

Raport Instytutu Nafty i Gazu – PIB w Krakowie

# Rynek Polskiej Nafty i Gazu

**2015**

Jubileuszowa  
**10. EDYCJA**

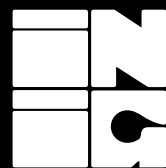
2015 № 10

Patronat Honorowy:



Minister Gospodarki RP

Partner merytoryczny:



# PwC - Twój zaufany doradca

## 75%

prezesów firm z branży chemicznej deklaruje, że będzie aktywnie wspierać polityki promujące **wzrost**, który jest **ekonomicznie, społecznie i ekologicznie zrównoważony**.

## 81%

prezesów firm z branży chemicznej zwiększa swoje zaangażowanie w generowanie **innowacji i ochronę własności intelektualnej**.

Pobierz raport:

[www.pwc.pl/chemia](http://www.pwc.pl/chemia)



**pwc**



# Spis treści:

Słowo wstępne Ministra Gospodarki.....	5
Ekonomia Ropy i Gazu.....	7
Terminal LNG to jeden z moich priorytetów.....	8
Pół wieku kariery LNG.....	12
Era LNG w Polsce.....	18
Nie tylko Katar... ..	30
Czy może być taniej?.....	38
Szanse na środkowoeuropejski hub gazowy w Polsce.....	44
Ropa: poszukiwania, wydobywanie, sprzedaż.....	53
Jak zminimalizować ryzyko poszukiwawcze?.....	54
Budujemy bezpieczeństwo energetyczne kraju.....	64
Proekologiczna ewolucja paliw i pojazdów.....	68
Olej silnikowy a zużycie paliwa.....	76
Diesle (jeszcze) bardziej sprawne i ekologiczne.....	86
Gaz: eksploracja, dystrybucja, sprzedaż.....	105
Miliard euro dla polskiej energetyki.....	106
Terminal odbiorczy LNG i jego środowisko.....	112
Globalna dominacja LNG.....	118
Ekologia w przemyśle naftowym i gazowniczym.....	137
Przełom w biopaliwach.....	138
KZR INiG, czyli polska certyfikacja na poziomie europejskim.....	146
Certyfikat gwarancją jakości.....	154

# Redakcja:

## Rynek Polskiej Nafty i Gazu

ISSN 1896-4702

### Wydawca:

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
31-503 Kraków, ul. Lubicz 25A  
tel.: +48(12) 421 00 33 e-mail: office@inig.pl  
fax: +48(12) 430 38 85 www.inig.pl  
REGON: 000023136  
NIP: 675-000-12-77  
KRS: 0000075478

### Redakcja:

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
31-503 Kraków, ul. Lubicz 25A  
tel.: +48(12) 421 00 33 e-mail: nafta-gaz@inig.pl  
fax: +48(12) 430 38 85 www.inig.pl

### Marketing i promocja:

Wojciech Lyko  
e-mail: Wojciech.Lyko@inig.pl

### Layout, proj. okładki, skład DTP:

Paweł Noszkiewicz  
e-mail: pawel@noszkiewicz.krakow.pl

### Redaktorzy:

Agnieszka J. Kozak  
Wojciech Lyko

### Współpraca redakcyjna:

Daniel Acheroy  
Joanna Borowska  
Jacek Ciborski  
Bogusława Danek  
Łukasz Jęczmionek  
Szymon Kawa  
Mateusz Konieczny  
Anna Kowalewska  
Ireneusz Łazor  
Irena Matyasik  
Stanisław Oleksiak  
Martynika Pałuchowska  
Delfina Rogowska  
Grzegorz Rostonek  
Tomasz Słoczyński  
Wojciech Słowiński  
Krzysztof Sowizdzał  
Zbigniew Stępień  
Maciej Szumieluk  
Ewa Wanot  
Karolina Warowny

### Ilustracje:

Zamieszczone w niniejszym raporcie fotografie pochodzą z serwisów: sxc.hu, istockphoto oraz z archiwum Instytutu Nafty i Gazu. Pozostałe ilustracje zostały opracowane przez autorów publikacji.

### Druk:

MULTIGRAF  
ul. Bielińska 76C  
85-135 Bydgoszcz

### Nakład:

1200 egzemplarzy









WICEPREZES RADY MINISTRÓW  
MINISTER GOSPODARKI  
*Janusz Piechociński*

*Słowo wstępne Wicepremiera, ministra gospodarki  
Janusza Piechocińskiego do jubileuszowej edycji  
rocznika „Rynek Polskiej Nafty i Gazu”*

Warszawa, 1 sierpnia 2015 r.



*Janusz Piechociński – Wicepremier, minister gospodarki*

## **Szanowni Państwo,**

Rozwój gospodarki nie może odbyć się bez postępu technologicznego, który wymaga ciągłego doskonalenia oraz zdobywania wiedzy osób działających w branży energetycznej. W tym kontekście niezwykle istotne jest z jednej strony prowadzenie badań naukowych, z drugiej zaś strony upowszechnianie polskiej myśli naukowej. Temu celowi służy działalność wydawnicza Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, która pozwala na prezentowanie osiągnięć naukowych i technicznych specjalistów z różnych dziedzin energetyki.

Instytut jest ważnym uczestnikiem debaty energetycznej w Polsce, a prezentowane na łamach rocznika „Rynek Polskiej Nafty i Gazu” artykuły stanowią doskonałą sposobność do wymiany wiedzy i doświadczeń obejmujących kluczowe zagadnienia dotyczące rozwoju oraz problemów przemysłu gazowniczego i naftowego w Polsce.

Uwzględniając tematykę przewodnią tegorocznego wydania cieszę się, że publikacja będzie koncentrować się wokół niezwykle ważnej dla bezpieczeństwa energetycznego Polski inwestycji – budowy terminalu regazyfikacyjnego w Świnoujściu. Jest to projekt ważny i potrzebny, gdyż stwarza sposobność do zapewnienia zróżnicowania kierunków oraz źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski.

Rocznik „Rynek Polskiej Nafty i Gazu” wydawany już po raz 10. jest ważną publikacją nie tylko dla specjalistów, działających w branży energetycznej, ale także dla wielu osób, dla których funkcjonowanie szeroko pojętego sektora naftowego i gazowniczego jest niezwykle istotne. Serdecznie zapraszam do lektury tegorocznego wydania.

*Wicepremier, minister gospodarki  
Janusz Piechociński*



Jubileuszowa  
**10. EDYCJA**

# Ekonomia Ropy i Gazu



## Przyszłość polskiego sektora naftowo-gazowniczego w Polsce

# Terminal LNG to jeden z moich priorytetów

ROZMOWA Z ANDRZEJEM CZERWIŃSKIM, MINISTREM SKARBU PAŃSTWA



**N**a początku rozmowy chcielibyśmy prosić Pana Ministra o krótką analizę SWOT polskiej energetyki – w obszarze nafta-gaz. Jakie są jej mocne i słabe strony oraz jakie szanse i zagrożenia na nią czyhają?

Gaz ziemny jest paliwem, które dobrze wpisuje się w większość scenariuszy rozwoju europejskiej energetyki. W mojej opinii, może być dobrym paliwem „pomostowym” między energochłonną gospodarką w dzisiejszym kształcie, a wizją zeroemisyjnej energetyki w 2050 roku. Dziś w Polsce zużycie gazu ziemnego jest stosunkowo niskie, ale jego udział w strukturze energii pierwotnej może wskazywać na potencjał wzrostu zapotrzebowania na to paliwo w przyszłości. Musimy więc zadbać także o bezpieczną strukturę

jego dostaw. Właśnie dlatego realizowane są inwestycje rozbudowy polskiej sieci przesyłowej oraz terminal LNG. Te inwestycje wpisują się we wspierany przez Komisję Europejską projekt gazowego korytarza Północ–Południe oraz wzmacniają naszą pozycję na energetycznej mapie regionu. Tę ostatnią poprawia też pierwszy polski hub naftowy, jakim jest Terminal Naftowy w Gdańsku.

Szansą dla Polski są wciąż własne zasoby surowców, w tym także niekonwencjonalne źródła węgłowodorów. Wzrost ich wydobywania pozytywnie wpłynie na możliwość uniezależnienia się w dużym stopniu od źródeł zewnętrznych. Jednym z takich kroków jest otwarcie w 2013 roku przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) największej w Polsce kopalni gazu i ropy w Lubiatowie. Zagospodarowanie złóż Lubiatów, Międzychód, Grotów pokazuje, jak ważne jest dla nas zwiększenie wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Polski sektor gazowy i naftowy wymaga kolejnych inwestycji, ale już te, które zostały poczynione, zdecydowanie zwiększyły nasze bezpieczeństwo energetyczne. Inwestycje w podziemne magazyny gazu zapewniły nam możliwość magazynowania 2,9 mld m<sup>3</sup> tego paliwa, co dodatkowo wzmacnia naszą stabilność energetyczną.

**Inwestycją o fundamentalnym znaczeniu dla polskiego bezpieczeństwa energetycznego jest niewątpliwie gazoport LNG w Świnoujściu. Jak, Pana zdaniem, wpłynie on na polski sektor gazowy?**

Terminal LNG to jeden z moich priorytetów. Dzięki inwestycjom w infrastrukturę gazową Polska jest już dziś w dużej części uniezależniona od dostaw gazu z kierunku wschodniego. Terminal to dla naszego kraju dodatkowe zabezpieczenie. Dzięki niemu będziemy mogli sprowadzić 5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego z dowolnie wybranego miejsca, co zabezpiecza blisko jedną trzecią naszego rocznego zapotrzebowania. Uruchomienie terminalu LNG nie kończy jednak prac nad tą instalacją. Już myślimy o jego rozbudowie o trzeci zbiornik oraz o zapewnieniu mu nowych funkcjonal-

ności, jak przeładunek gazu skroplonego na mniejsze jednostki oraz budowa „stacji benzynowej” dla statków napędzanych LNG, które pływają po Bałtyku. Jest to odpowiedź na wytyczne Unii Europejskiej, która promuje LNG jako paliwo ekologiczne. Posiadając taki terminal nie będziemy musieli go w 100 procentach wykorzystywać. Liczy się fakt, że w dowolnym momencie możemy sprowadzić gaz najtańszy, co daje też argument w negocjacjach z dostawcami gazu tradycyjnymi metodami.

**Czy dzięki gazoportowi LNG Polska stanie się również kluczowym graczem na rynku gazu w Europie? Jak widzi Pan rolę naszego kraju w tym zakresie po uruchomieniu terminalu?**

Nowa infrastruktura wzmacnia nasze znaczenie dla systemu energetycznego w całym regionie. Gazoport w Świnoujściu to jeden z najistotniejszych elementów korytarza gazowego Północ-Południe realizowanego przez kraje Grupy Wyszehradzkiej oraz Chorwację. Dzięki niemu gaz dostarczany do Świnoujścia będzie mógł być przesyłany siecią tradycyjną do krajów Europy Środkowo-Wschodniej. Nasz system gazociągów został w ostatnich latach rozbudowany o około 1,2 tys. km. Postępujące integrowanie go poprzez interkonektory z gazociągami niemieckimi, czeskimi czy ukraińskimi daje nam silną pozycję regionalnego hubu gazowego, poprawiającego bezpieczeństwo nie tylko Polski, ale i naszych sąsiadów.

**Budowa gazoportu to również stworzenie nowych miejsc pracy. Według wstępnych szacunków, tylko w województwie zachodniopomorskim zatrudnienie może znaleźć około 500 osób. A jakie są perspektywy powstania nowych miejsc pracy w innych sektorach, np. w budowlanym, w całej Polsce, w związku z uruchomieniem i późniejszą rozbudową terminalu?**

Gazoport to impuls do rozwoju województwa zachodniopomorskiego, Świnoujścia oraz tamtejszego portu. Regionalnie przełoży się to na wzrost PKB, dochodów budżetowych oraz nowe miejsca pracy a także rozwój branży chemicznej, dla której gaz ziemny jest podstawowym surowcem. Najważniejsze spółki Skarbu Państwa realizują lub przygotowują do realizacji inwestycje o łącznej wartości około 174 mld zł. Każ-

dy z tych projektów promieniuje na gospodarkę już od początku swojego istnienia. W ich projektowaniu i budowie udział bierze znaczna liczba firm budowlanych i wianuszek ich podwykonawców. Duże inwestycje to płacone do lokalnych samorządów podatki, wzrost liczby zatrudnionych w każdej firmie oraz wokół niej, to także działania podejmowane dla społeczności lokalnych.

**Za sprawą budowy terminalu najwięcej zyska sektor gazowy, ale to nie będzie jedyny beneficjent. Ekspertsi prognozują, że gazoport wesprze też budownictwo, transport rurociągowy i lądowy oraz sektor usług. Na jaką współpracę mogą liczyć te branże?**

Duże inwestycje są umiejscowione w przestrzeni gospodarczo-społecznej, którą zawsze w całości dynamizują, dają impuls do jej rozwoju. Dobrze to wiadać na przykładzie terminalu LNG. Ekspertsi szacują, że dzięki niemu do 2025 roku polska gospodarka może wzbogacić się przez rozwój nie pojedynczych przedsiębiorstw, ale wręcz całych sektorów, jak m.in. LNG, budownictwo i transport, a także usług z nimi związanych. Według szacunków, państwo może zarobić ok. 2,5 mld zł na podatkach, aż pół miliarda złotych może trafić na fundusz ubezpieczeń społecznych.

**Wraz z uruchomieniem gazoportu Polacy wiążą również spore nadzieje na zmniejszenie cen za „błękitne paliwo”. Czy faktycznie uda się zmniejszyć cenę za gaz, czy raczej powstanie terminalu należy traktować jako poprawę bezpieczeństwa energetycznego i dywersyfikację źródeł dostaw?**

Zwiększona podaż gazu ziemnego oraz konkurencja wśród dostawców, w dłuższej perspektywie, przyczynią się do spadku cen tego surowca. Już dzisiaj notujemy spadki cen LNG na rynku azjatyckim, gdzie ceny za to paliwo są najwyższe na świecie. Polska, uruchamiając terminal LNG w Świnoujściu, włączy się w światowy system handlu gazem skroplonym i będzie miała pełną swobodę w wyborze dostawców. To istotny, ale nie jedyny element naszego bezpieczeństwa energetycznego. Rozwijamy połączenia gazowe z naszymi sąsiadami oraz prowadzimy wydobywanie z krajowych złóż. Im więcej możliwości dostaw, tym większa elastyczność w negocjacjach z biznesowymi partnerami – także w zakresie cen surowca. Te inwe-

Terminal LNG to jeden z moich priorytetów. Dzięki inwestycjom w infrastrukturę gazową Polska jest już dziś w dużej części uniezależniona od dostaw gazu z kierunku wschodniego. Terminal to dla naszego kraju dodatkowe zabezpieczenie.

stycje powinny zwrócić się końcowemu odbiorcy. Już dziś pojawiają się pierwsze „jaskółki” obniżenia cen gazu, choć ten proces odbywa się powoli.

**W kwietniu 2015 r. Ministerstwo Skarbu Państwa przedstawiając plany dotyczące boomu inwestycyjnego w polskiej energetyce zasugerowało, że Polska, za sprawą budowy sieci połączeń z innymi krajami członkowskimi, mogłaby się stać regionalnym hubem gazowym dla państw Europy Środkowo-Wschodniej. Czy są realne szanse na taką inwestycję w Polsce?**

Integracja międzysystemowych sieci przesyłowych już jest realizowana. Dziś Polska ma możliwość importu ponad połowy potrzebnego gazu z kierunku innego niż wschodni, co jest rękojmią w sytuacji, gdybyśmy zostali odcięci od dostaw ze wschodu. Realizowany jest już gazowy Korytarz Północ-Południe, wspierany przez Unię Europejską. Polska ma połączenie z systemem gazowym Republiki Czeskiej, trwają prace nad integracją z systemem słowackim i litewskim. Na południu działa już połączenie gazo-

Dzięki korzystnej lokalizacji, nowoczesnej i wydajnej infrastrukturze przesyłowo-magazynowej Polska może stać się regionalnym hubem i stabilizatorem bezpieczeństwa energetycznego.

we pomiędzy Słowacją a Węgrami. Jako największy kraj regionu Europy Środkowej, z nowoczesną i wydajną infrastrukturą przesyłową oraz magazynową, mamy wszelkie argumenty ku temu, by stać się regionalnym hubem i stabilizatorem bezpieczeństwa energetycznego.

**Budowa Terminalu Naftowego w Gdańsku trwa zgodnie z harmonogramem. Jak wpłynie on na polski sektor naftowy w zakresie dywersyfikacji źródeł dostaw surowca?**

Budowa Terminalu Naftowego ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia elastyczności dostaw ropy naftowej do polskich i niemieckich rafinerii w nadchodzących latach. Jest też odpowiedzią na wyzwania związane ze zmianami kierunków i trasami dostaw surowca. Nowe zbiorniki Terminalu pozwolą na magazynowanie wielu różnych gatunków ropy z różnych regionów świata dostarczanych drogą morską – w zależności od potrzeb i zamówień odbiorców. Dzięki temu znacząco zwiększą się zarówno możliwości do-

stosowania zamawianych dostaw ropy do popytu na produkty rafineryjne, jak i elastyczność dostaw surowca. Budowa Terminalu powinna zakończyć się zgodnie z planem w 2015 roku.

**Istotny, z punktu widzenia bezpieczeństwa państwa jest projekt ustawy, która ma chronić polskie spółki strategiczne (w tym sektora energetycznego) przed wrogim przejęciem. Wcześniej MSP zapowiadało samodzielne stworzenie takiej ustawy, która w efekcie końcowym trafiła do Sejmu jako projekt poselski. Jak ocenia Pan Minister ten dokument?**

Ustawa o kontroli niektórych inwestycji od samego początku miała poparcie oraz merytoryczne wsparcie mojego resortu, bo jest to akt prawny szczególnie ważny dla kluczowych spółek pod nadzorem Skarbu Państwa a także bezpieczeństwa kraju. Ustawa dotyczy sektorów gazowego, elektroenergetycznego, chemicznego, petrochemicznego i zbrojeniowego. Rada Ministrów, po dyskusji i głębokich analizach określi, w drodze rozporządzenia, wykaz podmiotów podlegających ochronie, uwzględniając istotny udział danego podmiotu w rynku, skalę prowadzonej działalności, poważne zagrożenia dla fundamentalnych interesów społeczeństwa, jak również brak możliwości wprowadzenia środka mniej restrykcyjnego. W mojej ocenie to istotny akt prawny dający państwu realne narzędzia wpływu na polskie bezpieczeństwo energetyczne i gospodarcze. Pozwoli nam to na sprawne i skuteczne reagowanie w sytuacji możliwego wrogiego przejęcia udziałów w firmach, które stanowią ogień naszej stabilności ekonomicznej.

**Jakie działania, w odniesieniu do sektora naftowo-gazowniczego, są obecnie priorytetowe dla Ministerstwa Skarbu Państwa?**

Priorytetem dla mojego resortu oraz całego rządu jest zakończenie procesów inwestycyjnych związanych z rozbudową infrastruktury, która pozwala na pełne uczestnictwo w europejskim rynku gazu i ropy naftowej a także zwiększenie możliwości zdywersyfikowania dostaw do Polski oraz mocy eksportowych. Staram się zachęcać podmioty z udziałem Skarbu Państwa do zaangażowania w projekty mające na celu realizację polityki energetycznej w zakresie bezpieczeństwa energetycznego i co ważne – rentownych. Efekty tych wieloletnich działań MSP już dziś są widoczne. Wystarczy zauważyć, że spółki Skarbu Państwa wydadzą na inwestycje w energetykę ponad 100 mld zł do 2020 roku. Dzięki inwestycjom spółek nadzorowanych przez MSP, już teraz mamy zapewnione bezpieczeństwo energetyczne, nawet gdyby doszło do zatrzymania dostaw z kierunku wschodniego, który jeszcze niedawno był niemal jedynym źródłem gazu dla Polski.

**Dziękujemy za rozmowę.**



[www.exalo.pl](http://www.exalo.pl)

EXALO DRILLING S.A.

64-920 Piła  
pl. Staszica 9

tel. +48 67 215 13 00

[marketing@exalo.pl](mailto:marketing@exalo.pl)

**EXALO DRILLING S.A. jest spółką z Grupy Kapitałowej PGNiG.**

Jesteśmy liderem w sektorze wierceń i serwisów.  
Działamy na rynku polskim i zagranicznych  
(Europa, Azja i Afryka).

Doświadczona załoga i niezawodny sprzęt gwarantują  
wysoką jakość naszych usług.

Dbamy o środowisko naturalne i wspieramy rozwój  
społeczności lokalnych.

**LNG – technologia, która przemodelowała rynek gazu ziemnego na świecie****Pół wieku kariery LNG****WOJCIECH SŁOWIŃSKI, JOANNA BOROWSKA**

Od 1969 r., kiedy uruchomiony został pierwszy terminal do regazyfikacji LNG, na świecie powstało już ponad 100 takich obiektów. Rosnącą popularność ich wykorzystania tłumaczyć można faktem, że stworzyły one alternatywę dla tradycyjnego transportu tego paliwa za pomocą połączeń rurociągowych. Co więcej, otworzyły one wielu państwom drzwi do światowego rynku gazu i znacząco zwiększyły elastyczność dostaw. Zmieniły globalny rozkład przepływów gazu na świecie, doprowadzając do przemodelowania rynku tego paliwa.

**D**o połowy XX w., wobec braku realnej alternatywy, gaz ziemny transportowany był niemal wyłącznie przy wykorzystaniu rurociągów. Z uwagi na ilość energii w jednostce objętości tego paliwa, jego przewóz w stanie naturalnym lub sprężonym, np. drogą morską, nie znajdował ekonomicznego uzasadnienia. Ograniczało to rozwój rynku gazu do obszarów znajdujących się w zasięgu istniejących sieci gazo-

Rozwój technologii skraplania gazu ziemnego stworzył realną alternatywę dla transportu gazociągowego, która z biegiem lat jest coraz powszechniej wykorzystywana.

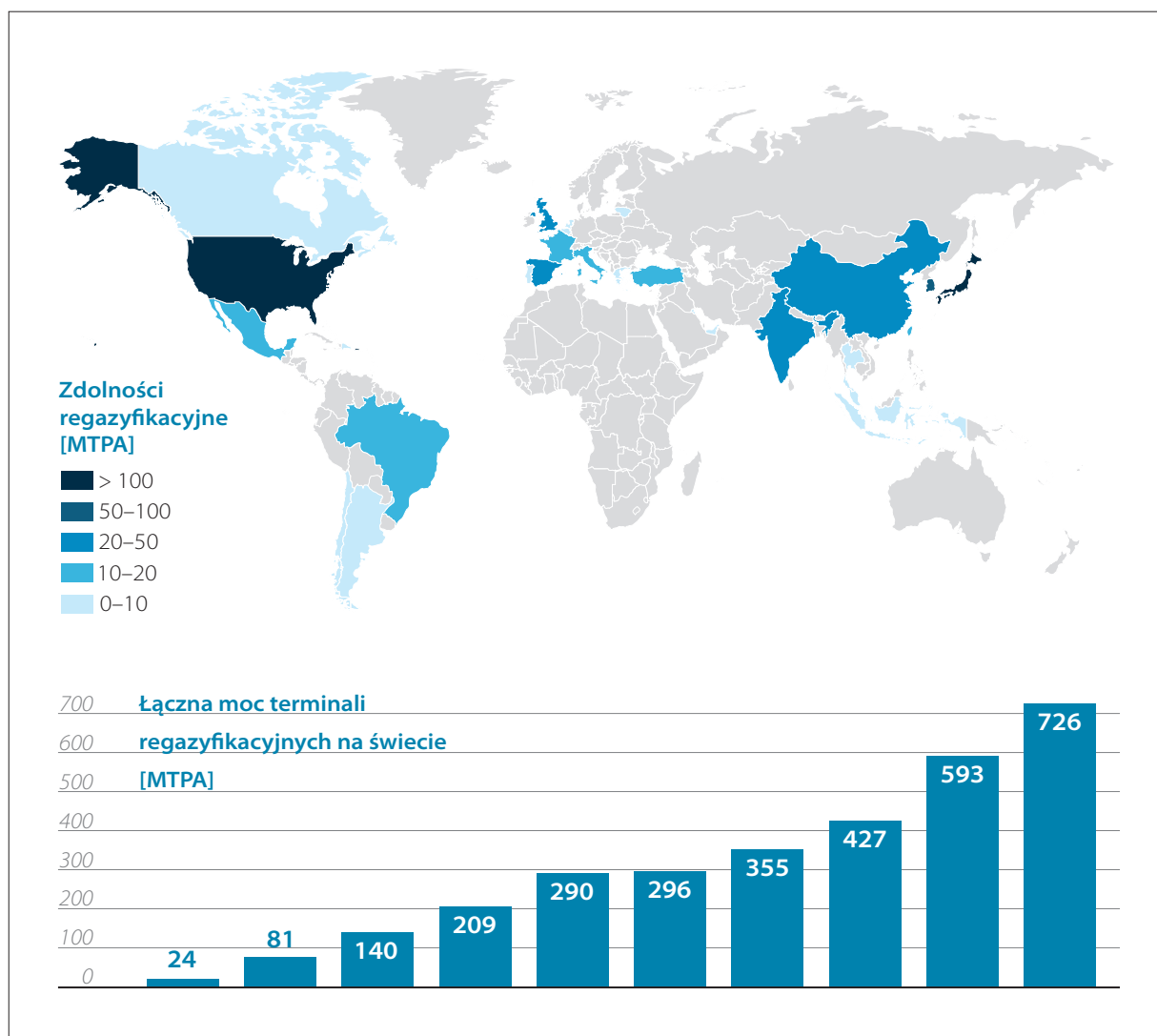
wych, czyniąc go tym samym rynkiem składającym się w skali świata z odizolowanych od siebie rynków lokalnych lub regionalnych.

Sytuacja zmieniła się wraz z rozwojem technologii skraplania gazu ziemnego. Dzięki około 600-krotnej redukcji objętości gazu stał się możliwy jego transport

drogą morską, co zapoczątkowało proces przemian na światowym rynku tego paliwa. Pierwszy komercyjny ładunek LNG został wysłany w 1964 r. z Algierii do Wielkiej Brytanii. Do 1969 r. LNG płynęło już z Libii do Włoch i Hiszpanii oraz z terminalu na Alasce do Japonii.

W kolejnych latach dynamicznie wzrosły moce terminali regazyfikacyjnych, lokalizowanych w coraz większej liczbie państw – przede wszystkim w Europie, Japonii i Stanach Zjednoczonych. W 1980 r. terminale importowe miały już zdolność regazyfikacji niemal 140 mln ton LNG rocznie (MTPA), podczas gdy 10 lat wcześniej było to jedynie niecałe 25 MTPA, co oznacza wzrost w tempie średnio ponad 19% rocznie. Obecnie terminale regazyfikacyjne do importu gazu ziemnego wykorzystuje już 29 państw, a ich łączna moc przekracza 700 MTPA.

Rozwój infrastruktury LNG na świecie umożliwił przemodelowanie światowego handlu gazem ziemnym. W jego strukturze, zdominowanej dotychczas przez transport gazociągowy, zaczął pojawiać się obrót LNG. Od lat 70. XX w. wolumen handlu gazem skroplonym wzrósł ponad 60-krotnie. Tymczasem tempo wzrostu obrotu paliwem transportowanym gazociągami było we wskazanym okresie znacznie niższe. W rezultacie zmianie uległa struktura świato-



Rys. 1. Zdolności regazyfikacyjne terminali LNG. Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych International Gas Union

wego handlu gazem – obrót LNG odpowiada już za jedną trzecią jego całkowitego wolumenu.

Przyczyn tak intensywnego rozwoju wykorzystania LNG upatrywać można w szeregu korzyści, jakie przyniósł on zarówno producentom gazu ziemnego, jak i jego odbiorcom.

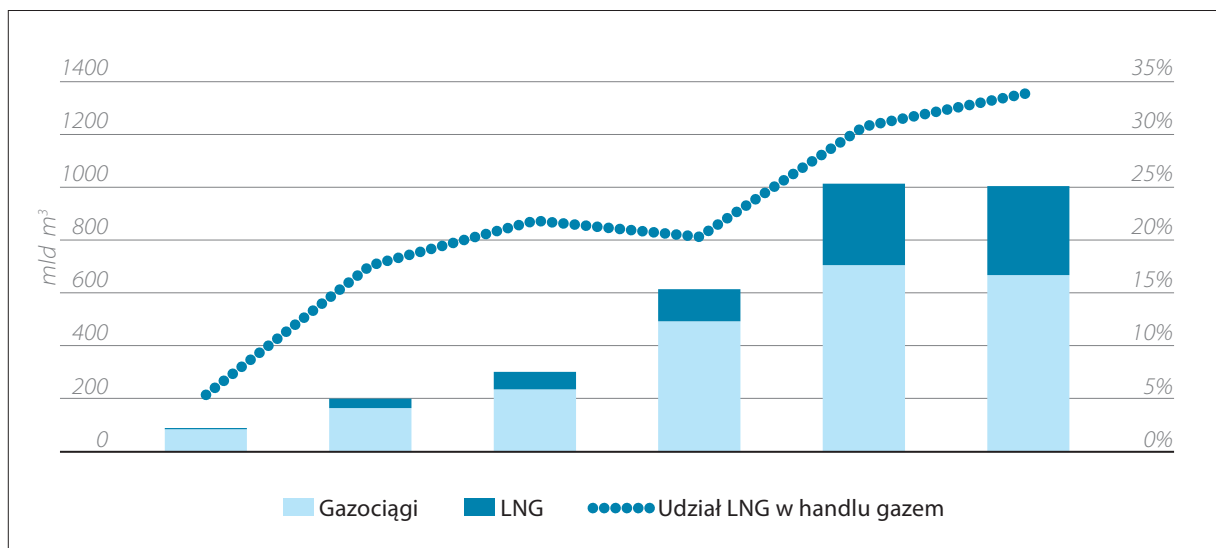
## Handel na poziomie globalnym

Dzięki LNG podmioty zajmujące się wydobyciem gazu zyskały nowe rynki zbytu dla swojego paliwa – katalog ich odbiorców objął bowiem nie tylko klientów dysponujących połączeniami rurociągowymi z danym źródłem, ale również wszystkie państwa, w których znajdują się terminale regazyfikacyjne.

Umożliwiło to handel na poziomie nie tylko regionalnym, co globalnym i uczyniło rynek gazu rynkiem światowym.

Z jednej strony terminale skraplające zapewniły producentom możliwość zwiększenia przychodów dzięki ulokowaniu dodatkowych wolumenów na światowym rynku, z drugiej natomiast umożliwiły arbitraż cenowy. Potencjał wykorzystania różnic cenowych w poszczególnych lokalizacjach początkowo był istotnie ograniczony – handel LNG odbywał się w tradycyjny sposób, przede wszystkim w oparciu o kontrakty długoterminowe, niejednokrotnie zawierające klauzule *take or pay* stanowiące zabezpieczenie poniesionych na infrastrukturę nakładów. Niemniej jednak w latach 90. XX w., wraz ze zwiększeniem mocy terminali skraplających na Bliskim Wschodzie (przede wszystkim w Katarze) na światowym rynku pojawiły





Rys. 2. LNG w strukturze światowego handlu gazem ziemnym. Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Cedigaz oraz BP

się nadwyżki LNG, będące przedmiotem transakcji na rynku krótkoterminowym. Dzięki wysokiej elastyczności dostaw LNG niezagospodarowany wolumen mógł być lokowany na najbardziej chłonnych rynkach, za które uznawane wówczas były głównie Japonia, Europa i Stany Zjednoczone, w zależności od aktualnego poziomu cen w tych lokalizacjach.

Wydaje się, że jeszcze więcej korzyści rozwój infrastruktury LNG przyniósł odbiorcom „błękitnego paliwa”. Państwa takie jak Japonia czy Korea Południowa przez wiele lat odizolowane były od światowego handlu gazem. Budowa rurociągów importowych była na tyle utrudniona przez uwarunkowania geograficzne (znaczną odległość i odcinki podmorskie), że nie znajdowała ekonomicznego uzasadnienia. Biorąc pod

Wiele państw, odciętych od dostaw gazu z uwagi na brak importowej infrastruktury rurociągowej, zyskało dostęp do tego paliwa. Jednocześnie, kraje już wykorzystujące gaz otrzymały możliwość dywersyfikacji źródeł dostaw.

uwagę, iż państwa te pozbawione są właściwie zasobów własnych, do momentu pojawienia się w nich terminali LNG ich rynki gazowe praktycznie nie istniały. Wykorzystaniu LNG we wskazanych państwach dodatkowo sprzyjały ich uwarunkowania geograficzne –

dzięki niewielkiej odległości centrów konsumpcji od morza uniknęły one w dużym stopniu kosztów budowy rurociągów rozprowadzających zregazyfikowane LNG po ich terytorium.

## LNG podbija Europę

Jednocześnie, już od lat 60. XX w. w obszar LNG angażowały się państwa europejskie. Historycznie w niewielkim stopniu (poza nielicznymi wyjątkami) pokrywały one swoje zapotrzebowanie na gaz ziemny za pomocą wydobycia z krajowych, dość skromnych złóż, a brakujący wolumen sprowadzały głównie z Rosji i Norwegii. Dzięki powstającym sukcesywnie terminalom LNG kierunki dostaw przestały być jednak determinowane przez istniejącą infrastrukturę gazociągową – terminale umożliwiły zakup gazu z dowolnego punktu na Ziemi. Państwa Starego Kontynentu w dużym stopniu skorzystały z otrzymanej szansy i zdywersyfikowały źródła zużywanego gazu. W rezultacie zwiększył się poziom bezpieczeństwa dostaw, a z uwagi na bardziej intensywną konkurencję eksporterów wzmocnieniu uległa ich pozycja negocjacyjna.

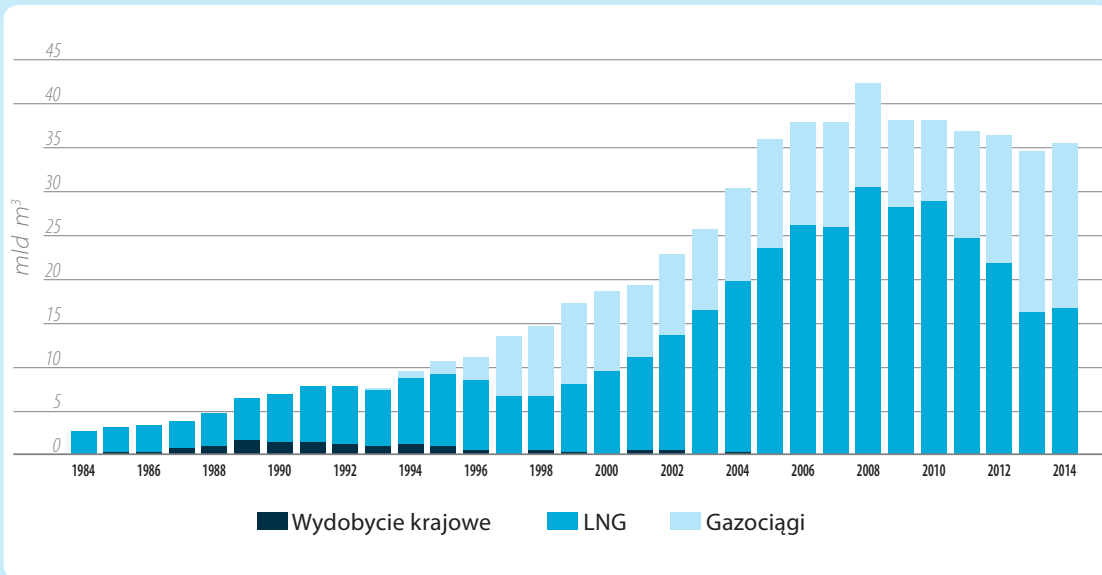
Po długim okresie wzrostu, popyt na gaz ziemny w Europie Zachodniej w ostatnich latach zaczął spadać. Jego redukcja jest pokłosiem przede wszystkim kryzysu gospodarczego, który ogarnął Europę w 2008 r. W pewnym stopniu przyczynia się do niej także polityka klimatyczna UE, wymuszająca wzrost efektywności energetycznej i zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii. W takiej sytuacji infrastruktura LNG również okazuje się przydatna,



## Jak LNG ukształtowało rynek gazu w Hiszpanii?

Hiszpania, wobec skromnych zasobów własnych oraz będąc krajem położonym w dużej odległości od norweskich czy rosyjskich źródeł gazu ziemnego oparła rozwój swojego rynku na LNG. Pierwsze dostawy gazu w tej for-

również wypieranie energetyki gazowej przez OZE (których udział w bilansie sięga już 40%), w rezultacie czego wolumen gazu zużywanego w elektrowniach został zredukowany o – bagażela – 10 mld m<sup>3</sup>.



