

## III

(Inne akty)

## EUROPEJSKI OBSZAR GOSPODARCZY

## DECYZJA URZĘDU NADZORU EFTA

NR 178/13/COL

z dnia 30 kwietnia 2013 r.

**wyłaczająca poszukiwanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego na norweskim szelfie kontynentalnym z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych (Norwegia)**

URZĄD NADZORU EFTA („URZĄD”)

UWZGLĘDNIAJĄC Porozumienie o Europejskim Obszarze Gospodarczym („Porozumienie EOG”),

UWZGLĘDNIAJĄC akt, o którym mowa w pkt 4 załącznika XVI do Porozumienia EOG, określający procedury przyznawania zamówień publicznych w sektorze usług użyteczności publicznej (dyrektywa 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. koordynująca procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych) (zwana dalej „dyrektywą 2004/17/WE”), w szczególności jej art. 30 ust. 1, 4 i 6,

UWZGLĘDNIAJĄC Porozumienie pomiędzy Państwami EFTA w sprawie ustanowienia Urzędu Nadzoru i Trybunału Sprawiedliwości („porozumienie o nadzorze i Trybunale”), w szczególności jego art. 1 i 3 oraz protokół 1 do tego porozumienia,

UWZGLĘDNIAJĄC decyzję Urzędu z dnia 19 kwietnia 2012 r. upoważniającą członka ponoszącego szczególną odpowiedzialność za zamówienia publiczne do podejmowania niektórych decyzji w dziedzinie zamówień publicznych (decyzja nr 136/12/COL),

PO konsultacji z Komitetem ds. Zamówień Publicznych EFTA,

a także mając na uwadze, co następuje:

## I. FAKTY

## 1 PROCEDURA

(1) W piśmie z dnia 5 listopada 2012 r. <sup>(1)</sup>, w następstwie rozmów poprzedzających zgłoszenie, Urząd otrzymał od

<sup>(1)</sup> Otrzymanym przez Urząd w dniu 6 listopada 2012 r. (nr referencyjny 652027).

urzędu norweskiego wniosek w sprawie przyjęcia decyzji stwierdzającej zastosowanie art. 30 ust. 1 dyrektywy 2004/17/WE do działalności w branży naftowej, prowadzonej na norweskim szelfie kontynentalnym. W piśmie z dnia 25 stycznia 2013 r. Urząd zwrócił się do rządu norweskiego o przedłożenie dodatkowych informacji <sup>(2)</sup>. Rząd norweski udzielił Urzędowi odpowiedzi w piśmie z dnia 15 lutego 2013 r. <sup>(3)</sup>. Powiadomienie i odpowiedź rządu norweskiego omówiono podczas konferencji telefonicznej w dniu 4 marca 2013 r. <sup>(4)</sup>. Pismami z dnia 22 marca 2013 r. Urząd skonsultował się z Komitetem ds. Zamówień Publicznych EFTA i zwrócił się do niego o przedstawienie opinii na piśmie <sup>(5)</sup>. Po policzeniu głosów swoich członków Komitet ds. Zamówień Publicznych EFTA wydał w dniu 16 kwietnia 2013 r. pozytywną opinię na temat projektu decyzji Urzędu <sup>(6)</sup>.

(2) Wniosek złożony przez rząd norweski dotyczy poszukiwania i produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego na norweskim szelfie kontynentalnym, w tym rozwoju (tj. tworzenia odpowiedniej infrastruktury dla przyszłej produkcji, która obejmuje m.in. platformy produkcyjne, rurociągi, terminale itd.). Rząd norweski opisał w swoim wniosku trzy rodzaje działalności:

a) poszukiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego;

b) produkcja ropy naftowej; i

c) produkcja gazu ziemnego.

<sup>(2)</sup> Nr referencyjny 657306.

<sup>(3)</sup> Otrzymanym przez Urząd w dniu 19 lutego 2013 r. (nr referencyjny 663304).

<sup>(4)</sup> Nr referencyjny 665288.

<sup>(5)</sup> Nr referencyjny 666730, nr referencyjny 666722 i nr referencyjny 666680.

<sup>(6)</sup> Nr referencyjny 669171.

## 2 RAMY PRAWNE

- (3) Intencją art. 30 ust. 1 dyrektywy 2004/17/WE jest umożliwienie zwolnienia z wymogów ustanowionych w przepisach dotyczących zamówień publicznych w sytuacji, gdy uczestnicy rynku prowadzą działalność w sposób konkurencyjny. Artykuł 30 ust. 1 dyrektywy stanowi, że:

„Zamówienia mające na celu umożliwienie prowadzenia działalności wymienionej w art. 3–7 nie podlegają niniejszej dyrektywie, jeżeli w państwie członkowskim, w którym ta działalność jest wykonywana, bezpośrednio podlega ona konkurencji na rynkach, do których dostęp nie jest ograniczony”.

- (4) Artykuł 30 ust. 1 dyrektywy określa dwa wymogi, które muszą zostać spełnione przed przyjęciem przez Urząd pozytywnej decyzji dotyczącej wniosku w sprawie wyłączenia na mocy art. 30 ust. 4, z uwzględnieniem art. 30 ust. 6 dyrektywy.
- (5) Zgodnie z pierwszym wymogiem określonym w art. 30 ust. 1 dyrektywy 2004/17/WE działalność należy prowadzić na rynku, do którego dostęp nie jest ograniczony. Artykuł 30 ust. 3 dyrektywy stanowi, że „dostęp do rynku nie jest ograniczony, jeżeli państwo członkowskie wdrożyło i stosuje przepisy prawa wspólnotowego wymienione w załączniku XI”. W załączniku XI do dyrektywy wymieniono kilka dyrektyw.
- (6) Wśród dyrektyw wymienionych w załączniku XI znajduje się dyrektywa 94/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 1994 r. w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów<sup>(7)</sup>, którą włączono do przepisów EOG w 1995 r., i o której mowa w pkt 12 załącznika IV do Porozumienia EOG.
- (7) Wśród dyrektyw wymienionych w załączniku XI znajduje się również dyrektywa 98/30/WE. Dyrektywa ta została zastąpiona dyrektywą 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 98/30/WE. Tę ostatnią włączono do przepisów EOG w 2005 r. oraz odniesiono się do niej w pkt 23 załącznika IV do Porozumienia EOG<sup>(8)</sup>.

<sup>(7)</sup> Dz.U. L 164 z 30.6.1994, s. 3 i Dz.U. L 79 z 29.3.1996, s. 30 włączona do Porozumienia EOG decyzją Wspólnego Komitetu nr 19/95 (Dz.U. L 158 z 8.7.1995, s. 40 i Suplement EOG nr 25 z 8.7.1995, s. 1) („dyrektywa w sprawie zezwoleń”).

<sup>(8)</sup> Dz.U. L 176 z 15.7.2003, s. 57, sprostowana w Dz.U. L 16 z 23.1.2004, s. 74 oraz włączona do Porozumienia EOG decyzją Wspólnego Komitetu nr 146/2005 (Dz.U. L 53 z 23.2.2006, s. 43 i Suplement EOG nr 10 z 23.2.2006, s. 17) („dyrektywa gazowa”). Dyrektywa ta została zastąpiona dyrektywą 2009/73/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 2003/55/WE (Dz.U. L 211 z 14.8.2009, s. 94), ale tę ostatnią nie włączono jeszcze do przepisów EOG.

- (8) W związku z powyższym dostęp do rynku można uznać za nieograniczony, jeżeli państwo norweskie wdrożyło i właściwie stosuje akty wspomniane w pkt 12 i 23 załącznika IV do Porozumienia EOG, które odpowiadają dyrektywie 94/22/WE i dyrektywie 2003/55/WE<sup>(9)</sup>.

- (9) Zgodnie z drugim wymogiem określonym w art. 30 ust. 1 dyrektywy 2004/17/WE działalność prowadzona w państwie EFTA bezpośrednio podlega konkurencji. Kwestię, czy działalność bezpośrednio podlega konkurencji rozstrzyga się na podstawie „kryteriów zgodnych z przepisami Traktatu dotyczącymi konkurencji, takich jak: cechy danych towarów lub usług, istnienie alternatywnych towarów lub usług, ceny oraz rzeczywista lub potencjalna obecność więcej niż jednego dostawcy omawianych towarów lub usług”<sup>(10)</sup>.

- (10) Istnienie bezpośredniego podlegania konkurencji ocenia się na podstawie różnych wskaźników, z których żaden nie jest, jako taki, decydujący. W odniesieniu do rynków objętych niniejszą decyzją jednym z kryteriów, które należy uwzględnić, jest udział w rynku najważniejszych podmiotów działających na danym rynku. Innym kryterium jest stopień koncentracji na tych rynkach<sup>(11)</sup>. Oceny, czy działalność bezpośrednio podlega konkurencji, dokonuje się na podstawie obiektywnych kryteriów, uwzględniających specyfikę danego sektora. Jako że warunki dla różnych rodzajów działalności objętych niniejszą decyzją są odmienne, należy dokonać osobnej oceny w odniesieniu do każdego istotnego rodzaju działalności lub rynku.

- (11) Niniejszą decyzję przyjmuje się wyłącznie w celu przyznania zwolnienia na mocy art. 30 dyrektywy 2004/17/WE, bez uszczerbku dla stosowania przepisów dotyczących konkurencji.

