

VIII kadencja



KANCELARIA SEJMU

Biuro Komisji Sejmowych

PEŁNY ZAPIS PRZEBIEGU POSIEDZENIA

- **KOMISJI DO SPRAW ENERGII
I SKARBU PAŃSTWA
(NR 135)
z dnia 24 stycznia 2019 r.**

Pełny zapis przebiegu posiedzenia

Komisji do Spraw Energii i Skarbu Państwa (nr 135)

24 stycznia 2019 r.

Komisja do Spraw Energii i Skarbu Państwa, obradująca pod przewodnictwem posła **Macieja Małeckiego (PiS)**, przewodniczącego Komisji, rozpatrzyła:

– informację o polityce i działaniach państwa dotyczących dywersyfikacji dostaw gazu w kontekście informacji o wzroście importu tego surowca z Federacji Rosyjskiej w bieżącym roku.

W posiedzeniu udział wzięli: **Piotr Naimski** sekretarz stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej wraz ze współpracownikami, **Paweł Pikus** zastępca dyrektora Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Energii, **Andrzej Sowiński** doradca ekonomiczny w Departamencie Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli, **Maciej Woźniak** wiceprezes zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA wraz ze współpracownikami oraz **Tomasz Stepien** prezes zarządu GAZ-SYSTEM SA.

W posiedzeniu udział wzięli pracownicy Kancelarii Sejmu: **Marcin Mykietyński** i **Julia Popławska** – z sekretariatu Komisji w Biurze Komisji Sejmowych.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Dzień dobry państwu. Witam na drugim w dniu dzisiejszym posiedzeniu Komisji do Spraw Energii i Skarbu Państwa. Tym razem tematem naszego posiedzenia jest sprawa gazociągu Baltic Pipe. Witam serdecznie pana ministra Piotra Naimskiego wraz ze współpracownikami. Witam państwa posłów.

Posiedzenie Komisji zostało zwołane w trybie art. 152. Na wstępie proszę przedstawiciela wnioskodawców, którym jest pan poseł Zdzisław Gawlik, o przedstawienie tematu dzisiejszego spotkania.

Poseł Zdzisław Gawlik (PO-KO):

Dzień dobry państwu. Panie przewodniczący, panie ministrze, szanowni państwo, nie ulega wątpliwości, że dla każdego Polaka szeroko rozumiany problem bezpieczeństwa jest bardzo ważny. Każdy jest zainteresowany tym, aby był budowany system bezpieczeństwa energetycznego. Taka jest intencja naszego wniosku. Chcieliśmy się dowiedzieć, na jakim jesteśmy etapie, jak realizowane są poszczególne elementy projektu szeroko rozumianego bezpieczeństwa energetycznego.

Mam świadomość tego, że dobrze jest czasami planować, zakładać itd., ale i tak diabeł pogrzebany jest w szczegółach. W informacji chodzi nam o to, żeby dowiedzieć się, w którym miejscu jesteśmy i co zostało zrobione w okresie ostatnich trzech lat w zakresie bezpieczeństwa. Chodzi nam o różne elementy tego bezpieczeństwa. Oczywiście gazociąg Baltic Pipe jest bardzo ważny i o tym powiem dwa zdania na końcu.

Chcielibyśmy uzyskać informację, po pierwsze, na temat rozbudowy terminalu w Świnoujściu. Wiem, że w grudniu 2018 r. podjęto pewne decyzje. Chciałbym zapytać, czy pewnych decyzji nie można było podjąć wcześniej? Jakie są powody opóźnienia studium wykonalności, które miało być gotowe w marcu 2018 r.? Kiedy i w jakich etapach terminal będzie rozbudowywany? To jest bardzo ważne. Kiedy zostaną podjęte decyzje związane z projektem realizacyjnym? Zajmując się w pewnej części terminalem, pamiętam, jak wiele zrobiono w okresie 2006–2007. Wiem, że największym problemem jest realizacja projektu.

Po drugie, kwestia rozbudowy systemu magazynów gazu w Polsce. W tym zakresie sporo zrobiono przez ostatnie lata. Pamiętam nasze spotkanie na Komisji, gdy po raz

kolejny nowelizowaliśmy ustawę terminalową i siedzieliśmy na różnych miejscach. Pan minister był wówczas po stronie posłów i proponował pewną zmianę w projektowanej ustawie, żeby umożliwić rozbudowę magazynów. Przychyliliśmy się do tego, uznając pomysł za zasadny. Uznaliśmy, że magazynów nigdy dosyć i trzeba je budować. Chciałbym zapytać, co zrobiono w zakresie pojemności magazynów przez ostatnie trzy lata?

Kolejna sprawa dotyczy wydobycia, poszukiwań i rozpoznania złóż na terenie kraju. Chciałbym uzyskać potwierdzenie, że niektóre informacje, które pojawiają się na ten temat w mediach, w niektórych przypadkach dotyczą złóż już eksploatowanych. W świetle tego doprowadzimy do wcześniejszego wyczerpania złóż. Nie we wszystkich przypadkach, ale w tych, o których pisze się w mediach.

Następna kwestia dotyczy umów zawieranych z dostawcami gazu skroplonego do Świnoujścia. Słyszałem informacje, że są to cenowo bardzo atrakcyjnie realizowane dostawy, ale mamy chyba pewien problem, ponieważ gaz drożeje. Nie twierdzą, że powinien tanieć, ale chyba w lipcu zdrożał dla odbiorcy indywidualnego. Wszystko na to wskazuje, a przynajmniej tak wynika z zapowiedzi medialnych, że zostały złożone kolejne wnioski o wzrost taryfy i być może cen gazu. Przypuszczam, że może to dotyczyć także przemysłu, a przynajmniej tych gałęzi, które związane są z jednym dostawcą. Po wynikach największych przemysłowych konsumentów gazu w Polsce widać, że dostawa gazu jest kłopotem dla konkurencyjności gospodarki.

Na zakończenie chciałbym zapytać, w którym miejscu jesteśmy w zakresie realizacji budowy gazociągu Baltic Pipe. Wszyscy wiemy, że terminy są bardzo napięte. Być może ten projekt będzie wolny od jakichkolwiek materializujących się ryzyk, ale chciałbym zapytać pana ministra, czy gdyby nie daj Boże cokolwiek się nie udało, posiada plan B. Znam sentyment pana ministra, ponieważ pan to wyartykułował na posiedzeniu Komisji, a mianowicie, że budowa połączeń międzysystemowych nastąpi, gdy zostanie zrealizowana budowa gazociągu Baltic Pipe. Takie stwierdzenie kiedyś padło. Nie chcę się spierać, mogę mieć inny punkt widzenia, ale pan zaprezentował taki punkt i taką politykę realizuje. Chciałbym zapytać, co stanie się, gdy termin oddania do eksploatacji gazociągu w 2022 r. (wiosna/jesień?) nie zostanie dotrzymany?

Na początek to najważniejsze kwestie w poszczególnych obszarach. Aha, jeszcze kwestia rozbudowy sieci krajowej. Jaki mamy postęp? Pamiętam ostatnie posiedzenie Komisji na temat gazu. Wówczas prezes GAZ-SYSTEM mówił, że kończy rozpoczęte inwestycje. Chciałbym zapytać, co później udało się zrobić. Co dalej mamy zamiar robić? Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Dziękuję panu posłowi. Panie ministrze, proszę o udzielenie wyjaśnień w sprawach poruszonych przez pana posła.

Sekretarz stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej Piotr Naimski:

Dziękuję bardzo. Panie przewodniczący, szanowni państwo, dziękuję za to spotkanie. Pan poseł pozwoli, że zacznę od Baltic Pipe. Pytania zapisałem. Część z nich przekażę prezesowi PGNiG, ponieważ leżą w zakresie właściwości spółki.

Generalnie mam sugestie, gdyby państwo posłowie chcieli od rządu usłyszeć *ex cathedra* o bezpieczeństwie energetycznym, to pan minister Krzysztof Tchórzewski jest odpowiedzialny za całość. Ja tylko czasem wychodzę (chętnie) poza swoje kompetencje.

Pamiętam również o ostatnim pytaniu pana posła.

Jaki jest stan rzeczy? Omówię prezentację, którą państwo otrzymaliście. Na pierwszych slajdach przypominamy składowe inwestycji Baltic Pipe.

Na początku mogę powiedzieć, że o ile w prezentacji Baltic Pipe występuje ciągle jako projekt, o tyle w tej chwili mamy już do czynienia nie z projektem, ale z inwestycją Baltic Pipe. Zgodnie z bardzo dawno przyjętym harmonogramem w dniu 30 listopada 2018 r. zostały wymienione dokumenty dotyczące decyzji inwestycyjnych pomiędzy Energinet i GAZ-SYSTEM. Od tego momentu jest to inwestycja w realizacji. To jest bardzo ważne. Wszyscy, którzy takie rzeczy robili, wiedzą, że to powoduje, iż zaczyna się wydawać pieniądze i być może jest to kwestia zasadnicza.

Na następnym slajdzie opisano inwestycję w liczbach, ale w tej chwili to nas mniej interesuje, bo wszyscy to wiemy.

Projekt był, jest i będzie na europejskiej liście PCI. Od tej strony, czyli od strony współpracy z Komisją Europejską przy tym projekcie, już kiedyś mówiłem, ale mogę powtórzyć, że dzisiaj jesteśmy w bardzo dobrym punkcie. Być może kiedyś ta współpraca zostanie nawet uznana za wzorcową. Dwa dni temu w sposób ostateczny uzyskaliśmy zatwierdzenie 214 mln euro z kawałkiem (z CEF) na budowę. Podkreślam, nie na projektowanie, ale na budowę Baltic Pipe. To jest dużo pieniędzy – mniej więcej od 25–30% CAPEX, który jest potrzebny na tę inwestycję. Dlatego jest to istotne i cieszymy się z tego. Ponadto w oczywisty sposób świadczy o tym, że inwestycja nie tylko formalnie, ale praktycznie uważana jest za ważną i wartą wsparcia finansowego.

Decyzje inwestycyjne mogły być podjęte do 30 listopada. Inaczej było w Danii, a inaczej u nas, ale tak czy owak decyzje musiały być zatwierdzone. W Danii zatwierdzenia dokonał rząd. W Polsce nie wymagało to decyzji rządowej. W Polsce wymagało to spełnienia kilku elementów, w tym uzgodnień pomiędzy GAZ-SYSTEM a Urzędem Regulacji Energetyki w sprawie dziesięcioletniego planu rozwoju obejmującego Baltic Pipe.