Rys. 3. Struktura dostaw gazu ziemnego. Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Enagas

mie umożliwił wybudowany w 1969 r. terminal regazyfikacyjny w Barcelonie – a więc inaczej niż w przypadku większości państw europejskich, w których historycznie import gazu odbywał się przy wykorzystaniu gazociągów. W Hiszpanii pierwsze połączenie importowe – gazociąg Maghreb–Europa umożliwiające dostawy gazu z Algierii – wybudowane zostało dopiero w 1996 r.

Od 1969 r. konsumpcja gazu ziemnego w Hiszpanii wzrosła z 0,1 mld m<sup>3</sup> do 38,6 mld m<sup>3</sup> w szczytowym 2008 r. Za znaczną część jej przyrostu odpowiadała energetyka – moc zainstalowana hiszpańskich elektrowni gazowych jest jedną z największych w Europie i wynosi obecnie 26 GW.

Jednak w ostatnim czasie w Hiszpanii odnotowywany jest spadek konsumpcji gazu – w 2014 r. wyniosła ona niewiele ponad 26 mld m<sup>3</sup>. Przyczynił się do tego zarówno kryzys gospodarczy, jaki kraj ten przeżywa w ostatnich latach, ale

W sytuacji takiego rozchwiania hiszpańskiego popytu na gaz w ostatniej dekadzie czynnikiem redukującym jego negatywne skutki jest właśnie szerokie wykorzystanie LNG, cechującego się wysoką elastycznością dostaw. W latach zwiększonego popytu do terminali sprowadzane były dodatkowe wolumeny, natomiast obecnie nadwyżki gazu pojawiające się w ramach kontraktów długoterminowych z klauzulą *take or pay* reeksportowane są do innych państw.

Dodatkowo Hiszpanie wykorzystują dostawy LNG do bilansowania nawet kilkudniowych wahań popytu. Dzięki temu mogą sobie pozwolić na utrzymywanie relatywnie niewielkich zapasów tego paliwa – pojemność magazynów wynosi tam ok. 2,5 mld m<sup>3</sup>, a więc właściwie tyle, co w zużywającej niemal dwukrotnie mniejszą ilość gazu Polsce.

Należy zatem stwierdzić, że LNG nie tyle nawet zmieniło, co ukształtowało hiszpański rynek gazu.



umożliwiają reeksport nadwyzkowych wolumenów dostarczanych w ramach obowiązujących kontraktów długoterminowych do państw Azji lub Ameryki Południowej, gdzie ceny LNG są obecnie najwyższe na świecie. Zgodnie z tegorocznym raportem International Gas Union [World LNG report – 2015 Edition, International Gas Union], obecnie wśród ośmiu państw prowadzących reeksport LNG, sześć to kraje europejskie. Co więcej, odpowiadają one za aż 95% wolumenu reeksportu, który – warto zaznaczyć – od

cjonuje terminal LNG w Kłajpedzie o mocy zapewniającej możliwość importu 4 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Jego otwarcie i przyjęcie pierwszego ładunku diametralnie zmieniło rynek gazowy Litwy. Dotychczas państwo to było całkowicie uzależnione od dostaw z Rosji. Dzięki terminalowi Litwa sprowadza obecnie gaz norweski – kontrakt z koncernem Statoil opiewa na 540 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie. Podpisany został także kontrakt z amerykańskim dostawcą Cheniere Energy. Biorąc pod uwagę, że zapotrzebowanie na gaz



5 lat nieprzerwanie rośnie w średnim tempie 44% rocznie. Liderem wśród państw reeksportujących LNG w ostatnich latach jest Hiszpania, odpowiadająca za 60% jego wolumenu.

Należy jednak zauważyć, że opłacalność lokowania LNG na innych rynkach zależna jest od poziomu różnic cenowych, które muszą być na tyle wysokie, by pokryć także koszty transportu do państwa docelowego. Znaczący przyrost mocy skraplających m.in. w Australii może doprowadzić w najbliższym czasie do konwergencji cen i tym samym ograniczyć opłacalność reeksportu LNG przez państwa europejskie.

Możliwość dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, z której skorzystały już państwa Europy Zachodniej, może mieć znacznie większe znaczenie w krajach Europy Środkowo-Wschodniej. Budowa terminali regazyfikacyjnych jest dla nich szansą na redukcję uzależnienia od gazu pochodzącego z Rosji, będącej dominującym, a niekiedy nawet jedynym dostawcą tego paliwa. Otwiera się bowiem dostęp do światowego rynku tego surowca, tworząc możliwość sprowadzania gazu z dowolnego kierunku. Z tego wynika wysokie zainteresowanie państw o nadmorskim położeniu inwestycjami w terminale regazyfikacyjne. W basenie Morza Bałtyckiego od niedawna funk-

na Litwie aktualnie nieznacznie przekracza 1 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, terminal teoretycznie mógłby zaspokoić je w całości. Wprawdzie pozyskanie gazu nie sprowadza się jedynie do otwarcia terminalu, konieczne jest bowiem także znalezienie dostawcy LNG, niemniej jednak przedłużenie wygasającego pod koniec bieżącego roku kontraktu z Gazpromem na obecnie obowiązujących warunkach wydaje się mało prawdopodobne.

Ścieżką Litwy podążają inne kraje bałtyckie. Budowę terminali regazyfikacyjnych planują także Estonia i Finlandia. Tymczasem końca dobiega inwestycja w terminal LNG w Świnoujściu, który, podobnie jak na Litwie, stworzy w Polsce realną możliwość dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, a nie jedynie – jak do tej pory – kierunków przesyłu gazu pochodzenia rosyjskiego.

*Wojciech Słowiński, Partner,  
Zespół Chemia, Nafta, Gaz  
Joanna Borowska, Konsultant,  
Zespół Chemia, Nafta, Gaz*



## Perspektywy rynku LNG w Europie

# Era LNG w Polsce

**ANNA KOWALEWSKA, KAROLINA WAROWNY**

Gaz ziemny odgrywa coraz większe znaczenie na światowym rynku energii, w konsekwencji czego rośnie wykorzystanie LNG. Polska jest na samym początku wprowadzania technologii skroplonego gazu na dużą skalę. Uruchomienie terminalu w Świnoujściu może być początkiem ery LNG w naszym kraju. Inwestycja ta umożliwi otwarcie polskiego rynku na dostawy z nowych źródeł, poprawiając bezpieczeństwo energetyczne kraju i potencjalnie zwiększając naszą konkurencyjność. Dodatkowo zapoczątkować może rozwój rynku LNG małej skali, wpisując się w cele ograniczenia emisyjności gospodarek Unii Europejskiej, a w szczególności transportu.

**P**owstający obecnie w Świnoujściu terminal LNG w momencie jego uruchomienia będzie posiadał zdolności regazyfikacyjne na poziomie 5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, dodatkowo w planach jest ich dalsza rozbudowa do 7,5 mld m<sup>3</sup>. Dzięki takim parametrom stanie się on największą instalacją LNG w basenie Morza Bałtyckiego. Istotne moce regazyfikacyjne pozwolą na zmniejszenie zależności od gazu rosyjskiego i tym samym zwiększenie poziomu bezpieczeństwa dostaw nie tylko w Polsce, ale również w innych krajach regionu. Terminal może też umożliwić rozwój nowych zastosowań gazu skroplonego, w tym jako ekologicznego paliwa dla statków i pojazdów – pod warunkiem rozbudowy infrastruktury do jego tankowania. Stanowić może również źródło dostaw dla mniejszych terminali w regionie i dla małych, lokalnych instalacji LNG rozmieszczonych na terenie kraju.

## LNG – poprawa bezpieczeństwa energetycznego

Najważniejszą i najczęściej podkreślaną funkcją terminalu w Świnoujściu jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego do Polski. Do tej pory import obejmu-

je gaz rosyjski oraz relatywnie niewielki wolumen gazu sprowadzonego z Europy Zachodniej, który w znacznej części również pochodzi z dostaw rosyjskich. Terminal umożliwi zakup gazu z dowolnego miejsca na świecie nie tylko w ramach kontraktów długoterminowych ale – w miarę wolnych zdolności regazyfikacyjnych – także na rynku bieżącym (spotowym).

Aktualne zapotrzebowanie Polski na gaz jest pokrywane przez dwa główne źródła – wydobyte krajowe oraz import. Zasoby własne pozwalają zaspokoić niecałe 30% obecnego zapotrzebowania, co bezpośrednio wskazuje na znaczące uzależnienie sektora gazu w Polsce od importu. Przy założeniu mocy regazyfikacji powstającego w Świnoujściu terminalu na poziomie 5 mld m<sup>3</sup> rocznie, dzięki jego funkcjonowaniu pojawi się możliwość zaspokojenia około 1/3 obecnego krajowego zużycia. Zwiększenie mocy do docelowych 7,5 mld m<sup>3</sup> rocznie pozwoli Polsce na pokrycie prawie połowy obecnego zapotrzebowania.

Obecnie jedyną możliwością importu gazu do naszego kraju jest jego odbiór za pośrednictwem istniejącej lądowej infrastruktury gazowej. Umiejscowienie geograficzne, a w szczególności dostęp do Morza Bałtyckiego, daje nam możliwości do pozyskiwania gazu również drogą morską. Ukończony terminal LNG, charakteryzujący się parametrami umożliwiającymi przyjmowanie statków typu Q-flex, jednych z największych



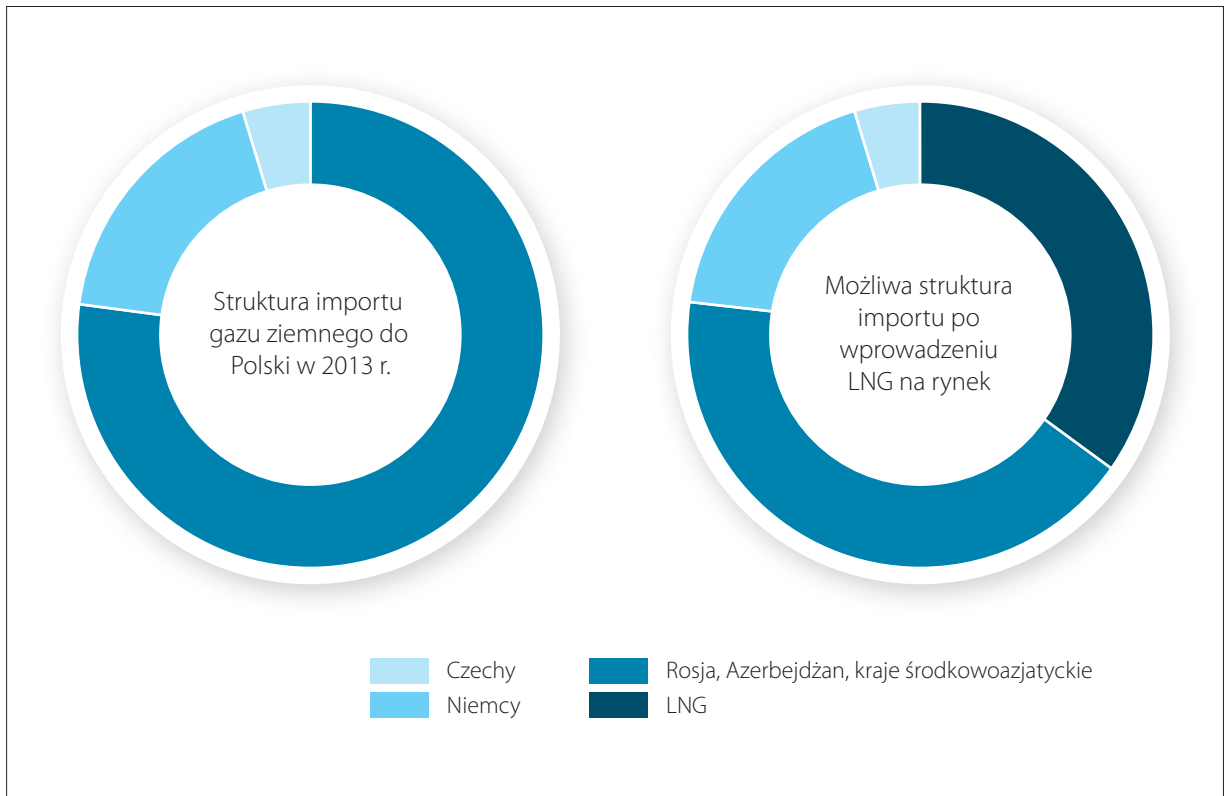
stosowanych obecnie metanowców, zapewni dostęp do globalnego rynku tego surowca i pozwoli na realizowanie dostaw z regionów świata, z których dostawy drogą lądową nie byłyby możliwe.

Uruchomienie terminalu umożliwi zatem zmianę struktury importu gazu do Polski. Ze względu na uwarunkowania historyczne import gazu ziemnego do naszego kraju jest zdominowany przez dostawy z kierunku wschodniego. W 2013 r., zgodnie z danymi Ministerstwa Gospodarki, 77% importowanego gazu pochodziło z Rosji, a pozostałe wolumeny z Niemiec i Czech. Ścieżka dla zmiany struktury importu określona jest przez rozporządzenie Rady Ministrów z 24 października 2000 r.<sup>1</sup> W rozporządzeniu tym wskazano, że udział gazu ziemnego importowanego z jed-

nego kierunku ma się systematycznie zmniejszać, aby w 2019 r. spaść poniżej 50%. Już w tej chwili widoczna jest w Polsce zmiana udziału importu gazu z kierunku wschodniego w krajowych dostawach (z udziału w wysokości 85% w roku 2011, do 77% w 2013 r.), co jest wynikiem m.in. konsekwentnej rozbudowy infrastruktury – nowych połączeń systemu polskiego z czeskim i niemieckim systemem gazowym. Jakkolwiek import gazu odbywa się z różnych kierunków i surowiec nabywany jest od różnych podmiotów, należy mieć na uwadze, że jest to nadal gaz rosyjski. Realizowany obecnie w Świnoujściu projekt budowy terminalu LNG stworzy natomiast możliwość realnej dywersyfikacji dostaw i pozyskania surowca pochodzącego pierwotnie z innego źródła.

W najbliższych latach wolumeny importu z poszczególnych źródeł warunkowane będą nie tylko wielkością krajowego popytu i poziomem cen, ale także postanowieniami zawartych już umów na dostawy. Na mocy umowy podpisanej między PGNiG i rosyjskim dostawcą Gazpromem, do 2022 r. możemy otrzymywać z Rosji 10,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie, gdzie przy założeniu klauzuli *take or pay* na poziomie 85%, Polska jest zobligowana do zapłaty za 8,7 mld m<sup>3</sup> gazu, bez względu na to czy zostanie on odebrany. W 2013 r. wolumen ten odpowiadał przeszło połowie krajowego zużycia, wynoszącego w ska-

<sup>1</sup> Obecnie konsultowany jest nowy projekt rozporządzenia w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. Inicjatywa zmiany przepisów została podjęta przez Ministra Gospodarki, a jej celem jest stworzenie regulacji, które nie będą powodować wątpliwości interpretacyjnych oraz doprecyzowanie kryteriów dywersyfikacji dostaw gazu. Intencją Ministerstwa jest aby nowa regulacja przyczyniła się do liberalizacji i zwiększenia konkurencji na polskim rynku gazu ziemnego, zwiększając jednocześnie bezpieczeństwo energetyczne kraju.



Rys. 1. Import gazu ziemnego do Polski w 2013 r. z podziałem na jego kierunki oraz możliwa zmiana tej struktury po uruchomieniu terminalu LNG w Świnoujściu. Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Ministerstwa Gospodarki

li roku 15,9 mld m<sup>3</sup>, i ponad 70% importu. W obliczu tych ustaleń, dopiero po 2022 roku możliwe będzie istotne ograniczenie zależności od rosyjskiego gazu, na przykład poprzez nawiązanie współpracy ze światowymi dostawcami LNG.

Dodatkowe, istotne moce importowe umożliwią będą również pokrycie rosnącego zapotrzebowania na gaz. Zgodnie z prognozami, przewiduje się stopniowe zwiększenie konsumpcji gazu ziemnego w Polsce. Dostępne szacunki charakteryzuje jednak wysoka rozpiętość, przykładowo, zgodnie z prognozami ENTSOG, zapotrzebowanie to może w Polsce wzrosnąć o od 2 do 10 mld m<sup>3</sup> w ciągu najbliższych 15 lat.

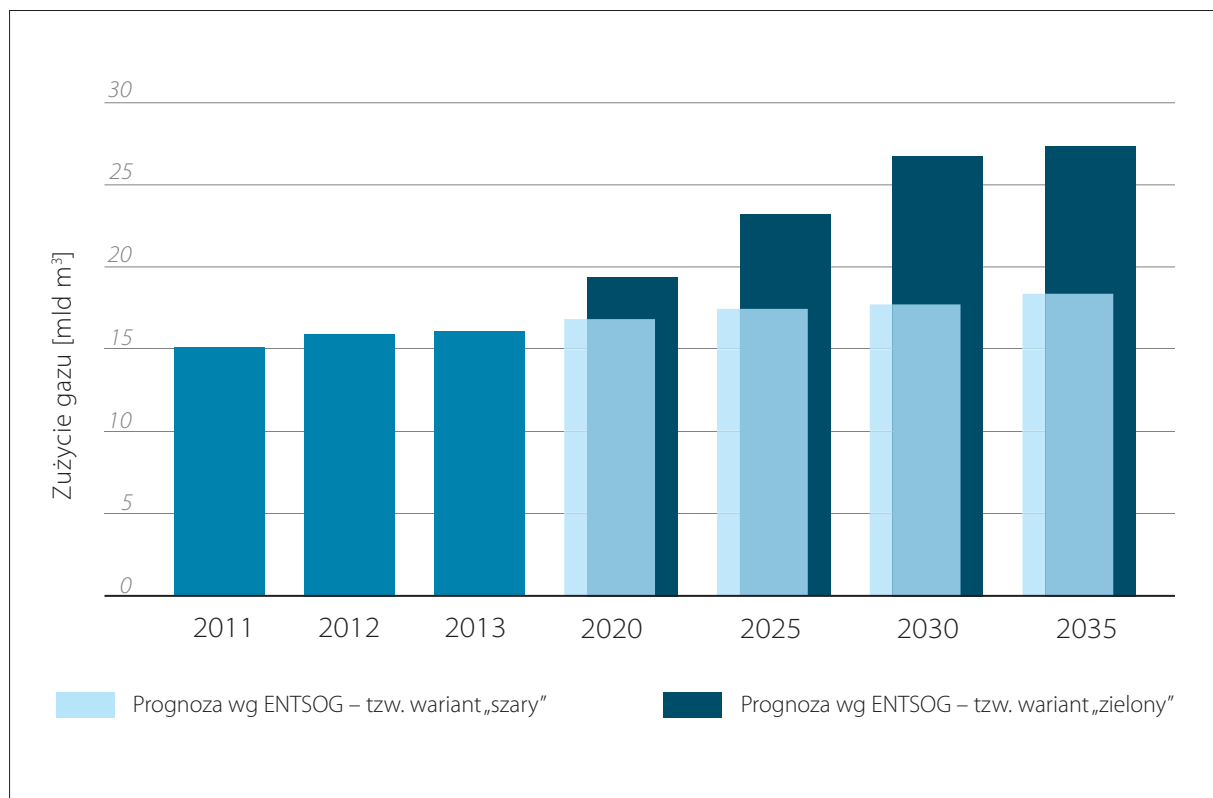
Dostęp do globalnego rynku gazu, a tym samym możliwość wyboru alternatywnego kierunku importu surowca istotnie wzmocni pozycję negocjacyjną Polski w relacjach z bieżącymi i potencjalnymi dostawcami. Szczególnie istotne wydaje się w tym kontekście wzmocnienie pozycji naszego kraju w relacjach z Gazpromem, co powinno przełożyć się na niższe, konkurencyjne ceny oferowane przez rosyjski koncern. Na potencjał taki wskazuje występująca obecnie różnica cen między Polską a Niemcami, które mimo większej odległości od źródła kupują paliwo od Gazpromu znacznie taniej. Paradoksalnie więc, nawet nieco droż-

sze od gazu rosyjskiego LNG może sprawić, że średnia cena tego paliwa dla Polski w długim okresie spadnie.

Dywersyfikacja źródeł gazu i uzyskanie dostępu do rynków bieżących (spotowych) ograniczy ryzyko wystąpienia, a także dotkliwość ewentualnych przerw w dostawach gazu do kraju. Dla przeważającej części

Zapoczątkowana w związku z potrzebą dywersyfikacji źródeł dostaw, era LNG w Europie już trwa. W ostatnich latach obserwowany jest rozwój funkcjonalności terminali dedykowanych dla LNG małej skali.

państw Europy Środkowo-Wschodniej, w tym również dla Polski, Rosja jest głównym dostawcą gazu, czyniąc te kraje wrażliwymi na zakłócenia dostaw ze wschodu. Państwa te, na skutek istotnie ograniczonego dostępu do rynku spotowego nie mają możliwości szybkiego



Rys. 2. Zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce w 2013 r. oraz prognozowane zapotrzebowanie na kolejne lata.  
 Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Ministerstwa Gospodarki, ENTSOG; wariant „szary” zgodny z dokumentem IEO WEO 2013, wariant „zielony” zgodny z dokumentem FES (Future Energy Scenarios)

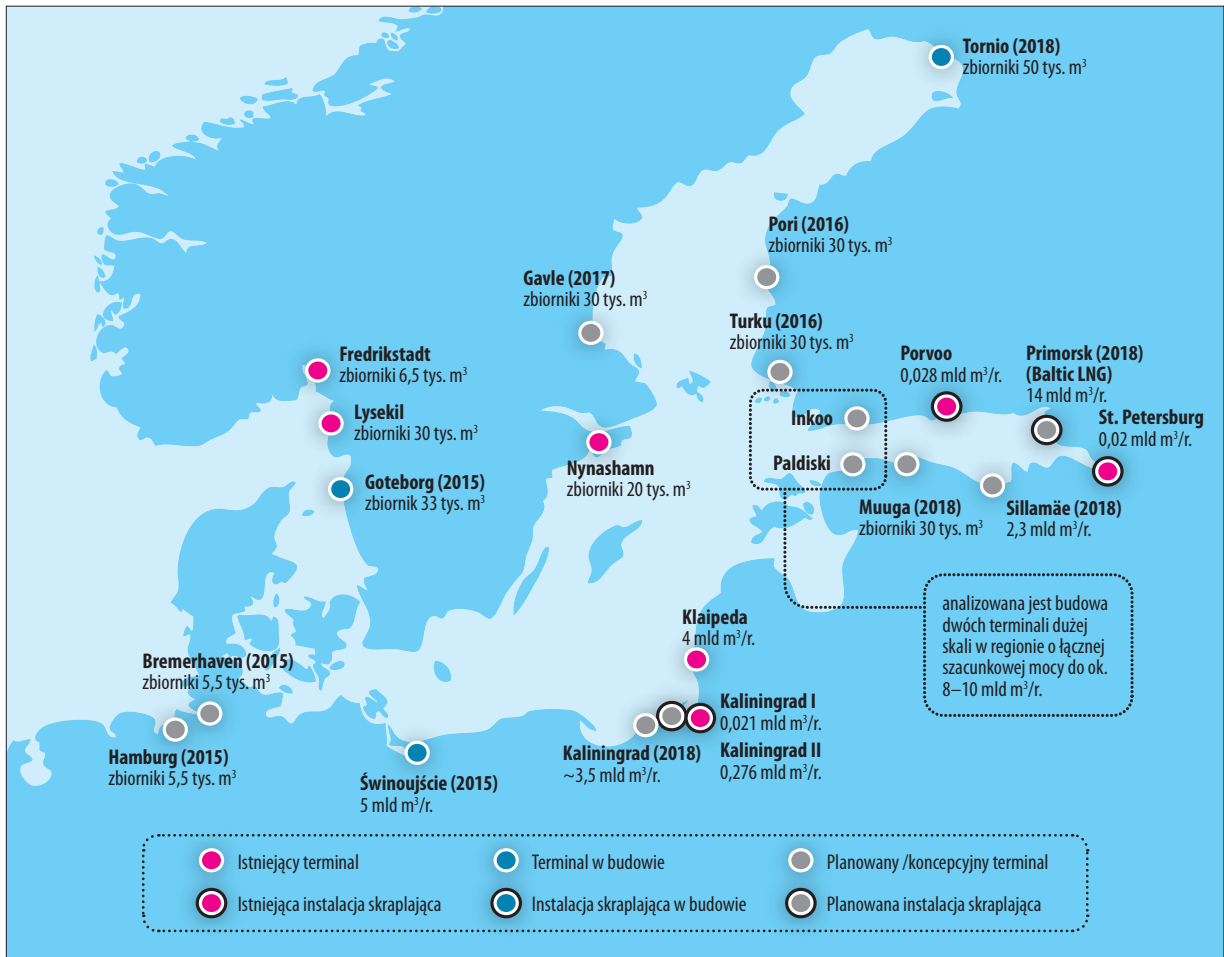
uzupełnienia podaży surowca w przypadku nieplanowanych przerw w jego dostawach. Uruchomienie terminalu w Świnoujściu, poprzez zapewnienie dostępu do spotowych rynków LNG, umożliwić może szybką reakcją na ewentualne zakłócenia dostaw i zwiększy tym samym odporność polskiego systemu na potencjalne kryzysy gazowe. Sytuacje przypominające wydarzenia z 2009 r. mogą przydarzyć się również w kolejnych latach, zwłaszcza biorąc pod uwagę utrzymujące się napięte stosunki rosyjsko-ukraińskie. Możliwość zaspokojenia nawet do połowy polskiego zapotrzebowania na gaz za pomocą LNG pochodzącego z innych źródeł przyczyni się zatem do znacznej poprawy poziomu bezpieczeństwa dostaw.

LNG dostarczane do terminalu w Świnoujściu może wpłynąć nie tylko na poziom bezpieczeństwa gazowego Polski ale i innych państw regionu, przyczyniając się do wzmocnienia pozycji naszego kraju na regionalnym rynku gazu. Terminal może stanowić źródło dostaw również dla pozostałych państw basenu Morza Bałtyckiego, zwłaszcza tych, których zależność od dostaw z Gazpromu jest obecnie niemal całkowita. LNG może być bowiem przeładowywane w Świnoujściu na mniejsze jednostki pływające, które następnie dostarczać będą gaz do mniejszych terminali satelic-

kich, znajdujących się w krajach bałtyckich. Co więcej, gdy urzeczywistniona zostanie koncepcja korytarza Północ-Południe, mającego pozwolić na swobodny przepływ gazu od Polski aż po Chorwację i Bułgarię, terminal w Świnoujściu będzie ważnym źródłem gazu pochodzenia innego niż rosyjskie w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Równocześnie Polska, jako niezbędny element tego układu, pośredniczący w odbiorze surowca i jego dystrybucji, automatycznie zwiększy swoje znaczenie w regionie. Dodatkowe przychody z tranzytu gazu i wykorzystania terminalu LNG mogą pozytywnie wpłynąć na Polską gospodarkę, pozwalając na obniżenie taryf za wykorzystanie infrastruktury i dając bodziec do dalszego jej rozwoju.

Gaz skroplony jest jednak czymś więcej niż tylko alternatywą umożliwiającą dywersyfikację źródeł dostaw dla gazu importowanego rurociągami z Rosji. LNG wpłynie na poprawę bezpieczeństwa również na poziomie sieci krajowej, będzie mogło być wykorzystywane do utrzymywania ciągłości dostaw gazu w przypadku awarii infrastruktury gazociągowej – paliwo może być dostarczane cysternami do dowolnego punktu w systemie, a następnie regazyfikowane i wtłaczane do odciętych od systemu odcinków sieci gazociągowej.





Rys. 3. Istniejące, budowane i planowane terminale LNG w regionie Morza Bałtyckiego oraz ich moce regazyfikacyjne. Źródło: Opracowanie własne PwC. Dla terminali odbiorczych małej skali wskazano szacunkową pojemność zbiorników, dla terminali dużej skali – przybliżone moce regazyfikacyjne

## Rodzaje i zdolności przeladunkowe terminali LNG w Europie

Zgodnie z danymi *Gas Infrastructure Europe* na terenie Europy funkcjonuje obecnie 28 terminali LNG – 24 terminale dużej skali oraz 4 w mniejszej. Budowa terminali o dużych mocach regazyfikacyjnych miała na celu zapewnienie istotnych wolumenów dostaw gazu na rynki EU – dywersyfikację źródeł dostaw oraz zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego państw. Rozwój infrastrukturalny tego rynku wciąż trwa – obecnie w Europie budowanych jest 8 terminali, a kolejne 26 jest na etapie koncepcji lub planowania.

W regionie Morza Bałtyckiego obecnie istnieje jeden terminal dużej skali – pływający terminal (FSRU) w Kłajpedzie na Litwie. Drugim będzie terminal w Świnoujściu. Oba stanowią mogą huby przeladunkowe dla istniejących oraz planowanych małych i średnich instalacji znajdujących się w tej części Europy.

Wśród europejskich terminali dużej skali, większość oferuje funkcjonalności dedykowane dla tzw. rynku LNG małej skali, przez które rozumie się wszelkie usługi związane z dystrybucją skroplonego gazu w wymiarze lokalnym, zarówno drogą morską jak i lądową.

Polityka klimatyczna UE i zaostrzające się normy środowiskowe sprzyjają szerszemu wykorzystaniu gazu i stymulują rozwój rynku LNG małej skali.

dową. Wprowadzenie dodatkowych usług do swojej „oferty” terminalu może zwiększyć stopień jego wykorzystania i atrakcyjności w regionie. Najpopular-



**Tabela 1.**  
**Rodzaj usług świadczonych przez terminale importowe zlokalizowane w regionie Morza Bałtyckiego i Północnego oraz najbliższej okolicy**

Terminal \ Usługa	Bunkrowanie statków	Załadunek autocystern	Załadunek statków	Przeładunek statek–statek
Zeebrugge	X	X	X	X
Gate Terminal	X	X	X	X
Kłajpeda	planowane	planowane	X	
Dunkerque LNG	planowane	planowane	X	
Kartagina	planowane	X	X	X
Huelva	planowane	X	X	
Montoir de Bretagne	X	X	X	X
Isle od Graine	planowane	X	X	X

Źródło: Opracowanie PwC na podstawie Gas LNG Europe, dane na maj 2015 r.

niejsze usługi dodatkowe oferowane przez terminale to bunkrowanie statków, załadunek mniejszych statków oraz załadunek cystern kolejowych i samochodowych, m.in. na potrzeby wykorzystania LNG jako paliwa w transporcie lądowym.

Obecnie wszystkie wymienione powyżej usługi są świadczone jedynie przez 3 europejskie terminale: francuski Montoir de Bretagne, belgijski Zeebrugge i holenderski Gate Terminal. Najmniej powszechną i dostępną usługą jest w dalszym ciągu bunkrowanie statków, jednak według dostępnych danych większość terminali planuje uruchomić taką możliwość w najbliższych latach.

Polski terminal w momencie uruchomienia będzie wyposażony w dwa stanowiska umożliwiające przeładunek skroplonego gazu na cysterny samochodowe o rocznej zdolności na poziomie 95 000 ton LNG, czyli około 130 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Obecnie ze strony spółki Polskie LNG nie zapadły jeszcze finalne decyzje o rozbudowie mocy przeładunku na cysterny, ani

też świadczeniu innych usług, takich jak przeładunek na mniejsze statki czy bunkrowanie. Niemniej jednak wyniki badań rynku przeprowadzonych na przełomie 2012 i 2013 r. przez Polskie LNG, w zakresie zapotrzebowania na rozbudowę terminalu i świadczenia dodatkowych usług, wskazują na zasadność poszerzenia jego oferty.

## LNG poprawi stan środowiska naturalnego

Rozwój infrastruktury umożliwiającej świadczenie usług LNG małej skali i wzmożone zainteresowanie LNG jako paliwem jest bezpośrednio związane z zastrzeżeniem norm środowiskowych.

Europejska polityka energetyczna tworzy obecnie impulsy do rozwoju nowych zastosowań gazu ziem-



nego – najbardziej ekologicznego paliwa kopalnego, np. w postaci systemu handlu emisjami. Rozwój energetyki gazowej – najmniej emisyjnej wśród konwencjonalnych metod pozyskiwania energii elektrycznej, wprawdzie został zahamowany w ostatnich latach w Polsce przede wszystkim z uwagi na wysoką cenę tego paliwa, jednak stopniowo realizowane są kolejne inwestycje. Pod koniec roku mają zostać uruchomione nowe bloki gazowe we Włocławku i Stalowej Woli. Zużycie gazu ze strony energetyki powinno wzrosnąć w kolejnych latach, stanowiąc źródło popytu dla dodatkowych wolumenów sprowadzanych do Polski w formie LNG.

Jakkolwiek zastosowanie LNG w instalacjach energetycznych dużej mocy wydaje się mało prawdopodobne z uwagi na względy logistyczne (konieczność transportu drogą lądową i magazynowania dużego wolumenu gazu przy instalacji) oraz cenowe, LNG zastosowane może być w kogeneracji małej i mikro skali, zapewniając ciepło i energię elektryczną dla małych zakładów przemysłowych lub lokalnych społeczności. Atrakcyjność instalacji zależna będzie zarówno od ceny dostarczanego LNG, jak i zasad wsparcia dla tego typu instalacji. LNG może znaleźć zastosowanie również w instalacjach kotłowych palników rozpałkowych, zastępując obecnie wykorzystywane oleje opałowe. Pierwsza taka instalacja w Polsce zastosowana została w EC Miechowice, zmniejszając emisję CO<sub>2</sub> do atmosfery.

Zaostrzające się europejskie normy środowiskowe wpływają jednak nie tylko na sektor energii elektrycznej, ale również energii w transporcie. Znowelizowana Dyrektywa Siarkowa wprowadziła regulacje Międzynarodowej Organizacji Morskiej, 10-krotnie zaostrzające od 2015 r. na obszarze SECA (obejmującym m.in. Morze Bałtyckie) normy zawartości siarki w paliwie, a limity emisji tlenków azotu 4-krotnie. Zastosowanie LNG zamiast ciężkiego oleju opałowego jako paliwa bunkrowego umożliwia ich spełnienie. Potencjał skroplonego gazu związany jest z ograniczeniem emisji cząstek stałych i tlenków siarki o prawie 100%, tlenków azotu o 85% i tlenków węgla o około 20–25% w porównaniu do obecnie używanych paliw.

