

Dzięki LNG gaz z Rosji nie odgrywa już tak dużej roli w naszym
importie

Rozmowa z Piotrem Woźniakiem, prezesem PGNiG SA



Piotr Woźniak, prezes PGNiG

Dzięki LNG gaz z Rosji nie odgrywa już tak dużej roli w naszym
importie

Jak długo PGNiG będzie kupować gaz z Rosji?

Kontrakt jamalski kończy się w 2022 roku. Od czterech lat, wspólnie z polskim rządem, konsekwentnie realizujemy strategię, która pozwoli nam poinformować stronę rosyjską, że nie chcemy przedłużać kontraktu. Taką deklarację przekazemy Gazpromowi do końca tego roku – w przeciwnym razie kontrakt zostanie automatycznie przedłużony na kolejne pięć lat na dotychczasowych warunkach. Jest to istotna formalność. Jesteśmy dziś w zupełnie innym miejscu niż cztery lata temu: podpisaliśmy korzystne umowy na dostawy LNG ze Stanów Zjednoczonych, rozpoczął się proces budowy gazociągu Baltic Pipe, który da dostęp do gazu z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego, została podjęta decyzja o zwiększeniu zdolności regazyfikacyjnych Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu do 7,5 mld m sześć. rocznie. Po 2022 roku będziemy w stanie zaspokoić krajowe zapotrzebowanie na gaz bez importu z Rosji.

Wskazywałem to wielokrotnie – Gazprom nie jest dla nas wiarygodnym partnerem. Patrzymy na to biznesowo – od naszych kontrahentów oczekujemy niezawodności i kupieckiej rzetelności. Tymczasem od 2004 roku mieliśmy aż 7 zakłóceń w dostawach rosyjskiego gazu. Najdłuższe trwało 6 miesięcy – przez pół roku dostawaliśmy o jedną piątą paliwa mniej niż to wynikało z umowy. W żadnym z tych przypadków nie doczekaliśmy się przekonujących wyjaśnień.

Kolejny argument – cena. Za rosyjski surowiec płacimy jedną z najwyższych stawek w Europie, co nie ma żadnego uzasadnienia. Dlatego – zgodnie z kontraktem jamalskim – zwróciliśmy się do Gazpromu o zmianę ceny. Bezskutecznie, choć spełnione były wszystkie przesłanki do obniżki. Potwierdził to w ubiegłym roku Trybunał Arbitrażowy, który w orzeczeniu częściowym nie pozostawił wątpliwości – cena, której żąda od nas Gazprom nie odpowiada warunkom rynkowym. A jednak, mimo że sytuacja jest jasna, naszych racji musimy dochodzić na drodze procesu. Zawarta w kontrakcie jamalskim klauzula „bierz lub

Dzięki LNG gaz z Rosji nie odgrywa już tak dużej roli w naszym imporcie

płać” powoduje, że jeszcze przez trzy lata musimy płacić za duże ilości rosyjskiego paliwa niezależnie od tego, czy je faktycznie odbierzemy. Podstawą każdej współpracy jest zaufanie, którego Gazprom wielokrotnie nadużył.

Czy nie obawia się Pan kolejnych zaskakujących reakcji Gazpromu?

Przede wszystkim mogę zagwarantować, że gazu nie zabraknie. W magazynach zgromadziliśmy prawie 3 mld m sześć. paliwa. Mamy podpisane umowy z wiarygodnymi zagranicznymi dostawcami i zarezerwowaliśmy odpowiednie przepustowości w systemie przesyłowym oraz moce regazyfikacyjne w terminalu LNG. Jesteśmy w stanie poradzić sobie nawet w przypadku problemów na Wschodzie – do granic zdolności pracy systemu przesyłowego. Dzięki LNG paliwo z Rosji nie odgrywa już tak dużej roli w naszym miksie. W 2015 roku gaz ze Wschodu stanowił 87 proc. importu PGNiG, a w 2018 roku ten udział spadł do 67 procent. Z końcem 2019 roku wygasa rosyjsko-ukraińska umowa przesyłowa. Część paliwa dla Polski płynie tzw. tranzytem przez Ukrainę, więc jest to dla nas bardzo istotne. Strona rosyjska do niedawna opóźniała jakiegokolwiek rozmowy w sprawie nowej umowy z ukraińskim operatorem systemu przesyłowego i to pomimo, że w negocjacjach brała udział Unia Europejska. Rosjanie liczyli, że zdążą do końca roku wybudować Nord Stream 2 i utrzymać przesył gazociągami Nord Stream 1, co umożliwiłoby im realizację dostaw do Niemiec z pominięciem terytorium Ukrainy. Jednak niedawny wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej w sprawie gazociągu OPAL zburzył ten plan.

Wyrok unieważnił decyzję Komisji Europejskiej, która wcześniej przyznała Gazpromowi praktycznie całą przepustowość niemieckiego gazociągu OPAL wbrew fundamentalnej zasadzie dostępu stron trzecich do infrastruktury przesyłowej. Jak ta decyzja wpłynie na rynek gazu w Europie?

