

Robert Osikowicz
Paliwa i Energetyka

Rynek LNG na świecie

W artykule przedstawiono dostępne dane statystyczne związane z produkcją, transportem i konsumpcją gazu w postaci skroplonego we wszystkich regionach świata. Zaprezentowano również, jak kształtuje się aktualna sytuacja dotycząca zdolności skraplania i regazyfikacji surowca przez głównych graczy na rynku. Dane te skonfrontowane zostały z globalnym wydobyciem gazu ziemnego i jego udokumentowanymi rezerwami

Gaz najnowocześniejszym paliwem

Gaz ziemny zajmuje trzecie miejsce, po ropie naftowej i węglu, na liście surowców energetycznych. Dynamika wzrostu jego produkcji i zarazem konsumpcji jest wyższa niż w przypadku ropy naftowej. Jest powszechnie uznawany za paliwo czyste i przyjazne środowisku. Zdaniem wielu ekspertów jest najbardziej perspektywiczny wśród nośników energii. Jego rola w gospodarce światowej od kilkudziesięciu lat systematycznie rośnie. Stosuje się go jako paliwo do wytwarzania ciepła i energii, a także jako niezbędny surowiec dla przemysłu chemicznego. Jest surowcem o wyraźnie niższej emisji CO₂ przy spalaniu niż węgiel kamienny, brunatny, ropa naftowa i jej pochodne. W 2013 r. jego udział w globalnym miksie energetycznym wyniósł 23,8%, co oznacza utrzymanie stanu z roku 2012. Jeśli weźmiemy pod uwagę poszczególne części świata, to gaz preferowany jest w gospodarce rosyjskiej (53,2% udziału w bilansie energetycznym), na Bliskim Wschodzie (49,1%), w Ameryce Północnej (30,1%) i w Europie (25%). Zdaniem analityków rynku zarówno w średniej, jak i długoterminowej perspektywie będziemy notować wzrost popytu na gaz, a także intensyfikację handlu międzynarodowego tym surowcem. W 2013 r. obserwowaliśmy utrzymującą się tendencję spadku produkcji i zużycia tego paliwa w gospodarkach europejskich. Jest to jednak odosobniony

przypadek. W pozostałych regionach świata zarówno po stronie podaży, jak i popytu obserwujemy wzrost. Trudno jeszcze przesądzać o istotności wpływu wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych, w tym łupkowych. Jedno jest pewne, jak pokazał przypadek obserwowany w Ameryce Północnej, eksploatacja tego typu złóż wpływa korzystnie na konkurencyjność i poziom cen na rynku. Na tym tle rynek LNG (Liquefied Natural Gas), będący jedynie wycinkiem całego rynku gazu, rozwija się szybciej niż pozostałe jego sektory, tj. transport rurociągami czy konsumpcja w krajach wytworzenia. Jak oceniają eksperci, w dwudziestoletniej perspektywie (do 2035 r.) gaz częściowo zastąpi droższą ropę. Różnice cen pomiędzy regionalnymi rynkami będą się zmniejszać dzięki większej elastyczności, jaką zapewni handel LNG.

Rezerwy gazu na świecie

Od kilku lat w branży paliwowej występuje podział złóż na konwencjonalne i niekonwencjonalne. Wynika on z odmiennego charakteru skał, w których znajdują się nagromadzenia węglowodorów. Jak wynika z raportów udostępnianych przez BP i US Energy Information Administration, udowodnione rezerwy gazu ziemnego ulokowane w złożach konwencjonalnych na koniec 2013 r. wahały się pomiędzy 185 i 190 bln m³. Przy obecnym poziomie wydobycia wystarczy go więc na 55 lat eks-

ploatacji. Największe rezerwy znajdują się na terenie Federacji Rosyjskiej (ponad 36 bln m³), Iranu (33,8), Kataru (24,7), Turkmenistanu (17,5) oraz USA (9,3). Zasoby są mocno skoncentrowane w kilku regionach świata. Pierwsza dziesiątka najzasobniejszych krajów dysponuje 78% konwencjonalnych rezerw.

Nieco bardziej skomplikowanie wygląda sytuacja w przypadku złóż niekonwencjonalnych. W literaturze wyróżnia się kilka ich rodzajów: gaz zamknięty w skałach ilastych (shale gas), gaz w złożach o niskiej przepuszczalności, znajdujący się w porach o ograniczonych połączeniach między sobą (tight gas), metan w pokładach węgla (CBM) oraz gaz związany w postaci hydratów. Już pobieżna lektura raportów publikowanych przez wyspecjalizowane agencje wskazuje na to, że ich zasoby (ale niekoniecznie rezerwy) znacząco przewyższają zasoby złóż konwencjonalnych. Technicznie możliwe do ich wydobycia oceniane są obecnie na ponad 400 bln m³, z czego około połowy przypada na złoża gazu uwięzionego w skałach ilastych. Uważa się, że najwięcej surowca w złożach tego typu znajduje się w USA i Chinach. Poza tym najbardziej zasobne struktury znajdują się w Kanadzie, Meksyku, RPA, Argentynie, Australii, Algierii i Rosji. Ze względu na specyfikę tych złóż, głębokość zalegania oraz metody ich udostępniania, ich eksploatacja jest bardziej kosztowna i wymaga zastosowania zaawansowanych technologii: wiercenia otworów kierunkowych z odcinkiem poziomym oraz technologii szczelinowania hydraulicznego. Ameryka Północna zdobyła dominującą pozycję w realnej eksploatacji gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych. To tam technika ich udostępniania jest najbardziej rozwinięta, a usługi z tym związane powszechnie dostępne.

Produkcja gazu

W ciągu ostatniego analizowanego roku (2013) światowa produkcja gazu wzrosła o 1,1%. Jest to kontynuacja stałego trendu, chociaż jego dynamika uległa spowolnieniu. Na pierwszym miejscu wśród producentów gazu ziemnego (tab. 1) umocniły się Stany Zjednoczone, które intensyfikują wydobycie ze złóż niekonwencjonalnych. Poziom ich rocznej produkcji zbliża się do 690 mld m³. USA odpowiadają za 20,6% światowej produkcji. Najszybszy jej wzrost odnotowywany jest na złożu Marcellus (+26%) oraz w Teksasie i Oklahomie. Wydobycie w pozostającej na drugiej pozycji Rosji przekroczyło ponownie poziom 600 mld m³. Z krajów czołowej dziesiątki największy procentowy wzrost wydobycia w ciągu minionego roku notują Chiny (+9,5%) oraz kraje z regionu Zatoki Perskiej: Katar (+5,4%), Arabia Saudyjska (+4,0%), Iran. Blisko 10% gazu ziemnego jest skraplane do postaci LNG. W 2013 r. zostało przerobione około 325 mld m³ surowca. Na liście producentów znajduje się osiemnaście krajów, z czego Stany Zjednoczone nie zrealizowały ani jednego transportu w 2013 r. Największym producentem LNG jest obecnie Katar, który odpowiada za ponad 32% produkcji światowej. Kolejne miejsca zajmują Malezja, Australia, Indonezja oraz Trynidad i Tobago. Wszystkie te kraje skropili w 2013 r. co najmniej 20 mld m³ gazu. Sytuacja na rynku producentów LNG do końca dekady znacząco się zmieni, kiedy to zostaną uruchomione nowe terminale eksportowe w Australii, USA, Kanadzie i Rosji. Norwegia pozostaje jedynym krajem w Europie produkującym LNG. Pełna lista krajów producentów tego paliwa znajduje się w rozdziale „LNG – eksport”.

2013	2012	Kraj	Produkcja globalna w mld m ³ rocznie (2013)	Udział w produkcji światowej %	Eksport gazu LNG w mld m ³ rocznie (2013)
		Świat	3370,0	100,0	325,0
1	1	USA	687,6	20,6	-
2	2	Rosja	604,8	17,9	14,2
3	3	Iran	166,6	4,9	-
4	4	Katar	158,5	4,7	105,7
5	5	Kanada	154,8	4,6	-
6	7	Chiny	117,1	3,5	-
7	6	Norwegia	108,7	3,2	3,9
8	8	Arabia Saudyjska	103,0	3,0	-
9	9	Algieria	78,6	2,3	14,9
10	10	Indonezja	70,4	2,1	23,3
11	11	Malezja	69,1	2,0	33,8
12	13	Holandia	68,7	2,0	-
13	12	Turkmenistan	62,3	1,8	-
14	15	Meksyk	56,6	1,7	-
15	14	Egipt	56,1	1,7	3,8
16	17	ZEA	56,0	1,7	7,4
17	16	Uzbekistan	55,2	1,6	-
18	18	Australia	42,9	1,3	30,3
19	20	Trynidad i Tobago	42,8	1,3	20,0
20	22	Tajlandia	41,8	1,2	-
21	21	Pakistan	38,6	1,1	-
22	23	Wielka Brytania	36,5	1,1	-
23	19	Nigeria	36,1	1,1	23,1
24	25	Argentyna	35,5	1,1	-
25	24	Indie	33,7	1,0	-
26	27	Oman	30,9	0,9	11,6
27	26	Wenezuela	28,4	0,8	-
28	28	Bangladesz	21,9	0,6	-
29	32	Brazylia	21,3	0,6	-
30	30	Boliwia	20,8	0,6	-
31	31	Ukraina	19,3	0,6	-
32	29	Kazachstan	18,5	0,5	-
33	33	Azerbejdżan	16,2	0,5	-
34	35	Bahrajn	15,8	0,5	-
35	34	Kuwejt	15,6	0,5	-
36	36	Irak	13,5	0,4	-
37	39	Birma	13,1	0,4	-
38	41	Kolumbia	12,6	0,4	-
39	38	Brunei	12,2	0,4	9,6
40	37	Peru	12,2	0,4	5,7
41	40	Libia	12,0	0,4	-
42	42	Rumunia	11,0	0,3	-
43	47	Jemen	10,3	0,3	9,7
44	43	Wietnam	9,8	0,3	-
45	44	Niemcy	8,2	0,2	-
46	45	Włochy	7,1	0,2	-
47	-	Gwinea Równikowa	5,1	0,1	5,1
48	48	Angola	5,0	0,1	0,5
49	50	Dania	4,8	0,1	-
50	46	Syria	4,5	0,1	-
		Polska	4,3	0,1	-