Warto zwrócić uwagę, że zasięg wspomnianych ograniczeń związany jest ze szczeblem regionalnym, jednak zgodnie z regulacjami MARPOL, maksymalny poziom zawartości siarki w paliwach żeglugowych będzie redukowany z 3,5% do 0,5% od 1 stycznia 2020 r. na poziomie globalnym. Oznacza to, że spodziewane w nadchodzących latach limity zanieczyszczeń w paliwach żeglugowych będą obowiązywać statki pływające po wszystkich wodach, a tym samym będzie to kolejny, jeszcze silniejszy bodziec rozwoju dla rynku LNG.



## Usługi bunkrowania

Jak dotąd wykorzystanie LNG ograniczała niewielka liczba punktów bunkrowania. Przykładowo na Bałtyku takie punkty funkcjonują jedynie w trzech portach. Plany uruchomienia usługi bunkrowania statków skroplonym gazem ziemnym przedstawiają obecnie największe porty Europy północnej. Warto wskazać, że zgodnie z wymogami UE (Dyrektywa 2014/94/UE w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych) najpóźniej do końca 2025 r. mają one zostać wprowadzone we wszystkich portach Morza Bałtyckiego objętych siecią bazową TEN-T.

Zarówno dostępność paliwa LNG, jak i infrastruktury do bunkrowania ma bezpośrednie przełożenie na powiększanie się floty statków zasilanych skroplonym gazem ziemnym. Do niedawna infrastruktura do bunkrowania LNG występowała wyłącznie w Norwegii. W ostatnich latach również w innych krajach rozpoczęto podejmowanie inwestycji prowadzących do stworzenia możliwości tankowania statków gazem w postaci skroplonej. Obecnie plany udostępnienia usługi bunkrowania statków mają największe porty północnej Europy, m.in. Antwerpia, Rotterdam, Amsterdam, Brunsbittel, Dunkierka, Ghent, Hamburg, Vlissingen oraz Zeebrugge.

W odpowiedzi na wejście w życie regulacji dotyczących emisji zanieczyszczeń przez statki, przewiduje się większe zapotrzebowanie na LNG i dynamiczny

rozwój rynku. Do tej pory usługi tankowania na polskim wybrzeżu były sporadyczne i odbywały się na zasadzie pojedynczych zleceń, a LNG był importowany autocysternami m.in. z Rotterdamu i Zeebrugge. Terminal LNG w Świnoujściu mógłby zapewnić dużo szybszą, bardziej elastyczną i mniej kosztowną dostawę skroplonego gazu do polskich portów świadczących usługę bunkrowania. Terminal może również stanowić punkt zaopatrzenia dla stacji regazyfikacyjnych w regionie. Jako duża instalacja, terminal może docelowo stać się głównym punktem przeładunkowym LNG dla bunkrowania na obszarze Morza Bałtyckiego.

Większość powstających i planowanych instalacji LNG w obszarze Morza Bałtyckiego klasyfikuje się jako terminale małej skali, które z powodu ograniczonych mocy i pojemności zbiorników nie podpisują kontraktów z dużymi dostawcami skroplonego gazu. Dostawy do mniejszych instalacji realizowane są najczęściej przez huby przeładunkowe – duże terminale LNG. Polski terminal, z uwagi na możliwość obsługi dużych gazowców, wielkość zbiorników oraz dogodną lokalizację może więc stać się punktem przeładunku LNG nie tylko dla stacji bunkrowania, ale również dla wielu instalacji średniej i małej skali w regionie. Pozwoliłoby to na zagospodarowanie części popytu na bunkrowanie w akwenie Morza Bałtyckiego oraz popytu na LNG z państw bałtyckich. W pierwszej kolejności jednak potrzebne byłoby umożliwienie załadunku małych statków w terminalu w Świnoujściu.



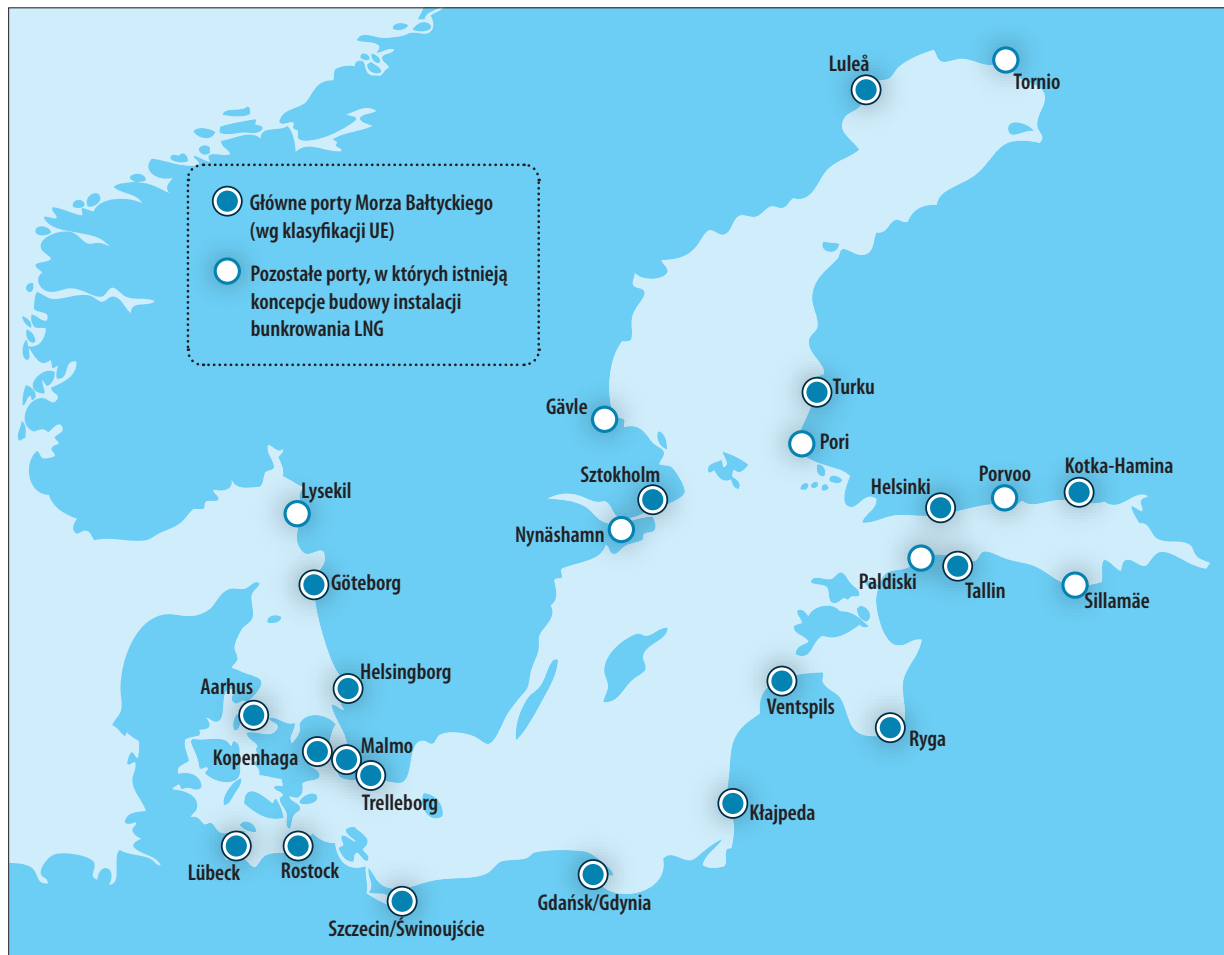
## LNG w transporcie drogowym...

Mniejszą, ale również istotną rolę LNG może odegrać jako paliwo w transporcie drogowym – wykorzystywane w pojazdach ciężkich dalekiego zasięgu lub autobusach. Zgodnie z Rozporządzeniami Komisji Europejskiej wydanymi w 2007 i 2009 r. oraz Pakietem „Czysta energia dla transportu”, kraje europejskie muszą dążyć do ograniczenia emisji zanieczyszczeń w transporcie drogowym oraz zmniejszenia zależności transportu od ropy naftowej poprzez wykorzystanie paliw alternatywnych, w tym LNG.

Wdrożenie technologii opartych na LNG rozważane jest przez przewoźników korzystających z ciężkich pojazdów oraz podmioty odpowiedzialne za komunikację miejską. Ze względu na swoje właściwości, LNG jako paliwo napędowe może być wykorzystywane przede wszystkim w pojazdach ciężkich o dużym rocznym przebiegu. Dotychczas jedynym w Europie producentem autobusów napędzanych LNG była polska firma Solbus, która w kwietniu tego roku ogłosi-

ła bankructwo. Wyprodukowane pojazdy tego typu poruszają się obecnie tylko po ulicach dwóch miast – Olsztyna oraz Warszawy. Warto również wspomnieć, że LNG jest stosowane jako paliwo w ciężarówkach typu *dual fuel*, głównie na terenie USA i Australii.

Za główną przeszkodę dla popularyzacji LNG jako paliwa dla pojazdów uznaje się brak infrastruktury do tankowania. Autobusy wykorzystywane w transporcie miejskim pokonują rocznie znaczne odległości (ok. 100 000 km) ale poruszają się po ograniczonym obszarze, wobec czego relatywnie prostsze jest zapewnienie im dostępu do infrastruktury pozwalającej na regularne tankowanie. W Polsce punkty tankowania znajdują się we wspomnianych wcześniej Warszawie i Olsztynie, służąc właśnie zasilaniu floty autobusów miejskich. Dla upowszechnienia wykorzystania LNG jako paliwa dla pojazdów ciężkich niezbędne jest powstanie sieci stacji tankowania wzdłuż głównych szlaków komunikacyjnych. Ich liczba do 2025 r. powinna, zgodnie z postulatami UE, wzrosnąć kilkukrotnie, zapewniając by zlokalizowane one były względem



Rys. 4. Mapa portów LNG zlokalizowanych w obszarze Morza Bałtyckiego umożliwiających lub planujących świadczyć usługę bunkrowania statków. Źródło: Opracowanie własne PwC na podstawie „LNG in Baltic Seaports”

siebie w odległości maksymalnie 400 km wzdłuż sieci TEN-T (głównie dróg szybkiego ruchu i autostrad). Należy się spodziewać, że rozbudowa sieci dystrybucyjnej LNG stworzy warunki dla stopniowego wprowadzania na rynek pojazdów przystosowanych do napędzania skroplonym gazem w Europie, w tym i w Polsce.

### ... oraz w sieci dystrybucyjnej

Obecnie w Polsce LNG wykorzystywane jest przede wszystkim do zasilania lokalnych sieci dystrybucyjnych oraz instalacji przy zakładach przemysłowych. Budowa małych stacji regazyfikacji LNG umożliwia rozwój lokalnych sieci dystrybucyjnych i pregazyfikację obszarów niepołączonych z krajową siecią gazowniczą. Gazyfikacja miejscowości w oparciu o LNG, zwłaszcza na obszarze północno-wschodniej Polski, może być traktowana jako alternatywa dla gazyfikacji sieciowej w przypadku lokalnych sieci dystrybucyjnych niepołączonych z krajowym systemem gazowniczym.

LNG dostarczane jest do małych stacji i instalacji z wykorzystaniem cystern samochodowych, co pozwala na zaopatrzenie dowolnego obszaru kraju i zapewnia dużą elastyczność. Dotychczas dostawy LNG w Polsce realizowane były z Obwodu Kaliningradzkiego, odazotowni PGNiG oraz terminali zachodnioeuropejskich. U uruchomienie terminalu

LNG może być wykorzystane do wstępnej gazyfikacji obszarów odciętych do tej pory od dostępu do krajowego systemu gazowego.

w Świnoujściu oznaczać będzie pojawienie się nowego źródła dostaw LNG, co przy założeniu atrakcyjności cenowej surowca, może stać się impulsem dla powstawania kolejnych małych instalacji LNG na terenie kraju i gazyfikacji w oparciu o gaz skroplony.

LNG może być wykorzystywany zarówno przez odbiorców indywidualnych, jaki i przemysłowych. Odbiorcy indywidualni wykorzystują zregazyfikowane LNG z lokalnych sieci dystrybucyjnych. Wyróżnić tu można miejscowości zamieniające propan-butan-powietrze na LNG, takie jak np. Pisz, Ełk, Suwałki i Olecko, oraz te, w których infrastruktura gazowa budowana jest od podstaw (Jastarnia, Hel). Wśród odbiorców przemysłowych wyróżnić można przedsię-



biorstwa z własnymi stacjami regazyfikacyjnymi oraz te przyłączone do małych sieci dystrybucyjnych. LNG może znajdować zastosowanie nie tylko dla celów grzewczych oraz opałowych, ale może być wykorzystywane również w procesach technologicznych.

Ograniczeniami dla rozwoju rynku LNG w Polsce może być jego cena oraz brak infrastruktury umożliwiającej jego redystrybucję.

Na dynamikę rozwoju wykorzystania LNG dla tych celów może wpływać szereg czynników, w tym atrakcyjność cenowa paliw alternatywnych oraz rosnące znaczenie aspektów ekologicznych. LNG ze względu na stosunkowo niski poziom emisyjności może zastępować inne paliwa – np. oleje

opałowe, czy gaz propan-butan. Od kilku lat obserwuje się w Polsce spadek zużycia olejów opałowych. Na poziomie samorządów wprowadzane są różne programy mające na celu ograniczenie emisji zanieczyszczeń. Przykładem może być program KAWKA, który umożliwi uzyskanie przez samorządy dofinansowania na rzecz ograniczenia poziomu zanieczyszczeń w powietrzu poprzez modernizację obecnej infrastruktury. Również ze względu na wysoki poziom cen olejów opałowych część odbiorców rezygnuje z nich na rzecz tańszego gazu ziemnego lub węgla. Alternatywą dla olejów opałowych na obszarach niezgazyfikowanych może być właśnie LNG, dzięki któremu możliwe jest dostarczenie gazu ziemnego do odbiorców bez konieczności dokonywania istotnych inwestycji w rozbudowę sieci przesyłowej.

Ze względu na niski stopień gazyfikacji najbardziej perspektywiczny jest obszar północno-wschodniej Polski. Tam popyt na LNG może zostać znacząco zredukowany poprzez rozbudowę sieci przesyłowej, co może mieć miejsce w przypadku realizacji projek-



Rys. 5. Strefy w Polsce pozbawione dostępu do sieciowego gazu ziemnego. Źródło: Opracowanie własne PwC

tu budowy interkonektora łączącego polski i litewski system przesyłu gazu. Obok tego obszaru na mapie polskiej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej pozostają wciąż jeszcze istotne białe plamy (wskazać tu można chociażby województwa łódzkie i świętokrzyskie, czy też obszar pomiędzy województwami pomorskim i kujawsko-pomorskim), pozostawiając wiele miejsca dla rozwoju rynku LNG.

## Cena LNG

Rozwój wykorzystania LNG w Polsce w wymienionych obszarach może jednak ograniczać cenę tego paliwa. Nie jest wprawdzie przesądzone, że będzie ona wyższa od ceny gazu rosyjskiego, obecnie dominującego w strukturze zużycia. Niemniej jednak konieczność poniesienia dodatkowo kosztów skroplenia i regazyfikacji LNG podniesie cenę tego surowca dla odbiorcy, co może czynić go niekonkurencyjnym wobec gazu rosyjskiego i zniechęcać do zawierania kolejnych kontraktów na jego dostawy. Ostatecznie jednak koszt zależy od ceny wyjściowej u źródła, która, kształtując się na odpowiednio niskim poziomie może zniwelować negatywny wpływ kosztów skroplenia na ostateczną cenę LNG. Oferta eksporterów gazu skroplonego jest stosunkowo szeroka, co dodatkowo wprowadza walor w postaci możliwości negocjacji kontraktów długo- i krótkoterminowych. Co więcej, producentów LNG wciąż przybywa – niedługo dołączy do nich Australia oraz Stany Zjednoczone, które od dłuższego czasu przymierzają się do skraplania gazu ziemnego pozyskiwanego z pokładów łupków i przeznaczania go na eksport.

Należy mieć na uwadze, że nawet jeśli cena LNG okaże się atrakcyjna, wykorzystanie tego paliwa może napotkać inne przeszkody. Do końca 2022 roku do Polski dostarczany będzie gaz rosyjski, zapewne w ilości nie mniejszej niż wolumen wynikający z klauzuli *take or pay*. Jeśli prognozy wzrostu popytu na gaz w najbliższych latach się nie sprawdzą, na polskim rynku może pojawić się nadpodaż tego surowca, pozbawiająca uzasadnienia dla zawierania nowych kontraktów na dostawy LNG. Rozwiązaniem w takiej sytuacji może okazać się reeksport. Po pierwsze jednak, zgodnie z dosłownym brzmieniem przepisów, przywóz gazu ziemnego (w tym LNG) do Polski w celu dalszej odsprzedaży tworzy obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych tego paliwa, generujący dodatkowe koszty. Po drugie, inwestycje w potencjalne terminale satelickie w basenie Morza Bałtyckiego są obecnie we wczesnej fazie rozwoju i ostateczne decyzje w sprawie ich realizacji jeszcze nie zapadły.



Dodatkowo redystrybucja LNG z terminalu w formie skroplonej i rozwój rynku LNG małej skali w Polsce możliwe będą po uruchomieniu dodatkowych funkcjonalności terminalu – w pierwszej kolejności umożliwieniu bunkrowania małych statków i zwiększeniu mocy instalacji załadunku cystern samochodowych. Jednocześnie wykorzystanie LNG w transporcie wymaga powstania infrastruktury do jego tankowania i bunkrowania wzdłuż głównych szlaków komunikacyjnych, co stymulować będą regulacje unijne.

Wskazane bariery mogą w przyszłości jedynie ograniczać tempo rozwoju wykorzystania LNG dostarczanego do Świnoujścia, z pewnością nie będą jednak w stanie go zahamować.

*Anna Kowalewska, Menedżer,  
Zespół Chemia, Nafta, Gaz, PwC  
Karolina Warowny, Konsultant,  
Zespół Chemia, Nafta, Gaz, PwC*



**Zmiany na światowym rynku LNG w kontekście zakupów gazu skroplonego do Polski**

# Nie tylko Katar...

**JACEK CIBORSKI, MACIEJ SZUMIELUK**

Uruchomienie terminalu w Świnoujściu zbiega się z początkiem intensywnych zmian na światowym rynku LNG. Po czterech latach względnego zastoju, po stronie podażowej nadchodzi prawdziwa rewolucja. Nowe instalacje eksportowe, w szczególności terminale budowane w Stanach Zjednoczonych i Australii, przemodelują globalny rynek – zwiększy się dostępność surowca i uelastyczną się warunki jego zakupu. Stwarza to dla Polski szansę nie tylko poprawy bezpieczeństwa energetycznego, ale także zapewnienia tańszych dostaw.

**B**udowa terminalu do odbioru skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu dobiega końca. Uruchomienie instalacji regazyfikacyjnej oraz przyjęcie pierwszego ładunku LNG rozpoczną nową epokę w polskim sektorze gazowym. Krajowi odbiorcy błękitnego paliwa, choć już teraz zaopatrywani z różnych kierunków, dotąd pozostawali uzależnieni od surowca pochodzącego w głównej mierze z jednego źródła. Wpływ tak funkcjonującej dywersyfikacji dostaw na realny poziom bezpieczeństwa energetycznego był jednak ograniczony.

Obecni eksporterzy LNG koncentrują swoją działalność na zaopatrywaniu rynku azjatyckiego.

Krajowe wydobycie gazu ziemnego utrzymujące się w ostatnich latach na stabilnym poziomie około 4,5 mld m<sup>3</sup> pozwala na zaspokojenie niemal 1/3 krajowego popytu na ten surowiec. Dodatkowo, połączenia międzysystemowe z Niemcami i Czechami oraz

rewers na gazociągu jamalskim umożliwiają zróżnicowanie kierunków dostaw. Uruchomienie terminalu o zdolności regazyfikacyjnej wynoszącej 5 mld m<sup>3</sup> zwiększy potencjał zaopatrzenia systemu w surowiec pochodzący z alternatywnych źródeł. Możliwość pokrycia tak znaczącej części konsumpcji poprzez import z dowolnego miejsca, jaką daje terminal, z dnia na dzień zwiększy pewność dostaw oraz ograniczy możliwość wywierania presji przez największego dostawcę, skonfliktowanego z kluczowym państwem tranzytowym.

Nie bez znaczenia pozostaje również aspekt handlowy wynikający z uruchomienia terminalu LNG w Świnoujściu. Choć zdolności regazyfikacyjne instalacji są już w 60% zakontraktowane przez PGNiG, wciąż możliwe jest wykorzystanie dodatkowych 2 mld m<sup>3</sup> rocznie przez podmioty konkurencyjne. To właśnie wykorzystanie niezakontraktowanych mocy przez innych graczy może stać się impulsem do rozwoju krajowego rynku gazu ziemnego.

Terminal w Świnoujściu w połączeniu ze zmianami zachodzącymi na światowym rynku LNG, otworzy krajowy rynek gazu na całkowicie nowych dostawców. Już dziś wiemy, że jednym z nich będzie Katar – największy eksporter gazu skroplonego na świecie. Lista producentów LNG jest jednak o wiele dłuższa, a projekty finalizowane w ciągu najbliższych lat całkowicie

przemodelują czołówkę największych eksporterów, rozszerzając tym samym grono potencjalnych źródeł zaopatrzenia Polski w skroplony gaz ziemny.

Wraz ze wzrostem liczby graczy poprawi się płynność rynku LNG, która wymusi na dostawcach bardziej liberalne podejście do warunków dostaw oraz formuł kontraktowych. W wyniku prowadzonego arbitrażu, ceny gazu ziemnego na świecie będą podlegały stopniowej konwergencji. W długiej perspektywie, Polska, która płaci jedną z najwyższych stawek za importowany z Rosji gaz ziemny, może więc tylko zyskać.

## Światowy handel LNG

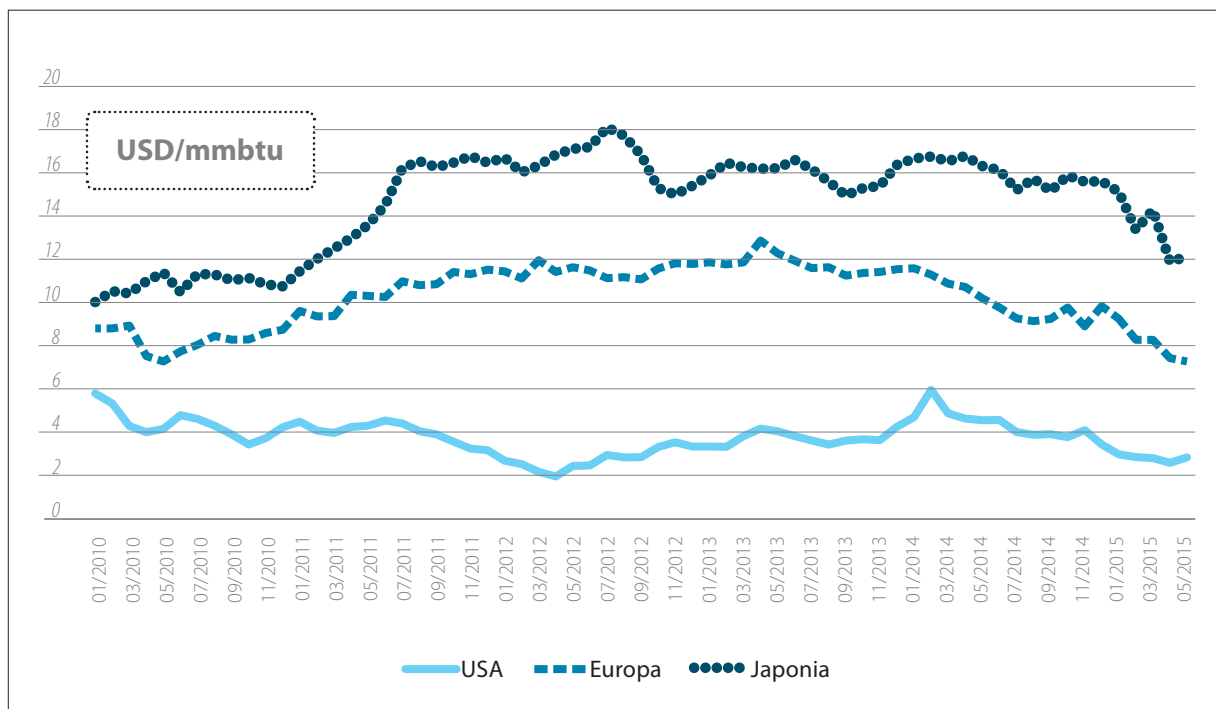
W 2014 r. światowy rynek LNG szacowany był przez International Gas Union (IGU) na 241 mln ton, czyli około 330 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Całkowita zdolność regazyfikacyjna terminali na świecie wyniosła na koniec 2014 r. 724 mln ton, czyli o 31 mln ton więcej niż rok wcześniej. Największy przyrost zanotowały kraje już wcześniej importujące znaczące wolumeny LNG: Japonia, Korea Południowa i Chiny. W naszym regionie, nowa instalacja do odbioru gazu skroplonego została uruchomiona na Litwie.

Mimo że nowe instalacje regazyfikacyjne powstają również w Europie, jej udział w globalnym handlu LNG spadł w ciągu ostatnich trzech lat o 6 pkt. proc. do poziomu 14%. Systematycznie rośnie natomiast znaczenie odbiorców azjatyckich. W 2014 r. byli oni odpowiedzialni za 75% światowych zakupów. Największymi importerami gazu skroplonego na świecie są Japonia (89 mln ton) i Korea Południowa (38 mln ton), całkowicie uzależnione od dostaw surowca drogą morską.

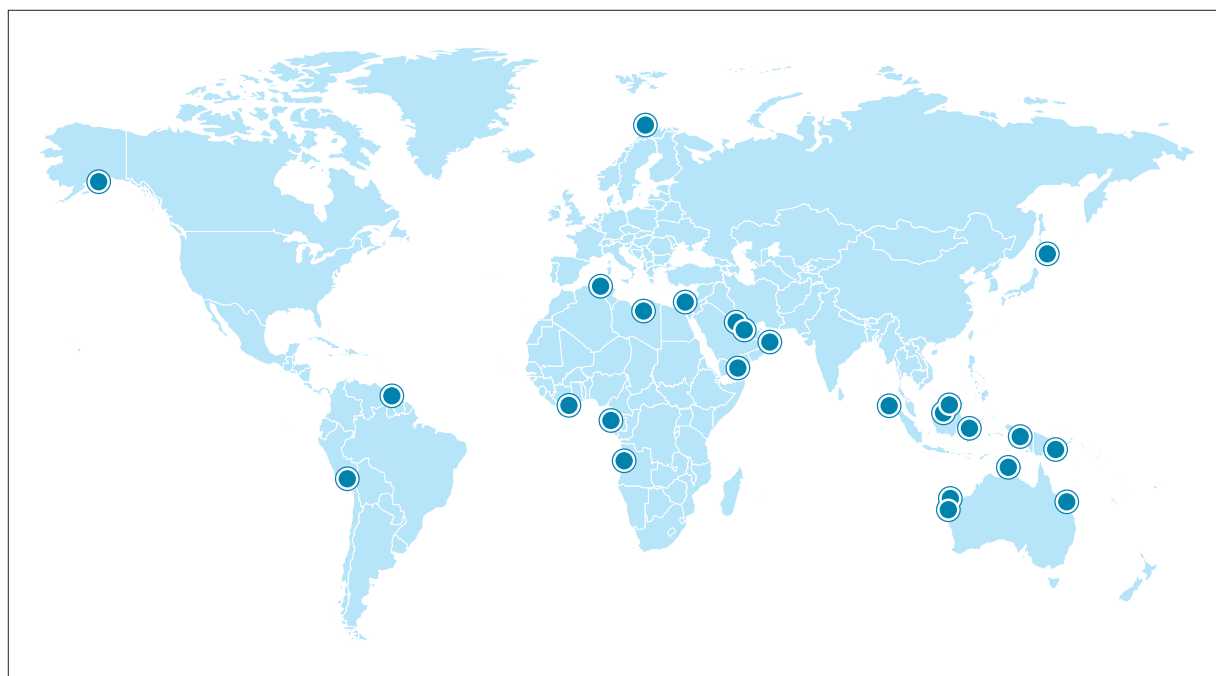
Brak znaczących, własnych zasobów oraz alternatywy w stosunku do zakupów realizowanych drogą morską wywindowały ceny gazu ziemnego w Azji do poziomu znacznie przekraczającego ceny płacone w innych regionach na świecie. W rezultacie, szereg terminali eksportowych zbudowano z myślą o eksporcie wyłącznie na rynek azjatycki. Dodatkowo, sprzyjała temu mniejsza odległość pomiędzy producentami z Azji i Pacyfiku a kluczowymi odbiorcami takimi jak Japonia, Korea Południowa, Chiny czy Tajwan.

W 2014 r. na świecie funkcjonowało 19 państw-eksporterów LNG. Łączne zdolności produkcyjne instalacji skraplających wyniosły 301 mln ton, czyli były o 10 mln ton większe niż w roku poprzednim. Historycznie, kluczowym obszarem zaopatrującym światowy rynek w LNG był region Azji i Pacyfiku. Intensywna





Rys. 1. Ceny gazu ziemnego na świecie. Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Banku Światowego

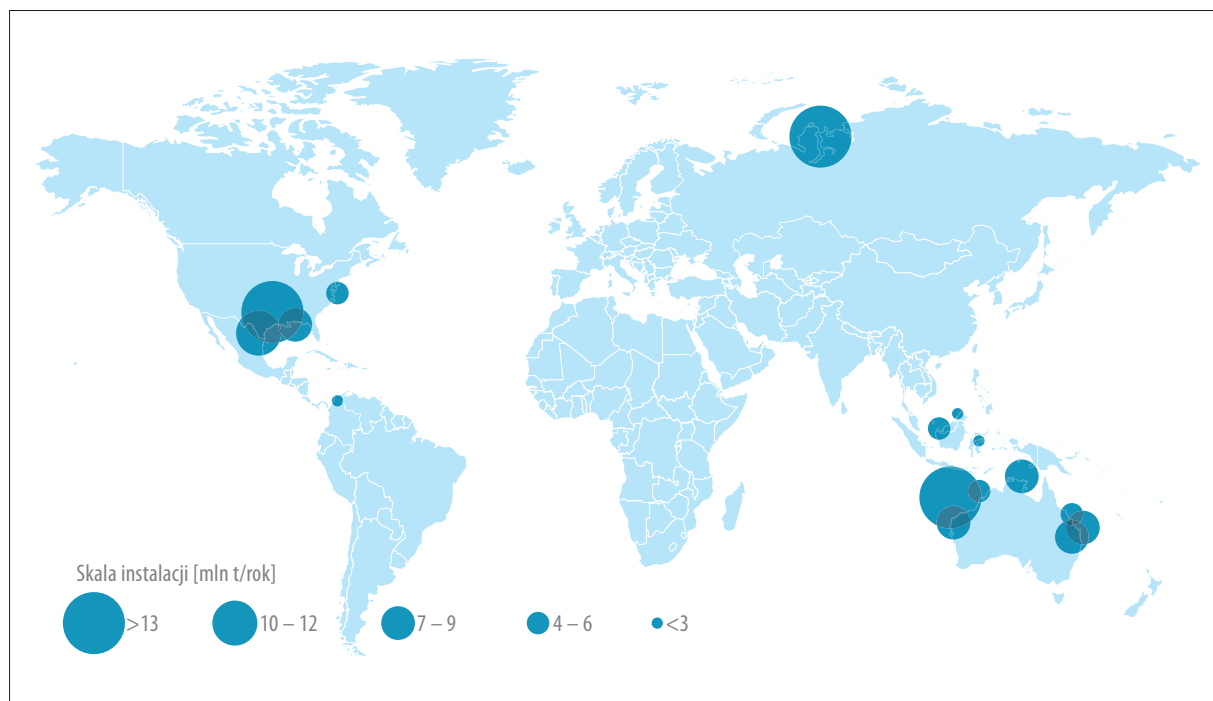


Rys. 2. Terminale do skraplania LNG. Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych International Gas Union

rozbudowa instalacji skraplających w Katarze zapoczątkowana pod koniec lat 90. ubiegłego stulecia doprowadziła do wzrostu znaczenia Bliskiego Wschodu.

Dzisiaj Katar jest największym dostawcą, kontrolującym 32% światowego rynku. Według szacun-

ków IGU, w 2014 roku wyeksportował on niemal 77 mln ton gazu skroplonego. Na podium wśród największych eksporterów znalazły się również Malezja (25,1 mln ton) i Australia – wschodząca potęga na globalnym rynku LNG (23,3 mln ton).



Rys. 3. Terminale do eksportu LNG w trakcie budowy. Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych International Gas Union

Zapowiedziane i realizowane obecnie inwestycje zaowocują jednak kolejnym przemodelowaniem rynku i pojawieniem się nowych ośrodków eksportu LNG na świecie.

Światowy rynek LNG jest obecnie rynkiem sprzedającego. Wysokie wykorzystanie mocy produkcyjnych w instalacjach skraplających (81%), przy jednocześnie niskim poziomie wykorzystania terminali regazyfikacyjnych (33%), wpływa na korzystną pozycję negocjacyjną dostawców. Dodatkowo, wysokie różnice pomiędzy cenami gazu w różnych regionach na świecie oraz szybko rosnące zapotrzebowanie na surowiec w Azji przyciągają na rynek nowych graczy dążących do realizacji renty geograficznej.

Według stanu na koniec 2014 r., na świecie zapowiedziano budowę nowych instalacji skraplających o całkowitej mocy 799 mln ton LNG. W samych tylko Stanach Zjednoczonych ma powstać ponad 50 projektów o całkowitych zdolnościach równych 314 mln ton. Choć nie wszystkie planowane inwestycje przejdą z fazy koncepcyjnej do etapu realizacji, to już dziś w budowie są instalacje o zdolnościach produkcyjnych na poziomie 128 mln ton, z czego 58 mln ton w Australii i 44 mln ton w Stanach Zjednoczonych.

Ukończenie samych tylko rozpoczętych projektów doprowadzi do zwiększenia zdolności eksportowych terminali LNG na świecie o 43% oraz istotnego rozszerzenia grona dostawców gazu skroplonego. Rosnąca konkurencja zwiększy dostępność surowca oraz

poprawi pozycję negocjacyjną odbiorców, takich jak Polska.

Biorąc pod uwagę, iż kontrakty długoterminowe na dostawy LNG zazwyczaj zawierane są już na etapie projektowania terminalu eksportowego, poszukiwanie potencjalnych źródeł dostaw na korzystnych warunkach w oparciu o kontrakt długoterminowy powinno odbywać się na relatywnie wczesnym etapie koncepcyjnym projektu.

Z drugiej strony niezakontrowane moce eksportowe, stanowiące relatywnie niewielką część całkowitych zdolności produkcyjnych instalacji skraplających, mogą stanowić bazę do realizacji niskowolumenowych

Po kilku latach zastoju światowy rynek LNG czeka prawdziwa rewolucja podażowa.

Wych kontraktów krótkoterminowych i spotowych. W 2014 r. umowy tego typu objęły 27% światowego handlu LNG. To właśnie ta kategoria zakupów będzie na początkowym etapie eksploatacji terminalu w Świnoujściu przedmiotem zainteresowania graczy na polskim rynku gazu.





Zmiany podażowe na światowym rynku LNG składają do ponownej analizy możliwych kierunków zaopatrzenia Polski w surowiec. Wśród potencjalnych dostawców, najbardziej atrakcyjne wydają się cztery podstawowe kierunki: Zatoka Perska, Stany Zjednoczone, Afryka oraz Australia.

## Australia pokona Katar

Głównym graczem na rynku LNG w Zatoce Perskiej jest Katar, posiadający terminale pozwalające na eksport 77 mln ton surowca rocznie. W 2014 r. sprzedawał on gaz skroplony głównie do Japonii, Korei Południowej i Indii. Udział Europy w całości katarskiego eksportu stanowił zaledwie 23%. Niemal wszystkie europejskie państwa posiadające terminale regazyfikacyjne – za wyjątkiem Litwy i Grecji – odbierały w 2014 r. gaz z Kataru.

