

# BIULETYN

Nr 77 (942) • 10 września 2012 • © PISM

Redakcja: Marcin Zaborowski (redaktor naczelny), Katarzyna Staniewska (sekretarz redakcji),  
Jarosław Ćwiek-Karpowicz, Beata Górka-Winter, Artur Gradziuk, Roderick Parkes, Beata Wojna

---

## Paliwo dla rynku. Gaz skroplony (LNG) w Unii Europejskiej

Lidia Puka

*Poparcie dla importu LNG w UE wynikało początkowo z chęci zwiększenia bezpieczeństwa dostaw. Ostatnio na znaczeniu zyskuje jednak gospodarczy aspekt inwestycji. LNG stanowi alternatywę dla dostaw gazu sieciowego, a tym samym wzmacnia pozycję importerów w negocjacjach z eksporterami i sprzyja tworzeniu europejskiego rynku gazu oraz obniżce cen. Znaczny spadek importu LNG do UE w ostatnim czasie może zostać uznany za przejaw dużej zależności sektora od wahań rynkowych. Zmiana tej tendencji wymaga działań na poziomie UE, państw członkowskich oraz operatorów terminali, również w Polsce, gdzie skala oddziaływania pierwszego wschodnioeuropejskiego terminala będzie uzależniona od transformacji krajowego rynku gazu.*

**Korzyści płynące z LNG.** Spadające wydobycie gazu w UE (o 50 mld m<sup>3</sup> w przeciągu dekady) podnosi w oczach dostawców atrakcyjność rynków europejskich, a jednocześnie prowadzi do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw. W ostatnim dziesięcioleciu moce regazyfikacyjne UE wzrosły trzykrotnie (do 179 mld m<sup>3</sup>), a w ub.r. LNG stanowiło 1/4 importowanego gazu. Sprzyja to zmniejszeniu zależności od importu gazu sieciowego z sąsiednich państw, w tym z Rosji, oraz dywersyfikacji dostawców (o Algierię, Katar, Nigerię, Trynidad i Tobago, Egipt, Libię, Oman i Zjednoczone Emiraty Arabskie). Ponadto odbiorcy LNG mogą łatwiej zmienić dostawcę – w 2011 r. spadek importu z Libii został w dużej mierze wyrównany przez dostawy z Kataru.

Na znaczeniu zyskują również ekonomiczne zalety LNG. Możliwość importu gazu skroplonego do kraju wzmacnia pozycję importerów gazu sieciowego w czasie okresowych negocjacji kontraktów długoterminowych (KDT) z eksporterami. Podczas renegotjacji KDT w latach 2009–2010 wpłynęło to na zmniejszenie wolumenu i cen gazu przez rosyjski Gazprom, zwiększenie udziału cen spot w KDT z norweskim Statoil oraz zwrot algijskiego Sonatrach w kierunku umów krótkoterminowych. Co więcej, import LNG korzystnie wpływa na rozwój konkurencji, niezbędnej do skutecznej liberalizacji rynku. W latach 2009–2011, pomimo recesji, ze względu na globalną nadpodaż gazu (spowodowaną zmniejszeniem importu gazu do USA oraz zwiększeniem produkcji przez Katar i Australię) wzrosła opłacalność i wolumen importu LNG do UE.

**Wyzwania strukturalne.** Na rok 2010 przypadło najwięcej projektów związanych z gazem skroplonym. Ich terminowa realizacja oznaczałaby, że w 2020 r. UE mogłaby zaspokoić swoje zapotrzebowanie na zewnętrzne dostawy gazu, importując tylko LNG (384–438 mld m<sup>3</sup>). Potencjał regazyfikacyjny pozostałby jednak nierównomiernie rozłożony. Ze względu na duże koszty inwestycyjne terminale LNG umiejscowione są w północno-zachodniej i południowej Europie z pominięciem wschodu kontynentu. Najważniejsi odbiorcy LNG to państwa o zliberalizowanych rynkach – Wielka Brytania w hubie północno-zachodnim (potencjał regazyfikacyjny na poziomie 95,85 mld m<sup>3</sup>, włączając Francję, Holandię, Niemcy i Belgię), oraz Hiszpania na południu (90,25 mld m<sup>3</sup> wraz z Francją i Portugalią, choć bez połączeń LNG z Włochami czy z Grecją).

Największe projekty podwyższenia mocy skraplania gazu powstały we Włoszech i Francji (z 11 do 91 mld m<sup>3</sup> i z 23,3 do 52,5 mld m<sup>3</sup>). Te tworzone w Europie Wschodniej – przez Polskę, kraje bałtyckie i Finlandię – miały dużo mniejszą skalę (do 10–15 mld m<sup>3</sup>). Odrębną politykę prowadzą Niemcy, gdzie brakuje politycznego poparcia dla LNG, a państwo zapewnia bezpieczeństwo dostaw przez duże zdolności magazynowe oraz budowę sieci współzależności gospodarczych w państwach

eksportujących gaz. Jednocześnie dzięki integracji rynków ok. 10% krajowych transakcji gazowych odbywa się na rynku spot, a niemieckie spółki E.ON i RWE prowadzą inwestycje LNG za granicą.

**Kryzys importu LNG w Europie.** W ostatnich miesiącach nasiliły się obawy związane z ryzykiem inwestycyjnym LNG. Od listopada 2011 r., z wyjątkiem Włoch, radykalnie spadł wolumen LNG importowanego do UE. W maju 2012 r. obniżył się on o ponad połowę wobec maja 2011 r. Ponadto w nowych i w ostatnio rozbudowywanych terminalach wolumen importu spadł poniżej 1/3, a dwa brytyjskie terminale w ogóle nie były eksploatowane.

