

Saipem – proces sprzedaży jednak odłożony w czasie...

W bieżącym wydaniu:

Pośrednie zalety inwestycji w LNG

Międzynarodowa wymiana handlowa LNG stanowi obecnie ponad 30% globalnego obrotu gazem ziemnym. Liczba krajów zaangażowanych na rynku LNG stale rośnie zarówno po stronie eksporterów jak i importerów.

Hiszpania – praktyki w zarządzaniu dostawami LNG i lekcje dla Polski

Hiszpania jest wyjątkowym krajem pod względem organizacji rynku gazu ziemnego i wynikających z tego implikacji dla sektora gazu ziemnego.

Nigeria – największy dostawca LNG z Afryki

Eksporterzy gazu ziemnego z Afryki zajmują stałe miejsce na światowej mapie LNG, z udziałem oscylującym wokół 15% globalnego handlu. Największym z nich jest Nigeria, która od wielu lat dostarcza gaz ziemny do odbiorców we wszystkich regionach na świecie.

Główny akcjonariusz spółki Saipem – włoska grupa energetyczna Eni - zdecydował, że ze względu na obecne otoczenie rynkowe, wstrzyma działania mające na celu sprzedaż tej spółki. Kwestie te były przedmiotem naszej analizy na łamach listopadowego wydania LNG Snapshot (artykuł „Losy Saipem a terminal LNG w Świnoujściu”), gdzie wskazywaliśmy na pochopne twierdzenia niektórych mediów co do szybkiego dokonania tej transakcji, jej wpływu na zakończenie budowy terminala LNG w Świnoujściu oraz możliwości zakupu przez Rosneft. Nasze wątpliwości okazały się słuszne.

Formalnie, bezpośrednią przyczyną podjętej decyzji są konsekwencje globalnych spadków ceny ropy naftowej i związane z tym ograniczenia inwestycyjne głównych oraz potencjalnych klientów spółki. Eni planowało sprzedaż Saipem w celu zwiększenia kapitału na rozwój działalności kluczowej z punktu widzenia spółki.

Saipem specjalizuje się w projektach inżynierii lądowej i wodnej dla sektora gazu ziemnego i ropy naftowej, angażując się w realizację przedsięwzięć „pod klucz” związanych z wydobyciem, transportem i dystrybucją ropy naftowej i gazu ziemnego. Spółka została wybrana na wykonawcę terminala LNG w Świnoujściu. Głównym akcjonariuszem Saipem jest włoska korporacja sektora paliwowego i gazowego Eni, znajdująca się na 22-gim miejscu na liście największych firm na świecie Fortune Global 500. Zmiany w strategii opublikowanej pod koniec lipca bieżącego roku zamierzają w kierunku oszczędności i powięk-

szczenia kapitału w celu skoncentrowania się na głównych filarach działalności spółki. W realizację nowej strategii wpisuje się sprzedaż Saipemu. W zeszłym miesiącu pisano wiele na temat. Jako jednego z głównych kandydatów wskazywano rosyjską spółkę Rosneft. Źródłem tych spekulacji było stwierdzenie prezesa Rosneftu, który oświadczył, że w przypadku pojawienia się propozycji sprzedaży spółki zostanie ona przemyślana. Jako potencjalnych zainteresowanych wskazywano także firmy z Norwegii, Chin, Bliskiego Wschodu, jak również włoski fundusz celowy. Jako finansowego doradcę w procesie sprzedaży Eni wybrało Credit Suisse, choć informacja ta nie została nigdy potwierdzona.

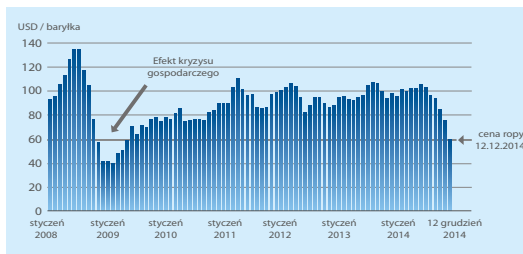
Zmieniające się gwałtownie otoczenie rynkowe mające wpływ na działalność spółki Saipem doprowadziło do decyzji o wstrzymaniu procesu sprzedaży. Saipem zaangażowany jest w budowę przedsięwzięć infrastrukturalnych związanych z rynkami ropy naftowej i gazu ziemnego. Niska cena ropy naftowej, podobna do wartości z okresu kryzysu z 2008-2009 r. przyczynia się do spadku zaangażowania inwestycyjnego obecnych i potencjalnych klientów spółki Saipem.

Ponadto na wycenę spółki miała wpływ decyzja dotycząca wycofania się Rosji z projektu South Stream, w którym Saipem wygrał kontrakt o wartości 2,4 mld EUR na podwodne prace inżynierskie. Spadki cen ropy naftowej i wycofanie się Rosji z projektu South Stream wpłynęły na znaczny spadek wartości akcji, a tym samym wyceny spółki. Podczas gdy pod koniec października mówiło się o wycenie udziału Eni w spółce Saipem na poziomie ok. 3 mld EUR, dzisiaj mówi się o 1,6 mld EUR.

W konsekwencji niesprzyjających okoliczności rynkowych spółka Eni nie jest w stanie osiągnąć zamierzonego celu związanego ze sprzedażą, jakim było podniesienie kapitału umożliwiające inwestycje w kluczowe dla spółki obszary działalności. W świetle decyzji ogłoszonej 11 grudnia Eni wstrzymuje się ze sprzedażą spółki Saipem, zawiadamiając jednocześnie, że pozbycie się akcji Saipem cały czas wpisuje się w strategię.