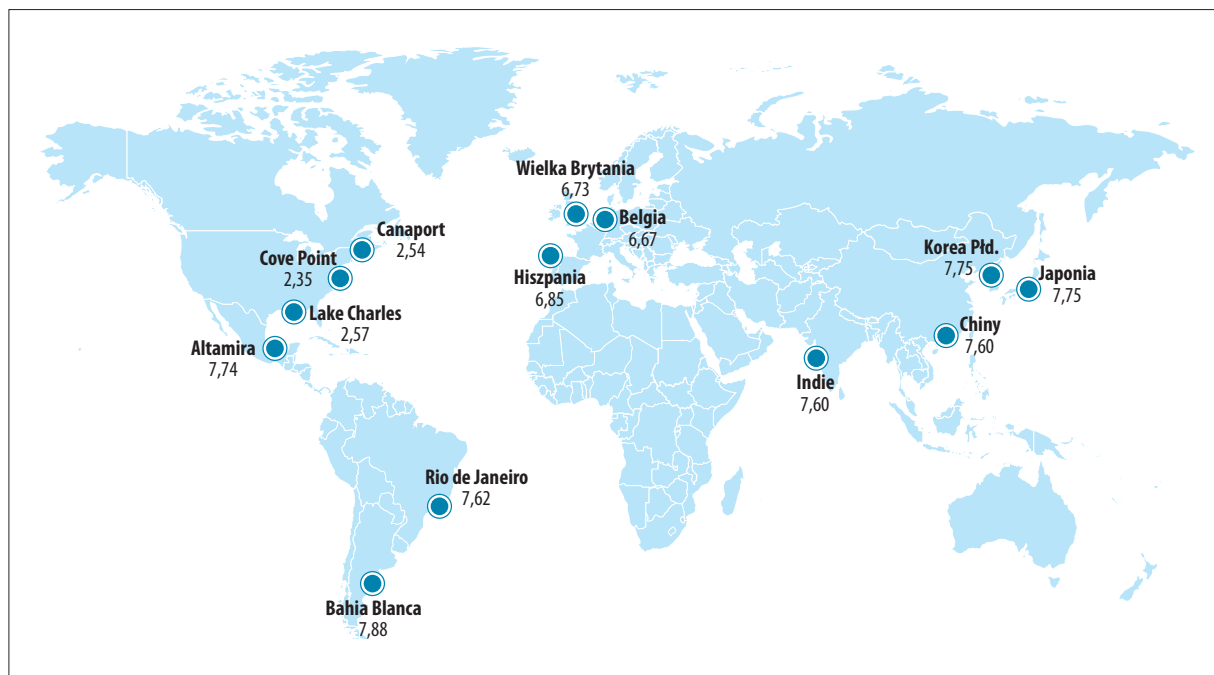
Zgodnie z umową zawartą na okres 20 lat pomiędzy PGNiG a Qatargas w 2009 roku, wraz z uruchomieniem terminalu LNG w Świnoujściu do Polski

Największym dostawcą LNG do Europy jest Katar, który w 2014 r. pokrył 53% całości importu.

rozpoczną się dostawy 1 mln ton gazu skroplonego rocznie. Kontrakt pomiędzy PGNiG a Qatargas – choć wielokrotnie krytykowany – był niezbędny w celu pozyskania środków finansowych na budowę samego terminalu w Świnoujściu. Był on gwarancją jego realnego wykorzystania. Dodatkowo, formuła kontraktowa przywiązana w całości do notowań ropy naftowej zyskała na atrakcyjności w następstwie gwałtownego spadku cen tego surowca pod koniec 2014 roku.

Innymi producentami w regionie są Oman (10,8 mln ton rocznie), Jemen (7,2 mln ton) oraz Zjednoczone Emiraty Arabskie (5,8 mln ton). Za wyjątkiem niewielkiego wolumenu sprzedanego w 2014 r. do Hiszpanii, nie dostarczali oni jednak LNG do Europy.

Żaden z eksporterów LNG w Zatoce Perskiej nie zapowiedział budowy nowych instalacji do skraplania gazu ziemnego w perspektywie 2020 r. Nie oznacza to jednak, że pozyskanie dodatkowych wolumenów gazu skroplonego z tego regionu będzie w najbliższych latach niemożliwe.



Rys. 4. Szacunkowe ceny odbioru LNG w czerwcu 2015 r. [USD/mmbtu]. Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Federal Energy Regulatory Commission, Waterborne Energy

W Australii realizowanych jest obecnie 7 projektów budowy instalacji do skraplania gazu ziemnego o całkowitych zdolnościach produkcyjnych na poziomie 57,6 mln ton rocznie. Trzy spośród wspomnianych terminali, o łącznej skali 25,3 mln ton, bazować będzie na metanie z pokładów węgla. Pomimo znaczącego przekroczenia budżetów inwestycyjnych w przypadku większości realizowanych projektów, nowe inwestycje mają zakończyć się do 2018 r. czyniąc z Australii największego eksportera LNG na świecie.

Aktualnie całość eksportu gazu skroplonego z Australii lokowana jest na rynkach Azji i Pacyfiku. Po ukoń-

Nowe australijskie terminale eksportowe będą wypychały z rynku azjatyckiego mniej konkurencyjnych dostawców.

czeniu obecnie budowanych terminali eksportowych, Australia posiadać będzie instalacje skraplające o łącznej mocy 86,2 mln ton LNG. Tak znaczący wolumen wpłynie z pewnością na pozycję konkurencyjną dostawców z innych, bardziej odległych od Azji regionów, w szczególności na producentów z Zatoki Perskiej.

Nowe terminale eksportowe w Australii mogą zainicjować zjawisko wypychania z rynku azjatyckiego mniej konkurencyjnych dostawców, w szczególności Katar, Jemen czy Oman, które to państwa w celu utrzymania wysokiego poziomu wykorzystania własnych instalacji, w większym stopniu zwrócą się w kierunku innych klientów. Wymusi to jednak większą elastyczność w zakresie formuł kontraktowych oraz warunków dostaw surowca.

Ograniczeniem pozostaje jednak chłonność rynków i możliwości regazyfikacyjne terminali wśród innych, atrakcyjnych cenowo odbiorców LNG zlokalizowanych np. w Ameryce Środkowej i Południowej. Walka o te rynki ulegnie dodatkowej intensyfikacji po uruchomieniu terminali eksportowych w Stanach Zjednoczonych.

## Gaz ziemny z USA

Pomimo spadku cen ropy naftowej do jakiego doszło w drugiej połowie 2014 r., a tym samym obniżenia atrakcyjności eksploatacji złóż niekonwencjonalnych, w szczególności zasobów bogatych w ropę i kondensat, poziom wydobycia gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych utrzymuje się na wysokim poziomie.

Intensywny wzrost wydobycia tego surowca ze złóż niekonwencjonalnych w Stanach Zjednoczonych

doprowadził do spadku jego cen na Henry Hub. Podczas szczytu spadków w kwietniu 2012 r. za 1000 m<sup>3</sup> gazu ziemnego płacono zaledwie 67 USD. W kolejnych miesiącach ceny wzrosły, jednak nawet pomimo tego były one w 2014 r. o 57% niższe od średnich cen w Europie i o 73% od średnich cen w Japonii.

Niskie ceny gazu na lokalnym rynku uczyniły eksport LNG do Stanów Zjednoczonych nieopłacalnym dla większości światowych dostawców. Producenci

zwoleń DoE. Pierwszym rodzajem jest zgoda na eksport LNG do państw, z którymi Stany Zjednoczone posiadają podpisaną umowę o wolnym handlu. Jej uzyskanie nie jest problemem, jednak obecnie jedynym istotnym odbiorcą LNG na świecie tworzącym strefę wolnego handlu z USA jest Korea Południowa.

Drugim rodzajem pozwolenia jest zgoda na eksport do państw, z którymi Stany Zjednoczone nie posiadają umowy o wolnym handlu. W tej puli znajduje



tacy jak Katar zostali więc zmuszeni do przekierowania gazu skroplonego do odbiorców europejskich.

Wysoki dyferencjał cenowy zachęcił natomiast lokalnych inwestorów do budowy nowych instalacji skraplających w Stanach Zjednoczonych. Z uwagi na ograniczenia regulacyjne, zakazujące swobodnego eksportu LNG z USA, rozpoczęcie handlu gazem skroplonym wymaga uzyskania szeregu pozwoleń.

Eksplatacja złóż niekonwencjonalnych obniżyła ceny gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych, zwiększając atrakcyjność eksportu.

Pierwszym i kluczowym pozwoleniem jest zgoda Departamentu ds. Energii (DoE). Jest ona wydawana dla każdego projektu osobno, po przeprowadzeniu szczegółowych analiz jego wpływu na rynek oraz konsultacjach z interesariuszami. Istnieją dwa typy po-

się również Polska. Rozmowy o podpisaniu wzajemnego porozumienia o wolnym handlu (TTIP) są obecnie prowadzone pomiędzy Stanami Zjednoczonymi a Unią Europejską, jednak zapowiadana data końca negocjacji wciąż wydaje się niepewna. Dotychczas przyznanych zostało 9 pozwoleń na swobodny eksport LNG umożliwiających sprzedaż około 80 mln ton gazu skroplonego. Na rozpatrzenie czeka kolejnych 30 wniosków.

Poza zgodą DoE, każdy projekt musi uzyskać również akceptację Federalnej Komisji Regulacji Energetyki (FERC). Przyznanie takiego pozwolenia warunkowane jest kwestiami technicznymi i środowiskowymi.

Według stanu na koniec 2014 r., spośród projektów, które otrzymały pozwolenie na swobodny eksport LNG do wszystkich państw oraz zgodę FERC, zaledwie 4 weszły w fazę budowy. Ukończenie najbardziej zaawansowanego projektu – terminalu Sabine Pass zaplanowano na 2015 r. Łączne moce budowanych obecnie instalacji wyniosą 44,1 mln ton. Poza powyższymi, w sferze koncepcyjnej pozostaje szereg innych projektów o całkowitej skali 269,6 mln ton.

Choć uruchomienie budowanych obecnie terminali do eksportu LNG z USA planowane jest na lata 2015–2020, to ich moce produkcyjne zostały już zkontraktowane w 80–90%. Pomimo lokalizacji terminali na wschodnim wybrzeżu Stanów Zjednoczonych, zkontraktowany surowiec trafi w przeważającym stopniu do Azji: głównie do Japonii i Korei Południowej.

Z terminali Sabine Pass oraz Cameron gaz skroplony popłynie także na Stary Kontynent. Zgodnie



z zawartymi umowami do Wielkiej Brytanii, Hiszpanii i Francji trafi około 9 mln ton LNG. Nie bez znaczenia pozostaje tu również typ formuł cenowych zaproponowanych przez dostawców. Przyszła cena gazu ziemnego będzie bowiem powiązana z notowaniami surowca na Henry Hub.

## Szansa dla Afryki

Kluczowymi producentami LNG w Afryce są Nigeria i Algieria, które to państwa w 2014 r. wyeksportowały odpowiednio 19,4 mln. oraz 12,8 mln ton gazu skroplonego. Niemal połowa powyższego wolumenu trafiła na rynek europejski, głównie do Hiszpanii, Francji i Turcji.

Z uwagi na niepokoje polityczno-społeczne jakie destabilizowały sytuację w Afryce Północnej w ostatnich latach, obszar ten postrzegany jest jako wyjątkowo ryzykowny, a co za tym idzie nie będący w stanie zagwarantować ciągłości dostaw. Dodatkowo przerwy i ograniczenia w eksploatacji instalacji skraplających, jakie wystąpiły w ostatnim czasie w Egipcie oraz

Angoli mogą wpłynąć na strukturę obowiązujących kontraktów eksportowych.

Choć cykliczne wstrzymywanie i ponowne uruchamianie instalacji nie pozwala na stabilną realizację długoterminowych umów, to umożliwia oportunistyczne wykorzystywanie okazji zakupowych – nabywanie pojedynczych ładunków LNG na rynku spotowym po okazjnych cenach. Sprzyja temu również relatywnie mała odległość do Europy i będące jej następstwem niższe koszty transportu.

## Zmiany na rynku LNG szansą dla polskich odbiorców

W ciągu najbliższych kilku lat światowy rynek LNG przejdzie wielką transformację. Na czołową pozycję wśród największych dostawców wysunie się Australia. Powstaną też pierwsze terminale umożliwiające eksport gazu ze złóż niekonwencjonalnych ze Stanów Zjednoczonych.

Powyższe zmiany nie pozostaną bez wpływu na całościowy obraz sektora gazowego. Intensyfikacja wymiany handlowej pomiędzy regionami przełoży się na szybszą konwergencję, mocno zróżnicowanych obecnie rynków. Wzrost wymiany handlowej oraz transakcji arbitrażowych doprowadzą do wyrównania cen gazu. Na powyższych zmianach w największym zakresie skorzystają odbiorcy płacący dziś za gaz najwięcej, czyli państwa zlokalizowane w Azji.

Światowy rynek gazu ziemnego stanowi system naczyń połączonych. Wzrost podaży w Australii czy nowe terminale eksportowe w Stanach Zjednoczonych nie pozostaną bez wpływu na obecnych dostawców, którzy aby utrzymać się na rynku będą zmuszeni do uelastycznienia swojej oferty bądź przekierowania dostaw na nowe rynki. W rezultacie, wzrosnąć może także konkurencyjność LNG w stosunku do gazu sieciowego dostarczanego dziś do Europy.

Rozwój rynku będzie miał znaczenie także dla Polski. Wzrost liczby dostawców, zwiększenie dostępnych mocy produkcyjnych, większa płynność rynku czy stopniowe odchodzenie od przywiązania ceny kontraktowej do notowań ropy naftowej mogą poprawić atrakcyjność LNG, a tym samym ułatwić dywersyfikację dostaw oraz budowę konkurencyjnego rynku gazu ziemnego.

*Jacek Ciborski, Wicedyrektor,  
Zespół Chemia, Nafta, Gaz, PwC  
Maciej Szumieluk, Starszy Konsultant,  
Zespół Chemia, Nafta, Gaz, PwC*



## LNG a gaz dostarczany z Rosji

# Czy może być taniej?

**MATEUSZ KONIECZNY, JOANNA BOROWSKA**

W chwili, gdy wraz z uruchomieniem terminalu w Świnoujściu rozpoczną się dostawy katarskiego LNG do Polski nasz kraj po raz pierwszy w historii uzyska bezpośredni dostęp do nowego źródła gazu ziemnego, alternatywnego wobec źródeł wschodnich. Wpływ terminalu na bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz dywersyfikację kierunków dostaw jest więc bezdyskusyjny. Równocześnie w najbliższych latach postępować będzie integracja polskiego systemu gazowego z systemem europejskim, tworząc dla polskich podmiotów dostęp do zakupów gazu w Europie na znacznie większą niż dotychczas skalę. Czy LNG, wymagające w swoim łańcuchu wartości poniesienia szeregu dodatkowych kosztów na skroplenie i transport, może pozytywnie wpłynąć na ceny gazu ziemnego w Polsce?

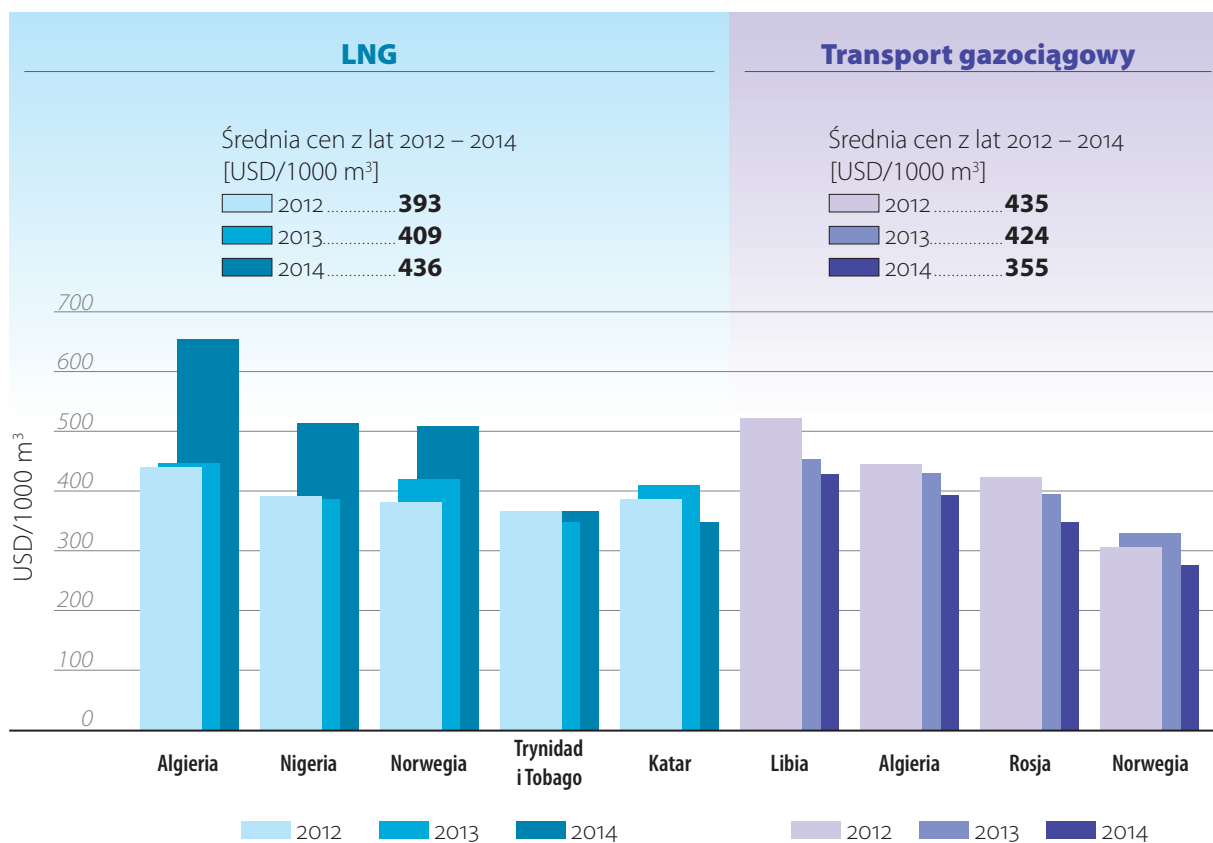
Z uwagi na lokalizację złóż gazu ziemnego w Europie jego wydobycie prowadzone jest na szeroką skalę właściwie jedynie na szelfie Morza Północnego – w Norwegii i Wielkiej Brytanii oraz w Holandii. Jego poziom nie jest jednak wystarczający, by zaspokoić zapotrzebowanie wszystkich krajów europejskich. W konsekwencji większość z nich uzależniona jest od importu gazu ziemnego z państw trzecich. Fundament dostaw stanowi paliwo pozyskiwane za pośrednictwem gazociągów dostarczających gaz przede wszystkim z Norwegii i Rosji, ale również z Algierii i Libii. Dodatkowo w Europie Zachodniej znaczna część dostaw odbywa się drogą morską w formie LNG pochodzącego z bardzo zróżnicowanych źródeł – Norwegii i Libii, ale także z innych kierunków, takich jak Nigeria, Trynidad i Tobago czy Katar.

## Ceny gazu ziemnego dostarczanego do Europy

Ceny gazu ziemnego różnią się w zależności od źródła jego pozyskania i sposobu dostawy. Analiza danych Eurostat za ostatnie lata wskazuje, że gaz spro-

wadzany za pomocą transportu rurociągowego z Rosji i Norwegii jest zwykle tańszy od gazu z kierunku południowego – w latach 2012–2014 średnie ceny gazu rosyjskiego i norweskiego były przynajmniej o kilkadziesiąt dolarów niższe niż algierskiego i libijskiego. Różnicę tę można łączyć z efektem skali – Europa każdego roku sprowadza z Rosji i Norwegii nawet po 90 mld m<sup>3</sup> gazu, podczas gdy z kierunku algierskiego i libijskiego łącznie nie więcej niż 30 mld m<sup>3</sup>. Głównymi odbiorcami gazu rurociągowego z Afryki Północnej są Włochy i Hiszpania – kraje, które charakteryzuje relatywnie niski poziom integracji z europejskim systemem gazowym.

W przypadku gazu skroplonego atrakcyjność cen poszczególnych dostawców charakteryzuje się zmiennością w czasie wykazując większe zróżnicowanie, sięgające niekiedy nawet 150 USD/1000 m<sup>3</sup>. Wynika to z faktu, że rynek LNG jest rynkiem światowym, kształtowanym przez czynniki globalne. W rezultacie – inaczej niż w przypadku gazu dostarczanego przy wykorzystaniu transportu rurociągowego – na cenę LNG w Europie mogą mieć istotny wpływ także zdarzenia zachodzące na drugim końcu globu. Podczas gdy w ostatnich latach w Europie ceny gazu ziemnego dostarczanego rurociągami stopniowo spadały z powodu popytu obniżonego przez kryzys gospodarczy i ro-



Rys. 1. Średnie ceny gazu ziemnego z poszczególnych kierunków w Europie w latach 2012–2014. Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Eurostat i Interfax

snącą efektywność (z 435 USD/1000 m<sup>3</sup> w 2012 r. do 355 USD/1000 m<sup>3</sup> w 2014 r.), ceny LNG dla odbiorców europejskich rosły (z 393 USD/1000 m<sup>3</sup> w 2012 r. do 436 USD/1000 m<sup>3</sup> w 2014 r.). W rezultacie gaz skroplony, dotychczas istotnie tańszy w Europie, w ubiegłym roku utracił swoją konkurencyjność cenową względem tzw. gazu sieciowego – można jednak podejrzewać, że nie jest to zjawisko trwałe. Pojawienie się na rynku globalnym dodatkowych wolumenów LNG, pochodzących z terminali skraplających w Australii czy USA, powinno wpłynąć na obniżenie jego ceny na świecie, a tym samym również w Europie.

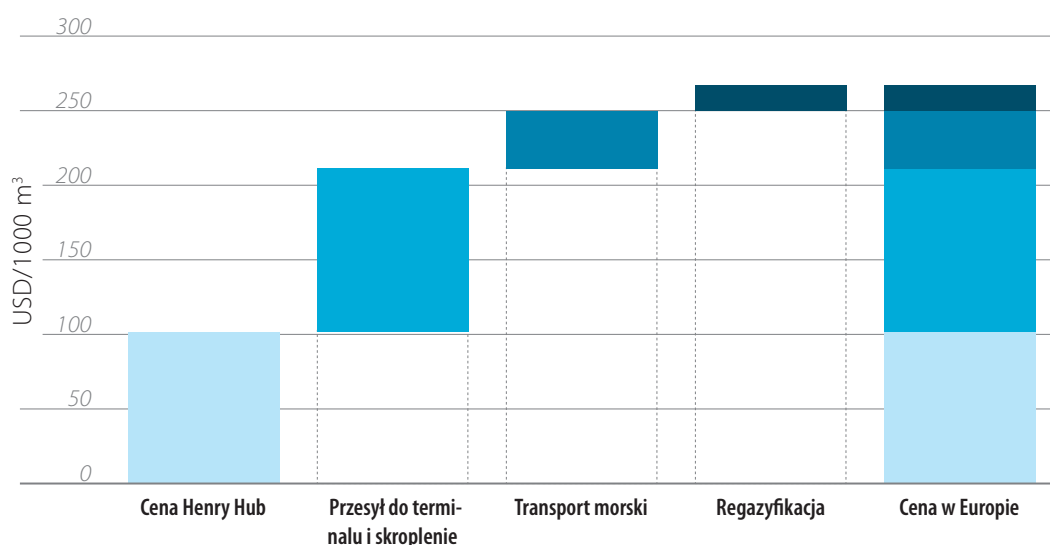
### Zróznicowane ceny gazu od jednego dostawcy – odległość od źródła i pozycja negocjacyjna odbiorcy

Ceny gazu pochodzącego z tego samego źródła w poszczególnych krajach-odbiorcach mogą znacząco odbiegać od siebie. Zjawisko to można tłumaczyć

wskazując na różnice odległości odbiorcy od źródła gazu, warunkujące wysokość kosztów transportu oraz pozycję odbiorcy względem dostawcy, będącą pochodną między innymi skali zużycia oraz posiadanych alternatywnych możliwości kontraktacji. Potwierdza to przypadek Szwecji, która położona jest dalej od źródeł LNG niż inne europejskie terminale (poza terminalem litewskim). Jednocześnie kraj ten posiada ograniczone możliwości importowe ze względu na pojedyncze połączenie z systemem duńskim, a w skali Europy jej rynek gazu jest niewielki. W efekcie, ceny LNG dla Szwecji są najwyższe w Europie i przekraczają 540 USD/1000 m<sup>3</sup>.

Niemniej kluczową determinantą ceny pozostaje pozycja negocjacyjna odbiorcy. Najlepszym przykładem wskazującym na tę prawidłowość jest różnicowanie cen przez Gazprom. Rosyjski koncern dostarcza gaz ziemny do państw Europy Środkowo-Wschodniej po cenach znacznie wyższych w porównaniu do cen dla krajów zachodnioeuropejskich. Dzieje się tak pomimo faktu, że z uwagi na większą odległość od źródła i wynikające z niej wyższe koszty transportu paliwa geograficzny rozkład cen powinien kształtować się

## Amerykańskie LNG w Europie?



Rys. 2. Potencjalna cena amerykańskiego LNG w Europie. Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych EIA oraz IEA World Energy Outlook 2012

Atrakcyjnym dostawcą LNG mogą się okazać Stany Zjednoczone. Kilka lat temu intensywny wzrost wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych doprowadził w USA do znacznych spadków cen „błękitnego paliwa”, które od tego czasu utrzymały się na relatywnie niskim poziomie – w 2014 r. ceny w Henry Hub były niemal o połowę niższe od średniej ceny w Europie.

Dodatkowo, mimo spadków cen ropy w drugiej połowie 2014 r., wydobycie gazu w USA zostało utrzymane na wysokim poziomie, w rezultacie czego jego cena jeszcze bardziej spadła. Można szacować, że przy obecnej cenie gazu w Henry Hub, po uwzględnieniu kosztów skro-

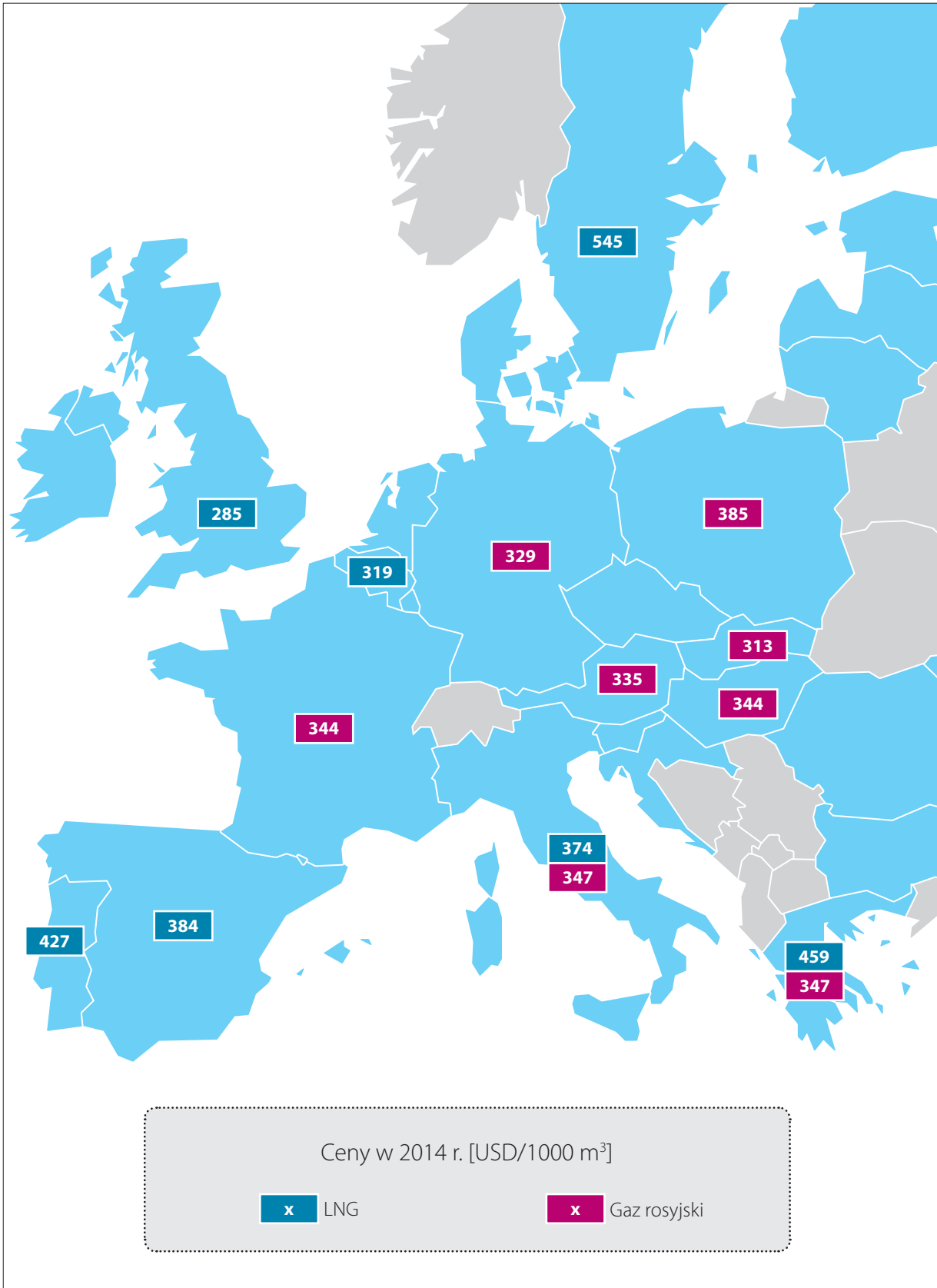
plenia, transportu i regazyfikacji amerykański LNG w Europie może kosztować nawet mniej niż 300 USD/1000 m<sup>3</sup>, co uczyniłoby go bardzo konkurencyjnym kierunkiem pozyskaniem gazu.

Dotychczas restrykcje eksportowe ograniczały możliwość pozyskiwania gazu z tego kierunku, jednak biorąc pod uwagę rozbudowujące się moce amerykańskich terminali eksportowych można oczekiwać, że nowe wolumeny LNG wkrótce pojawią się na rynku światowym wpływając na jego kształt oraz ceny LNG, a po podpisaniu umowy o wolnym handlu pomiędzy Stanami Zjednoczonymi a Unią Europejską staną się potencjalnie dostępne także dla Polski.

odwrotnie. Państwa Europy Zachodniej często nabywają od Gazpromu większe wolumeny gazu niż kraje regionu środkowowschodniego, a przede wszystkim ich źródła importu są znacznie lepiej zdywersyfikowane, co zmusza rosyjski koncern do konkurencyjnego poziomu cen. Jednocześnie dominująca pozycja i brak alternatywnych źródeł dostaw pozwala mu na narzucanie na rynkach wschodnioeuropejskich wygórowanych cen gazu.

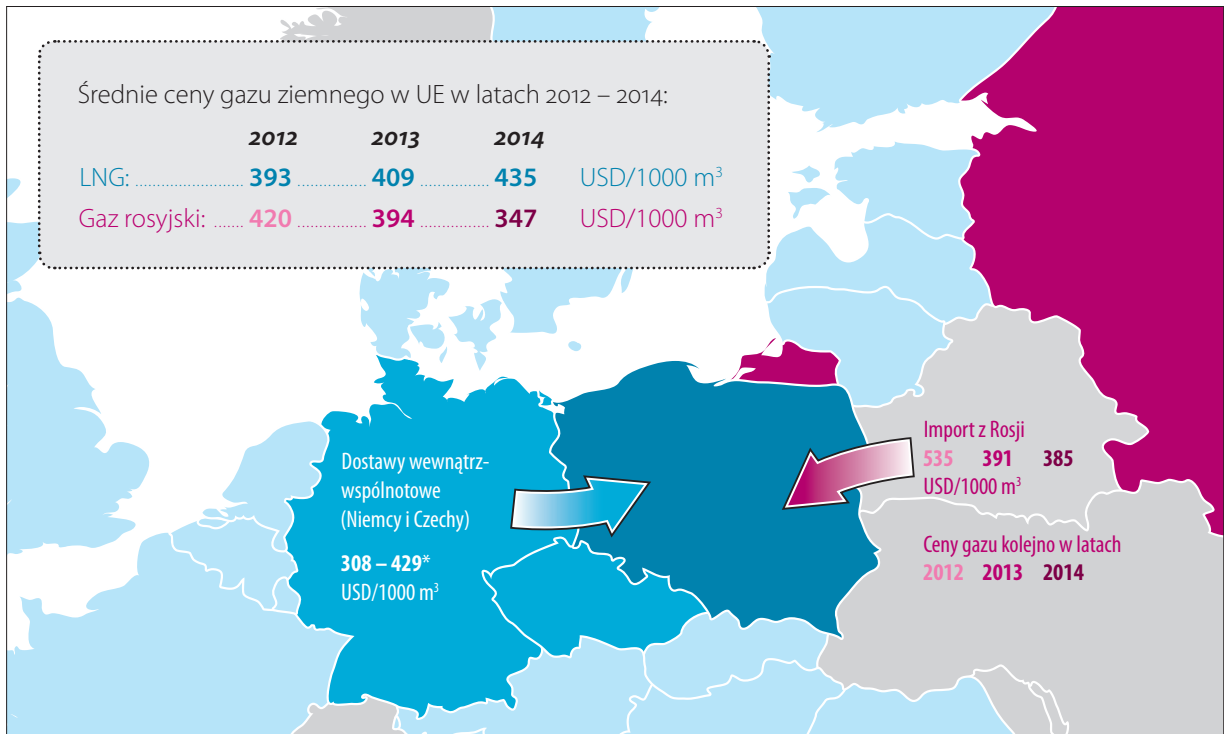
### Ceny rosyjskiego gazu w Polsce

Przykład Polski wpisuje się w powyższą dyskusję i potwierdza negatywny wpływ pozycji negocjacyjnej na ceny importowanego gazu. Choć jako kraj jesteśmy trzecim po Niemczech i Włoszech importem gazu rosyjskiego w Unii Europejskiej, jego ceny kształtują się dla nas na poziomie znacznie przekraczającym ten obserwowany dla krajów Europy Zachodniej. Pomimo iż oficjalne ceny dostaw gazu



Rys. 3. Średnie ceny LNG i gazu rosyjskiego w wybranych państwach UE w 2014 r.  
 Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Eurostat i Interfax





Rys. 4. Ceny gazu ziemnego dostarczanego do Polski na tle średnich cen europejskich w 2014 r. Źródło: Opracowanie PwC na podstawie danych Eurostat, Interfax i Urzędu Regulacji Energetyki

\* Z uwagi na brak możliwości podania średnioważonej ceny rocznej przedstawiono przedział wartości, w których zawierają się ceny dla poszczególnych kwartałów 2014 roku.

rosyjskiego nie są znane, to przytoczone przypuszczenie stanowi niejako pewien *consensus* medialny, gdzie dominującą opinią zwykle jest ta o jednej z najwyższych cen importowych Polski spośród krajów Unii Europejskiej.