Środki na finansowanie to oczywista sprawa, ale np. warunkiem przystąpienia do inwestycji było podpisanie umowy, która nie była od nas bezpośrednio zależna, tj. pomiędzy Energinet i norweskim Gassco. Umowa została podpisana. Dotyczy budowy wpięcia pomiędzy brzegiem duńskim a Europipe II. Zostało to uzgodnione i podpisane między Duńczykami a Norwegami.

Ponadto podpisano umowę międzyrządową – jedną z dwóch umów, które towarzyszą projektowi. Umowa pozwala GAZ-SYSTEM być właścicielem infrastruktury przesyłowej na terenie Danii. GAZ-SYSTEM buduje gazociąg od brzegu duńskiego poprzez wody terytorialne i wody ekonomiczne duńskie do Polski. Chodziło o to, żeby to, co buduje, było jego własnością. Do tego potrzebne było porozumienie. Zostało to usankcjonowane umową międzyrządową, która ponadto stanowi, że nasz prezes Urzędu Regulacji Energetyki będzie ustalał taryfy na terytorium duńskim. Powyższa umowa podlega formalnej ratyfikacji – przez parlament. Umowa jest zatwierdzona przez rząd i obecnie jest w drodze między rządem a Sejmem. Mam prośbę do państwa posłów, aby umowa bez przeszkód przeszła przez parlament.

Umowa i uzgodnienia, w szczególności z Norwegami, spowodowały, że mogły być podjęte decyzje inwestycyjne. Stało się to w przewidzianym terminie.

Co dzieje się po stronie naszego inwestora? Po wcześniejszym przyjęciu strategii zawierania umów i udzielania zamówień zostały wysłane zaproszenia do składania ofert przez wykonawców budowlanych i dostawców rur. To jest bardzo ważny moment, dlatego że dużo wcześniej inwestor (GAZ-SYSTEM) przeprowadził dość szczegółowe rozpoznanie rynku konstrukcyjnego podmorskich odcinków i możliwości wykonawstwa przez poszczególnych wykonawców oraz dostawców w określonych terminach. Rozznanie zostało zawarte w strategii zawierania umów i udzielania zamówień. Firmy są wyspecyfikowane. Mniej więcej (trzeba to jeszcze potwierdzić) wiemy, kiedy są tzw. okienka, tj. kiedy dostępne są statki układające rury na dnie morza. Można powiedzieć, że liczba dostępnych statków na świecie jest policzalna, a statki zamawiane są z dużym wyprzedzeniem. Wszystko odbywa się w perspektywie rozpoczęcia budowy konstrukcji podmorskiego odcinka w czerwcu 2020 r. W kwietniu/maju 2020 r. będą gotowe pozwolenia na budowę i tak jest to pomyślane.

Wszystko wymaga wielostronnych przygotowań w różnych dziedzinach, w tym od strony środowiskowej, tj. zbierania danych dotyczących raportów środowiskowych, co na marginesie zostało już wykonane. Wnioski środowiskowe będą składane w marcu. Zostały również zebrane dane dotyczące badań geofizycznych i geotechnicznych na morzu, z uwzględnieniem wariantu tras itd. Mamy to ukończone. Zakończono także procedurę scopingową, a obecnie opracowywane są raporty OOS.

Równocześnie zostały zlecone i prowadzone są prace dotyczące projektu technicznego. To już jest ten moment.

Mamy oczywiście kłopoty, bo zawsze są. A to pogoda nie taka, a to ktoś pomylił kawałek trasy itd. Mogę powiedzieć, iż wszystko jest tak prowadzone, że projekt jest

zarządzany niestandardowo. Mamy powołany międzyresortowy zespół do tej inwestycji. Muszę państwu powiedzieć, że segmenty administracji zarówno rządowej, samorządowej, jak i administracji pionowej sprawdzają się w 100% w tym projekcie i to niezależnie od szczebla, tj. wiceminister, urzędnik z lokalnego RDOŚ itd. W miarę potrzeby spotykamy się w ramach zespołu. Powiem anegdotycznie, poczta między różnymi organami administracji w tej chwili często wymieniana jest kurierem, a nie pocztą, dlatego że pocztą trwa dłużej – potwierdzenie odbioru itp. Jednym słowem, w tyle głowy mamy terminy wynikające z k.p.a. (7, 14 i 30 dni itd.), ale cały proces odbywa się na zasadach skracania terminów, jak to tylko możliwe, tj. do niezbędnego minimum. I to działa. Mówię to specjalnie, bo wiem, że to, co mówię, dotrze do osób poza salą – do zaangażowanych w ten projekt. Powiem, że jest bardzo dobrze i chciałbym, żeby tak było do końca realizacji inwestycji. Chciałbym tym osobom podziękować, dlatego że zrozumienie wagi jest duże, a satysfakcja z tego, że prawie po trzech latach (projekt zaczęliśmy w marcu 2016 r.) nam się udaje, jest duża. Po prawie trzech latach możemy powiedzieć, że jeżeli chodzi o harmonogram i wykonanie jesteśmy dokładnie w przewidzianym punkcie. To oczywiście o niczym nie przesądza, ponieważ zawsze mogą pojawić się kłopoty, ale na razie rokuje dobrze.

Wybrano trasę gazociągu. Przy tej okazji zawarto drugą umowę międzyrządową (kolejny slajd), która jest już w Sejmie. Jest to umowa delimitacyjna pomiędzy Danią i Polską. Dotyczy wyłącznych stref ekonomicznych między Bornholmem i Polską. Na slajdzie pokazana jest mapka, która stanowi załącznik do dokumentów ratyfikacyjnych. O ile wiem, dokument ratyfikacyjny będzie rozpatrywany przez dwie komisje (spraw zagranicznych oraz gospodarki morskiej i żeglugi) w dniu 30 stycznia. To oznacza, że problem, który latami ciągnął się za nami i Danią, został załatwiony. Strona duńska w którymś momencie prac nad Baltic Pipe poprosiła o zawarcie porozumienia.

Mapka pokazuje, o co chodzi. Otóż często (nie zawsze) rozgraniczenie wód ekonomicznych odbywa się przez medianę, czyli równe odległości od brzegów. Mniej więcej w latach 90. Polska wychodziła z założenia, że skoro mamy tak długą linię brzegową, a Bornholm jest wyspą, zatem nam należy się cały obszar i takie było nasze wstępne negocjacyjne podejście. W końcu gdy koledzy z duńskiego i polskiego MSZ usiedli do rozmów, uzgodniono podział w taki sposób, że od tzw. środkowej mediany na naszą korzyść jest ok. 20% tego terytorium, czyli to trochę więcej niż połowa. Najważniejsze, że zostało to załatwione – domknięte. To otwiera drogę do formalizmów związanych z pozwoleniami na budowę itd., ponieważ na tym obszarze jasno określono jurysdykcję. Wybrana trasa przechodzi przez duńskie wody terytorialne i ekonomiczne. Na prezentowanej mapce nie zaznaczono jeszcze tego rozgraniczenia.

Przechodzimy do kolejnego slajdu, który pokazuje, co nas czeka. Jak już powiedziałem, w I kwartale br. inwestor składa raporty środowiskowe i będziemy chcieli jak najszybciej uzyskać konieczne decyzje, tj. decyzję lokalizacyjną w I kwartale 2020 r. oraz pozwolenie na budowę – w kwietniu 2020 r. To musi być skorelowane z decyzjami administracyjnymi w Danii i Szwecji. W Danii jest prościej. Mogę powiedzieć tyle, że z partnerem duńskim więcej jest rozmów i dłużej to trwa na początku. Później jest szybciej. U nich jest tak, że decyzja środowiskowa jest jednocześnie pozwoleniem na budowę. Jest to jedna zintegrowana decyzja. W Danii raporty środowiskowe zostały już złożone. W związku z tym decyzja zostanie wydana prawdopodobnie w lipcu br. Można powiedzieć, że trochę nas wyprzedzają. Z kolei w Szwecji jest mniej więcej jak u nas. W związku z tym decyzja środowiskowa u nich zostanie wydana w I kwartale 2020 r. Na to liczymy. Decyzja będzie spięta z decyzjami wydanymi w Polsce i Danii. Oczywiście jest to także kwestia pewnej delikatności i uporu. Pewnie wszyscy zauważyliśmy, że w Szwecji po wyborach dość długo trwało tworzenie rządu. Nie wiedzieliśmy, który minister i ministerstwo w rządzie szwedzkim będzie zajmowało się tymi kwestiami. Gdy tylko się dowiemy, kontakty zostaną natychmiast nawiązane.

Przejdźmy do kolejnego slajdu, który mówi o planowanych wysłuchaniach publicznych. Chodzi o II fazę wysłuchań. Wysłuchania związane są głównie ze statusem projektu – PCI. Można powiedzieć, że są to dodatkowe wysłuchania. Oczywiście informacyj-

nie jest to ważne, bo informujemy o projekcie. Nie jest to jednak istotne dla formalnych decyzji, które muszą być w tej sprawie podejmowane we wszystkich trzech krajach.

W mediach często pojawia się informacja, że projekt, inwestycja jest realizowana, ale tak naprawdę nie wiadomo, co się dzieje. Jest strona internetowa, na której dostępne są bieżące informacje na temat tego projektu.

Na kolejnym slajdzie pokazana jest mapka z inwestycjami kluczowymi. Mapka jest państwu znana. Tym razem schematycznie przedstawia inwestycje, które prowadzi GAZ-SYSTEM. Inwestycje związane są z Baltic Pipe. Jak już kiedyś mówiliśmy, wszystko, co jest na niebiesko ponad linią Jamału. Wróć do początku. W projekcie Baltic Pipe jest nie tylko część podmorska, ale są także dwa odcinki gazociągów przesyłowych na terenie Polski i trzy tłocznie. Wszystko razem znajduje się w projekcie inwestora – w jednym miejscu jest zarządzane.

Poniżej (na zielono) jest część nazwana przez inwestora Korytarzem Północ-Południe. W tym korytarzu jest szereg odcinków, które obecnie są na różnym etapie realizacji, ale można powiedzieć, że wszystko jest kontrolowane i prowadzone w taki sposób, żeby tak jak duńska część gazociągu oraz wpięcie do norweskiego systemu na Morzu Północnym było gotowe w 2022 r. To tyle o Baltic Pipe.

