

Wyciąg z raportu

Uwarunkowania gospodarcze i geopolityczne Polski sprawiają, że konieczne jest zaproponowanie modelu rynku gazu, który odpowiadał będzie na wyzwania stojące przed tym rynkiem w aspekcie krajowym, europejskim i międzynarodowym.

Zmiany, które nastąpiły w ostatnich latach spowodowały konieczność innego spojrzenia na ten rynek. Zwiększająca się dywersyfikacja źródeł pozyskania gazu ziemnego na świecie, wynikająca z rozwoju technologii wydobywania gazu oraz rozwoju technologii jego transportu, często z formacji geologicznych oraz regionów uznanych dotychczas za niedostępne, sprawiła, że wzmocnieniu uległy trendy globalizujące ten rynek.

Nowe regulacje prawne, które przyjęto w ostatnich latach w Unii Europejskiej, stworzyły nowy model rynku gazu ziemnego skutkujący postępującą integracją wewnętrzną rynków krajowych państw członkowskich oraz unifikacją mechanizmów go kształtujących. Elementem tego jest wzmocnienie trendów integrujących poszczególne regiony Unii Europejskiej. Powyższe trendy skonfrontowane z obecnie funkcjonującym modelem rynku gazu rodzą pytania o funkcjonowanie niektórych jego elementów.

Podstawową kwestią jest dalsze istnienie długoterminowych umów na dostawy gazu ziemnego oraz występujących w nich formuł ustalania cen tego surowca. Konieczne jest odpowiedzenie na pytanie, na ile dalsze wyznaczanie cen gazu ziemnego w tych umowach, w oparciu o ceny ropy naftowej i produktów ropopochodnych, jest gospodarczo uzasadnione.

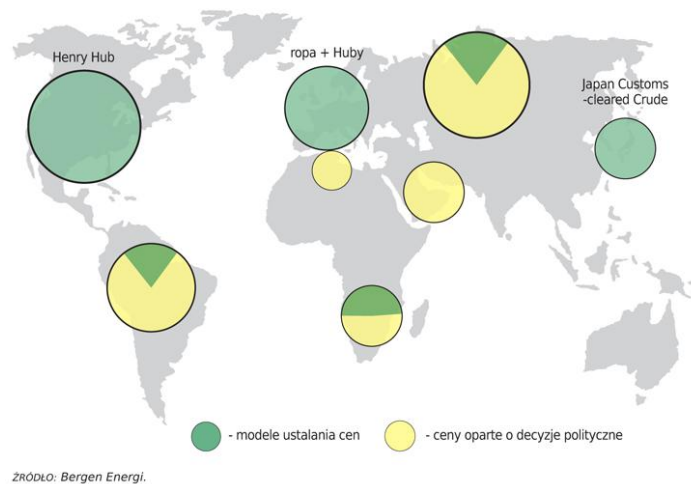
Kolejną kwestią pozostaje znaczenie terminali LNG. Ten sposób transportu gazu daje nowe, wcześniej nieistniejące, możliwości o charakterze gospodarczym i geopolitycznym. W końcu, **integracja rynku gazu w ramach Unii Europejskiej skutkuje koniecznością stworzenia właściwych mechanizmów jego wyceny.**

Doświadczenia wskazują, iż huby mogą być tą infrastrukturą, która spełni powyższe cele. Unia Europejska posiada doświadczenia związane z hubami, dlatego też rodzi się pytanie czy tworzenie regionalnego hubu gazowego w Polsce, mającego znaczenie dla państw Europy Środkowo- Wschodniej jest uzasadnione.