Wobec długoterminowej kontraktacji dużego wolumenu i relatywnie stałego poziomu wydobycia własnego, możliwości importu gazu z kierunku zachodniego są obecnie ograniczone. Oczywiście dzięki rosnącemu stopniowo popytowi oraz rosnącej przepustowości połączeń międzysystemowych gaz jest już sprowadzany nie tylko z kierunku wschodniego, ale również zachodniego (za pośrednictwem Niemiec) i południowego (za pośrednictwem Czech). Większe znaczenie odgrywa tu import z Niemiec, które od lat uzyskują od Gazpromu cenę gazu przynajmniej o kilkadziesiąt dolarów niższą niż Polska. Jak podaje agencja Interfax, w 2014 r. Polska płaciła za rosyjski gaz 385 USD/1000 m<sup>3</sup>, Niemcy natomiast w tym samym okresie 329 USD/1000 m<sup>3</sup>. W rezultacie w ostatnim czasie polscy dostawcy zwiększają wolumen gazu importowanego po atrakcyjnej cenie z Niemiec – według danych URE pod koniec 2014 roku surowiec ten sprowadzany był z sąsiednich państw członkowskich UE (głównie z Niemiec) po

338 USD/1000 m<sup>3</sup>, zaś na przestrzeni czterech kwartałów 2014 cena ta wahała się w przedziale od 308 do 429 USD/1000 m<sup>3</sup>.

Terminal w Świnoujściu umożliwi zakup LNG z różnych źródeł. Do tej pory podpisany został kontrakt na roczne dostawy około 1,5 mld m<sup>3</sup> gazu z Kataru, które stanowiąc będą istotny, wpływający na bezpieczeństwo energetyczne, element struktury dostaw gazu do naszego kraju. Jednocześnie, w swojej podstawowej wersji terminal umożliwi sprowadzenie łącznie 5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, a więc będziemy posiadać możliwość dalszego zwiększenia dostaw z globalnego rynku LNG o 3,5 mld m<sup>3</sup>, a po rozbudowie terminalu wzrośnie ona o kolejne 2,5 mld m<sup>3</sup>. Oznacza to, że – w pewnym przybliżeniu – terminal zapewni możliwość pokrycia dostaw nawet połowy aktualnej rocznej konsumpcji gazu ziemnego w Polsce.

Z perspektywy sytuacji, z jaką mieliśmy do czynienia na polskim rynku gazu jeszcze kilka lat temu, jest to prawdziwa rewolucja. Uwzględniając w dyskusji również planowaną realizację nowych (bądź rozbudowę istniejących) połączeń systemu polskiego z europejskim, przed polskim rynkiem otworzą się zupełnie nowe możliwości rozwoju, lecz przede wszystkim

istotnie zmieni się pozycja konkurencyjna Polski na gazowej mapie regionu.

Wraz z końcem 2022 r. zakończy się obowiązujący obecnie kontrakt na dostawy gazu ziemnego z kierunku wschodniego. Po tym czasie Polska zapewne nie zrezygnuje z dostaw z Rosji, ale dzięki nowym reansom rynku gazu będzie można dyskutować z partnerem wschodnim o zupełnie innym niż obecny wymiarze warunków handlowych. Celem będzie eliminacja dyferencjału pomiędzy ceną sprzedaży paliwa dla Polski a cenami dla odbiorców w Europie Zachodniej, co pozwoliłoby na poprawę konkurencyjności naszej gospodarki. Opierając pogładową symulację na szacunkowych danych z roku 2014, można przyjąć, że uzyskanie przez Polskę ceny gazu rosyjskiego równej średniej cenie europejskiej (347 USD/1000 m<sup>3</sup>) przyniosłoby oszczędności rzędu 1,3 mld PLN rocznie. Z uwagi na fakt, iż nakłady inwestycyjne na terminal LNG szacowane są na około 3 mld PLN, potencjalne oszczędności mogłyby je zatem pokryć już w ciągu niespełna dwóch i pół roku. Oczywiście uzyskanie tak znacznej obniżki cen może nie być łatwe, jednak przy znaczącym wolumenie gazu, jaki sprowadzany jest z Rosji, jakakolwiek redukcja ceny może przynieść duże oszczędności. Podsumowując, cena LNG jest ważnym czynnikiem uwzględnianym przy podejmowaniu decyzji o jego zakupie, ale nie jedynym, gdyż kluczowe są też względy bezpieczeństwa (dywersyfikacja źródeł dostaw) oraz wpływ na pozycję negocjacyjną wobec dostawców.

## Zastrzeżenia

1. Przeprowadzona w niniejszym artykule analiza cen gazu ziemnego ma charakter pogładowy. Oparta ona została na danych Eurostat, które nie pokrywają całości importowanego do Europy wolumenu i w konsekwencji niosą ryzyko niedokładności, a także na ujawnionych w mediach danych Interfax, które również w pewnym stopniu mogą odbiegać od rzeczywistości, gdyż nie jest możliwe uznanie tego podmiotu za niezależny.
2. Ceny uzyskane z bazy Eurostat w EUR przeliczone zostały na USD przy wykorzystaniu średniorocznych kursów EUR/USD Europejskiego Banku Centralnego.

*Mateusz Konieczny, Starszy Menedżer,  
Zespół Chemia, Nafta, Gaz, PwC  
Joanna Borowska, Konsultant,  
Zespół Chemia, Nafta, Gaz, PwC*



## Rola Towarowej Giełdy Energii w budowie transparentnych rynków energii i gazu ziemnego

# Szanse na środkowoeuropejski hub gazowy w Polsce

## IRENEUSZ ŁAZOR

Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE) powstała pod koniec 1999 r. z inicjatywy Ministra Skarbu Państwa, jako niezbędny element liberalizującego się w Polsce rynku energii elektrycznej, a w dalszej kolejności – również gazu. Jako jedyna licencjonowana giełda energii w kraju, TGE jest pod stałym nadzorem Komisji Nadzoru Finansowego i prowadzi w Polsce następujące rynki: energii elektrycznej, gazu, praw majątkowych i uprawnień do emisji. Zgodnie z obecnymi zapowiedziami, w drugiej połowie 2015 r. TGE uruchomi Rynek Instrumentów Finansowych – w pierwszej kolejności oparty o ceny energii elektrycznej, a następnie gazu.

TGE rozwija się również na rynkach międzynarodowych – od grudnia 2010 r. funkcjonuje tzw. *market coupling* ze Szwecją. Giełda prowadzi też intensywne działania mające na celu włączenie się do rynku MRC (*Multi Regional Coupling*) w ramach mechanizmu *Price Coupling of Regions*. Pod koniec 2015 r. planowane jest uruchomienie połączenia LitPol i handlu energią.

TGE jest dziś jednym z głównych uczestników procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w Polsce, stwarzając możliwość wolnego handlu tymi towarami na transparentnych warunkach. Jako dynamicznie rozwijająca się giełda towarowa, TGE jest członkiem EUROPEX, którego głównymi zadaniami są działania na rzecz zwiększenia konkurencji na rynku europejskim poprzez zapewnienie przejrzystości procedur ustalania cen oraz wdrożenie jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej i gazu. Stowarzyszenie uczestniczy w procesie tworzenia rozwiązań prorynkowych i prowadzi dialog z władzami Unii Europejskiej oraz innymi europejskimi podmiotami mającymi wpływ na kształt i przyszłość tych rynków. TGE prowadzi również aktywne działania na

europejskim rynku towarowym w ramach organizacji APEx (Association of Power Exchanges) – światowej organizacji giełd energii, jak również AFM (Association of Futures Markets) – stowarzyszenia giełd rynków finansowych terminowych).

TGE jest dziś jednym z głównych uczestników procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w Polsce, stwarzając możliwość wolnego handlu tymi towarami na transparentnych warunkach.

TGE jest dla rynku instytucją zaufania publicznego – główną platformą obrotu energią elektryczną oraz źródłem transparentnych danych, co bezpośrednio przyczynia się do rynkowego kształtowania się cen towarów giełdowych. Dynamiczny wzrost wolumenów obrotu energią przypada na ostatnie 5 lat. Rok





2013 był pierwszym w historii, w którym przewyższył on o 10% krajową produkcję energii elektrycznej. W 2014 r. obrót na Towarowej Giełdzie Energii był już o 19% wyższy od produkcji. Na terminowym rynku gazu ziemnego w ciągu zaledwie kilku miesięcy udało się osiągnąć miesięczne obroty porównywalne do tych, jakie notowane są na rynku terminowym energii elektrycznej. Z kolei w porównaniu z największymi giełdami regionu, TGE wykazuje się zarówno wysokimi wzrostami na rynkach *spot*, jak i terminowych. Dziś TGE jest najpłynniejszą giełdą w regionie Europy Środkowo-Wschodniej.

## Rynek gazu w Polsce – uwarunkowania rozwoju hubu gazowego

Okres od 2015 do 2020 roku będzie czasem dynamicznego rozwoju rynku gazu w Polsce, uwarunkowanego poprzez wzrost płynności na giełdzie gazu, rozbudowę połączeń transgranicznych, zwiększenie

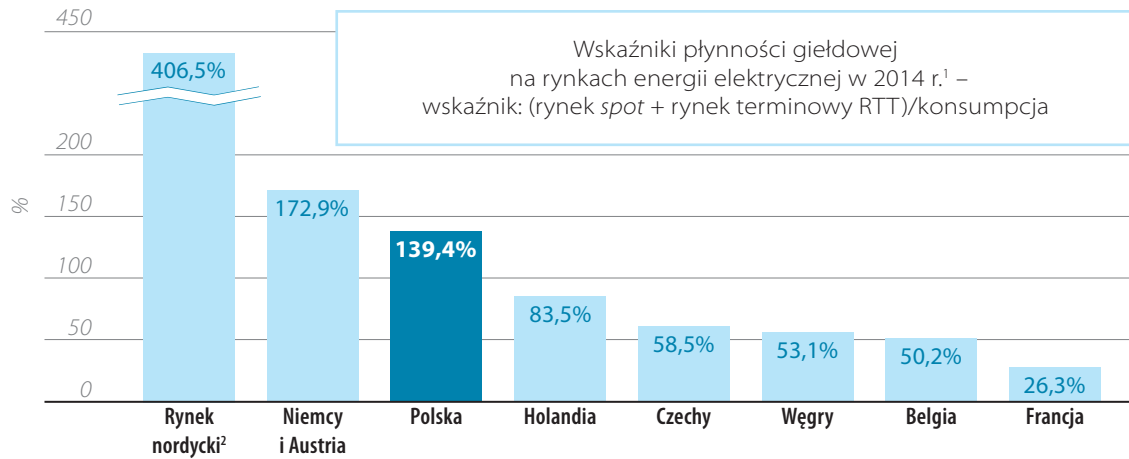
zużycia gazu w kraju oraz zniesienie barier regulacyjnych. Istotną rolę odegra również terminal LNG, którego uruchomienie planowane jest na koniec 2015 r. Ogromne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w naszej części Europy oraz rozwoju gospodarczego będzie mieć budowa korytarza Północ-Południe. Jego istotną, z naszego punktu widzenia, częścią mógłby być również Gazociąg Bałtycki, czyli Baltic Pipe, łączący Polskę z Danią, który pozwoliłby na wykorzystanie źródeł gazu z Norwegii, a tym samym umożliwił połączenie Skandynawii z Europą Środkowo-Wschodnią i Południową. Warto podkreślić, że zintegrowanie sieci połączeń w sektorze gazu, energii, transportu i telekomunikacji znacznie wzmocniłoby pozycję Polski w Unii Europejskiej.

Rynek gazu jest klasycznym przykładem rynku infrastrukturalnego, na którym kluczową rolę dla prowadzenia efektywnej działalności odgrywa właśnie infrastruktura – dobrze rozwinięta, gęsta i elastyczna stanowi solidną bazę dla rozwoju narzędzi rynkowych niezbędnych do konkurencyjnego handlu gazem.

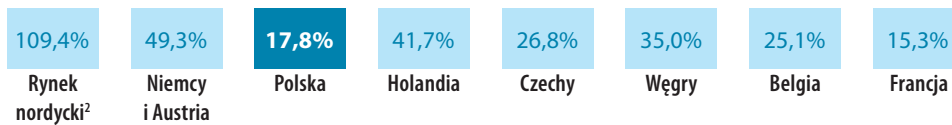
W 2012 r. został utworzony wirtualny punkt gazowy (*Virtual Trading Point – VTP*), którym zarządza



## Rynek energii elektrycznej



Wskaźniki płynności giełdowej na rynkach energii elektrycznej w 2014 r.<sup>1</sup> – wskaźnik: rynek spot/konsumpcja



<sup>1</sup> Wskaźniki płynności rozumiane jako stosunek obrotu giełdowego do konsumpcji energii elektrycznej w kraju. Dane o konsumpcji za 2013 r. Dane o obrocie nie uwzględniają rejestracji kontraktów bilateralnych.

<sup>2</sup> Dania, Estonia, Łotwa, Norwegia, Szwecja.

Rys. 1. cz. I. Wskaźniki płynności giełdowej na rynkach energii elektrycznej w 2014 r.

Źródło: TGE, Enerdata, Eurostat, Urząd Statystyczny na Węgrzech, Energienet.dk (data wejścia 16.01.2015)

Gaz-System. Od grudnia 2012 r. odbywają się na nim transakcje regulowane (Towarowa Giełda Energii S.A.) oraz transakcje OTC w ramach umów dwustronnych.

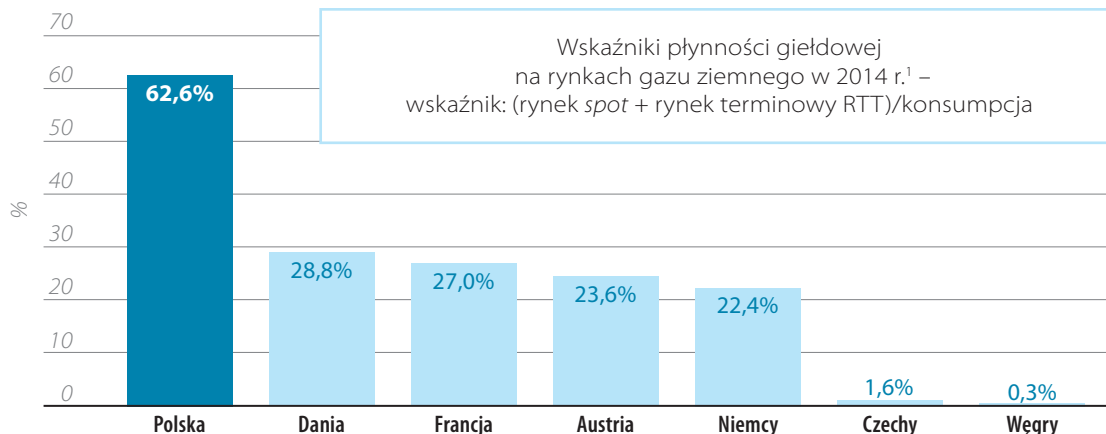
Obecnie rynek gazu w Polsce funkcjonuje w ramach wirtualnego hubu gazowego, który obejmuje swoim zasięgiem krajową sieć przesyłową i przyłączone do niej magazyny. Niedługo rynek ten zostanie wsparty przez nową inwestycję, terminal LNG w Świnoujściu o przepustowości regazyfikacji do 5 mld m<sup>3</sup>/rok. Inwestycja ta doprowadzi m.in. do powstania fizycznego hubu w systemie przesyłowym, co umożliwi handel gazem pochodzącym z różnych kierunków, poprawiając płynność i atrakcyjność rynku. Idea ta wymaga organizacji szeregu narzędzi oraz usług, które umożliwią przystępny i bezpieczny dla klientów handel gazem, wraz z możliwością elastycznego bilansowania oraz magazynowania gazu. Wykorzystując potencjał lokalizacyjny Polski niezbędne jest również ukończenie procesu budowy połączeń międzysystemowych umożliwiających elastyczną współpracę

z sąsiednimi rynkami gazu w Europie Środkowej, jak również z rozwijającym się dynamicznie globalnym rynkiem LNG.

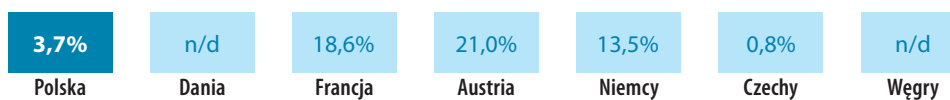
Polski system przesyłowy, przechodzący aktualnie proces rozwoju i modernizacji, odgrywać będzie kluczową rolę w procesie budowy płynnego i konkurencyjnego rynku gazu w Polsce, będąc również wsparciem dla procesu integracji regionalnych rynków gazu w Europie Środkowo-Wschodniej i w basenie Morza Bałtyckiego.

Ukończenie planowanych inwestycji i uruchomienie dostaw gazu z terminalu LNG w Świnoujściu znacząco poszerzy stopień dywersyfikacji dostaw tego surowca na polski rynek. Tradycyjne dostawy z kierunku Białorusi i Ukrainy są stopniowo uzupełniane przez połączenia z Niemcami (fizycznie i poprzez rewers wirtualny) oraz z Czechami, a wkrótce także o globalne źródło, jakim jest LNG. Polski rynek gazu już niebawem będzie jednym z najbardziej zdywersyfikowanych w regionie. Ma też szansę stać się źródłem

## Rynek gazu ziemnego



Wskaźniki płynności giełdowej na rynkach gazu ziemnego w 2014 r.<sup>1</sup> – wskaźnik: rynek spot/konsumpcja



<sup>1</sup> Wskaźniki płynności rozumiane jako stosunek obrotu giełdowego do konsumpcji energii elektrycznej w kraju. Dane o konsumpcji za 2013 r. Dane o obrocie nie uwzględniają rejestracji kontraktów bilateralnych.

<sup>2</sup> Dania, Estonia, Łotwa, Norwegia, Szwecja.

Rys. 1. cz. II. Wskaźniki płynności giełdowej na rynkach gazu ziemnego w 2014 r.

Źródło: TGE, Enerdata, Eurostat, Urząd Statystyczny na Węgrzech, Energinet.dk (data wejścia 16.01.2015)

zaopatrzenia dla państw Europy Środkowej, basenu Morza Bałtyckiego oraz Ukrainy, której rynek gazu szacowany jest na 50 mld m<sup>3</sup>/rok.

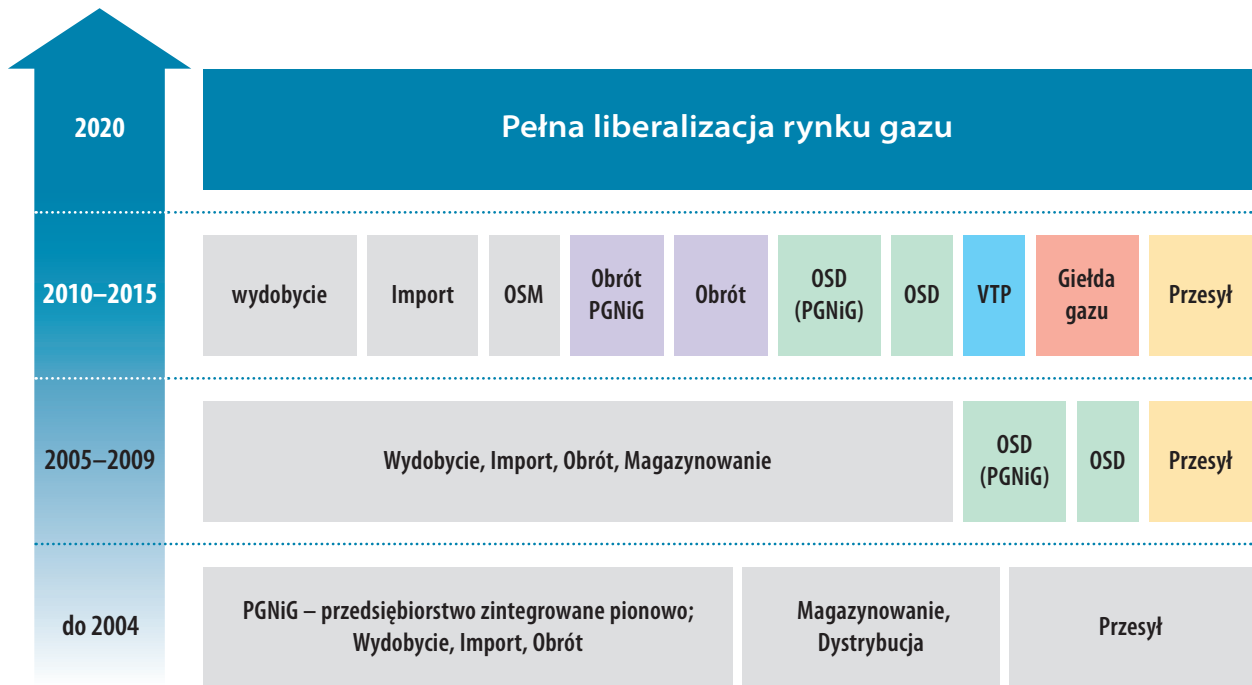
W celu promocji i rozwoju hubu gazowego w Polsce Gaz-System oraz TGE podpisały list intencyjny, w którym zadeklarowały współpracę w zakresie wypracowania i wdrożenia optymalnych rozwiązań w ramach mechanizmów rynkowych dla sektora gazu w Polsce, a także współpracę regionalną w celu zintegrowania rynku krajowego z europejskim. Hub ma być miejscem, w którym klienci będą mogli swobodnie, elastycznie i bezpiecznie prowadzić handel gazem pochodzącym z wielu źródeł. Ułatwi też integrację polskiego rynku z europejskim, otwierając w jeszcze większym stopniu dostęp do niego polskim podmiotom. Uruchomienie hubu gazowego w Polsce oraz dokończenie rozpoczętych inwestycji infrastrukturalnych podniesie płynność rynku poprzez integrację w regionie, poprawi pozycję negocjacyjną względem dostawców i otworzy

możliwość uzyskania bardziej konkurencyjnych cen hurtowych surowca.

## Wsparcie uczestników rynku i Urzędu Regulacji Energetyki

W styczniu 2013 r. Urząd Regulacji Energetyki (URE) opublikował Mapę Drogową uwolnienia cen gazu ziemnego. Dokument ten zawierał m.in. ocenę stanu rynku gazu ziemnego w Polsce i propozycje programu działań niezbędnych do osiągnięcia zmian systemowych na krajowym rynku tego surowca, prowadzące do rozwoju konkurencji, a w konsekwencji – do uwolnienia cen gazu ziemnego dla wszystkich odbiorców.

Realizacja części działań proponowanych przez URE umożliwiła wykreowanie publicznego obrotu



Rys. 2. Przemiana rynku – od zamkniętego rynku krajowego do pełnej liberalizacji

gazem ziemnym, rozwój transparentnego rynku hurtowego tego surowca oraz mechanizmów zmiany sprzedawcy na rynku detalicznym. Skuteczność wprowadzonych mechanizmów rynkowych potwierdzają dane opublikowane przez URE w raporcie dostępnym na stronie internetowej [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl). W 2014 r. odnotowano wśród odbiorców gazu ponad 7 tys. zmian sprzedawcy gazu – w 2013 r. było ich tylko 429.

Liberalizacja rynku gazu została przyśpieszona przez wprowadzenie do ustawy Prawo energetyczne zapisu o obowiązku sprzedaży gazu przez giełdę. Obligo gazowe obowiązuje od 11 września 2013 r. i dotyczy sprzedaży gazu wysokometanowego wprowadzanego do sieci przesyłowej z importu oraz wydobycia krajowego. Wprowadzenie tego obowiązku zostało podzielone na trzy etapy w kolejnych latach: dla 2013 r. – 30%, dla 2014 r. – 40% i od 2015 r. – 55%.

W 2013 r. obligo wynosiło 30%, co przy rocznym wolumenie sprzedaży na poziomie 16,1 mld m<sup>3</sup> ogłoszonym przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo za 2013 r. daje szacunkową wielkość obliga 1,61 mld m<sup>3</sup> (17,9 mln MWh) i jego realizację na poziomie 2,39 mln MWh. Pierwszy rok funkcjonowania rynku gazu na Towarowej Giełdzie Energii pokazał, iż samo wprowadzenie obliga gazowego nie jest wystarczające do osiągnięcia celu, jakim jest liberalizacja rynku gazu w Polsce.

Z uwagi na fakt, iż obligiem objęci są dostawcy, a nie kupujący, brak było regulacji w tym zakresie. Wiodącą była ograniczona aktywność strony popytowej ze względu na brak możliwości zawierania transakcji giełdowych przez odbiorców, którzy mieli zawarte długoterminowe umowy bilateralne na dostawy gazu z PGNiG, nie mając możliwości ich rozwiązania lub częściowego rozliczenia w punkcie wirtualnym.

## Edukacja rynku i rozwój oferty giełdowej

Drugi rok funkcjonowania rynku gazu na TGE to czas dynamicznego wzrostu. TGE podjęła szereg inicjatyw mających na celu edukację rynku oraz rozwój oferty produktowej, aby umożliwić elastyczne działanie podmiotom na parkiecie giełdowym.

W 2014 r. całkowity wolumen wszystkich transakcji zawartych na rynku gazu wyniósł 111,6 TWh, co oznacza, że wzrósł w odniesieniu do wolumenu z 2013 r. prawie 47-krotnie (w 2013 r. całkowity wolumen obrotu wyniósł 2,3 TWh). Na rynku *spot* (RDNiBg – Rynek Dnia Następnego i Bieżącego gazu) obrót osiągnął 6,6 TWh, natomiast na rynku terminowym

(RTT – Rynek Terminowy Towarowy w zakresie instrumentów na gaz) – 105 TWh. Zwiększenie obrotów na rynkach gazu było szczególnie wyraźne w drugiej połowie roku.

Na koniec 2014 r. na rynkach gazu TGE działało 48 aktywnych uczestników – Zleceniodawców Usługi Przesyłowej, podczas gdy w I połowie 2013 r. uczestnikami rynku gazu za pośrednictwem domów maklerskich było jedynie 15 spółek. Na Rynku Dnia Następnego i Bieżącego gazu działało 16 podmiotów: 3 domy maklerskie i 13 przedsiębiorstw energetycznych, zaś na Rynku Terminowym Towarowym w zakresie instrumentów terminowych na gaz – 17 podmiotów: 3 domy maklerskie oraz 14 przedsiębiorstw energetycznych.

Z danych opublikowanych przez URE za I kwartał 2015 r. wynika, że 56 spośród 145 przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót paliwami gazowymi aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Ponadto w I kwartale 2015 r. wolumen transakcji zrealizowanych w punkcie wirtualnym OTC wyniósł 2432 GWh, podczas gdy na giełdzie towarowej – 33 948 GWh.

Wyniki cyklicznego monitoringu hurtowego rynku gazu ziemnego prowadzonego przez URE wskazują, iż w handlu na TGE uczestniczy zdecydowana większość aktywnych na rynku gazu przedsiębiorstw.

Zwiększenie poziomu aktywności w 2014 r. było w dużej mierze spowodowane uwolnieniem strony popytowej poprzez zmianę w strukturze Grupy Kapitałowej PGNiG SA, polegającą na rozdzieleniu działalności hurtowej i detalicznej. Od 1 sierpnia 2014 r. działalność operacyjną rozpoczęła nowa spółka – PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o., która dokonuje zakupu gazu ziemnego na TGE, a następnie dostarcza go do 6,5 mln odbiorców domowych oraz przedsiębiorstw o rocznym odbiorze gazu nieprzekraczającym 25 mln m<sup>3</sup>.

Przedmiotem obrotu na giełdzie jest gaz ziemny wysokometanowy grupy E; jednostką handlową jest 1 MWh. Zawieranie na TGE transakcji, których przedmiotem jest gaz ziemny wysokometanowy może odbywać się alternatywnie za pośrednictwem domów maklerskich lub w drodze bezpośredniego członkostwa w TGE.

W latach 2013–2014 TGE wprowadzała nowe produkty i instrumenty na rynkach gazu, dopasowując ofertę produktów do potrzeb uczestników obrotu. W zakresie budowy portfela na TGE uczestnicy rynku gazu mogą korzystać z instrumentów terminowych o rocznym, sezonowym (lato–zima), kwartalnym, miesięcznym i tygodniowym okresie wykonania, jak również mają możliwość korzystania z Rynku Dnia Następnego i Bieżącego. Taki zakres instrumentów pozwala na zbilansowanie się nie tylko na jedną dobę przed datą dostawy, ale również w trakcie danej doby.







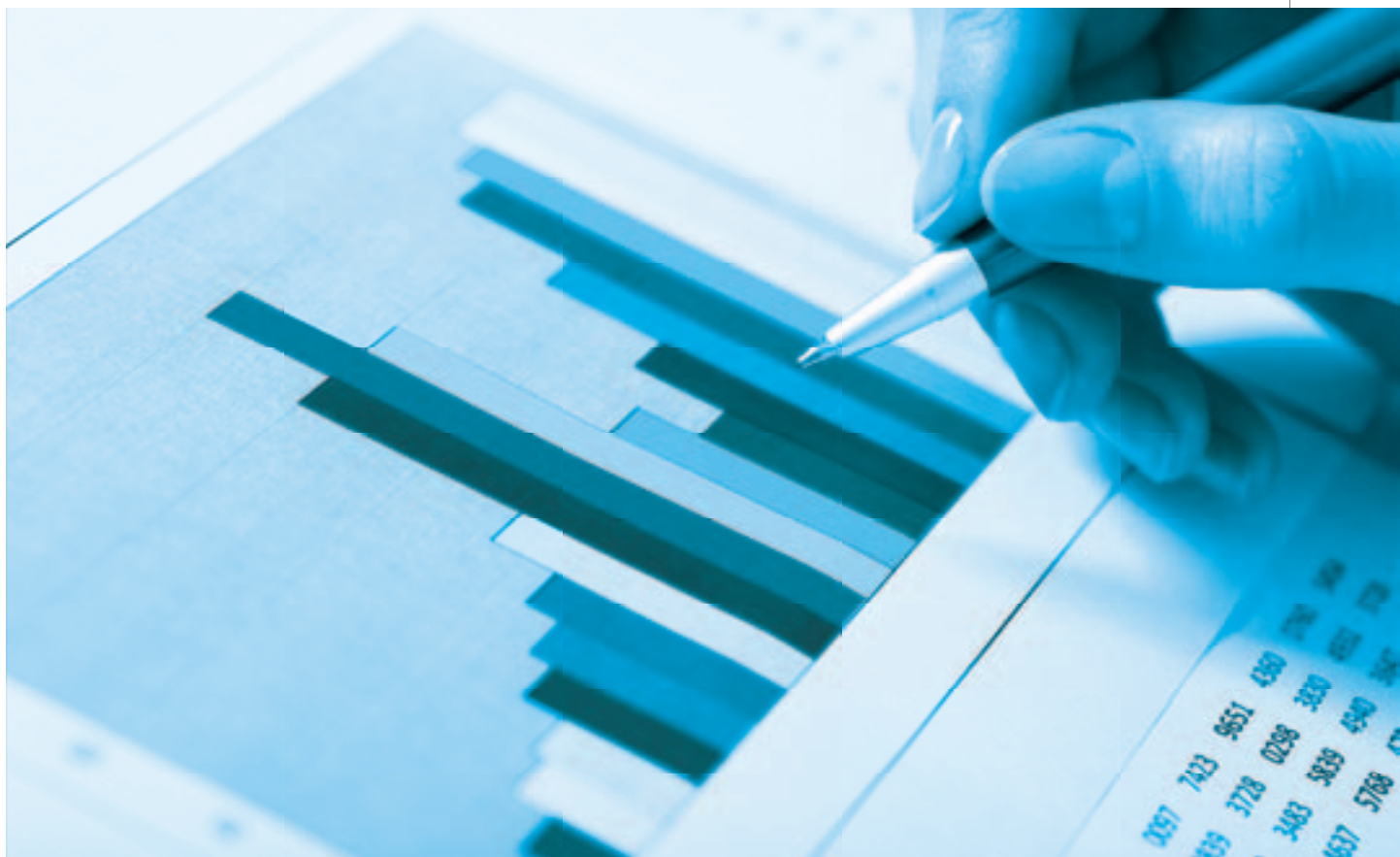
Ważnym elementem rozwoju rynku jest także aktywny dialog z jego uczestnikami. W 2014 roku TGE powołała Komitet Rynku Gazu przy TGE, który jest organem doradczym w zakresie rozwoju giełdowego obrotu gazem na TGE, składającym się z przedstawicieli m.in. członków giełdy, TGE, a także izby rozliczeniowej (IRGIT).

## Nowe możliwości handlu gazem w grupie TGE

Rośnie popularność transakcji gazowych zawieranych na TGE. W pierwszym półroczu 2015 r. ich wolumen wyniósł aż 55,8 TWh. Rosnące obroty na prowadzonych rynkach oraz otwarcie się podmiotów na giełdowy handel „błękitnym paliwem” to potwierdzenie, że strategia, którą realizuje TGE, służy podmiotom handlującym na giełdzie. Stopniowa liberalizacja rynku i szeroka oferta TGE sprawiają też, że Polską interesuje się coraz więcej firm.

Wraz ze zwiększającymi się wolumenami uczestnicy rynku zaczęli poszukiwać jeszcze bardziej elastycznej oferty handlowej. Jednocześnie pojawił się popyt na proste możliwości handlu paliwem, gwarantujące bezpieczeństwo transakcji. Z myślą o tych uczestnikach Towarowa Giełda Energii poprzez swoją spółkę zależną Infoengine wprowadza na rynek nowe rozwiązanie, które ma zapewnić zwiększenie elastyczności oferty giełdy. Platforma OTC, wypracowana w ramach działalności Komitetu Rynku Gazu przy Zarządzie TGE, ma na celu realizację optymalnych strategii zakupowo-sprzedazowych uczestników rynku. Platforma ta zapewnia możliwość składania ofert w wymiarze 24/7 przez 365 dni w roku.

Jest to niezwykle ważny projekt ze względu na jego rynkową rolę. Rozwój Platformy obrotu, zgodnie z wytycznymi rozporządzenia Komisji Europejskiej ustanawiającego kodeks sieci w zakresie bilansowania (NC BAL), pozwoli na dedykowanie jej operatorowi systemu przesyłowego, do prowadzenia na niej obrotu w celu realizacji zamówień na standardowe produkty krótkoterminowe. Warto podkreślić, że platforma OTC i jej produkty stanowią doskonałe uzupełnienie oferty TGE. Przykładem jest tu model działania 24/7 i planowane do wprowadzenia produkty lokalizowane. Pełnią one ważną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa, umożliwiając bilansowanie systemu przez całą dobę.



## Perspektywy rozwoju – Polska jednym z najbardziej zdywersyfikowanych rynków w regionie CEE

Kierunki rozwoju polskiego rynku gazu będą determinowane przez rozwój infrastruktury i wybory dokonywane przez jego uczestników. Obecne na rynku mechanizmy umożliwiają pełną liberalizację tego rynku. Giełda gazu wyznacza rynkową cenę gazu ziemnego i poprzez dużą płynność daje możliwość jego zakupu.

Przez ostatnie dwa lata liberalizacji pojawili się nowi dostawcy gazu, a przejrzysta procedura zmiany sprzedawcy daje możliwość jego swobodnej zmiany i jest dużym impulsem do konkutowania o klienta, co nie pozostaje bez znaczenia dla wysokości oferowanych klientowi cen gazu.

Korzystna lokalizacja Polski na styku dwóch systemów UE (Europy Północno-Zachodniej oraz Europy Środkowo-Wschodniej), jak również graniczenie z państwami spoza UE otwiera nowe możliwości arbitrażu cenowego.

Warto zauważyć, że w związku z funkcjonowaniem długoterminowego kontraktu na zakup gazu z Rosji oraz z nowymi kontraktami gazowymi (Katar),

nasz rynek w średnioterminowym okresie może doświadczyć nadwyżki podaży gazu, co wpłynie na rozwój terminowego rynku tego paliwa.

Niewiele jest w UE przykładów działających platform obrotu na rynku hurtowym, które łączyłyby obrot gazem i energią na rynkach *spot* oraz terminowym. Dokończenie budowy takiego rynku w Polsce może stanowić dodatkowy impuls do rozwoju handlu hurtowego surowcami energetycznymi, prowadzonego na parkietach TGE nie tylko przez podmioty z Polski, ale też z krajów ościennych, dla których może to być również interesująca oferta. To z kolei byłaby szansa dla polskich przedsiębiorstw energetycznych na rozwój multienergetycznej oferty i budowanie silnej pozycji w regionie.

Zatem trzy filary – sprawnie działający rynek krajowy, wykorzystanie synergii i integracji w regionie, po to by zbudować unię energetyczną, pozwolą nam na bezpieczne i równocześnie niezależne, rynkowe funkcjonowanie w Europie.

*Ireneusz Łazor – Prezes Zarządu  
Towarowej Giełdy Energii S.A.*





Jubileuszowa  
**10. EDYCJA**

Ropa:  
poszukiwania,  
wydobycie,  
sprzedaż



## Modelowanie systemów naftowych wsparciem w pracach poszukiwawczych

# Jak zminimalizować ryzyko poszukiwawcze?

**IRENA MATYASIK, KRZYSZTOF SOWIŹDZAŁ, TOMASZ SŁOCZYŃSKI**

W dobie zwiększonego zapotrzebowania na źródła energii konieczne jest wypracowanie takich metod poszukiwań złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, aby zminimalizować ryzyko poszukiwawcze. W Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym od kilku lat wykonywane są prace badawczo-rozwojowe wspomagające projektowanie nowych obiektów do poszukiwań złóż węglowodorów, w których można przewidywać wielkość zasobów perspektywicznych, a także oszacować skład frakcyjny węglowodorów.

**P**rojekty te są możliwe do wykonania dzięki zaawansowanym technikom prac analityczno-interpretacyjnych, jak i możliwości komputerowej symulacji procesów naftowych. Prace poszukiwawcze poprzedzone są dogłębną analizą basenów naftowych obejmującą syntezywanie danych geologicznych, geochemicznych i geofizycznych, które powinno być ukierunkowane na modelowanie procesów generowania, ekspulsji i migracji węglowodorów w ujęciu przestrzenno-czasowym. Integracja danych geofizycznych, geologicznych, sedimentologicznych, geochemicznych i petrofizycznych ma na celu zbudowania spójnego modelu tzw. systemu naftowego, będącego odwzorowaniem elementów i procesów, które są kluczowe dla uformowania złóż węglowodorów w danym rejonie geologicznym. Pod pojęciem systemu naftowego rozumie się: „dynamiczny zespół reakcji fizykochemicznych prowadzących do powstania akumulacji węglowodorów, działający w przestrzeni i czasie geologicznym” [3].

System naftowy obejmuje wiele elementów i procesów, które funkcjonują w określonej koincydencji czasowej, a każdy z nich jest zależny od warunków panujących w basenie sedimentacyjnym. Każdy z elementów składowych systemu można odwzorować

budując cyfrowy model systemu naftowego, w którym poszczególne procesy są poddawane symulacji, a ich przebieg i skutki mogą być obserwowane [8].

Początki numerycznych modeli systemów naftowych, sięgające wczesnych lat 80. XX w. były ukierunkowane na modelowanie procesów zachodzących w basenie sedimentacyjnym, takich jak: sedimentacja, kompaktacja, przepływy ciepła i roztworów, generacji ropy i gazu oraz ich migracji.

W wyniku takiej symulacji można oczekiwać odpowiedzi na następujące pytania:

- Czy i gdzie w analizowanym basenie sedimentacyjnym miała miejsce generacja węglowodorów?

- Kiedy w czasie geologicznym generacja występowała i czy był to proces jednorazowy w rozwoju basenu?
- Czy nastąpił proces ekspulsji i przekazania masy wygenerowanych węglowodorów do migracji oraz czy było możliwe napełnienie pułapek strukturalnych?
- Jaki jest charakter akumulacji (czyli ocena właściwości fizykochemicznych mediów złożowych)?

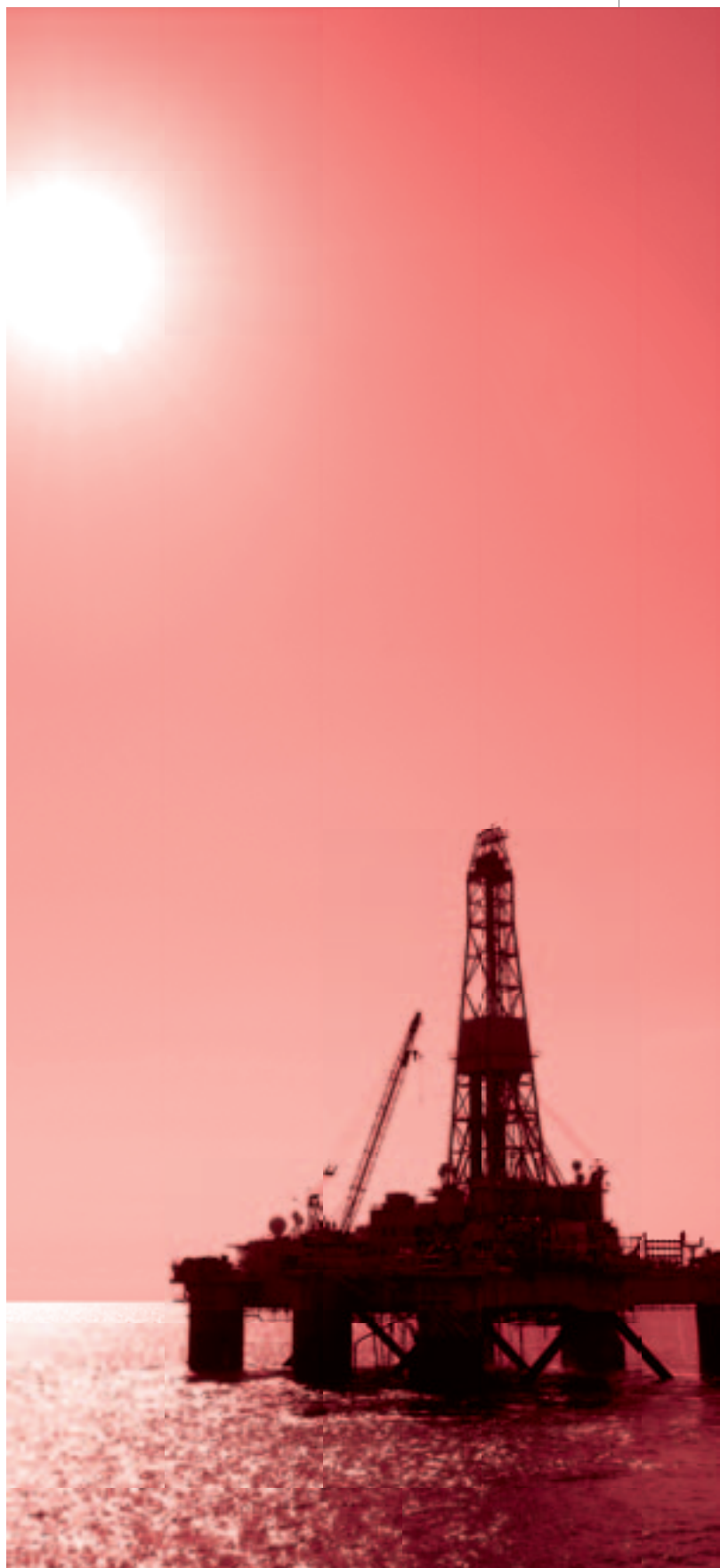
Początki numerycznych modeli systemów naftowych, sięgające wczesnych lat 80. XX wieku były ukierunkowane na modelowanie procesów zachodzących w basenie sedimentacyjnym, takich jak: sedimentacja, kompaktacja, przepływy ciepła i roztworów, generacji ropy i gazu oraz ich migracji. Pierwsze modele jednowymiarowe (1D) miały na celu obliczenie i skalibrowanie przede wszystkim historii temperatury podczas ewolucji basenu w skali czasu geologicznego. Funkcjonowały wówczas niezależnie 4 grupy (tzw. szkoły): niemiecka, francuska oraz amerykańskie: z Illinois i z Południowej Karoliny, które rozwijały numeryczne metody modelowania stosując różne metody obliczeń z uwzględnieniem w zróznicowanym stopniu przepływów jedno- i dwufazowych, zmian porowatości i kompaktacji oraz przemian termicznych.

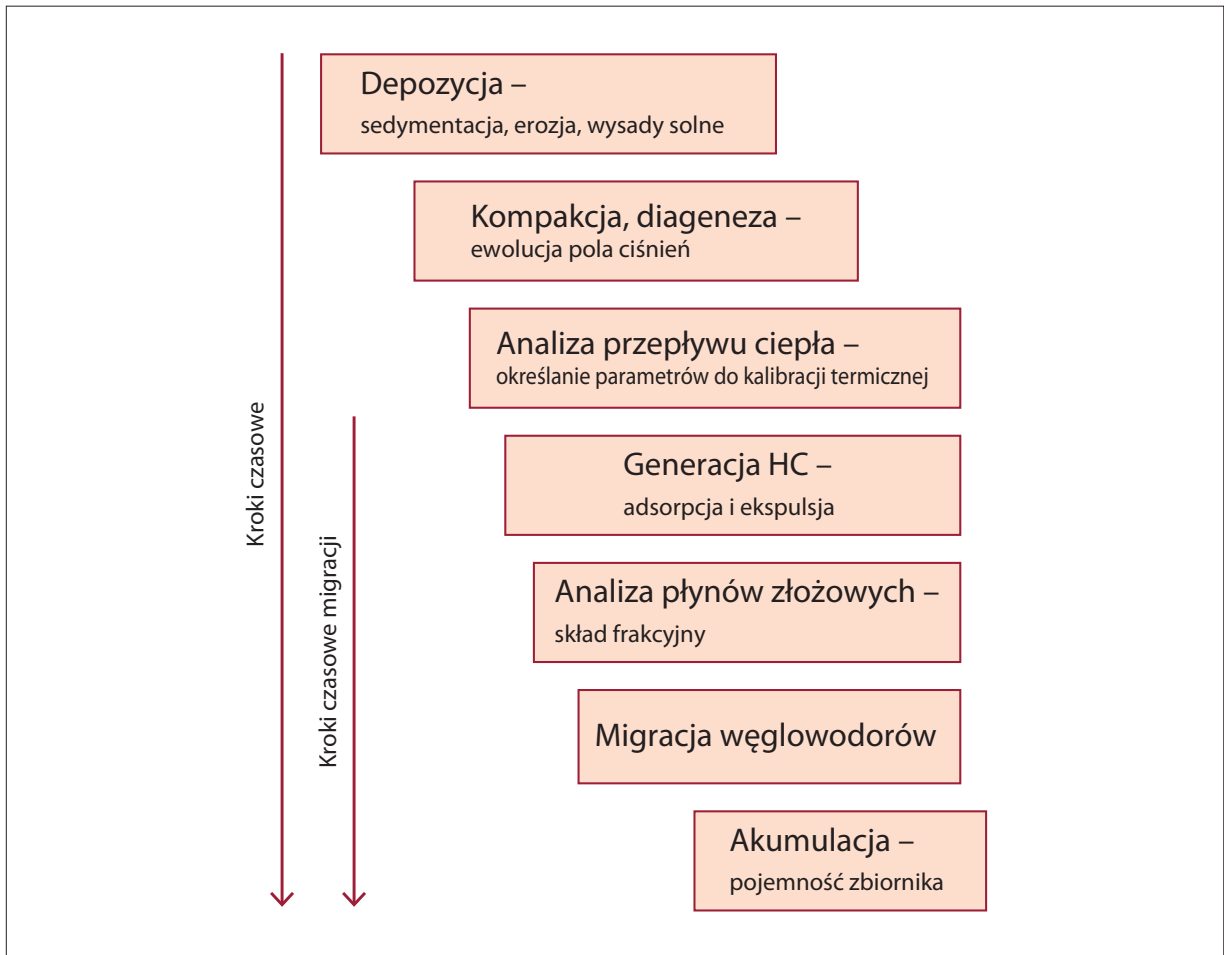
W każdej z tych czterech szkół pracowano nad zbudowaniem uniwersalnego oprogramowania, które byłoby w stanie dać odpowiedź na pytania: gdzie poszukiwać i na jakiej głębokości wiercić otwory, aby osiągnąć pożądany rezultat w postaci odkrycia złoża ropy naftowej lub gazu ziemnego przy jak najmniejszym ryzyku.

W latach 1990–1998 nastąpił znaczny postęp w pracach symulacyjnych poprzez wprowadzenie modeli przepływów w układzie trójfazowym: woda, ciekłe węglowodory i gaz.

Rok 1998 to prace w układzie trójwymiarowym (modelowania 3D) i stosowanie trzech alternatywnych modeli dla migracji fluidów: przepływ według prawa Darcy'ego w basenach o niskiej przepuszczalności, tzw. „*flowpath*”, czyli regularny przepływ wywołany siłą wyporu – dla basenów o wysokiej przepuszczalności, oraz perkolacja uwzględniająca ciśnienia kapilarne [1, 3].

Kolejne etapy rozwoju PSM (*Petroleum System Modeling*) związane są z badaniami PVT (badania zachowań fazowych), pozwalającymi na przewidywanie występowania wieloskładnikowych fluidów. Następne, jeszcze bardziej zaawansowane rozwiązania (włączając w to metody statystyczne do celów kalibracji, analizy ryzyka czy uwzględnienie skomplikowanej budowy tektonicznej) były możliwe dzięki znacznemu rozwojowi technik komputerowych.





Rys. 1. Istotne procesy geologiczne będące przedmiotem symulacji podczas modelowania basenu naftowego

## Założenia, elementy i procesy systemu naftowego

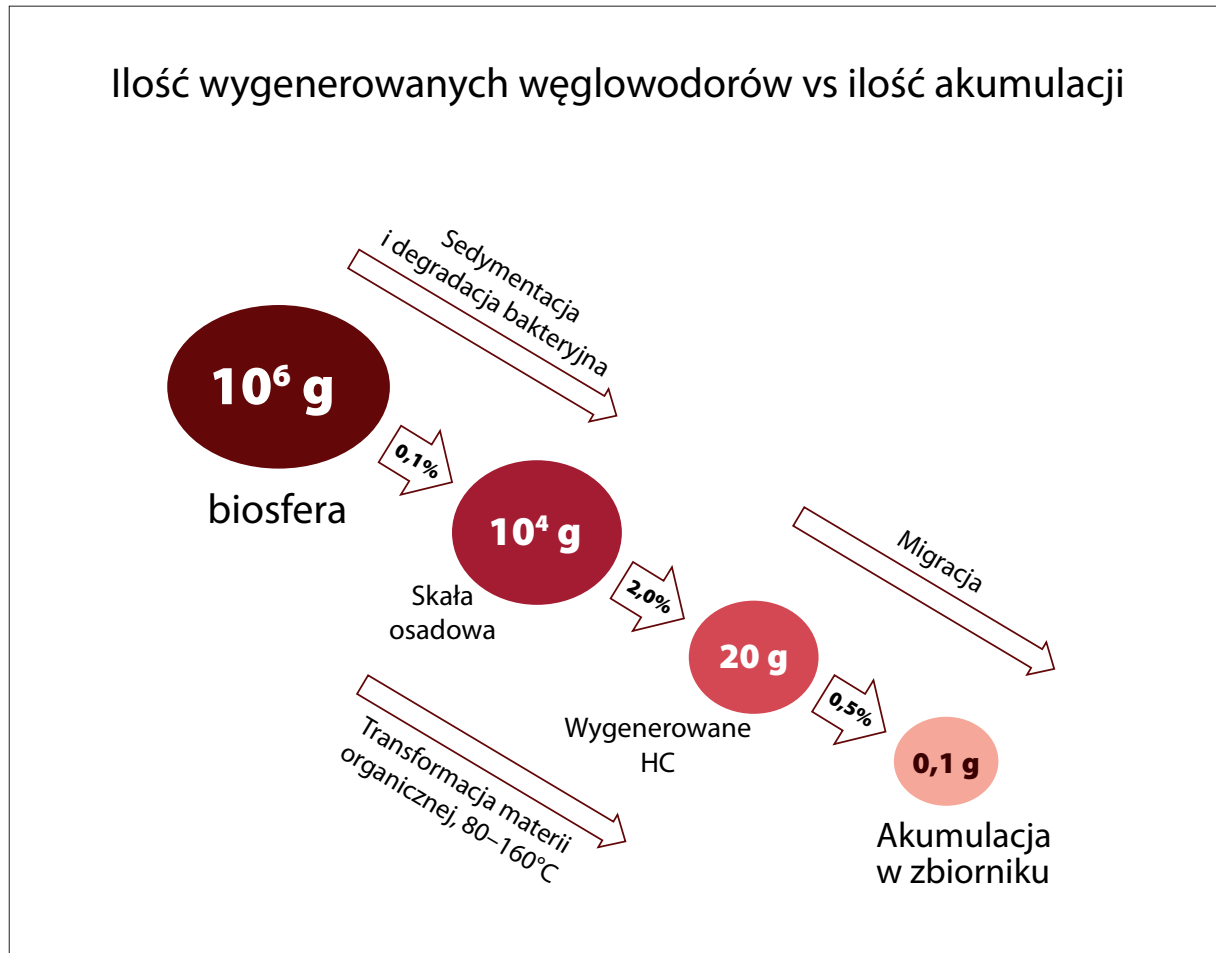
Podstawą modelowania basenów naftowych jest implementacja wszystkich informacji geologicznych, dla prześledzenia zmian w basenie sedymentacyjnym w określonych krokach czasu geologicznego. Procesy, które są analizowane i uaktualniane w określonych zakresach czasu geologicznego to: depozycja, kompaktacja, transport ciepła, generacja węglowodorów, ich ekspulsja, rozdział fazowy, migracja i akumulacja (rysunek 1).

Oprócz danych geologicznych, które są bazą do konstrukcji modelu strukturalno-parametrycznego obrazującego współczesny stan basenu sedymentacyjnego, wymagane są dodatkowe informacje o: paleobatymetrii, zdarzeniach tektonicznych, globalnych zmianach klimatu i zmianach środowiska depozycji osadów. Zbiór takich informacji pozwala na zbudowanie wejściowego modelu systemu naftowego.

Modelowanie należy traktować jako proces optymalizacji zmierzającej do dopasowania wszystkich parametrów tak, aby w efekcie symulowanej ewolucji otrzymać obecną geometrię basenu, z rolami przypisanymi poszczególnym facjom, w sensie ich udziału, w systemie naftowym. Elementami systemu naftowego są formacje geologiczne, których wykształcenie facjalne determinuje role, jakie pełnią w systemie naftowym: skał macierzystych bogatych w substancję organiczną, skał przewodzących lub uszczelniających w zależności od porowatości i przepuszczalności oraz poziomów zbiornikowych.

Wszystkie wyszczególnione na rysunku 1 procesy geologiczne można rekonstruować w zakresach czasu geologicznego.

Węglowodory powstają w wyniku przemian termicznych substancji organicznej zawartej w skałach osadowych, ale tylko niewielka jej część może stanowić źródło węglowodorów. W wyniku degradacji bakteryjnej materii organicznej zachodzącej w depozytowanych osadzie, jej masa może być zredukowa-



Rys. 2. Skala ubytku zdeponowanej masy substancji organicznej na drodze przemian zachodzących w basenie sedymentacyjnym w czasie geologicznym

na nawet około 1000-krotnie. Tak więc z 1 tony biomasy pozostaje 1 kg substancji kerogenowej zdolnej wygenerować (w zależności od typu substancji wyjściowej) 200–800 g węglowodorów, z czego znakomita większość ulega rozproszeniu, a tylko średnio ok. 0,5–1,0% może zostać zakumulowana w skałach zbiornikowych w postaci konwencjonalnych złóż o znaczeniu przemysłowym.

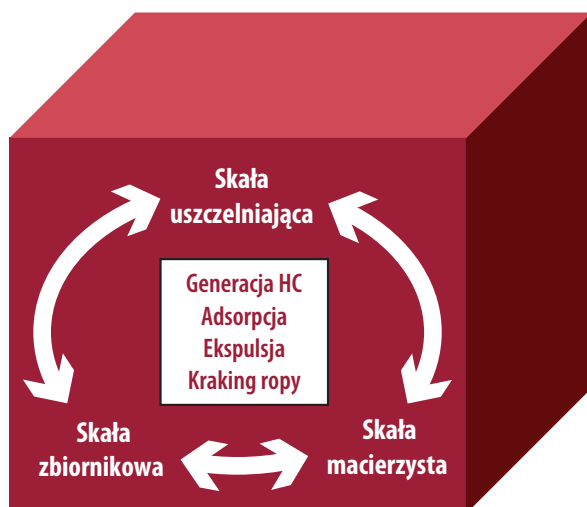
Podjęcie metodyczne do modelowania basenu naftowego w przypadku złóż niekonwencjonalnych jest bardzo podobne, jeżeli na wstępie uwzględni się, że formacja łupkowa w systemie naftowym pełni jednocześnie 3 role: skały macierzystej, zbiornikowej i uszczelniającej, w której zachodzą wszystkie procesy istotne dla systemu naftowego [10]. Taki układ elementowo-procesowy dla złóż formacji łupkowych ilustruje rysunek 3.

W dalszej części artykułu będą pokazane przykłady symulacji dla basenów naftowych, w których spodziewane jest także występowanie złóż w formacjach łupkowych.

## Procedury modelowania systemów naftowych

Modelowanie systemów naftowych to tworzenie dynamicznych, przestrzennych (4D), numerycznych modeli basenów sedymentacyjnych, obrazujących przebieg i skutki procesów geologicznych zachodzących w skali czasu geologicznego. W praktyce proces modelowania systemów naftowych (PSM – *Petroleum Systems Modeling*) polega na zbudowaniu przestrzennego, statycznego modelu obrazującego stan obecnego obszaru poszukiwawczego lub basenu sedymentacyjnego, a następnie przeprowadzeniu dynamicznej symulacji (*forward modeling*) przebiegu jego ewolucji – począwszy od depozycji najstarszych osadów, poprzez okresy sedymentacji pełnej sekwencji osadowej (w tym tych, które uległy częściowej lub całkowitej erozji), aż do stanu obecnego. Zbudowanie rzeczywistego modelu ewolucji basenu sedymentacyjnego (lub jego części, lecz rozpatrywanej





Rys. 3. Wszystkie elementy i procesy systemu naftowego przypisane formacji łupkowej

w kontekście regionalnym) pozwala na zdecydowanie bardziej wiarygodne wnioskowanie nt. obserwowanych obecnie skutków procesów geologicznych, w tym procesów generacji, ekspulsji, migracji i akumulacji węglowodorów.

Podstawowymi komponentami modelu basenu sedimentacyjnego, które budowane są w pierwszej kolejności niezależnie, a następnie także z uwzględnieniem wzajemnych współzależności są [3]:

- model geologiczny (strukturalno-parametryczny) – przedstawia ewolucję strukturalną basenu sedimentacyjnego oraz rozkłady przestrzenne cech fizycznych formacji geologicznych, determinujące ewolucję własności petrofizycznych, geochemicznych, termicznych i geomechanicznych,
- model termiczny – przedstawia ewolucję strumienia ciepłego na przestrzeni czasu geologicznego, determinującą – obok czynnika paleoklimatycznego – rozkład paleotemperatur w basenie sedimentacyjnym,
- model kinetyczny – opisujący przebieg transformacji kerogenu do postaci węglowodorów w funkcji czasu i temperatury poziomu macierzystego.

W procesie budowy dynamicznego, przestrzennego modelu systemu naftowego poszczególne ww. komponenty modelu integrowane są w ramach procedury iteracyjnej, która dla każdego z interwałów czasowych oblicza skutki znacznej ilości procesów.

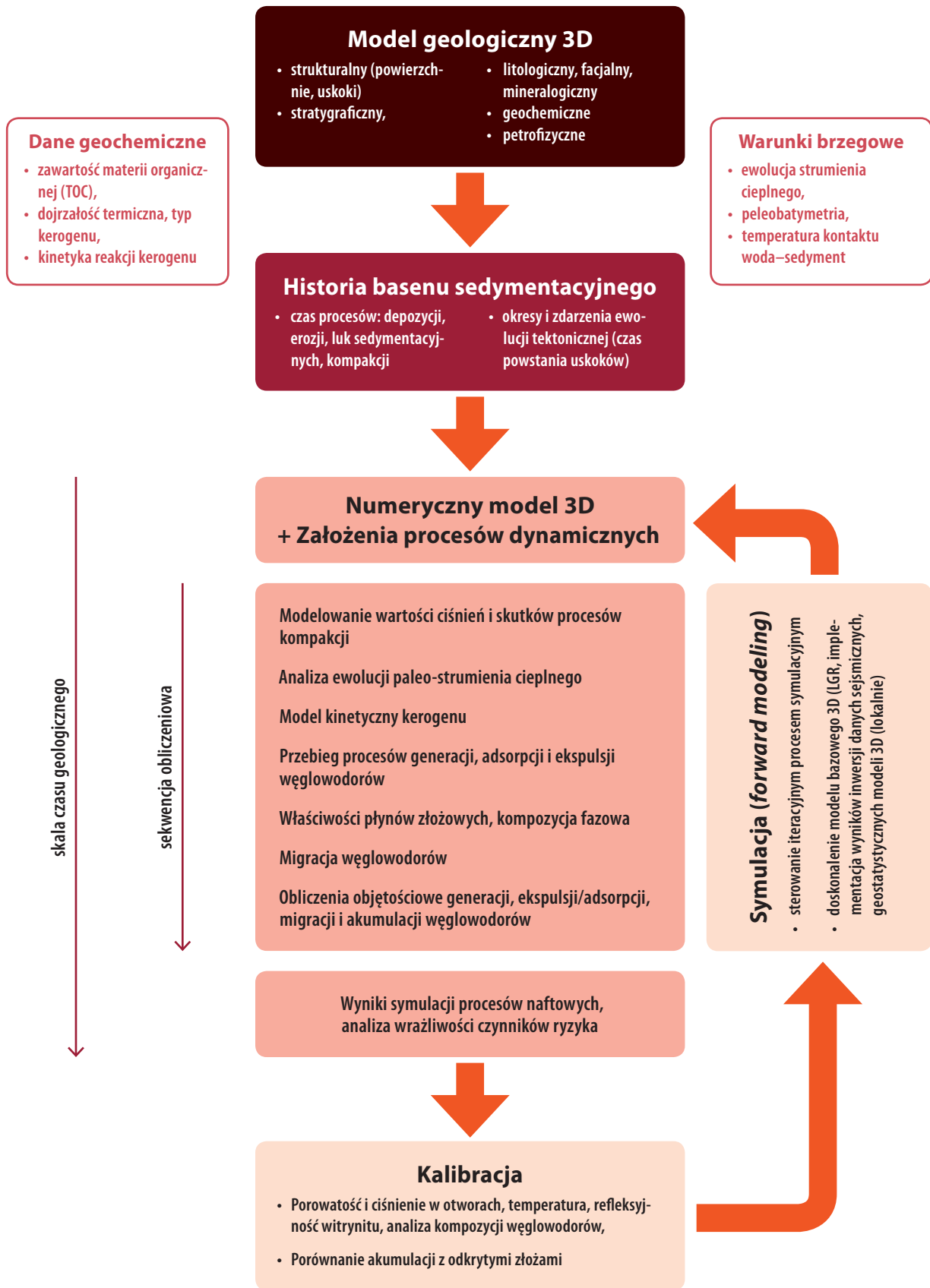
Należą do nich m.in.: depozycja, kompaktacja, erozja, ewolucja tektoniczna, ewolucja pola ciśnień geostaticznych, porowych i kapilarnych, ewolucja strumienia ciepłego i charakterystyka termiczna formacji geologicznych (pojemność i przewodność cieplna, ciepło radiogeniczne), a także kinetyka reakcji chemicznych (krakingu) kerogenu i generacja węglowodorów w poziomach macierzystych, procesy adsorpcji, ekspulsji i migracji oraz powstawania akumulacji węglowodorów [3]. Na rysunku 4 przedstawiono schemat integracji komponentów modelu systemu naftowego oraz typową sekwencję aplikacji poszczególnych procedur obliczeniowych.

### Geologiczny model 3D obszaru poszukiwawczego jako strukturalno-parametryczna osnowa dynamicznego modelu systemu naftowego

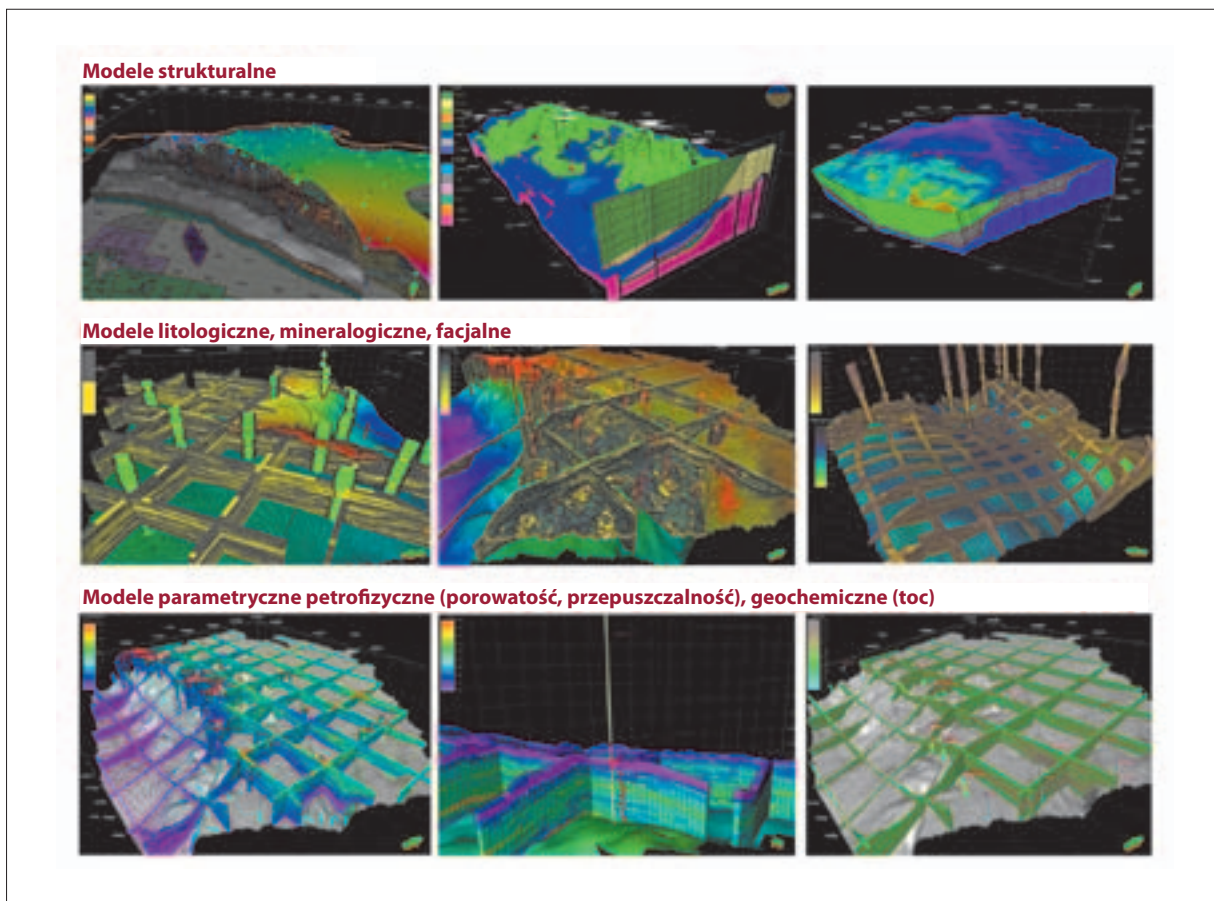
Model geologiczny obszaru poszukiwawczego poddawanego symulacji procesów geologicznych, w tym procesów naftowych, stanowi jeden z trzech podstawowych elementów modelu systemu naftowego. Znaczna złożoność i wzajemne zależności modelowanych procesów geologicznych sprawiają, że podstawowe znaczenie w aspekcie wiarygodności uzyskiwanych wyników ma wykorzystanie możliwie szerokiego zestawu danych charakteryzujących obszar badań, obejmującego m.in.:

- wyniki regionalnych interpretacji strukturalno-tektonicznych,
- wyniki interpretacji profilowań geofizyki otworowej,
- analizy sedimentologiczne,
- wyniki pomiarów laboratoryjnych – petrofizycznych i geochemicznych,
- dane sejsmiczne.

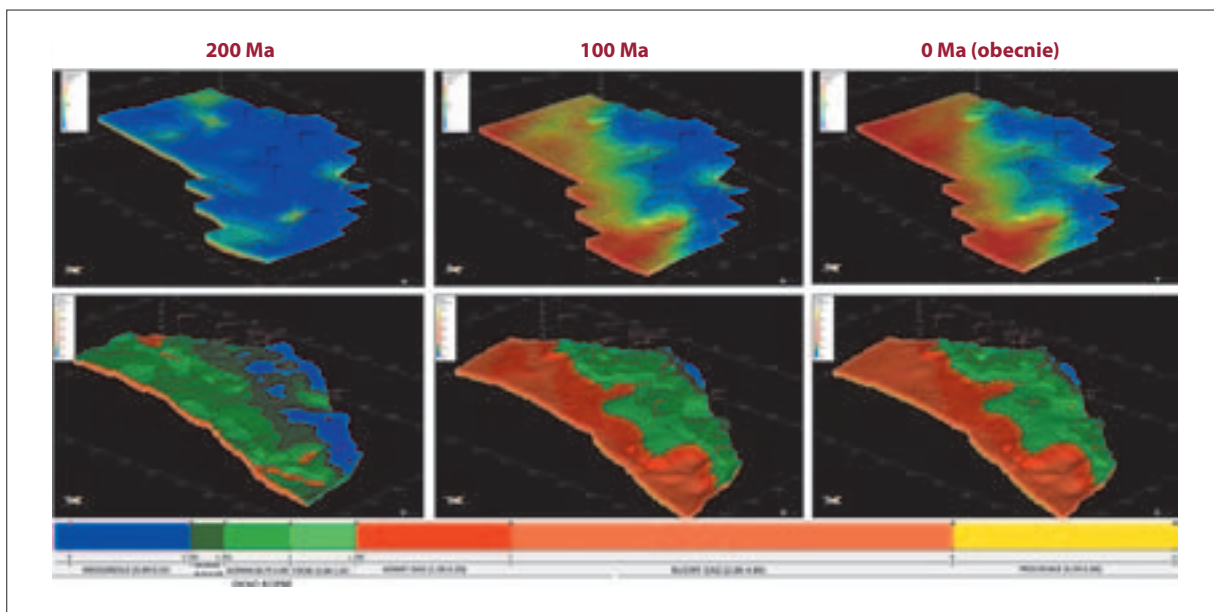
Rola modelu geologicznego w metodzie modelowania systemów naftowych znacznie wykracza poza zdefiniowanie geometrii modelowanego fragmentu basenu sedimentacyjnego i budujących go formacji geologicznych. Przykładowo, typ litologiczny oraz pozycja strukturalna skał budujących basen sedimentacyjny z jednej strony wyznaczają ich przynależność do określonego elementu systemu naftowego (skała macierzysta, zbiornikowa, uszczelnienie, nadkład), a z drugiej – determinują przebieg ewolucji właściwości charakteryzujących formacje geologiczne w funk-



Rys. 4. Schemat budowy modelu i przebiegu procesu symulacyjnego systemów naftowych (na podstawie [1, 3, 10])



Rys. 5. Przykładowe modele strukturalne, litologiczne, facjalne, petrofizyczne i geochemiczne konstruowane w Zakładzie Geologii i Geochemii INiG – PIB na potrzeby dynamicznych symulacji systemów naftowych [4, 6]



Rys. 6. Ewolucja przeobrażenia substancji organicznej w skali czasu geologicznego (odpowiednio 200, 100 mln lat temu i współcześnie): górny rząd – transformacja kerogenu [%]; dolny rząd – ewolucja okna generowania węglowodorów. Model koncepcyjny dolnopaleozoicznego systemu naftowego w rejonie Pomorza Zachodniego [6]

cji czasu geologicznego (rysunek 5) [3]. Dotyczy to m.in. parametrów: petrofizycznych (przebieg i charakter procesów kompaktacji wraz ze wzrostem miąższości nadkładu), termicznych (przewodność i pojemność cieplna, emisja ciepła radiogenicznego związana z zawartością minerałów ilastych), geomechanicznych, a także charakterystyki przepływu płynów złożowych, ewolucji pola ciśnień geostatycznych i porowych.