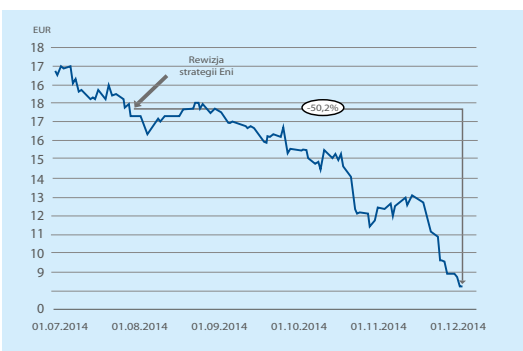
Tak jak wcześniej pisaliśmy, sprzedaż spółki tak dużej jak Saipem jest procesem długotrwałym. Każdy z etapów może być przedłużony i na każdym z etapów mogą wystąpić okoliczności bądź przedłużające bądź skutkujące przerwą lub rezygnacją z decyzji o sprzedaży. W obecnej sytuacji, w świetle oświadczenia Eni, mamy do czynienia z przerwą wynikającą z okoliczności rynkowych. Tak jak wcześniej wskazywaliśmy, jakikolwiek działania na rzecz sprzedaży, ze

Srednie miesieczne ceny ropy (WTI) w latach 2008-2014



Źródło: MFW

Kurs akcji Saipem w okresie 01.07.2014 - 12.12.2014



Źródło: Yahoo Finance

względem na etap zaawansowania prac nad ukończeniem terminalu w Świnoujściu, nie powinny mieć wpływu na polską spółkę Polskie LNG.

Robert Zajdler
- Instytut Sobieskiego

Marcin Gałczyński
- Akademia im. Leona Koźmińskiego

W następnym numerze:

Qatar Gas na globalnym rynku gazu ziemnego

Dostawy LNG w kontekście rozporządzenia SoS

Amerika Południowa - znaczenie kontynentu na mapie LNG

LNG Snapshot
www.Ingsnapshot.com
tel. +48.22.247.20.95
mail: office@Ingsnapshot.com

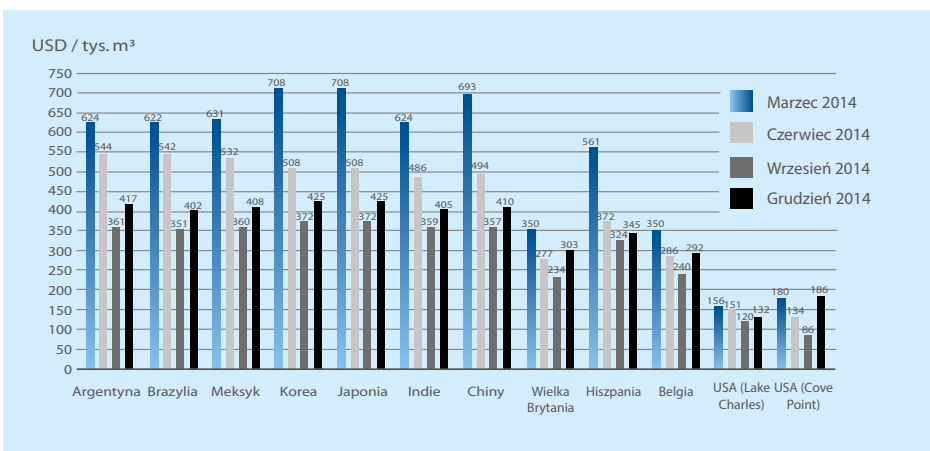


Rok 2014 był okresem znacznych wahań cen na światowym rynku LNG. Wynikały one z wielu czynników, zarówno o charakterze lokalnym, jak i globalnym, do których należały w szczególności: spadki cen ropy naftowej, wahania koniunkturalne, niskie temperatury, jak również działania odbiorców LNG mające na celu wywarcie presji na dostawcach. Tradycyjnie na mapie LNG istnieją obszary charakteryzujące się wyższymi i niższymi cenami gazu skroplonego. Poza Stanami Zjednoczonymi i Kanadą regionem płaćącym najniższe stawki jest Europa.

Na światowym rynku największymi importerami gazu skroplonego są Japonia i Korea Południowa, które łącznie odpowiadają za ponad 53% globalnego importu paliwa, płaćąc często jedną z najwyższych cen za LNG. Cena płacona przez te dwa kraje na zakończenie pierwszego kwartału wynosiła ponad 700 USD za tys. m³, co stanowiło dwukrotność cen płaconych przez Wielką Brytanię i Belgię i ponad czterokrotność kwoty płaconej przez importera z Ameryki Północnej. Niewiele tańszy był gaz dostarczany do Chin, gdzie stawka płacona w marcu wyniosła ponad 690 dolarów. Wysokie ceny płacone były również przez odbiorców z Ameryki Łacińskiej. W Argentynie, Brazylii i Meksyku wahały się one w przedziale 622-631 USD/tys. m³, będąc w tym samym okresie w Europie mocno zróżnicowane. W Hiszpanii za LNG płacono 561 USD/tys. m³, podczas gdy średnie ceny w Wielkiej Brytanii Belgii wynosiły 350 USD/tys. m³.

Najtańszy gaz tradycyjnie dostarczany był do Stanów Zjednoczonych, choć należy mieć na uwadze, że wolumen importu do USA i Kanady w 2013 r. wyniósł zaledwie 3.8 mld m³, odpowiadając za 1% globalnego obrotu LNG. Cenę w USA należy traktować jako punkt odniesienia na konkurencyjnym rynku oraz potencjalnie jako punkt wyjściowy dla eksportu amerykańskiego gazu (cena indeksowana jest do cen na Henry Hub), ale nie jako istotną wielkość na globalnym rynku LNG.

Ceny LNG w ostatnim miesiącu kwartału w 2014 r.



Źródło: FERC

Kolejny kwartał przyniósł spadek cen na całym świecie. Na największym rynku azjatyckim ceny spadły o ok. 200 USD/tys. m³. W efekcie spadku o tej skali, cena za gaz płacona w regionie oscylowała w przedziale 486-508 USD/tys. m³ i była o ok. 10% niższa od cen płaconych w Ameryce Łacińskiej. Znacznie niższa była również cena w Hiszpanii, gdzie w czerwcu za LNG płacono 372 USD/tys. m³. W tym samym czasie ceny w Wielkiej Brytanii i Belgii wynosiły odpowiednio 277 i 286 USD/tys. m³. W USA spadek cen zanotowano w punkcie Cove Point, podczas gdy w Lake Charles pozostały one na prawie niezmiennym poziomie.