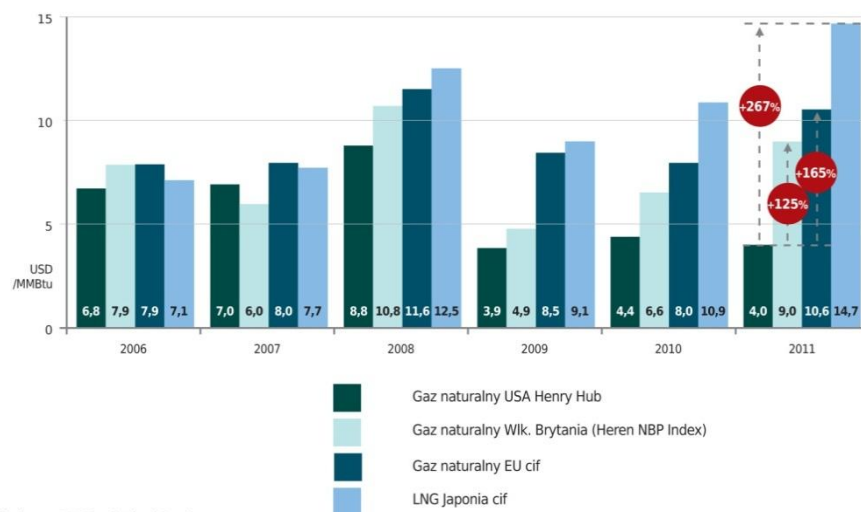
Problematyka formuł cenowych

Globalnie wyróżnia się zasadniczo **trzy modele wyceny gazu ziemnego w umowach długoterminowych dostaw**, które uzależnione są od uwarunkowań gospodarczych oraz geopolitycznych, w szczególności od stopnia regulacji danego rynku gazu, poziomu konkurencyjności oraz jego płynności. Na rynkach **najsilniej regulowanych** istnieją,

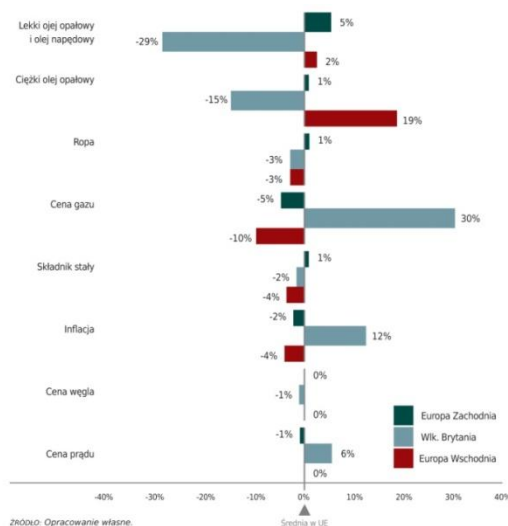
co do zasady ceny ustalane przez władze tych państw w oparciu o koszt inwestycji powiększony o marżę. Na **rynkach najbardziej płynnych i konkurencyjnych** cena umowna opiera się na cenie ustalonej przez rynek za pośrednictwem hubów gazowych. **Pomiędzy tymi skrajnymi modelami rynku gazu** ziemnego funkcjonują rynki, na których cena gazu w umowach indeksowana jest do ceny paliw konkurencyjnych (najczęściej ropy naftowej i produktów ropopochodnych). To zróżnicowanie regionalne pokazuje poniższy wykres, na którym schematycznie przedstawiono główne modele wyznaczania w umowach długoterminowych dostawy.



Powyższe rozwarstwienie metod wyznaczania cen gazu wpływa na różnice w cenie tego towaru. Poniższy wykres pokazuje, iż trend ten może się pogłębiać.



W państwach członkowskich Unii Europejskiej cena gazu określana jest w odniesieniu do ceny ropy naftowej i produktów ropopochodnych, jak również w odniesieniu do ceny gazu w hubach. Poniższy wykres pokazuje zróżnicowanie poszczególnych elementów formuły cenowej w umowach długoterminowych dostaw w zależności od regionu Europy.