Tab. 1. Lista największych producentów gazu ziemnego

2013	2012	Kraj	Konsumpcja w mld m ³ rocznie (2013)	Udział w konsumpcji światowej %	Import gazu z LNG w mld m ³ rocznie (2013)
		Świat	3 348,0	100,0	325,0
1	1	USA	737,2	22,2	2,7
2	2	Rosja	413,5	12,3	-
3	3	Iran	162,2	4,8	-
4	4	Chiny	161,6	4,8	24,5
5	5	Japonia	116,9	3,5	118,0
6	7	Kanada	103,5	3,1	1,1
7	6	Arabia Saudyjska	103,0	3,1	-
8	9	Niemcy	83,6	2,5	-
9	8	Meksyk	82,7	2,5	8,0
10	10	Wielka Brytania	73,1	2,2	9,3
11	12	ZEA	68,3	2,0	1,4
12	11	Włochy	64,2	1,9	5,6
13	16	Korea Południowa	52,5	1,6	54,0
14	15	Tajlandia	52,2	1,6	2,0
15	14	Egipt	51,4	1,5	-
16	13	Indie	51,4	1,5	17,2
17	19	Argentyna	48,0	1,4	6,9
18	20	Turcja	45,6	1,4	6,0
19	18	Uzbekistan	45,2	1,3	-
20	17	Ukraina	45,0	1,3	-
21	21	Francja	42,8	1,3	8,5
22	22	Pakistan	38,6	1,1	-
23	24	Indonezja	38,4	1,1	-
24	29	Brazylia	37,6	1,1	6,1
25	23	Holandia	37,1	1,1	0,4
26	26	Malezja	34,0	1,0	2,2
27	28	Algieria	32,3	1,0	-
28	25	Wenezuela	30,5	0,9	-
29	27	Hiszpania	29,0	0,9	13,0
30	30	Katar	25,9	0,8	-
31	34	Trynidad i Tobago	22,4	0,7	-
32	32	Turkmenistan	22,3	0,7	-
33	33	Bangladesz	21,9	0,7	-
34	31	Australia	18,9	0,5	-
35	35	Kazachstan	18,5	0,5	-
36	36	Białoruś	18,3	0,5	-
37	37	Kuwejt	17,8	0,5	2,1
38	38	Belgia	16,8	0,5	3,0
39	41	Polska	16,7	0,5	-
40	39	Oman	16,5	0,5	-
41	40	Tajwan	16,3	0,5	17,5
42	43	Bahrajn	13,0	0,4	-
43	42	Rumunia	12,5	0,4	-
44	44	Kolumbia	10,7	0,3	-
45	49	Singapur	10,5	0,3	1,3
46	46	Wietnam	9,8	0,3	-
47	45	Węgry	8,6	0,3	-
48	48	Azerbejdżan	8,6	0,3	-
49	47	Austria	8,5	0,3	-
50	50	Czechy	8,4	0,3	-

Tab. 2. Lista największych konsumentów gazu ziemnego

Konsumpcja gazu

Globalne zużycie gazu wzrosło w 2013 r. o 1,1% w porównaniu z rokiem poprzednim. Jest to wzrost umiarkowany i niższy niż wskazywano w prognozach sprzed wybuchu kryzysu ekonomicznego. Najwyższe wskaźniki wzrostu wśród największych gospodarek liczone rok do roku notują: Brazylia (+19,2%) i Chiny (+10,8%). Największym konsumentem pozostają niezagrożenie Stany Zjednoczone (tab. 2), które zużyły o 2,4% surowca więcej w roku poprzednim. Istotny udział w konsumpcji mają kraje o wysokiej produkcji, gdzie cena paliwa na rynku wewnętrznym jest niska: Rosja (2. miejsce na liście producentów), Iran (3), Kanada (6), Arabia Saudyjska (7). W kategorii odbiorców gazu skroplonego przoduje Japonia, która odpowiada za 36% obrotu światowego. Na dalszych miejscach mamy innych azjatyckich importerów: Koreę Południową, Chiny, Tajwan i Indie. Wszystkie te kraje importują powyżej 15 mld m³ surowca w postaci skroplonej. W Europie liderem pozostaje Hiszpania. Pełna lista krajów wykorzystujących LNG znajduje się w rozdziale „LNG – import”.

Czym jest LNG?

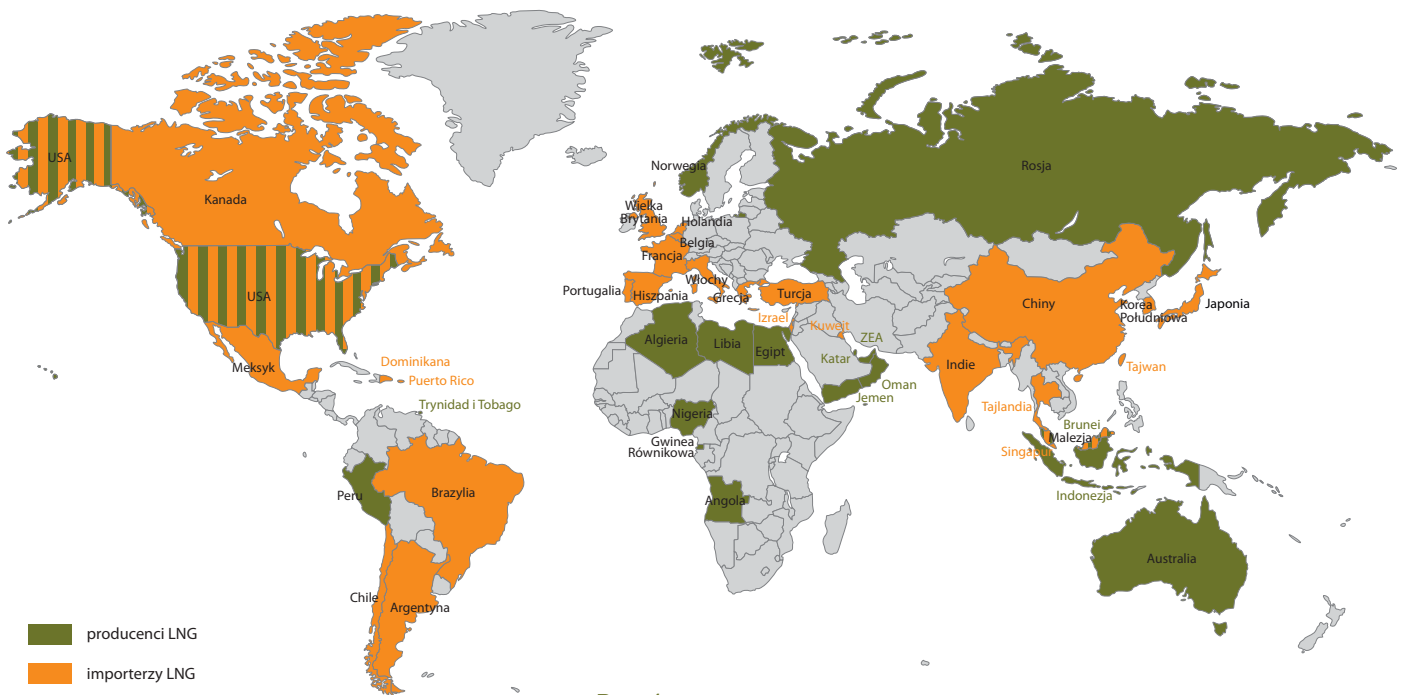
LNG jest produkowany z gazu ziemnego w procesie skraplania. Skraplanie lub kondensacja to zjawisko zmiany stanu skupienia, przejścia substancji z fazy gazowej w ciekłą. Może zachodzić przy odpowiednim ciśnieniu i w temperaturze niższej od temperatury krytycznej. Podczas tego procesu gaz ziemny musi zostać oczyszczony, głównie z wody, dwutlenku węgla i azotu, aby zapobiec tworzeniu się cząsteczek stałych. Gaz jest schładzany do temperatury około -162°C. Regazyfikacja LNG polega na przywróceniu gazu z postaci skroplonej ponownie do postaci gazowej poprzez ogrzanie surowca.

Historia

Jak podaje serwis Polskie LNG, technologia schładzania i skraplania gazu ziemnego została po raz pierwszy zastosowana w Stanach Zjednoczonych. Pierwsza instalacja do skraplania LNG rozpoczęła działanie w Zachodniej Wirginii w 1917 r., a pierwszą komercyjną instalację skraplającą zbudowano w Cleveland w stanie Ohio (USA) w 1941 r. Pionierski transport skroplonego gazu ziemnego miał miejsce 1959 r. W tym celu wykorzystano statek The Methane Pioneer na trasie z Lake Charles w Luizjanie (USA) do Canvey Island w Wielkiej Brytanii. Pierwsza komercyjna dostawa LNG z Algierii na rynek brytyjski odbyła się w 1964 r. Lata 70. i 80. XX w. przyniosły wzrost zainteresowania gazem skroplonym. W krajach azjatyckich rozpoczęto budowę elektrowni gazowych. Wydatnie przyczyniło się to do wzrostu koniunktury na wykorzystanie LNG. Po 1990 r. nastąpił skokowy wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny, co skutkowało też znaczącym wzrostem zainteresowania jego postacią skroploną. W ostatniej dekadzie rozbudowano znacząco flotę gazowców. Najstarszym funkcjonującym do dziś terminalem służącym do skraplania gazu jest instalacja Kenai LNG uruchomiona przez koncern Phillips Petroleum (obecnie ConocoPhillips) na Alasce w 1969 r. Rok później został uruchomiony zakład Marsa El Brega w Libii. Najstarsze funkcjonujące do dzisiaj terminale importowe położone są w Hiszpanii (Barcelona) oraz w Japonii (Negishi). Obydwa zaczęły pracować w 1969 r.