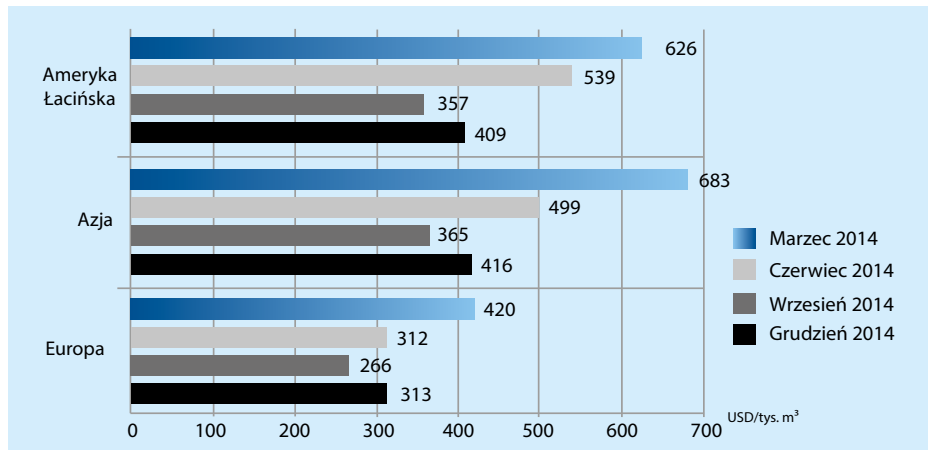
Ceny na zakończenie trzeciego kwartału ponownie przyniosły spadki. We wrześniu ceny płacone w Azji i Ameryce Łacińskiej były na tym samym poziomie i wynosiły ok. 360-379 USD/tys. m³. W Hiszpanii cena wynosiła 324 USD/tys. m³, a w Wielkiej Brytanii i Belgii ok. 240 USD/tys. m³. W Stanach Zjednoczonych w punkcie Cove Point cena spadła poniżej

100 USD/tys. m³ i wyniosła 86 USD/tys. m³.

Koniec roku charakteryzował wzrost cen charakterystyczny dla okresu zimowego, jednak ze względu na wysokie temperatury i niską cenę ropy naftowej na świecie poziom cen był znacznie poniżej wartości w marcu i czerwcu. Ponownie rozpiętość cenowa była na zbliżonym poziomie w Azji, w krajach Ameryki Południowej i w Meksyku. Za gaz skroplony płacono od 405 do 425 USD/tys. m³. Cena w Hiszpanii wynosiła w grudniu 345 USD/tys. m³, a w Wielkiej Brytanii niewiele ponad 300 USD/tys. m³. Wartość LNG w Stanach Zjednoczonych wyceniana była na ok. 180 USD/tys. m³.

Całoroczna analiza pokazuje jednoznacznie, że stawkę za LNG charakteryzował w 2014 roku trend spadkowy, a cena płacona w grudniu była niższa niż ceny płacone na zakończenie drugiego kwartału. Z punktu widzenia Polski istotna jest pozycja cenowa krajów europejskich na globalnej mapie LNG. Europa płaci za LNG znacznie mniej niż odbiorcy z innych regionów. Średnie ceny płacone w Europie były o 25-43% niższe niż w Azji i Ameryce Łacińskiej. Im bardziej konkurencyjny rynek gazu ziemnego pod względem zdywersyfikowania portfela dostawców, tym niższe w odniesieniu do rynku w danym okresie mogą być ceny płacone za import gazu. W 2015 r. w Polsce rozpocznie się import gazu skroplonego. Umożliwi to funkcjonowanie LNG na dynamicznych rynkach i skorzystanie z pozycji państw europejskich na globalnej mapie cen skroplonego gazu ziemnego.

Średnie ceny LNG w regionach w ostatnim miesiącu kwartału w 2014 r¹.



¹ Ze względu na nieduże znaczenie w globalnym imporcie LNG pominięto Amerykę Północną

Źródło: FERC



Transport LNG stanowi istotny składnik kosztu nabycia skroplonego gazu ziemnego (LNG). Jego udział w końcowej cenie gazu ziemnego zależy od wyceny pozostałych składników kosztowych, do których należą pozostałe ogniwa łańcucha dostaw. Obserwując obecny rozwój rynku LNG na świecie i jego globalny charakter należy postawić sobie pytanie, do jakiego stopnia koszty transportu powinny wpływać na długoterminowe decyzje zakupowe.

Uproszczony łańcuch dostaw LNG składa się z czterech elementów: kosztów nabycia paliwa u źródła, kosztów związanych ze skraplaniem, kosztów transportu oraz kosztów regazyfikacji. Powyższe uproszczenie pozwala na porównanie struktury i znaczenia pojedynczych etapów w procesie dostaw skroplonego gazu ziemnego. Zarówno na poziomie kosztów wydobycia, do których należy wliczyć wydatki związane z poszukiwaniem gazu ziemnego, jak i na poziomie kosztów regazyfikacji i skraplania, występują na świecie znaczne różnice. W procesie wydobycia związane one są ze zróżnicowanymi warunkami geologicznymi, różną charakterystyką złóż, zróżnicowanymi jednostkowymi kosztami pracy oraz odległością złóż od terminalu LNG i związanymi z tym kosztami transportu gazu ziemnego i niezbędnej infrastruktury. W procesach skraplania i regazyfikacji znaczenie będą miały koszty inwestycji w terminale oraz zastosowane technologie i logistyka odbioru gazu ziemnego. Niższe koszty operacyjne umożliwiają dostawcom zwiększenie marżowości lub zwiększenie atrakcyjności swoich ofert. Na etapie negocjacji kontraktów te dwa przeciwstawne kierunki stanowią główne pole manewru dla podmiotów współpracujących relację handlową.

Rynek LNG jest rynkiem globalnym, a dystanse przebywane przez metanowce wynoszą niejednokrotnie dziesiątki tysięcy kilometrów. Największym dostawcą skroplonego gazu ziemnego jest od pewnego czasu Katar, który zaopatrywał w 2013 r. ponad 20 krajów na całym świecie. Również do Polski, po otwarciu terminalu w Świnoujściu, będzie dostarczany gaz ziemny z tego kraju. Pomimo mniejszej skali eksportu podobnie globalną listę odbiorców mają Algieria, Jemen, Nigeria oraz Trinidad i Tobago.

Koszty transportu stanowią istotny składnik kosztów zakupu gazu LNG. Jego udział w łącznym koszcie skroplonego gazu ziemnego wynosi między 10 a 35% ostatecznej ceny płaconej za gaz ziemny. Należy jednak zauważyć, że koszty transportu mają charakter dynamiczny – dużo bardziej dynamiczny niż koszty pozostałych ogniw łańcucha dostaw. Wydatki związane z transportem wiążą się zasadniczo z czterema pozycjami kosztowymi. Należą do nich koszty wynajmu metanowca, koszty paliwa, opłaty portowe i opłaty związane z frachtem określonymi drogami morskimi (np. opłaty za przepłynięcie kanałami) oraz ubezpieczenie.

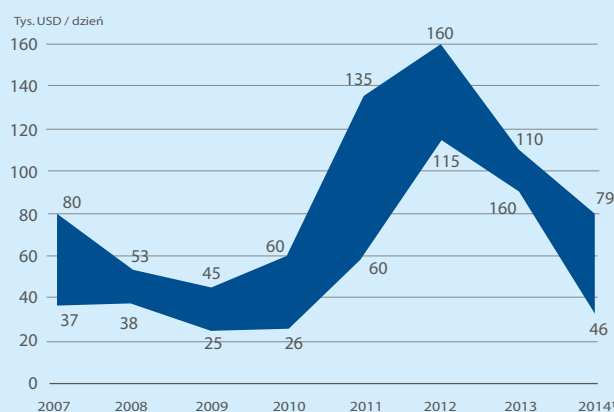
Opłaty związane z wynajmem metanowców są silnie uzależnione od dwóch czynników – od koniunktury na rynkach gazu ziemnego, która jest ściśle powiązana z koniunkturą gospodarczą na świecie oraz z podażą floty metanowców na świecie. Latem pokryzysowym towarzyszył stały wzrost stawek dziennych do 2012 r., które wynosiły aż 160 tys. USD. Konsekwencją tego zjawiska był boom inwestycyjny, który skutkowało odnowieniem floty i zwiększeniem podaży metanowców na świecie. Obecnie flota liczy 417 jednostek, podczas gdy na koniec 2012 r. było ich 374 a w 2010 r. 360. Obecnie portfel zamówień wynosi aż 140 jednostek. Zmniejszenie tempa wzrostu rynku LNG oraz zwiększenie zdolności transportowych globalnej floty skutkowało spadkiem stawek wynajmu. W 2014 r. najniższe stawki wynosiły niespełna 50 tys. USD, a najwyższe nie przekraczały 80 tys. USD. Należy zaznaczyć, że stawki wynajmu malały od początku roku.

Kolejnym czynnikiem kosztowym jest cena płacona za paliwo. W ostatnich miesiącach ceny ropy naftowej na globalnych rynkach stale spadały, czego efektem był spadek cen paliwa. Paliwo używane w transporcie morskim było pod koniec ubiegłego roku o ok. 40% tańsze niż na początku roku¹. Konsekwencją niskich cen paliw jest zmniejszenie kosztów operacyjnych związanych z dłuższymi dystansami pomiędzy eksporterem a importerem. Pozostałe dwa składniki kosztowe nie mają już tak dynamicznego charakteru. Taryfy portowe i opłaty za transport określonymi szlakami morskimi są opłatami o charakterze administracyjnym. Koszty ubezpieczenia ustalane są według kryteriów ryzyka, które nie zmieniają się wraz ze zmianami koniunktury.

Opłaty paliwowe i opłaty charterowe stanowią łącznie ok. 80-90% kosztów tego ogniwa łańcucha dostaw. Obecnie rynek LNG doświadcza okoliczności, w których oba te składniki są dużo niższe niż jeszcze kilka miesięcy temu. Należy jednak mieć na uwadze, że okoliczności te ulegają ciągłym zmianom. Niska cena ropy naftowej pod koniec ubiegłego roku nie jest ceną, której należy spodziewać się w długim okresie, a niskie stawki opłat charterowych również ulegną zwiększeniu w okresie rozwoju rynków gazu ziemnego.

Mając na uwadze strukturę kosztów transportu i przebieg wartości, w jakich współtworzą one ostateczną

Najniższe i najwyższe koszty wynajmu metanowca na rynku spot



¹ Dane do końca października

Źródło: IGU, prasa

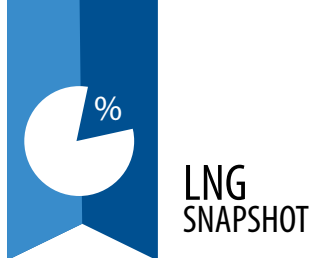
cenę gazu ziemnego, należy stwierdzić, że powinny one mieć znaczenie przy wyborze dostawcy. Nie stanowią one jednak jedyne składnika cenotwórczego i analiza opłacalności powinna opierać się na całościowym porównaniu ofert. Niższe ceny zakupu gazu ziemnego u źródła mogą zwiększać atrakcyjność eksporterów oddalonych od podmiotu importującego. Decyzje zakupowe pozwalają na bardziej precyzyjne szacowanie kosztów, kiedy podpisane kontrakty są umowami krótko lub średnioterminowymi.

Przy długoterminowych zobowiązaniach należy wziąć pod uwagę uśrednione wartości kosztów oraz przeanalizować ryzyko ich zmian w okresie trwania kontraktu. Należy również brać pod uwagę kryterium wiarygodności partnera, które wpływa na poziom bezpieczeństwa energetycznego państwa importera. W ostatnim tylko miesiącu gaz LNG do Europy płynął z całego świata. Do Belgii i Wielkiej Brytanii przybywał gaz LNG z Kataru, na Litwę z Norwegii, do Hiszpanii dotarł transport z Peru. Ponadto Wielka Brytania odebrała również transport z Trynidadu².