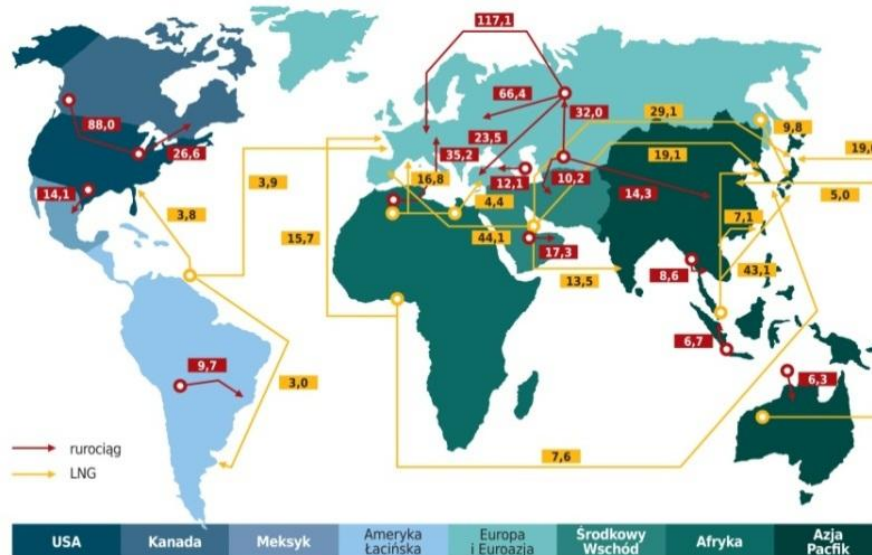


Umowy na długoterminowe dostawy w państwach Europy Środkowo-Wschodniej znacznie odbiegają od modelu brytyjskiego i w żaden sposób nie odzwierciedlają tendencji rynkowych, a w przypadku wskaźników innych niż ropopochodne wszędzie zaniżają średnią europejską. **Dążąc do stworzenia jednolitego rynku gazu Unii Europejskiej należy oczekiwać, że warunki w umowach długoterminowych dostaw państw Europy Środkowo-Wschodniej będą w coraz większym stopniu uwzględniać tendencje unijne, skutkując mniejszym poziomem odchyień od średniej.**

Problematyka znaczenia terminalu LNG w Świnoujściu

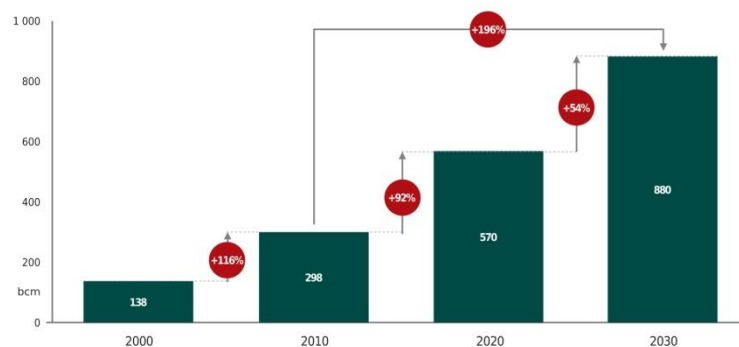
Rozwój technologii skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego sprawił, że **LNG stanowi ważną alternatywę dla dostarczania gazu ziemnego sieciami gazociągów**. Rozwój ten skutkował 65-krotnym wzrostem rynku LNG w latach 1971-2011. Powoduje on **integrację regionów izolowanych** (ang. "stranded areas"), zarówno w aspekcie konsumpcji gazu, jak i jego wytwarzania, z rynkiem globalnym. LNG rozwiązał problem tych regionów w zakresie rentowności rozwoju infrastruktury gazowej. Dodatkowo, czynnikiem stymulującym inwestycje w rynek LNG była rosnąca cena ropy naftowej. W związku z tym, że indeksacja w umowach długoterminowych na dostawę LNG opiera się także na wycenie rynkowej, cena nabywanego LNG była niższa. LNG stało się atrakcyjną alternatywą dla gazu transportowanego rurociągami (szczególnie w Europie, gdzie większość gazu transportuje się w ten sposób).

Poniższy wykres pokazuje model globalnego obrotu gazem ziemnym.



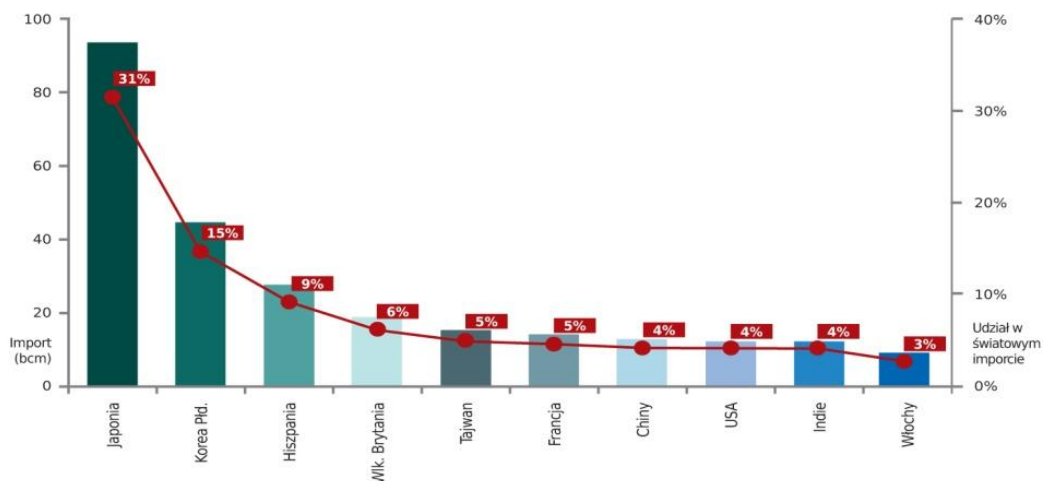
ŹRÓDŁO: BP Statistical Review, 2012 edition.