Dzięki LNG gaz z Rosji nie odgrywa już tak dużej roli w naszym imporcie

Gazociąg OPAL odbiera paliwo z Nord Stream 1 i przesyła je wzdłuż granicy z Polską aż do Czech. Następnie gaz ten jest w większości transportowany przez terytorium Czech do południowych Niemiec. W konsekwencji wyroku, Gazprom musiał zmniejszyć wolumeny transportowane OPAL-em do Czech i dalej do Niemiec. Doprowadziło to do zwiększonego przesyłu gazu przez gazociąg Braterstwo na Ukrainie. W takiej sytuacji, nawet gdy Rosjanom uda się uruchomić Nord Stream 2 w terminie, to znaczy na koniec 2019 roku, nadal będą musieli korzystać z „tranzytu” przez terytorium Ukrainy, aby dostarczyć gaz do zachodniej Europy. To zdecydowanie zwiększa szanse Ukrainy na wynegocjowanie z Rosjanami umowy tranzytowej, a co za tym idzie i co dla nas najważniejsze – ogranicza ryzyko zakłóceń w dostawach gazu do Polski.

Wyrok TSUE jest istotny jeszcze z jednego powodu. Trybunał uznał, że decyzja Komisji jest nieważna, bo naruszyła traktatową zasadę solidarności energetycznej. Wyrok w sposób jasny wskazuje, że Komisja i państwa członkowskie w swoich działaniach powinny kierować się tą zasadą. Dotychczas była ona głównie deklaratywna, ale dzięki wyrokowi Trybunału nabrała realnych kształtów.

Żadna decyzja organów unijnych nie może pomijać jej wpływu na bezpieczeństwo energetyczne Polski i regionu. To ogromny sukces.

W tej sprawie od samego początku ściśle współpracowaliśmy z krajową administracją, która miała najsilniejszą legitymację procesową. To była skoordynowana, wzorowo przeprowadzona akcja, której gratuluję naszym partnerom z Ministerstwa Spraw Zagranicznych i Ministerstwa Energii. Orzeczenie Trybunału jest do tej pory szeroko komentowane w całej Unii i Rosji. To uzasadnione, bo wyrok w sposób przełomowy definiuje jedną z kluczowych zasad Traktatów unijnych i przynosi wymierne korzyści z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw gazu.

Dywersyfikacja importu i bezpieczeństwo dostaw jest warunkiem szerszego wykorzystania błękitnego paliwa w gospodarce. Wydaje się, że Polacy już

Dzięki LNG gaz z Rosji nie odgrywa już tak dużej roli w naszym
importie

poczuł się bezpieczniej, bo zużycie gazu rośnie bardzo dynamicznie. W ubiegłym roku krajowe zapotrzebowanie wyniosło około 18 mld m sześć. - o blisko 3 mld więcej niż w 2015 roku. Takie tempo się utrzyma?

Poziom życia Polaków rośnie, a z nim skłonność do wygody i proekologicznych wyborów. To będzie napędzać wzrost zużycia gazu po stronie klientów indywidualnych. Z kolei wysokie ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla są impulsem dla przedsiębiorców, zwłaszcza z sektora energetycznego. Nowy blok gazowy, budowany przez PGNiG Termika na warszawskim Żeraniu, będzie zużywać rocznie 0,65 mld m sześć. paliwa. Jeżeli dodać do tego inwestycje zapowiadane przez inne spółki energetyczne, to w ciągu 3-4 lat będziemy potrzebowali dodatkowo nawet 5 mld m sześć. gazu rocznie. Zadaniem PGNiG jest zapewnić, aby każdy, kto chce korzystać z gazu, miał do niego dostęp z gwarancją niezakłóconych dostaw.

W ubiegłym roku PGNiG wydobyło w Polsce 3,8 mld m sześć.gazu. Prognozy na kolejne lata mówią o wolumenach rzędu 4 mld m sześć. W porównaniu z prognozowanym zapotrzebowaniem to niewiele. Czy krajowe wydobycie może odegrać jeszcze istotną rolę w zaspokajaniu rosnącego popytu na gaz?

Nie jesteśmy krajem zasobnym w węglowodory i nie obejdziemy się bez dostaw z zagranicy. Krajowe źródła są jednak najpewniejsze, bo mamy je pod całkowitą kontrolą, dlatego polski gaz to rodzaj gwarancji istotnej z punktu widzenia stabilności dostaw.

W ubiegłym roku udało się nam zahamować wieloletnią tendencję spadkową w krajowym wydobyciu gazu. To duży sukces, który kosztował wiele wysiłku i pracy ekspertów. Od

Dzięki LNG gaz z Rosji nie odgrywa już tak dużej roli w naszym
importie

2016 roku odwierciliśmy prawie 120 otworów, mamy bardzo wysoką, około 80 procentową skuteczność, co jest efektem projektowania prac wiertniczych z wykorzystaniem nowoczesnych metod analitycznych.