Zalety LNG

Dla dostaw na długich dystansach LNG jest rozsądną alternatywą wobec transportu rurociągowego z uwagi na fakt, że lokalizacja złóż gazu nie jest tożsama z położeniem głównych kon-



Rys. 1. Mapa świata przedstawiająca największych importerów i eksporterów LNG

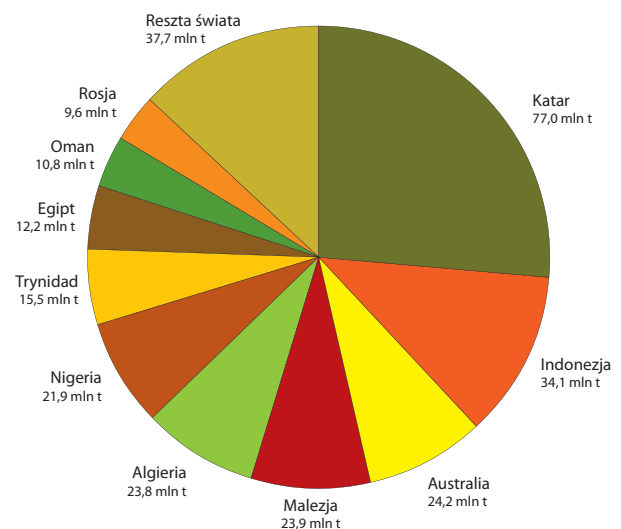
sumentów. LNG jest szansą dla producentów nieposiadających dostępu do sieci przesyłowych. W przypadku niektórych krajów jest to jedyny sposób na zróżnicowanie źródeł dostaw paliwa i zapewnienie niezależności energetycznej. Gaz skroplony idealnie nadaje się dla dostaw spotowych lub kontraktów pokrywających szczytowe zapotrzebowanie na gaz. LNG umożliwia dywersyfikację dostaw i daje możliwość zróżnicowania źródeł pozyskania surowca i korzystnego kształtowania cen kontraktowych. Koszty transportu morskiego mogą okazać się w wielu przypadkach bardziej opłacalne niż budowa rurociągów. Importerzy mogą w teorii korzystać z usług wielu dostawców. Daje to możliwość optymalizacji portfela zamówień i negocjacji warunków współpracy z wieloma partnerami. Podczas skraplania gazu do postaci płynnej jego objętość zmniejsza się około 630 razy, co oznacza że w wyniku regazyfikacji 1000 m³ LNG otrzymamy 630 tys. m³ gazu w warunkach normalnych. W końcu, co nie mniej istotne, LNG jest bezpiecznym paliwem i w przypadku wycieku nie ma możliwości istotnego skażenia środowiska. Stosowane przez operatorów procedury bezpieczeństwa zarówno w terminalach eksportowych, w trakcie transportu, jak i regazyfikacyjnych nie wzbudzają zastrzeżeń. LNG daje możliwość zaopatrywania odbiorców nieprzyłączonych do gazowej sieci dystrybucyjnej. Dotyczy to zarówno klientów przemysłowych, jak i komunalnych. LNG może być wykorzystane wprost jako paliwo w elektrowniach. Takie rozwiązanie stosuje się w Japonii i Korei Południowej. Coraz częściej też używane jest w systemach napędowych środków transportu. Z tych wszystkich powodów międzynarodowy obrót gazem w postaci LNG wzrasta w ostatnim czasie wyraźnie szybciej niż transport rurociągami.

Zdolności wytwórcze – terminale eksportowe

Światowe zdolności wytwórcze wyniosły na koniec 2013 r. 290,7 mln ton. Stanowi to wzrost w stosunku do roku poprzedniego o blisko 3%. Zawdzięczamy to dwóm zakończonym projektom: Skikda w Algierii (4,5 mln ton) i Angola LNG (5,2 mln ton). Na rok 2014 zapowiadane jest uruchomienie przemysłowe instalacji do skraplania w Algierii (Arzew), Papui Nowej Gwinei

(PNG LNG) i Australii (Queensland Curtis LNG). Dodanie instalacji PNG spowoduje wykreowanie 19. już kraju jako eksportera LNG. Aktualnie w fazie konstrukcyjnej znajdują się terminale o łącznych możliwościach do skraplania na poziomie 117 mln ton. Przełoży się to prawdopodobnie na 36% wzrost potencjału produkcyjnego w ciągu najbliższych pięciu lat. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że część funkcjonujących starszych instalacji będzie wyłączana. Po roku 2015 najwięcej nowych mocy przerobowych pojawi się w Australii. Będzie to łącznie sześć terminali zdolnych do produkcji 53 mln t. Na 2015 r. zapowiadane jest także uruchomienie pierwszego dużego amerykańskiego terminala Sabine Pass, należącego do Cheniere Energy. Około 2018–2019 rozpocznie produkcję największy rosyjski zakład, zlokalizowany na Półwyspie Jamał. Jest to wspólne przedsięwzięcie spółek Novatek i Total.

Ponad 60% zdolności produkcyjnych jest obecnie w rękach pięciu głównych eksporterów: Kataru, Indonezji, Malezji, Austra-



Rys. 2. Zdolności produkcyjne LNG w 10 najważniejszych krajach

Terminal	Kraj	Nominalna wydajność w mln ton LNG rocznie	Ilość instalacji do skraplania	Właściciele	Rok uruchomienia
Bontang LNG	Indonezja	22,3	8	Petramina	1977-1999
NLNG	Nigeria	21,9	6	NNPC, Shell, Total, Eni	1999-2008
North West Shelf	Australia	16,3	5	BHP Billiton, BP, Chevron, Shell, Mitsubishi, Mitsui	1989-2008
Qatargas II	Katar	15,6	2	Qatar Petroleum, Exxonmobil, Total	2009
RasGas III	Katar	15,6	2	Qatar Petroleum, ExxonMobil	2009-2010
ALNG	Trynidad i Tobago	15,5	4	BP, BG, Shell, NGC Trinidad	1999-2006
RasGas II	Katar	14,1	3	Qatar Petroleum, Exxonmobil	2004-2007
Sakhalin 2	Rosja	9,6	2	Gazprom, Shell, Mitsui, Mitsubishi	2009
Qatargas I	Katar	9,5	3	Qatar Petroleum, ExxoMobil, Mitsui, Marubeni, Total	1997-1998
Arzew GL2Z	Algieria	8,2	6	Sonatrach	1981
MLNG Satu	Malezja	8,1	3	Petronas, Mitsubishi, Sarawak State	1983
MLNG Dua	Malezja	7,8	3	Petronas, Shell, Mitsubishi, Sarawak, State	1995
Qatargas III	Katar	7,8	1	Qatar Petroleum, ConocoPhillips, Mitsui	2010
Qatargas IV	Katar	7,8	1	Qatar Petroleum, Shell	2011
Tangguch LNG	Indonezja	7,6	2	BP, CNOOC, Mitsubishi, INPEX, JX Nippon, LNG Japan, Taisman Energy	2009
Brunei LNG	Brunei	7,2	5	Brunei Govt., Shell, Mitsubishi	1972
ELNG	Egipt	7,2	2	BG, Petronas, EGAS, EGPC, GDF Suez	2005
Oman LNG	Oman	7,1	2	Petroleum Development Oman, Shell, Total, Korea LNG, Mitsubishi, Mitsui, Itochu	2000
MLNG Tiga	Malezja	6,8	2	Petronas, Shell, Nippon, Mitsubishi	2003
Yemen LNG	Jemen	6,7	2	Total, Hunt Oil, Yemen Gas, SK Corp., KOGAS	2009-2010
Rasgas I	Katar	6,6	2	Qatar Petroleum, ExxonMobil, KOGAS, Itochu, LNG Japan	1999-2000
ADGAS LNG	ZEA	5,8	3	ADNOC, Mitsui, BP, Total	1977-1994
Angola LNG	Angola	5,1	1	Chevron, Sonangol, BP, Eni, Total	2013
SEGAS	Egipt	5,0	1	Gas Natural Fenosa, Eni, EGPC, EGAS	2005
Skikda GL1K	Algieria	4,5	1	Sonatrach	2013
Peru LNG	Peru	4,3	1	Hunt Oil, Shell, SK Corp., Marubeni	2010
Pluto LNG	Australia	4,3	1	Woodside, Kansai Electric, Tpkyo Gas	2012
Snohvit LNG	Norwegia	4,2	1	Statoil, Petoro, Total, GDF Suez, RWE	2007
Arun LNG	Indonezja	4,1	2	Petramina	1978-1986
Qalhat LNG	Oman	3,7	1	Oman Govt., Petroleum Development Oman, Shell, Mitsubishi, Eni, Itochu, Osaka Gas, Total, Korea LNG	2006
EG LNG	Gwinea Równikowa	3,7	1	Marathon, Sonagas, Mitsui, Marubeni	2007
Darwin LNG	Australia	3,6	1	ConocoPhillips, Santos, Inpex, Eni, TEPCO, Tokyo Gas	2006
Marsa El Brega	Libia	3,2	1	LNOC	1970
Skikda GL2K	Algieria	3,2	6	Sonatrach	1972-1981
ADGAS LNG	ZEA	2,6	2	ADNOC, Mitsui, BP, Total	1977
Kenai LNG	USA	1,5	1	ConocoPhillips	1969

Tab. 3. Lista terminali eksportowych o zdolnościach wytwórczych powyżej 1 mln ton

lii i Nigerii. Sam Katar ma w tych zdolnościach produkcyjnych 27% udział. Obserwując parametr możliwości wytwórczych w ujęciu historycznym, można zauważyć stały jego wzrost od początku lat 70. 50 mln ton zostało osiągnięte w 1989 r., 100 mln ton w 1999 r., 200 mln ton w 2008 r., 300 mln ton przekroczyliśmy na pewno w 2014 r., a na 400 mln ton przyjdzie nam poczekać do roku 2019. Wykorzystanie mocy produkcyjnych w ostatnich 20 latach wahało się w zakresie od 75 do 90%. W roku 2011 wynosiło 87%, aby w końcu 2013 r. spaść do poziomu 82%. Spadek ten tłumaczy się niższym zapotrzebowaniem na LNG w krajach europejskich. Najwyższym stopniem wykorzystania charakteryzują się instalacje produkcyjne w Rosji, Katarze, Malezji, Brunei, Jemenie, Australii i na Trynidadzie. We wszystkich tych przypadkach zanotowano ponad 85% wskaźnik wykorzystania mocy przerobowych. Najslabiej sytuacja ta wygląda w Angoli, Algierii, Egipcie (poniżej 50%). Pośrednie wskaźniki zanotowano m.in. w Indonezji, Nigerii i Norwegii.

Poza oczywistymi, nowymi inwestycjami należy się spodziewać wyłączenia najstarszych instalacji. Na rok 2014 zaplanowano koniec działalności dla terminala Arun LNG w Indonezji. W następnych latach los ten może spotkać zakłady skraplania w Algierii i Zjednoczonych Emiratach Arabskich.

Za największe instalacje do produkcji LNG powszechnie uznaje się katarskie projekty Qatargas (40,7 mln ton) oraz Ras Gas (36,3 mln ton). Dominującą rolę pełni w nich spółka Qatar Petroleum. Nieco mniejsze są projekty Botang LNG (Indonezja), Nigeria NLG oraz North West Shelf (Australia). Jedyne europejski zakład służący skraplaniu na skalę przemysłową znajduje się w Norwegii, jednak jego potencjalna wydajność jest wielokrotnie mniejsza niż liderów rynku. Największymi planowanymi do 2019 r. instalacjami będą projekty Gorgon LNG w Zachodniej Australii (15,6 mln ton), Sabine Pass w amerykańskiej Luizjanie (18 mln ton) oraz Yamal LNG w Rosji (16,5 mln ton).