Transport LNG na duże odległości jest standardem na globalnym rynku. Poza kryteriami ekonomicznymi i zobowiązaniami umownymi istnieją jeszcze dwa ważne kryteria. Jednym z nich są dostawy spot, które organizowane są w miarę zapotrzebowania importowego. Organizacja transportu spot jest o tyle łatwa, że stroną znane są warunki cenowe w danym momencie i nie wymagają one prognozowania, ani stosowania formuł indeksacyjnych. Drugim czynnikiem generującym wymianę handlową na duże odległości jest zależność kapitałowa podmiotów występujących na różnych ogniwach łańcucha dostaw. Niejednokrotnie międzynarodowe spółki gazowe zaangażowane są w inwestycje wydobywcze, skraplające oraz infrastrukturę odbiorczą, jak również spółki handlowe. Transport LNG może odbywać się pomiędzy podmiotami

¹New York Harbor Ultra-Low Sulfur No 2 Diesel Spot Price (Dollars per Gallon) - EIA

²Przykładowe wyliczenie



należącymi w określonej części do tej samej grupy kapitałowej, a niskie ceny pozyskania paliwa we własnym zakresie nie zostaną zbilansowane przez koszty transportu, które zwłaszcza w ostatnim czasie są stosunkowo niskie.

Międzynarodowa wymiana handlowa LNG stanowi obecnie ponad 30% globalnego obrotu gazem ziemnym. Liczba krajów zaangażowanych na rynku LNG stale rośnie zarówno po stronie eksporterów jak i importerów. Inwestycje w infrastrukturę LNG dają państwom możliwość pozyskania wielu korzyści, jakie daje posiadanie w swoim portfelu importowym gazu skroplonego, które można opisać na wielu płaszczyznach. Należą do nich bezpieczeństwo energetyczne, poprawa stanowiska negocjacyjnego importerów, pośredni dostęp do źródeł gazu na świecie, udział w nowo tworzonych gałęziach przemysłu oraz korzyści środowiskowe związane z niską emisyjnością spalania LNG.

Unia Europejska stanowi związek krajów, które, poza dwoma wyjątkami (Holandia i Dania), nie są samowystarczalne pod względem możliwości zaopatrzenia gospodarki w wystarczającą ilość gazu ziemnego. Znane i eksplorowane obecnie źródła wewnątrzunijnej produkcji gazu ziemnego do końca kolejnej dekady nie będą w stanie zaspokoić popytu nawet 20%, podczas gdy obecnie zapewniają one ponad 34% unijnej konsumpcji. Import gazu do UE spoza krajów członkowskich odbywa się obecnie głównie gazociągami (86%). Inwestycje w infrastrukturę LNG dają państwom możliwość pozyskania gazu ziemnego z każdego państwa na świecie, które posiada infrastrukturę skraplającą. Rynek LNG to rynek globalny oraz coraz bardziej konkurencyjny. Ponadto jest to rynek, na którym pojawiają się nowi producenci umożliwiając zakupy z nowych kierunków. W tym aspekcie należy wymienić Stany Zjednoczone, które w niedługim czasie staną się znaczącym eksporterem LNG jak również kraje Wschodniej Afryki (Tanzania i Mozambik) planujące rozpoczęcie eksportu w 2018 r.

Uczestnictwo w globalnym rynku gazu wpływa wieloaspektowo na zwiększenie poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju, a w przypadku krajów członkowskich Unii Europejskiej, także na zwiększenie bezpieczeństwa państw członkowskich niebędących bezpośrednio zaangażowanych w wymianę handlową gazem skroplonym. Tworzone obecnie systemy bezpieczeństwa energetycznego w Unii Europejskiej wymagają od państw członkowskich stworzenia procedur uruchamianych w sytuacjach niedoboru gazu ziemnego. Mimo niejednokrotnie krytycznej oceny obecnie funkcjonujących rozwiązań proponowane zmiany będą zmierzały do stałego zacieśniania współpracy energetycznej. Dywersyfikacja portfela dostawców gazu ziemnego w oparciu o infrastrukturę odbiorczą LNG wpływa na znaczne zwiększenie pozio-

Obecna sytuacja jest korzystna dla odbiorców LNG na całym świecie. Niska cena ropy naftowej nie tylko wpływa korzystnie na koszty transportu, ale także na ceny gazu, gdyż formuły indeksacyjne odnoszą się do cen paliw ropopochodnych, a zatem pośrednio do ropy naftowej. Wysoka podaż floty oraz portfel zamó-

wień metanowców opiewający na 140 metanowców pozwolą otrzymać w średnim okresie niższe koszty charterowe.

Robert Zajdler
- Zajdler Energy Lawyers

Pośrednie zalety inwestycji w LNG

mu bezpieczeństwa energetycznego. Poza kontraktami długoterminowymi, terminal LNG otwiera także możliwość nabywania gazu ziemnego w kontraktach na rynkach spot, które pozwalają zaadresować krótko i średnioterminowe niedobory paliwa w kraju i w Unii Europejskiej. Również znaczenie państwa rośnie przy tworzeniu wspólnotowego systemu bezpieczeństwa. Mając na uwadze długi horyzont czasowy, przy planowaniu inwestycji w terminale odbiorcze, nabierają one w Europie także znaczenia w kontekście wyczerpujących się źródeł wewnątrzunijnej pozyskania paliwa, w szczególności źródeł w Holandii i w Wielkiej Brytanii. Uczestnictwo w globalnych rynkach gazu ziemnego System połączeń gazowych w Unii Europejskiej bazujący na gazociągach ma ograniczoną przepustowość i możliwe jest powstanie konkurencji, wykorzystujące ich przepustowości, co będzie skutkowało wyższą ceną gazu ziemnego. Terminale LNG tworzą alternatywę dla połączeń gazowych. Poza bezpieczeństwem o charakterze strategicznym istnieje również aspekt ekonomiczny, ponieważ wielkość zużycia paliwa uwarunkowana jest również przez jego ceny. Infrastruktura LNG w realiach europejskich daje importerom możliwość renegocjacji istotnych zapisów w kontraktach bilateralnych. Przełamanie monopolu jednego dostawcy, które miało miejsce na Litwie lub głównego dostawcy, które będzie miało miejsce w Polsce, pozwala na zaistnienie sytuacji, w której eksporter i importer stają się partnerami biznesowymi w relacji, w której nie istnieją tak znaczne dysproporcje w pozycji negocjacyjnej stron.