Przejdę do omówienia kwestii terminalu Świnoujście. Terminal ma przyjęty, zatwierdzony i realizowany harmonogram rozbudowy. Przewiduje wykonanie czterech elementów, które pokazane są na slajdzie. Po pierwsze, kwestia dostawienia elementów regazyfikujących – na slajdzie znajduje się pod kryptonimem SCV. Kolejny element to budowa trzeciego zbiornika na gaz skroplony. Trzeci element to rozbudowa i budowa bocznicy kolejowej, a także systemów nalewania i dystrybucji płynnego gazu. Chodzi o to, aby była infrastruktura, która pozwoli wysłać z terminalu LNG gaz w postaci skroplonej cysternami. Ostatni element to projekt „Nabrzeże”.

Projekt „Nabrzeże” ewoluował. Zaczęło się od pomysłu, aby zwiększyć liczbę funkcji, które terminal może pełnić. Nabrzeże było pomyślane jako nabrzeże do bunkrowania statków. Nie będę tego rozwijał, ale aktualny jest temat gazu skroplonego jako paliwa dla statków. W trakcie projektowania tej inwestycji doszliśmy do wniosku, że skoro budujemy nabrzeże, to zbudujemy je tak, aby mogło służyć regularnemu przyjmowaniu statków dowożących LNG do terminalu lub była możliwość zastąpienia, a nawet równoległego funkcjonowania dwóch nabrzeży, czyli postawienia dwóch statków równolegle. Ponadto żeby przy koniecznym remoncie jednego nabrzeża lub w innym przypadku można było korzystać z drugiego. W tej chwili tak jest to prowadzone.

Mówiąc w naszym slangu, projekt dobudowania dwóch grzałek, czyli elementów pozwalających regazyfikować LNG, wynika ze zwiększenia możliwości regazyfikacyjnej terminala do 7,5 mld m³ gazu rocznie. W tej chwili możliwości regazyfikacyjne terminalu są na poziomie 5 mld m³. Wspomniane 7,5 mld m³, czyli projekt inwestycyjny określany jako SCV, będzie osiągnięte w 2021 r. Zatem wtedy będziemy mogli odebrać przez Świnoujście 7,5 mld m³ gazu.

Poseł Zdzisław Gawlik (PO-KO):

Przepraszam, kiedy dokładnie?

Sekretarz stanu w KPRM, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej Piotr Naimski:

Panie pośle, dokładnie to listopad 2021 r. Jest to zaznaczone w dalszej części prezentacji. Poza projektem SCV pozostałe elementy rozbudowy terminalu wykraczają poza rok 2022 r. i zostaną ukończone w 2023 r.

Ukończenie tej czteroelementowej inwestycji w 2023 r. pozwoli, poza osiągnięciem 7,5 mld m³ gazu (co powinno nastąpić wcześniej), na bardzo elastyczne funkcjonowanie gazoportu, w tym w sensie spełniania funkcji dodatkowych, czyli przeładunku skroplonego gazu, a ponadto samochody, cysterny, bunkrowanie itd.

Przed nami pozostanie do podjęcia decyzja (niekoniecznie wtedy – może być w trakcie) o budowie dodatkowych elementów regazyfikujących, które przy użyciu inwestycji ukończonych w 2023 r. wspólnie zwiększą możliwości terminalu do 10 mld m³ gazu rocznie. Po prostu robimy to etapami.

Jeżeli chodzi o zaawansowanie prac rozbudowy terminalu, to chyba lepiej spojrzeć na kolejny slajd, na którym pokazano harmonogram rozbudowy terminalu. Na zielono zaznaczono kwestie, które zostały załatwione. Decyzja lokalizacyjna dla kolei i nabrzeża została wydana wczoraj, a pozwolenie na budowę dodatkowych elementów regazyfikujących, czyli projekt SCV, jest wydane i znajduje się w posiadaniu Polskiego LNG. Nic nie stoi na przeszkodzie, żeby szukać wykonawców, co zresztą zostało już zapoczątkowane.

Zbudowanie elementów regazyfikujących do 2021 r. jest oczywiste. Natomiast wykonawca, który zostanie wybrany jako główny wykonawca dla pozostałych trzech elementów, będzie ubiegał się o pozwolenie na ich budowę. Ma wszystko przygotowane, tj. wszystko, co jest do tego niezbędne, w tym przede wszystkim decyzję środowiskową i decyzję lokalizacyjną.

Ciesząc się, że udaje się prowadzić inwestycje zgodnie z założonym harmonogramem, byłoby nierozsądnym, gdybyśmy nie myśleli, że może się wydarzyć coś złego lub nagłego. Z drugiej strony mamy sytuację, w której będą dwie inwestycje, które praktycznie rzecz biorąc w 2022 r. umożliwią nam sprowadzenie dużej ilości gazu z północy – z terminalu 7,5 mld m³ i ok. 10 mld m³ z Baltic Pipe. Hipotetycznie, gdyby chcieć założyć, że któryś z tych projektów się opóźni, to zawsze jeden będzie ukończony i gotowy do eksploatacji. Mamy także możliwości rewersu na Jamale. Mamy różne możliwości, w tym na istniejących interkonektorach, o których powiem za chwilę, które powodują, że czujemy się bezpiecznie w zakresie dostaw gazu dla polskich odbiorców po 2022 r.

Kolejne zagadnienie to interkonektory. Prace dotyczące łączników prowadzone są równolegle, a harmonogramy są skoordynowane. Ukończenie tych inwestycji nastąpi w 2021/2022 r. Można powiedzieć, że prace, które związane są z budową słowackiego interkonektora, przebiegają zgodnie z harmonogramem. Budowa po stronie słowackiej została rozpoczęta – po naszej stronie wkrótce. Parę miesięcy temu w mieście Vel'ké Kapušany braliśmy udział w uroczystości rozpoczęcia budowy z udziałem premiera Słowacji. Harmonogram budowy tego interkonektora jest dotrzymywany.

Prowadzone są prace przy GIPL, czyli połączeniu międzysystemowym Polska–Litwa. Harmonogram, który został uzgodniony między Polską i Litwą, a także Komisją Europejską, jest dotrzymywany. Budowa jednego z dwóch odcinków jest bardziej zaawansowana. Generalnie rzecz biorąc, prace idą w dobrym kierunku.

Gorzej jest z interkonektorem na Ukrainę. Budowa interkonektora na Ukrainę zależy od decyzji po stronie ukraińskiej. Jest projekt i wstępne porozumienia, ale to wymaga decyzji w Kijowie, gdzie niestety mamy do czynienia z niejasną sytuacją. Nie do końca wiadomo, kto będzie podejmował decyzję – prezydent, premier, minister lub prezes Naftogaz? W tej chwili mamy połączenie, którym możemy przetłoczyć 1,5–2 mld m³ gazu. Szczerze mówiąc, nie bardzo wiem, co z tym będzie, bo to zależy od rozwiązania skomplikowanej sytuacji na Ukrainie. Sytuacja na Ukrainie jest skomplikowana nie tylko dlatego, że trudno o decyzję, ale także dlatego, że ich decyzje związane są z rozmowami pomiędzy Komisją Europejską, Federacją Rosyjską a Ukrainą na temat tranzytu i wielkości tranzytu gazu przez system ukraiński. Jednym słowem, tam wszystko ze wszystkim się wiąże. Nam pozostało oczekiwanie na rozwój sytuacji.

Kolejne połączenie to Stork II, czyli połączenie międzysystemowe Polska–Czechy. Po naszej stronie większa część nowej trasy gazociągu jest w trakcie budowy, ponieważ tak czy owak jest nam potrzebna przy rozbudowie sieci. Pozostaje krótki odcinek, który będzie łączył z granicą, ale ponieważ po stronie czeskiej nic się nie dzieje, robimy swoje, bo i tak trzeba to zrobić. Zobaczymy, co dalej z tym będzie. Komisja Europejska przestała realizować ten projekt. Po stronie czeskiej nie jest tak, jak u nas, tam operatorem jest spółka, która jest własnością niemiecko-australijsko-jakaśtam – i pomiędzy ich regulatorem a operatorem uzgodnienia nie są łatwe.

Tak wygląda kwestia połączeń międzysystemowych. Państwo posłowie powinniście w miarę dokładnie wiedzieć, co dzieje się w tej sprawie.

Następne pytanie pana posła dotyczyło magazynów. Na marginesie powiem, zwłaszcza do posłów opozycji, że bardzo cieszę się z tego spotkania, ponieważ są to projekty, o których wszyscy powinniśmy wiedzieć. Kwestia magazynów w kontekście ustawy terminalowej to kwestia magazynu, który jest projektowany do budowy przez GAZ

-SYSTEM. Chodzi o magazyn, który jest potrzebny. Prace przygotowawcze w tej sprawie są prowadzone, ale zmienia się trochę sytuacja. Sprawa wymaga dalszego przemyślenia w kontekście uchwały rządu, która została przyjęta, tj. o przeniesieniu IKS Solino z Orłenu do GAZ-SYSTEM. Dotyczy to czegoś, co określamy jako gospodarke solankową. W tej chwili ma to miejsce i musimy to przyszłościowo skoordynować. Mamy magazyny Solino, dla których potrzebna jest solanka. Z kolei żeby była solanka, musimy ługować nowe kawerny. Możemy to robić albo pod magazyn, albo po prostu – w kopalni soli. Do tego wszystkiego mamy jeszcze branżę chemiczną, która potrzebuje solanki. Potrzebując solanki na wypadek konieczności użycia magazynów, musimy coś zrobić z solanką, gdy ich nie używamy. Oczywiście najlepiej byłoby sprzedać solankę branży chemicznej. Jak państwo widziecie, to wszystko razem jest dość skomplikowane, ale pracujemy nad tym. Mówię o tym, ponieważ wiąże się to z pytaniem pana posła. W tej chwili nie podam jednak rozwiązania tych kwestii.

Jeżeli chodzi o wydobycie gazu w Polsce i umowy na dostawy LNG, poproszę PGNiG, żeby ustosunkowało się do tego, odpowiadając najpierw na sugestie, że PGNiG kupuje coraz więcej rosyjskiego gazu. Może pan prezes zacznie od tego, a następnie omówi kwestie wydobycia i umów LNG.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Kiwałem głową do pana prezesa, ponieważ jednak kiwania głową nie słychać w zapisie z posiedzenia, więc bardzo proszę panie prezesie, udzielam panu głosu.

Wiceprezes zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA Maciej Woźniak:

Bardzo dziękuję, panie przewodniczący, dlatego wzrokiem pytałem, czy mogę zabrać głos.

Przedstawię krótką prezentację z informacjami. Mam dosłownie trzy slajdy, żeby państwa nie zanudzać. Przejdźmy do slajdu z informacjami o imporcie gazu prowadzonego przez PGNiG od roku 2015 do końca 2018. Jak państwo widziecie, import z kierunku wschodniego, oprócz sytuacji z 2015 r., gdy skutek retorsji za rozpoczęcie reeksportu gazu na Ukrainę strona rosyjska na przełomie 2014 i 2015 r. drastycznie zmniejszyła dostawy do Polski, przyjmując jako rok bazowy 2016, wolumen importu gazu ze strony rosyjskiej (Gazprom) systematycznie spada. W 2018 r. import gazu rosyjskiego stanowił już tylko prawie 67% ogółu importu. Natomiast w tym samym czasie, począwszy od 2016 r., rośnie import LNG. Przypomnę, że rozpoczęty komercyjnie w czerwcu 2016 r. Na koniec 2018 r. import LNG stanowił już 20% portfela importowego, a wartość wolumenowa to 2,7 mld m³. Resztę uzupełniają dostawy z zachodu i południa, czyli głównie rewers z Niemiec.

Wiem, że pod koniec III kwartału 2018 r. pojawiały się enuncjacje prasowe sugerujące, że import rosyjski będzie stosunkowo wysoki. Zakładam, że są to informacje od osób słabo znających się na branży. Wahania pomiędzy kwartałami są oczywiście dosyć istotne, ale wyprowadzanie prostych, liniowych zależności z tytułu danych po I lub II kwartale jest nieuprawnione. Oczywiście przyczyniła się do tego strona rosyjska, która miesiąc po miesiącu publikowała dane eksportowe w podziale na poszczególne kraje, zwracając uwagę na wzrost eksportu do Polski w II lub w III kwartale i sugerując, że oznacza to jakieś dramatyczne zwiększenie importu przez Polskę. Jak państwo widziecie, tak nie jest.

Warto zwrócić uwagę na to, że zmniejszenie importu z Rosji, i to zarówno w ujęciu wolumenowym, jak i procentowym, ma miejsce w sytuacji, w której łączny wolumen importu do Polski rośnie. Od 2016 r. łączny wolumen importu wzrósł o ponad 2 mld m³ gazu, więc tym bardziej ten efekt procentowy jest znaczący – biorąc pod uwagę, że baza jest inna. To tyle informacji na temat importu. Jak rozumiem, w jakiejś części wyczerpuje pierwsze pytanie, na które pan minister Naimski wskazywał.

Na kolejnym slajdzie pokazujemy dane dotyczące LNG. Jest to krótkie podsumowanie kontraktów i poszczególnych zawzięć statków, począwszy od 2016 r. W 2016 r. miały miejsce głównie pierwsze dostawy katarskie plus pierwsza dostawa spot. W kolejnym (2017) roku dostawy katarskie plus – dzięki uruchomieniu biura tradingowego naszej grupy w Londynie – seryjnie dostarczane do Polski spoty. W 2018 r. miały miejsce powiększone dostawy z Kataru (po podpisanym dodatkowym kontrakcie w 2017 r.), pierwsza dostawa z kontraktu średnioterminowego (z Centrica) na dostawy gazu ze Sta-

nów Zjednoczonych i kolejne dostawy spot. W najbliższą niedzielę przyplynie trzeci (lub czwarty) statek w tym miesiącu, co daje łącznie 50 zawinięć do terminalu w Świnoujściu o łącznym wolumenie ponad 5 mld m³ gazu, w tym ok. 2,7 mld m³ gazu w 2018 r.

Istotne informacje z naszego punktu widzenia to podpisanie w III kwartale 2018 r. kontraktów długoterminowych. Podpisaliśmy cztery kontrakty z trzema partnerami na dostawy gazu skroplonego ze Stanów Zjednoczonych (Zatoka Meksykańska). Dwa z kontraktów zawarto z Venture Global na dostawy LNG z terminali Calcasieu Pass i Plaquemines w stanie Luizjana. Każdy z kontraktów to 1 mln ton LNG rocznie. Kolejny kontrakt długoterminowy podpisano w listopadzie z Cheniere Marketing na dostawy 2 mln ton LNG rocznie, począwszy od 2019 r., przy założeniu osiągnięcia pełnego wolumenu dostaw w kolejnych latach. Ostatni z kontraktów długoterminowych (dwudziestoletni) podpisano z Port Arthur (spółka zależna Sempra Energy) na dostawy skroplonego gazu o wolumenie 2 mln ton rocznie – z terminalu Port Arthur w Teksasie.

Na następnym slajdzie w zagregowany sposób pokazano dostawy LNG. Jak państwo widzą, od 2023 r. będziemy dysponowali LNG portfolio na poziomie ponad 10 mld m³ gazu po regazyfikacji, przy czym mniej więcej połowa portfela dostaw będzie według formuły FOB (Free On Board), czyli formuły, która pozwala nam w dowolnym momencie wskazać na miejsce dostarczenia dostawy. To oznacza, że nie zawsze musi być to Świnoujście. Może być np. port, w którym uzyskamy wyższą cenę. Na podstawie formuły FOB za ładunek statku odpowiadamy od momentu jego załadunku w porcie skraplającym.

Natomiast druga połowa portfela jest na bazie formuły DES (Delivered Ex Ship) – kontrakty z Cheniere Marketing i Centrica. W ramach tych kontraktów, na bazie formuły DES, kontrolę i odpowiedzialność za ładunek przejmujemy w momencie jego rozładunku w porcie docelowym, którym jest port Świnoujście.

Można powiedzieć, że jest to znaczące portfolio, którego prawidłowe zarządzanie będzie wymagało dodatkowego wzmocnienia naszych kompetencji tradingowych, do czego powoli się przygotowujemy. Pierwsze dostawy z Cheniere Marketing będą miały miejsce w tym roku, ale na bazie DES – do Świnoujścia.

Ostatni slajd dotyczy informacji na temat kontraktu jamalskiego. Myślę, że warto zobaczyć to w tym układzie. Szare kreskowane pole to tzw. elastyczność kontraktu jamalskiego, czyli korytarz pomiędzy minimalną ilością roczną a ilością ustaloną na dany rok. Jak państwo widzą, zawsze poruszamy się tylko i wyłącznie w tym korytarzu. Oprócz sytuacji z 2016 r., gdy po trosze nadrabialiśmy spadek dostaw z 2014 r. i 2015 r., zbliżamy się do minimalnego poziomu dostaw z tego tytułu. Generalnie kontrakt jamalski ustalony jest na niezbyt korzystnych warunkach, które powodują, że dostawy gazu z innych kierunków i na inne sposoby są znacznie korzystniejsze. W związku z tym pobieramy gaz z tego kierunku na poziomie minimalnym, za który i tak musimy zapłacić, niezależnie od tego, czy go odbierzemy. Taka sytuacja potrwa jeszcze co najmniej cztery lata, czyli do końca 2022 r.

Na slajdzie widać, że od 2017 r. znacząco rośnie udział gazu LNG w portfelu importowym, a import gazu rosyjskiego spada do 9,7 mld m³. W zeszłym roku import gazu rosyjskiego wyniósł 9 mld m³, czyli jesteśmy ok. 100 mln m³ od granicy minimalnego progu. Wielkość 100 mln m³ to swego rodzaju zakładka bezpieczeństwa, po to żeby nie doszło do sytuacji, w której na koniec ostatniego kwartału (okres rozliczenia) nie okazało się, że zeszliśmy poniżej minimalnego progu, co może się stać z różnych powodów – np. w wyniku nieprzewidzianej awarii u jednego z naszych odbiorców.

Myślę, że to wszystko, jeśli chodzi o import. Padły również pytania o magazyny. Jeśli do podanej informacji mogę dodać kilka słów, to chciałbym powiedzieć, że na koniec 2018 r. osiągnęliśmy pojemność magazynów na poziomie ponad 3,75 mld m³. Na przestrzeni ostatnich trzech lat powiększyliśmy magazyn Brzeźnica oraz magazyn Kosakowo. Łącznie powiększono ich pojemność o ponad 150 mln m³. W planach mamy podjęcie decyzji o rozbudowie kolejnych klastrów w kawernach w Kosakowie na kolejne od 100 do 200 mln m³. Rozważamy także decyzję dotyczącą kawerny w Mogilnie, ale to jeszcze przed nami. Tyle tytułem informacji na temat magazynów.

Pan poseł pytał o kwestie dotyczące wydobywania. Jak państwo wiecie z doniesień medialnych, w 2016 r. przyjęliśmy nową koncepcję poszukiwań wydobywania gazu, która

w 2017 r. skutkowało wykonaniem największego w Europie trójwymiarowego zdjęcia sejsmicznego na terenie obszaru Przemyśl–Kramarzędwka–Rybotydzze–Fredropol – zdjęcie 3D o powierzchni prawie 1300 km². Szacujemy, że w tym obszarze, dzięki temu zdjęciu i odwiertom dowiercimy się do kolejnych złóż o pojemności ok. 50 mld m³ gazu. Oczywiście mówimy o zasobach, a nie o rocznym wydobyciu. W części rozpoczęliśmy już produkcję – m.in. na złożu Siedleczka. W okolicach Kramarzędwki dowierciliśmy się do zasobów, które szacujemy na ok. 12 mld m³, i tam produkcję rozpoczniemy w tym roku.

Kolejne odkrycie – złożo Przemyśl. To jeden z największych naszych sukcesów. Złozo, z którego wydobycie rozpoczęło się w latach 50., pierwotnie szacowano na ok. 70 mld m³. Po wykonaniu badań i zastosowaniu nowych technik, również tych, których nauczyliśmy się m.in. w Norwegii, okazało się, że gazu może być więcej o 20 mld m³, niż wskazywały szacunki sprzed lat. Myślę, że to złożo będzie produktywne jeszcze przez następnych kilkanaście lat, choć jeszcze rok temu wydawało się, że za kilka lat zostanie zamknięte.

Oczywiście równolegle prowadzimy odwierty na Niżu Polskim, północy i zachodzie Polski. Łącznie w najbliższych latach planujemy ok. 120 poszukiwawczych odwiertów. To tyle, jeśli chodzi o wydobycie w Polsce.