Zakłada się **dalszy dynamiczny rozwój rynku LNG na świecie**. Wg. analiz, wolumen handlu międzynarodowego LNG osiągnie 570 mld m³ w 2020 r. oraz 880 mld m³ w 2030 r., co stanowi **wzrost aż o prawie 200%** między 2010 a 2030 r.



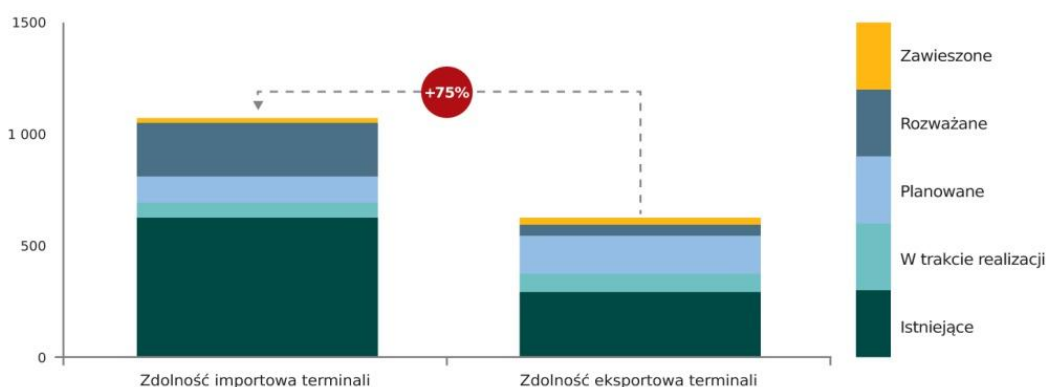
Szacunek na podstawie wykresu IEEJ
 ŹRÓDŁO: Institute of Energy Economics (Japan), Ocean Shipping Consultants, opracowanie własne.

Na poniższym wykresie przedstawionych zostało 10 największych importerów LNG na świecie według wolumenów z 2010 r. Stanowią oni razem 87% światowego rynku LNG, a sama Japonia i Korea Południowa to 46% tego rynku. Wśród największych państw znalazły się cztery kraje europejskie: Hiszpania, Wielka Brytania, Francja i Włochy, które zajmują kolejno trzecie, czwarte, szóste i dziesiąte miejsce. Ich łączny udział w globalnym imporcie LNG wynosi niewiele ponad 23%. Potwierdza to znaczący potencjał tych państw.



ŹRÓDŁO: BP Statistical Review 2011, opracowanie własne.

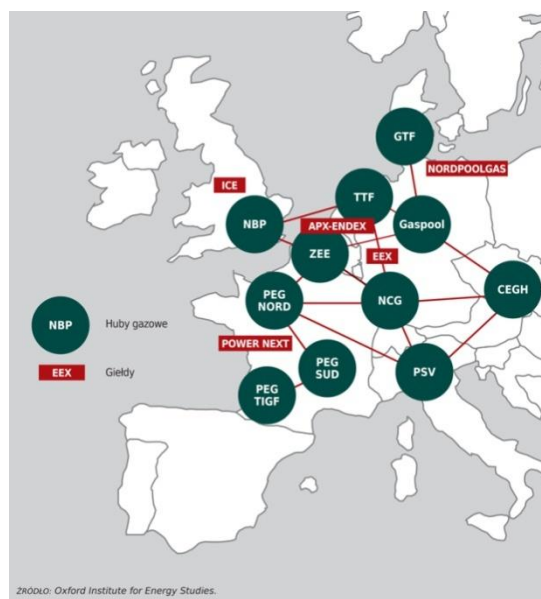
Analiza globalnych trendów w zakresie rozwoju terminali LNG na świecie wskazuje, iż istnieje ryzyko mniejszej rentowności niektórych terminali importowych. **Konieczna jest strategia zwiększająca wykorzystanie terminalu LNG w Świnoujściu.**