## 3 NORWESKI SYSTEM UDZIELANIA KONCESJI

- (12) Norweska ustawa naftowa<sup>(12)</sup> stanowi główną podstawę prawną systemu udzielania koncesji na prowadzenie działalności w branży naftowej na norweskim szelfie kontynentalnym. Ustawa naftowa i rozporządzenie naftowe regulują przyznawanie koncesji na poszukiwanie

<sup>(9)</sup> Zob. sekcja 5 poniżej.

<sup>(10)</sup> Art. 30 ust. 2 dyrektywy 2004/17/WE.

<sup>(11)</sup> Zob. również decyzja Urzędu Nadzoru EFTA z dnia 22 maja 2012 r. wyłączająca produkcję i sprzedaż hurtową energii elektrycznej w Norwegii z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych (decyzja nr 189/12/COL, Dz.U. L 287 z 18.10.2012, s. 21 i Suplement EOG nr 58 z 18.10.2012, s. 14).

<sup>(12)</sup> Ustawa z dnia 19 listopada 1996 r. nr 72 dotycząca działalności naftowej. (<http://www.npd.no/en/Regulations/-Acts/Petroleum-activities-act/>). Dyrektywa 94/22/WE w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów jest realizowana w norweskiej ustawie naftowej od dnia 1 września 1995 r. oraz w rozporządzeniu do ustawy dotyczącej działalności naftowej (norweskie rozporządzenia z dnia 27 czerwca 1997 r. nr 653) (<http://www.npd.no/en/Regulations/Regulations/Petroleum-activities/>).

i produkcję ropy naftowej i gazu ziemnego na norweskim szelfie kontynentalnym. Norweskie Ministerstwo ds. Ropy Naftowej i Energii poinformowało o blokach, w odniesieniu do których przedsiębiorstwa mogą składać wnioski o udzielenie koncesji. Król Norwegii zasiadający w Radzie udziela koncesji wydobywczym. Koncesji wydobywczej udziela się w oparciu o udokumentowane i obiektywne kryteria<sup>(13)</sup>. Koncesję wydobywczą przyznaje się zazwyczaj grupie przedsiębiorstw, z której jedno pełni rolę podmiotu odpowiedzialnego za bieżące zarządzanie koncesją.

- (13) W Norwegii obowiązują dwie rundy udzielania koncesji: i) rundy udzielania koncesji dotyczące „niedojrzałych” obszarów na norweskim szelfie kontynentalnym (numerowane rundy udzielania koncesji); oraz (ii) rundy udzielania koncesji w obrębie z góry wyznaczonych obszarów, dotyczące „dojrzałych” obszarów. Te dwa rodzaje rund udzielania koncesji różnią się jedynie pod względem sposobu ich zainicjowania. Rundy udzielania koncesji w obrębie z góry wyznaczonych obszarów odbywają się co roku i dotyczą powierzchni norweskiego szelfu kontynentalnego, którą uznano za „dojrzałą” (tzn. której geologia jest dobrze znana)<sup>(14)</sup>. Numerowane rundy udzielania koncesji odbywają się (średnio) raz na dwa lata i dotyczą obszarów „niedojrzałych” (tzn. których geologia jest mało znana)<sup>(15)</sup>. Numerowane rundy udzie-

<sup>(13)</sup> Zob. sekcje 3-3 i 3-5 norweskiej ustawy naftowej i sekcja 10 norweskiego rozporządzenia naftowego.

<sup>(14)</sup> Kryteria dotyczące obszarów „dojrzałych” opisano w białej księdze parlamentu norweskiego – „Przemysł przyszłości – norweskimi przemysł naftowy” (Meld. St. 28 (2010–2011) Sprawozdanie dla parlamentu norweskiego (Storting), s. 88). W celu rozszerzenia wyznaczonych obszarów objętych procedurą udzielenia koncesji zastosowanie mają następujące kryteria: (i) obszary ściśle związane z infrastrukturą (która obejmuje zarówno istniejącą, jak i planowaną infrastrukturę, z potencjalnymi zasobami na obszarach, w przypadku których czas odgrywa kluczową rolę); obszary, na których prowadzono poszukiwania (w tym obszary, na które udzielono wcześniej koncesje, ale z nich zrezygnowano, obszary, których stan jest znany, oraz obszary położone między obszarami posiadającymi koncesję a obszarami, w przypadku których zrezygnowano z koncesji); oraz obszary, które graniczą z istniejącymi z góry wyznaczonymi obszarami, ale w przypadku których nie ma zastosowania numerowana runda udzielania koncesji (zob. <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/press-center/press-releases/2013/apa-2013-acreage-announcement.html?id=714569>). Łącznie przyznano 324 koncesje wydobywcze od momentu ustanowienia systemu udzielania koncesji w obrębie z góry wyznaczonych obszarów w 2003 r. oraz dokonano łącznie 32 odkryć (Meld. ST. 28 (2010–2011) Sprawozdanie dla parlamentu norweskiego (Storting), s. 86–87).

<sup>(15)</sup> Numerowane rundy udzielania koncesji opracowano, mając na uwadze obszary, na temat których istnieje ograniczona wiedza geologiczna, a stopniowe poszukiwanie jest wskazane. Przeprowadzono 21 numerowanych rund udzielania koncesji, przy czym koncesje na obszary udzielono w 21. rundzie, która odbyła się wiosną 2011 r. (biała księga – „Przemysł przyszłości – norweskimi przemysł naftowy” (Meld. St. 28 (2010–2011) Sprawozdanie dla parlamentu norweskiego (Storting), s. 21). Numerowane rundy udzielania koncesji obejmują głównie obszary graniczne norweskiego szelfu kontynentalnego, które posiadają największy potencjał jeżeli chodzi o odkrycie dużych zasobów. W dniu 2 listopada 2011 r. uruchomiono 22. rundę udzielania koncesji, zaś udzielanie nowych koncesji wydobywczym zaplanowano na wiosnę 2013 r. (<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/-pressesenter/pressmeldinger/2011/initiates-22nd-licensing-round.html?id=661990>). Zob. również publikację sporządzoną przez norweskimi Ministerstwo ds. Ropy Naftowej i Energii oraz norweską Dyрекcję ds. Ropy Naftowej – „Fakty 2012 – Norweskimi przemysł naftowy”, rozdział 5 dotyczący działalności poszukiwawczej, s. 30 i nast. (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

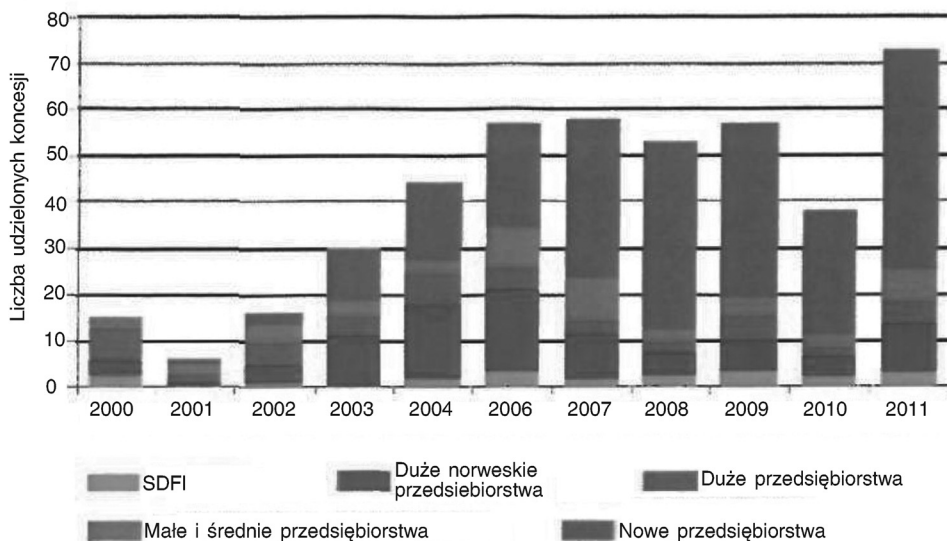
lania koncesji są rozpoczynane przez norweskimi Ministerstwo ds. Ropy Naftowej i Energii, które zaprasza przedsiębiorstwa działające na norweskimi szelfie kontynentalnym do wyznaczenia obszarów (bloków), które chcą uwzględnić w następnej rundzie udzielania koncesji. Warunki prawne (ustawy, rozporządzenia, dokumentacja koncesyjna) regulujące dwa rodzaje rund udzielania koncesji są dokładnie takie same. Rząd norweskimi poinformował Urząd, że działalność poszukiwawcza prowadzona w ramach tych dwóch rodzajów rund udzielania koncesji również jest taka sama.