Kontynuujemy wydobycie w gazu w Pakistanie, gdzie w ciągu ostatniego roku produkcja wzrosła dwukrotnie ze względu na to, że złożo wreszcie zaczęło produkować, a inwestycja, którą rozpoczęto bodajże 20 lat temu, wreszcie jest na ukończeniu. Produkcja na złożach w Pakistanie jest już prowadzona. Oczywiście gaz w całości sprzedawany jest na miejscowym rynku na dosyć dobrych warunkach, gdyż z naszego punktu widzenia polityka podatkowa wobec gazu z tych złóż jest bardzo korzystna. Dlatego cały gaz sprzedawany jest na miejscu.

Wydobywamy gaz i ropę naftową w Norwegii. Kontynuujemy akwizycję na szelfie Morza Północnego, ale nie tylko. Jak państwo słyszeli, w ostatnich dniach zakupiliśmy pierwsze koncesje w Zjednoczonych Emiratach Arabskich.

Jeśli chodzi o Norwegię i kolejne akwizycje, plan, który konsekwentnie realizujemy, doprowadzi do tego, że w 2023 r. ze złóż, w których operujemy i prowadzimy wydobycie, będziemy w stanie wtłoczyć 2,5 mld m³ gazu rocznie do m.in. gazociągu Baltic Pipe. Już teraz, po nowych akwizycjach, możemy stwierdzić, że nasza produkcja w 2023 r. będzie wynosiła co najmniej 1 mld m³ gazu, podczas gdy jeszcze dwa lata temu mieliśmy zarezerwowaną produkcję na poziomie 0,5 mld m³. Zatem w ciągu dwóch lat, po przeprowadzonych akwizycjach, produkcja w 2023 r. będzie wynosiła 1 mld m³.

Mamy jeszcze kilka złóż do kupienia i kilka tego typu inwestycji do wykonania. Robimy to ze szczególną starannością, tak aby pozyskane złoża były najbardziej opłacalne. Rozmowy trwają cały czas. Oczywiście rozglądamy się również za potencjalnymi możliwościami inwestycyjnymi na Morzu Śródziemnym, ale w tym zakresie nie podejmowaliśmy jeszcze żadnych decyzji inwestycyjnych.

To tyle tytułem informacji na temat wydobycia gazu przez grupę w całości, bo myślę, że mówimy nie tylko o wydobyciu polskim. Jeżeli będą pytania, chętnie odpowiem. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Maciej Małeczki (PiS):

Dziękuję. Panie prezesie, ile polskiego (w cudzysłowie) gazu popłynie gazociągiem Baltic Pipe?

Wiceprezes zarządu PGNiG SA Maciej Woźniak:

Co najmniej 2,5 mld m³ w ramach gazociągu, który ma 10 mld m³ pojemności. Nie mogę jednak ujawnić, jaką pojemność zarezerwowaliśmy. Mogę tylko powiedzieć, ile nas kosztuje.

Przewodniczący poseł Maciej Małeczki (PiS):

Rozumiem, że ze złóż na Morzu Północnym...

Wiceprezes zarządu PGNiG SA Maciej Woźniak:

Ze złóż należących do PGNiG oraz ze złóż, na które PGNiG posiada koncesję na produkcję i eksplorację. Taki jest plan, czyli co najmniej 1/4 pojemności gazociągu...

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

W którym roku się to ziści? Od początku uruchomienia Baltic Pipe?

Wiceprezes zarządu PGNiG SA Maciej Woźniak:

Taki jest plan, aby w momencie, gdy Baltic Pipe będzie gotowy, tj. w 2022/2023 r., wtłaczać do gazociągu cały wolumen gazu.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Dziękuję. Otwieram dyskusję. Pan poseł Zdzisław Gawlik i w kolejności pan poseł Jan Warzecha.

Poseł Zdzisław Gawlik (PO-KO):

Panie przewodniczący, panie ministrze, bardzo dziękuję za informację. Szkoda tylko, że musimy dobijać się o tego typu informacje w trybie art. 152. Zgadzam się z panem ministrem, że ten projekt to nie jest sprawa tylko jednego rządu, bo zwykle inwestycja przechodzi na następną. Tylko pan przewodniczący Zubowski z dużym poczuciem humoru powiedział kiedyś, że to rząd PiS wybudował terminal w Świnoujściu. Nie chcę jednak o tym dyskutować, natomiast cieszę się, że pan minister zauważył, iż o projekcie trzeba wspólnie rozmawiać.

Chciałem zauważyć to, o czym już kiedyś mówiłem przy okazji spotkania z udziałem pana ministra, żeby rozwiać jakiegokolwiek wątpliwości co do możliwości ratyfikacji umów międzyrządowych, bo kto jak kto, ale interesariusze z północy Europy rozmawiali również z opozycją o jej stanowisku w sprawie Baltic Pipe. Nie ma innego stanowiska. Pozostaje tylko kwestia pracy, żeby zbudować ten gazociąg. To jest najtrudniejsze.

Rozumiem, że ze względu na dofinansowanie z UE wszystkie procedury będą musiały być prowadzone w określonym reżimie prawnym.

Sekretarz stanu w KPRM, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej Piotr Naimski:

Przepraszam, panie pośle, ale chciałbym zauważyć, że i bez dofinansowania UE wszystkie procedury muszą być prowadzone w reżimie prawnym.

Poseł Zdzisław Gawlik (PO-KO):

Panie ministrze, rozumiem, tylko wtedy gospodarzem tej procedury jest rząd, który zamawia. To on decyduje o tym, jak procedura jest prowadzona. Nawiązuję do tego, co pan powiedział, mówiąc o dotychczasowych działaniach związanych z Baltic Pipe, że zamawiane są rury itd. Być może źle zrozumiałem. Rozumiem, że prowadzone postępowanie ma charakter postępowania prekwalfikacyjnego i w ten sposób zamierzamy ocenić, kto potencjalnie może wziąć udział w tym projekcie. Tak pewnie będzie to wyglądało w przypadku procedury prowadzenia zamówienia. Wyobrażam sobie, że tak będzie to wyglądało, ale jakieś baczenie ze strony Komisji Europejskiej również będzie.

Chodzi o to, żeby zdążyć ze wszystkimi procedurami, bo one również będą wymagały czasu, a harmonogram, jak wynika z prezentacji, jest dość napięty. W marcu mają się pojawić raporty środowiskowe, a zdarzenia związane ze ścieżką administracyjną będą miały miejsce w ciągu kolejnego roku.

Chciałbym, żeby udało się zrealizować wszystkie cele, w tym dotrzymać terminów. Należy liczyć się z tym, że w trakcie realizacji projektu mogą mieć miejsce różne zdarzenia. Chciałbym, żeby wszystko się udało i oby się udało. Doświadczenia z innymi dużymi projektami (budowami) pokazują, że różnie to bywa. Nie chcę wskazywać tych realizowanych przez ostatnie trzy lata projektów w energetyce, bo to pana ministra nie dotyczy, ale żaden z projektów nie jest realizowany w terminie. Wszędzie tam, gdzie projekty były rozpoczęte w latach 2014–2015, występują opóźnienia – w różnej skali. Nawet w przypadku Opola mówimy, że blok już miał być oddany, a dopiero jest rozruch i do eksploatacji zostanie oddany w czerwcu br. Wszędzie mamy do czynienia z opóźnieniami. Oby udało się w przypadku Baltic Pipe, a wszystkie założenia (realistyczne/optymistyczne?) się ziściły.

Skąd moja wątpliwość? Znam dyrektywę siarkową, wiem, jakie były plany dotyczące rozbudowy terminala. Plan było gotowe i zostawione na biurku na wiosnę w 2015 r. Niepokoi mnie to, że po trzech latach wracamy do decyzji o budowie trzeciego zbiornika.

Tymczasem pamiętam posiedzenia Komisji sprzed trzech lat, na których pan minister wspominał, że może przysłowiowe grzałki będą, ale być może obejdziemy się bez tego. Minęły trzy lata i wracamy do tego, co zostało pozostawione na biurku w 2015 r.

Dzisiaj zakładamy, że trzeci zbiornik będzie gotowy w listopadzie 2021 r., w sytuacji gdy jeszcze nie wiemy, kto ten zbiornik będzie budował. Pamiętam problemy, które były z budową dwóch zbiorników. Wtedy na posiedzeniach Komisji mówiono na temat budowy, jakości itd. Wiem, jak jest to złożony projekt. Nie wiem, ale oby udało się zrealizować budowę trzeciego zbiornika w terminie...

Sekretarz stanu w KPRM, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej Piotr Naimski:

...pan poseł pozwoli, że od razu sprostuję. Termin listopad 2021 r. dotyczy elementów regazyfikujących, a nie trzeciego zbiornika. Trzeci zbiornik przewidziany jest na rok 2023 i to jest racjonalne. Mówiłem o tym. W listopadzie 2021 r. do eksploatacji oddajemy elementy regazyfikujące (grzałki), które umożliwiają zwiększenie przepustowości terminala do 7,5 mld m³ gazu przy dwóch zbiornikach. Robimy to w pierwszej kolejności i wszystko jest tak pomyślane. Mam nadzieję, że jest jakaś dostrzegalna logika w tym, że do 2022 r. mamy mieć możliwość sprowadzenia alternatywnymi drogami i z alternatywnych źródeł całości polskiego zapotrzebowania na gaz.

W przypadku trzeciego zbiornika mówimy o 2023 r. Powiedziałbym, że jest to jakby następny etap naszego rozwoju. Mówię o tym razem, bo już teraz to planujemy, a inwestycja będzie prowadzona równolegle. Natomiast harmonogram jej wykonania jest tak ułożony, że to, co jest nam niezbędnie potrzebne, jest w sposób kontrolowalny do dostarczenia do roku 2022. Zgadzam się z panem posłem, że budowa zbiorników to trudna inwestycja. W szczególności przy budowie zbiorników mogą nastąpić nieoczekiwane zdarzenia. W związku z tym trzeci zbiornik nie jest elementem podstawowym, który zapewnia bezpieczeństwo dostaw gazu do Polski po 2023 r.

Poseł Zdzisław Gawlik (PO-KO):

Pytałem o plan B. Pan minister zakłada, że nie ma takiego ryzyka, aby któryś z tych dwóch projektów nie wyszedł...

Sekretarz stanu w KPRM, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej Piotr Naimski:

Panie pośle, proszę słuchać tego, co mówię. Powiedziałem...