Terminal	Kraj	Nominalna wydajność w mln ton LNG rocznie	Ilość instalacji do skraplania	Właściciele	Rok uruchomienia
Sabine Pass	USA	18,0	4	Cheniere	2015–2017
Yamal LNG	Rosja	16,5	3	Novatek, Total, CNPC	2017–2019
Gorgon LNG	Australia	15,6	3	Chevron, ExxoMobil, Osaka Gas, Tokyo Gas, Chubu Electric	2015–2016
Australia Pacific LNG	Australia	9,0	2	ConocoPhillips, Origin Energy, Sinopec	2015
Wheatstone LNG	Australia	9,0	2	Chevron, Apache, Pan Pacific Energy, Shell	2016–2017
Queensland Curtis LNG	Australia	8,6	2	BG, CNOOC, Tokyo Gas	2014–2015
Ichthys LNG	Australia	8,4	2	Inpex, Total, Tokyo Gas, CPC, Osaka Gas, Chubu Electric	2016–2017
Gladstone LNG	Australia	7,8	2	Santos, Petronas, Total, KOGAS	2015–2016
PNG LNG	Papua Nowa Gwinea	7,0	2	ExxonMobil, Oil search, PNG Govt., Santos, Nippon Oil, Marubeni, Petromin	2014
Arzew GL3Z	Algieria	4,7	1	Sonatrach	2014
Petronas LNG 9	Malezja	3,6	1	Petronas	2015
Prelude LNG	Australia	3,6	1	Shell, Inpex, KOGAS, CPC	2016
Donggi- Senoro	Indonezja	2,0	1	Mitsubishi, Pertamina, KOGAS	2015
Rotan FLNG	Malezja	1,5	1	Petronas, Murphy Oil	2019
Petronas FLNG	Malezja	1,2	1	Petronas	2015

Tab. 4. Lista terminali eksportowych o wydajności powyżej 1 mln ton, znajdujących się w fazie konstrukcyjnej

W tab. 3 i 4 zestawiono aktualnie funkcjonujące i pozostające w budowie instalacje do produkcji LNG. Na uwagę zasługuje pojawienie się po raz pierwszy projektów związanych z instalacjami do skraplania budowanymi na jednostkach pływających. Pierwszym takim projektem jest statek Prelude (3,6 mln ton), należący do spółki Shell. Jego uruchomienie na australijskich wodach planowane jest na rok 2016 lub 2017. Podobne projekty, choć na mniejszą skalę, są przygotowywane w Malezji (Petronas LFLNG i Rotan FLNG) oraz w Kolumbii (Pacific Rubiales LNG). Inne inwestycje, które wejdą w fazę konstrukcyjną prawdopodobnie po 2016 r., rozlokowane zostaną w USA, Izraelu i Australii. Pływające jednostki służące do skraplania gazu mogą zrewolucjonizować rynek. Będzie je można wykorzystywać w miejscach, gdzie budowa instalacji rurociągowych do przesyłu gazu na ląd jest niemożliwa lub nieekonomiczna.

Jak wynika z analiz prowadzonych przez specjalistyczne agencje, rosną koszty budowy instalacji do skraplania. W ciągu ostatniej dekady podwoiły się one, a w niektórych lokalizacjach uległy nawet potrojeniu, osiągając poziom 750–1250 USD/tona w zakresie możliwości produkcyjnych. Najdroższe są instalacje pływające, ale wynika to z ich eksperymentalnego charakteru. Upowszechnienie rozwiązań takich, jakie zastosowano w Prelude LNG, powinno przyczynić się do obniżenia kosztów.

LNG – eksport

Wszelkie oficjalne statystyki dla LNG podawane są w tonach gazu skroplonego. Rynek w 2013 r. zarejestrował transakcje obejmujące 236,8 mln ton (325 mld m³ gazu w formie naturalnej). Stanowi to nieznaczny spadek w stosunku do roku poprzedniego, kiedy to sprzedano 237,7 mln ton skroplonego gazu. Jest to także o 2% mniej niż w rekordowym 2011 r. (241,5 mln ton). Region Bliskiego Wschodu dostarczył 42% surowca, natomiast region Azji i Pacyfiku około 30%. Trzecia – z wynikiem 15% – jest Afryka. Historycznie rzecz ujmując, do roku 2000 najważniejszymi eksporterami były kraje leżące nad Oceanem Spokojnym: Indonezja, Malezja, Australia, Brunei. Później do głosu zaczęli dochodzić eksporterzy z Zatoki Perskiej. W 2005 r. Katar został największym graczem na rynku i przewagę swą sys-



Fot. 2. Instalacja Melkya w Norwegii. Fot. Harald Pettersen - Statoil

Fot. 3. Projekt Sachalin. Fot. Sakhalin Energy

tematycznie umacnia. W 2013 r. na listę aktywnych eksporterów wpisało się 17 krajów. Jedyne amerykański terminal skraplania gazu Kenai, położony na Alasce, został czasowo wyłączony na skutek wygaśnięcia licencji eksportowej. Do listy producentów LNG dołączyła Angola, która doprowadziła do pierwszej wysyłki

2013	2012	Kraj	Produkcja LNG w mln ton (2013)	Produkcja LNG w mln ton (2012)	Zmiana 2013-2012 %	Stopień wykorzystania terminali w % (2013)
		Świat	236,8	237,7	- 0,4	82
1	1	Katar	77,2	77,4	- 0,3	100
2	2	Malezja	24,7	23,1	+ 6,9	103
3	3	Australia	22,2	20,8	+ 6,7	92
4	5	Indonezja	17,0	18,1	- 6,0	54
5	4	Nigeria	16,9	20,0	- 15,5	77
6	6	Trynidad	14,6	14,4	+ 1,3	94
7	7	Algieria	10,9	11,0	- 1,0	46
8	8	Rosja	10,8	10,9	- 1,0	112
9	9	Oman	8,6	8,1	+ 6,1	80
10	13	Jemen	7,2	5,1	+ 41,1	100
11	10	Brunei	7,0	6,8	+ 2,9	98
12	11	ZEA	5,4	5,6	- 3,6	93
13	14	Peru	4,3	3,9	+ 10,2	96
14	15	Gwinea Równikowa	3,9	3,8	+ 2,6	105
15	16	Norwegia	3,0	3,4	- 11,8	71
16	12	Egipt	2,8	5,1	- 46,0	23
17	-	Angola	0,3	-	-	6
-	17	USA	0	0,2	-	0

Tab. 5. Lista producentów LNG na świecie z podziałem na kraje



Fot. 4. Gazowiec do transportu surowca skroplonego. Fot. Qatargas

Fot. 5. Terminal Hammerfest LNG, Melkya. Fot. Harald Pettersen - Statoil

w połowie roku. Z kolei Holandia i Korea Południowa wpiszą się na listę ośmiu krajów trudniących się reeksportem. Łącznie tego typu operacje dotyczyły 4,6 mln ton ładunku. Najwięcej surowca przekazały w ten sposób Hiszpania (1,9 mln ton) oraz Belgia (1,2 mln ton). Dostawy te zostały przekierowane do Ameryki Południowej i Azji.

W 2013 r. pełną wydajność produkcyjną osiągnął terminal Pluto LNG w Australii. Po pewnych problemach natury technicznej do większej wydajności powróciły instalacje w Jemenie i Ma-

lezji. Wynik został osłabiony przez niższą produkcję zakładów w Nigerii, Egipcie i Norwegii. Nigeria straciła przy tym najwięcej (3,1 mln ton) na skutek perturbacji w prawie podatkowym i aktów sabotażu wobec gazociągów w tym kraju. Egipt obniżył produkcję o 2,3 mln ton ze względu na konieczność zaspokojenia rynku wewnętrznego. Wstrzymano też produkcję w libijskiej instalacji Marsa El Brega.

Gdzie wysyłają skroplony gaz najwięksi producenci? Katar zaopatruje przede wszystkim Japonię (16,1 mln ton), Koreę Południową (13,7 mln ton), Indie (10,8 mln ton) oraz wszystkie kraje importujące gaz w Europie, z wyjątkiem Grecji (16,9 mln ton). Malezja sprzedaje większość produkcji do Japonii (15,0 mln ton), a także znacznie mniejsze ilości do Korei i na Tajwan (po około 3 mln ton). Najszybciej wzrastający eksporter – Australia – preferuje Japonię (17,9 mln ton) oraz Chiny.

Coraz istotniejsze dla rynku są transakcje krótkoterminowe. W 2013 r. osiągnęły one rekordowy wolumen obrotów na poziomie 77 mln ton, co stanowi jedną trzecią całkowitej podaży. W 2010 r. ten wskaźnik wynosił zaledwie 20%. Dominującą rolę na rynku spot odgrywają Katar i Nigeria, które odpowiadają za 44% wartości takich transakcji po stronie podaży. Głównymi klientami tych dostaw są kraje azjatyckie z rosnącą w tym obszarze handlu pozycją Chin, Argentyny i Brazylii. W skali całego świata transakcje krótkoterminowe po stronie podaży zrealizowało 25 krajów (w tym kraje reeksportujące surowiec), a po stronie popytu mamy 27 odbiorców. Zrealizowano w ten sposób ponad 1300 transakcji.

Transport LNG

Rynek LNG nie istniałby bez zdolności skraplania, zdolności do regazyfikacji, ale też możliwości transportu surowca w postaci skroplonej. W 2013 r. pojawiło się na rynku 18 nowych jednostek, podnosząc tym samym ich całkowitą ilość do 357. Łączna pojemność wszystkich statków wynosi obecnie 54 mln m³. W obliczeniach tych uwzględnia się gazowce o pojemności transportowej powyżej 18 tys. m³. Statystyczna jednostka obsługująca duże kontrakty charakteryzuje się pojemnością 150 tys. m³. Typowe statki typu Moss mają zainstalowaną pojemność na poziomie 120–180 tys. m³, większe Q-Flex – około 210 tys. m³. Aktualnie największe gazowce typu Q-Max charakteryzują zdolności przyjęcia 261 do 266 tys. m³ LNG. Wymagają jednak najlepiej przygotowanych i najgłębszych torów wodnych, a także odpowiedniej pojemności magazynowej w gazoporcie importowym.

Ilość zamówionych a niedostarczonych gazowców na koniec 2013 r. przekraczała 100 jednostek. Ich łączna pojemność szacowana jest na ponad 18 mln m³. W latach 2010–2013 największej statków zostało zbudowanych w azjatyckich stoczniach firm Daewoo, Hyundai, Samsung i Kawasaki. Jak wynika z raportów spółek specjalizujących się w transporcie morskim, średni wiek będącego obecnie na służbie gazowca wynosi 11 lat. Statków starszych niż 25 lat mamy obecnie zaledwie 10%. Ceny wynajmu jednostek dla transakcji krótkoterminowych (spot) są wyższe niż dla kontraktów długoterminowych i oscylują w zakresie 80–100 tys. USD/dzień. Dwaj najwięksi armatorzy przewożący LNG to Nikilat oraz MISC, posiadający ponad 25 gazowców każdy. Średnie wykorzystanie światowej floty utrzymuje się wciąż na wysokim poziomie, a w 2013 r. wyniosło 91%.