W sumie w krajowe poszukiwania i wydobywanie zainwestowaliśmy w latach 2016-2018 ponad 2,6 mld złotych. Z biznesowego punktu widzenia było to jak najbardziej uzasadnione. Udział segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie w EBITDA Grupy wyniósł w ubiegłym roku 71 proc., a w pierwszym półroczu 2019 roku – mimo bardzo niskich cen ropy i gazu – blisko 64 procent. Na krajowym wydobywaniu ropy i gazu korzysta nie tylko spółka i jej akcjonariusze, ale również społeczności lokalne.

W ubiegłym roku, z tytułu opłat i podatków związanych z działalnością upstream, wypłaciliśmy samorządom ponad 200 milionów złotych. Dla wielu gmin to stałe źródło dochodów, które umożliwia finansowanie wydatków inwestycyjnych i zaciąganie kredytów na rozwój.

PGNiG rozwija również wydobywanie za granicą. Niedawno rozpoczęło pierwsze wiercenia w Norwegii w roli operatora na koncesji Shrek PL838. Czy doświadczenia z kraju można wykorzystać za granicą? Poszukiwanie i wydobywanie spod dna morskiego różni się chyba od działalności na lądzie.

W Norwegii mamy aktualnie 25 koncesji, ale wkrótce ta liczba może wzrosnąć. Jest to dla nas kierunek priorytetowy ze względu na możliwość sprowadzenia stamtąd gazu do Polski po wybudowaniu gazociągu Baltic Pipe.

W prowadzeniu działalności upstream na lądzie i morzu jest sporo różnic, ale mamy kompetencje, by tymi projektami profesjonalnie zarządzać. W Polsce historia wydobywania węglowodorów sięga około 160 lat. W Norwegii jesteśmy obecni blisko 12 lat. Na tym wymagającym biznesowo rynku systematycznie rozwijamy nasze umiejętności, które przy każdej rundzie koncesyjnej są skrupulatnie weryfikowane przez konkurencję i miejscową

Dzięki LNG gaz z Rosji nie odgrywa już tak dużej roli w naszym
importie

administrację.

Funkcja operatora na koncesji Shrek wprowadziła nas do grona firm, które zarządzają eksploracją obszaru morskiego. To otwiera nam drogę do nowych projektów, ponieważ coraz częściej otrzymujemy zapytania i propozycje, aby tę funkcję pełnić.

Jestem szczególnie dumny z uzyskanej w tym roku koncesji PL1017, dla której opracowaliśmy nowatorską koncepcję poszukiwań w bardzo młodych utworach geologicznych. Do tej pory firmy działające na Norweskim Szelfie Kontynentalnym nie były zainteresowane tymi formacjami. Nasz pomysł zyskał aprobatę Norweskiego Dyrektoriatu Naftowego, który badał go zarówno pod kątem merytorycznym, jak i ekonomicznym. Efektem pozytywnej oceny było przyznanie PGNiG Upstream Norway statusu operatora koncesji PL1017.

Koncesja PL1017 jest jedną z trzech, które uzyskaliśmy w 2019 roku w ramach corocznej rundy licencyjnej organizowanej przez norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii. W przypadku dwóch jesteśmy operatorem. To duży sukces i dowód uznania naszych kompetencji.

Oprócz startu w rundach licencyjnych, PGNiG w Norwegii kupuje również koncesje od innych firm. W tym roku były to udziały w czterech koncesjach na złożach Król Lear i Duva, a pod koniec 2018 roku udziały w złożu Tommeliten Alpha. Na tę ostatnią transakcję PGNiG wydało 220 mln dolarów.

Tymczasem Poszukiwanie i Wydobywanie to tylko jeden z obszarów, w które inwestuje Grupa Kapitałowa PGNiG. Wystarczy wymienić rozbudowę sieci dystrybucji gazu za 7,5 mld złotych czy budowę bloku gazowego na Żeraniu za 1,3 mld złotych. Starczy

Dzięki LNG gaz z Rosji nie odgrywa już tak dużej roli w naszym imporcie

pieniędzy?

Nie mamy problemu z finansowaniem. Niski poziom naszego zadłużenia w stosunku do generowanych przepływów pieniężnych pozwala nam na sporą elastyczność finansową. W czerwcu tego roku podpisaliśmy z konsorcjum 9 banków największą umowę kredytową w polskim sektorze energetycznym. Udało się nam zrefinansować na bardzo dobrych warunkach nasze zadłużenie, a dodatkowo zwiększyliśmy jego wartość do 10 miliardów złotych. Korzystne warunki, które uzyskaliśmy, to z jednej strony konsekwencja naszych dobrych relacji z bankami, ale z drugiej – kondycji finansowej Grupy. Tę ostatnią doceniła agencja Moody's, która w połowie roku podniosła rating PGNiG do poziomu Baa2 z perspektywą stabilną.