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Panie ministrze, chwileczkę. Niech pan poseł zada pytania, a pan minister odpowie. Panie pośle, proszę o kontynuowanie.

Poseł Zdzisław Gawlik (PO-KO):

Być może będziemy prowadzić polemikę, ale usłyszałem, że jeden z dwóch projektów wyjdzie i dlatego w dacie granicznej (2022 r.) jesteśmy bezpieczni. A jak coś nie wyjdzie?

Mam wątpliwości z uwagi na okres ostatnich trzech lat i dlatego się nimi dzielę i pytam. Podobnie jak pan minister jestem powodowany troską o bezpieczeństwo dostaw gazu do Polski w 2022 r. Niczym innym się nie kieruję i nie mam innych intencji.

Równocześnie występują problemy z połączeniami międzysystemowymi. Zmieniano trasy itd. Gdybyśmy byli w pierwotnym projekcie i kalendarzu realizacji, który został pozostawiony z projektem na stole, to pewnie inwestycja byłaby dzisiaj bliska ukończenia. Pan minister wspominał o mniejszym sercu Komisji Europejskiej w stosunku do Stork II. Gdyby ten projekt był realizowany planowo, to przypuszczam, że być może i tego serca po stronie KE byłoby więcej. Nie jestem tego pewien. Mogę tylko przypuszczać, biorąc pod uwagę zaawansowanie tego projektu swego czasu.

Były również pomysły na to, aby minimalizować ryzyka, które teoretycznie mogą się pojawić w 2022 r. Myśląc o bezpieczeństwie, powinniśmy szukać narzędzi, aby urządzeń i rozwiązań było jak najwięcej. Pozwoli to nam czuć się bezpiecznie. Takie powinny być nasze intencje i dążenia.

Pytanie o powierzchnię magazynową kieruję do pana prezesa. Wspominał pan, że rozbudowano Brzeźnicę i Kosakowo. Co zrobiono poza tym, co oddano w 2016 r.? Inwesty-

cję zrealizowano w 2016 r. Czy poza tym coś zrobiono? Co zrobiono w ostatnim czasie w Kosakowie? Tam był problem sporów itd. Z różnych powodów nie było rozliczeń, ponieważ był problem pieniędzy. Nie pytam o to, kto i jak się zachował lub o co były spory. Pytam tylko o to, co zrobiono w zakresie magazynów.

Jeżeli chodzi o import gazu rosyjskiego, wniosek o zwołanie posiedzenia Komisji z art. 152 pojawił się po raporcie za III kwartał. Raport za III kwartał uprawniał do postawionej tezy. *À propos* gazu rosyjskiego, zaintrygowało mnie jedno pańskie zdanie, a mianowicie, że musieliśmy kupować gaz, dlatego że nie kupiono go w 2014 r. Pamiętam, że w 2014 r. Gazprom zapłacił określoną kwotę pieniędzy za niewywiązanie się z dostaw. Oczywiście towarzyszyła temu jakaś ówczesna polityka, która spowodowała, że z tego powodu mieliśmy mniejszą lub większą korzyść.

Chciałbym zapytać o poziom krajowego wydobycia gazu w latach 2016–2018. Mniej więcej śledzę nowe rozpoznania, nowe metody poszukiwań itd., które zresztą są różnie oceniane (już o tym wspominałem).

Wspomniał pan, że kupujemy gaz i dostawca odpowiada za jego dostawę do Świnoujścia lub gaz odbierany jest w porcie skroplenia i to my decydujemy o porcie docelowym. W porządku, nie ma sprawy, tylko nasuwa się pytanie, w jaki sposób spółka jest zabezpieczona na okoliczność posiadania statków do transportu gazu, bo jak rozumiem, jest to kwestia, która leży po naszej stronie. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Dziękuję. Pan poseł Jan Warzecha.

Poseł Jan Warzecha (PiS):

Panie ministrze, w latach 2011–2013 bardzo dużo mówiło się o zasobach gazu łupkowego. Niektórzy uważali, że możemy być szejkami Europy. Gaz łupkowy uważaliśmy za swoistą polisę energetyczną Polski. Od 2012 r. sprzedano bodajże 111 koncesji na wydobycie gazu.

Oczywiście wszystkie plany dotyczące dywersyfikacji dostaw, o których pan mówił, są jak najbardziej zasadne i logiczne, ale chciałbym zapytać, czy gdy poprawi się rachunek ekonomiczny, powrócimy do poszukiwania, wydobycia, a przede wszystkim do oszacowania złóż i zasobów gazu łupkowego. W prasie pojawiają się sugestie, że być może to lobby rosyjskie spowodowało zatrzymanie prac poszukiwawczych i wydobycie gazu łupkowego. Czy to jest przyczyną, czy bardziej przyczyną są względy ekonomiczne? Czy planuje się w przyszłości określić zasoby gazu łupkowego? Rozumiem, że jest to związane z odwiertami.

Mam jeszcze jedno pytanie do pana prezesa. Czy jest możliwe, żeby spółki poszukujące gazu, ropy naftowej i wykonujące odwierty mogły nawiązać współpracę np. z inną spółką w celu wykorzystania nieużytkowanych odwiertów do wydobycia wód geotermalnych? W moim przekonaniu m.in. zmniejszyłoby to wcześniejsze koszty wykonania odwiertu. Jeden odwiert kosztuje ok. 20 mln zł. Gdy poszukuje się ropy i gazu w miejscach, gdzie występują złoża wód geotermalnych, można byłoby w sposób efektywny połączyć jedno z drugim. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Dziękuję. Czy są jeszcze inne zgłoszenia ze strony państwa posłów, zanim zamknę listę mówców? Proponuję, aby dokończyć rundę zadawania pytań, na które odpowiedzą pan minister wraz z zespołem. Proszę, pan przewodniczący Włodzimierz Karpiński.

Poseł Włodzimierz Karpiński (PO-KO):

Dziękuję bardzo. Panie ministrze, tak to jest – punkt widzenia zależy od punktu siedzenia. Nie jest to odkrywcze, ale ważne, że w istotnych sprawach dla interesu gospodarczego, ale przede wszystkim dla bezpieczeństwa państwa mogą się one zbiegać. Pamiętam naszą argumentację z początku dekady, gdy mówiliśmy o tym, że od 2015 r. poprzez gazoport i rewers skutecznie rozpoczniemy marsz w dobrym kierunku – uniezależnienia się od dostaw gazu z jednego kierunku. Wtedy słyszeliśmy, że co prawda gazoport to nie wiadomo, a (cytuje) „ruski gaz będzie tylko niemiecką rurą dostarczany”. Dzisiaj pan mówi, że tak jest, bo do tego sprowadza się plan awaryjny. Pan powiedział, że będziemy bezpieczni poprzez rozwinięcie gazoportu, tj. poprzez podniesienie efektywności rega-

zyfikacji o 2,5 mld m³ plus trzeci zbiornik oraz zdolności na rewersach poprzez interkonektory, a przecież wiemy, że w tym ostatnim przypadku chodzi głównie o interkonektor na granicy polsko-niemieckiej. To tyle tytułem stwierdzenia, że dobrze, iż się zbiegamy. Podkreślam, że jesteśmy konsekwentni we wspieraniu, w tym na okoliczność realizacji konkretnych zamierzeń w zakresie dywersyfikacji i możliwość zakupu z każdego miejsca na świecie nośnika energetycznego, którym jest gaz.

Niestety, ale pan prezes był nam uprzejmy przedstawić informację, z której wynika, że przez ostatnie trzy lata import rósł, a powiedzmy sobie, że import to głównie rosyjski gaz, bo nie ma znaczenia, czy jest ze wschodu, czy z zachodu. Tymczasem wydobywanie krajowe maleje. Z punktu widzenia wtłoczenia w Baltic Pipe 2,5 mld m³ gazu w 2023 r. plany się podobają. Zobaczymy, jak będzie z realizacją. Pan minister Gawlik przedstawił stanowisko o naszym wsparciu, które nigdy nie było ukrywane.

Chciałbym zapytać pana ministra o koszty, ponieważ pan powiedział, że ok. 230 mln euro będzie pochodziło z CEF. Jaki jest całkowity koszt, skoro ta kwota stanowi 30% kosztów? Fajnie, że to jest. Czy pan minister mógłby powiedzieć, o ile jest to prawda (m.in. dlatego zwołaliśmy posiedzenie Komisji), z czego wynika nierównomierność obciążeń finansowych inwestorów na tłocznię duńską? Dlaczego tak jest?

Chciałbym także obu panom zadać fundamentalne pytanie. Dzisiaj mamy sytuację, w której spółka, która jest producentem i poprzez swoje spółki zależne jest dystrybutorem, dominuje na rynku gazu w Polsce. Z drugiej strony obserwujemy radykalnie wzrastające koszty u tych, którzy kupują ten gaz. Mam na myśli zarówno przemysł, jak i innych. Ostatnio do mojego biura trafili przedstawiciele jednej ze spółdzielni, którzy pokazali wzrost prawie o 50% w realnym wyplynie pieniądza od mieszkańców.

Rozumiem, że bezpieczeństwo energetyczne kosztuje, ale w przypadku spółki nasuwa się pytanie, czy nie można byłoby środków z inwestycji norweskich alokować w kraju. Czy prowadziliście takie analizy? Czy alokacja środków nie zwiłokrotniłaby wydobycia krajowego?

Czy trzecia ustawa terminalowa zawiera parametr socjalizowania kosztów budowy gazociągu Baltic Pipe? Czy pan minister mógłby się odnieść do tego także w kontekście estymacji wpływu na wzrost cen paliwa dla odbiorców po 2023 r.? Dlaczego? Dlatego, że biorąc pod uwagę sytuację związaną...

Głos z sali:

Panie pośle, proszę zadać pytanie panu ministrowi.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Panie pośle, głos ma pan przewodniczący Włodzimierz Karpiński. Zmierzamy do finału.

Poseł Włodzimierz Karpiński (PO-KO):

Nie, nie zwracam uwagi na takie zachowanie, poradzę sobie. Dziękuję, panie przewodniczący.