Zdolności importowe – terminale regazyfikacyjne

W 2013 r. łączne zdolności regazyfikacyjne wszystkich terminali importowych wyniosły 688 mln ton w skali roku. Infrastrukturę do odbioru LNG posiada obecnie 29 krajów. W ubiegłym



Fot. 6. Sabine Pass LNG. Fot. Cheniere Energy

Fot. 7. Statek FSRU. Fot. Hoegh



roku do tego grona dołączyły Izrael, Malezja oraz Singapur. Oddano do użytku 11 nowych instalacji, z czego cztery na terenie Chin, dwa w Indiach, po jednym w Singapurze, Malezji, Izraelu, Brazylii i Włoszech. Całkowita liczba terminali przyjmujących LNG wzrosła tym samym do 94, z czego 22 znajduje się w Europie. Zdolności do przeladunku (reeksportu) gazu pozyskały terminale: GATE w Holandii (2,5 mln m³/godz.) i Gwangyang w Korei Południowej. Największe zdolności reeksportowe oferują aktualnie Zeebrugge w Belgii (4,5 mln m³/godz.), Montoir we Francji (4,5 mln m³/godz.) oraz hiszpański terminal Huelva (3,7 mln m³/godz.).

Historia handlu LNG wskazuje na dość oczywisty fakt, że zarówno ilość, jak i przepustowość terminali regazyfikujących jest znacząco większa od możliwości strony podaźowej. Pomiedzy rokiem 2002 a 2011 nastąpiło podwojenie możliwości importowych z 300 do ponad 600 mln ton. Prognozy do 2018 r. wskazują na to, że ten trend ulegnie zahamowaniu. Dynamika wzrostu spadnie. W budowie pozostaje obecnie 14 terminali. LNG docierać będzie do nowych krajów, w tym Polski, Litwy i Jordanii.

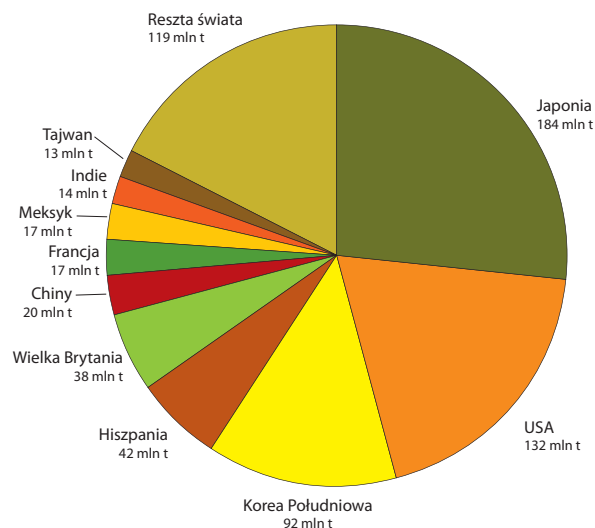
Największy boom obserwujemy w pływających gazoportach importowych (FSRU). Globalne zdolności przeladunkowe w tego typu jednostkach osiągnęły 44,3 mln ton, a w ciągu ostatnich dwunastu miesięcy zanotowano w tej kategorii ponad 30% wzrost. W 2013 r. oddano do użytku cztery nowe jednost-

ki, w tym Tianjin LNG (Chiny), Livorno/Toscana LNG (Włochy) i Bahia LNG (Brazylia).

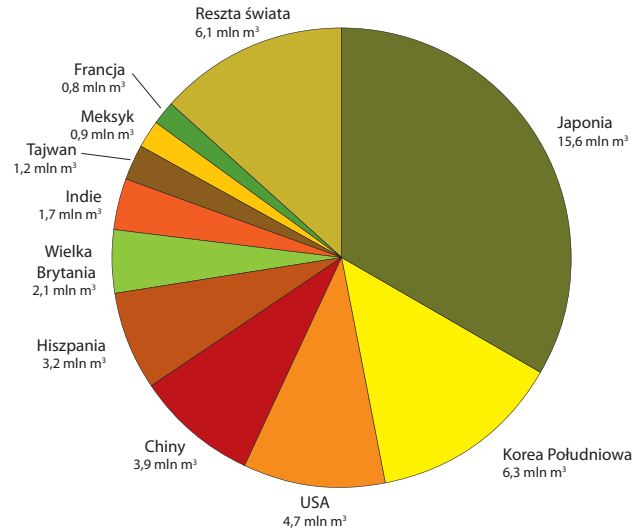
Stopień wykorzystania terminali regazyfikujących oscylował w ostatnich dziesięciu latach wokół 40%. W 2013 r. zanotowano spadek o dwa punkty do 35%. Jest to wartość najniższa od 2000 r. Jeśli jednak nie uwzględnilibyśmy niedziałających instalacji importowych w USA, wskaźnik ten wyniósłby 45%. Stany Zjednoczone posiadają bowiem ogromny potencjał importowy, którego obecnie nie wykorzystują z przyczyn wystarczającej podaży na rynku wewnętrznym gazu pochodzącego ze złóż niekonwencjonalnych.

Największy potencjał regazyfikacyjny posiada dzięki swoim instalacjom Japonia, która ma 26,7% udział w rynku. Stopień wykorzystania japońskich terminali wyniósł w 2013 r. 48%. Stany Zjednoczone zajmują drugie miejsce pod względem potencjału importowego (19,1% światowego rynku) przy średnim wykorzystaniu na poziomie zaledwie 1%. Na trzecim miejscu lokuje się Korea Południowa (13,3%). Najszybciej wzrastającym krajem są Chiny, które potroiły swoje zdolności do importu LNG od 2008 r. Instalacje chińskie charakteryzują się też jednymi z najwyższych wskaźników wykorzystania, przekraczających 93%.

Innym z parametrów charakteryzujących terminale przyjmujące LNG jest ich zdolność do magazynowania skroplonego surowca. Aktualne pojemności magazynów na całym świecie zbliżają się do 47 mln m³. Nie jest zaskoczeniem, że największe możliwości w tym zakresie mają Japonia (34% udziałów w światowych zdolnościach), Korea Południowa (14%) oraz Stany Zjednoczone (10%) (rys. 4).



Rys. 3. Zdolności importowe LNG w 10 najważniejszych krajach (w mln ton)

Rys. 4. Zdolności do magazynowania LNG w terminalach importowych w najważniejszych krajach (w mln m³)

Terminal	Kraj	Zdolności do regazyfikacji w mln ton rocznie	Właściciele	Rok uruchomienia	Typ terminala
Incheon	Korea Południowa	37,6	KOGAS	1996	ładowy
Pyeong-Taek	Korea Południowa	34,5	KOGAS	1986	ładowy
Sabine Pass	USA	30,2	Cheniere Energy	2008	ładowy
Sodegaura	Japonia	29,4	TEPCO, Tokyo Gas	1973	ładowy
Lake Charles	USA	17,3	Southern Union	1982	ładowy
Tong-Yeong	Korea Południowa	17,0	KOGAS	2002	ładowy
Futtsu	Japonia	16,0	TEPCO	1985	ładowy
South Hook	Wielka Brytania	15,6	Qatar Petroleum, ExxonMobil, Total	2009	ładowy
Golden Pass	USA	15,6	Qatar Petroleum, ExxonMobil, ConocoPhillips	2011	ładowy
Senboku	Japonia	15,3	Osaka Gas	1972	ładowy
Grain LNG	Wielka Brytania	15,0	National Grid Transco	2005	ładowy
Higashi - Ohgishima	Japonia	14,7	TEPCO	1984	ładowy
Himeji	Japonia	13,3	Osaka Gas	1979	ładowy
Barcelona	Hiszpania	12,4	Enagas	1969	ładowy
Elba Island	USA	12,4	Kinder Morgan	1978	ładowy
Negishi	Japonia	12,0	TEPCO, Tokyo Gas	1969	ładowy
Chita	Japonia	12,0	Chubu Electric, Toho Gas	1983	ładowy
Freeport LNG	USA	11,3	Michel Smith, Dow Chemical, Osaka Gas	2008	ładowy
Cameron LNG	USA	11,3	Sempra, GDF Suez	2009	ładowy
Cove Point	USA	11,0	Dominion	1978	ładowy
Yong an	Tajwan	10,0	CPC	1990	ładowy
Dahej LNG	Indie	10,0	Petronet LNG	2004	ładowy
Nigata	Japonia	8,9	Nihonkai LNG	1984	ładowy
Gate LNG	Holandia	8,8	Gasunie, Vopak	2011	ładowy
Huelva	Hiszpania	8,4	Enagas	1988	ładowy
Chita Midorihama	Japonia	8,3	Toho Gas	2001	ładowy
Kawagoe	Japonia	7,7	Chubu Electric	1997	ładowy
Cartagena	Hiszpania	7,6	Enagas	1989	ładowy
Canaport	Kanada	7,5	Repsol	2009	ładowy
Montoir-de-Bretagne	Francja	7,3	GDF Suez	1980	ładowy
Yokkaichi LNG	Japonia	7,1	Chubu Electric	1987	ładowy
Saggas	Hiszpania	6,9	RREEF, Eni	2006	ładowy
Tobata	Japonia	6,8	Kitakyushu LNG	1977	ładowy
Guandong Dapeng	Chiny	6,7	CNOOC, BP	2006	ładowy
Zeebrugge	Belgia	6,6	Publigas, Fluxys	1987	ładowy
Sines	Portugalia	6,0	REN	2004	ładowy
Adriatic LNG	Włochy	6,0	ExxonMobil, Qatar Petroleum	2009	ładowy
FosMax LNG	Francja	6,0	GDF Suez, Total	2010	ładowy
Bahia Blanca	Argentyna	3,8	YPF	2008	ptywający
Mina Ak-Ahmadi	Kuwejt	3,8	Kuwait Petroleum	2009	ptywający
Guanabara Rio de Janeiro	Brazylia	3,8	Petrobras	2012	ptywający
Nusantara	Indonezja	3,8	Pertamina	2012	ptywający
Bahia	Brazylia	3,8	Petrobras	2013	ptywający
Neptune	USA	3,0	GDF Suez	2010	ptywający
Teeside GasPort	Wielka Brytania	3,0	Excelerate Energy	2007	ptywający

Tab. 6. Lista wybranych terminali importowych o zdolnościach odbioru powyżej 6 mln ton rocznie (ładowe) i 3 mln ton (ptywające)