Rynki LNG to także uczestnictwo w szerokich możliwościach tworzenia nowego rynku. Dzisiaj skroplony gaz ziemny wykorzystywany jest w transporcie morskim i transporcie drogowym. W pierwszej z opisywanych gałęzi, bodźcem rozwojowym jest wprowadzenie restrykcyjnych norm środowiskowych na Morzach Północnym i Bałtyckim. LNG stanowi alternatywę dla niskosiarkowego paliwa typu diesel. Rozwój floty LNG daje szansę polskim stoczniom, przed którymi istnieje możliwość wyspecjalizowania się w produkcji jednostek z napędem LNG. Już dzisiaj Polska posiada znaczny udział w tym zakresie. Obok budowy jednostek istnieje również zapotrzebowanie na budowę infrastruktury tankowania LNG. Podobne zapotrzebowanie w tym zakresie powstanie już wkrótce na drogach lądowych. Już dzisiaj transport drogowy w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie opiera się w coraz większym stopniu na samochodach ciężarowych napędzanych LNG. Podobne zjawisko będziemy w nadchodzących latach obserwować w Europie. Dla Polski ma to szczególne znaczenie, ponieważ wiele

firm motoryzacyjnych inwestowało w ostatnich latach w specjalnych strefach ekonomicznych. Wysoki kapitał rynku pracy i stosunkowo niższe koszty produkcji niż w innych krajach Unii Europejskiej skutkują znacznym udziałem polskich inwestycji w tworzeniu europejskiego parku samochodowego.

LNG stosowane jest również jako źródło napędu w pojazdach komunikacji miejskiej oraz coraz częściej opisywane jest w kontekście przyszłości dla napędu kolejowego. Rozwój rynku LNG to oczywiście szansa na stworzenie lokalnych technologii i wykreowanie nowych miejsc pracy.

Oprócz rozwoju transportu napędzanego LNG i aktywnego uczestnictwa w tym rynku nadpodaż gazu w Polsce i wysokie zdolności importowe terminalu w Świnoujściu mogą dać początek zarówno krajowej, jak i międzynarodowej dystrybucji LNG na małą skalę. Może to umożliwić zaistnienie na rynku podmiotów zajmujących się dystrybucją skroplonego gazu ziemnego do regionów, które nie mają innej możliwości nabycia tego paliwa zarówno w kraju jak i za granicą. Podobne zjawisko zauważalne jest już przy energochłonnych zakładach produkcyjnych oraz niezagzyfikowanych powiatach.

Spalanie LNG to również korzyści środowiskowe mające wymierne znaczenie dla funkcjonowania gałęzi przemysłu, w których wielkość emisji gazów cieplarnianych jest regulowana prawnie (np. wspomniana regulacja wymagająca obniżenia poziomu emisji w basenach Morza Północnego i Morza Bałtyckiego) oraz znaczenie niedające się jednoznacznie przeliczyć na korzyści ekonomiczne w innych gałęziach przemysłu. LNG emituje najmniej zanieczyszczeń ze wszystkich paliw kopalnych i nie pozostawia niespalonych odpadów w procesach energetycznych. Wysoka kaloryczność LNG pozwala także na wysoką sprawność energetyczną w kogeneracji i spalanie gazu ziemnego w cyklu łączonym przyczyniając się do zmniejszenia zużycia energii i emisji.

Tomasz Chmal
- Ekspert ds. energetycznych



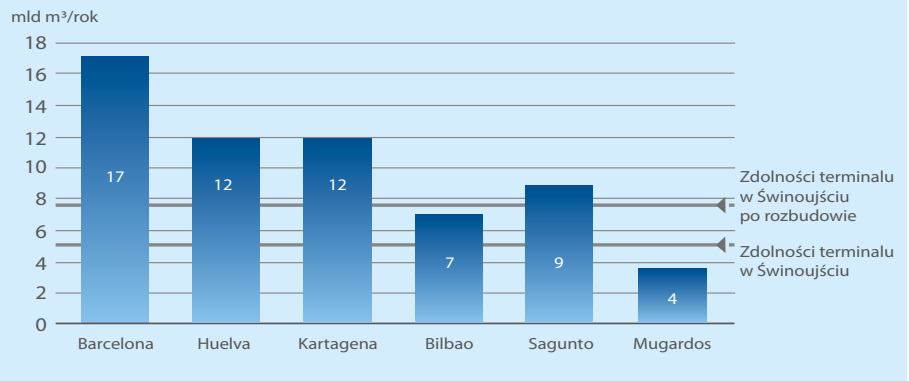
Hiszpania jest wyjątkowym krajem pod względem organizacji rynku gazu ziemnego i wynikających z tego implikacji dla sektora gazu ziemnego. Z kraju, w którym nie istnieje wewnętrzna produkcja paliwa, a konsumpcja gazu ziemnego wynosi prawie dwukrotność konsumpcji w Polsce, eksportuje się dzisiaj LNG na stosunkowo dużą skalę, co pozycjonuje Hiszpanię jako jednego z gwarantów bezpieczeństwa gazowego w Europie. Uczestnicy rynku gazu, zarówno po stronie ustawodawcy, regulatora, jak i podmiotów aktywnych na rynku były w stanie zaadoptować swoje działania do realiów rynkowych i wykorzystać potencjał drzemiący w rozbudowanej infrastrukturze terminali LNG.

Hiszpania konsumuje rocznie 29 mld m³ gazu ziemnego i w 100% uzależniona jest od importu. Największym dostawcą gazu ziemnego do kraju była w 2013 r. Algieria, odpowiadająca łącznie za około 50% dostaw. Ponadto, gaz sprowadzany był z Norwegii, Kataru, Trynidadu, Peru, Nigerii, Omanu oraz, w niewielkiej skali, z innych krajów europejskich. Import LNG na poziomie 14,9 mld m³ w 2013 r. czyni z Hiszpanii największego odbiorcę gazu skroplonego na kontynencie. Ostatnie lata charakteryzuje spadek importu gazu ziemnego wynikający ze zmniejszania się krajowego popytu na gaz ziemny. Spadek w 2013 roku wyniósł 8%, a rok wcześniej o 3%, na co wpływ ma zmniejszenie skali konsumpcji gazu ziemnego w sektorze energetycznym, gdzie jest on konsekwentnie wypierany przez energetykę słoneczną i wiatrową.