## Model termiczny basenu sedimentacyjnego

Temperatura jest czynnikiem kontrolującym przebieg wielu procesów mających wpływ na powstawanie złóż węglowodorów, takich jak np. czas i tempo generowania węglowodorów, czy też diagenetyzacja i cementacja osadów prowadząca do zmian przepuszczalności i porowatości skał uszczelniających i zbiornikowych. Istotą konstruowania modeli termicznych jest rekonstrukcja przebiegu zmian wartości strumienia ciepłego, determinującego rozkład paleotemperatur w czasie pograżania osadowego wypełnienia basenu sedimentacyjnego. Model termiczny basenu budowany jest w oparciu o jednowymiarowe modele wykonane dla pojedynczych odwiertów. Konstrukcja jednowymiarowego modelu termicznego wymaga określenia wartości parametrów brzegowych, którymi są strumień ciepły podłoża (HF – *Heat Flow*) i temperatura kontaktu woda–sedyment (SWIT – *Sediment Water Interface Temperature*).

Historia ewolucji strumienia ciepłego aplikowana jest adekwatnie do typu modelu tektonicznego basenu, gdyż poszczególne typy genetyczne basenów sedimentacyjnych charakteryzują się specyficznymi i (do pewnego stopnia) przewidywalnymi reżimami termicznymi [2, 5, 11]. Temperatura kontaktu woda–sedyment w poszczególnych przedziałach czasowych wyznaczana jest na podstawie danych paleobatymetrycznych (głębokości basenu sedimentacyjnego) oraz globalnych zmian średnich rocznych temperatur powierzchniowych, z uwzględnieniem migracji tektonicznej płyt litosfery. Tak skonstruowane modele termiczne kalibrowane są pomiarami parametrów określających stopień dojrzałości termicznej osadów, takimi jak wskaźnik refleksyjności wityryny  $VR_o$  czy wskaźnik  $T_{max}$  z pirolizy Rock-Eval. Wartości skalibrowanych jednowymiarowych modeli ewolucji termicznej służą do wykreślenia map/trendów gęstości strumienia ciepłego dla poszczególnych przedziałów czasu geologicznego i następnie są implementowane w dynamicznym, przestrzennym (4D) modelu systemu naftowego.

## Kalibracja dynamicznego modelu systemu naftowego

Konieczność czynienia wielu założeń w procesie modelowania ewolucji strukturalno-parametrycznej systemów naftowych wymaga szczególnej rzetelności procedur kalibracji modelu. Poszczególne składowe modelu 4D kalibrowane są odpowiednio:

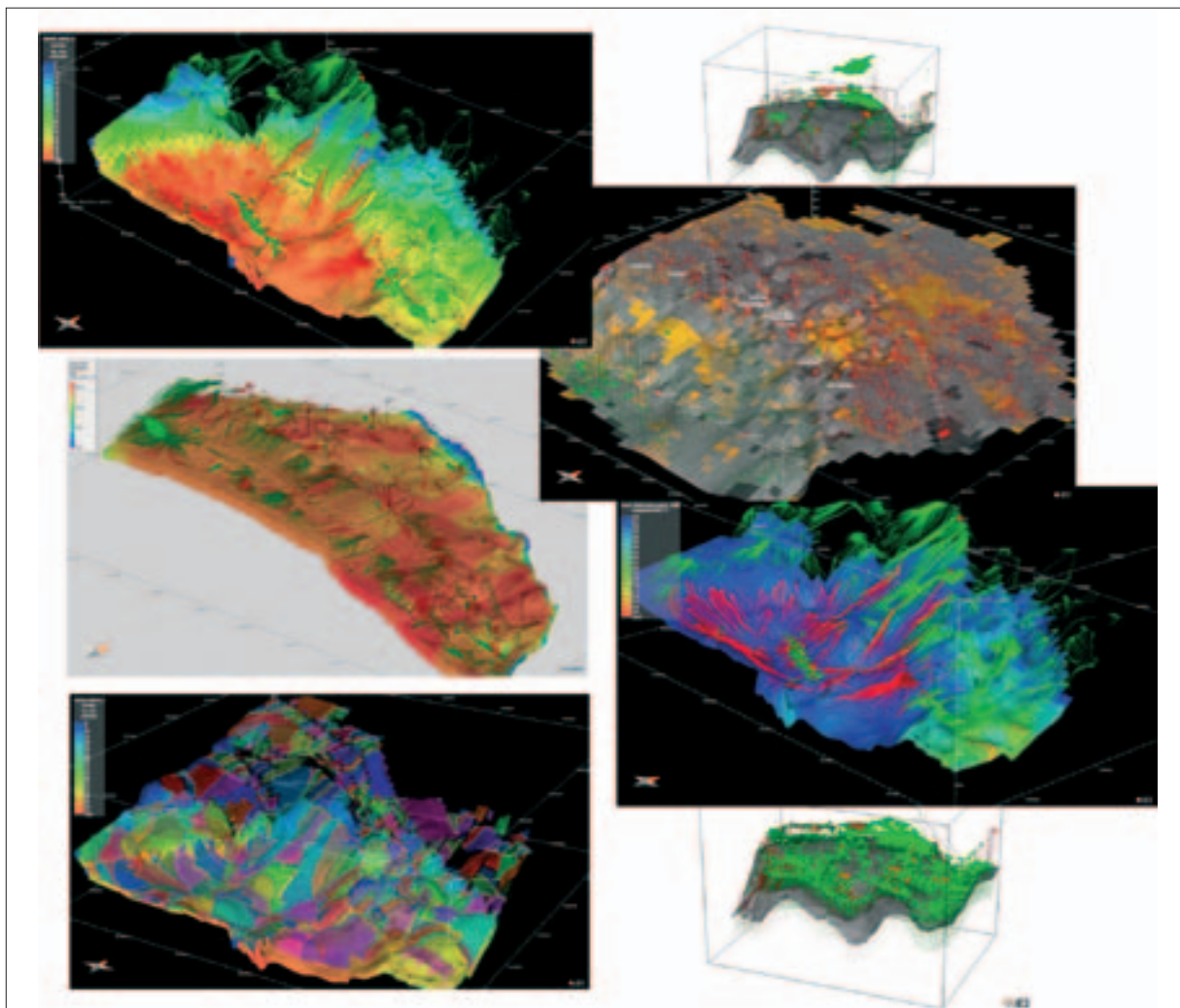
- model geologiczny w zakresie skutków kompaktacji – wynikami pomiarów porowatości, przepuszczalności i ciśnienia w otworach wiertniczych (pomierzonymi lub interpretowanymi w oparciu o dane geofizyki otworowej),
- model termiczny – pomiarami temperatury w odwiertach i wartościami wskaźników dojrzałości termicznej materii organicznej,
- model kinetyczny kerogenu (geochemiczny) – stopniem transformacji kerogenu i składem węglowodorów w odkrytych złożach.

Kalibracja modelu polega na wielokrotnym symulowaniu dynamiki systemu naftowego i porównywaniu obliczonych parametrów (ekstrahowanych z modeli 3D profili 1D) z wartościami parametrów kalibracyjnych pomierzonymi w profilach otworów, takimi jak: porowatość, ciśnienie, temperatura, refleksyjność wityryny (dojrzałość materii organicznej), rozmieszczenie i rozmiary odkrytych złóż oraz skład węglowodorów w odkrytych złożach. Modyfikacje założeń i danych wejściowych, w kolejnych powtórzeniach procesu symulacyjnego, oraz weryfikacja parametrów w wybranych odwiertach prowadzona jest do uzyskania zadowalających rezultatów kalibracji.

## Wyniki modelowania systemów naftowych

W efekcie przeprowadzonej symulacji systemów naftowych dla każdego z kroków czasowych ewolucji basenu (zwykle kilkanaście) uzyskuje się przestrzenne rozkłady szeregu cech fizycznych obszaru badań, spośród których najistotniejszymi dla poszukiwań węglowodorów są: stopień przeobrażenia termicznego skał macierzystych, charakter i ilość generowanych węglowodorów, czas generacji, potencjalne drogi migracji i strefy możliwych akumulacji węglowodorów, a także zawartość gazu wolnego i zaadsorbowanego w macierzystej formacji łupkowej. Analiza ewolucji parametrów takich jak stopień transformacji substancji





Rys. 7. Prognoza dróg migracji i akumulacji węglowodorów, nasycenie formacji macierzystej węglowodorami, strefy drenażu, parametry potencjalnych złóż – wyniki wybranych opracowań Zakładu Geologii i Geochemii INiG – PIB [4, 6]

organicznej czy okno generowania węglowodorów pozwala umiejscowić na skali czasu geologicznego początek powstawania węglowodorów oraz stan systemu naftowego w trakcie generacji i migracji ropy naftowej i gazu ziemnego (rysunek 6). Istnienie potencjalnych dróg migracji, uformowanie pułapek oraz wystarczające uszczelnienie poziomów zbiornikowych decydują o warunkach do zachowania złóż. Przebieg i skala procesów ekspulsji i adsorpcji w poziomie macierzystym determinuje potencjał dla występowania niekonwencjonalnych złóż gazu lub ropy.

Interpretacja wyników dynamicznego modelu systemu naftowego pozwala na wyciąganie wniosków odnośnie możliwości istnienia systemów naftowych, ich dynamiki i skutków w postaci akumulacji węglowodorów [3, 6, 10]. Prowadzi to do:

- wyznaczania stref o wysokiej wydajności procesów generacji (np. w mln t/km<sup>2</sup>), drogi migracji i strefy drenażu,

- wyznaczania stref wysokiego nasycenia węglowodorami (gaz wolny i sorbowany) formacji łupkowej, perspektywiczne w kontekście poszukiwań niekonwencjonalnych nagromadzeń węglowodorów (poprzez aplikacje krzywej Langmuira wyrażającej zależność ilości adsorbowanych węglowodorów od ciśnienia i temperatury oraz zawartości substancji organicznej),
- prognozy rozmieszczenia i rozmiary potencjalnych złóż ropy naftowej i/lub gazu ziemnego,
- sporządzenia bilansu węglowodorowego basenu sedymentacyjnego lub obszaru prowadzenia prac poszukiwawczych, uwzględniającego czas, tempo i wielkość generacji, adsorpcji, ekspulsji i migracji, a następnie rozproszenia lub akumulacji węglowodorów,
- wskazania obszarów o wysokich perspektywach poszukiwawczych, dla szczegółowego

rozpoznania lokalizacji otworów poszukiwawczych w optymalnych strefach (*sweet spots*) (rysunek 7).

Wyniki modelowania systemów naftowych – choć obarczone istotnymi czynnikami ryzyka – pozwalają na testowanie wielu niezależnych hipotez geologicznych i przyczyniając się do zrozumienia analizowanego basenu sedymentacyjnego umożliwiają podejmowanie decyzji poszukiwawczych opartych na pogłębionych analizach.

## Podsumowanie

1. Dynamiczne modele systemów naftowych stanowią narzędzie odtwarzania przebiegu strukturalno-parametrycznej ewolucji basenu sedymentacyjnego oraz symulacji procesów naftowych zachodzących w systemach naftowych, uwiarygodniając tym samym wnioski na temat obserwowanych obecnie skutków procesów geologicznych, w tym procesów generacji, ekspulsji, migracji i akumulacji węglowodorów.
2. Model systemu naftowego stwarza możliwości oceny potencjału węglowodorowego obszaru prospekcji naftowej (od skali pojedynczej koncesji do basenu sedymentacyjnego), w tym zasobów prognostycznych, zakumulowanych w postaci złóż konwencjonalnych oraz węglowodorów nasycających łupkowe formacje macierzyste (złoża typu *shale gas*).
3. Do istotnych czynników ryzyka geologicznego należy zaliczyć:
  - » niepewność ewolucji strukturalnej (pograżenie, czas i skala erozji, aktywność tektoniczna obszaru w skali czasu geologicznego) strumienia ciepłego (*heat flow*) oraz zmiany przestrzennego rozkładu temperatur,
  - » przebieg procesów diagenety w skali czasu geologicznego (procesy kompaktacji, dekompaktacji, rekryształizacji, naturalnego szczelinowania formacji geologicznych),
  - » ewolucję pola ciśnień porowych, geostatycznych i kapilarnych, determinujących przepływ mediów złożowych w ośrodku skalnym.
4. Sposobem minimalizacji niepewności wyników i czynionych na ich podstawie prognoz jest podnoszenie szczegółowości modelu (rozszerzenie spektrum wykorzystywanych danych geologicznych, geofizycznych i geochemicznych, uwzględnianie wyników analiz cząstkowych, podwyższanie przestrzennej i czasowej rozdzielczości modelu) i rzetelna, uwzględniająca wzajemne zależności,

kalibracja poszczególnych składowych dynamicznego modelu systemów naftowych.

5. Wyniki przemyślanego, opartego o głębokie analizy modelowania systemów naftowych mogą mieć znaczenie o charakterze strategicznym dla efektywności poszukiwań węglowodorów, zwłaszcza w słabo rozpoznanych basenach lub częściach basenów sedymentacyjnych. Takie prace w coraz szerszym zakresie są prowadzone w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym, w którym możliwe jest wykonywanie większości analiz z zakresu geochemii i petrofizyki stosowanych do kalibracji modeli składowych w budowie modelu systemu naftowego. W INiG – PIB wykonano już kilka projektów, dzięki którym zweryfikowano modele generacji, migracji i akumulacji, a także wykonano bilans akumulacji węglowodorów.

*Autorzy są pracownikami naukowymi Zakładu Geologii i Geochemii w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym*

Wyniki prezentowane w tej pracy powstały dzięki realizacji projektu dofinansowanego przez NCBiR w ramach programu *Blue Gas*. Nr projektu: BG/1/MWSSSG/13.

### Literatura

- 1) Al-Hajeri M. M., et al: *Basin and Petroleum System Modeling*. *Oilfield Review* 21, Summer no. 2, 2009, pp. 14–29.
- 2) Allen P. A., Allen J. R.: *Basin analysis – principles and applications*. Blackwell Scientific Publications, Oxford, 1990, pp. 463.
- 3) Hantschel T., Kauerauf A. I.: *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. DOI 10.1007/978-3-540-72318-9\_2. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg 2009.
- 4) Matyasik I., Słoczyński T., Sowizdzał K., Stadtmüller M., Madej K., Słyś M.: *Możliwości generowania i akumulacji węglowodorów w utworach paleozoicznych na obszarze pomiędzy Mielcem, Dębicą a Rzeszowem*. III Konferencja Naukowo-Techniczna „Ropa i gaz – złoża konwencjonalne i niekonwencjonalne”, Czarna k. Ustrzyk Dolnych, 11–14.04.2010.
- 5) McKenzie D.: *Some remarks on the development of sedimentary basins*. *Earth and Planetary Science Letters*, 1978, vol. 40, pp. 25–32.
- 6) Sowizdzał K., Słoczyński T., Stadtmüller M.: *Dynamiczne, przestrzenne (4D) modelowanie systemów naftowych jako narzędzie prospekcji naftowej i oceny zasobów konwencjonalnych i niekonwencjonalnych [w:] Rzeczpospolita łupkowa. Studium wiedzy o gazie z formacji łupkowych*. *Prace Naukowe INiG nr 183*, 2012.
- 7) Welte D. H., Yalcin M. N.: *Basin modeling – A new comprehensive method in petroleum geology [in] Advances in Organic Geochemistry (Mattavelli L. and Novelli L., 1987)*. *Organic Geochemistry*, vol. 13, p. 14–151.
- 8) Welte D. H., Horsfield B., Baker D. R.: *Petroleum and basin evolution: insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling*. New York, Springer 1997, 535 p.
- 9) Welte D. H., Yukler M. A., Radke M., Leythaeuser D., Mann U., Ritter U.: *Organic geochemistry and basin modelling – Important tools in petroleum exploration*. J. Brooks, ed., *Petroleum Geochemistry and Exploration of Europe*, Blackwell Scientific Publications, 1983, pp. 237–252.
- 10) Wygrala B.: *Unconventional gas exploration and petroleum systems modeling*. *Polish Shale Gas Forum*, Warsaw, 27.01.2011.
- 11) Yalcin M. N., Littke R., Sachsenhofer R. F.: *Thermal history of sedimentary basins*. In: *Petroleum and basin evaluation* (D. H. Welte, B. Horsfield, D. R. Baker). Springer, Berlin, 1997, pp. 71–168.

**Inwestycje i rozwój PERN „Przyjaźń” S.A.**

# Budujemy bezpieczeństwo energetyczne kraju

**ROZMOWA Z MARCINEM MOSKALEWICZEM,  
PREZESEM PERN „PRZYJAŹŃ” S.A.**

Choć kieruje Pan Spółką PERN „Przyjaźń” dopiero od nieco ponad trzech lat, widać już efekty podejmowanych przez Pana decyzji: z roku na rok Spółka ma coraz lepsze, wręcz rekordowe, wyniki finansowe. Opublikowane nie tak dawno przez Państwa dane za pierwsze półrocze 2015 roku pokazały wzrost zysku o 37% w porównaniu z rokiem ubiegłym.

**Co stoi za tym sukcesem?**

Czynników jest wiele. Niektóre, jak wysoki poziom tłoczeń ropy naftowej (wyższy o ok. 9% od analogicznego okresu ubiegłego roku) oraz rosnące zapotrzebowanie na usługę magazynowania – są mniej zależne od nas. Inne, jak optymalizacja zarządzania aktywami Grupy Kapitałowej, zwiększenie efektywności wykorzystania infrastruktury, czy rozbudowa powierzchni magazynowej znajdują się wyłącznie w naszej gestii. Nie tak dawno byliśmy mocno krytykowani za rozbudowę pojemności magazynowych. A dziś wszystkie zbiorniki są wypełnione „pod kurek”. Dzieje się tak, ponieważ, moim zdaniem, najważniejsze jest konsekwentne dążenie do realizacji wyznaczonego, ambitnego celu. Naturalnie cieszą mnie przychody za pierwsze półrocze na poziomie przekraczającym 332 mln zł (wobec ok. 299 mln zł w analogicznym okresie roku ubiegłego – przyp. red.), czyli o 11% więcej, czy zysk





netto wynoszący blisko 163 mln zł, wyższy o 37%. Takie wyniki zapowiadają dobry rok, ale przyznam szczerze, że więcej satysfakcji sprawia mi zwiększenie efektywności pracy, wprowadzenie dla naszych klientów nieznanymi wcześniej w kraju form tradingowych surowca, czy nowych rozwiązań technologicznych, ponieważ to one zadecydują o przyszłości firmy. Zawsze podkreślam też znaczenie czynnika ludzkiego: mimo sprzyjających warunków rynkowych nie osiągnęlibyśmy takich wyników, gdyby nie wysokiej klasy zespół specjalistów i ich ciężka praca.

**Ambitnych celów rzeczywiście Panu chyba nie brakuje: warto wymienić choćby budowę pierwszego w historii Polski hubu naftowego. To skomplikowana inżynierijnie inwestycja wymagająca nowatorskich rozwiązań, multizadaniowości, a mimo wszystko całość prac realizowana jest**

**zgodnie z przyjętym harmonogramem. Jak to się udaje?**

Dodałbym jeszcze jeden aspekt, z którego jestem szczególnie dumny: ponad 90% prac wykonywanych jest przez polskie firmy. I to stanowi najlepszy dowód na ogromny potencjał drzemący w polskich przedsiębiorstwach, w polskich specjalistach wszystkich szczebli. Budowa Terminalu Naftowego w Gdańsku przebiega wzorowo, zgodnie z naprawdą napiętym harmonogramem. Prace trwają przez siedem dni w tygodniu, nierzadko całodobowo. Dlatego stan zaawansowania tej – pionierskiej pod wieloma względami w skali kraju – inwestycji wynosi obecnie ok. 81%; zakończone są już kluczowe elementy Terminalu, m.in. konstrukcje wszystkich sześciu zbiorników, oczyszczalnia ścieków, ułożone są rurociągi wewnętrzne i zewnętrzne, finiszujemy z budową dróg wewnętrznych. Wszystko wskazu-





je na to, że inwestycja będzie zakończona zgodnie z planem na koniec 2015 r.

#### **Dlaczego właściwie budowa Terminalu Naftowego to taka ważna inwestycja dla naszego kraju?**

Powodów jest wiele, ale najważniejsze są globalne zmiany w kierunkach transportu surowca, czyli rosnące znaczenie frachtu morskiego. Dzieje się tak w dużej mierze za sprawą rewolucji łupkowej w USA, która dała początek zmianom na globalnym rynku węgłowodorów. Reindustrializacja Stanów Zjednoczonych, zastosowanie szczelinowania hydraulicznego do skał macierzystych, a przede wszystkim – to, co jeszcze 4–5 lat temu było niewyobrażalne – wydobywanie ropy z pokładów łupków zmieniło już w znacznym stopniu i nadal będzie zmieniać oblicze energetyczne świata. Tania energia w Ameryce, powszechna dostępność metanu i węgłowodorów lekkich, a w konsekwencji – samowystarczalność energetyczna największego do tej pory importera surowca na świecie wpłynęła nie tylko na radykalny spadek cen ropy naftowej, ale także na istotne zmiany kierunków dostaw oraz na konkurencję na globalnych rynkach. Jeśli dodać do tego rosnącą skalę konfliktów, jakie obserwujemy dziś na świecie, ze szczególnym uwzględnieniem naszego regionu, oraz wyraźne dążenie do coraz mocniejszej integracji w ramach Unii Europejskiej – czego najlepszym przykładem jest projekt Unii Energetycznej, czy raport CEEP – wniosek nasuwa się sam: Terminal Naftowy w Gdańsku to dostosowanie naszej infrastruktury do dokonujących się zmian kierunków dostaw surowca, stworzenie wachlarza różnorodnych usług

dostosowanych do potrzeb klientów, zapewnienie pełnej elastyczności przeładunków, wzrost efektywności oraz udrażnianie starych i tworzenie nowych międzynarodowych korytarzy transportu. W dużym skrócie: Terminal Naftowy to klucz do bezpieczeństwa energetycznego Polski, lecz nie tylko naszego kraju.

#### **Nie tylko?**

Obrazy ostatniej Rady Atlantyckiej i Szczytu Gospodarczego oraz Raport przygotowany przez Atlantic Council i CEEP wskazują wyraźnie, że wobec zagrożeń ciągłości dostaw surowców energetycznych, a także dążenia do dalszej integracji Europy konieczna staje się budowa interkonektorów wewnątrz Unii Europejskiej. Terminal Naftowy w Gdańsku może stać się pierwszym rzeczywistym krokiem w obszarze logistyki ropy naftowej zmierzającym dokładnie w tym kierunku. Jeśli dodamy, że takie rozwiązanie zwiększyłoby konkurencyjność Europy na globalnym rynku oraz że jest ono zbieżne z celami gospodarczymi i klimatycznymi Unii, to w całkiem nieodległej perspektywie gdański Terminal może stać się niezmiernie ważnym elementem korytarza naftowego Północ–Południe, ciągnącego się od Bałtyku po Morze Śródziemne.

#### **Stawia Pan na innowacyjność, dobiega końca budowa tzw. „trzeciej nitki” rurociągu „Przyjaźń”, w Spółce wdrażane są nowe rozwiązania technologiczne. To dużo zadań...**

Terminal Naftowy to oczywiście nasza sztandarowa inwestycja, ale realizujemy także wiele innych projektów, ważnych dla przyszłości naszej Grupy Kapitałowej a także dla Polski. Nie tak dawno podpisaliśmy np. kolejną umowę o współpracy badawczo-rozwojowej i wdrożeniowej, tym razem z Politechniką Warszawską, z Wydziałem Inżynierii Materiałowej, co pozwoli wykorzystać nowatorskie rozwiązania techniczne do zwiększenia bezpieczeństwa infrastruktury technicznej, lepszej ochrony ludzi, mienia i środowiska, ale także – co niezwykle ważne – do obniżenia kosztów eksploatacji.

W przypadku realizacji tzw. „trzeciej nitki Przyjaźni” to została ona rozpoczęta wiele lat temu przez moich poprzedników, deklarujących ukończenie tej inwestycji. Głównie ze względu na obowiązujące w naszym kraju uregulowania formalno-prawne, które praktycznie uniemożliwiają inwestycje liniowe, żadnemu do tej pory to się nie udało. Ja jestem zdeterminowany, by zakończyć ten projekt w 2015 r. Jesteśmy naprawdę bardzo blisko sfinalizowania „trzeciej nitki”, ale trzeba dodać, że w tym przypadku jednak nie wszystko zależy od nas...

#### **Życzymy zatem dalszego utrzymania tempa i czekamy na ukończenie prac. Dziękujemy za rozmowę.**

LISTOPAD 2014



CZERWIEC 2015



LUTY 2015



STYCZEŃ 2015



STYCZEŃ 2015



[www.pern.com.pl](http://www.pern.com.pl)

**TERMINAL NAFTOWY  
W GDANSKU – I ETAP**

**375 TYS. M<sup>3</sup> NOWYCH POJEMNOŚCI  
NA ROPE NAFTOWĄ**



**Kierunki rozwoju paliw do silników o zapłonie iskrowym**

# Proekologiczna ewolucja paliw i pojazdów

**MARTYNIKA PAŁUCHOWSKA, DELFINA ROGOWSKA, BOGUSŁAWA DANEK**

Polityka wielu państw, w tym zdecydowana polityka Unii Europejskiej, mając na uwadze ochronę zdrowia człowieka i dbanie o środowisko naturalne – cele stawiane przez społeczeństwa głównie krajów zaawansowanych technologicznie – kreuje kierunki rozwoju paliw transportowych.

**C**hociaż protokół z Kioto nie został podpisany przez USA [1], a Kanada wystąpiła z niego podczas szczytu klimatycznego ONZ w Durbanie w 2011 r. [2], to jednak najszybciej rozwijające się obecnie kraje azjatyckie (Chiny, Indie) ratyfikowały ów dokument, a Unia Europejska nie rezygnuje z realizacji swoich

niezwykle rygorystycznych celów ograniczania zanieczyszczenia powietrza.

Paliwa transportowe to dla każdego państwa nośnik energii o znaczeniu strategicznym. Nadal głównym źródłem pozyskiwania paliw dla transportu jest i będzie ropa naftowa. Jednocześnie sektor transportu pozostaje pod nieustanną presją, ponieważ musi sprostać rosnącym wymaganiom w zakresie przewozu towarów, a także zapewnić mobilność ludności i jednocześnie podejmować działania redukujące jednostkowe zużycie paliw w obliczu zmniejszających się zasobów ropy naftowej, jak również podjąć działania ograniczające wielkość emisji toksycznych składników spalin. Mając na uwadze powyższe, specyfikacje jakościowe paliw muszą uwzględniać wymagania środowiskowe narzucone w odpowiednich aktach prawnych dotyczących jakości powietrza atmosferycznego, przy uwzględnieniu oczekiwań konsumentów [5].

Sektor transportu pozostaje pod nieustanną presją, ponieważ musi sprostać rosnącym wymaganiom w zakresie przewozu towarów, a także zapewnić mobilność ludności i jednocześnie podejmować działania redukujące jednostkowe zużycie paliw w obliczu zmniejszających się zasobów ropy naftowej, jak również podjąć działania ograniczające wielkość emisji toksycznych składników spalin.

**Planowane kierunki rozwoju paliw dla sektora transportu drogowego w UE**

W związku z planowanymi celami energetycznymi Unii Europejskiej do roku 2020, Centrum Badawcze Joint Research Centre (JRC) przy Komisji Europej-

skiej sporządziło raport „EU renewable energy targets in 2020: Revised analysis of scenarios for transport fuels” [23]. Raport ten powstał w ramach programu *JEC Biofuels Programme* realizowanego we współpracy z Joint Research Centre of the European Commission (IET institute), EUCAR (European Council for Automotive R&D) i CONCAWE (Oil Companies’ European Organisation for Environment, Health and Safety).

Raport zawiera prognozę dla europejskiego sektora transportu drogowego do 2020 r. Analiza różnych scenariuszy uwzględnia wpływ celów legislacyjnych UE (dyrektywy 2009/28/WE – *Renewable Energy Directive* – tzw. dyrektywy RED [15] i 2009/30/WE FQD – *Fuel Quality Directive* – tzw. dyrektywy FQD [9]) na:

- producentów samochodów – w aspekcie rozwoju technologii pojazdów,
- producentów paliw – w aspekcie technologii rafineryjnych, wykorzystania paliw kopalnych oraz finalnego rynku paliw,
- producentów nośników energii odnawialnej.

W odniesieniu do technologii pojazdów raport przewiduje:

- zaostreżenie przepisów dotyczących emisji CO<sub>2</sub> i zanieczyszczeń powietrza (PM, NO<sub>x</sub>, itp.),
- wyposażenie pojazdów w bardziej zaawansowane układy napędowe i układy oczyszczania spalin,
- dalszą dywersyfikację układów napędowych (w tym technologia konwencjonalna, hybrydowa, baterie elektryczne, itp.) i rodzajów paliw,
- spadek całkowitego zużycia paliwa w całej flocie do 2020 r.,
- niewielki wzrost popytu na olej napędowy w latach 2014–2016, a następnie stabilizację do roku 2020,
- kontynuację poprawy efektywności i dieselizacji floty samochodów osobowych, co wywoła dalszy spadek popytu na benzynę silnikową.

Obecne technologie pojazdów umożliwiają stosowanie paliw E10 (mieszanka paliwa z 10-procentową zawartością bioetanolu) i B7 (mieszanka paliwa do silników Diesla z 7-procentową zawartością paliwa pochodzenia roślinnego – biodiesel). Wyższy udział biokomponentów w paliwie pozostaje nadal w sferze badań.

W odniesieniu do technologii paliw w raporcie stwierdzono brak pewności, czy obecna infrastruktura dystrybucji i logistyki jest kompatybilna z paliwami z wyższym udziałem biokomponentów. Stwierdzono także potrzebę skoordynowanego rozwoju specyfikacji norm europejskich CEN dla tych paliw tak, aby dopasować potrzeby i/lub zwrot nakładów inwestycyjnych niezbędnych do przystosowania tej infrastruktury.







Analizowane scenariusze wskazują jednak, że paliwa z wyższym udziałem biokomponentów muszą być wprowadzane na rynek Unii Europejskiej, by realizować cele przedstawione w dyrektywach RED i FQD.

Specyfikacja jakościowa dla etanolu dopuszcza stosowanie barwników i znaczników, a także dodatków antykorozyjnych pod warunkiem, że nie wywołują one szkodliwych skutków dla systemów pojazdów i są kompatybilne z dodatkami obecnymi w benzynie silnikowej.

W odniesieniu do biopaliw i innych źródeł energii odnawialnej dla transportu obowiązkowy jest ustalony cel zastąpienia do 2020 r. 10% energii z paliw kopal-

nych energią odnawialną. Obecnie dostępność w UE oleju napędowego B7 jest powszechna, a dostępność benzyny bezołowiowej E10 będzie wzrastać. Jednak wzrostowi ilości biokomponentów w formule paliw towarzyszą problemy ze zrównoważonym rozwojem. Problemy te potęguje wolniejsze niż oczekiwano tempo rozwoju zaawansowanych biopaliw II generacji. Różne tempo rozwoju i zmieniające się priorytety w poszczególnych państwach członkowskich UE prowadzą do rozrastania się różnych odmian i specyfikacji paliw. Proces normalizacji (specyfikacje CEN) stara się nadążyć za celami regulacyjnymi, które przyjmowane są znacznie szybciej. Aby umożliwić wdrożenie przyszłych map drogowych paliw dla osiągnięcia celów dyrektyw RED i FQD konieczny jest solidny i niezawodny proces normalizacji prowadzący do właściwych specyfikacji CEN. Kluczowym zidentyfikowanym czynnikiem w strategii dla paliw odnawialnych jest zaufanie klienta, zwłaszcza w kontekście wielości dostępnych gatunków paliw. Istotne pozostają kwestie zrównoważonego rozwoju, tempa rozwoju zaawansowanych biopaliw oraz równowaga pomiędzy produkcją własną UE i importem. Biorąc pod uwagę te wątpliwości w raporcie oceniono, że paliwa konwen-

cyjonalne E10 i B7 nie wystarczą, aby osiągnąć cel 10% – zgodny z RED. Według raportu, otwarte pozostają też pytania dotyczące tempa rozwoju niekonwencjonalnych i zaawansowanych biopaliw oraz innych paliw odnawialnych. Jak wynika z analizy, jedynym sposobem na osiągnięcie celów wymaganych w 2020 r. jest stosowanie bardziej zaawansowanych biopaliw.

Komisja Europejska we współpracy z CEN podjęła działania w zakresie bezołowiowej benzyny silnikowej zawierającej powyżej 10% (V/V) etanolu, tzw. E10+. W CEN/TC19 została powołana grupa robocza WG 38 „*New fuels coordination and planning*”, której prace dotyczyły nowego paliwa. W efekcie przygotowano raport techniczny CEN/TR 16514 „*Automotive fuels – Unleaded petrol containing more than 3,7% (m/m) oxygen – Roadmap, test methods, and requirements for E10+ petrol*” [24], który został opublikowany w czerwcu 2013 r. Prace CEN zapoczątkowały rozwój specyfikacji nowego rodzaju bezołowiowej benzyny silnikowej, której formuła może zawierać 20–25% (V/V) etanolu pochodzącego z biomasy i 75–80% (V/V) frakcji węglowodorowych pochodzących z ropy naftowej. Także w ramach tego przedsięwzięcia The European Renewable Ethanol Industry Association (ePURE) wykonało wstępne badania dotyczące benzyny bezołowiowej E20/E25 [25].

Komisja Europejska podtrzymuje stanowisko, że jej polityką jest promocja paliw alternatywnych. Zgodnie z zapisami projektu „*Directive on the deployment of alternative fuel infrastructure/pump labelling (2013)*” [26], głównymi alternatywnymi rodzajami paliw są: energia elektryczna, wodór, biopaliwa (E85, E10+), gaz ziemny (sprężony – CNG, skroplony – LNG, upłynniony gaz – GTL) oraz skroplony gaz ropopochodny (LPG).