Trend ten zbiegł się w czasie z problemami z płynnością finansową inwestorów, prowadzącymi do odwołania projektów we Włoszech (British Gas w Brindisi, podczas gdy dla pozostałych poszukuje się finansowania) lub do zawieszenia realizacji przedsięwzięć w Niemczech (E.ON w Wilhelms-haven), w Wielkiej Brytanii (Calor w Canvey Island) oraz w Hiszpanii (Gascan na Gran Canarii i na Teneryfie). W związku z ciągłym spadkiem zysków netto i akcji rynkowych EDF realizacja francuskiego terminala w Dunkierce w znacznym stopniu uzależniona jest od spółek partnerskich, m.in. Total (której kapitalizacja jest jednak największą w strefie euro). Lepsze perspektywy na realizację projektów odnotowują tylko te firmy, których wartość akcji rosła w czasie kryzysu, jak Enagás w hiszpańskim El Musel czy Vopak we francuskim Fos-sur-Mer.

**Potrzeba inwestycji.** Chcąc zapewnić bezpieczeństwo dostaw LNG, UE powinna wesprzeć inwestycje w terminale o największej wartości dodanej. Brak działań może bowiem nasilić obecnie zauważalne problemy, co ma dwie przyczyny.

Pierwsza to brak konsolidacji rynku unijnego zwiększa podatność UE na wahania na światowym rynku dostaw LNG. Lepiej zintegrowany, bardziej płynny, a tym samym atrakcyjny europejski rynek gazu jest niezbędny, aby przyciągnąć import LNG. Obecnie rynek ten ustępuje azjatyckiemu – sama Japonia importuje dwukrotnie więcej LNG niż UE. Problem ten potęgują brak połączeń oraz różne systemy cen obowiązujące na europejskim, azjatyckim i północnoamerykańskim rynku LNG, co ogranicza możliwość czerpania przez UE bezpośredniego zysku ze spadku cen gazu w USA (na poziomie 3 dol./MMBtu na amerykańskim Henry Hub i 8,5 dol./MMBtu na brytyjskim National Balancing Point). Integracji rynków europejskich sprzyałoby zwiększenie płynności w transakcjach sprzedaży LNG, które na ogół odbywają się na podstawie kontraktów zawieranych na 5–10 lat, gdzie cena często powiązana jest z ceną ropy.

Druga przyczyna to uzależnienie importu LNG od wolumenu i cen gazu rurociągowego. Istniejący obecnie margines odbioru gazu w ramach KDT pozwala stronom umowy na elastyczność obrotu w granicach 85–115% zakontraktowanego wolumenu. To właśnie w tym zakresie strony umowy zachowują możliwość ograniczenia konkurencji LNG, a także obrony *status quo* powiązania cen gazu z cenami ropy. Aby przełamać ten opór, UE musiałaby stworzyć warunki rynkowe z 2009 r.: nadpodaży gazu i nacisku na europejskich odbiorców hurtowych, zobowiązanych do zakupu gazu po nierynkowych, wysokich cenach w ramach KDT przy kurczących się rynkach zbytu. Kumulacja tych czynników doprowadziła odbiorców hurtowych do przekierowania części sprzedaży na rynek spot, a także obniżenia wolumenu i cen gazu w KDT z producentami.

**Rekomendacje.** Istnieje ryzyko, że LNG może stać się ofiarą własnego sukcesu. Pomimo ograniczonego zasięgu dostawy gazu skroplonego wzmocniły pozycję unijnych hurtowych importerów gazu sieciowego w negocjacjach KDT z eksporterami. Korzystniejsze warunki umów zwiększyły z kolei konkurencyjność gazu sieciowego dla odbiorców końcowych. Aby nie dopuścić do zniwelowania korzyści generowanych przez LNG, UE powinna działać na rzecz dalszego rozwoju sektora.

Unia powinna prowadzić silne i zgodne działania dyplomatyczne w celu zbliżenia rynków globalnych i zwiększenia płynności dostaw. Europejska Służba Działań Zewnętrznych powinna promować europejski rynek gazu oraz budować stosunki dyplomatyczne z producentami LNG. W polityce wewnętrznej UE powinna natomiast wspierać rozwój transakcji w hubach i budowę interkonektorów z państwami członkowskimi mającymi znaczne moce regazyfikacyjne, a także dbać o większą przejrzystość transakcji oraz skrócenie i ujednoczenie kontraktów na dostawy LNG.

Wyzwania te są szczególnie ważne dla Polski. Budowa pierwszego wschodnioeuropejskiego terminala LNG w Świnoujściu (5 mld m<sup>3</sup> w 2014 r.) daje Polsce szansę na przejęcie roli lidera na regionalnym rynku gazu. Terminowe ukończenie projektu będzie sprzyjać liberalizacji rynku oraz zmniejszeniu udziału węgla w produkcji energii, bez zwiększenia uzależnienia od jednego kierunku dostaw. Aby to osiągnąć, należy stworzyć odpowiednie warunki na rynku handlu gazem w Polsce, w tym możliwość przeprowadzania znacznego wolumenu transakcji w ramach umów krótkoterminowych, dostosowanie struktury krajowego hurtowego odbiorcy gazu sieciowego do zmian rynkowych oraz zwiększenie rentowności terminala LNG przez rozszerzenie zakresu świadczonych usług, np. o sprzedaż paliw dla statków.