-releases/2013/apa-2013-acreage-announcement.html?id=714569>). Un total de 324 licences de production a été attribué depuis l'instauration en 2003 du système de zones prédéfinies et 32 gisements ont été découverts au total [(Meld. St. 28 (2010-2011) Rapport au Parlement norvégien (Storting), p. 86 - 87)].

<sup>(15)</sup> Les séries de licences numérotées concernent les zones pour lesquelles la connaissance géologique est limitée et pour lesquelles une prospection progressive semble opportune. 21 séries de licences numérotées ont été attribuées à de telles zones, l'octroi des licences de la 21<sup>e</sup> série remontant au printemps 2011 (voir le livre blanc - *Une industrie pour l'avenir - Les activités pétrolières en Norvège* [(Meld. St. 28 (2010-2011) Rapport au Parlement norvégien (Storting), p. 21)]. Les séries d'octroi de licences numérotées portent essentiellement sur des zones limitrophes du PCN dans lesquelles le potentiel de découverte de gros gisements est le plus élevé. La 22<sup>e</sup> série d'octroi de licences a débuté le 2 novembre 2011 avec l'attribution de nouvelles licences de production prévue au printemps 2013 (<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oad/pressesenter/pressemeldinger/2011/initiates-22nd-licensing-round.html?id=661990>). Voir également la publication du ministère norvégien du pétrole et de l'énergie, en collaboration avec la direction générale norvégienne du pétrole - *Les faits en 2012 - Le secteur du pétrole norvégien*, Chapitre 5, «Activité de prospection», p. 30 et suivantes (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

processus est lancé par le ministère norvégien du pétrole et de l'énergie, lequel invite les entreprises actives sur le PCN à désigner les zones (blocs) qu'elles souhaiteraient voir incluses dans la série suivante. Les cadres juridiques (législation, réglementation, documents nécessaires à l'octroi de la licence) régissant ces deux types de séries sont parfaitement identiques. Le gouvernement norvégien a informé l'Autorité que les activités de prospection exercées dans le cadre de ces deux types de licences étaient également identiques.

- (14) Lors des séries d'octroi de licences, les compagnies pétrolières répondant aux conditions requises introduisent une demande de licence de production, c.-à-d. le droit exclusif d'exercer des activités pétrolières sur le PCN. Comme défini au point 1-6 c) de la loi norvégienne sur le pétrole, les activités pétrolières englobent «toutes les activités associées aux gisements de pétrole sous-marins, y compris la prospection, les forages de prospection, la production, le transport, l'utilisation et le déclassement, ainsi que la planification de ces activités, mais à l'exclusion, cependant, du transport maritime de pétrole en vrac». Par conséquent, lors des séries d'octroi de licences, les entreprises demandent le droit exclusif d'explorer et d'exploiter tout gisement de pétrole brut et de gaz naturel susceptible d'être découvert dans la zone couverte par la licence de production.

- (15) En cas de découverte de pétrole brut et/ou de gaz naturel, les titulaires de licences souhaitant exploiter le gisement sont tenus de soumettre, pour approbation, un plan de développement et d'exploitation («PDE») au ministère norvégien du pétrole et de l'énergie <sup>(16)</sup>. L'approbation du PDE confère aux titulaires de licences le droit exclusif d'entamer le développement et, par la suite, la production. Le pétrole produit devient la propriété unique du titulaire de licence concerné.

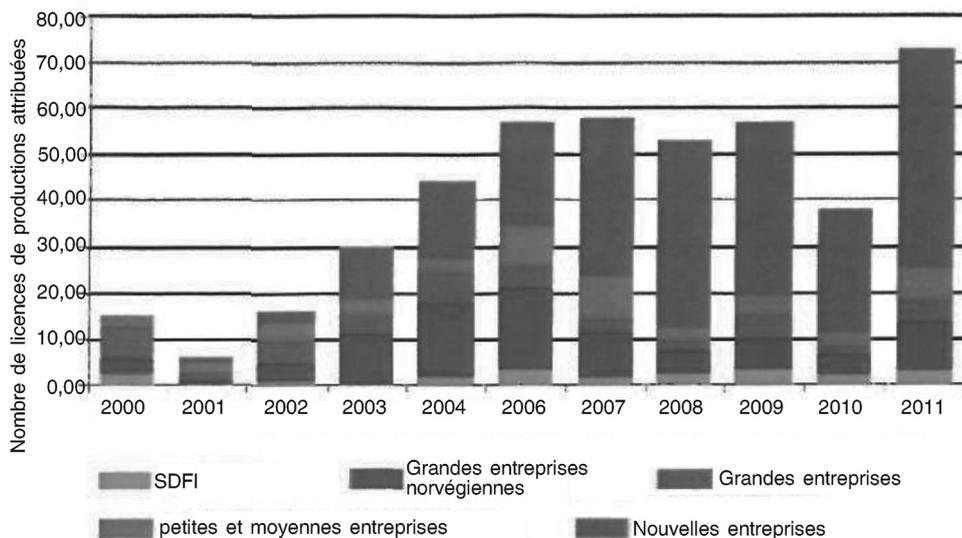
- (16) Les titulaires de licences présents sur le PCN représentent aussi bien de grands groupes pétroliers internationaux que de très petites compagnies pétrolières dont la plupart sont de nouveaux entrants ayant accédé au PCN au cours des dix dernières années environ.

- (17) Les tableaux ci-dessous sont fournis par le gouvernement norvégien et illustrent les activités exercées sur le PCN en fonction des nouvelles licences de production, de la superficie attribuée et du nombre d'entreprises présentes sur le PCN <sup>(17)</sup>.

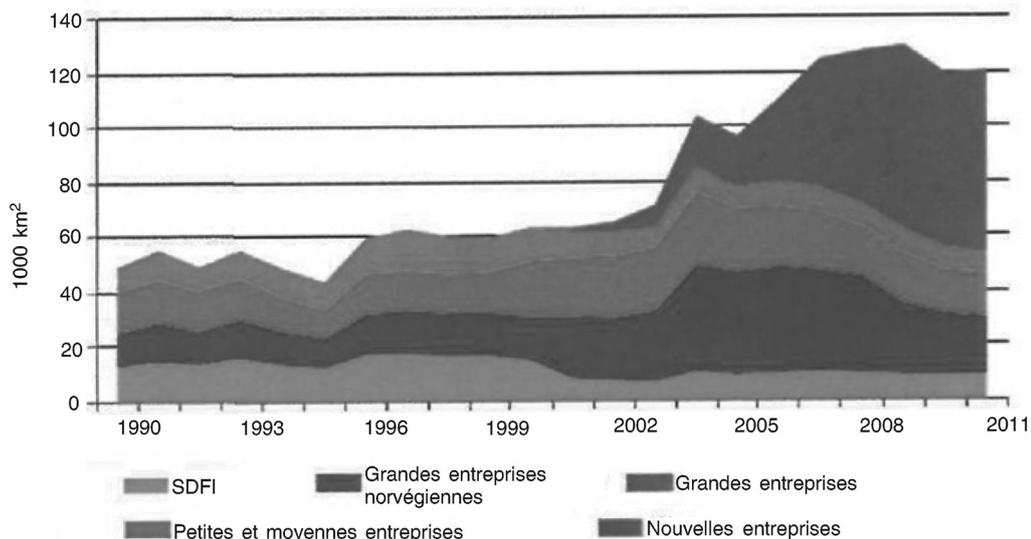
<sup>(16)</sup> Voir point 4-2 de la loi norvégienne sur le pétrole.

<sup>(17)</sup> Dans les deux premiers tableaux, l'acronyme SDFI correspond au système d'intérêts financiers directs de l'État norvégien, au travers duquel ce dernier possède d'importantes parts dans les licences d'exploitation pétrolière et gazière attribuées pour le PCN. La gestion du portefeuille SDFI est confiée à une entreprise publique dénommée Petoro AS ([www.petoro.no](http://www.petoro.no)).

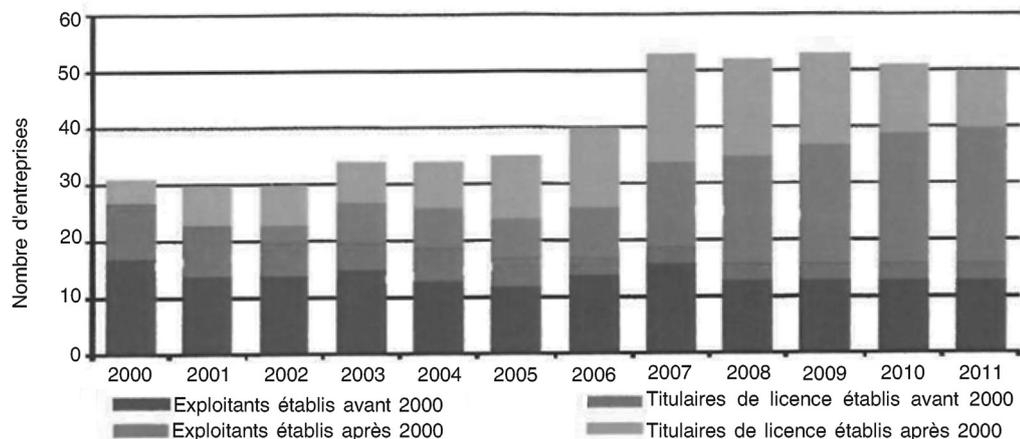
Nouvelles licences attribuées:



Superficie attribuée:



Nombre d'entreprises présentes sur le PCN:



## II. ÉVALUATION

### 4 ACTIVITÉS COUVERTES PAR LA PRÉSENTE DÉCISION

- (18) La demande d'exemption du gouvernement norvégien au titre de l'article 30 de la directive 2004/17/CE couvre l'exercice de trois activités distinctes sur le PCN: (a) la prospection de pétrole brut et de gaz naturel; (b) la production de pétrole brut; et (c) la production de gaz naturel. L'Autorité a examiné les trois activités séparément <sup>(18)</sup>.
- (19) La «production» comprendra également, aux fins de la présente décision, le «développement», c.-à-d. la mise en place des infrastructures nécessaires à la production (plates-formes pétrolières, canalisations, terminaux, etc.). Le transport de gaz naturel, du PCN aux marchés de destination, par le réseau de gazoducs situé en amont ne relève pas de la présente décision.

### 5 ACCÈS AU(X) MARCHÉ(S)

- (20) La directive 94/22/CE (la directive sur les licences) a été intégrée au point 12 de l'annexe IV de l'accord EEE par décision du Comité mixte n° 19/1995, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 1995.

<sup>(18)</sup> Cette approche est conforme à la pratique adoptée par la Commission européenne dans les décisions relatives aux opérations de concentration et dans ses décisions à l'octroi d'une exemption au titre de l'article 30 de la directive 2004/17/CE. Voir en particulier la décision de la Commission européenne du 29 septembre 1999 déclarant une opération de concentration compatible avec le marché commun et l'accord EEE (affaire n° IV/M.1383 – *Exxon/Mobil*); la décision de la Commission européenne du 29 septembre 1999 déclarant une opération de concentration compatible avec le marché commun et l'accord EEE (affaire IV/M.1532 – *BP Amoco/Arco*); la décision de la Commission européenne du 5 juillet 1999 déclarant une opération de concentration compatible avec le marché commun et l'accord EEE (affaire n° COMP/M.1573 – *Norsk Hydro/Saga*); la décision de la Commission européenne du 3 mai 2007 déclarant une opération de concentration compatible avec le marché commun et l'accord EEE (affaire n° IV/M.4545 – *Statoil/Hydro*); la décision de la Commission européenne du 19 novembre 2007 déclarant une opération de concentration compatible avec le marché commun (affaire n° COMP/M.4934 – *Kazmunaigaz/Rompetrol*); ainsi que la décision de la Commission européenne du 21 août 2009 déclarant une opération de concentration compatible avec le marché commun (affaire n° COMP/M.5585 – *Centrica/Venture production*). Voir également la décision d'exécution de la Commission du 28 juillet 2011 exemptant la prospection de pétrole et de gaz et l'exploitation de pétrole au Danemark, à l'exclusion du Groenland et des Îles Féroé, de l'application de la directive 2004/17/CE (JO L 197 du 29.7.2011, p. 20); la décision d'exécution de la Commission du 24 juin 2011 exemptant la prospection de pétrole et de gaz et l'exploitation de pétrole en Italie de l'application de la directive 2004/17/CE du Parlement européen et du Conseil portant coordination des procédures de passation des marchés publics dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux (JO L 166 du 25.6.2011, p. 28); la décision d'exécution de la Commission du 29 mars 2010 exemptant la prospection et l'exploitation de pétrole et de gaz en Angleterre, en Écosse et au Pays de Galles de l'application de la directive 2004/17/CE du Parlement européen et du Conseil portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux (JO L 84 du 31.3.2010, p. 52), ainsi que la décision d'exécution de la Commission exemptant la prospection et l'exploitation de pétrole et de gaz aux Pays-Bas de l'application de la directive 2004/17/CE du Parlement européen et du Conseil portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux (JO L 181 du 14.7.2009, p. 53).

- (21) Le gouvernement norvégien a notifié à l'Autorité la transposition de cette directive le 18 mars 1996. Une évaluation de la conformité a été effectuée par l'Autorité, à l'issue de laquelle la Norvège a apporté un certain nombre de modifications à sa législation. À la suite de ces modifications, l'Autorité a estimé que la Norvège avait correctement mis en œuvre la directive sur les licences.
- (22) La directive 2003/55/CE (la directive «gaz») a été intégrée au point 23 de l'accord EEE par décision du Comité mixte n° 146/2005/CE le 2 décembre 2005. La directive est entrée en vigueur à l'égard des États de l'AELE et de l'EEE le 1<sup>er</sup> juin 2007.
- (23) Le gouvernement norvégien a notifié la mise en œuvre partielle de la directive «gaz» le 4 juin 2007 et la mise en œuvre complète le 19 février 2008. Une évaluation de la conformité a également été effectuée par l'Autorité pour ladite directive. À la suite d'un certain nombre de modifications apportées à la législation nationale norvégienne, l'Autorité a estimé que la Norvège avait correctement mis en œuvre la directive «gaz».
- (24) À la lumière des informations figurant à la présente section, et aux fins de la présente, il apparaît que l'État norvégien a mis en œuvre et correctement appliqué les actes visés aux points 12 et 23 de l'annexe IV de l'accord EEE, qui correspondent respectivement aux directives 94/22/CE et 2003/55/CE.
- (25) En conséquence, et conformément à l'article 30, paragraphe 3, premier alinéa, de la directive 2004/17/CE, il y a lieu de considérer que l'accès au marché doit être considéré comme étant non limité sur le territoire de la Norvège, en ce y compris le PCN.

## 6 EXPOSITION À LA CONCURRENCE

- (26) Comme expliqué ci-dessus, l'Autorité est d'avis qu'il convient d'examiner si les secteurs concernés sont directement exposés à la concurrence. À cet effet, elle a examiné les éléments de preuve fournis par le gouvernement norvégien et complétés, le cas échéant, par des documents relevant du domaine public.

### 6.1 Prospection de pétrole brut et de gaz naturel

#### 6.1.1 Le marché en cause

- (27) La prospection de pétrole brut et de gaz naturel consiste à trouver de nouvelles réserves de ressources en hydrocarbures. La production englobe la mise en place d'infrastructures nécessaires non seulement à la production mais également à l'exploitation des ressources. La prospection de pétrole brut et de gaz naturel constitue un marché de produits en cause distinct des marchés de la production de pétrole brut et de gaz naturel. Cette définition est fondée sur le fait qu'il est impossible de déterminer, au départ, si la prospection donnera lieu à la découverte de gisements de pétrole brut ou de gaz natu-

rel. Le gouvernement norvégien a confirmé que cette définition s'appliquait tant aux séries d'octroi de licences numérotées qu'aux séries de licences AZP. Cette définition du marché est également conforme à la pratique de la Commission européenne<sup>(19)</sup>.

- (28) La prospection de zones matures et immatures est effectuée par le même type d'entreprises et les activités reposent sur le même type de technologie (indépendamment, donc, du type de licence attribuée). Même si la géologie est mieux connue dans les séries de licences AZP, les compagnies pétrolières n'ont pas une connaissance précise de l'existence de pétrole ou ignorent si un éventuel gisement est susceptible de contenir du gaz et/ou du pétrole. C'est pourquoi l'Autorité est d'avis que le marché en cause consiste en la prospection de pétrole brut et de gaz naturel, qui comprend les activités de prospection exercées dans le cadre tant des séries de licences numérotées que des licences AZP.
- (29) Les entreprises engagées dans des activités de prospection ne limitent généralement pas leur activité à une zone géographique déterminée. Au contraire, la plupart des entreprises ont un ancrage international. La Commission européenne a toujours considéré dans ses décisions que le marché de la prospection avait une portée géographique mondiale<sup>(20)</sup>. Le gouvernement norvégien partage cette définition de la Commission et l'Autorité estime que le marché géographique en cause a une portée mondiale.

#### 6.1.2 Exposition directe à la concurrence

- (30) Au cours de la période 2011 – 2013, des licences de production ont été attribuées à quelque 50 entreprises qui, en tant que titulaires de ces licences, ont pu prendre part à des activités de prospection sur le PCN<sup>(21)</sup>.
- (31) Les parts de marché des opérateurs exerçant une activité de prospection sont généralement mesurées à partir de deux variables: les réserves prouvées et la production prévue<sup>(22)</sup>.
- (32) Les réserves mondiales prouvées de pétrole s'élevaient, en 2011, à 1 652,6 milliards de barils et le chiffre correspondant pour le gaz naturel était de 208,4 milliers de

<sup>(19)</sup> Voir la décision de la Commission européenne du 23 janvier 2003 déclarant une opération de concentration compatible avec le marché commun (affaire n° COMP/M.3052 – *Eni/Fortum Gas*), affaire n° IV/M.1383 – *Exxon/Mobil*, ainsi que les décisions d'exécution de la Commission européenne concernant le Danemark, l'Italie, l'Angleterre, le Pays de Galles, l'Écosse et les Pays-Bas (voir note de bas de page n°18 ci-dessus).

<sup>(20)</sup> Voir, à titre d'exemple, l'affaire n° COMP/M.3052 – *Eni/Fortum Gas* (point 13) et l'affaire n° COMP/M.4545 – *Statoil/Hydro* (point 7) (voir note de bas de page n° 18 ci-dessus).

<sup>(21)</sup> Ce nombre couvre les licences de production attribuées tant dans le cadre des séries d'octroi de licences numérotées que dans le cadre des licences AZP (voir événement n° 663313, p. 1-20).

<sup>(22)</sup> Voir, à titre d'exemple, la décision de la Commission européenne dans l'affaire *Exxon/Mobil* (points 25 et 27) (voir note de bas de page n° 18 ci-dessus).

milliards de mètres cubes, soit approximativement 1 310,8 milliards de barils d'équivalent pétrole<sup>(23)</sup>. À la fin 2011, les réserves prouvées de pétrole en Norvège s'élevaient à 6,9 milliards de barils, soit 0,4 % des réserves mondiales<sup>(24)</sup>. Les réserves prouvées de gaz en Norvège s'élevaient, en 2011, à 2,1 milliers de milliards de mètres cubes, soit 1 % des réserves mondiales<sup>(25)</sup>. Aucune des cinq plus grosses entreprises présentes sur le PCN ne détient, à l'échelle mondiale, une part de réserves prouvées supérieure à 1 %<sup>(26)</sup>.

- (33) Le gouvernement norvégien ne possède pas d'informations sur les parts de marché mondiales des cinq plus grandes entreprises en activité sur le PCN mesurées sur la base de la production prévue. Toutefois, il est raisonnable de supposer qu'il existe une corrélation directe entre les réserves prouvées de pétrole brut et de gaz naturel et la production prévue<sup>(27)</sup>. À la lumière des informations disponibles, les parts de marché mondiales des cinq plus grandes entreprises actives sur le PCN mesurées sur la base de la production prévue ne devraient pas, en tout état de cause, modifier l'évaluation de l'Autorité de quelque manière que ce soit.
- (34) En outre, l'Autorité a examiné les données relatives au nombre de demandes introduites dans le cadre des séries d'octroi de licences pour le PCN, ainsi que les données concernant les nouveaux entrants sur le PCN. Les chiffres reçus du gouvernement norvégien relatifs à l'attribution des licences pour le PCN lors des trois dernières séries d'octroi (organisées en 2011 – 2012) montrent que jusqu'à neuf entreprises ont introduit des demandes pour chaque licence annoncée. Au cours de la période 2008 – 2012, 13 nouveaux entrants ont obtenu une licence de production pour le PCN. Le nombre de sociétés ayant obtenu une licence pour le PCN est donc considérable<sup>(28)</sup>.
- (35) Sur la base des éléments ci-dessus, le degré de concentration du marché mondial de la prospection de pétrole brut et de gaz naturel doit être défini comme faible. Il est probable que les entreprises en activité sur ce marché soient soumises à une pression concurrentielle significative. Rien ne semble indiquer que le secteur n'évolue pas selon la loi du marché. L'Autorité conclut en conséquence que le marché de la prospection de pétrole brut et de gaz naturel est directement exposé à la concurrence au sens de la directive 2004/17/CE.

<sup>(23)</sup> Voir le bilan statistique de l'énergie mondiale de juin 2012 publié par BP, (les «statistiques BP»), page 6. ([http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/globalbp\\_uk\\_english/reports\\_and\\_publications/statistical\\_energy\\_review\\_2011/STAGING/local\\_assets/pdf/statistical\\_review\\_of\\_world\\_energy\\_full\\_report\\_2012.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf)).

<sup>(24)</sup> Voir les statistiques BP, page 6.

<sup>(25)</sup> Voir les statistiques BP, page 20.

<sup>(26)</sup> Voir le courrier du gouvernement norvégien adressé à l'Autorité en date du 15 février 2013 (événement n° 663313, p. 22).

<sup>(27)</sup> Voir, à titre d'exemple, la décision d'exécution de la Commission européenne concernant le Danemark (voir note de bas de page n° 18 ci-dessus) et la décision d'exécution de la Commission concernant l'Italie (voir note de bas de page n° 18 ci-dessus).

<sup>(28)</sup> Voir également la publication du ministère norvégien du pétrole et de l'énergie en collaboration avec la direction générale norvégienne du pétrole – *Les faits 2012 – Le secteur du pétrole norvégien*, chapitre 5 intitulé *Échiquier et activité*, p. 33 – 35 (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

## 6.2 Production de pétrole brut

### 6.2.1 Le marché en cause

- (36) Le pétrole brut est un produit de base mondial dont le cours est déterminé par l'offre et la demande à l'échelle du globe. Selon la pratique constante de la Commission européenne<sup>(29)</sup>, le développement et la production de pétrole brut constituent un marché de produits distinct de portée géographique mondiale. Le gouvernement norvégien partage cette définition du marché<sup>(30)</sup>. L'Autorité maintient cette même définition du marché aux fins de la présente décision.

### 6.2.2 Exposition directe à la concurrence

- (37) En cas de découverte de pétrole brut (ou de gaz naturel), les titulaires de licences ayant décidé d'exploiter le gisement sont tenus de présenter, pour approbation, un plan de développement et d'exploitation (un «PDE») au ministère norvégien du pétrole et de l'énergie. Les gisements du PCN produisant essentiellement du pétrole<sup>(31)</sup> et pour lesquels un PDE a été présenté et approuvé au cours des cinq dernières années sont les suivants:

Année	Description (Nom du gisement et n° de licence)	Attribution
2008	Morvin, PL134B	Statoil Petroleum Eni Norge Total E&P Norge
2009	Goliat, PL229	Eni Norge Statoil Petroleum
2011	Knarr, PL373S	BG Norge Idemitsu Petroleum Norge Wintershall Norge RWE Dea Norge
2011	Ekofisk Sør, Eldfisk II, PL	ConocoPhillips Total E&P Norge Eni Norge Statoil Petroleum Petoro AS
2011	Vigdis nordøst, PL089	Statoil Petroleum Petoro AS ExxonMobil E&P Norvège Idemitsu Petroleum Norge Total E&P Norge RWE Dea Norge

<sup>(29)</sup> Voir note de bas de page n° 18 ci-dessus.

<sup>(30)</sup> Cependant, étant donné que la plupart des gisements du PCN contiennent aussi bien du pétrole que du gaz, le gouvernement norvégien observe que la production mixte de pétrole et de gaz dans ces gisements ne permet pas de distinguer ces deux productions dans le cadre de la directive 2004/17/CE.

<sup>(31)</sup> Étant donné que les gisements contiennent aussi bien du pétrole que du gaz, le tableau figurant au point 6.2 inclut les gisements qui produisent essentiellement du pétrole. Les gisements produisant principalement du gaz sont énumérés au point 6.3 ci-dessous.

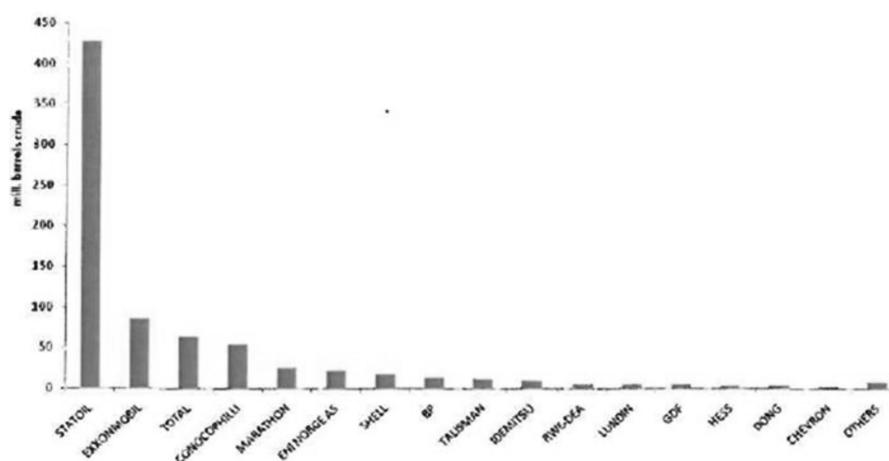
Année	Description (Nom du gisement et n° de licence)	Attribution
2011	Stjerne, part of Oseberg Sør PL079, PL104	Statoil Petroleum Petoro AS Total E&P Norge ConocoPhillips
2011	Hyme, PL348	Statoil Petroleum GDF Suez E&P Norge Core Energy E.ON E&P Norge Faroe Petroleum Norge VNG Norge
2011	Brynhild, PL148	Lundin Norway Talisman Energy Norway
2012	Jette, PL027C, PL169C, PL504	Det norske oljeselskap Petoro AS
2012	Skuld, PL128	Statoil Petroleum Petoro AS Eni Norge
2012	Edvard Grieg, PL338	Lundin Norway Wintershall Norge OMV Norge
2012	Boyla, PL340	Marathon Oil Norge ConocoPhillips Lundin Norway

Année	Description (Nom du gisement et n° de licence)	Attribution
2012	Svalin, PL169	Statoil Petroleum Petoro AS ExxonMobil E&P Norway

(38) Des PDE en vue de la production de pétrole couvrant 20 entreprises au total ont donc été approuvés pour la période 2008 – 2012. En outre, un PDE couvrant trois nouveaux entrants sur le marché a été accepté en 2010 par le ministère du pétrole et de l'énergie <sup>(32)</sup>.

(39) À l'exception des entreprises publiques norvégiennes, la liste montre que les titulaires de licences sont de grandes compagnies pétrolières ou des entreprises plus petites. Le gouvernement norvégien fait valoir que la plupart des compagnies pétrolières présentes sur le PCN appartiennent à des groupes bénéficiant d'un portefeuille d'activités diversifié à l'échelle internationale. Dès lors, le pétrole produit est, dans une mesure considérable, vendu à des sociétés associées. Toutefois, plus de la moitié de la production est vendue sur le marché au comptant. Le graphique ci-dessous illustre le volume des ventes de pétrole brut en 2009 provenant du PCN.

Volume des ventes de pétrole brut en 2009 provenant du PCN:



Graphique. Vendeurs de pétrole brut norvégien en 2009. La catégorie «Autres» comprend Altinex Oil, Bayern-gaz, Ruhrgaz, Dana, Wintershall, Det Norske Oljeselskap, VNG, Revus Energy, Endeavour et EADS (ministère du pétrole et de l'énergie).

<sup>(32)</sup> Voir le courrier du gouvernement norvégien adressé à l'Autorité en date du 15 février 2013 (événement n° 663313, p. 25).