Terminal	Kraj	Zdolności do regazyfikacji w mln ton rocznie	Właściciele	Rok uruchomienia	Typ terminala
Dunkirk LNG	Francja	10,0	EDF, Fluxys, Total	2015	ładowy
Samcheok	Korea Południowa	6,8	KOGAS	2015	ładowy
Guanabara	Brazylia	6,0	Petrobras	2014	ptywający
Świnoujście	Polska	4,0	Gaz-System	2015	ładowy
Jordan LNG	Jordania	4,0	Jordan Govt.	2015	ptywający
Shenzen	Chiny	4,0	CNOOC	2015	ładowy
Bilbao	Hiszpania	3,0	Enagas	2014	ładowy
Qingdao	Chiny	3,0	Sinopec	2014	ładowy
Pacific Rubiales	Kolumbia	3,0	Exmar	2015	ptywający
Kłajpeda LNG	Litwa	2,2	Klaipėdos Nafta	2014	ptywający

Tab. 7. Lista wybranych terminali importowych będących w fazie konstrukcyjnej

LNG – import

Jak wynika z danych przedstawionych w BP Statistical Review of World Energy, blisko 31% gazu zużywane jest w krajach niebędących jego producentami. Chodzi łącznie o 1032,9 mld m³, które są przedmiotem obrotu międzynarodowego. Z tej objętości 710,6 mld m³ jest przesyłane rurociągami (68,8% wolumenu handlu), a 325,3 mld m³ transportuje się w postaci LNG (31,2% wolumenu). Głównymi odbiorcami surowca za pomocą rurociągów są kraje Europy (440 mld m³), następnie kraje Ameryki Północnej (123 mld m³) i kraje z regionu Azji i Pacyfiku (56 mld m³). Pozostałe regiony świata mają mniejsze lub całkiem marginalne znaczenie w obrocie międzynarodowym. Nieco inaczej sytuacja wygląda na rynku gazu skroplonego. Jak już wspomniano, możliwości importu gazu w postaci LNG posiada 28 krajów, w których rozlokowane są 94 terminale przyjmujące surowiec. W 2013 r. aż 73,1% światowej produkcji LNG kierowano na rynki azjatyckie, które zakupiły w tej postaci ponad 238 mld m³ gazu. Na drugim miejscu pozostaje Europa, ale z kurczącym się udziałem w imporcie na poziomie 15,8%. Na trzecim i czwartym miejscu znajduje się Ameryka Południowa i Północna z łącznym udziałem poniżej 10% na rynku światowym. Nieco ponad 1% LNG płynie do krajów Bliskiego Wschodu, co nie wydaje się takie dziwne, gdyż kraje te są w większości eksporterami. Afryka, istotny kontynent z punktu widzenia eksportu LNG, nie posiada terminali regazyfikacyjnych.

Na dwóch czołowych miejscach na liście importerów znajdują się tradycyjnie Japonia (37,1% udziału w rynku) oraz Korea Południowa (17,3%). Jak łatwo zauważyć, te dwie azjatyckie gospodarki, silnie uzależnione od dostaw LNG, odpowiadają już od kilku lat za ponad połowę transakcji. Ponadto, w pierwszej piątce mamy wyłącznie azjatyckie państwa. Japonia, Korea i Tajwan są niemalże w 100% uzależnione od LNG jako źródła gazu. Z kolei w Europie jedynie Hiszpania wykazuje 50% uzależnienie od LNG. Pozostałe ważne gospodarki Unii Europejskiej traktują gaz skroplony jako element uzupełniający i potencjalny argument przy negocjacjach z dostawcami surowca za pomocą rurociągów.

Stopień wykorzystania azjatyckich terminali jest znacznie wyższy niż światowa średnia. Największą dynamikę wzrostu importu gazu w latach 2012–2013 zanotowały Chiny (które stały się trzecim odbiorcą skroplonego surowca), a także Brazylia i Meksyk. Odmienna sytuacja panuje na rynku europejskim, gdzie średni stopień wykorzystania mocy importowych u pięciu najważniejszych graczy (Hiszpania, Wielka Brytania, Francja, Włochy, Holandia) spadł do nienotowanego, niskiego poziomu – 23%. Największy europejski importer – Hiszpania, zmniejszyła konsumpcję LNG w porównaniu do 2012 r. o jedną trzecią, a druga na liście Wielka Brytania – o ponad 35%. Nieco lepiej było we Francji, Włoszech i Portugalii, ale i tam zanotowano spadek wolumenu obrotów o około jedną piątą.

Źródłem surowca skroplonego dla Europy są głównie Katar (16,9 mln ton – 50%) i Algieria (9,8 mln ton). Japończycy kupują przede wszystkim w Australii (17,9 mln ton), Katarze (16,1 mln ton) oraz Malezji (15,0 mln ton). Podstawowi dostawcy dla Korei Południowej to ponownie Katar (13,7 mln ton) i Indonezja (5,9 mln ton). Trzeci główny importer – Chiny, zawarł największe kontrakty z Katarzem (7,0 mln ton) i Australią (3,4 mln ton). Japonia kupuje od wszystkich krajów-eksporterów LNG z wyjątkiem Stanów Zjednoczonych. Można więc mówić o doskonałej dywersyfikacji dostaw.

Punktem zwrotnym dla rynku LNG była katastrofa w elektrowni atomowej Fukushima, należącej do koncernu TEPCO. Japonia, która produkowała 30% energii elektrycznej w siłowniach jądrowych, zamknęła w krótkim czasie wszystkie reaktory. Niedobory energii

2013	2012	Kraj	Import LNG w mln ton (2013)	Import LNG w mln ton (2012)	Zmiana 2013–2012 %	Stopień wykorzystania terminali w % (2013)
		Świat	236,8	237,7	- 0,4	35
1	1	Japonia	87,8	87,3	+ 0,6	48
2	2	Korea Południowa	40,9	36,8	+ 11,1	44
3	3	Chiny	18,6	14,8	+ 25,6	93
4	5	Indie	12,9	14,0	- 7,9	95
5	6	Tajwan	12,8	12,8	0	99
6	4	Hiszpania	9,4	14,2	- 33,8	22
7	7	Wielka Brytania	6,8	10,5	- 35,3	18
8	12	Meksyk	6,0	3,6	+ 66,6	36
9	8	Francja	5,8	7,5	- 22,7	33
10	11	Argentyna	4,9	3,8	+ 28,9	65
11	15	Brazylia	4,4	2,5	+ 76,0	79
12	9	Turcja	4,2	5,7	- 26,3	48
13	10	Włochy	4,2	5,2	- 19,3	51
14	14	Chile	2,9	3,0	- 3,3	69
15	13	USA	1,8	3,3	- 45,0	1
16	16	Kuwejt	1,6	2,1	- 23,9	
17	-	Malezja	1,6	-	-	
18	24	Tajlandia	1,4	1,0	+ 40,0	28
19	18	Portugalia	1,3	1,7	- 23,6	23
20	22	Puerto Rico	1,2	1,0	+ 20,0	
21	23	Domini- kana	1,1	1,0	+ 10,0	
22	17	Belgia	1,1	1,9	- 42,1	17
23	20	ZEA	1,1	1,2	- 8,5	
24	-	Singapur	0,9	-	-	
25	19	Kanada	0,8	1,3	- 38,5	
26	21	Grecja	0,5	1,1	- 55,0	
27	-	Izrael	0,4	-	-	
28	25	Holandia	0,3	0,6	- 50,0	4

Tab. 8. Lista importerów LNG na świecie z podziałem na kraje

zostały w znacznym stopniu skompensowane produkcją w elektrowniach zasilanych gazem. W latach 2010–2012 import LNG przez Japonię wzrósł o 24%. Taki wzrost zapotrzebowania odbił się na cenach transakcyjnych, które osiągnęły rekordowe poziomy.

Małe jest piękne

Interesującym obszarem rynku są małe zakłady, zajmujące się skraplaniem gazu ziemnego. Umowną granicą jest tutaj 1 mln ton zdolności produkcyjnych rocznie. Przykładem takiego rozwiązania jest działająca od 2010 r. instalacja Skangass LNG w Norwegii (0,3 mln ton rocznie). W 2014 r. mają zostać oddane dwa indonezyjskie terminale Sengkang LNG o zdolności produkcyjnej na poziomie 0,5 mln ton rocznie każdy. Odbiorem surowca z takich terminali zajmują się zwykle jednostki pływające o pojemności poniżej 18 tys. m³. Również po stronie regazyfikacyjnej mamy adekwatnie małe terminale, które mogą mieć charakter lądowej instalacji, jak również odpowiednio przygotowanego mobilnego statku. LNG w małej skali może posłużyć do zasilenia wysp, odosobnionych instalacji przemysłowych czy miast niepodłączonych do sieci dystrybucyjnych. Takie rozwiązania są szczególnie popularne w Japonii, Chinach i Skandynawii. Tylko po roku 2010 powstały zakłady regazyfikujące Fredrikstad w Norwegii (0,1 mln ton) czy Nynashamn i Lysekil w Szwecji (odpowiednio 0,3 i 0,2 mln ton).

Ceny hurtowe gazu

Od roku 2009 obserwujemy znaczące zróżnicowanie cen hurtowych w różnych regionach świata, w tym zwłaszcza w Stanach Zjednoczonych, w Europie i regionie Pacyfiku (Japonia, Chiny, Korea Południowa). W 2009 r. doszło w USA do wyraźnej obniżki cen, które od tamtej pory trwale ustabilizowały się poniżej 200 USD za 1000 m³ surowca. Wynikało to z nadwyżki surowca na rynku wewnętrznym, którego wydobycie w związku z bohem łupkowym cały czas rośnie. Ceny hurtowe w USA można śledzić, obserwując indeks Henry Hub, który jest najważniejszym wyznacznikiem nie tylko dla rynku północnoamerykańskiego, ale też stanowi poziom odniesienia dla cen światowych. Ceny w Europie nie są jednolite. Kształtują się w zależności od źródeł zaopatrzenia. Najważniejsze dla europejskiego rynku ceny ustalane są na granicy z Niemcami dla dostaw z Rosji, w brytyjskim National Balancing Point, w belgijskim terminalu Zeebrugge czy w austriackim hubie w Baumgarten. Europejskie ceny hurtowe w 2013 r. utrzymywały się na poziomie 370–430 USD/1000 m³. W 2014 r. ceny spadają, aby osiągnąć w lipcu poziom 320–340 USD/1000 m³. Ceny na rynkach azjatyckich i południowoamerykańskim są znacznie wyższe i przekraczają poziom 450–500 USD/1000 m³. Dla porównania, ropa naftowa typu Brent przeliczona na jednostki energetyczne, odpowiadające kaloryczności 1000 m³ ustandaryzowanego gazu, kosztowała w 2013 r. średnio 647 USD. Jest to więc znacznie więcej niż średnioroczna cena w amerykańskim Henry Hub (131 USD), na rynku brytyjskim (374 USD) czy nawet w drogiej Japonii (574 USD). Świadczy to o tym, że gaz jako surowiec energetyczny jest względnie tani w stosunku do ropy lub też ceny ropy są zawyżone. W ostatnich latach kilka czynników miało decydujący wpływ na zróżnicowane ceny: skokowy wzrost mocy eksportowych w Katarze, bezprecedensowe ograniczenie importu LNG przez USA, zwiększony import do Japonii po katastrofie w Fukushima, rozbudowa infrastruktury importowej w Chinach, wzrost kosztów budowy instalacji do skraplania, spowolnienie gospodarcze w Unii Europejskiej i przeorientowanie się jej na węgiel i odnawialne źródła energii.