- (14) Podczas rund udzielania koncesji wykwalifikowane przedsiębiorstwa naftowe składają wnioski o udzielenie koncesji wydobywczej, tj. wyłącznego prawa do prowadzenia działań w branży naftowej na norweskimi szelfie kontynentalnym. Zgodnie z definicją zawartą w sekcji 1-6 c) norweskimi ustawy naftowej jako działalność w branży naftowej rozumie się „wszystkie rodzaje działalności związane z podmorskimi złożami ropy naftowej, takie jak poszukiwanie, wiercenie poszukiwawcze, produkcja, transport, utylizacja i wycofanie z eksploatacji, w tym planowanie tego rodzaju działań, jednak z wyłączeniem transportowania ropy naftowej luzem na statkach”. W rezultacie podczas rund udzielania koncesji przedsiębiorstwa ubiegają się o przyznanie wyłącznego prawa do poszukiwania i produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego, które mogą zostać odkryte na obszarze objętym koncesją wydobywczą.
- (15) W przypadku odkrycia ropy naftowej lub gazu ziemnego koncesjodawcy są zobowiązani, o ile zdecydują się na rozwój danego pola, do przedstawienia planu rozwoju i eksploatacji danego pola do zatwierdzenia norweskimi Ministerstwu ds. Ropy Naftowej i Energii<sup>(16)</sup>. Zatwierdzenie planu rozwoju i eksploatacji daje koncesjodawcom wyłączne prawo do rozpoczęcia budowy infrastruktury, a następnie produkcji. Wyprodukowana ropa naftowa staje się własnością danego koncesjodawcy.
- (16) Wśród przedsiębiorstw posiadających koncesje na obszary norweskimi szelfu kontynentalnego znajdują się zarówno duże międzynarodowe przedsiębiorstwa naftowe, jak i bardzo małe przedsiębiorstwa naftowe, z których wiele rozpoczęło działalność na norweskimi szelfie kontynentalnym na przestrzeni ostatnich 10 lat.
- (17) Poniższe tabele zostały przedstawione przez rząd norweskimi i ukazują różne rodzaje działalności na norweskimi szelfie kontynentalnym pod względem udzielonych nowych koncesji wydobywczym, przyznanych powierzchni oraz liczby przedsiębiorstw na norweskimi szelfie kontynentalnym<sup>(17)</sup>.

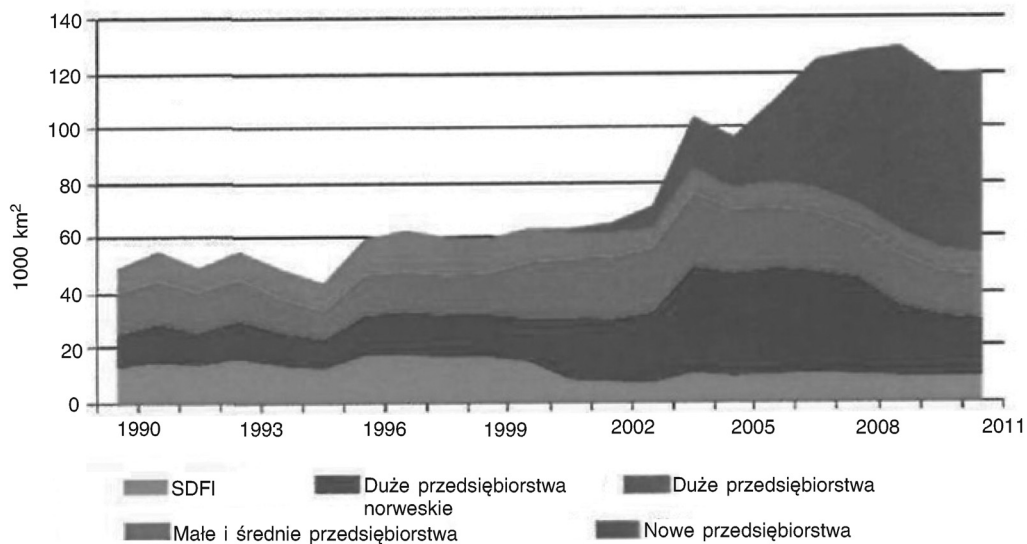
<sup>(16)</sup> Por. sekcja 4-2 norweskimi ustawy naftowej.

<sup>(17)</sup> SDFI w pierwszych dwóch tabelach odnosi się do bezpośrednich interesów finansowych państwa norweskimi. Dzięki bezpośrednim interesom finansowym Norwegia posiada duże udziały w wydawaniu koncesji na produkcję ropy naftowej i gazu ziemnego na norweskimi szelfie kontynentalnym. Portfel bezpośrednich interesów finansowych państwa jest zarządzany przez przedsiębiorstwo państwowe Petoro AS ([www.petoro.no](http://www.petoro.no)).

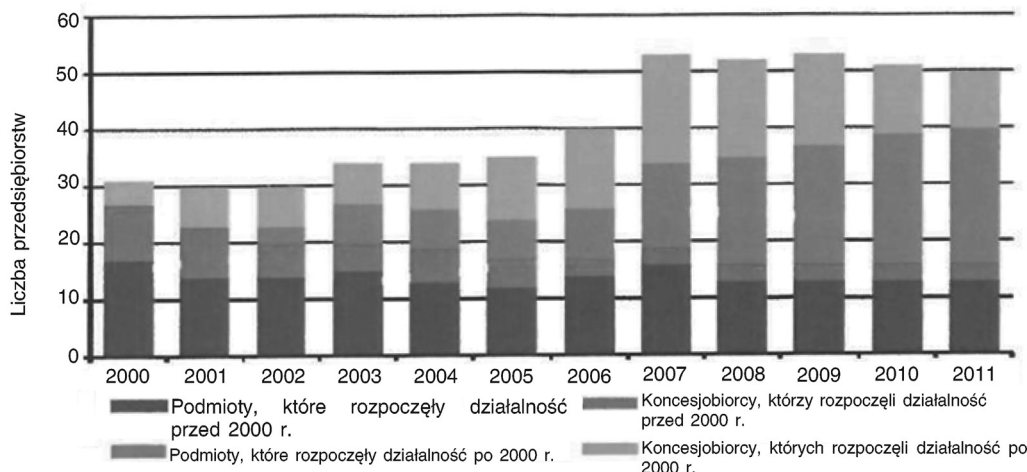
Liczba udzielonych nowych koncesji:



Przyznane powierzchnie:



Liczba przedsiębiorstw na norweskim szelfie kontynentalnym:



## II. OCENA

### 4 RODZAJE DZIAŁALNOŚCI OBJĘTE NINIEJSZĄ DECYZJĄ

- (18) Wniosek rządu norweskiego o wyłączenie na mocy art. 30 dyrektywy 2004/17/WE obejmuje trzy odrębne rodzaje działalności na norweskim szelfie kontynentalnym: a) poszukiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego; b) produkcję ropy naftowej i c) produkcję gazu ziemnego. Urząd osobno zbadał te trzy rodzaje działalności <sup>(18)</sup>.
- (19) „Produkcja” do celów niniejszej decyzji będzie obejmowała również „rozwój” (tj. tworzenie odpowiedniej infrastruktury dla przyszłej produkcji, która obejmuje platformy produkcyjne, rurociągi, terminale itd.). Transport gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego na rynek za pomocą sieci gazociągów kopalnianych nie jest objęty niniejszą decyzją.

### 5 DOSTĘP DO RYNKU (RYNKÓW)

- (20) Dyrektywę 94/22/WE („dyrektywa w sprawie zezwoleń”) włączono do pkt 12 załącznika IV do Porozumienia EOG decyzją Wspólnego Komitetu nr 19/1995, która weszła w życie w dniu 1 września 1995 r.

<sup>(18)</sup> Jest to zgodne z praktyką Komisji Europejskiej, przyjętą w decyzjach w sprawie połączeń i jej decyzjach przyznających wyłączenie na mocy art. 30 dyrektywy 2004/17/WE. Zob. w szczególności decyzja Komisji Europejskiej z dnia 29 września 1999 r. uznająca koncentrację za zgodną ze wspólnym rynkiem oraz z funkcjonowaniem Porozumienia EOG (sprawa nr IV/M.1383 – *Exxon/Mobil*); decyzja Komisji z dnia 29 września 1999 r. uznająca koncentrację za zgodną ze wspólnym rynkiem oraz z funkcjonowaniem Porozumienia EOG (sprawa nr IV/M.1532 – *BP Amoco/Arco*); decyzja Komisji z dnia 5 lipca 1999 r. uznająca koncentrację za zgodną ze wspólnym rynkiem oraz z funkcjonowaniem Porozumienia EOG (sprawa nr COMP/M.1573 – *Norsk Hydro/Saga*), decyzja Komisji z dnia 3 maja 2007 r. uznająca koncentrację za zgodną ze wspólnym rynkiem oraz z funkcjonowaniem Porozumienia EOG (sprawa nr IV/M.4545 – *STATOIL/HYDRO*); decyzja Komisji z dnia 19 listopada 2007 r. uznająca koncentrację za zgodną ze wspólnym rynkiem oraz z funkcjonowaniem Porozumienia EOG (sprawa nr COMP/M.4934 – *KAZMUNAIGAZ/ROMPETROL*) i decyzja Komisji z dnia 21 sierpnia 2009 r. uznająca koncentrację za zgodną ze wspólnym rynkiem oraz z funkcjonowaniem Porozumienia EOG (sprawa nr COMP/M.5585 – *Centrica/Venture production*). Zob. również decyzja wykonawcza Komisji z dnia 28 lipca 2011 r. wyłączająca poszukiwanie ropy naftowej i gazu oraz wydobycie ropy naftowej w Danii, z wyjątkiem Grenlandii i Wysp Owczych, z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE (Dz.U. L 197 z 29.7.2011, s. 20); decyzja wykonawcza Komisji z dnia 24 czerwca 2011 r. wyłączająca poszukiwanie ropy naftowej i gazu oraz wydobycie ropy naftowej we Włoszech z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych (Dz.U. L 166 z 25.6.2011, s. 28); decyzja wykonawcza Komisji z dnia 29 marca 2010 r. wyłączająca poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu w Anglii, Szkocji i Walii z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych (Dz.U. L 84 z 31.3.2010, s. 52) oraz decyzja wykonawcza Komisji wyłączająca poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu w Niderlandach z zakresu stosowania dyrektywy 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady koordynującej procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych (Dz.U. L 181 z 14.7.2009, s. 53).

- (21) Rząd norweski powiadomił Urząd o dokonaniu transpozycji tej dyrektywy w dniu 18 marca 1996 r. Urząd dokonał oceny zgodności, w następstwie której Norwegia wprowadziła szereg zmian do swojego prawodawstwa. Po wprowadzeniu zmian Urząd uznał, że Norwegia w sposób właściwy wdrożyła przepisy dyrektywy w sprawie zezwoleń.
- (22) Dyrektywę 2003/55/WE („dyrektywę gazową”) włączono do pkt 23 Porozumienia EOG decyzją Wspólnego Komitetu nr 146/2005/WE w dniu 2 grudnia 2005 r. Dyrektywa weszła w życie w odniesieniu do państw EFTA EOG w dniu 1 czerwca 2007 r.
- (23) Rząd norweski powiadomił Urząd o częściowym wdrożeniu dyrektywy gazowej w dniu 4 czerwca 2007 r. i jej pełnym wdrożeniu w dniu 19 lutego 2008 r. Urząd dokonał oceny zgodności również w odniesieniu do tej dyrektywy. Po wielu zmianach wprowadzonych do krajowego prawodawstwa norweskiego Urząd stwierdził, że Norwegia właściwie wdrożyła dyrektywę gazową.
- (24) W świetle informacji przedstawionych w tej sekcji i do celów niniejszej decyzji uznano, że państwo norweskie wdrożyło i właściwie wdrożyło akty, o których mowa w pkt 12 i 23 załącznika IV do Porozumienia EOG, i które są zgodne, odpowiednio, z dyrektywą 94/22/WE i dyrektywą 2003/55/WE.
- (25) W rezultacie, zgodnie z pierwszym akapitem art. 30 ust. 3 dyrektywy 2004/17/WE, dostęp do rynku należy uznać za nieograniczony na terytorium Norwegii, w tym na norweskim szelfie kontynentalnym.

## 6. PODLEGANIE KONKURENCJI

- (26) Jak wyjaśniono powyżej Urząd stwierdził, że konieczne jest zbadanie, czy dane sektory bezpośrednio podlegają konkurencji. W tym celu zbadał dowody przedstawione przez rząd norweski i w stosownych przypadkach uzupełnił je dowodami dostępnymi w sferze publicznej.

### 6.1 Poszukiwanie ropy naftowej i gazu ZIEMNEGO

#### 6.1.1 Rynek właściwy

- (27) Poszukiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego polega na wyszukiwaniu nowych rezerw zasobów węglowodorów. Produkcja obejmuje zarówno budowę odpowiedniej infrastruktury do produkcji, jak i wydobycie zasobów. Właściwym rynkiem produktowym jest rynek poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego, który jest oddzielony od rynków produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego. Definicja ta wynika z faktu, że nie można określić

na początku poszukiwań, czy zakończą się one odkryciem ropy naftowej lub gazu ziemnego. Rząd norweski potwierdził, że ma to zastosowanie zarówno do numerowanych rund udzielania koncesji, jak i do rund udzielania koncesji w obrębie z góry wyznaczonych obszarów. Taka definicja rynku jest również zgodna z praktyką Komisji Europejskiej<sup>(19)</sup>.

- (28) Poszukiwania na obszarach niedojrzałych i dojrzałych prowadzone są przez ten sam rodzaj przedsiębiorstw, a podczas działań wykorzystuje się ten sam rodzaj technologii (tj. niezależnie od rodzaju rundy udzielania koncesji). Mimo że podczas rund udzielania koncesji w obrębie z góry wyznaczonych obszarów geologia obszaru jest lepiej znana, przedsiębiorstwa naftowe nie posiadają dokładnej wiedzy na temat istnienia ropy naftowej lub nie są w stanie określić, czy ewentualne odkrycie może dotyczyć ropy lub gazu lub obu tych surowców. Urząd stwierdza zatem, że rynkiem właściwym jest rynek poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego, który obejmuje działalność poszukiwawczą prowadzoną w ramach zarówno numerowanych rund udzielania koncesji, jak i rund udzielania koncesji w obrębie wyznaczonych obszarów.
- (29) Przedsiębiorstwa zaangażowane w działalność poszukiwawczą zwykle nie ograniczają swojej działalności do określonego obszaru geograficznego. Większość przedsiębiorstw prowadzi działalność raczej na poziomie globalnym. Komisja Europejska w swoich decyzjach konsekwentnie utrzymuje, że zasięg geograficzny rynku poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego jest ogólnosiwiatowy<sup>(20)</sup>. Rząd norweski zgadza się z geograficzną definicją rynku przedstawioną przez Komisję. Urząd stwierdza, że właściwy rynek geograficzny ma zasięg ogólnosiwiatowy.

#### 6.1.2 Bezpośrednie podleganie konkurencji

- (30) W latach 2011–2013 około 50 przedsiębiorstw otrzymało koncesje wydobywcze, w związku z czym mogą uczestniczyć w działaniach poszukiwawczych prowadzonych na norweskim szelfie kontynentalnym<sup>(21)</sup>.
- (31) Udział w rynku podmiotów gospodarczych prowadzących działalność w zakresie poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego można zazwyczaj ocenić na podstawie dwóch zmiennych: udokumentowanych zasobów i prognozowanej produkcji<sup>(22)</sup>.
- (32) Udokumentowane zasoby światowe ropy naftowej w 2011 r. wynosiły 1 652,6 mld baryłek, zaś zasoby

<sup>(19)</sup> Zob. decyzja Komisji Europejskiej z dnia 23 stycznia 2003 r. uznająca koncentrację za zgodną ze wspólnym rynkiem (sprawa nr COMP/M.3052 – ENI/FORTUM GAS), sprawa nr IV/M.1383 – Exxon/Mobil oraz decyzje wykonawcze Komisji Europejskiej dotyczące Danii, Włoch, Anglii, Walii, Szkocji i Niderlandów (zob. przypisy 18 powyżej).

<sup>(20)</sup> Zob. np. sprawa nr COMP/M.3052 – ENI/FORTUM GAS (pkt 13) i sprawa nr COMP/M.4545 – STATOIL/HYDRO (pkt 7) (zob. przypisy 18 powyżej).

<sup>(21)</sup> Liczba ta obejmuje koncesje wydobywcze udzielone zarówno w ramach numerowanych rund udzielania koncesji, jak i w ramach rund udzielania koncesji w obrębie z góry wyznaczonych obszarów (por. nr referencyjny 663313, s. 1–20).

<sup>(22)</sup> Zob. np. decyzja Komisji Europejskiej w sprawie Exxon/Mobil (pkt 25 i 27) (przypisy 18 powyżej).

gazu ziemnego wynosiły 208,4 bln metrów sześciennych, czyli około 1 310,8 mld baryłek ekwiwalentów ropy naftowej <sup>(23)</sup>. Pod koniec 2011 r. udokumentowane zasoby ropy naftowej w Norwegii wynosiły 6 900 mln baryłek, co stanowiło 0,4 % zasobów światowych <sup>(24)</sup>. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Norwegii w 2011 r. wynosiły 2,1 bln metrów sześciennych, co stanowiło 1 % zasobów światowych <sup>(25)</sup>. Światowy udział w udokumentowanych zasobach w przypadku żadnego z pięciu największych przedsiębiorstw, prowadzących działalność na norweskim szelfie kontynentalnym, nie przekraczał 1 % <sup>(26)</sup>.

- (33) Rząd norweski nie posiada informacji na temat udziałów w rynku światowym pięciu największych przedsiębiorstw prowadzących działalność na norweskim szelfie kontynentalnym, które oceniane są na podstawie prognozowanej produkcji. Uzasadnione jest jednak założenie, że istnieje bezpośredni związek pomiędzy udokumentowanymi zasobami ropy naftowej i gazu ziemnego a prognozowaną produkcją <sup>(27)</sup>. Jak wynika z dostępnych informacji udział w rynku światowym największych przedsiębiorstw prowadzących działalność na norweskim szelfie kontynentalnym, który ocenia się na podstawie prognozowanej produkcji, prawdopodobnie w żadnym wypadku nie wpłynie na zmianę oceny Urzędu.
- (34) Ponadto Urząd przeanalizował informacje dotyczące licznych wniosków w sprawie rund udzielania koncesji na prowadzenie działalności na norweskim szelfie kontynentalnym oraz informacje dotyczące nowych operatorów na norweskim szelfie kontynentalnym. Z danych otrzymanych od rządu norweskiego, dotyczących liczby koncesji udzielonych w trzech ostatnich rundach w odniesieniu do norweskiego szelfu kontynentalnego (prowadzonych w latach 2011–2012) wynika, że w odniesieniu do każdej ogłoszonej koncesji składa aż dziewięć przedsiębiorstw. W latach 2008–2012 13 nowych operatorów otrzymało koncesje wydobywcze na prowadzenie działalności na norweskim szelfie kontynentalnym. Tak więc liczba przedsiębiorstw, które uzyskały koncesje na prowadzenie działalności na norweskim szelfie kontynentalnym jest znaczna <sup>(28)</sup>.
- (35) Na podstawie powyższych elementów poziom koncentracji światowego rynku poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego należy uznać za niski. Istnieje prawdopodobieństwo, że przedsiębiorstwa działające na tym

rynku podlegają znacznej presji konkurencyjnej. Nic nie wskazuje na to, by sektor nie funkcjonował zgodnie z zasadami rynkowymi. W związku z tym Urząd stwierdza, że rynek poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego bezpośrednio podlega konkurencji w rozumieniu dyrektywy 2004/17/WE.

## 6.2 Produkcja ropy naftowej

### 6.2.1 Rynek właściwy

- (36) Ropa naftowa jest towarem poszukiwanym na całym świecie, a jej cena zależy od podaży i popytu na całym świecie. Zgodnie z ustaloną praktyką Komisji Europejskiej <sup>(29)</sup> rozwój i produkcja ropy naftowej jest oddzielnym rynkiem produktowym o zasięgu ogólnosiwiatowym. Rząd norweski zgadza się z tą definicją rynku <sup>(30)</sup>. Urząd zachowuje tę samą definicję rynku do celów niniejszej decyzji.

### 6.2.2 Bezpośrednie podleganie konkurencji

- (37) W przypadku odkrycia ropy naftowej (lub gazu ziemnego) koncesjodawcy są zobowiązani, o ile zdecydują się rozwinąć dane pole, do przedstawienia norweskiemu Ministerstwu ds. Ropy Naftowej i Energii planu rozwoju i eksploatacji pola celem zatwierdzenia. Poniżej podany jest wykaz pól na norweskim szelfie kontynentalnym, na których przede wszystkim produkowana jest ropa naftowa <sup>(31)</sup>, i w odniesieniu do których przedstawiono i zatwierdzono plan rozwoju i eksploatacji pola w ciągu ostatnich pięciu lat:

Rok	Opis Nazwa pola i koncesji)	Udzielone na rzecz
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 Norway Idemitsu Petroleum Norge Total E&P Norge RWE Dea Norge

<sup>(23)</sup> Zob. raport BP Statistical Review of World Energy z czerwca 2012 r. („zwany dalej statystykami BP”), s. 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> Zob. statystyki BP, s. 6.

<sup>(25)</sup> Zob. statystyki BP, s. 20.

<sup>(26)</sup> Por. pismo rządu norweskiego skierowane do Urzędu z datą 15 lutego 2013 r. (nr referencyjny 663313), s. 22).

<sup>(27)</sup> Zob. np. decyzja wykonawcza Komisji Europejskiej dotycząca Danii (zob. przypis 18 powyżej) i decyzja wykonawcza Komisji dotycząca Włoch (zob. przypis 18 powyżej).

<sup>(28)</sup> Zob. również publikację sporządzoną przez norweskie Ministerstwo ds. Ropy Naftowej i Energii oraz norweską Dyрекcję ds. Ropy Naftowej – „Fakty 2012 – Norweski przemysł naftowy”, rozdział 5 dotyczący scenariusza i działalności podmiotu, s. 33–35 (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

<sup>(29)</sup> Zob. przypis 18 powyżej.

<sup>(30)</sup> Uwzględniając jednak fakt, że większość pól na norweskim szelfie kontynentalnym zawiera zarówno ropę naftową, jak i gaz ziemny, rząd norweski wyraził opinię, że wspólna produkcja ropy naftowej i gazu ziemnego na polach uniemożliwia rozróżnienie tych dwóch produkcji zgodnie z dyrektywą 2004/17/WE.

<sup>(31)</sup> Ponieważ na polach znajduje się zarówno ropa naftowa, jak i gaz ziemny, w tabeli znajdującej się w tej sekcji 6.2 wymieniono pola, na których produkuje się głównie ropę naftową. Pola, na których produkuje się gaz ziemny wymieniono w sekcji 6.3 poniżej.

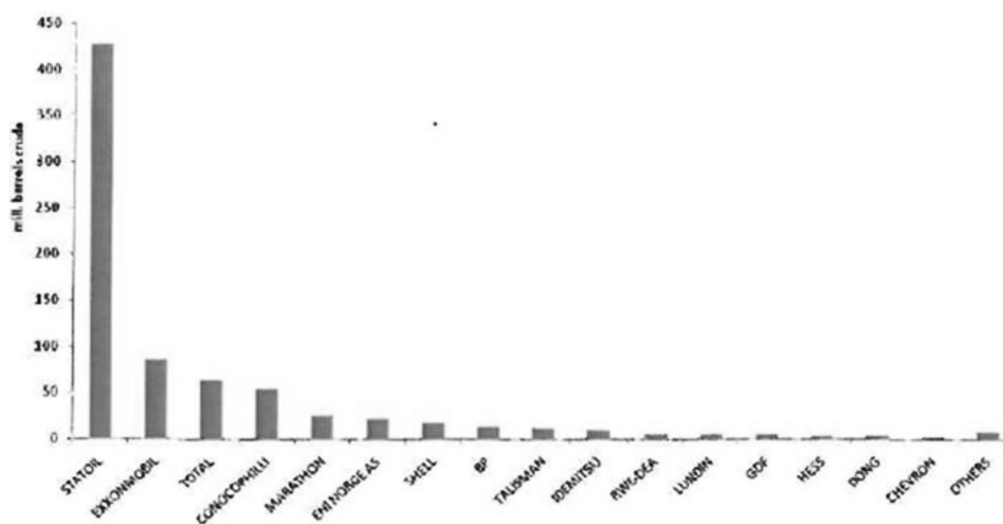
Rok	Opis Nazwa pola i koncesji)	Udzielone na rzecz
2011	Stjerne, part of Oseberg Sør PL079, PL104	Statoil Petroleum Petoro AS Total E&P Norge ConocoPhillips
2011	Hyme, PL348	Statoil Petroleum GDF Suez E&P Norge Core Energy E.ON E&P Norge Faroe Petroleum Norge VNG Norge
2011	Brynhild, PL148	Lundin Norway 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

Rok	Opis Nazwa pola i koncesji)	Udzielone na rzecz
2012	Svalin, PL169	Statoil Petroleum Petoro AS ExxonMobil E&P Norway

(38) W związku z tym na lata 2008–2012 zatwierdzono plany rozwoju i eksploatacji pola dotyczące produkcji ropy naftowej, które obejmują łącznie 20 przedsiębiorstw. Ponadto w 2010 r. Ministerstwo ds. Ropy Naftowej i Energii zaakceptowało plan rozwoju i eksploatacji pola, który obejmuje trzech nowych operatorów rynkowych <sup>(32)</sup>.

(39) Wykaz, oprócz norweskich przedsiębiorstw państwowych, zawiera również koncesjodawców, takich jak duże przedsiębiorstwa naftowe oraz mniejsze przedsiębiorstwa. Rząd norweski twierdzi, że większość przedsiębiorstw naftowych, prowadzących działalność na norweskim szelfie kontynentalnym, wchodzi w skład korporacji o zróżnicowanym globalnym portfelu biznesowym. W związku z tym produkowaną ropę naftową sprzedaje się w dużej mierze przedsiębiorstwom powiązanym. Ponad połowę produkcji sprzedaje się jednak na rynku kasowym. Poniższy wykres przedstawia wielkość sprzedaży ropy naftowej pochodzącej z norweskiego szelfu kontynentalnego w 2009 r.

Wielkość sprzedaży ropy naftowej pochodzącej z norweskiego szelfu kontynentalnego w 2009 r.:



Wykres. Sprzedawcy norweskich ropy naftowej w 2009 r. Kategoria „Inni” obejmuje sprzedawców, takich jak: Altinex Oil, Bayerngas, Ruhrgas, Dana, Wintershall, Det Norske Oljeselskap, VNG, Revus Energy, Endeavour i EADS (MPE).

<sup>(32)</sup> Zob. pismo rządu norweskiego skierowane do Urzędu z datą 15 lutego 2013 r. (nr referencyjny 663313), s. 25).



- (40) W 2011 r. całkowita dzienna produkcja ropy naftowej na świecie wynosiła 83 576 000 baryłek. W 2011 r. w Norwegii produkowano łącznie 2 039 000 baryłek na dobę. Stanowiło to 2,3 % światowej produkcji<sup>(33)</sup>.
- (41) Jeżeli chodzi o produkcję ropy naftowej na norweskim szelfie kontynentalnym w 2011 r. najwyższy udział posiadał Statoil. Wśród pozostałych producentów prowadzących działalność na norweskim szelfie kontynentalnym znajdują się duże międzynarodowe przedsiębiorstwa naftowe, takie jak ExxonMobil, Total, ConocoPhillips, Marathon, Shell, BP i Eni. Udział żadnego z tych podmiotów w światowym rynku produkcji ropy naftowej nie przekraczał 3 % w 2011 r.<sup>(34)</sup>. Poziom koncentracji na rynku właściwym jako całości był zatem niski.
- (42) W swoich decyzjach przyjętych na podstawie dyrektywy 2004/17/WE Komisja Europejska uznała, że zglobalizowany rynek produkcji ropy naftowej charakteryzuje się silną konkurencją między wieloma podmiotami<sup>(35)</sup>. Nic nie wskazuje na to, by sytuacja uległa zmianie w ciągu ostatnich lat.
- (43) W świetle powyższych danych, Urząd uznaje, że nic nie wskazuje na to, by sektor nie funkcjonował zgodnie z zasadami rynkowymi, w związku z czym rynek rozwoju i produkcji ropy naftowej bezpośrednio podlega konkurencji w rozumieniu dyrektywy 2004/17/WE.

### 6.3 Produkcja gazu ziemnego

#### 6.3.1 Rynek właściwy

- (44) W swoich licznych decyzjach przyjętych na podstawie rozporządzenia WE w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw<sup>(36)</sup> Komisja Europejska zbadała rynek rozwoju, produkcji i hurtowej sprzedaży gazu, uznając, że istnieje jeden rynek dostaw gazu (obejmujący również rozwój i produkcję gazu) dla klientów w EOG (tj. gaz produkowany na polach gazowych i sprzedawany klientom, w tym krajowym operatorom zasiedziałym – w EOG)<sup>(37)</sup>.

<sup>(33)</sup> Zob. statystyki BP, s. 8.

<sup>(34)</sup> Por. pismo rządu norweskiego skierowane do Urzędu z datą 15 lutego 2013 r. (nr referencyjny 663313), s. 26).

<sup>(35)</sup> Zob. decyzja wykonawcza Komisji Europejskiej dotycząca Danii (motyw 16) (przypis 18 powyżej). Zob. również decyzja wykonawcza Komisji dotycząca Włoch (motyw 16); decyzja wykonawcza Komisji dotycząca Anglii, Szkocji i Walii (motyw 16), decyzja wykonawcza Komisji dotycząca Niderlandów (motyw 12) (zob. przypis 18 powyżej).

<sup>(36)</sup> Rozporządzenie Rady (WE) nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 r. w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (zwane dalej „rozporządzeniem WE w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw”) (Dz.U. L 24 z 29.01.2004, s. 1) włączone do pkt 1 rozdziału A załącznika XIV do Porozumienia EOG decyzją nr 78/2004 (Dz.U. L 219 z 19.6.2004, s. 13 i Suplement EOG nr 32 z 19.6.2004, s. 1).

<sup>(37)</sup> Zob. sprawa nr IV/M.4545 – STATOIL/HYDRO (pkt 9) (zob. przypis 18 powyżej).

#### LNG a gaz dostarczany gazociągami

- (45) Gaz ziemny można transportować za pomocą sieci gazociągów kopalnianych lub statkami w postaci skroplonego gazu ziemnego („LNG”). W 2012 r. wywóz gazu z Norwegii wyniósł około 112 mld metrów sześciennych, z czego 107 mld metrów sześciennych przetransportowano za pomocą gazociągów, a 5 mld metrów sześciennych na statkach jako LNG<sup>(38)</sup>.
- (46) Rząd norweski twierdzi, że dostawy LNG są zastępowalne i konkurują bezpośrednio z gazem dostarczany gazociągami. Po regazyfikacji LNG, można go wprowadzić do sieci gazociągów kopalnianych na zmianę z gazem, który jest dostarczany rurowymi z pól kopalnianych. Jako przykład podano Zeebrugge w Belgii: po przesłaniu gazu wyprodukowanego na norweskim szelfie kontynentalnym gazociągami do terminalu przeładunkowego oraz po regazyfikacji LNG na terminalu LNG w Zeebrugge, oba źródła gazu mogą być stosowane zamiennie. Mimo że nie wszystkie państwa EOG posiadają infrastrukturę regazyfikacji, zdolność regazyfikacyjna stale rośnie w ostatnich latach. W EOG zdolność regazyfikacyjna zbliża się do 200 mld metrów sześciennych. Wraz z rozwojem sieci gazociągów LNG staje się dostępny dla coraz większej liczby klientów EOG.
- (47) Komisja Europejska w swoich ostatnich decyzjach nie rozstrzygnęła, czy gaz LNG należy odróżnić od gazu dostarczanego gazociągami<sup>(39)</sup>.
- (48) Do celów niniejszej decyzji Urząd podobnie stwierdza, że kwestia dotycząca odróżnienia gazu dostarczanego gazociągami od LNG może pozostać nierozstrzygnięta.

#### Gaz wysokokaloryczny a gaz niskokaloryczny

- (49) Funkcjonują oddzielne sieci dystrybucji gazu wysokokalorycznego i niskokalorycznego, a użytkownicy końcowi są podłączeni do zaopatrującej ich odpowiedniej sieci. Gaz wysokokaloryczny można zamienić w gaz niskokaloryczny i odwrotnie. Norwescy producenci gazu dostarczają gaz wysokokaloryczny.
- (50) Rząd norweski twierdzi, że poziom substytucyjności między gazem niskokalorycznym a wysokokalorycznym powinien wskazywać na fakt, że produkty te należą do tego samego rynku dostaw gazu z punktu widzenia dostaw surowca. Rząd norweski twierdzi również, że dostawy gazu niskokalorycznego stanowią stosunkowo niewielką część całkowitych dostaw gazu do EOG: około 10 %.
- <sup>(38)</sup> Zob. pismo rządu norweskiego skierowane do Urzędu z datą 15 lutego 2013 r. (nr referencyjny 663313), s. 33).
- <sup>(39)</sup> Zob. decyzja Komisji Europejskiej z dnia 16 maja 2012 r. uznająca koncentrację za zgodną ze wspólnym rynkiem oraz z funkcjonowaniem Porozumienia EOG, sprawa nr COMP/M.6477 – BP/CHEVRON/ENI/SONANGOL/TOTAL/JV (pkt 19). Zob. również sprawa nr IV/M.4545 – STATOIL/HYDRO (pkt 12); decyzja wykonawcza Komisji dotycząca Niderlandów (pkt 13) oraz decyzja wykonawcza Komisji dotycząca Anglii, Szkocji i Walii (pkt 15) (zob. przypis 18 powyżej).

- (51) Do celów niniejszej decyzji Urząd stwierdza, że kwestia dotycząca odróżnienia gazu wysokokalorycznego od niskokalorycznego może pozostać nierozstrzygnięta.

#### Wnioski dotyczące definicji rynku produktowego

- (52) W odniesieniu do definicji rynku produktowego, do celów niniejszej decyzji Urząd uznaje, że istnieje jeden rynek dostaw gazu (obejmujący również rozwój i produkcję gazu). Kwestia, czy LNG lub gaz niskokaloryczny zaliczają się do właściwego rynku produktowego jest nieistotna dla wyników niniejszej decyzji.

#### Zasięg geograficzny

- (53) Rząd norweski twierdzi, że trzy dyrektywy dotyczące rynku gazu doprowadziły do powstania zliberalizowanego i zintegrowanego rynku gazu ziemnego w Europie Północno-Zachodniej. UE dąży do osiągnięcia pełnej integracji rynków do 2014 r. W przypadku jednolitego rynku gazu rząd norweski uważa, że rozważanie udziału poszczególnych państw EOG w rynku nie jest właściwe. Twierdzi, że gdy dostawa gazu dotrze do granicy europejskiego rynku wewnętrznego, zostanie ona bez przeszkód przekazana do miejsca przeznaczenia zgodnie ze źródłami podaży i popytu.

- (54) Jeżeli chodzi o wywóz gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego za pomocą gazociągów, około 70 % gazu przetransportowano do terminali odbiorczych w Niemczech i Zjednoczonym Królestwie, zaś pozostałą część do terminali w Belgii i Francji. Za pośrednictwem połączeń rurociągowych i w ramach umów w sprawie transakcji wymiany gaz dostarczany gazociągami z Norwegii jest sprzedawany jeszcze innym państwom EOG: łącznie ponad 10 państwom EOG. W przypadku produkcji LNG na norweskim szelfie kontynentalnym około dwie trzecie gazu sprzedano w EOG. Oznacza to, że prawie cały zasób gazu norweskiego wywożony jest do EOG.

- (55) Ponadto rząd norweski twierdzi, że nabywcy gazu w EOG mają do dyspozycji wiele różnych źródeł zaopatrzenia. Źródła te obejmują zarówno gaz z UE (zwykle z Dani, Niderlandów i Zjednoczonego Królestwa) jak i krajów sąsiadujących (poza Norwegią również z Rosji, Algierii i Libii) lub z innych krajów (np. z krajów Bliskiego Wschodu lub Nigerii w postaci LNG).

- (56) Rząd norweski twierdzi również, że centra handlu gazem w Zjednoczonym Królestwie i na kontynencie europejskim w coraz większym stopniu koncentrują się na LNG, a kształtowanie się cen w różnych centrach świadczy o osiągnięciu znacznego poziomu integracji.

- (57) Jeżeli chodzi o definicję rynku geograficznego, w swoich poprzednich decyzjach sporządzonych na podstawie rozporządzenia WE w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw Komisja Europejska stwierdziła, że definicja ta najprawdopodobniej obejmuje EOG oraz

przywóz gazu w Rosji i Algierii, ale ostatecznie nie rozstrzygnęła tej kwestii. W decyzji w sprawie połączenia Statoil i Hydro Komisja nie stwierdziła konieczności określenia jaki obszar geograficzny należy uznać za właściwy: (i) obszar EOG, (ii) obszar obejmujący te państwa EOG, w których sprzedaje się gaz pochodzący z norweskiego szelfu kontynentalnego (bezpośrednio przez gazociągi lub w ramach umów w sprawie transakcji wymiany) lub (iii) jakiegokolwiek kraj, któremu strony sprzedają gaz<sup>(40)</sup>. Niezależnie od wspomnianej definicji geograficznej taka koncentracja nie budzi obaw co do naruszenia konkurencyjności na rynku dostaw gazu.

- (58) Do celów niniejszej decyzji oraz z powodów określonych poniżej Urząd uznaje, że nie ma konieczności określenia dokładnego zasięgu geograficznego rynku gazu ziemnego. W każdym rozsądnym granicach rynku geograficznego Urząd przyznaje, że dany sektor bezpośrednio podlega konkurencji.

#### 6.3.2 Bezpośrednie podleganie konkurencji

- (59) W przypadku odkrycia gazu ziemnego (lub ropy naftowej) koncesjodawcy są zobowiązani, o ile zdecydują się na rozwój danego pola, do przedstawienia planu rozwoju i eksploatacji pola do zatwierdzenia norweskiemu Ministerstwu ds. Ropy Naftowej i Energii. Poniżej podany jest wykaz pól na norweskim szelfie kontynentalnym<sup>(41)</sup>, na których przede wszystkim produkowany jest gaz ziemny, i w odniesieniu do których przedstawiono i zatwierdzono plan rozwoju i eksploatacji danego pola w ciągu ostatnich kilku lat:

Rok	Opis Nazwa pola i koncesji	Udzielone na rzecz
2008	Yttergryta, PL062	Statoil Petroleum Total E&P Norge Petro AS Eni Norge
2008	Troll redevelopment, PL054, PL085, PL085C	Petro 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> Sprawa nr IV/M.4545 – STATOIL/HYDRO (pkt 16) (zob. przypis 18 powyżej).

<sup>(41)</sup> Ponieważ na polach znajduje się zarówno ropa naftowa, jak i gaz ziemny, w tabeli w tej sekcji 6.3 wymieniono pola, na których produkuje się głównie gaz ziemny. Pola, na których przede wszystkim produkuje się ropę naftową wymieniono w sekcji 6.2 powyżej.

Rok	Opis Nazwa pola i koncesji)	Udzielone na rzecz
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 oljeselskap
2012	Martin Linge, PL040, PL043	Total E&P Norge Petoro AS Statoil Petroleum

(60) W okresie 2008–2012 zatwierdzono plany rozwoju i eksploatacji pola dotyczące produkcji gazu, które obejmują łącznie 14 przedsiębiorstw. W okresie 2009–2011 zatwierdzono plany rozwoju i eksploatacji pola, które obejmują trzech nowych operatorów<sup>(42)</sup>. Ponad 25 przedsiębiorstw działających na norweskim szelfie kontynentalnym wywozi gaz do EOG<sup>(43)</sup>.

(61) W 2011 r. produkcja gazu w Norwegii wyniosła 101,4 mld metrów sześciennych, co stanowi 3,1 % produkcji światowej<sup>(44)</sup>. Ponad 95 % gazu wyprodukowanego na norweskim szelfie kontynentalnym jest dostarczane gazociągami do sześciu punktów przeladunkowych w czterech państwach EOG (Zjednoczonym Królestwie, Niemczech, Belgii i Francji)<sup>(45)</sup>. Około 1,4 mld metrów sześciennych (mniej niż 2 %) gazu wyprodukowanego na norweskim szelfie kontynentalnym zużyto na rynku krajowym w Norwegii.

<sup>(42)</sup> Zob. pismo rządu norweskiego skierowane do Urzędu z datą 15 lutego 2013 r. (nr referencyjny 663313), s. 28).

<sup>(43)</sup> Por. powiadomienie rządu norweskiego skierowane do Urzędu z datą 5 listopada 2012 r. (nr referencyjny 652027), s. 30).

<sup>(44)</sup> Zob. statystyki BP, s. 22.

<sup>(45)</sup> Terminale odbiorcze w: Dornum, Dunkierce, Easington, Emden, St Fergus i Zeebrugge (<http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/Gassco-NO/Gassco/Home/norsk-gass/Transportsystemet>).

(62) Istnieje wiele niezależnych przedsiębiorstw, które prowadzą produkcję gazu na norweskim szelfie kontynentalnym. Ponadto koncesje otrzymują nowe przedsiębiorstwa. Do pięciu największych pod względem średniej rocznej produkcji przedsiębiorstw, prowadzących produkcją gazu na norweskim szelfie kontynentalnym, należą: Petoro, Statoil, Exxon Mobil, Total i Shell. Statoil jest największym przedsiębiorstwem produkującym gaz na norweskim szelfie kontynentalnym. Łączny udział trzech największych przedsiębiorstw w produkcji gazu na norweskim szelfie kontynentalnym nie przekracza 50 %<sup>(46)</sup>.

(63) Państwa członkowskie UE zużywają około 500 mld metrów sześciennych gazu rocznie. Według Eurogasu<sup>(47)</sup> w 2011 r. dostawy gazu przesyłane zarówno za pośrednictwem gazociągów, jak i w postaci LNG z państw członkowskich UE stanowiły 33 % całkowitych dostaw netto, z Rosji 24 %, Norwegii 19 %<sup>(48)</sup>, zaś z Algierii 9 %. Pozostałe 15 % stanowiły inne źródła z różnych części świata.

(64) Wszyscy koncesjodawcy prowadzący działalność na norweskim szelfie kontynentalnym są odpowiedzialni za sprzedaż własnego gazu. Przedsiębiorstwa produkcyjne na norweskim szelfie kontynentalnym zawierają umowy sprzedaży gazu z nabywcami w wielu państwach członkowskich UE. W 2011 r. całkowite zużycie gazu wyprodukowanego w Norwegii w każdym z sześciu państw członkowskich UE, które przywożą największe ilości gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego, było następujące<sup>(49)</sup>:

Państwo EOG	% zużycia gazu norweskiego
Zjednoczone Królestwo	35 %
Niemcy	32 %
Belgia	34 %
Niderlandy	24 %
Francja	26 %
Włochy	14 %

Krajowe zużycie gazu w EOG - IHS CERA

<sup>(46)</sup> Zob. pismo rządu norweskiego skierowane do Urzędu z datą 15 lutego 2013 r. (nr referencyjny 663313), s. 28).

<sup>(47)</sup> Zob. sprawozdanie statystyczne Eurogasu z 2012 r. s. 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> Jak wynika z informacji przedstawionych Urzędowi przez rząd norweski, dane te mogą być nieco wyższe. W tym przypadku nie ma to jednak znaczenia dla wyniku niniejszej decyzji.

<sup>(49)</sup> Statystyki dotyczące miejsca przeznaczenia norweskiego gazu ziemnego w EOG oparte są na narodowości przedsiębiorstwa nabywającego.

- (65) Statoil jest drugim co do wielkości dostawcą gazu do EOG po Gazpromie z około 20 %<sup>(50)</sup> całkowitym zużyciem w EOG. Jak wynika z powyższej tabeli w głównych państwach EOG, do których dostarczany jest gaz norweski, dostawcy z norweskiego szelfu kontynentalnego konkurują z dostawcami pozyskującymi gaz z innych obszarów geograficznych. W rezultacie nabywcy hurtowi w tych państwach EOG, oprócz gazu z norweskiego szelfu kontynentalnego, mają możliwość skorzystania z alternatywnych źródeł. Jest to widoczne w statystykach opracowanych przez Eurogas (tabela poniżej), z których wynika, że oprócz gazu norweskiego państwa członkowskie UE odbierały dostawy gazu z produkcji krajowej, Rosji, Algierii, Kataru i innych źródeł:

DOSTAWY GAZU ZIEMNEGO W PAŃSTWACH CZŁONKOWSKICH EUROGASU I UE, 2011 r. (1)

TWh	Produkcja krajowa	Rosja	Norwegia	Algieria	Katar	Inne źródła (*)	Zmiany stanu zapasów (**)	Inne salda	Zaopatrzenie netto ogółem	% zmian w latach 2011/2010
Austria	18,8	59,8	14,5	0,0	0,0	29,4	- 22,1	- 4,9	95,6	- 6 %
Belgia	0,0	3,4	82,4	0,0	30,8	66,9	- 0,2	0,0	183,3	- 15 %
Bułgaria	4,2	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	- 1,4	32,3	11 %
Republika Czeska	1,4	63,3	12,2	0,0	0,0	23,2	- 10,0	- 4,6	85,5	- 10 %
Dania	81,7	0,0	0,0	0,0	0,0	- 31,9	- 1,8	- 7,4	40,6	- 18 %
Estonia	0,0	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	- 10 %
Finlandia	0,0	43,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,4	- 12 %
Francja	6,5	72,6	182,9	66,7	37,4	135,0	- 22,4	- 1,5	477,2	- 13 %
Niemcy	137,3	336,9	303,1	0,0	0,0	110,2	- 22,8	0,0	864,7	- 11 %
Grecja	0,0	30,3	0,0	8,7	1,9	10,5	- 0,1	- 0,1	51,2	23 %
Węgry	32,5	72,6	0,0	0,0	0,0	5,6	14,0	- 0,6	124,2	- 6 %
Irlandia	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	51,1	0,0	0,0	53,2	- 12 %
Włochy	88,5	247,1	38,6	242,8	65,7	149,0	- 8,2	0,9	824,4	- 6 %
Łotwa	0,0	16,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2	- 13 %
Litwa	0,0	57,0	0,0	0,0	0,0	- 21,9	- 0,1	0,0	35,0	9 %
Luksemburg	0,0	3,2	6,9	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	13,4	- 13 %
Niderlandy	746,7	44,0	129,0	0,9	3,7	- 481,6	0,0	15,8	458,3	- 10 %
Polska	47,6	102,7	0,0	0,0	0,0	17,4	- 8,4	- 1,4	157,9	2 %
Portugalia	0,0	0,0	0,0	21,6	0,0	36,9	0,0	0,0	58,5	0 %

<sup>(50)</sup> Dane dotyczące wielkości sprzedaży obejmują sprzedaż odnotowaną przez Statoil w imieniu Petoro / SDFI.

TWh	Produkcja krajowa	Rosja	Norwegia	Algieria	Katar	Inne źródła (*)	Zmiany stanu zapasów (**)	Inne salda	Zaopatrzenie netto ogółem	% zmian w latach 2011/2010
Rumunia	117,0	34,2	0,0	0,0	0,0	0,0	- 0,4	0,0	150,8	3 %
Słowacja	1,0	62,4	0,0	0,0	0,0	- 5,7	0,2	- 0,1	57,7	- 3 %
Słowenia	0,0	5,3	0,0	2,6	0,0	0,9	- 0,1	0,1	8,8	- 16 %
Hiszpania	1,9	0,0	13,9	147,4	51,5	160,4	- 4,5	1,6	372,2	- 7 %
Szwecja	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	0,0	0,0	14,9	- 20 %
Zjednoczone Królestwo	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>% zmian w latach 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>	
Szwajcaria	0,0	7,6	7,3	0,0	0,0	19,6	0,0	0,0	34,5	- 10 %
Turcja	8,1	270,3	0,0	44,2	0,0	144,7	0,0	2,4	469,7	18 %

(<sup>1</sup>) Tabela zaczerpnięta ze sprawozdania statystycznego Eurogasu z 2012 r., s. 6.

Jednostki: terawatogodzina (ciepło spalania).

Uwaga: Przedstawione liczby stanowią najlepsze dane szacunkowe dostępne w momencie publikacji.

(\*) łącznie z wywozem netto.

(\*\*) (-) Zastryk / (+) Wycofanie.

(66) Jeżeli chodzi o państwa członkowskie UE mające największy udział w zaopatrzeniu w gaz z Norwegii, istnieją alternatywne źródła zaopatrzenia. Należą do nich m.in.:

— w Zjednoczonym Królestwie, gdzie gaz z norweskiego szelfu kontynentalnego stanowi około 35 %, produkuje się znaczne ilości gazu krajowego (mimo że produkcja ta maleje od 2000 r.) (<sup>51</sup>). Przywóz LNG do Zjednoczonego Królestwa znacznie wzrósł w ciągu kilku ostatnich lat (<sup>52</sup>);

— w Belgii, gdzie gaz z norweskiego szelfu kontynentalnego stanowi około 34 %, LNG jest regazyfikowany w terminalu LNG w Zeebrugge i można go przesyłać zamiennie z gazem dostarczonym gazociągami;

— w Niemczech, gdzie gaz z norweskiego szelfu kontynentalnego stanowi około 32 %, odpowiednio w 2011 r. i 2012 r. uruchomiono dwa gazociągi Nord Stream z Rosji, zapewniając nowe źródło dostaw gazu z Rosji. Rząd norweski uważa, że uruchomienie tych gazociągów najprawdopodobniej doprowadzi do zwiększenia konkurencji między norweskimi a rosyjskimi dostawcami gazu, ponieważ zwiększy to dywersyfikację dostaw gazu do Europy.

(67) Nabywcy na poziomie hurtowym muszą wywiązać się ze swoich zobowiązań typu „bierz-lub-płać” w ramach odpowiednich długoterminowych umów sprzedaży zawartych z norweskimi dostawcami gazu. Po wywiązaniu się z tych zobowiązań nabywcy hurtowi mogą bez przeszkód przejść na alternatywne źródła dostaw, takie jak zakup gazu dostarczanego gazociągami lub LNG w ramach transakcji gotówkowej, bądź też mogą zwiększyć ilość kupowanego gazu na podstawie długoterminowych umów z innymi dostawcami. Ostatnio zawierane umowy dotyczą zazwyczaj krótszego okresu. Według rządu norweskiego rynek kasowy zyskuje coraz większe znaczenie ze względu na rosnącą liczbę centrów

(<sup>51</sup>) Przegląd Statystyk Energetycznych Zjednoczonego Królestwa (*Digest of UK energy statistics - DUKES*) 2012, Departament Energii i Zmian Klimatu, rozdział 4 - Gaz ziemny ([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)), s. 95.

(<sup>52</sup>) Przegląd Statystyk Energetycznych Zjednoczonego Królestwa (zob. przypis 50), s. 95.

handlu LNG, zarówno w Zjednoczonym Królestwie, jak i na kontynencie europejskim. Ponadto w UE zdolność regazyfikacyjna wzrosła ponad dwukrotnie w ciągu ostatnich pięciu lat. W 2011 r. gaz w postaci LNG stanowił 25 % przywozu netto gazu w UE w podziale na następujące państwa członkowskie:

DOSTAWY LNG W PAŃSTWACH CZŁONKOWSKICH EURO-GASU I UE, 2011 r. <sup>(1)</sup>.

TWh	Przywóz netto LNG	% zmian w latach 2011/2010
Belgia	49,8	- 19 %
Francja	163,9	5 %
Grecja	13,5	5 %
Włochy	94,2	- 2 %
Niderlandy	9,5	
Portugalia	34,7	7 %
Hiszpania	257,2	- 18 %
Zjednoczone Królestwo	270,7	33 %
<b>UE</b>	<b>893,5</b>	<b>2 %</b>
Turcja	68,9	- 21 %

<sup>(1)</sup> Tabela zaczerpnięta ze sprawozdania statystycznego Eurogasu z 2012 r., s. 7.

Jednostki: terawatogodzina (ciepło spalania).

- (68) Presja konkurencyjna na rynku gazu ziemnego wynika również z istnienia alternatywnych produktów do gazu (takich jak węgiel lub odnawialne źródła energii).
- (69) Wszystkie główne gazociągi prowadzone z norweskiego szelfu kontynentalnego na kontynent europejski i do Zjednoczonego Królestwa są własnością spółki Gassled <sup>(53)</sup>. Dostępem do sieci gazociągów kopalnianych zarządza Gassco AS, przedsiębiorstwo będące w całości własnością państwa norweskiego. Gassco AS nie posiada udziałów, ani przepustowości w sieci gazociągów kopalnianych i działa niezależnie, jeżeli chodzi o udzielanie dostępu do wolnej przepustowości. System transportu gazu jest dostępny dla wszystkich podmiotów gospodarczych, którzy potrzebują przetransportować gaz ziemny. Przedsiębiorstwa produkcyjne i wykwalifikowani użytkownicy mają prawo do uzyskania dostępu do systemu na warunkach niedyskryminujących, obiektywnych i przejrzystych. Użytkownicy mają dostęp do przepustowości systemu w zależności od ich potrzeb w zakresie transportu gazu <sup>(54)</sup>. Tak więc obecne jak i nowe podmioty,

<sup>(53)</sup> Gassled jest spółką joint venture nieposiadającą osobowości prawnej, której działalność reguluje prawo norweskie. Każdy z właścicieli Gassled posiada niepodzielny udział, odpowiadający jego udziałowi kapitałowemu, we wszystkich prawach i zobowiązaniach spółki joint venture (por. powiadomienie rządu norweskiego skierowane do Urzędu z datą 5 listopada 2012 r. (nr referencyjny 652027), s. 7–8).

<sup>(54)</sup> Zob. biała księga „Przemysł przyszłości – norweski przemysł naftowy” (Meld. St. 28 (2010–2011) Sprawozdanie dla parlamentu norweskiego (Storting), s. 68).

prowadzące produkcję gazu na norweskim szelfie kontynentalnym, mogą uzyskać dostęp do sieci gazociągów kopalnianych i dostarczać gaz klientom, konkurując z innymi podmiotami prowadzącymi działalność na norweskim szelfie kontynentalnym.

- (70) W świetle powyższych danych, Urząd uznaje, że nic nie wskazuje na to, by sektor nie funkcjonował zgodnie z zasadami rynkowymi, w związku z czym produkcja gazu ziemnego bezpośrednio podlega konkurencji w rozumieniu dyrektywy 2004/17/WE.

### III. WNIOSKI

- (71) Urząd uważa, że następujące rodzaje działalności prowadzone w Norwegii, a w szczególności na norweskim szelfie kontynentalnym, bezpośrednio podlegają konkurencji w rozumieniu art. 30 ust. 1 dyrektywy 2004/17/WE:

- poszukiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego;
- produkcja ropy naftowej; oraz
- produkcja gazu ziemnego.

- (72) Ponieważ warunek nieograniczonego dostępu do rynku uznaje się za spełniony, dyrektywa 2004/17/WE nie powinna mieć zastosowania, gdy podmiot zamawiający udziela zamówień w celu umożliwienia świadczenia usług wymienionych w pkt a), b) i c) w motywie 2 i 71 niniejszej decyzji na terenie Norwegii, w szczególności na norweskim szelfie kontynentalnym.

- (73) Niniejsza decyzja opiera się na sytuacji prawnej i faktycznej z marca 2013 r., ustalonej na podstawie informacji przedłożonych przez rząd norweski. Decyzja ta może ulec zmianie, jeżeli nastąpią istotne zmiany stanu prawnego i faktycznego, które spowodują, że nie będą już spełnione warunki stosowania art. 30 ust. 1 dyrektywy 2004/17/WE,

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

#### Artykuł 1

Akt, o którym mowa w pkt 4 załącznika XVI do Porozumienia o Europejskim Obszarze Gospodarczym, określający procedury przyznawania zamówień publicznych w sektorze usług użyteczności publicznej (dyrektywa 2004/17/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. koordynująca procedury udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych) nie ma zastosowania do zamówień udzielanych przez podmioty zamawiające w celu umożliwienia świadczenia następujących usług w Norwegii, a w szczególności na norweskim szelfie kontynentalnym:

- poszukiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego;
- produkcja ropy naftowej; oraz
- produkcja gazu ziemnego.

*Artykuł 2*

Niniejsza decyzja jest skierowana do Królestwa Norwegii.

Sporządzono w Brukseli dnia 30 kwietnia 2013 r.

*W imieniu Urzędu Nadzoru EFTA*

Sverrir Haukur GUNNLAUGSSON  
*Członek Kolegium*

Markus SCHNEIDER  
*p.o. Dyrektor*

---