- (40) La production totale journalière de pétrole dans le monde s'élevait, en 2011, à 83,576 millions de barils. En 2011, un total de 2,039 millions de barils par jour étaient produits en Norvège, soit 2,3 % de la production mondiale <sup>(33)</sup>.
- (41) En 2011, le plus grand producteur de pétrole brut sur le PCN était Statoil. Les autres producteurs en activité sur le PCN étaient de grands groupes pétroliers internationaux tels qu'ExxonMobil, Total, ConocoPhillips, Marathon, Shell, BP et Eni. En 2011, aucun de ces acteurs ne détenait une part de marché sur le marché mondial de la production de pétrole supérieure à 3 % <sup>(34)</sup>. Dès lors, le degré de concentration de l'ensemble du marché en cause était faible.
- (42) Dans ses décisions prises au titre de la directive 2004/17/CE, la Commission européenne a estimé que le marché mondialisé de la production de brut se caractérisait par une forte concurrence entre un certain nombre d'acteurs <sup>(35)</sup>. Rien n'indique que la situation ait changé au cours des dernières années.
- (43) À la lumière des éléments ci-dessus, l'Autorité conclut que rien ne semble indiquer que le secteur n'évolue pas selon la loi du marché et que, dès lors, le marché du développement et de la production de pétrole brut est directement exposé à la concurrence au sens de la directive 2004/17/CE.

### 6.3 Production de gaz naturel

#### 6.3.1 Le marché en cause

- (44) Le marché du développement, de la production et de la vente en gros de gaz a été examiné par la Commission européenne sur la base du règlement CE sur les concentrations <sup>(36)</sup> dans le cadre de plusieurs décisions dans lesquelles il a été estimé qu'il n'existait qu'un seul marché pour l'approvisionnement en gaz en amont (comprenant également le développement des gisements et la production de gaz) à destination des clients établis dans l'EEE (c.-à-d. le gaz produit dans les gisements gaziers et vendus aux clients – en ce compris les exploitants nationaux traditionnels – établis dans l'EEE) <sup>(37)</sup>.

<sup>(33)</sup> Voir les statistiques BP, p. 8.

<sup>(34)</sup> Voir le courrier du gouvernement norvégien adressé à l'Autorité en date du 15 février 2013 (événement n° 663313, p. 26).

<sup>(35)</sup> Voir la décision d'exécution de la Commission européenne concernant le Danemark (point 16) (note de bas de page n° 18 ci-dessus). Voir également la décision d'exécution de la Commission européenne concernant l'Italie (point 16); la décision d'exécution de la Commission européenne concernant l'Angleterre, l'Écosse et le Pays de Galles (point 16), ainsi que la décision d'exécution de la Commission européenne concernant les Pays-Bas (point 12) (voir note de bas de page n° 18 ci-dessus).

<sup>(36)</sup> Règlement du Conseil (CE) n° 139/2004 du 20 janvier 2004 relatif au contrôle des concentrations entre entreprises (le règlement CE sur les concentrations), (JO L 24 du 29.1.2004, p. 1). Intégré à l'accord EEE à l'annexe XIV, chapitre A, point 1, par décision n° 78/2004 (JO L 219 du 19.6.2004, p. 13, et supplément EEE n° 32 du 19.6.2004, p. 1).

<sup>(37)</sup> Voir affaire n° IV/M.4545 – Statoil/Hydro (point 9) (voir note de bas de page n° 18 ci-dessus).

#### GNL ou gaz distribué par canalisations

- (45) Le gaz naturel peut être transporté au moyen d'un réseau de gazoducs en amont ou par des navires sous la forme de gaz naturel liquéfié («GNL»). Les exportations de gaz au départ de la Norvège s'élevaient, en 2012, à quelque 112 milliards de mètres cubes, dont 107 milliards sous la forme de gaz en canalisation et 5 milliards sous la forme de GNL <sup>(38)</sup>.
- (46) Le gouvernement norvégien fait valoir que le GNL peut se substituer au gaz en canalisation et que les deux sources sont donc directement concurrentes. Après regazéification, le GNL peut emprunter le réseau de transport de gaz naturel de manière interchangeable avec le gaz acheminé par gazoducs depuis les gisements en amont. Zeebrugge, en Belgique, est cité en exemple: une fois que le gaz transporté par canalisations depuis le PCN est passé par le terminal d'atterrissage et que le GNL a été regazéifié au terminal GNL de Zeebrugge, les deux sources sont complètement interchangeables. Bien que des infrastructures de regazéification ne soient pas disponibles dans tous les États de l'EEE, la capacité de regazéification connaît, ces dernières années, une forte croissance. La capacité de regazéification dans l'EEE approche les 200 milliards de mètres cubes. Avec l'extension du réseau de gazoducs, un nombre croissant de clients de l'EEE peuvent aujourd'hui avoir accès au GNL.
- (47) Dans ses récentes décisions, la Commission européenne ne s'est pas prononcée sur l'opportunité de distinguer les approvisionnements en GNL du gaz transporté par canalisations et a laissé cette question ouverte <sup>(39)</sup>.
- (48) Aux fins de la présente décision, l'Autorité estime que cette question peut également rester ouverte.

#### Haut pouvoir calorifique ou faible pouvoir calorifique

- (49) En aval, des réseaux séparés sont mis en place pour la distribution de gaz à haut pouvoir calorifique (HPC) et de gaz à faible pouvoir calorifique (FPC), l'utilisateur final étant raccordé au réseau approprié pour son approvisionnement. Le gaz HPC peut être converti en gaz FPC et vice versa. Les producteurs de gaz norvégiens fournissent du gaz de type HPC.
- (50) Le gouvernement norvégien fait valoir qu'étant donné le niveau d'interchangeabilité entre le gaz HPC et le gaz FPC, ces produits devraient relever du même marché en ce qui concerne l'approvisionnement en amont. Il est également argumenté que l'approvisionnement en gaz FPC représente une partie relativement faible, de l'ordre de 10 %, de l'approvisionnement total en gaz à destination de l'EEE.

<sup>(38)</sup> Voir le courrier du gouvernement norvégien adressé à l'Autorité en date du 15 février 2013 (événement n° 663313, p. 33).

<sup>(39)</sup> Voir la décision de la Commission européenne du 16 mai 2012 déclarant une concentration compatible avec le marché commun et l'accord EEE (affaire n° COMP/M.6477 – BP/Chevron/Eni/Sonangol/Total/JV, point 19). Voir également l'affaire n° IV/M.4545 – Statoil/Hydro (point 12); la décision d'exécution de la Commission concernant les Pays-Bas (point 13), ainsi que la décision d'exécution de la Commission concernant l'Angleterre, l'Écosse et le Pays de Galles (point 15) (voir note de bas de page n° 18 ci-dessus).

- (51) Aux fins de la présente décision, l'Autorité est d'avis que la question de savoir s'il convient de faire une distinction entre le gaz HPC et le gaz FPC peut rester ouverte.

#### Conclusion sur la définition du marché de produits

- (52) En ce qui concerne la définition du marché de produits, et aux fins de la présente décision, l'Autorité considère qu'il n'existe qu'un seul marché pour l'approvisionnement en gaz en amont (comprenant également le développement et la production de gaz). La question de savoir si le GNL ou le gaz FPC relève du marché de produits en cause n'est pas pertinente aux fins de la présente décision.

#### Portée géographique

- (53) Le gouvernement norvégien fait valoir que les trois directives relatives au marché du gaz ont contribué à créer pour le gaz naturel un marché libéralisé et intégré en Europe du Nord-Ouest. L'Union européenne vise une intégration totale des marchés à l'horizon 2014. Avec la mise en place d'un marché du gaz unique, le gouvernement norvégien est d'avis qu'il n'est pas pertinent de tenir compte des parts de marché respectives des différents États de l'EEE. Une fois que le gaz a atteint les frontières du marché intérieur européen, est-il argumenté, celui-ci sera librement acheminé là où il doit l'être en fonction des sources d'offre et de demande.

- (54) Quelque 70 % des exportations de gaz transporté par canalisations depuis le PCN ont été acheminés vers des terminaux de réception en Allemagne et au Royaume-Uni, le reste étant transporté vers des terminaux situés en Belgique et en France. Le gaz distribué par canalisations au départ de la Norvège est également vendu à d'autres États de l'EEE (plus de 10 États au total) via des raccordements au gazoduc et dans le cadre d'accords d'échanges. Quant à la production de GNL en provenance du PCN, deux-tiers environ ont été traditionnellement vendus aux pays de l'EEE. Il en résulte que le gaz norvégien est, dans sa quasi-totalité, exporté vers l'EEE.

- (55) En outre, le gouvernement norvégien fait valoir que les acheteurs de gaz au sein de l'EEE disposent de plusieurs sources d'approvisionnement différentes. Celles-ci englobent les deux types de gaz, en provenance de l'UE (généralement le Danemark, les Pays-Bas et le Royaume-Uni), de pays voisins (généralement la Russie, l'Algérie ou la Lybie, en plus de la Norvège) ou de pays plus éloignés (les pays du Moyen-Orient ou le Nigéria, par exemple, sous la forme de GNL).

- (56) Le gouvernement norvégien fait également valoir que, tant au Royaume-Uni qu'en Europe continentale, les plateformes de négoce du gaz sont de plus en plus liquides et que la tarification appliquée sur les différentes plateformes révèle un niveau d'intégration considérable.

- (57) En ce qui concerne la définition du marché géographique, il découle des décisions prises précédemment par la Commission européenne au titre du règlement CE sur les concentrations qu'elle couvre plus que probablement

l'EEE, ainsi que les importations de gaz en provenance de Russie et d'Algérie. Toutefois, la définition du marché géographique est restée ouverte. Dans la décision relative à l'opération de concentration entre Statoil et Hydro, la Commission n'a pas jugé utile de décider si la zone géographique pertinente et appropriée à prendre en considération était: (i) l'EEE, (ii) une zone constituée des pays de l'EEE acheteurs de gaz en provenance du PCN (directement par gazoducs ou par le biais d'accords d'échanges) ou (iii) chaque pays respectif dans lequel du gaz est vendu par les diverses parties<sup>(40)</sup>. Indépendamment de la définition géographique prise en considération, le degré de concentration ne devrait pas générer de problèmes de concurrence sur le marché de l'approvisionnement en gaz en amont.

- (58) Aux fins de la présente décision, et pour les motifs exposés ci-dessous, l'Autorité est d'avis qu'il n'est pas nécessaire de décider de la portée exacte du marché géographique du gaz naturel. Quelle que soit la définition raisonnable retenue pour le marché géographique, l'Autorité estime que le secteur concerné est directement exposé à la concurrence.

#### 6.3.2 Exposition directe à la concurrence

- (59) En cas de découverte de gaz naturel (ou de pétrole brut), les titulaires de licences ayant décidé d'exploiter le gisement sont tenus de soumettre, pour approbation, un plan de développement et d'exploitation («PDE») au ministère norvégien du pétrole et de l'énergie. Les gisements du PCN qui produisent essentiellement du gaz<sup>(41)</sup> et pour lesquels un PDE a été présenté et approuvé au cours des dernières années sont les suivants:

Année	Description (Nom du gisement et n° de licence)	Attribution
2008	Yttergryta, PL062	Statoil Petroleum Total E&P Norge Petoro AS Eni Norge
2008	Troll redevelopment, PL054, PL085, PL085C	Petoro AS Statoil Petroleum Norske Shell Total E&P Norge ConocoPhillips
2009	Oselvar, PL274	DONG E&P Norge Bayerngas Norge Noreco Norway
2010	Trym, PL147	Bayerngas Norge DONG E&P Norge
2010	Gudrun, PL025	Statoil Petroleum GDF SUEZ E&P Norge

<sup>(40)</sup> Affaire n° IV/M.4545 – Statoil/Hydro, point 16 (voir note de bas de page n° 18 ci-dessus).

<sup>(41)</sup> Étant donné que les gisements du PCN contiennent aussi bien du pétrole que du gaz, le tableau figurant au point 6.3 inclut les gisements qui produisent essentiellement du gaz. Les gisements produisant principalement du pétrole sont énumérés au point 6.2 ci-dessus.

Année	Description (Nom du gisement et n° de licence)	Attribution
2010	Marulk, PL122	Statoil Petroleum DONG E&P Norge Eni Norge
2010	Gaupe, PL292	BG Norge Lundin Norway
2011	Valemon, PL050, PL050B, PL050C, PL050D, PL193B, PL193D	Statoil Petroleum Petoro AS Centrica Resources Norge Enterprise Oil Norge
2011	Visund, Sør, PL120	Statoil Petroleum Petoro AS ConocoPhillips Total E&P Norge
2012	Åsgard subsea compression	Petoro AS Statoil Petroleum Eni Norge Total E&P Norge ExxonMobil E&P Norway
2011	Atla, PL102C	Total E&P Norge Petoro AS Centrica Resources Norge Det norske oljesels- kap
2012	Martin Linge, PL040, PL043	Total E&P Norge Petoro AS Statoil Petroleum

(60) Des PDE en vue de la production de gaz couvrant un total de 14 entreprises ont été approuvés pour la période 2008 – 2012. Des PDE couvrant trois nouveaux entrants sur le marché ont également été acceptés pour la période 2009 – 2011 <sup>(42)</sup>. Plus de 25 entreprises en activité sur le PCN exportent du gaz vers l'EEE <sup>(43)</sup>.

(61) En 2011, la production de gaz en Norvège s'élevait à 101,4 milliards de mètres cubes, soit 3,1 % de la production mondiale <sup>(44)</sup>. Plus de 95 % de la production du PCN sont destinés à l'EEE et exportés par gazoducs vers six points d'atterrissage dans quatre pays (Belgique, Allemagne, France et Royaume-Uni) <sup>(45)</sup>. Quelque 1,4 milliard de mètres cubes (moins de 2 %) du gaz produit sur le PCN ont été destinés à la consommation intérieure.

<sup>(42)</sup> Voir le courrier du gouvernement norvégien adressé à l'Autorité en date du 15 février 2013 (événement n° 663313, p. 28).

<sup>(43)</sup> Voir la notification adressée par le gouvernement norvégien à l'Autorité en date du 5 novembre 2012 (événement n° 652027, p. 30).

<sup>(44)</sup> Voir les statistiques BP, p. 22.

<sup>(45)</sup> Terminaux de réception à: Dornum, Dunkerque, Easington, Emden, St Fergus et Zeebrugge (<http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/Gassco-NO/Gassco/Home/norsk-gass/Transportsystemet>).

(62) Un certain nombre de compagnies indépendantes sont actives dans la production de gaz sur le PCN. En outre, de nouvelles entreprises obtiennent le statut de titulaires de licences. Les cinq plus grands producteurs de gaz en activité sur le PCN, mesurés sur la base du niveau de production annuel, sont: Petoro, Statoil, Exxon Mobil, Total et Shell. Statoil est le plus grand producteur de gaz sur le PCN. La part combinée des trois plus grands producteurs de gaz dans le volume total de gaz produit sur le PCN n'excède pas 50 % <sup>(46)</sup>.

(63) Les États membres de l'UE consomment quelque 500 milliards de mètres cubes de gaz par an. Selon Eurogas <sup>(47)</sup>, l'approvisionnement en gaz au départ des États membres de l'UE représentait, en 2011, 33 % de l'approvisionnement total net, effectué soit par gazoducs, soit sous la forme de GNL. Viennent ensuite la Russie (24 %), la Norvège (19 %) <sup>(48)</sup> et l'Algérie (9 %). D'autres sources d'approvisionnement en provenance de diverses parties du monde couvraient les 15 % restants.

(64) Tous les titulaires de licences en activité sur le PCN sont responsables de la vente de leur propre production de gaz. Les producteurs de gaz présents sur le PCN ont conclu des accords de vente avec des acheteurs dans plusieurs États membres de l'UE. Le pourcentage de la consommation totale que représente, en 2011, le gaz norvégien dans chacun des six principaux États membres de l'UE importaient du gaz en provenance du PCN se présente comme suit <sup>(49)</sup>:

État de l'EEE	Pourcentage de la consommation totale représenté par le gaz norvégien
Belgique	34 %
Allemagne	32 %
France	26 %
Italie	14 %
Pays-Bas	24 %
Royaume-Uni	35 %

*Consommation de gaz à l'échelle nationale dans l'EEE – IHS CERA*

<sup>(46)</sup> Voir le courrier du gouvernement norvégien adressé à l'Autorité en date du 15 février 2013 (événement n° 663313, p. 28).

<sup>(47)</sup> Voir le rapport statistique 2012 publié par Eurogas, p. 1 ([http://www.eurogas.org/uploaded/Statistical%20-Report%202012\\_final\\_211112.pdf](http://www.eurogas.org/uploaded/Statistical%20-Report%202012_final_211112.pdf)).

<sup>(48)</sup> Il résulte des informations communiquées à l'Autorité par le gouvernement norvégien que les chiffres pourraient être légèrement plus élevés. Toutefois, cette constatation n'est pas pertinente aux fins de la présente décision.

<sup>(49)</sup> Les statistiques relatives aux marchés destinataires du gaz naturel norvégien dans l'EEE sont fondées sur la nationalité de l'acheteur.

- (65) Statoil est le deuxième plus grand fournisseur de gaz à destination de l'EEE après Gazprom, avec approximativement 20 %<sup>(50)</sup> de la consommation totale de l'EEE. Comme il ressort du tableau ci-dessus, dans les principaux États de l'EEE destinataires du gaz norvégien, les fournisseurs du PCN sont en concurrence avec d'autres fournisseurs dont les sources d'approvisionnement se situent dans d'autres zones géographiques. En conséquence, les acheteurs en gros de ces pays EEE disposent de sources de substitution au gaz provenant du PCN. Cette constatation ressort également des statistiques compilées par Eurogas (tableau ci-dessous), qui révèlent qu'outre le gaz norvégien, les États membres de l'UE ont reçu des approvisionnements en gaz provenant, entre autres, de leur production propre, de Russie, d'Algérie et du Qatar:

APPROVISIONNEMENTS EN GAZ NATUREL DANS LES PAYS MEMBRES D'EUROGAS ET DANS L'UE, 2011<sup>(1)</sup>

TWh	Production propre	Russie	Norvège	Algérie	Qatar	Autres sources (*)	Variations de stocks (**)	Autres balances	Approvisionnement total net	Évolution en % 2011/2010
Belgique	0,0	3,4	82,4	0,0	30,8	66,9	- 0,2	0,0	183,3	- 15 %
Bulgarie	4,2	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	- 1,4	32,3	11 %
République tchèque	1,4	63,3	12,2	0,0	0,0	23,2	- 10,0	- 4,6	85,5	- 10 %
Danemark	81,7	0,0	0,0	0,0	0,0	- 31,9	- 1,8	- 7,4	40,6	- 18 %
Estonie	0,0	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	- 10 %
Allemagne	137,3	336,9	303,1	0,0	0,0	110,2	- 22,8	0,0	864,7	- 11 %
Irlande	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	51,1	0,0	0,0	53,2	- 12 %
Grèce	0,0	30,3	0,0	8,7	1,9	10,5	- 0,1	- 0,1	51,2	23 %
Espagne	1,9	0,0	13,9	147,4	51,5	160,4	- 4,5	1,6	372,2	- 7 %
France	6,5	72,6	182,9	66,7	37,4	135,0	- 22,4	- 1,5	477,2	- 13 %
Italie	88,5	247,1	38,6	242,8	65,7	149,0	- 8,2	0,9	824,4	- 6 %
Lettonie	0,0	16,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2	- 13 %
Lituanie	0,0	57,0	0,0	0,0	0,0	- 21,9	- 0,1	0,0	35,0	9 %
Luxembourg	0,0	3,2	6,9	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	13,4	- 13 %
Hongrie	32,5	72,6	0,0	0,0	0,0	5,6	14,0	- 0,6	124,2	- 6 %
Pays-Bas	746,7	44,0	129,0	0,9	3,7	- 481,6	0,0	15,8	458,3	- 10 %
Autriche	18,8	59,8	14,5	0,0	0,0	29,4	- 22,1	- 4,9	95,6	- 6 %
Pologne	47,6	102,7	0,0	0,0	0,0	17,4	- 8,4	- 1,4	157,9	2 %
Portugal	0,0	0,0	0,0	21,6	0,0	36,9	0,0	0,0	58,5	0 %

<sup>(50)</sup> Ce volume de ventes comprend également les ventes de Statoil pour le compte de Petoro / SDFI.

TWh	Production propre	Russie	Norvège	Algérie	Qatar	Autres sources (*)	Variations de stocks (**)	Autres balances	Approvisionnement total net	Évolution en % 2011/2010
Roumanie	117,0	34,2	0,0	0,0	0,0	0,0	- 0,4	0,0	150,8	3 %
Slovénie	0,0	5,3	0,0	2,6	0,0	0,9	- 0,1	0,1	8,8	- 16 %
Slovaquie	1,0	62,4	0,0	0,0	0,0	- 5,7	0,2	- 0,1	57,7	- 3 %
Finlande	0,0	43,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,4	- 12 %
Suède	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	0,0	0,0	14,9	- 20 %
Royaume-Uni	526,7	0,0	244,2	2,6	230,6	- 76,7	- 22,6	- 0,1	904,7	- 17 %
<b>UE</b>	<b>1 813,9</b>	<b>1 290,1</b>	<b>1 027,7</b>	<b>493,3</b>	<b>421,6</b>	<b>196,8</b>	<b>- 109,2</b>	<b>- 3,7</b>	<b>5 130,5</b>	<b>- 10 %</b>
<b>Évolution en % 2011/10</b>	<b>- 11 %</b>	<b>2 %</b>	<b>- 3 %</b>	<b>- 8 %</b>	<b>21 %</b>	<b>- 45 %</b>	<b>- 199 %</b>	<b>- 78 %</b>	<b>- 10 %</b>	
Suisse	0,0	7,6	7,3	0,0	0,0	19,6	0,0	0,0	34,5	- 10 %
Turquie	8,1	270,3	0,0	44,2	0,0	144,7	0,0	2,4	469,7	18 %

(<sup>1</sup>) Ce tableau est extrait du rapport statistique 2012 publié par Eurogas, p. 6.

Unités: térawatt-heure (valeur calorifique brute).

Remarque: ces chiffres sont les meilleures estimations disponibles au moment de la publication.

(\*) Exportations nettes incluses.

(\*\*) (-) Injection / (+) Soutirage.