W 2014 r. najwięcej płacono za surowiec w gazoportach Brazylii i Argentyny. Nieco taniej jest na rynkach azjatyckich, przy czym Chiny mają niższe stawki niż największy importer czyli Japonia. Z kolei Europa płaci wyraźnie mniej niż Azja. Najniższe stawki importowe LNG obowiązują w Stanach Zjednoczonych. Różnicę cen pomiędzy Japonią i Europą tłumaczy się tym, że w większości długoterminowych kontraktów japońskich była

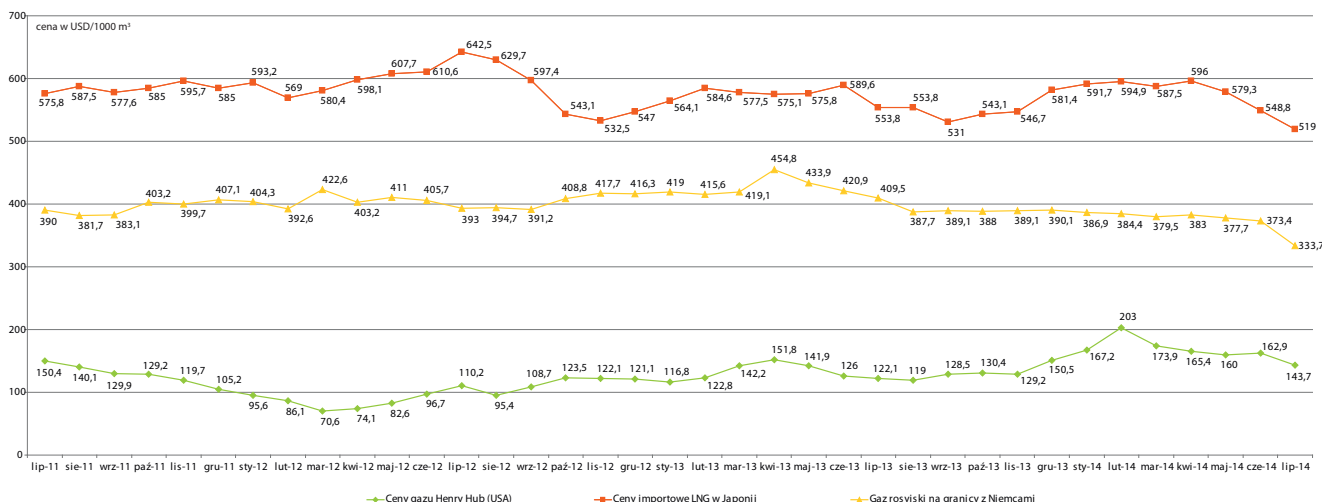
ona ściśle powiązana z cenami ropy, w Europie natomiast stosuje się rozwiązania hybrydowe, które uwzględniają też aktualną sytuację na rynku spot.

W lipcu 2014 r. ceny gazu na rynku amerykańskim pozostają poniżej 150 USD za 1000 m³. W Azji i w Europie wciąż jest drogo, ale obserwujemy od początku roku tendencję spadkową. Dobrze to widać po spadku cen w transakcjach natychmiastowych (rynek spot). Pierwsze symptomy zapowiadające obniżkę zaobserwowano jeszcze w zimie, która w tym roku w Europie była wyjątkowo ciepła. Popyt na gaz, zarówno ten z rurociągów, jak i LNG, obniżył się, magazyny są w wysokim stopniu wypełnione. Gazprom udziela zniżek kolejnym europejskim krajom–importerom (ale nie Polsce). I pomimo konfliktu zbrojnego na Ukrainie, przez którą przechodzą strategiczne gazociągi, na rynku nie widać objawów paniki.

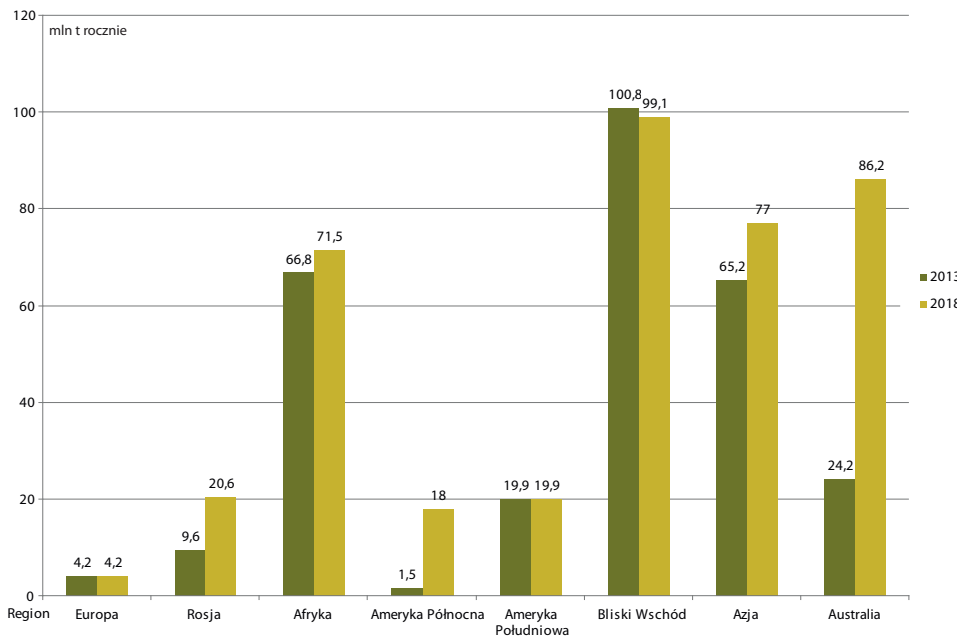
Perspektywy rozwoju dla rynku

W rozdziale „Zdolności importowe” podano lokalizację terminali regazyfikacyjnych pozostających w budowie. Największe inwestycje toczą się obecnie w Australii, która do 2018 r. zwiększy swoją zdolność do skraplania gazu ziemnego o ponad 60 mln ton rocznie, stając się wówczas prawdopodobnie największym eksporterem LNG na świecie. Większość australijskich projektów to inwestycje typu *greenfield*, a więc budowa infrastruktury od zera. Koszty takich przedsięwzięć prowadzonych w odległych lokalizacjach są wysokie. Operatorzy niemal wszystkich projektów w Australii informują o przekroczeniu pierwotnych budżetów konstrukcyjnych. Istotne nowe objętości LNG na rynek dostarczą do końca dekady także Rosja, Malezja, Papua Nowa Gwinea oraz Stany Zjednoczone. Jedynymi regionami, które nie zwiększą swego potencjału produkcyjnego, będą Europa i, co dosyć zaskakujące, Bliski Wschód.

Przypadek USA i Kanady należy omówić trochę szerzej. Amerykanie posiadają wiele terminali importowych, wybudowanych także po 2005 r. Od roku 2009 notuje się drastyczny spadek przyjmowanych ilości LNG. Obecnie wykorzystanie terminali jest niewiele wyższe niż 1%. W związku z rewolucją na wewnętrznym rynku gazu ich właściciele chcą przekształcić funkcjonalność zakładów z importu na eksport surowca. Planowane inwestycje dotyczą zdolności produkcyjnej przekraczającej 150 mln ton. Co prawda w budowie pozostaje jedynie terminal Sabine Pass (18 mln ton) w Luizjanie, należący do spółki Cheniere Energy, ale w kolejce czeka następnych kilkanaście inwestycji. W le-



Rys. 5. Średnie ceny hurtowe gazu w kluczowych miejscach świata (źródło: U.S. Energy Information Administration)



Rys. 6. Zdolności produkcyjne w poszczególnych regionach świata w 2013 i spodziewane w 2018, w mln ton

Pacific Northwest (12 mln t – Petronas), Goldboro LNG (10 mln t – Pierdae Energy). Już tylko tych kilka inwestycji mówi o skali planowanego przedsięwzięcia. Z terminali na Zachodnim wybrzeżu Kanadyjczycy planują eksport, głównie na najbardziej chłonne rynki azjatyckie. Terminale na Wschodzie mogłyby ekonomicznie zaopatrywać Europę z racji mniejszej odległości niż w przypadku instalacji położonych nad Zatoką Meksykańską. Oczywiście rzeczą jest, że czas transportu LNG do portu docelowego znacząco wpływa

na ostateczną cenę kontraktową. Za najbardziej prawdopodobny projekt do realizacji w pierwszej kolejności, z uwagi na już istniejącą infrastrukturę, jest terminal Canaport, obecnie służący jako gazoport importowy. W związku z brakiem zainteresowania przedsiębiorstw kanadyjskich importem LNG, terminal ten przynosi aktualnie bardzo wysokie straty i jest wykorzystywany zaledwie od kilku dni do kilku tygodni w roku. Decyzja inwestycyjna w tym przypadku ma zapaść w przyszłym roku. Ciekawym i perspektywicznym źródłem dostaw wydaje się Afryka, która już teraz posiada potencjał eksportowy podobny do azjatyckich krajów regionu Pacyfiku. Instalacje w Algierii, Nigerii czy Angoli będą tylko w nieznaczny sposób rozbudowane do 2018 r. (+7 proc.), ale po tym okresie do głosu mogą dojść potencjalni nowi producenci LNG ze wschodu kontynentu: Mozambik i Tanzania. Jak wynika ze wstępnie złożonych deklaracji, może chodzić nawet o 35 mln ton rocznie. Idąc dalej na północ, należy wskazać na Arktykę jako na potencjalne źródło LNG. Rozważane są interesujące projekty w Rosji, Kanadzie i na amerykańskiej Alasce.

Jeśli chodzi o innowacje technologiczne i sprzętowe, warto podkreślić rosnące zainteresowanie terminalami pływającymi, zarówno do skraplania, jak i regazyfikacji. Ich udział wśród planowanych instalacji będzie wzrastał. Potencjalny sukces projektu Prelude LNG, prowadzonego przez spółkę Shell u wybrzeży Australii, wskazuje, jak szybko możemy oczekiwać postępu w tej dziedzinie. Skraplanie gazu w miejscu jego wydobycia, znacząco odległym od lądu, może być jednym z kierunków rozwoju technologii. Przykładem terminala importowego, zbudowanego poza lądem stałym, w naszym rejonie świata jest instalacja w Kłajpedzie na Litwie, której uruchomienie ma nastąpić jeszcze w 2014 r. Terminal będzie pracował w oparciu o instalacje umieszczone na gazowcu LNG typu FSRU. Norweski armator Höegh LNG podpisał 10-letnią umowę na czarter jednostki regazyfikacyjno-magazynowej dla Kłajpedos Nafta. Oznacza to, że kluczowa część całego systemu importu gazu nie będzie należała do litewskiej firmy, a będzie przez nią jedynie dzierżawiona. Litwini nie muszą budować na lądzie zbiorników urządzeń regazyfikujących, jakie powstają w Świnoujściu.

Podobna sytuacja ma miejsce w Kanadzie. Rząd kraju aktywnie wspiera działania w kierunku pojawienia się mocy eksportowych. Są to projekty znacznie trudniejsze w realizacji i bardziej kosztowne w porównaniu do podobnych inwestycji w USA, gdzie istnieje rozwinięta sieć przesyłowa, a instalacje skraplające są lokalizowane na miejscu terminali dotychczas służących do regazyfikacji lub w ich bezpośrednim sąsiedztwie (inwestycje typu *brownfield*). Na lata 2018–2022 zaplanowano zakończenie prac nad wieloma potencjalnie wydajnymi instalacjami, z których najbardziej prawdopodobne wydają się: Canaport LNG (Repsol), LNG Canada (24 mln t – Shell), Kitimat LNG (10 mln – Chevron),

na ostateczną cenę kontraktową. Za najbardziej prawdopodobny projekt do realizacji w pierwszej kolejności, z uwagi na już istniejącą infrastrukturę, jest terminal Canaport, obecnie służący jako gazoport importowy. W związku z brakiem zainteresowania przedsiębiorstw kanadyjskich importem LNG, terminal ten przynosi aktualnie bardzo wysokie straty i jest wykorzystywany zaledwie od kilku dni do kilku tygodni w roku. Decyzja inwestycyjna w tym przypadku ma zapaść w przyszłym roku.

Ciekawym i perspektywicznym źródłem dostaw wydaje się Afryka, która już teraz posiada potencjał eksportowy podobny do azjatyckich krajów regionu Pacyfiku. Instalacje w Algierii, Nigerii czy Angoli będą tylko w nieznaczny sposób rozbudowane do 2018 r. (+7 proc.), ale po tym okresie do głosu mogą dojść potencjalni nowi producenci LNG ze wschodu kontynentu: Mozambik i Tanzania. Jak wynika ze wstępnie złożonych deklaracji, może chodzić nawet o 35 mln ton rocznie. Idąc dalej na północ, należy wskazać na Arktykę jako na potencjalne źródło LNG. Rozważane są interesujące projekty w Rosji, Kanadzie i na amerykańskiej Alasce.

Jeśli chodzi o innowacje technologiczne i sprzętowe, warto podkreślić rosnące zainteresowanie terminalami pływającymi, zarówno do skraplania, jak i regazyfikacji. Ich udział wśród planowanych instalacji będzie wzrastał. Potencjalny sukces projektu Prelude LNG, prowadzonego przez spółkę Shell u wybrzeży Australii, wskazuje, jak szybko możemy oczekiwać postępu w tej dziedzinie. Skraplanie gazu w miejscu jego wydobycia, znacząco odległym od lądu, może być jednym z kierunków rozwoju technologii. Przykładem terminala importowego, zbudowanego poza lądem stałym, w naszym rejonie świata jest instalacja w Kłajpedzie na Litwie, której uruchomienie ma nastąpić jeszcze w 2014 r. Terminal będzie pracował w oparciu o instalacje umieszczone na gazowcu LNG typu FSRU. Norweski armator Höegh LNG podpisał 10-letnią umowę na czarter jednostki regazyfikacyjno-magazynowej dla Kłajpedos Nafta. Oznacza to, że kluczowa część całego systemu importu gazu nie będzie należała do litewskiej firmy, a będzie przez nią jedynie dzierżawiona. Litwini nie muszą budować na lądzie zbiorników urządzeń regazyfikujących, jakie powstają w Świnoujściu.

W połowie 2014 r. miała zostać zakończona budowa gazoportu w Świnoujściu. Według aktualnych prognoz komercyjne

uruchomienie terminala mogłoby nastąpić w czerwcu 2015 r. To opóźnienie może rodzić poważne problemy. PGNiG zakontraktowało w spółce Qatargas dostawy od stycznia 2015 r. w formule take or pay. Przez 20 lat polska spółka ma kupować w Katarze 1,3 mld m³ gazu rocznie. Nie jest znana dokładna cena transakcji i nie wiadomo czy jest bliższa cenie płaconej przez Japonię czy też Wielką Brytanię. A tutaj różnice mogą być znaczące. PGNiG rozważa też import gazu LNG ze Stanów Zjednoczonych. Najwcześniejszy surowiec mógłby być sprowadzany do Polski z tego kierunku w 2018 r. Zdaniem spółki cena LNG z USA może okazać się bardzo atrakcyjna i korzystniejsza niż ta wynikająca z podstawowego kontraktu z Katarzem. Terminy są warunkowane z jednej strony budową gazoportów nastawionych na eksport z USA do innych części świata, a z drugiej wydawaniem pozwoleń przez tamtejszych regulatorów na sprzedaż gazu poza kraj. Warto w tym miejscu przypomnieć, że kontrakt jamalski na dostawę gazu od Gazpromu wygasa w 2022 r. Zgodnie z umową pięć lat przed jego zakończeniem spółka musi wypowiedzieć się co do jego kontynuacji.

Podsumowanie

Jak wynika z większości dostępnych źródeł, rok 2013 przyniósł lekkie spowolnienie ekspansji LNG na rynkach światowych. Nieznaczny spadek zanotowano dla niektórych istotnych wskaźników dla rynku gazu skroplonego, takich jak produkcja i handel międzynarodowy. Wzrost osiągnięto w globalnych zdolnościach skraplania (+3%) i w zdolnościach do regazyfikacji przez jednostki pływające (+34%). Wykorzystanie mocy terminali eksportowych i przyjmujących LNG nieznacznie spadło. Jest obecnie niższe o kilka procent w stosunku do szczytowego 2011 r. Sektor gazu skroplonego rozwija się obecnie najszybciej w regionie Azji i Pacyfiku. Azja odpowiada za 73% wolumenu obrotu na rynku. Europa kupiła drugi rok z rzędu wyraźnie mniej skroplonego gazu. Rośnie za to dynamicznie konsumpcja w Chinach, Meksyku i Brazylii. Rynek z nadzieją patrzy na zaawansowane inwestycje w Australii i planowane w USA czy Kanadzie. W perspektywie kilku lat istotny wzrost mocy produkcyjnych daje nadzieje

na wzrost konkurencji wśród dostawców LNG. Spółki wydobywające gaz ziemny w Stanach Zjednoczonych chcą skorzystać na znaczącej różnicy w cenach gazu na rynku krajowym i rynkach zagranicznych. Największymi odbiorcami amerykańskiego i kanadyjskiego gazu mogą docelowo zostać Japonia, Korea Południowa, Chiny oraz Indie. Czy spółki północnoamerykańskie zdezonizują po 2020 r. Australijczyków, którzy już w 2018 r. prześcigną w możliwościach produkcji dzisiejszego niekwestionowanego lidera – Katar? ■

Literatura

- [1] America's Oil and Natural Gas Industry: Liquefied Natural Gas.
- [2] BG Group: Global LNG Market Overview 2013–2014.
- [3] BP Statistical Review June 2014.
- [4] CAPP: An Overview of World LNG Market and Canada's Potential for Export of LNG.
- [5] Cedigaz – Natural Gas In the World 2013.
- [6] Ernst & Young – Global Oil and Gas Reserves Study 2013.
- [7] Eurogas – Statistical Report 2013.
- [8] Golden Rules for a Golden Era of Gas – International Energy Agency 2012.
- [9] International Gas Union – World LNG Report 2013.
- [10] International Gas Union – World LNG Report 2014.
- [11] International Energy Outlook 2013 – U.S. Energy Information Administration.
- [12] Robert Osikowicz – Rynek gazu na świecie. Paliwa i Energetyka 3/2013.
- [13] World Energy Outlook 2013 – International Energy Agency – www.iea.org
- [14] Strony internetowe producentów LNG
- [15] LNG World News – www.lngworldnews.com
- [16] Oil and Gas Journal – www.ogj.com
- [17] Pipelines International – www.pipelinesinternational.com
- [18] Polskie LNG – www.polskielng.pl
- [19] Portal www.inzynieria.com
- [20] Wikipedia.

ARTYKUŁ PROMOCYJNY

Bezpieczeństwo Przemysłowe

Zapewnienie należytego poziomu bezpieczeństwa powinno być sprawą priorytetową w każdym zakładzie pracy. Dlatego też należy polegać na rozwiązaniach oferowanych przez sprawdzonych dostawców. Jedną z takich firm jest CORONA sp. z o.o., która od ponad 20 lat chroni życie ludzkie, środowisko oraz infrastrukturę przemysłową przed skutkami eksplozji. Systemy zabezpieczeń CORONA oparte są na wyrobach światowych liderów technologii przeciwybuchowych, a jej usługi spełniają rygorystyczne normy dyrektywy ATEX i NFPA.

Oferata firmy CORONA obejmuje usługi z zakresu:

– *oceny ryzyka* wybuchu stwarzanego przez atmosfery wybuchowe substancji palnych w postaci

gazów, par, mgieł lub pyłów;
– *klasyfikacji przestrzeni zagrożonych uwybuchem* – wyznaczanie stref, analiza zagrożeń i zdolności operacyjnych metodami HAZOP i PHA oraz poprzez analizy SIL.

Bogaty wachlarz produktowy dotyczy m.in.: płytek bezpieczeństwa, paneli rozrywanych, przerywaczy ognia, systemów HRD czy zaworów oddechowych.

Pełna oferta spółki CORONA dostępna jest na stronie internetowej ■

CORONA sp. z o.o.
Biuro Inżynieryjno-Handlowe
ul. Baildona 16/27, 40–115 Katowice
tel. +48 32 255 53 53
fax. +48 32 720 20 88
e-mail: corona@corona.org.pl
www.corona.org.pl