Generalnie chodzi mi o to, że biorąc pod uwagę pewien kierunek polityki klimatycznej, o czym wszyscy wiemy, co jest także zaznaczone w konsultowanym projekcie strategii energetycznej państwa, raczej trzeba spodziewać się przesunięcia w stronę paliwa gazowego. Zresztą w strategii jest napisane, że zużycie będzie coraz większe. Wobec powyższego pytanie o poziom kosztów oraz o to, ile będą płacili użytkownicy gazu, wydaje się jak najbardziej zasadne. Czy państwo robicie jakieś analizy w tym zakresie lub możecie się podzielić swoimi refleksjami na ten temat? Dziękuję.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Czy przed zamknięciem listy mówców ktoś chciałby zabrać głos? Jeszcze raz pan przewodniczący Włodzimierz Karpiński.

Poseł Włodzimierz Karpiński (PO-KO):

Proszę nie traktować tego jako złośliwości. Panie ministrze, była historia związana z Piotrem Niewiadomskim czy z kimś takim, kto dowiadywał się od pańskich współpracowników o procedowanie. Czy wobec pańskich współpracowników zostały wyciągnięte wnioski i konsekwencje? Krótko mówiąc, chodzi o szczelność tego, co jest bardzo wrażliwe z punktu widzenia polityki państwa. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Dziękuję. W części pytań był to ostatni głos. Bardzo proszę pana ministra Piotra Naimskiego wraz z zespołem o odpowiedź.

Sekretarz stanu w KPRM, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej Piotr Naimski:

Żeby była jasność, zaczniemy od podsumowania tego, co jest w planie inwestycyjnym. Spójrzmy na slajd. Wszystko jest jasne. Jest pięć elementów, które składają się na rozbudowę gazoportu, z czego pierwszy z nich (SCV) to dostawienie elementów regazyfikujących – grzałek. Zimne LNG trzeba podgrzać. Mówimy, że nastąpi to w listopadzie 2021 r. Daje to wprost możliwość zwiększenia przepustowości do 7,5 mld m³ gazu. Tego pilnujemy i będzie to zrealizowane. Do tego mamy już pozwolenie na budowę.

Pozostałe elementy to trzeci zbiornik, kolej i nabrzeże. Oczywiście najbardziej spektakularny jest zbiornik. To trudna inwestycja. Jej zakończenie przewidziano na 2023 r., czyli wychodzi poza perspektywę roku 2022. Oczywiście inwestor Polskie LNG będzie walczyło, żeby inwestycja została ukończona w terminie itd. To jest oczywiste.

Trzeci zbiornik potrzebny jest z dwóch powodów. Po pierwsze, dla zwiększenia elastyczności gazoportu, w tym możliwości operowania większą ilością płynnego surowca. Równocześnie, jeżeli w 2023 r. dostawimy dodatkowe elementy regazyfikujące, to mając trzeci zbiornik i te elementy, będziemy mogli zwiększyć przepustowość terminalu do 10 mld m³ gazu. Nie możemy zwiększyć przepustowości przy dwóch zbiornikach – możemy zwiększyć do 7,5 mld ³, co mamy przewidziane i zrobimy. W pewnym sensie odwraca się kolejność, chociaż, jeżeli będzie trzeba, możemy to przyspieszyć.

W tej chwili na stole inwestycyjnym mamy trzeci zbiornik, a w perspektywie możemy mieć kolejne elementy regazyfikujące. Dlaczego to robimy? Na terenie terminalu mamy zarezerwowany obszar (i to wykorzystujemy) do postawienia dwóch grzałek. W celu postawienia następnych grzałek musimy wyjść poza teren terminalu i przejść przez całą ścieżkę lokalizacyjno-środowiskową itd. W związku z tym taką przyjmujemy kolejność. Z kolei zbiornik zlokalizowany jest na terenie terminalu.

Taki jest harmonogram tych inwestycji? Trzeci zbiornik nie jest warunkiem do uzyskania przepustowości na poziomie 7,5 mld m³ gazu.

Panowie zwracali uwagę, że jeżeli coś się zdarzy, będziemy musieli skorzystać z wirtualnego rewersu i będzie to rosyjski gaz. No tak, panie pośle, ale już w tej chwili PGNiG ma portfel kontraktowy LNG, który jest zróżnicowany i daje nam elastyczność. Daje nam to elastyczność punktu dostawy. Możemy dostarczyć gaz np. do Amsterdamu lub gdziekolwiek. Panie pośle, zmieniamy sytuację.

Poruszono kwestię kosztów. W początkowym etapie GAZ-SYSTEM i Energinet dokonały podziału kosztów – oceny i podziału kosztów, przy założeniu +/- 30%. Nie chcemy podawać bardziej dokładnych liczb, ponieważ jesteśmy przed przetargami, wyborem wykonawców itd. Przy tym założeniu 874 mln euro przypadają na GAZ-SYSTEM. Koszty rozkładają się mniej więcej po połowie. Jest to jeden z powodów, dla którego dopłacamy do tłoczni, która jest dużym elementem na brzegu duńskim. Jest to również związane z taryfami. Nie wnikając w szczegóły, Dania bardzo korzysta na tej inwestycji, ponieważ ma obniżkę w taryfie o 60%. Robią dobry interes. My także robimy dobry interes. W innym przypadku nie byłoby porozumienia i tej inwestycji. W związku z tą inwestycją u nas będzie czteroprocentowa wyżka na taryfie przesyłowej. Jest to powód, dla którego dostajemy dofinansowanie na budowę z UE na poziomie 214 mln euro z kawałkiem, a Duńczycy nic. Tak zostało to zdecydowane i słusznie.

Kolejny temat to gaz łupkowy. Wszedł kolega, który pytał o łupki, ale chcę powiedzieć, że ze strony inwestorów jest wersja, która mówi, że koszt wydobycia ze złóż łupkowych rośnie z kwadratem głębokości. Nie wiem, czy to jest prawda lub na ile jest to zbliżone do rzeczywistości, ale w każdym razie gaz łupkowy w Polsce jest na głębokości 3000 m, a w Ameryce Północnej i Południowej na głębokości 1000 m.

Padło pytanie, czy to Rosjanie nam zablokowali łupki. Nie, nie Rosjanie. Jeżeli chodzi o inwestycje w łupki w Europie (próbowano nie tylko w Polsce), była to kwestia koniunktury. Cena ropy naftowej spadła na tyle, że inwestycje dużych koncernów zostały wstrzy-

mane tam, gdzie były niepewne itd. Krótko mówiąc, wycofali się. My jesteśmy na etapie wstępnym. Wiemy, że mamy dużo łupków, i wiemy, że w tych łupkach jest gaz. Być może przyjdzie taki czas (kwestia cen surowców), że stanie się to opłacalne.

Panie przewodniczący, jeżeli mogę prosić, chciałbym, aby pan prezes Woźniak zabrał głos.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Dziękuję bardzo. Bardzo proszę, pan prezes Maciej Woźniak uszczegółowi wypowiedź pana ministra.

Wiceprezes zarządu PGNiG SA Maciej Woźniak:

Dziękuję bardzo. Panie przewodniczący, szanowni państwo. Jeśli chodzi o magazyny, faktycznie, Brzeźnica to 2016 r. – 35 mln m³ i Kosakowo, płukane intensywnie przez ostatnie dwa lata – oddane do użytku dosłownie kilka dni temu, nawet nie wiem, czy jest to wciągnięte w moc oddawczą, ale powinno się to dziać w tych tygodniach – pojemność 125 mln m³ dodatkowej mocy. Zatem mówimy o zwiększeniu pojemności magazynów w omawianym okresie łącznie o 5% w stosunku do dzisiejszej pojemności.

Jak powiedziałem, w Kosakowie będziemy płukać kolejne klastry, co oznacza zwiększenie pojemności magazynowej. Przed nami decyzja dotycząca Mogilna, gdzie również mamy pewne rezerwy. Należy nadmienić, że przy pojemności 3 mld m³ spokojnie mieścimy w całości nasze obowiązkowe zapasy, do których jako PGNiG jesteśmy zobowiązani, plus zapas handlowy. Zatem jest to dużo gazu. Pamiętam, gdy jeszcze parę lat temu pojemności magazynowe wynosiły ok. 1,5 mld m³, czyli dwa razy mniej.

Jeśli chodzi o kwestie kontraktu jamalskiego, nie wiem, czy precyzyjnie się wyraziłem, czy źle zostałem zrozumiany. W 2016 r. wystąpił problem związany z oddaniem do eksploatacji terminala w połowie roku. Gdyby terminal rozpoczął pracę od stycznia i moglibyśmy realizować dostawy zamówionego gazu, wówczas import gazu rosyjskiego byłby na niższym poziomie. Tak czy siak, odnosząc się do pytania pana posła Karpińskiego, zarówno import z południa, wschodu i zachodu, co pan poseł nazwał gazem rosyjskim, z czym się nie zgadzam, łącznie import z tych trzech kierunków w 2017 r. wyniósł 12 mld m³, a w 2018 r. już tylko 10,8 mld m³, a więc spada, a nie rośnie.

Pan poseł Gawlik pytał o wydobycie gazu. W zaokrągleniu wygląda tak jak na wykresie, natomiast w liczbach dokładnych, w przeliczeniu na gaz wysokometanowy (w tzw. wysokim metanie), w 2016 r. wydobycie wyniosło 3,88 mld m³, w 2017 r. – 3,84 mld m³, a w 2018 r. – 3,81 mld m³. Mamy do czynienia z delikatną tendencją spadkową – rzędu 100 mln m³. Na podstawie odwiertów, które prowadzimy, i harmonogramu prac można spodziewać się odbicia w górę. Zatem wahamy się ciągle wokół bardzo podobnej wartości. Tak jak mówiłem, badania geofizyczne przeprowadzone w 2017 r., dodatkowe odkrycia i kolejne odwierty pozwalają spokojnie przyjąć, że wydobycie będzie rosło. Wiadomo, że zmiana w wydobyciu to nie jest proces z miesiąca na miesiąc. Do tego potrzeba dwóch, trzech lat przygotowań. W tym samym czasie znacznie rośnie nam wydobycie ropy. O ile w 2016 r. było to 760 tys. ton, to w 2018 r. było to prawie 820 tys. ton. Nie pokazywałem tego w prezentacji, ale jak wiadomo, ropa i gaz idą w wydobyciu równolegle.

Jeśli chodzi o dostawy na bazie FOB, czyli te, za które weźmiemy odpowiedzialność, tak, oczywiście to oznacza, że będziemy musieli dysponować usługą transportową. Decyzji jeszcze nie podjęliśmy, więc nie będę mógł więcej powiedzieć, ale do wyboru mamy albo zlecenie usługi transportowej, albo czarterowanie statków, czyli jak każda firma, która handluje gazem w skali międzykontynentalnej.