Na infrastrukturę odbiorczą składają się w Hiszpanii terminale LNG w Barcelonie, Kartagenie, Bilbao, Sagunto i Mugardos oraz Huelva. Zdolności importowe największego hiszpańskiego terminalu – w Barcelonie wynoszą aż 17,1 mld m³ rocznie, a łącznie Hiszpanie mogą sprowadzać do kraju ponad 60 mld m³ LNG, co przekłada się na dwukrotność konsumpcji gazu w tym kraju. Terminale są jednak wykorzystywane w 25%. Zapewniają one dywersyfikację źródeł pozyskania gazu ziemnego i jak już wspomniano pozycjonują Hiszpanię jako kraj – gwaranta ciągłości dostaw gazu ziemnego do Unii Europejskiej. Trzy terminale należą do hiszpańskiego operatora systemu przesyłowego – Enagas (Barcelona, Huelva, Kartagena), a w terminalu w Bilbao spółka posiada 40% udział. W pobliżu terminalu w Bilbao wybudowany został kompleks elektrowni zasilanych gazem ziemnym o mocy 800 MW. Terminal w Mugardos również służy hiszpańskiemu spółkom energetycznym (Endesa, Union Fenosa) na zaspokojenie potrzeb w zakresie pozyskania paliwa do produkcji energii elektrycznej. Terminal w Sagunto należy do hiszpańskiej spółki gazowej Union Fenosa Gas, funduszu inwestycyjnego oraz holdingu związanego z państwem eksportującym – Omanem.

W związku z liberalizacją rynku gazu ziemnego w Hiszpanii stworzony został system dostępu do terminali LNG dla podmiotów funkcjonujących na rynku. Początki uwolnienia rynku sięgają 2002 roku. Wówczas zostały wprowadzone regulacje związane

Zdolności importowe terminali LNG w Hiszpanii



z zagwarantowaniem zasady TPA, wydzielenia struktur przesyłowych oraz stworzenie jednego wirtualnego systemu bilansowania. W dekrete królewskim 949/2001 określono zasady dostępu do zdolności regazyfikacyjnej i maksymalne progi wykorzystania terminali przez jeden podmiot. Mechanizm rezerwowania zdolności opiera się na zasadzie pierwszeństwa. Ponadto zdefiniowano maksymalne progi na wykorzystanie infrastruktury odbiorczej w celu obsługi kontraktów długoterminowych. Co najmniej 25% zdolności wejściowej musi zostać udostępnione dostawom gazu ziemnego wynikającym z umów krótkoterminowych zdefiniowanych jako umowy nie dłuższe niż dwuletnie. Ponadto zastosowano system zapobiegający rezerwacją mającym na celu wyłącznie ograniczenie konkurencji. Jeden podmiot ma prawo do zarezerwowania maksymalnie połowy zdolności udostępnionych do obsługi kontraktów krótkoterminowych. W przypadku nie wykorzystania w okresie pół roku co najmniej 80% zarezerwowanych zdolności w każdym miesiącu zakontraktowane zdolności ulegają proporcjonalnemu zmniejszeniu, z czym wiąże się również utrata odpowiadającej zmniejszeniu części złożonego depozytu.

Terminale LNG zobowiązane są do publikacji dostępnych oraz zakontraktowanych zdolności co trzy miesiące. Taryfy związane z usługami terminali LNG składa się z czterech usług, do których należą usługa regazyfikacji, usługa związana z przeniesieniem gazu skroplonego z metanowca do infrastruktury terminalowej oraz usługi załadunku LNG na statek i na samochody ciężarowe. Ponadto ponoszone są opłaty związane z wykorzystaniem zdolności magazynowej. Co ciekawe, wykorzystanie magazynów do końca lutego 2009 r. w okresie nieprzekraczającym pięciu dni było zwolnione z opłat. Wykorzystanie magazynów przekraczające określony w taryfie czas związane jest z koniecznością ponoszenia dodatkowej opłaty. Konsekwencją umożliwienia dostępu do terminali jest aktywność działań hurtowników na hiszpańskim rynku gazu. Hurtownicy rezerwują zdolności długoterminowe w celu obsługi długoterminowych umów. Ponadto, zapewniają sobie pewien poziom elastyczności, zwłaszcza w okresie zwiększonego zapotrze-

bowania, poprzez rezerwację zdolności umożliwiających obsługę dostaw spot. Otwarcie dostępu do terminali związane było w Hiszpanii ze zwiększeniem się liczby aktywnych podmiotów na rynku, a zasada TPA funkcjonuje w zakresie umożliwiającej rozwój konkurencji i zapewnienie bezpieczeństwa dostaw. Rynek hiszpański opiera się na kontraktach bilateralnych, z których większość zawierana jest za pośrednictwem platformy stworzonej przez Enagas. Obrót gazem odbywa się na sześciu hiszpańskich terminalach LNG, wirtualnej platformie bilansowania oraz wirtualnej platformie magazynowania.

Opisane regulacje zapewniają obrót gazem ziemnym na hiszpańskich terminalach. Zapewnienie równego dostępu do infrastruktury stymuluje konkurencję, pobudza działania inwestycyjne oparte na gazie ziemnym i mimo spadku udziału tego paliwa w sektorze energetycznym należy podkreślić, że teoretycznie istnieją możliwości spożytkowania zakupionego paliwa w innych sektorach gospodarki. Zapewnia się również podmiotom rynku gazu ziemnego pewien poziom elastyczności związany z wydzieleniem zdolności dedykowanej do obsługi rynku spot i umów krótkoterminowych. Terminale są beneficjentem systemu w zakresie pobieranych opłat za dostęp i obrotu. Hurtownicy zaś mogą tworzyć własny portfel dostaw gazu na zasadach wyłącznie rynkowych włącznie ze wszelkimi korzyściami i ryzykami takiego stanu rzeczy.