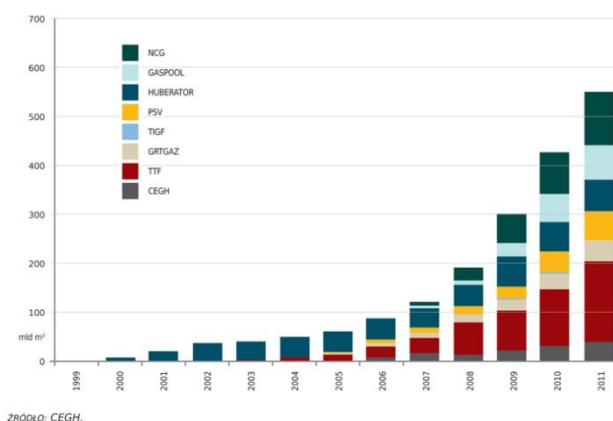
ŹRÓDŁO: Petroleum Economist, Gas Infrastructure Europe (GIE), opracowanie własne.

Problematyka stworzenia regionalnego hubu gazowego w Polsce

Obok Stanów Zjednoczonych, Europa stanowi drugi rynek gazowy, na którym rozwinęły się huby. Mają one jednak zupełnie inny charakter od swoich odpowiedników na kontynencie amerykańskim. W Europie występuje podział na huby tranzytowe i huby handlowe (tzw. „tradingowe”), będące wirtualnymi platformami handlu. Poniższy wykres przedstawia huby Europejskie.



Najbardziej rozwiniętym jest hub brytyjski – NBP, ale w ostatnim czasie zaobserwować można znaczący rozwój hubów w Północno-Zachodniej Europie.

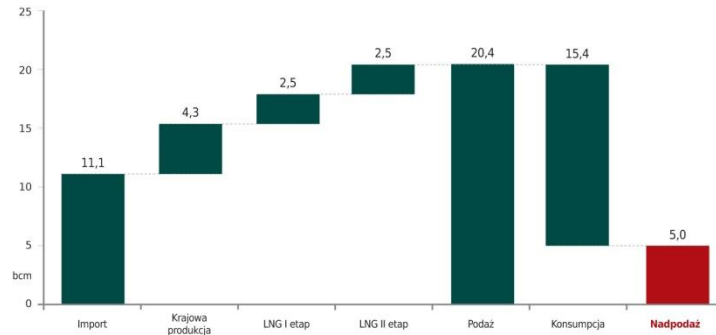


Koncepcja powstania hubu gazowego na polskim rynku nie jest nowa. Pierwotnie taki hub miał być stworzony do połowy 2012 r. Krakowski Instytut Nafty i Gazu przeanalizował sytuację w Europie Środkowo-Wschodniej pod kątem istniejących barier rynkowych uniemożliwiających lub czyniących nieatrakcyjną koncepcję utworzenia hubu w regionie.

Polski hub ma szansę stać się centrum handlowym dla regionu, wymagać to będzie jednak spełnienia szeregu warunków, tj. m.in. znaczącego rozwoju infrastruktury umożliwiającej dostawę gazu ziemnego (połączenia wzajemne, sieci przesyłowe, terminal LNG, magazyny gazu), właściwego otoczenia regulacyjnego, dywersyfikacji źródeł dostaw gazu (gazociągi, terminal LNG, źródła własne).

Hub może mieć znaczenie z punktu widzenia rozwoju terminalu LNG w Świnoujściu. Jego uruchomienie może w początkowej fazie przynieść Polsce 2,5 mld m³/rok gazu, docelowo planuje się zdolności gazyfikacyjne na poziomie 5 mld m³ z opcją zwiększenia do 7,5 mld m³.

Kontrakt z Gazpromem do 2022 r. zapewni Polsce dostawy ok. 10 mld m³ rocznie (łącznie import w 2011 r. wyniósł 11,4 mld m³). Krajowa produkcja gazu to 4,3 mld m³/rok, podczas gdy zużycie wynosi 15,4 mld m³. Daje to nadpodaż gazu na poziomie 5 mld m³/rok, która powinna być albo wykorzystana w kraju albo wyeksportowana.



ŹRÓDŁO: Opracowanie własne

Polski hub mógłby stać się centrum handlu gazem w Europie Środkowo-Wschodniej. Głównym konkurentem jest austriacki CEGH oraz huby niemieckie. Przeszkodą dla rozwoju regionalnego hubu gazowego w Polsce jest zacofanie infrastrukturalne. Stan rozwoju rynku powodować może, iż płynność hubu nie będzie wysoka przynajmniej w krótkiej perspektywie czasowej chyba, że jego rozwój wzmocniony zostanie kierunkowymi decyzjami regulacyjnymi.

Szerzej:

