

**PREZES****URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

DRG.DRG-3.4311.20.2017.MSy

Warszawa, 12 marca 2018 r.

DECYZJA

Na podstawie art. 12 ust. 4 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady UE Nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylającego decyzję Nr 1364/2006/WE oraz zmieniającego rozporządzenia (WE) Nr 713/2009, (WE) Nr 714/2009 i (WE) Nr 715/2009 (Dz. Urz. UE L z 2013 r. Nr 115, poz. 39, z późn. zm.) oraz art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2017 r. poz. 1257, z późn. zm.) w związku z art. 23 ust. 2 pkt 2 i 3 lit. c oraz art. 30 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220, z późn. zm.)

po rozpatrzeniu

wspólnego wniosku w sprawie inwestycji polskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – **Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. z siedzibą w Warszawie** (dalej: „OGP Gaz-System S.A.” lub „Gaz-System”) oraz duńskiego operatora systemu przesyłowego gazowego – **Energinet z siedzibą w m. Fredericia, Dania** (dalej: „Energinet”) – zwanych łącznie „Wnioskodawcami” lub „Spółkami”, z dnia 27 października 2017 r., znak: PR.511.11.2017.1, o skoordynowane podjęcie decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu Baltic Pipe¹ na podstawie przedstawionej propozycji,

ustalam co następuje:

- I.** W celu wyrównania rozkładu korzyści netto wynikających z realizacji projektu Baltic Pipe, w Rzeczypospolitej Polskiej oraz w Królestwie Danii, OGP Gaz-System S.A. wypłaci na rzecz Energinet kompensatę w kwocie 78,4 miliona EUR (wartość zdyskontowana na koniec 2017 r.)², z zastrzeżeniem pkt II.
- II.** Kwota, o której mowa w pkt. I zostanie skorygowana z uwzględnieniem wielkości nakładów rzeczywiście poniesionych przez Gaz-System na częściowe finansowanie budowy Tłoczni Gazu Zealand (dalej: TG Zealand). Zadanie to, do wysokości 140 mln EUR, finansowane będzie w 64 % przez Gaz-System³ i w 36 % przez Energinet⁴. Natomiast kwota poniesionych nakładów powyżej 140 mln EUR będzie finansowana przez Energinet i nie będzie podlegać zwrotowi przez Gaz-System. Wszystkie kwoty, o których mowa w niniejszym punkcie są wartościami realnymi na koniec 2017 r. i będą aktualizowane z początkiem każdego roku kalendarzowego wskaźnikiem rocznego wzrostu cen konsumpcyjnych, dotyczącym Danii,

¹ Zakres projektu Baltic Pipe został przedstawiony w pkt III niniejszej decyzji.

² Kwota ta wg wniosku inwestycyjnego odpowiada kwocie 89,6 miliona EUR wg wartości realnej (niezdyskontowanej) na koniec 2017 r.

³ Maksymalnie do kwoty 89,6 mln EUR (wartość niezdyskontowana).

⁴ Do kwoty 50,4 mln EUR (wartość niezdyskontowana).

opublikowanym na stronie internetowej: <http://www.inflation.eu/inflation-rates/denmark/historic-inflation/cpi-inflation-denmark.aspx>.

III. Zakres inwestycji projektu Baltic Pipe (dalej także: Projekt).

Projekt Baltic Pipe oznacza projekt inwestycyjny o szacowanej łącznej wartości nakładów (CAPEX) w wysokości 1 604 milionów EUR⁵, realizowany wspólnie przez Gaz-System i Energinet i planowanej dacie oddania do użytkowania 1 października 2022 r.

1) Gaz-System odpowiada za realizację następujących zadań inwestycyjnych, o szacowanej łącznej wartości nakładów 784 miliony EUR:

A) budowę gazociągu podmorskiego, zlokalizowanego w obszarze Morza Bałtyckiego, pomiędzy terytorium lądowym Polski i Danii (zwanego interkonektorem podmorskim), o długości ok. 260 ÷ 310 km i średnicy nominalnej 36" o planowanych nakładach inwestycyjnych w wysokości 442 milionów EUR;

B) rozbudowę systemu gazowego na terytorium lądowym Polski (systemu wewnętrznego), konieczną dla umożliwienia planowanych przepływów gazu ziemnego z kierunku północnego. Zakres niezbędnego wzmocnienia systemu przesyłowego poza terminalem odbiorczym obejmuje budowę do dwóch nowych gazociągów (gazociągu lądowego łączącego gazociąg podmorski z systemem gazowym na terytorium lądowym Polski i gazociągu Goleniów – Lwówek) oraz do trzech tłoczni (Gustorzyn, Goleniów i Odolanów). Kwota planowanych nakładów inwestycyjnych na tę część projektu wynosi 342 milionów EUR;

2) Energinet odpowiada za realizację następujących zadań inwestycyjnych, o szacowanej łącznej wartości nakładów 821 milionów EUR:

A) budowę gazociągu podmorskiego pomiędzy Norwegią a Danią (tzw. wpinki norweskiej), bezpośrednio łączącego gazociąg EUROPIPE II z punktem Nybro zlokalizowanym na duńskim wybrzeżu, o długości ok. 122 km i średnicy nominalnej 32" o planowanych nakładach inwestycyjnych w wysokości 303 milionów EUR;

B) rozbudowę systemu gazowego na terytorium lądowym Danii (systemu wewnętrznego), obejmującą budowę czterech nowych gazociągów: Egtved – Farris, Farris – Bellinge, Bellinge – Nyborg i Kongsmark – wybrzeże Zealand o długości ok. 205 km i średnicy nominalnej 36-42" o planowanych nakładach inwestycyjnych w wysokości 376 milionów EUR;

C) budowę TG Zealand – zlokalizowaną na wybrzeżu Danii, zaplanowaną dla prawidłowego funkcjonowania projektu Baltic Pipe, o planowanych nakładach inwestycyjnych w wysokości 142 milionów EUR.

IV. W niezbędnych przypadkach, w celu usprawnienia rozliczeń i ułatwienia właściwego wdrażania Projektu, Wnioskodawcy mogą ustalić, w odrębnych porozumieniach, szczegółowe zasady rozliczeń. Uzgodnieniom między Wnioskodawcami mogą podlegać również terminy płatności.

⁵ w pkt. 1 -3 wartości realne CAPEX w cenach stałych 2017 r.

- V. OGP Gaz-System S.A. jest obowiązany do informowania Prezesa URE przynajmniej raz w roku, do czasu oddania Projektu Baltic Pipe do użytkowania, o postępach w realizacji Projektu oraz o ustalonych kosztach i skutkach tego projektu, w tym o nakładach poniesionych na ten Projekt (CAPEX).
- VI. Wartość nakładów inwestycyjnych rzeczywiście poniesionych przez OGP Gaz-System S.A. zostanie ustalona po zakończeniu realizacji Projektu Baltic Pipe. Gaz-System, w terminie dwóch miesięcy po oddaniu projektu do użytkowania, poinformuje pisemnie Prezesa URE o ostatecznych nakładach inwestycyjnych poniesionych na poszczególne elementy składowe Projektu (CAPEX).
- VII. Koszty uzasadnione, wynikające z nakładów inwestycyjnych rzeczywiście poniesionych przez OGP Gaz-System S.A. w związku z realizacją projektu Baltic Pipe, zostaną uwzględnione w kalkulacji stawek opłat przesyłowych, z uwzględnieniem uaktualnionych parametrów ekonomicznych.

UZASADNIENIE

Polski operator systemu przesyłowego gazowego – OGP Gaz-System S.A. wraz z duńskim operatorem systemu przesyłowego gazowego – Energinet, przedłożyli, przy piśmie z dnia 27 października 2017 r., znak: PR.511.11.2017.1, wspólny wniosek w sprawie inwestycji (dalej także: „wniosek inwestycyjny”) dotyczący projektu Baltic Pipe. Celem Projektu jest połączenie systemów przesyłowych Polski i Danii oraz umożliwienie transportu gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego do Polski i krajów sąsiednich.

Wniosek w sprawie projektu Baltic Pipe, wraz z wymaganymi załącznikami, został przedłożony w dwóch wersjach językowych: polskiej oraz angielskiej. Analogiczny wniosek został złożony również w duńskim urzędzie do spraw regulacji energetyki Energitilsynet (dalej: „DERA”).

We wniosku wskazano zasadnicze elementy Projektu Baltic Pipe oraz zwrócono się do właściwych organów regulacyjnych – Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz DERA, o podjęcie skoordynowanych decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów Projektu Baltic Pipe na podstawie przedstawionej przez Wnioskodawców propozycji. Spółki po dokonaniu analizy rozkładu korzyści wynikających z realizacji Projektu w Polsce i w Danii, zawnioskowały o ustalenie wartości kompensaty CBCA w postaci transferu finansowego od Gaz System do Energinet w kwocie zdyskontowanej na koniec 2017 r.: 78,4 mln EUR (niezdyskontowanej: 89,6 mln EUR).

Do wniosku, zgodnie z art. 12 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady UE Nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, uchylającego decyzję Nr 1364/2006/WE oraz zmieniającego rozporządzenia (WE) Nr 713/2009, (WE) Nr 714/2009 i (WE) Nr 715/2009 (Dz. Urz. UE L z 2013 r. Nr 115, poz. 39, z późn. zm.) – dalej: „rozporządzenie 347/2013”, załączono:

- 1) analizę kosztów i korzyści dotyczących projektu, uwzględniającą korzyści poza granicami zainteresowanego państwa członkowskiego, spójną z metodologią opracowaną zgodnie z art. 11 ww. rozporządzenia – tj. dokument pn. „Analiza Kosztów i Korzyści dla projektu Baltic Pipe. Faza przedinwestycyjna projektu” z 26 października 2017 r.;

- 2) plan operacyjny zawierający ocenę opłacalności finansowej projektu, w tym wybrany wariant finansowania, wraz z wynikami badania rynku – tj. dokument pn. „Biznes plan dotyczący projektu Baltic Pipe. Faza przedinwestycyjna projektu” z 26 października 2017 r.;
- 3) uzasadniony wniosek w sprawie transgranicznej alokacji kosztów – tj. dokument pn. „Propozycja Transgranicznej Alokacji Kosztów („CBCA”), projekt Baltic Pipe. Faza przedinwestycyjna Projektu” z 26 października 2017 r.

Wnioskodawcy poinformowali także, iż w dniu 1 czerwca 2017 r. zawarli umowę ramową regulującą zasady ich współpracy w zakresie Projektu Baltic Pipe do momentu podjęcia decyzji inwestycyjnej (pn. „Framework Agreement”), zwanej dalej „umową ramową”. Poświadczoną za zgodność z oryginałem kopię tej umowy przekazano Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: Prezesowi URE) pismem z dnia 14 czerwca 2017 r. znak: PR.511.7.2017.2 (2017–86935), przed wszczęciem przedmiotowego postępowania. Umowa reguluje m.in. zasady dokonywania płatności w związku z realizacją Projektu.

W związku z postanowieniami art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013, kopię wniosku inwestycyjnego Prezes URE przekazał, przy piśmie z dnia 9 listopada 2017 r., znak: DRG.DRG-3.4311.21.2017.MSy, do wiadomości Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER).

Zgodnie z art. 12 ust. 4 rozporządzenia 347/2013 w terminie sześciu miesięcy od daty otrzymania przez zainteresowane krajowe organy regulacyjne ostatniego wniosku w sprawie inwestycji, po konsultacjach z zainteresowanymi projektodawcami, krajowe organy regulacyjne podejmują skoordynowane decyzje w sprawie alokacji kosztów inwestycyjnych, jakie poniosą poszczególne operatorzy systemów przesyłowych w ramach projektu, oraz uwzględnieniu tych kosztów w opłatach taryfowych (...).

Rozpatrzenie przedmiotowego wniosku w sprawie inwestycji wymagało zatem skoordynowania działań organów regulacji Polski i Danii. W tym celu, stosownie do art. 12 ust. 4 rozporządzenia 347/2013, posiłkując się wydanymi przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki wytycznymi Nr 5 z dnia 18 grudnia 2015 r. dotyczącymi postępowania w sprawie wniosków w sprawie inwestycji, z uwzględnieniem wniosków o transgraniczną alokację kosztów w zakresie projektów wspólnego zainteresowania w obszarze energii elektrycznej i gazu (ang. Recommendation No 5/2015 of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 18 December 2015 on good practices for the treatment of the investment requests, including cross-border cost allocation requests for electricity and gas projects of common interest), uzgodniono z DERA sposób koordynacji postępowań, prowadzonych równocześnie w Polsce i w Danii. W szczególności dokonano uzgodnień co do sposobu procedowania, w tym spełnienia wymagań proceduralnych stawianych przez ustawodawstwo krajowe poszczególnych krajów, a także ustaleń odnośnie kompletności wniosku i uzgodnienia potrzeby ewentualnych wezwań do operatorów systemów przesyłowych do jego ewentualnej korekty w celu zapewnienia jego zgodności z rozporządzeniem 347/2013 i przepisami odrębnymi, jak również do przedstawienia dodatkowych informacji niezbędnych dla oceny wniosku. W celu zapewnienia koordynacji działań uzgodniono również sposób wymiany informacji.

Ostatecznie ustalono, że podstawowe elementy, istotne z punktu widzenia regulatorów, przewidziane do zamieszczenia w obu skoordynowanych decyzjach, zostaną wyszczególnione i zaaprobowane w dokumencie podsumowującym, przyjmowanym w formule *Memorandum of Understanding (MoU)*. Treść takiego porozumienia została uzgodniona w dniu 5 lutego 2018 r., co potwierdza pismo DRG.DRG-3.4311.21.2017.MSy z dwoma paraflowanymi egzemplarzami MoU, skierowane do Dyrektora Departamentu Handlu Hurtowego i Przesyłu w Sekretariacie Energitilsynet – będącego jednostką wykonawczą DERA, oraz zwrócony egzemplarz, przez niego paraflowany, który wpłynął do Urzędu w dniu 21 lutego 2018 r. Porozumienie zostało następnie podpisane przez Prezesa URE oraz upoważnionego przedstawiciela regulatora duńskiego DERA.

Zawiadomieniem z dnia 23 lutego 2018 r. nr 3.4311.21.2017.MSy poinformowano Gaz-System o zakończeniu postępowania dowodowego w postępowaniu administracyjnym oraz o możliwości zapoznania się z materiałem dowodowym w terminie do dnia 27 lutego 2018 r. oraz złożenia uwag i dodatkowych wyjaśnień w sprawie. Strona (ani jej pełnomocnik) nie skorzystała z tego uprawnienia.

Rozpatrując przedmiotowy wniosek w sprawie inwestycji ustalono, co następuje.

Jak zostało wskazane w pkt 17 preambuły do rozporządzenia 347/2013, rozporządzenie to ustanawia przepisy dotyczące terminowego rozwoju i interoperacyjności transeuropejskich sieci energetycznych z myślą o osiągnięciu, zapisanych w Traktacie o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE), celów polityki energetycznej zmierzających do zapewniania funkcjonowania rynku wewnętrznego energii oraz bezpieczeństwa dostaw w Unii, wspierania efektywności energetycznej i oszczędności energii oraz rozwoju nowych i odnawialnych źródeł energii, a także wspierania połączeń międzysystemowych między sieciami energetycznymi.

W rozporządzeniu 347/2013 ustanowiono nowe ramy planowania infrastruktury i realizacji projektów na okres do 2020 r. i później. Określa się w nim dziewięć priorytetowych korytarzy w dziedzinie energii elektrycznej, gazu i ropy naftowej oraz trzy priorytetowe obszary infrastruktury na rzecz autostrad elektroenergetycznych, inteligentnych sieci oraz sieci przesyłania dwutlenku węgla, a także ustanawia się przejrzysty i partycypacyjny proces wskazywania konkretnych projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PWZ). Projekty uznane za PWZ odniosą korzyści z przyspieszonych i usprawnionych procedur wydawania pozwoleń, usprawnionego rozpatrywania przez organy regulacyjne oraz – o ile to właściwe – wsparcia finansowego w ramach instrumentu „Łącząc Europę”.

Rozporządzenie 347/2013 definiuje w art. 2 pkt 4 „projekt będący przedmiotem wspólnego zainteresowania” jako projekt niezbędny do realizacji priorytetowych korytarzy i obszarów infrastruktury energetycznej określonych w załączniku I oraz znajdujący się na unijnej liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania, o której mowa w art. 3 tego rozporządzenia. Pojęcie „projektodawcy” zaś, zgodnie z art. 2 pkt 6 tego rozporządzenia, oznacza w szczególności operatora systemu przesyłowego opracowującego projekt będący przedmiotem wspólnego zainteresowania.

Zgodnie z art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013, niezwłocznie po osiągnięciu odpowiedniego stopnia zaawansowania przez taki projekt, projektodawca przedkłada wniosek w sprawie inwestycji po konsultacji z operatorami systemów przesyłowych z państw członkowskich, którym

projekt przynosi znaczące pozytywne skutki netto. Taki wniosek w sprawie inwestycji obejmuje wniosek o transgraniczną alokację kosztów i jest przedkładany wszystkim zainteresowanym krajowym organom regulacyjnym oraz towarzyszy mu:

- a) dotycząca danego projektu analiza kosztów i korzyści spójna z metodologią opracowaną zgodnie z art. 11 oraz uwzględniająca korzyści poza granicami zainteresowanego państwa członkowskiego;
- b) plan operacyjny zawierający ocenę opłacalności finansowej projektu, w tym również wybrany wariant finansowania, a w przypadku projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania należących do kategorii określonej w załączniku II pkt 2 – wyniki badań rynku; oraz
- c) jeżeli projektodawcy dojdą do porozumienia, uzasadniony wniosek z propozycją transgranicznej alokacji kosztów.

Rozporządzenie 347/2013 wskazuje przy tym, że jeżeli projektodawców jest kilku, wówczas wniosek w sprawie inwestycji składają wspólnie.

Stosownie do postanowień art. 12 ust. 4 rozporządzenia 347/2013 w terminie sześciu miesięcy od daty otrzymania przez zainteresowane krajowe organy regulacyjne ostatniego wniosku w sprawie inwestycji, po konsultacjach z zainteresowanymi projektodawcami, krajowe organy regulacyjne podejmują skoordynowane decyzje w sprawie alokacji kosztów inwestycyjnych, jakie poniosą poszczególni operatorzy systemów przesyłowych w ramach projektu, oraz uwzględnieniu tych kosztów w opłatach taryfowych. Krajowe organy regulacyjne mogą zadecydować o alokacji jedynie części kosztów lub o alokacji kosztów w ramach pakietu większej liczby projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania.

W decyzji o transgranicznej alokacji kosztów uwzględniane są koszty i korzyści związane z projektami w zainteresowanych państwach członkowskich o charakterze gospodarczym, społecznym i środowiskowym, a także ewentualne potrzeby w zakresie wsparcia finansowego.

Podejmując decyzję o transgranicznej alokacji kosztów odpowiednie krajowe organy regulacyjne, w porozumieniu z zainteresowanymi operatorami systemów przesyłowych, dążą do osiągnięcia porozumienia między innymi w oparciu o informacje określone w ust. 3 lit. a i b rozporządzenia.

Uwzględniając rozporządzenie 347/2013 Komisja Europejska wydała rozporządzenie delegowane Komisji (UE) Nr 1391/2013 z dnia 14 października 2013 r. zmieniające Rozporządzenie (UE) Nr 347/2013 – dalej: „rozporządzenie Nr 1391/2013”, ustanawiające unijną listę projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (lista unijna). Na liście tej w cz. 8 »Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu« w szczególności znalazł się projekt nr 8.3 określony jako Połączenie Międzysystemowe „Baltic Pipe” między Polską a Danią. Na mocy rozporządzenia Nr 1391/2013 ww. projekt otrzymał status projektu wspólnego zainteresowania.

Status ten został utrzymany w kolejnych rozporządzeniach delegowanych Komisji UE zmieniających rozporządzenie 347/2013, wprowadzających drugą oraz trzecią listę PCI, tj. w rozporządzeniu nr 2016/89 z dnia 18 listopada 2015 r. (2. lista projektów) oraz w aktualnym

rozporządzeniu z dnia 23 listopada 2017 r. (trzecia lista projektów) i jest utrzymywany do chwili obecnej.

Rozpatrując przedmiotowy wniosek dotyczący realizacji projektu będącego przedmiotem wspólnego zainteresowania zważono, co następuje.

OGP Gaz-System S.A. z siedzibą w Warszawie wraz z przedsiębiorcą Energinet z siedzibą w m. Fredericia (Dania) uzgodnili budowę międzysystemowego połączenia gazowego „Baltic Pipe” między Polską a Danią. Następnie złożyli do Prezesa URE oraz organu regulacji energetyki Danii (DERA) wspólny wniosek w sprawie inwestycji, obejmujący Projekt Baltic Pipe. Analizując wniosek dokonano następujących ustaleń.

Ustalono, iż Wnioskodawcy są przedsiębiorstwami zamierzającymi realizować projekt, należący do kategorii określonej w załączniku II pkt 2 do rozporządzenia 347/2013. Projekt ten w dniu złożenia wniosku, tj. 27 października 2017 r., na mocy rozporządzenia Komisji UE Nr 2016/89 z dnia 18 listopada 2015 r., znajdował się na liście *projektów wspólnego zainteresowania*. Powyższy status Projekt ten utrzymał w aktualnym rozporządzeniu Komisji UE z dnia 23 listopada 2017 r.

Przedmiotowy wniosek inwestycyjny dotyczy spraw z zakresu kompetencji Prezesa URE i organu regulacji energetyki Danii, wymagających wydania skoordynowanych decyzji odnośnie transgranicznej alokacji części kosztów przez obydwie organy. W niniejszej kwestii zastosowanie znajdują przepisy art. 12 rozporządzenia 347/2013 oraz art. 23 ust. 2 pkt 2 i 3 lit. c oraz art. 30 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Z uwagi na art. 1 pkt 1, art. 19, art. 20 i art. 28 Kodeksu postępowania administracyjnego w związku z art. 23 ust. 2 pkt 2 i 3 lit. c oraz art. 30 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE może kształtować prawa i obowiązki jednego z Wnioskodawców, tj. Gaz-Systemu. Spółka ta regulowana jest przez prawo polskie, w szczególności ustawę – Prawo energetyczne i przepisy wykonawcze do tej ustawy, i przez to mieści się we właściwości Prezesa URE. W konsekwencji wydana przez Prezesa URE decyzja o transgranicznej alokacji kosztów może w sposób wiążący rozstrzygać co do wielkości kosztów uzasadnionych, uwzględnianych w procesie taryfowania, jedynie w odniesieniu do Gaz-Systemu.

Należy mieć na uwadze, że także rozporządzenie 347/2013 nie daje krajowym regulatorom prawa do wydawania wiążących decyzji wobec operatorów z innych państw członkowskich. Rozporządzenie to nie mówi również o jednakowej treści decyzji regulatorów w sprawie alokacji kosztów, lecz stanowi w art. 12 ust. 4 o „skoordynowanych decyzjach w sprawie alokacji kosztów inwestycyjnych, jakie poniosą poszczególni operatorzy systemów przesyłowych w ramach projektu, oraz uwzględnieniu tych kosztów w opłatach taryfowych”. Zatem przyjąć należy, że ze względu na zakres swojej właściwości, regulator danego kraju, uwzględniając postanowienia zawarte w porozumieniu regulatorów dotyczącym danego wniosku inwestycyjnego (o którym mowa w art. 12 ust. 4 i ust. 6 tego rozporządzenia), podejmuje decyzję w sprawie alokacji kosztów odnośnie operatora podlegającego jego właściwości. Inne podejście negowałoby sens „osiągania porozumienia” między zainteresowanymi krajowymi organami regulacyjnymi, w sprawie danego wniosku inwestycyjnego, złożonego przez operatorów z różnych krajów.

Odnosząc się do treści wniosku w sprawie inwestycji należy stwierdzić, że analiza projektu objętego tym wnioskiem prowadzi do wniosku, że w odniesieniu do jednego z jego elementów – tj.

gazociągu podmorskiego, zlokalizowanego w obszarze Morza Bałtyckiego, pomiędzy terytorium lądowym Polski i Danii wskazanego w pkt III ppkt 2 lit. A) osnowy niniejszej decyzji – nie dokonano ostatecznego ustalenia przebiegu trasy i wskazano szacunkowe długości tego gazociągu.

W tej kwestii zauważyć należy, że w art. 12 ust. 3 rozporządzenia 347/2013 mowa jest o projekcie o „odpowiednim stopniu zaawansowania”, a nie o projekcie w pełni domkniętym. W tym kontekście określenie zakresu Projektu w złożonym wniosku jest wystarczające do uznania, że osiągnął on odpowiednią dojrzałość w kontekście zakończenia postępowania w sprawie transgranicznej alokacji kosztów. Podejście to jest zgodne z celami stojącymi za wydaniem rozporządzenia 347/2013. Co także istotne wniosek jest zgodny z planem rozwoju Gaz Systemu pn. *„Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2018 – 2027”*, uzgodnionym przez Prezesa URE pismem z dnia 13 października 2017 r. znak: DRG.DRG-3.4311.1.2017.RTu. Plan ten zakłada m.in. realizację zadań inwestycyjnych wchodzących w skład Projektu w terminie do 2022 r., tak aby umożliwić rozpoczęcie świadczenia usług przesyłania gazu w oparciu o przedmiotową infrastrukturę od dnia 1 października 2022 r. Również samo rozporządzenie 347/2013 zakłada elastyczne podejście do wiążącego charakteru zakresu rzeczowego projektów wspólnego zainteresowania, zawartych na liście unijnej, nadając priorytet realizacji celów będących następstwem wdrożenia wskazanych projektów. Zgodnie bowiem z art. 7 ust. 1 rozporządzenia 347/2013 przyjęcie listy unijnej oznacza, do celów wszelkich decyzji wydanych w ramach procesu wydawania pozwoleń, że „projekty te są niezbędne z punktu widzenia polityki energetycznej, bez uszczerbku dla dokładnej lokalizacji, przebiegu tras lub technologii zastosowanej w projekcie”.

O dojrzałości projektu świadczy w szczególności jego zwymiarowanie z punktu widzenia strony kosztowej. Poza oszacowaniem wartości nakładów (CAPEX) jego poszczególnych elementów (p. III osnowy decyzji) przedłożony wniosek wskazuje koszty o szacowanej łącznej wartości 117,6 milionów EUR, ponoszone w razie ewentualnego porzucenia aktywów projektu Baltic Pipe w przyszłości (ABEX). Koszty te, w wysokości 67,5 milionów EUR i 50,1 milionów EUR poniosą odpowiednio Energinet i Gaz System. Przedłożony wniosek zawiera również projekcję kosztów operacyjnych (OPEX), których średnioroczny szacunkowy poziom w latach 2022 – 2042, zgodnie z przedstawioną przez wnioskodawców analizą, wynosi 49,5 milionów EUR. Szacuje się, że kwotę w wysokości 10,2 milionów EUR będzie ponosił Energinet, a w wysokości 39,3 milionów EUR Gaz System.

Odnosząc się do zaawansowania Projektu należy wskazać, że fakt ten został wystarczająco uzasadniony we wniosku. Z treści wniosku wynika, że opracowane zostało techniczne studium wykonalności projektu, na podstawie którego oszacowano jego koszty inwestycyjne. Ponadto dwaj Wnioskodawcy w umowie ramowej dokonali podziału odpowiedzialności za realizację poszczególnych elementów projektu co do ich realizacji, wdrożenia, uruchomienia i obsługi, oraz opracowali szczegółowy harmonogram realizacyjny. Oznacza to, że całkowite koszty inwestycyjne Projektu zostały oszacowane oraz określono role podmiotów uczestniczących w jego realizacji, a także uzgodniono sekwencję planowanych działań.

Na obecnym etapie znane jest także faktyczne zainteresowanie wykorzystaniem Projektu. Wniosek informował o zakończeniu I fazy procedury Open Season, która potwierdziła wysokie zainteresowania rynku Projektem⁶.

Ponadto sam wniosek został jednoznacznie zdefiniowany pod kątem doboru poszczególnych elementów infrastruktury, usytuowania zasadniczych elementów tej infrastruktury, wymiarowania i powiązania z systemami gazowymi Polski, Danii i Norwegii. Wszystko to umożliwiło przypisanie kosztów Projektu obu Wnioskodawcom. Określono również szczegółowy plan realizacji, wskazujący terminy wdrażania poszczególnych etapów dla elementów projektu ujętych we wniosku wraz z zakończeniem fazy budowy po stronie polskiej i duńskiej oraz oddania projektu do użytku.

W kwestii kompletności przedmiotowego wniosku, stwierdzić należy, że wspólny wniosek sprawie inwestycji, zawiera wszystkie elementy wymagane na mocy rozporządzenia 347/2013 oraz przepisów odrębnych, pozwalające na wydanie niniejszej decyzji.

Przedmiotowy wniosek o transgraniczną alokację kosztów obejmuje w szczególności następujące elementy:

- 1) analizę kosztów i korzyści dotyczących projektu, uwzględniającą korzyści poza granicami zainteresowanego państwa członkowskiego, spójną z metodologią opracowaną zgodnie z art. 11 ww. rozporządzenia (CBA);
- 2) plan operacyjny zawierający ocenę opłacalności finansowej projektu, w tym wybrany wariant finansowania, wraz z wynikami badania rynku;
- 3) uzasadniony wniosek w sprawie transgranicznej alokacji kosztów (CBCA).

Ad 1) Analiza kosztów i korzyści została przeprowadzona zgodnie z zestandaryzowaną metodologią dotyczącą projektów wspólnego zainteresowania opublikowaną przez ENTSG. (ang. ENTSG's Draft Cost-Benefit Analysis Methodology). Ramy ww. metodologii określone są w rozporządzeniu 347/2013.

Analiza kosztów i korzyści zawarta w przedłożonym Prezesowi URE wniosku inwestycyjnym zawiera istotne informacje o Projekcie, w tym m.in. informacje o wskaźnikach jakościowych, tj.: ekonomicznej wartości bieżącej netto (ENPV), ekonomicznej wewnętrznej stopie zwrotu (ERR) oraz relacji korzyści do kosztów (B/C), gdzie poprzez koszt rozumiane są nakłady inwestycyjne poniesione na realizację Projektu, koszty operacyjne oraz inne koszty. Przedstawione we wniosku wskaźniki pozwalają na ostateczne określenie wartości ekonomicznej Projektu oraz umożliwiają porównanie ze sobą kilku projektów. Analiza kosztów i korzyści zawiera również analizę jakościową oraz ilościową korzyści ekonomicznych generowanych przez Projekt.

Ustalono, iż projekt wskazany we wniosku inwestycyjnym generuje pozytywne skutki netto w obydwu krajach, w których ma być zlokalizowany, a także w Szwecji. Potwierdza to fakt, że przedstawiona w analizie ekonomiczna wartość bieżąca Projektu daje pozytywne rezultaty zarówno dla Polski, Danii jak i Szwecji. Zdyskontowane wskaźniki efektywności ekonomicznej wskazują, że ekonomiczna wartość bieżąca Projektu osiągnie na poziomie ogólnym, wartość

⁶ Fakt ten potwierdza również komunikat rynkowy PGNiG S.A. o podpisaniu umów przesyłowych z Wnioskodawcami na przesyłanie gazu ziemnego gazociągami Baltic Pipe na okres 15 lat.

dodatnią ENPV w wysokości 1 013 mln EUR. Jak wynika z przeprowadzonej analizy przez Wnioskodawców, Projekt jest opłacalny ekonomicznie dla wszystkich zaangażowanych krajów. Głównym beneficjentem korzyści wynikających z realizacji Projektu będzie przede wszystkim Polska – 67 % ogólnego ENPV (682 mln EUR), jednakże wymierne korzyści osiągnie również Dania – 28 % ogólnego ENPV (281 mln EUR) i Szwecja – 5 % ogólnego ENPV (50 mln EUR).

Zatem tylko w Polsce i Danii generowana jest wartość korzyści przekraczająca 10 % próg wyznaczony w pkt 2.6 Rekomendacji ACER 05/2015. Tym samym, wyłącznie te dwa kraje podlegały dalszym analizom na potrzeby ustalenia wartości kompensaty CBCA. Tylko 5 % łącznej wartości korzyści netto wynikających z realizacji Projektu ma powstać w Szwecji i jest to udział wyraźnie poniżej 10 % progu wyznaczonego przez ACER, co skutkuje wyłączeniem Szwecji z analiz na potrzeby ustalenia kompensaty CBCA.

Ad 2) W celu przedstawienia opinii na temat rentowności finansowej Projektu i ustalenia ewentualnej potrzeby zewnętrznego wsparcia finansowego (np. w postaci dotacji UE) do wniosku inwestycyjnego załączony jest Biznesplan z analizą finansową Projektu. Przeprowadzona przez Wnioskodawców analiza rentowności finansowej Projektu osadzona jest na ocenie – na poziomie ogólnym Projektu i na poziomie Wnioskodawców – zestawu wskaźników rentowności finansowej, tj. finansowej wartości bieżącej netto (FNPV), finansowej wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji (FIRR) oraz stosunku kosztów i korzyści finansowych (FB/C). Jak wskazano w przedmiotowym wniosku analiza ta została przeprowadzona zgodnie z metodyką ENTSOG ESW CBA z dnia 13 lutego 2015 r. oraz z „Przewodnikiem po analizie kosztów i korzyści projektów inwestycyjnych” z grudnia 2014 r.

Zgodnie z ww. metodyką ESW CBA, do kalkulacji zestawu wskaźników rentowności finansowej zastosowano finansową stopę dyskonta, która „odzwierciedla środowisko finansowe Projektu i koszt kapitału”. Jak wynika z Biznesplanu stopa dyskonta finansowego wynosi 4,0 %⁷ dla części Projektu po stronie Energinet oraz 5,9 %⁸ dla pozostałej części Projektu po stronie Gaz-System. Stopę dyskonta finansowego dla całego Projektu oszacowano jako średnią wszystkich stóp dyskontowych obu części Projektu na poziomie ok. 4,9 %.

Przedstawiona we wniosku inwestycyjnym analiza finansowa wskazuje, że Projekt (ogółem) na poziomie zagregowanym wykazuje finansową wartość bieżącą netto FNPV⁹ wynoszącą (-) 340 mln EUR; finansowa wewnętrzna stopa zwrotu inwestycji FIRR przyjmuje wartość 2,1 %, a stosunek kosztów i korzyści finansowych FB/C osiąga wartość 0,82. Część Projektu po stronie Energinetu wykazuje finansową wartość bieżącą netto FNPV wynoszącą 136 mln EUR; finansowa wewnętrzna stopa zwrotu inwestycji FIRR przyjmuje wartość 5,4 %, a stosunek kosztów i korzyści finansowych FB/C osiąga wartość 1,15.¹⁰ Część Projektu po stronie Gaz-Systemu wykazuje finansową wartość bieżącą netto FNPV wynoszącą (-) 475 mln EUR, finansowa wewnętrzna stopa zwrotu inwestycji ma wartość (-) 2,4 %, a stosunek kosztów i korzyści finansowych FB/C osiąga wartość 0,53.

⁷ Zgodnie z wytycznymi od duńskiego Ministerstwa Finansów.

⁸ Odpowiada dotychczasowemu wskaźnikowi WACC.

⁹ Wskaźnik ten wyrażony jest w postaci zdyskontowanej na koniec 2017 r.

¹⁰ Energinet planuje w pełni sfinansować swoją część Projektu poprzez zaciągnięcie długu. We wniosku inwestycyjnym przyjmuje się, że na realizację tej części Projektu zostanie uzyskany kredyt o kosztach zbliżonych do kosztów długoterminowych duńskich obligacji skarbowych.

Co do zasady - luka w finansowaniu określa poziom niepokrytych wydatków kwalifikowalnych, stanowiących podstawę ustalenia poziomu dofinansowania, który z jednej strony gwarantuje, że projekt będzie miał wystarczające zasoby finansowe na jego realizację, z drugiej zaś pozwala uniknąć przyznania nienależnych korzyści, czyli finansowania projektu w wysokości wyższej niż jest to konieczne (tzn. zapewniającej rentowność projektu na poziomie wyższym niż zwykle oczekiwana rentowność).

Luka w finansowaniu występuje, gdy całkowite zdyskontowane koszty TOTEX Projektu, obejmujące nakłady CAPEX z okresu jego budowy, nakłady ABEX¹¹ i koszty operacyjne OPEX w zakładanym okresie funkcjonowania Projektu (tutaj 20 lat), przewyższają sumę zdyskontowanych przychodów z Projektu i jego wartości końcowej (tzw. rezydualnej). Wielkość luki finansowej jest równa różnicy wskazanych wielkości. Zatem ewentualna luka w finansowaniu oznacza tę część zdyskontowanych nakładów inwestycyjnych poniesionych na realizację inwestycji, która nie znajdzie pokrycia w sumie zdyskontowanych dochodów z inwestycji w zakładanym okresie funkcjonowania Projektu i jego wartości końcowej.

Zatem z uwagi na fakt, że część Projektu po stronie Gaz-System jest nierentowna z finansowego punktu widzenia i występuje luka w finansowaniu, wskazana została potrzeba zapewnienia zewnętrznej pomocy finansowej, aby możliwe było osiągnięcie neutralnych wskaźników efektywności finansowej projektu. Jak wynika z wniosku inwestycyjnego, Gaz-System oczekuje, że 70 % kosztów inwestycji związanych z polską częścią Projektu będzie pokrytych z jego kapitału własnego, zaś pozostała część nakładów inwestycyjnych będzie pokryta przez zewnętrzne wsparcie finansowe (np. w postaci dotacji UE), aby zwiększyć rentowność kapitału własnego Gaz-System. Gaz-System planuje zatem pozyskanie zewnętrznego wsparcia finansowego na realizację prac budowlanych w wysokości min. 30 % CAPEX. Przy takich założeniach możliwe jest osiągnięcie neutralnych wskaźników efektywności finansowej projektu, przy zakładanym wzroście stawek przesyłowych na dopuszczalnym poziomie.

Alternatywnym rozwiązaniem w przypadku braku zapewnienia ww. zewnętrznego wsparcia finansowego byłby wzrost stawek taryfowych ponad obecnie zakładane poziomy, dofinansowanie z użyciem dedykowanej dotacji krajowej lub redukcja programu inwestycyjnego w ciągu najbliższych dziesięciu lat poprzez przesunięcie części planowanych inwestycji na późniejsze okresy.

Odnosząc się do kwestii większego wzrostu stawek taryfowych zauważyć należy, że taka możliwość została już zasadniczo wyczerpana. Polska ma obecnie jedne z najwyższych stawek za usługę przesyłania paliw gazowych w Europie, w związku z czym należy ograniczać ich dalszy wzrost, biorąc oczywiście pod uwagę potrzebę zapewnienia długookresowej maksymalizacji efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczania. Powyższe miało też wpływ na proces uzgodnienia aktualnie obowiązującego planu rozwoju Gaz-System.

¹¹ Nakłady ABEX stanowią wydatki z tytułu zaniechania, które – zgodnie z wnioskiem inwestycyjnym – są objęte rezerwą utworzoną z góry przez Wnioskodawców. Zarezerwowane kwoty nakładów ABEX zostaną wykorzystane do właściwego demontażu i utylizacji aktywów Projektu po zakończeniu okresu jego życia, po podjęciu decyzji o zamknięciu i porzuceniu Projektu.

Ww. okoliczności prowadzą do wniosku, że brak zewnętrznego wsparcia finansowego dla projektów Gaz-Systemu może prowadzić do przenoszenia poszczególnych projektów poza horyzont 2018 - 2027, tak aby skutki taryfowe w okresie najbardziej newralgicznym, z uwagi na przewidywane spiętrzenie zadań, były minimalizowane. W związku z powyższym realne jest zagrożenie – przy braku dofinansowania przedmiotowego projektu ze środków zewnętrznych (w tym w szczególności unijnych) – przesunięcia w czasie lub całkowite zaniechanie niektórych inwestycji zawartych w planie rozwoju Gaz-System.

Ad 3) Zawartą we wniosku w sprawie inwestycji propozycję transgranicznej alokacji kosztów Wnioskodawcy oparli o analizę dystrybucji korzyści pomiędzy krajami, mierzącej wartości korzyści na jednostkę wydatków związanych z realizacją Projektu w każdym z krajów. W tym celu opracowali cztery wskaźniki, którym przypisali odpowiednie wagi. Kalkulacje te doprowadziły Wnioskodawców do ustalenia, że pojedynczy, „uzasadniony”, z punktu widzenia wyrównania rozkładu korzyści w Polsce i w Danii, transfer pieniężny powinien wynosić 78,7 mln EUR (wartość zdyskontowana na koniec 2017 r.) i powinien być wypłacony przez Gaz-System do Energinet. Wartość niezdyskontowana tej kompensaty wynosi 89,9 mln EUR.

Jednocześnie, zgodnie z zapisami umowy ramowej dotyczącej podziału finansowania nakładów inwestycyjnych na TG Zealand, Gaz-System ma sfinansować nakłady inwestycyjne na tę tłocznice do kwoty 78,4 mln EUR (wartość zdyskontowana na koniec 2017 r.). Wartość niezdyskontowana tej kwoty wynosi 89,6 mln EUR.

Ostatecznie, w złożonym wniosku, Spółki wnioskuje o ustalenie kompensaty w kwocie 78,4 mln EUR (wartość zdyskontowana na koniec 2017 r.)

Wnioskodawcy zauważają ponadto, że oprócz zmonetyzowanych korzyści, realizacja projektu Baltic Pipe przyniesie wiele innych korzyści, które trudno określić przy pomocy mierzalnych efektów finansowych. Te niespieniężone korzyści ekonomiczne mają znaczący wpływ na poprawę funkcjonowania rynku gazu w regionie oraz bezpieczeństwo dostaw. Korzyści te możemy podzielić na następujące grupy: (i) ogólne korzyści wynikające z Projektu, (ii) korzyści z Projektu dla Polski oraz (iii) korzyści z Projektu dla Danii i Szwecji.

Ogólne korzyści wynikające z projektu, w głównej mierze, dotyczą zgodności projektu Baltic Pipe z wytycznymi UE dotyczącymi polityki energetycznej. Należą do nich m. in.:

- utworzenie wewnętrznego rynku energii:
 - a) projekt Baltic Pipe stanowi część Korytarza Północ-Południe i Planu Połączenia Bałtyckich Rynków Energetycznych (BEMIP) stanowiących jeden z priorytetów rozwoju infrastruktury energetycznej określonych przez UE,
 - b) projekt ten dzięki zapewnieniu dodatkowych źródeł dostaw gazu, ma spowodować integrację rynków gazu oraz pobudzenie wymiany handlowej w regionie CEE/CSE¹², co ma przyczynić się do poprawy konkurencyjności rynku oraz bezpieczeństwa dostaw gazu w tych regionach.
- wzmocnienie solidarności energetycznej państw członkowskich UE;

¹² CEE/CSE rozumiane jako kraje: Estonia, Łotwa, Litwa, Republika Czeska, Słowacja, Węgry, Polska, Rumunia, Bułgaria, Słowenia, Chorwacja, Serbia, Ukraina.

zmniejszenie ryzyka niedoboru i potencjalnych zakłóceń w dostawie gazu; w przypadku zakłóceń w dostawie gazu z obecnych źródeł możliwe będzie zwiększenie dystrybuowanego gazu do Polski, Danii i Szwecji co przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego w tych krajach.

– wzmocnienie zrównoważonego rozwoju rynku gazu:

w związku z powstaniem nowego źródła gazu oraz dzięki potencjalnemu obniżeniu regionalnych różnic cen gazu wdrożenie projektu Baltic Pipe może przyczynić się do promowania zwiększonego zużycia gazu jako paliwa końcowego, np. do produkcji energii.

Realizacja projektu Baltic Pipe może rozwiązać problemy Polski w zakresie bezpieczeństwa dostaw i jakości rynku gazu. Do głównych korzyści dla Polski wynikających z wdrożenia ww. Projektu można zaliczyć:

– dywersyfikację dostaw gazu do Polski:

- a) obecnie głównym źródłem dostaw gazu na rynek polski (a także w regionie CEE/CSE) jest Rosja (główny kierunek przepływu gazu to wschód – zachód); w wyniku realizacji projektu Baltic Pipe Polska zyska nowe źródło i trasę dostaw gazu dzięki czemu wzmocni swoją niezależność od dostaw gazu tylko z kierunku wschodniego, a ponadto zwiększy integrację rynku polskiego z rynkami gazu w regionie CEE/CSE, – zwiększona dywersyfikacja kierunków dostaw gazu jest jednym z bezpośrednich i strategicznych celów realizacji projektu Baltic Pipe,
- b) realizacja projektu umożliwi regionalnym rynkom zakup gazu ziemnego z kierunku norweskiego; obecnie w polskim koszyku dostaw ten kierunek nie występuje,
- c) projekt Baltic Pipe może przyczynić się do zasadniczej zmiany struktury przepływu gazu w regionie (Północ-Południe), wspierając przy tym powstanie regionalnego węzła gazowego.

– zwiększenie możliwości przetargowych z dotychczasowymi dostawcami gazu:

- a) wobec zwiększonej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, pozycja negocjacyjna wobec dostawców z kierunku wschodniego odnośnie negocjacji umów na dostawy gazu może znacząco wzrosnąć; jednym z argumentów byłaby bowiem możliwość zmiany głównego kierunku dostaw gazu na Norwegię, obecnie największego konkurenta Federacji Rosyjskiej pod względem ilości gazu dostarczanego sieciami do Europy,
- b) zwiększenie dywersyfikacji gazu do Polski może przyczynić się także do możliwości negocjacji lepszych warunków umów na dostawy gazu LNG,
- c) konsekwencją uzyskania lepszych warunków na dostawy gazu do Polski może być obniżka lub zwiększenie elastyczności cen gazu na rynku polskim.

– zwiększoną jakość rynku:

- a) ze względu na zwiększone bezpieczeństwo dostaw, konkurencyjność i potencjalne nadwyżki gazu na rynku projekt Baltic Pipe może stanowić czynnik pobudzający wzrost obrotów, płynność rynku, a nawet innych gazociągowych połączeń pomiędzy Polską a regionem CEE/CSE,

- b) ww. Projekt może być podstawą nowego węzła w regionie CEE/CSE, gdzie obecnie istnieją sprawne działające połączenia międzysystemowe; konsekwencją tego może być skuteczne sprzedawanie gazu po konkurencyjnych cenach na tych rynkach,
- c) projekt Baltic Pipe wpisuje się w wspieraną przez ACER wizję europejskiego rynku gazowego, składającego się z mocnych i elastycznych węzłów regionalnych.

Realizacja projektu Baltic Pipe przyniesie również wymierne korzyści dla Danii i Szwecji. Do głównych korzyści jakościowych wynikających z wdrożenia ww. Projektu na rynkach duńskim i szwedzkim możemy zaliczyć:

– zwiększenie roli Danii jako kraju tranzytowego:

- a) według prognoz promotorów projektu wolumen gazu przesyłanego przez duńską sieć przesyłową powinien wynieść 347 % popytu na gaz w Danii w 2023 r.,
- b) przesyłany przez Danię gaz z Norwegii będzie miał istotne znaczenie dla regionu CEE/CSE, ponieważ będzie on stanowił instrument zwiększania niezależności energetycznej i siły przetargowej krajów tych regionów wobec obecnie dominującego dostawcy gazu; dzięki swojej roli w projekcie Dania może pomóc krajom w regionie CEE/CSE w zwiększaniu bezpieczeństwa dostaw,
- c) korzyści finansowe wynikające ze zwiększenia wolumenu gazu ziemnego przesyłanego przez duńską sieć gazową mogą zostać wykorzystane do obniżenia poziomu stawek taryfowych na rzecz dotychczasowych użytkowników duńskiej sieci przesyłowej, tj. użytkowników krajowych w Danii oraz szwedzkich importerów gazu.

– dywersyfikacja dostaw gazu do Danii i Szwecji:

- a) realizacja projektu Baltic Pipe może dodać dwa nowe źródła i trasy dostaw gazu na duński i szwedzki rynek gazu; obecnie jedynym źródłem dostaw gazu na rynek duński i szwedzki są Niemcy,
- b) możliwość pozyskania gazu ziemnego z alternatywnego źródła po niższych niż dotychczas cenach.

W ramach analizy ekonomicznej Projektu ustalono, iż istnieją trzy główne zewnętrzne efekty społeczno-ekonomiczne wynikające z realizacji projektu Baltic Pipe, do których należą:

- uniknięte koszty zakupu gazu (SCoGS),
- uniknięte koszty transportu gazu (SCoGT),
- uniknięte koszty przerw w dostawach gazu (SCoGD).

Proces zmonetyzowania powyższych efektów społeczno-ekonomicznych wykonany został na poziomie zaangażowanych krajów i Szwecji.

Uniknięcie kosztów zakupu gazu w tych krajach będzie możliwe dzięki dywersyfikacji źródeł i tras dostaw gazu (zakup gazu po niższej niż dotychczas cenie). W przypadku Danii wartość ogólnych korzyści w latach 2022 - 2042 wynikających z uniknięcia kosztów zakupu gazu wyniesie 130 mln EUR. Korzyści te pojawiają się w IV kwartale 2022 r. i po roku 2029. W okresie od 2023 r. do 2029 r. duńska produkcja krajowa jest w stanie zaspokoić lokalny popyt na gaz. W Polsce

korzyści wynikające z SCoGS pojawią się natychmiast po uruchomieniu projektu Baltic Pipe. Całkowite wartości oszczędności w latach 2022 - 2042 w wyniku unikniętych kosztów SCoGS wyniosą w Polsce 2 027 mln EUR. W przypadku Szwecji, głównym czynnikiem wpływającym na SCoGS jest spadek stawek taryfowych w Danii, który stanowi bezpośrednią konsekwencję implementacji projektu Baltic Pipe. Łącznie dla całego Projektu SCoGS wyniosą 2 158 mln EUR, z czego większość oczekiwanych korzyści (94 %) zmaterializowałaby się w Polsce.

Efekt zewnętrzny w postaci unikniętych kosztów transportu gazu (SCoGT) mierzy potencjalnie łączne oszczędności związane z transportem gazu, który mogą zostać uzyskane w przypadku realizacji projektu Baltic Pipe. Wartości ww. efektu zewnętrznego oparto na wolumenie krajowego popytu na gaz ziemny w poszczególnych krajach oraz różnicy w kosztach transportu „bez Projektu” i z „Projektem”. SCoGT stanowi główny czynnik wpływający na korzyści społeczno-ekonomiczne w Danii. Całkowita wartość oszczędności w wyniku uniknięcia kosztów transportu gazu (poprzez obniżkę poziomu stawek taryfowych) w latach 2022 - 2042 wyniosą w tym kraju 420 mln EUR. Szacuję się, że średnie jednostkowe oszczędności na kosztach transportu gazu w całym badanym okresie wyniosą ok. 0,94 EUR/MWh.

W przypadku Polski, koszty transportu gazu po realizacji Projektu będą większe niż przed realizacją tego Projektu. Wynika to z faktu, iż wdrożenie ww. Projektu może doprowadzić do wzrostu kosztów transportu gazu w polskim systemie przesyłowym, o ok. 0,45 EUR/MWh w całym analizowanym okresie. Korzyści związane z uniknięciem kosztów transportu gazu w Szwecji związane będą z obniżką stawek taryfowych w Danii, jednakże w związku z realizacją terminalu LNG w Goteborgu szacuję się, że wartość SCoGT w tym kraju zmniejszy się, co przełoży się na średni spadek kosztów transportu w tym okresie o 0,94 EUR/MWh. Łącznie potencjalne koszty społecznoekonomiczne dla wszystkich krajów wynikające z SCoGT mogą wynieść (-) 2 364 mln EUR, co związane jest z ujemną wartością SCoGT w Polsce.

Całkowite korzyści związane z uniknięciem kosztów przerw w dostawie gazu (SCoGD) wyniosą w Polsce 2 335 milionów EUR. W przypadku zaistnienia przerw w dostawach gazu z kierunku wschodniego, wdrożenie projektu Baltic Pipe pozwoli na pokrycie większości niepokrytego dziennego popytu na gaz w tym kraju. Zgodnie z podejściem Energinet efekt SCoGD nie był obliczany dla Danii i Szwecji w związku z tym, iż oba te kraje do tej pory nie odnotowały przerw w dostawie gazu oraz w przyszłości nie przywidują takiego ryzyka.

Odnosząc się do powyższych efektów społeczno-ekonomicznych w badanych krajach, zauważyć należy, że SCoGS i SCoGD pozostają kluczowymi efektami zewnętrznymi projektu Baltic Pipe, które wywołują korzyści społeczno-ekonomiczne w Polsce. W Danii i Szwecji natomiast większość korzyści społeczno-ekonomicznych wynika z SCoGT.

Podsumowując powyższe ustalenia stwierdzić należy, iż wnioskodawcy spełnili wymagania wynikające z rozporządzenia 347/2013 oraz przepisów odrębnych, w szczególności dotyczące dojrzałości projektu objętego wnioskiem i zawartości samego wniosku, pozwalające na wydanie przedmiotowego rozstrzygnięcia.

Uznać zatem należy, że złożony wniosek inwestycyjny dotyczący Projektu Baltic Pipe spełnia wymogi formalne w szczególności w zakresie zgodności z rozporządzeniem 347/2013 oraz że

przedmiotowy Projekt osiągnął odpowiedni stopień zaawansowania dla podjęcia przez Prezesa URE decyzji w sprawie alokacji kosztów inwestycyjnych w odniesieniu do OGP Gaz-System S.A.

Mając powyższe na uwadze, Prezes URE po analizie przedłożonego wniosku, w tym w szczególności załączonego Biznesplanu, analizy kosztów i korzyści (CBA) oraz propozycji CBCA, przychyliła się do wniosku Spółek co do proponowanego transferu finansowego od Gaz System do Energinet. Biorąc jednocześnie pod uwagę fakt, że kompensata CBCA ustalona w toku przeprowadzonych analiz znikomo różni się od kwot wynikających z zapisów w umowie ramowej, Prezes URE – przychyliając się do wniosku Spółek także w tym zakresie – niniejszą decyzją ustalił kompensatę zgodnie z wnioskiem z dnia 27 października 2017 r.

Ponadto zważywszy na treść art. 12 ust. 4 i ust. 6 rozporządzenia 347/2013, tj. przepisów odnoszących się do porozumienia pomiędzy zainteresowanymi organami regulacyjnymi w kwestii wniosku inwestycyjnego, stwierdzić należy, że organy regulacji energetyki Polski i Danii zaaprobowaly treść porozumienia w kwestii ww. wniosku inwestycyjnego, w którym potwierdziły swoje intencje odnośnie wydania skoordynowanych decyzji w sprawie alokacji kosztów inwestycyjnych związanych z przedmiotowym Projektem, zgodnie z treścią załącznika do tego porozumienia.

Wydając niniejszą decyzję Prezes URE uwzględnił – zgodnie z art. 12 ust. 4 rozporządzenia 347/2013 – koszty i korzyści związane z przedmiotowym projektem w zainteresowanych państwach członkowskich o charakterze gospodarczym, społecznym i środowiskowym, a także potrzeby w zakresie wsparcia finansowego.

W związku z powyższymi ustaleniami orzekam jak w sentencji.

POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje OGP Gaz-System S.A. odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK), za moim pośrednictwem, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 479⁴⁶ pkt 1 i art. 479⁴⁷ § 1 Kodeksu postępowania cywilnego).
2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przepisanych dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, związane ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wniosek o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub w części (art. 479⁴⁹ Kodeksu postępowania cywilnego).
3. Odwołanie od decyzji Prezesa URE podlega opłacie stałej w kwocie 100 złotych (art. 32 ust. 3 w związku z art. 3 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o kosztach sądowych w sprawach cywilnych /Dz. U. z 2016 r. poz. 623, z późn. zm./). Opłatę uiszcza się na konto bankowe Sądu Okręgowego w Warszawie XVII Wydziału Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do przepisów art. 101 i następne ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, oraz o przyznanie pomocy prawnej poprzez ustanowienie adwokata lub radcy prawnego, stosownie do przepisu art. 117 Kodeksu postępowania cywilnego.
4. W trakcie trwania biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania do SOKiK wobec Prezesa URE (art. 127a § 1 Kodeksu postępowania

administracyjnego). Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez stronę, decyzja staje się ostateczna i prawomocna (art. 127a § 2 Kodeksu postępowania administracyjnego).

5. Decyzja podlega wykonaniu przed upływem terminu do wniesienia odwołania, jeżeli jest zgodna z żądaniem wszystkich stron lub jeżeli wszystkie strony zrzekły się prawa do wniesienia odwołania (art. 130 § 4 Kodeksu postępowania administracyjnego).
6. Zgodnie z art. 12 ust. 5 rozporządzenia 347/2013 przy ustalaniu lub zatwierdzaniu opłat taryfowych zgodnie z art. 37 ust. 1 lit. a) dyrektywy 2009/72/WE i art. 41 ust. 1 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE krajowe organy regulacyjne, w oparciu o transgraniczną alokację kosztów, o której mowa w ust. 4 tego artykułu, biorą pod uwagę rzeczywiste koszty ponoszone przez operatora systemu przesyłowego lub innego projektodawcę w wyniku inwestycji, w zakresie, w jakim odpowiadają one kosztom efektywnego i strukturalnie porównywalnego operatora.
7. Decyzja w sprawie alokacji kosztów jest publikowana.

**Prezes
Urzędu Regulacji Energetyki**

Maciej Bando

Uiszczono opłatę skarbową w wysokości 10 zł
w dniu 9 października 2017 r. na rachunek
95 1030 1508 0000 0005 5002 4055

*Maciej Syroka
Naczelnik*

Otrzymuje:

OGP Gaz-System S.A.
ul. Mszczonowska 4
02-337 Warszawa

Do wiadomości:

1. **Energinet**
Tonne Kjærvej 65, DK-7000 Fredericia, Dania
2. **Agency for the Cooperation of Energy Regulators**
Trg republike 3, 1000 Ljubljana, Słowenia