Nieobecny pan poseł Warzecha pytał o gaz łupkowy. Pan minister Naimski już odpowiedział *à propos* łupków. Gdy cena ropy zaczęła spadać, to przy ówczesnych obciążeniach podatkowych trudno było kontynuować prace związane z gazem łupkowym, przy założeniu określonych efektów, nawet z wykorzystaniem amerykańskich firm drilingowych. Mam wrażenie, że obecnie, po zmianach legislacyjnych, w lepszy sposób ustawiono kwestie podatkowe. Warto podkreślić, czym często się chwalimy, że metoda łupkowa, czyli szczelinowania hydraulicznego, której dopracowaliśmy się i przetrenowaliśmy na poszukiwaniach łupków, z powodzeniem jest teraz stosowana w pokładach węgla (na Śląsku). Pierwsze nasze testowe odwierty zamieniły się już w produkcyjne. Po zastosowaniu szczelinowania hydraulicznego w pokładzie węgla wydobywamy z niego metan,

czyli trochę luzujemy złożę, które przy ewentualnej eksploatacji kopalnianej w przyszłości staje się bardziej bezpieczne.

Pan poseł Warzecha poruszył kwestię geotermalnych odwiertów. Jesteśmy otwarci na to, aby ewentualni zainteresowani przejęli od nas odwierty, których w ten sposób nie musielibyśmy zamykać i niwelować. Nasze spółki służą usługami wiertniczymi, więc wszystko pozostaje do decyzji ewentualnych inwestorów. Natomiast nie zajmujemy się produkcją energii geotermalnej.

Na chwilę powrócę do kwestii wtłoczenia naszego gazu do gazociągu Baltic Pipe. Oczywiście 2,5 mld m³ gazu będzie pochodziło z naszej produkcji w Norwegii, ale chcemy wtłoczyć jak najwięcej gazu z Norwegii. Dlatego będziemy chcieli wtłoczyć dodatkowe ilości gazu pochodzące z zakupów (na korzystnych warunkach rynkowych) na rynku norweskim. W ten sposób będziemy chcieli w całości wykorzystać zarezerwowaną moc. Zatem żeby było jasne, to nie jest tylko 2,5 mld m³ gazu. Mówimy o dostawach, które w maksymalny sposób wypełnią ten gazociąg, który (jak słyszeliśmy) będzie miał 10 mld m³ przepustowości.

Poruszono kwestię cen. Jak państwo wiecie, jesteśmy w trakcie procesu taryfowego przed prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, więc nie jestem jeszcze w stanie nic powiedzieć o cenach dla gospodarstw domowych. Sądzę, że ten proces lada dzień zostanie zakończony.

W przypadku cen gazu dla grup przedsiębiorców mamy dwa typy polityki cenowej. Dla największych odbiorców gazu w Polsce, tzw. strategicznych odbiorców gazu, mamy ceny w pełni rynkowe, które odnoszą się do benchmarków rynkowych, czyli indeksów giełdowych (polskich lub zachodnioeuropejskich), więc problemu po stronie tych odbiorców nie ma, ponieważ mają zwyczajne warunki kontraktowe.

Jeśli chodzi o mniejszych przedsiębiorców, w ramach tej grupy odbiorców oferujemy dostawy z cenami wynikającymi z cennika. Oczywiście decyzją spółki cennik co jakiś czas się zmienia, ale jednocześnie, co jest do sprawdzenia w każdej chwili, spółka oferuje mniejszym przedsiębiorcom tzw. programy rabatowe – programy sprzedaży gazu na określony czas, przy odpowiednim rabacie w stosunku do cennika. O ile się orientuję, na dzień dzisiejszy każdy zainteresowany przedsiębiorca jest w stanie pozyskiwać od nas gaz w cenach z 2018 r. Dzięki programom promocyjnym problem wzrastających cen nie dotyczy przedsiębiorców chętnych do współpracy z nami. Dziękuję.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Dziękuję bardzo. Czy na któreś z pytań odpowiedź nie padła? Nie padła. Pan przewodniczący Włodzimierz Karpiński.

Poseł Włodzimierz Karpiński (PO-KO):

Dziękuję za poinformowanie o tym, że budowa dobrze łączy się z tym, że pan prezes Woźniak będzie zatłaczał gaz, a następnie rozprowadzał go w Polsce. Mnie chodziło o to, czy nie lepiej przekierować potężne nakłady lokowane na szelf norweski na poszukiwania i wydobywanie gazu w Polsce w kontekście pańskiej estymacji gazu norweskiego na poziomie 2,5 mld m³. Jak pan mówi, na dzisiaj jest to 1 mld m³, tak? Dziękuję.

Wiceprezes zarządu PGNiG SA Maciej Woźniak:

Jest 1 mld m³, było 0,5 mld m³, a będzie 2,5 mld m³ do 2023 r. Czy warto przenieść nakłady kierowane na szelf norweski na poszukiwania gazu w Polsce? Oczywiście nie jestem geologiem, ale korzystamy z wiedzy wybitnych geologów, którzy jednoznacznie stwierdzają, że jeżeli chodzi o zasoby gazu konwencjonalnego, dużych i poważnych odkryć gazu w Polsce raczej spodziewać się nie możemy. Obecnie utrzymujemy wydobywanie na stabilnym i niezmnijającym się poziomie. Mamy nadzieję utrzymać to przez następnych kilkadziesiąt lat. Prawdopodobnie nie dojdzie do żadnego potężnego (w sensie kilkusetmiliardowego) odkrycia gazu. Ponadto w Polsce mamy chyba dość dobrze przebadaną geologię.

PGNiG jest spółką przede wszystkim sektora upstream i w tym sektorze mamy najlepsze wyniki finansowe. W związku z tym szukamy możliwości wydobywania na najbliższych nam rynkach. Stąd wybór Norwegii. Pieniądze przekierowane na rynek polski nie zamieniłyby się w takie wydobywanie, jakie możemy osiągnąć w Norwegii.

Natomiast w Polsce staramy się utrzymać wydobycie na tym samym poziomie, niezmieniającym się przez następne kilkadziesiąt lat i jest to w zasięgu ręki.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Dziękuję. Pan poseł Zdzisław Gawlik i będziemy zmierzali do finału.

Poseł Zdzisław Gawlik (PO-KO):

Panie przewodniczący, panie ministrze, tylko w jednej sprawie, która dotyczy slajdu, który widzimy na ekranie. Rozumiem, że są cztery elementy inwestycji, ale nurtuje mnie, dlaczego już nie zrobiliśmy pewnych rzeczy. Dlaczego nie jesteśmy zaawansowani dalej, jeżeli chodzi o zbiornik czy o terminal kolejowy. Przecież takie pomysły były wiele lat temu. Tylko od pana spółki zależała ich realizacja. Plany były. Z tego co pamiętam, projekty miały być realizowane już w 2016 r. Studium wykonalności było rozpoczęte w połowie 2015 r. i miało być wykonane na początek marca lub kwietnia następnego roku – szczegółów nie pamiętam. Sąd mój niepokój i pytanie, dlaczego czekamy. Upłynęło 2,5 roku do rozpoczęcia inwestycji. Dziękuję bardzo.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Dziękuję. Pan minister.

Sekretarz stanu w KPRM, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej Piotr Naimski:

Może pan prezes?

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

W takim razie pan prezes Stępień, który zabraniam głosu potwierdza swoją obecność na posiedzeniu Komisji.

Prezes zarządu GAZ-SYSTEM SA Tomasz Stępień:

Dzień dobry państwu. Postaram się odpowiedzieć na to pytanie. Rzeczywiście studium wykonalności było w toku, gdy przejęliśmy dokumenty. Natomiast wiele rzeczy się zmieniło. Po otwarciu i komercyjnym oddaniu terminalu okazało się, że chociażby rynek LNG jako taki (nie jako gazu sieciowego) znacząco rośnie, i trzeba było zmienić pewne założenia. Musiało to trochę potrwać.

Poza tym przepustowość zwiększamy grzałkami i to jest projekt, który bardzo szybko uzyskał decyzję realizacyjną. Cała reszta wymagała (o czym pan minister wspominał) zmiany założeń – np. nabrzeże, żeby planowane projekty lepiej odpowiedziały na potrzeby rynku, czyli nie tylko bunkrowanie, ale większe statki, Q-Flex i mniejsze jednostki, żeby zwiększyć elastyczność itd. Założenia zmieniły się w stosunku do założeń zawartych w studium wykonalności. Musiało to trochę potrwać.

Przypomnę, że w 2005 r. i 2006 r. studium wykonalności dla terminalu zakładało 5% przepustowości jako nalewanie do cystern samochodowych. Przez lata budowy nie aktualizowano założeń biznesowych i okazało się, że po oddaniu terminalu zakładana przepustowość na ciężarówce jest już za mała, ponieważ rynek tak poszedł do przodu. Nie chcieliśmy popełnić tego samego błędu. W związku z tym jeszcze raz przejrano założenia, ponieważ ten rynek rzeczywiście dynamicznie się zmienia. Można nawet powiedzieć, że bardziej niż rynek gazu sieciowego.

Sekretarz stanu w KPRM, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej Piotr Naimski:

Praktycznie rzecz biorąc, zostało to zrobione przy nowych założeniach.

Przewodniczący poseł Maciej Małecki (PiS):

Dziękuję bardzo. Szanowni państwo, jeszcze jedno zdanie, ponieważ nie mogę się zgodzić z panem posłem Zdzisławem Gawlikiem co do tego, że art. 152 musiał być wykorzystany, aby porozmawiać o Baltic Pipe. Panie pośle, w dniu 18 lipca 2018 r. w tym budynku rozmawialiśmy o Baltic Pipe. Ten temat byłby również w tym półroczu, gdyby nie to, że państwo zwołaliście posiedzenie. Nie jest wykluczone, że to nie jest ostatnie posiedzenie na ten temat. Jeżeli będzie działało się coś istotnego, to oczywiście warto, aby Komisja była o tym informowana.

Pan minister uśmiechnięty, opozycja uśmiechnięta, koalicja uśmiechnięta, więc trzymamy kciuki, aby dalej dobrze szło. Dziękuję. Na tym zamykam posiedzenie Komisji do Spraw Energii i Skarbu Państwa. Protokół posiedzenia będzie wyłożony do wglądu w sekretariacie Komisji. Dziękuję państwu.