Realia rynkowe związane z funkcjonowaniem w większości w środowisku kontraktów długoterminowych spowodowały istnienie na rynku hiszpańskim nadwyżki gazu ziemnego. Wyjściem z sytuacji jest reeksport sprowadzanego gazu ziemnego i to właśnie Hiszpania jest dzisiaj głównym graczem na tym rynku w Europie. Umożliwienie wolnego dostępu do infrastruktury odbiorczej pozwala na urynkowanie gazu ziemnego z pełnymi konsekwencjami, do których należy także gospodarowanie i odpowiedzialność za nadwyżki sprowadzanego paliwa. Klauzula destynacja nie zezwala niejednokrotnie na zmianę kierunku metanowca znajdującego się w trasie do punktu przeznaczenia. Jest to jednak możliwe po dotarciu



transportu do Hiszpanii.

To, co odróżnia rynek hiszpański od polskiego na niekorzyść Hiszpanii to brak płynnego rynku gazu ziemnego organizowanego przez giełdę. Od pewnego czasu mówi się w Hiszpanii o konieczności stworzenia płynnej giełdy gazowej. Według bieżących informacji giełda nie zostanie otwarta co najmniej do końca pierwszej połowy bieżącego roku. Płynny rynek gazu ziemnego w oparciu o mechanizmy giełdowe i dostęp do terminali importowych umożliwi hiszpańskim podmiotom funkcjonowanie na konkurencyjnym rynku gazu ziemnego. Elastyczność zwiększają również inwestycje w zdolności magazynowe przy terminalach LNG, których obecne zdolności nie są

uważane za wystarczające w celu umożliwienia właściwego zarządzania paliwem.

Budowany terminal w Świnoujściu odbiega skalą od większości terminali w Hiszpanii. Wynika to jednak z braku potrzeby funkcjonowania dużo większej jednostki w kraju, ponieważ Polska w przeciwieństwie do Hiszpanii posiada własną produkcję gazu ziemnego będącą najtańszym źródłem pozyskania paliwa jak również połączenia gazowe z Rosją oraz państwami członkowskimi. Przykład regulacji hiszpańskich pokazuje jak budowa terminala może wpłynąć na tworzenie się rynku gazu. Brakujące ogniwo w Hiszpanii, jakim jest płynna giełda gazu ziemnego istnieje już w Polsce, a płynność rynku gazu ziemnego

go zwiększa się w ostatnich miesiącach wielokrotnie, czego bazą są krajowe regulacje zobowiązujące do sprzedaży określonego wolumenu paliwa przez giełdę towarową, jaką dzisiaj jest Towarowa Giełda Energii.

Marcin Gałczyński
Akademia Leona Koźmińskiego



Nigeria – największy dostawca LNG z Afryki



Eksporтеры gazu ziemnego z Afryki zajmują stałe miejsce na światowej mapie LNG, z udziałem oscylującym wokół 15% globalnego handlu. Największym z nich jest Nigeria, która od wielu lat dostarcza gaz ziemny do odbiorców we wszystkich regionach na świecie. Nigeria jest także drugim największym eksporterem gazu ziemnego do Europy z kontynentu Afrykańskiego.

Początki eksportu skroplonego gazu ziemnego z Nigerii sięgają 1999 roku. Przez ostatnie piętnaście lat Nigeria rozwijała swój eksport by stać się jednym z kluczowych graczy na globalnym rynku LNG. W przeciwieństwie do opisanej w listopadowym numerze LNG Snapshot Algierii, Nigeria nie koncentruje swojej działalności eksportowej na państwach europejskich. Głównymi odbiorcami są kraje regionu Azji Pacyfiku, a państwa europejskie stanowią drugi największy rynek zbytu. Najwięcej LNG z Nigerii nabywa Japonia, Korea Południowa i Hiszpania. Ponadto LNG z Nigerii trafiało na rynki Ameryki Łacińskiej oraz w niewielkiej ilości do krajów Bliskiego Wschodu.

Dzisiejsza infrastruktura skraplająca koncentruje się

w Nigerii w kompleksie Bonny Island (Nigeria LNG), który należy w 49% do nigeryjskiej spółki NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation), a w pozostałej części do brytyjsko-holenderskiego koncernu Shell (25,6%), francuskiego Total (15%) oraz włoskiego Eni (10,4%). Zdolności eksportowe terminalu wynoszą obecnie 30 mld m³, co czyni go jednym z największych na świecie. Planowane są prace mające na celu powiększenie zdolności eksportowych o kolejne 11 mld m³. Ponadto Nigeria LNG posiada w swoim portfelu spółkę transportu morskiego LNG, która świadczy usługi na rzecz spółki matki.

Terminal skraplający w Nigerii jest jednym z największych na świecie. Mimo planów jego rozbudowy w Nigerii powraca temat budowy kolejnej instalacji w ramach projektu Brass LNG. W projekt zaangażowane były cztery przedsiębiorstwa: akcjonariusze terminalu na Bonny Island – NNPC, Eni i Total oraz amerykański ConocoPhillips. Ten ostatni postanowił wycofać się z przedsięwzięcia, ale mając na uwadze potencjał importowy drzemący w rozwijających się państwach azjatyckich pozostali akcjonariusze postanowili kontynuować swoje prace nad jego realizacją.

Nigeria jest jednym z tych afrykańskich państw, które współtworzą potencjał LNG w Afryce. Lokalizacja państwa nie jest tak korzystana pod względem wydatków związanych z transportem LNG i czasu niezbędnego na dotarcie dostaw spotowych jak Algieria, ale duże możliwości eksportowe kraju czynią z niego cały czas atrakcyjnego partnera. Odległość terminalu na Bonny Island od portu w Świnoujściu jest o ponad 2,4 tys. mil morskich (ok. 4,5 tys. km) bliższa niż dystans dzielący polski terminal z terminalem katarskim Ras Laffan, co przy średniej prędkości 12 węzłów przekłada się na 8 dni różnicy w czasie dostawy. Nie ma to dużego znaczenia przy dostawach planowych, zakładając, że została przeprowadzona analiza kosztów każdego z łańcucha dostaw i odległość nie skutkuje nadmiernymi obciążeniami odbiorcy. Czas dostawy nabiera znaczenia przy dostawach związanych ze zwiększonym popytem. Nigeria jest kolejnym obok Algierii partnerem na kontynencie afrykańskim, który powinien być brany pod uwagę przy organizacji zakupów LNG.