(66) Les États membres de l'UE dans lesquels le pourcentage de gaz en provenance de la Norvège est le plus élevé disposent d'autres sources d'approvisionnement. Par exemple:

— au Royaume-Uni, où le gaz en provenance du PCN représente quelque 35 %, la production nationale de gaz est considérable (bien que celle-ci soit en diminution depuis 2000) (<sup>51</sup>). Les importations de GNL vers le Royaume-Uni ont sensiblement augmenté ces dernières années (<sup>52</sup>);

— en Belgique, où le gaz en provenance du PCN représente approximativement 34 %, le GNL est regazéifié au terminal GNL de Zeebrugge et se substitue au gaz en canalisation;

— en Allemagne, où le gaz en provenance du PCN représente approximativement 32 %, les deux gazoducs Nord Stream en provenance de Russie, inaugurés respectivement en 2011 et 2012, fournissent une nouvelle source d'approvisionnement au départ de la Russie. Le gouvernement norvégien est d'avis que l'ouverture de ces gazoducs renforcera plus que probablement la concurrence entre les gaz norvégien et russe, dans la mesure où elle augmentera la diversification de l'approvisionnement pour l'Europe.

(67) Les acheteurs en gros doivent honorer leurs engagements «take-or-pay» en vertu des contrats de vente à long terme conclus avec les producteurs de gaz norvégiens. Une fois ces engagements honorés, les acheteurs en gros sont libres de se tourner vers d'autres sources d'approvisionnement, telles que l'achat au comptant de gaz en canalisation ou de GNL. Ils peuvent également augmenter les volumes d'achat dans le cadre de contrats à long terme conclus avec d'autres fournisseurs. Les contrats de vente plus récents sont généralement de plus courte durée. Comme le fait valoir le gouvernement norvégien, le marché au comptant revêt une importance croissante avec la présence de plateformes de négoce du gaz de plus en plus liquides tant au Royaume-Uni qu'en

(<sup>51</sup>) Recueil de statistiques sur l'énergie au Royaume-Uni 2012 («DUKES»), ministère de l'énergie et du changement climatique, chapitre 4, «Gaz naturel» ([https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/65800/5954-dukes-2012-chapter-4-gas.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65800/5954-dukes-2012-chapter-4-gas.pdf)), p. 95.

(<sup>52</sup>) DUKES (voir note de bas de page n° 52), p. 95.

Europe continentale. En outre, les capacités de regazéification au sein de l'UE ont plus que doublé au cours des cinq dernières années. En 2011, 25 % des importations nettes de gaz de l'UE ont été fournies sous la forme de GNL dans les États membres ci-dessous, selon la répartition suivante:

APPROVISIONNEMENTS EN GNL DANS LES PAYS MEMBRES D'EUROGAS ET DANS L'UE, 2011 <sup>(1)</sup>

TWh	Importations nettes de GNL	Évolution en % 2011/2010
Belgique	49,8	- 19 %
Grèce	13,5	5 %
Espagne	257,2	- 18 %
France	163,9	5 %
Italie	94,2	- 2 %
Pays-Bas	9,5	
Portugal	34,7	7 %
Royaume-Uni	270,7	33 %
<b>UE</b>	<b>893,5</b>	<b>2 %</b>
Turquie	68,9	- 21 %

<sup>(1)</sup> Ce tableau est extrait du rapport statistique 2012 publié par Eurogas, p. 7.

Unités: térawatt-heure (valeur calorifique brute).

- (68) La pression de la concurrence sur le marché du gaz naturel provient également de l'existence de produits de substitution (tels que le charbon ou les énergies renouvelables).
- (69) L'ensemble des principaux gazoducs reliant le PCN au Royaume-Uni et à l'Europe continentale sont la propriété de Gassled <sup>(53)</sup>. L'accès au réseau de gazoducs en amont est géré par Gassco AS, une société détenue intégralement par l'État norvégien. Gassco AS ne détient aucune part ni capacité dans le réseau de gazoducs en amont et l'octroi de l'accès aux capacités non réservées s'effectue en toute indépendance. Le système de transport gazier est neutre pour l'ensemble des acteurs devant transporter du gaz naturel. Les sociétés productrices et les utilisateurs autorisés jouissent d'un droit d'accès au système sur la base de conditions non discriminatoires, objectives et transparentes. Les utilisateurs peuvent accéder aux capacités du système de transport gazier selon leurs besoins <sup>(54)</sup>. Les opérateurs gaziers actuels et nouveaux, en activité sur le PCN, peuvent ainsi accéder au réseau de gazoducs en amont et fournir du gaz aux clients en concurrence avec d'autres opérateurs présents sur le PCN.

<sup>(53)</sup> Gassled est une entreprise commune de droit norvégien non constituée en société. Les propriétaires de Gassled détiennent chacun un intérêt indivis, correspondant à leur participation respective, pour tous droits et obligations de l'entreprise commune (voir la notification du gouvernement norvégien adressée à l'Autorité en date du 5 novembre 2012 (événement n° 652027, p. 7-8).

<sup>(54)</sup> Voir le livre blanc *Une industrie pour l'avenir – Les activités pétrolières en Norvège* (Meld. St. 28 (2010–2011). Rapport au Parlement norvégien (Storting)], p. 68.

- (70) À la lumière des éléments ci-dessus, l'Autorité estime que rien ne semble indiquer que le secteur n'évolue pas selon la loi du marché et que, dès lors, la production de gaz sur le PCN est directement exposée à la concurrence au sens de la directive 2004/17/CE.

### III. CONCLUSION

- (71) L'Autorité est d'avis que les activités suivantes exercées en Norvège, et plus particulièrement sur le plateau continental norvégien, sont directement exposées à la concurrence au sens de l'article 30, paragraphe 1, de la directive 2004/17/CE:

- (a) prospection de pétrole brut et de gaz naturel;
- (b) production de pétrole brut; et
- (c) production de gaz naturel.

- (72) La condition de libre accès au marché étant réputée satisfaite, la directive 2004/17/CE ne doit pas s'appliquer lorsque des pouvoirs adjudicateurs attribuent des marchés destinés à permettre la prestation des services énumérés aux sous-points (a), (b) et (c) des points 2 et 71 de la présente décision, en Norvège et, plus particulièrement, sur le plateau continental norvégien.

- (73) La présente décision est fondée sur la situation juridique et factuelle au mois de mars 2013, telle qu'elle ressort des informations transmises par le gouvernement norvégien. Elle pourra être révisée si, par suite de changements significatifs dans la situation juridique ou dans les faits, les conditions d'applicabilité de l'article 30, paragraphe 1, de la directive 2004/17/CE ne sont plus remplies.

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

#### Article premier

L'acte visé au point 4 de l'annexe XVI de l'accord sur l'Espace économique européen relatif aux procédures de passation des marchés publics dans le secteur des services publics (directive 2004/17/CE du Parlement européen et du Conseil du 31 mars 2004 portant coordination des procédures de passation des marchés dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux) ne s'applique pas aux marchés attribués par des pouvoirs adjudicateurs et destinés à permettre la prestation des services suivants en Norvège et, en particulier, sur le plateau continental norvégien:

- (a) prospection de pétrole brut et de gaz naturel;
- (b) production de pétrole brut; et
- (c) production de gaz naturel.

*Article 2*

Le Royaume de Norvège est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 30 avril 2013.

*Par l'Autorité de surveillance AELE*

Sverrir Haukur GUNNLAUGSSON  
*Membre du Collège*

Markus SCHNEIDER  
*Directeur ff.*

---