## Rozwój specyfikacji jakościowej bioetanolu jako komponentu paliw do silników o zapłonie iskrowym

Jak ważna jest odpowiednia jakość współczesnych paliw do silników o zapłonie iskrowym, może świadczyć wieloletnia praca Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego (CEN) nad opracowaniem właściwej specyfikacji dla bioetanolu – komponentu pochodzącego z biomasy. Bioetanol w ilości 5% czy 10% (V/V) nie jest dodatkiem do paliw, lecz właśnie ich komponentem. Jego udział w paliwie jest znaczący, a w przypadku biopaliwa etanolowego może wynosić aż 85% (V/V). Z tego powodu niezwykle istotna jest jakość etanolu – nie może on wnosić do paliwa zanieczyszczeń, które wpływają negatywnie na elementy układu zasilania silnika samochodowego. W Europie działalność zmierza-



jąca do opracowania specyfikacji jakościowej etanolu została podjęta przez CEN w 2003 r. w oparciu o mandat Komisji Europejskiej w ramach wsparcia polityki promocji paliw odnawialnych. Prowadzone rozmowy i negocjacje pomiędzy przedstawicielami i ekspertami przemysłu samochodowego, rafineryjnego i alkoholowego zaowocowały tym, że skutecznie i trwale został osiągnięty całkowity konsensus, który zaowocował opracowaniem normy PN-EN 15376:2014-11 [27]. Norma ta ustanowiła limity poszczególnych parametrów jakościowych etanolu na takich poziomach, aby można było go zastosować zarówno do benzyny silnikowej w ilości do 10% (V/V), a także do biopaliwa etanolowego E85 w ilości do 85% (V/V). Badania prowadzone w zakresie wpływu etanolu na elementy silnika samochodowego dały podstawę do wprowadzenia limitów, a następnie ich zaostżenia co do parametrów takich jak: zawartość fosforu, siarczanu, chlorków nieorganicznych oraz przewodność elektryczna.

Specyfikacja jakościowa dla etanolu [27] dopuszcza stosowanie barwników i znaczników a także dodatków antykorozyjnych pod warunkiem, że nie wywołują one szkodliwych skutków dla systemów pojazdów i są kompatybilne z dodatkami obecnymi



w benzynie silnikowej. Ponieważ różne krajowe regulacje prawne dotyczące podatku akcyzowego w Europie dopuszczają wiele substancji chemicznych (większość z nich ma niekorzystny wpływ na elementy silnika samochodowego) do skażenia alkoholu etylowego niespożywczo, dlatego też w normie zalecono listę takich skaźników, które nie wpływają negatywnie na silnik samochodowy i systemy dystrybucji.

Warto odnotować, że odrębną specyfikację dla etanolu, jako komponentu benzyny silnikowej w ilości do 10% (V/V), opracowały organizacje zrzeszające producentów silników samochodowych i samochodów (ACEA, Alliance, EMA, JAMA) w formie „Ethanol Guidelines – March 2009” [28].

## Formuła biopaliwa etanolowego E85 jako alternatywy dla benzyny silnikowej

Zalecenia dyrektywy FQD [9] w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych zaowocowały wprowadzeniem na rynki europejskie nowego paliwa do silników z zapłonem iskrowym – biopaliwa etanolowego E85. W jego skład wchodzi: etanol – nominalnie do 85% (V/V), oraz – jako komponent uzupełniający – bezołowiowa benzyna silnikowa o jakości zgodnej z EN 228. Ten rodzaj paliwa jest przeznaczony do zasilania samochodów wy-

w postaci dokumentu CWA 15293:2005 [29]. Praca nad rozwojem specyfikacji trwała kilka lat. W roku 2011 została opublikowana wersja angielska, a w 2012 r. wersja polska specyfikacji: PKN-CEN/TS 15293:2012 [7].

## Kierunki zmian w jakości LPG

Gaz płynny (LPG) jest paliwem silnikowym przeznaczonym do zasilania silników o zapłonie iskrowym zamiennie z benzyną silnikową. W Polsce stanowi trzeci gatunek paliwa silnikowego pod względem wolumenu sprzedaży i zajmuje najważniejsze miejsce wśród paliw alternatywnych. Nie bez znaczenia są korzystne właściwości ekologiczne LPG. Ocenia się, że w samochodach napędzanych tym paliwem emisja CO<sub>2</sub> ulega zmniejszeniu o 12% w porównaniu z pojazdami zasilanymi benzyną silnikową [30]. Mając na uwadze cele dyrektywy FQD redukcji emisji GHG w cyklu życia, paliwo LPG jest jedną z dróg ich realizacji. Od lat 90 XX wieku jakość LPG jako paliwa silnikowego w Unii Europejskiej jest znormalizowana. Wymagania dla poszczególnych parametrów i metody ich badania zawarto w normie EN 589, której ostatnia polska wersja to PN-EN 589+A1:2012 [31].

Gaz skroplony jest produktem otrzymywanym z gazu ziemnego podczas stabilizacji ropy naftowej i procesów rafineryjnych przetwarzających ropę naftową oraz uzyskane z niej destylaty. Istnieją również technologie pozwalające na otrzymywanie LPG po-



posażonych w zmodyfikowane silniki (*FlexiFuel Vehicle*), które mogą być również napędzane konwencjonalną bezołowiową benzyną silnikową. Krajem europejskim o największej liczbie użytkowników samochodów FFV i biopaliwa E85 jest Szwecja. Innymi krajami w Europie o dużej dostępności tego gatunku biopaliwa są Francja, Niemcy, Austria oraz Węgry. Pierwsza specyfikacja dla paliwa etanolowego E85 została opracowana przez CEN w oparciu o mandat Komisji Europejskiej

chodzenia biologicznego. Frakcja C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub>, wydzielana podczas odgazolinowania gazu ziemnego kondensatowego lub stabilizacji ropy naftowej zawiera wyłącznie węglowodory nasycone: głównie propan, butan i izobutan. W rafinerii o głębokim przerobieniu ropy naftowej komponenty LPG pozyskuje się w trakcie procesów obejmujących jej pierwotną i wtórną przeróbkę, uszlachetnianie destylatów oraz produkcję eterów, a także podczas niektórych procesów petrochemicz-

nych. Z tego powodu w składzie frakcji C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> z procesów rafineryjnych, oprócz propanu, n-butanu i izobutanu znajdują się także nienasycone węglowodory o trzech i czterech atomach węgla.

Jakość LPG, podobnie jak benzyny silnikowej, musi podlegać zmianom wynikającym z realizacji celów ochrony zdrowia człowieka i środowiska naturalnego w obszarze transportu drogowego. Samochody, których silniki napędzane są LPG, zamiennie zasilane są także benzyną silnikową. Pojazdy te wyposażone są w katalityczne systemy oczyszczania spalin, w przypadku których istotna jest zawartość siarki w paliwie. Obecnie w benzynie silnikowej maksymalna zawartość siarki wynosi 10 mg/kg, podczas gdy w LPG jest to 50 mg/kg. Ponieważ producenci nowoczesnych samochodów zwracają uwagę na ten problem, należy spodziewać się, że w niedalekiej przyszłości maksymalna dopuszczalna zawartość siarki w LPG ulegnie obniżeniu.

LPG jest paliwem mającym znaczący udział w rynku, co jest dostrzegane przez producentów samochodów osobowych, coraz częściej decydujących się na montaż instalacji LPG w samochodach fabrycznych. Zmienia to stereotyp postrzegania tego paliwa, jako dedykowanego dla starych pojazdów o niskich wymaganiach jakościowych. Stąd też konieczna jest rewizja wymagań postawionych w normie EN 589. Europejskie doświadczenia w monitorowaniu właściwości użytkowych LPG prowadzą do rozwiązania wpisania do normy EN 589 ostrzeżenia dotyczącego zagrożeń polegających na powstawaniu lepkich osadów na

cowania najbardziej optymalnych wymagań jakościowych konieczne jest przeprowadzenie szeregu badań ukierunkowanych na zasilanie najbardziej nowoczesnych samochodów.

## Podsumowanie

Kierunki rozwoju paliw silnikowych, w tym paliw do silników o zapłonie iskrowym, określa wiele dokumentów i aktów prawnych. Skład chemiczny finalnego produktu sukcesywnie ulega ewolucji, głównie na skutek działań ekologów, w zakresie ograniczania zanieczyszczenia powietrza atmosferycznego substancjami szkodliwymi pochodzącymi ze spalania paliw ropopochodnych oraz postępu w rozwoju konstrukcji silników.

Działania te wymuszają na konstruktorach pojazdów samochodowych zmiany w budowie układów zasilania, komory silnika i układów oczyszczania spalin, a na producentach paliw – dostosowanie ich formuły chemicznej do wymagań konstruktorów samochodów, aby w efekcie zminimalizować emisję szkodliwych substancji powstających podczas spalania takiego paliwa.

Zakład Paliw i Procesów Katalitycznych w Pionie Technologii Nafty Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego aktywnie uczestniczy w rozwoju nowych technologii paliw uwzględniających wytyczne:



elementach układu zasilania, co ma związek z obecnością plastyfikatorów. Do ograniczenia tego zjawiska pomocne będzie wprowadzenie zmian w zakresie parametru pozostałości po odparowaniu. Wypracowanie wymagań jakościowych dla LPG – jako paliwa do nowoczesnych silników i układów zasilania – wymaga dokonania rewizji również w zakresie parametrów użytkowych, takich jak liczba oktanowa i powiązany z nią bezpośrednio skład węglowodorowy. Dla wypra-

- europejskich dyrektyw (FQD, RED i inne) implementowanych do prawa krajowego,
- europejskich norm produktowych i metod badania produktów,
- europejskich norm emisji EURO,
- Protokołu Kioto w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych GHG z transportu drogowego,
- zaawansowanych technologii silników samochodowych i układów oczyszczania spalin.



Przyszłość paliw do silników o zapłonie iskrowym zmierza w kierunku zwiększenia liczby rodzajów tych paliw, przy zachowaniu wymagań oktanowych, jako podstawy poprawnego działania silnika.

Przeszło dekadę temu podstawowym gatunkiem na rynku europejskim była benzyna bezołowiowa 95 (przy obecności na rynku benzyny bezołowiowej 98 i benzyny bezołowiowej 91). Obecnie dominującym gatunkiem jest E5 (benzyna bezołowiowa 95 z 5-procentową zawartością etanolu), przy niewielkim wolumenie benzyny bezołowiowej 98; dystrybuowana jest także benzyna bezołowiowa E10 (z 10-procentową zawartością etanolu), LPG oraz paliwo etanolowe E85.

Wyspecjalizowana kadra badawcza i inżynierska Zakładu Paliw i Procesów Katalitycznych o wysokim stopniu doświadczenia i wiedzy merytorycznej, a także odpowiednie wyposażenie w zakresie aparatury badawczej umożliwi realizację projektów badawczych obejmujących szeroki wachlarz rodzajów paliw, takich jak:

- gaz płynny (LPG),
- benzyna bezołowiowa 95 i 98, w tym benzyna bezołowiowa E10,
- paliwo etanolowe E85,

- olej napędowy (w tym olej napędowy B7),
- paliwa typu oleju napędowego: B10, B20, B100,
- benzyny lotnicze,
- paliwa lotnicze,
- oleje opałowe.

Determinowane przez nadrzędne cele ochrony zdrowia człowieka i środowiska naturalnego, w tym powietrza atmosferycznego, kierunki rozwoju paliw silnikowych, są motorem napędowym działań Zakładu Paliw i Procesów Katalitycznych w zakresie opracowywania, rozwijania i wdrażania technologii wytwarzania paliw zawierających komponenty z procesów pierwotnej i wtórnej przeróbki ropy naftowej, a także posiadających komponenty będące efektem procesów przetwarzania biomasy (biokomponenty I i II generacji). Domeną Zakładu jest również ocena wodorowych procesów katalitycznych, oceny testowe i procesowe katalizatorów stosowanych w przemyśle rafineryjnym w procesach zeoformingu, hydroodsiarczania, hydrorafinacji i katalitycznego odparafinowania. Prace Zakładu koncentrują się w dużej mierze na rozwiązywaniu problemów technologicznych związanych z poprawą jakości produktów, w szczególności paliw węglowodorowych i biopaliw, a także na ocenie zanieczyszczenia mikrobiologicznego paliw w systemie produkcji i dystrybucji oraz ich właściwości niskotemperaturowych i stabilności chemicznej.

Nowoczesne paliwa wymagają stosowania odpowiednich dodatków uszlachetniających dla poprawy ich właściwości eksploatacyjnych – efektem tego zapotrzebowania są działania Zakładu Paliw i Procesów Katalitycznych INiG – PIB nad opracowywaniem technologii uszlachetniania paliw oraz biopaliw silnikowych. Europejski system monitorowania i kontrolowania jakości paliw przyczynił się do rozwoju realizowanego przez Zakład Paliw i Procesów Katalitycznych obszaru eksperckiej oceny jakości paliw silnikowych i biopaliw. Nowo rozwijaną dziedziną prac Zakładu jest ocena oddziaływania na środowisko paliw, biopaliw i innych produktów pochodzących z przemysłu rafineryjnego i petrochemicznego w oparciu o analizę cyklu życia (LCA) w powiązaniu z aspektami zrównoważonego rozwoju.

Publikacje wyników prac badawczych kadry naukowo-badawczej Zakładu Paliw i Procesów Katalitycznych INiG – PIB w literaturze krajowej i zagranicznej stanowią cenny wkład w uzupełnianie wiedzy o szeroko pojętych problemach paliw silnikowych.

*Autorki są pracownikami naukowymi  
Zakładu Paliw i Procesów Katalitycznych  
w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym  
Instytucie Badawczym*



## Literatura

- 1) Sobolewski M.: Perspektywy międzynarodowych negocjacji klimatycznych w świetle wyników konferencji COP17 w Durbanie. *Studia BAS* Nr 1(29) 2012, s. 31–54 [http://orka.sejm.gov.pl/WydBAS.nsf/0/AF77DB9CCC8D91D5C1257A2A004573FB/\\$file/Strony%20odStudiaBAS%2829%29\\_I-3.pdf](http://orka.sejm.gov.pl/WydBAS.nsf/0/AF77DB9CCC8D91D5C1257A2A004573FB/$file/Strony%20odStudiaBAS%2829%29_I-3.pdf) (dostęp: marzec 2015 r.).
- 2) Status of Ratification of the Kyoto Protocol. [http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/background/items/6603.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/background/items/6603.php) (dostęp: marzec 2015 r.).
- 3) EURO 91/441/EEC, 93/59/EEC, 94/12/EC, 96/69/EC, 98/69/EC, 2002/80/EC, 2007/715/EC.
- 4) Worldwide Fuel Charter, September 2013, 5<sup>th</sup> Edition, [www.acea.be](http://www.acea.be) (dostęp: marzec 2015 r.).
- 5) Price M. J.: Development of Specifications for Automotive Fuels. *Biuletyn ITN 1/2003*, tom XV, s. 78–87.
- 6) PN-EN 228:2013-04 Paliwa do pojazdów samochodowych – Benzyna bezołowiowa – Wymagania i metody badań.
- 7) PKN-CEN/TS 15293:2011 Paliwa do pojazdów samochodowych – Paliwo etanolowe (E85) do pojazdów samochodowych – Wymagania i metody badań.
- 8) PN-EN 589+A1:2012 Paliwa do pojazdów samochodowych – LPG – Wymagania i metody badań.
- 9) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzającą mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zmieniającą dyrektywę Rady 1999/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żegluga śródlądowej oraz uchylającą dyrektywę 93/12/EWG (FQD).
- 10) Council Directive 85/210/EEC of 20 March 1985 on the approximation of the laws of the Member States concerning the lead content of petrol.
- 11) Council Directive 85/536/EEC of 5 December 1985 on crude-oil savings through the use of substitute fuel components in petrol.
- 12) Stein H., Elliott N., Pochic J.: European Programme on Emissions, Fuels and Engine Technology (EPEFE) – Vehicle and Engine Testing Procedures. *SAE Technical Paper* 961068, 1996, doi:10.4271/961068.
- 13) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/17/WE z dnia 3 marca 2003 r. zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do jakości benzyny silnikowej i oleju napędowego.
- 14) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/30/WE z dnia 8 maja 2003 r. w sprawie wspierania użycia w transporcie biopaliw lub innych paliw odnawialnych.
- 15) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (RED).
- 16) Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz.U. 2006 r., nr 169, poz. 1199) zmieniona Ustawą z dnia 21 marca 2014 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2014 r., poz. 457) oraz Ustawą z dnia 15 stycznia 2015 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2015 r., poz. 151).
- 17) Companies Working on Producing BioButanol; <http://www.biobutanol.com/Biobutanol-Producers-Gevo,-Butamax,-Cobalt,.html> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 18) California Biobutanol Multimedia Evaluation. Tier I Report Prepared By Butamax™ Advanced Biofuels, LLC BP DuPont for the California Environmental Protection Agency, Multimedia Working Group; January 2010; <http://www.arb.ca.gov/fuels/multimedia/020910biobutanoltierI.pdf> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 19) California Biobutanol Multimedia Evaluation. Tier II Report Prepared By Butamax™ Advanced Biofuels, LLC BP DuPont for the California Environmental Protection Agency; Multimedia Working Group; July 2013 <http://www.arb.ca.gov/fuels/multimedia/meetings/meetings.htm> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 20) Kimura K., Wolf L.: Hydrocarbon Permeation in Gasoline Vehicle Fuel Systems Using Isobutanol Blends. *SAE International*; doi:10.4271/2012-01-1582.
- 21) Szwaja S., Naber J. D.: Combustion of n-butanol in a spark-ignition IC engine. *Fuel* 89 (2010), pp.1573–1582.
- 22) Baustian J., Wolf L.: Cold-Start/Warm-Up Vehicle Performance and Driveability Index for Gasolines Containing Isobutanol. *SAE International Paper*, doi:10.4271/2012-01-1741.
- 23) Report EUR 26581 EN-2014 EU renewable energy targets in 2020: Revised analysis of scenarios for transport fuels. [http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/JEC\\_Biofuels\\_2013\\_report\\_FINA.PDF](http://iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/sites/iet.jrc.ec.europa.eu/about-jec/files/documents/JEC_Biofuels_2013_report_FINA.PDF) (dostęp: marzec 2015 r.).
- 24) CEN/TR 16514 Automotive fuels – Unleaded petrol containing more than 3.7% (m/m) oxygen – Roadmap, test methods, and requirements for E10+ petrol.
- 25) Sustainable Ethanol to fuel cars and trucks: <http://www.epure.org/sites/default/files/publication/130318%203%20165%20ePURE%20Position%20on%20alternative%20fuel%20infrastructure.pdf> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 26) Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure; COM(2013) 18 final.
- 27) PN-EN 15376:2014-11 Paliwa do pojazdów samochodowych – Etanol jako komponent benzyny silnikowej – Wymagania i metody badań.
- 28) Ethanol Guidelines, March 2009; Worldwide Fuel Charter, [www.acea.be](http://www.acea.be) (dostęp: marzec 2015 r.).
- 29) CWA 15293:2005 Automotive fuels. Ethanol E85. Requirements and test methods.
- 30) Polska Organizacja Gazu Płynnego. Raport Roczny 2004, Warszawa 2005.
- 31) PN-EN 589+A1:2012 Paliwa do pojazdów samochodowych – LPG – wymagania i metody badań.

## Ograniczanie emisji CO<sub>2</sub>

# Olej silnikowy a zużycie paliwa

**STANISŁAW OLEKSIAK**

Obniżenie emisji CO<sub>2</sub> i redukcja zużycia paliwa poprzez poprawę sprawności silnika drogą optymalizacji środków smarowych stanowi istotny fragment wspólnych prac przemysłu samochodowego i naftowego.

**W** rozważaniach dotyczących strat energii spowodowanej tarciami i oporami mechanicznymi w silniku warto przeanalizować, jak zmiany właściwości oleju silnikowego mogą wpływać na zmniejszenie zużycia paliwa, skutkujące ograniczeniem emisji CO<sub>2</sub>.

## Ograniczanie emisji CO<sub>2</sub>

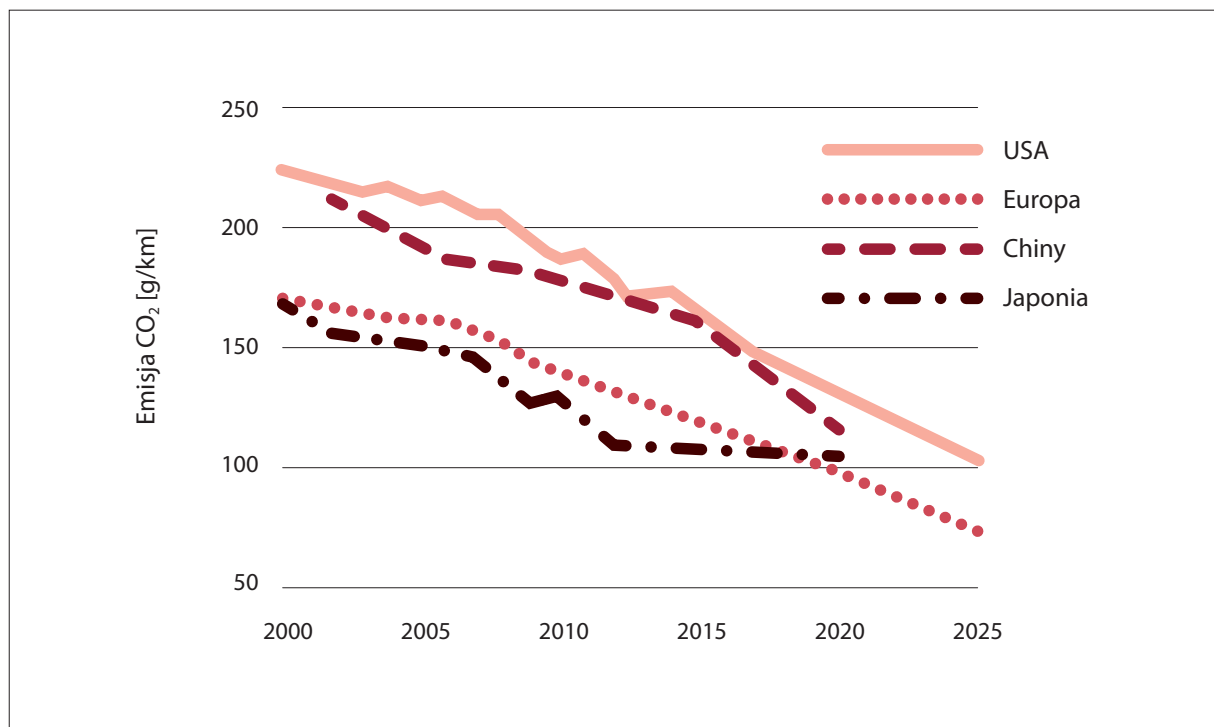
Transport drogowy jest jednym z większych źródeł emisji gazów cieplarnianych, stanowiącym około 1/5 całkowitej emisji CO<sub>2</sub> w Europie. Od kilku lat wymagania dotyczące ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> stanowią jeden z głównych punktów programu rozwoju przemysłu motoryzacyjnego. Ponieważ ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> jest ściśle powiązane ze zmniejszeniem zużycia paliwa, stało się to motorem napędowym nie tylko dla zmian konstrukcyjnych silnika, ale również inspiracją dla zmian w technologii środków smarnych.

Wprowadzane w wielu krajach lub stale zastrzane normy emisji CO<sub>2</sub> wymuszają coraz większe zainteresowanie przemysłu redukcją zużycia paliwa. W maju 2014 r. Komisja Europejska ujawniła nową strategię ograniczenia zużycia paliwa i emisji CO<sub>2</sub> przez pojazdy ciężarowe. Jest ona częścią celu UE, jakim jest 60-procentowa redukcja emisji gazów cieplarnianych generowanych przez transport drogowy do roku 2050. W przypadku samochodów osobowych w Europie w 2015 r. wprowadzono ogra-

niczenie emisji CO<sub>2</sub> wynoszące 130 g CO<sub>2</sub>/km (albo 5,3 l/100 km) średnio dla całej floty pojazdów, z propozycją dalszej redukcji średniej emisji w nowych samochodach do poziomu 95 g CO<sub>2</sub>/km (3,8 l/100 km)

W Stanach Zjednoczonych scenariusz przygotowany przez Corporate Average Fuel Economy (CAFE) zakłada do 2025 r. obniżenie zużycia paliwa przez samochody osobowe i dostawcze do poziomu 54,5 mpg (mpg – mil na galon, tj. ok. 4,3 l/100 km), podczas gdy w Japonii program horyzontalny CAFE ograniczyłby zużycie paliwa w 2020 r. o 24% w odniesieniu do zużycia w roku 2009.

w roku 2020. Przyjęte w 2014 r. przez Parlament Europejski rozporządzenie przewiduje, że do 2020 r. również producenci samochodów dostawczych i półciężarówek mają ograniczyć emisje CO<sub>2</sub> w swoich autach do 147 g/km. W USA przygotowany przez



Rys. 1. Historyczne i planowane ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> przez samochody osobowe (pomiar w cyklu NEDC) [4]

CAFE (Corporate Average Fuel Economy) scenariusz zakłada do 2025 r. obniżenie zużycia paliwa przez samochody osobowe i dostawcze do poziomu 54,5 mpg (mpg – mil na galon, tj. ok. 4,3 l/100 km), podczas gdy w Japonii program horyzontalny CAFE ograniczyłby zużycie paliwa w 2020 r. o 24% w odniesieniu do zużycia w roku 2009 [1, 2, 3].

Jest to oczywiście głównie zadanie dla producentów pojazdów, którzy zmuszeni zostają do wprowadzenia szeregu zmian konstrukcyjnych pozwalających zmniejszyć zużycie paliwa. Obejmują one m.in.: zmniejszenie wielkości silników (*downsizing*), poprawę zarządzania termicznego, dezaktywację cylindrów, hybrydyzację, energooszczędne oświetlenie LED, ulepszenie klimatyzacji, zaawansowane układy przeniesienia napędu, opony o obniżonych oporach toczenia, technologię stop/start, rekuperację energii hamowania i wiele innych rozwiązań.

Dla wytwórców pojazdów bardzo atrakcyjną drogą do zmniejszenia zużycia paliwa jest wykorzystanie nowej generacji energooszczędnych środków smarowych, stanowiącą prostą i niedrogą do wprowadzenia opcję w porównaniu ze zmianami konstrukcji silników. Oczywiście w przypadku rozwoju środków smarowych zmniejszających zużycie paliwa istotnym wymaganiem jest zapewnienie trwałości silnika zgodnej ze specyfikacjami wytwórców silników.

## Straty energii w silniku spalinowym

Sprawność wykorzystania energii paliwa uzależniona jest zarówno od poziomu rozwiązań konstrukcyjnych pojazdu, jak i warunków jego eksploatacji. We współczesnym samochodzie osobowym, zależnie od warunków jazdy, tylko 14–30% energii z paliwa przekazywane jest na koła jako energia wykorzystywana do napędu pojazdu. Straty energii zależne od sprawności systemów i oporów ruchu występują w silniku i jego osprzęcie oraz układzie przeniesienia napędu. W tabelicy 1 zestawiono bilans energii podczas eksploatacji samochodu osobowego w różnych warunkach ruchu drogowego [5].

Nawet po ponad 100 latach nieustannego rozwoju silnika spalinowego nadal nie udaje się wykorzystać w nim większości energii zawartej w paliwie. Silnik spalinowy jest maszyną energetycznie niedoskonałą, której sprawność ogólna nie przekracza 45%. Oznacza to, że jedynie część energii chemicznej zawartej w paliwie jest zamieniana na pracę użyteczną i może być efektywnie wykorzystana. Pozostała część jest tracona, obejmując straty wylotu lub chłodzenia (do których będą wliczane straty tarcia w mechanizmach), straty wymiany ładunku cylindrów, a także jest wykorzystywana do pokonania oporów wewnętrznych stawianych przez urządzenia niezbędne do podtrzymania



**Tablica 1. Bilans energii podczas eksploatacji samochodu osobowego w różnych cyklach jezdnych [5]**

Miejsce i rodzaj strat	Procentowe straty podczas jazdy w cyklu		
	miasto (stop and go)	autostrada	cykl mieszany
Silnik	71–75	64–69	68–72
– termiczne (chłodzenie i wydech)	60–64	56–60	58–62
– spalanie (niepełne, niecałkowite)	3	3	3
– wymiana ładunku	5	3	4
– tarcie	3	3	3
Osprzęt (m.in. pompa wody, alternator)	5–7	3–4	4–6
Układ przeniesienia napędu	4–5	4–7	5–6
Bieg jałowy	6	0	3
Moc na kołach	14–20	22–30	18–25
– opór powietrza	3–5	13–19	9–12
– opór toczenia kół	3–5	6–9	5–7
– hamowanie	7–10	2–3	5–7

pracy silnika (rozrząd, pompy płynów eksploatacyjnych, pompa wtryskowa i inne).

Straty wynikają m.in. z dużej dynamiki pracy silnika i zmiennych warunków przebiegu procesu spalania w nim, jak również z konieczności pokonywania oporów powstających podczas napędzania układów pomocniczych silnika.

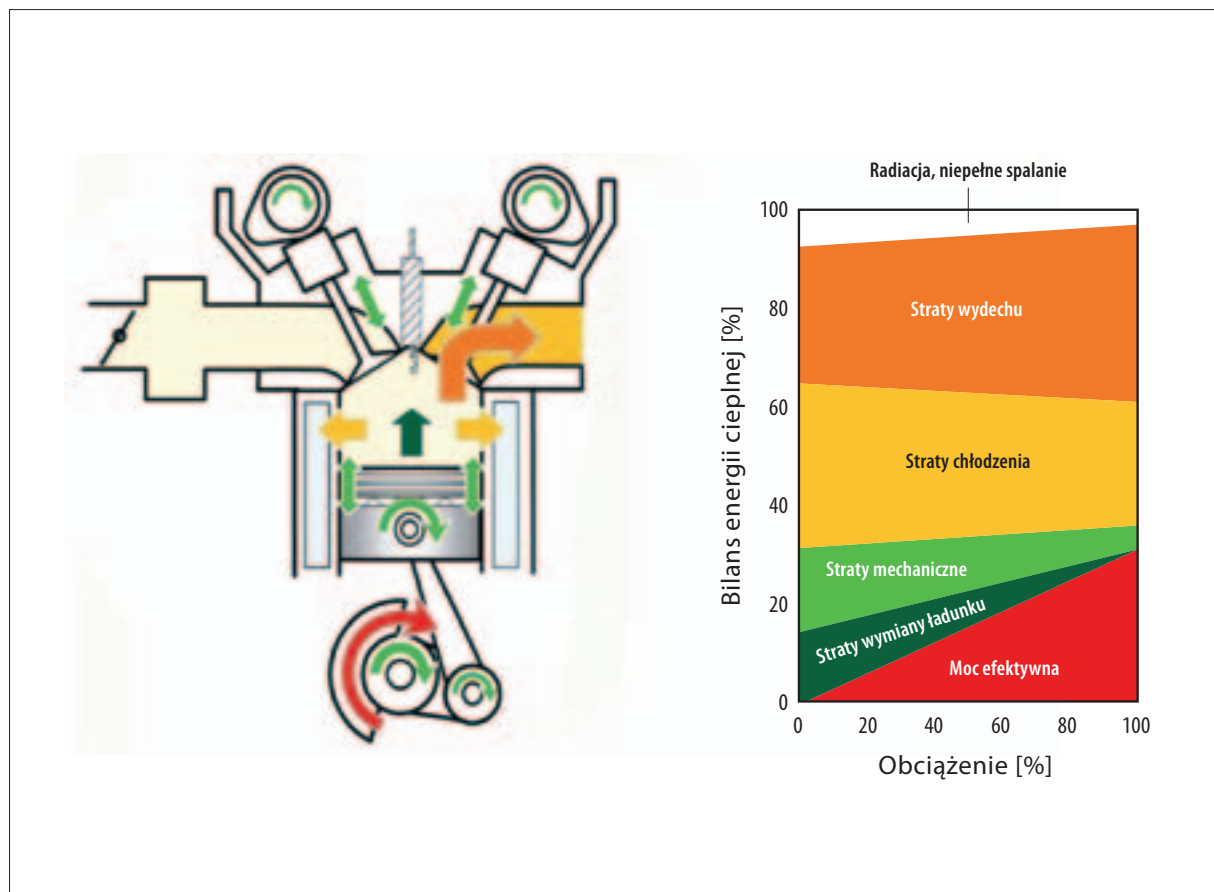
Straty występujące w trakcie pracy silnika spaliny decydują o poziomie osiągniętej przez niego sprawności. Dążenie do uzyskania jak najwyższego jej poziomu ma kluczowy wpływ na wiele aspektów współczesnej motoryzacji związanych zarówno z ciągle zaostrzonymi wymaganiami dotyczącymi emisji związków toksycznych do atmosfery, jak i zmniejszenia zużycia paliwa.

Na rysunku 2 poglądowo przedstawiono bilans wykorzystania energii paliwa w tłokowym silniku spalinowym, z uwzględnieniem zmiennych warunków jego obciążenia.

Jak wspomniano, konstrukcje dzisiejszych silników muszą spełniać dwa podstawowe wymagania – ograniczenie emisji szkodliwych związków w spalinach i zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> proporcjonalnie do

Sprawność wykorzystania energii paliwa uzależniona jest zarówno od poziomu rozwiązań konstrukcyjnych pojazdu, jak i warunków jego eksploatacji. We współczesnym samochodzie osobowym, zależnie od warunków jazdy, tylko 14–30% energii z paliwa przekazywane jest na koła jako energia wykorzystywana do napędu pojazdu.

zużycia paliwa. Oleje, które stanowią bardzo ważny element zapewniający właściwą pracę silnika stają się istotnym sprzymierzeńcem konstruktorów silników w realizacji tych celów. Zarówno w Europie,



Rys. 2. Bilans energetyczny tłokowego silnika spalinowego [6]

jak i w Stanach Zjednoczonych, ciągle zmieniające się normy i przepisy dotyczące olejów silnikowych muszą nadążać za coraz ostrzejszymi przepisami ochrony środowiska i oczekiwaniami konstruktorów silników.

## Straty energii zależne od oleju silnikowego

Powszechnie szacuje się, że straty mechaniczne pochłaniają od kilku procent w warunkach znamionowych do kilkunastu, a nawet kilkudziesięciu procent w warunkach rzeczywistych, energii dostarczonej w postaci paliwa do silników spalinowych. Chcąc zatem poprawić sprawność ogólną silników spalinowych, szczególnie w najczęściej użytkowanych warunkach ich pracy, należy podjąć m.in. działania w kierunku zmniejszenia strat mechanicznych. Głównymi składnikami tych strat silników spalinowych są [7]:

- straty związane z wymianą ładunku (czynnika roboczego),
- straty tarcia w węzłach kinematycznych,
- straty związane z napędem mechanizmów pomocniczych i dodatkowych,
- straty wentylacyjne i aerodynamiczne.

Pogłębiona i szeroka analiza strat mechanicznych w rzeczywistych warunkach pracy silników spalinowych, zmiennych obciążeniach i stanów cieplnych oraz zróżnicowanego zapotrzebowania na moc silnika może dać przesłanki konstrukcyjne i eksploatacyjne zmierzające do obniżenia strat mechanicznych i poprawy sprawności silników spalinowych.

Analizując możliwości zmniejszenia strat mechanicznych i w konsekwencji obniżenia zużycia paliwa przez wykorzystanie nowej generacji środków smarowych należy wziąć pod uwagę straty tarcia w poszczególnych węzłach kinematycznych silnika oraz straty mające związek z właściwościami reologicznymi olejów. Potencjalne możliwości obniżenia zużycia paliwa przez formułowanie olejów o niższych lepkościach uzależnione są przede wszystkim od dalszego

rozwoju dodatków – zarówno modyfikatorów tarcia, jak i lepkości.

## Straty mechaniczne zależne od tarcia

Straty mechaniczne wynikające z tarcia w silniku, zależne od jego konstrukcji, warunków pracy i właściwości użytkowych stosowanego oleju silnikowego, pochłaniają od 3 do 7,5% energii zawartej w paliwie. Powstają one głównie w węzłach tarcia następujących układów:

- tłok1-cylinder,
- pierścienie tłokowe1-cylinder,
- łożyska korbowodu (na wale korbowym i sworzniu tłokowym),
- łożyska główne wału korbowego,

- układ rozrządu (wał rozrządu, dźwignie zaworowe, sprężyny itd.).

Na rysunku 3 pokazano rozdział sumarycznych strat tarcia w poszczególnych węzłach kinematycznych typowego silnika spalinowego.

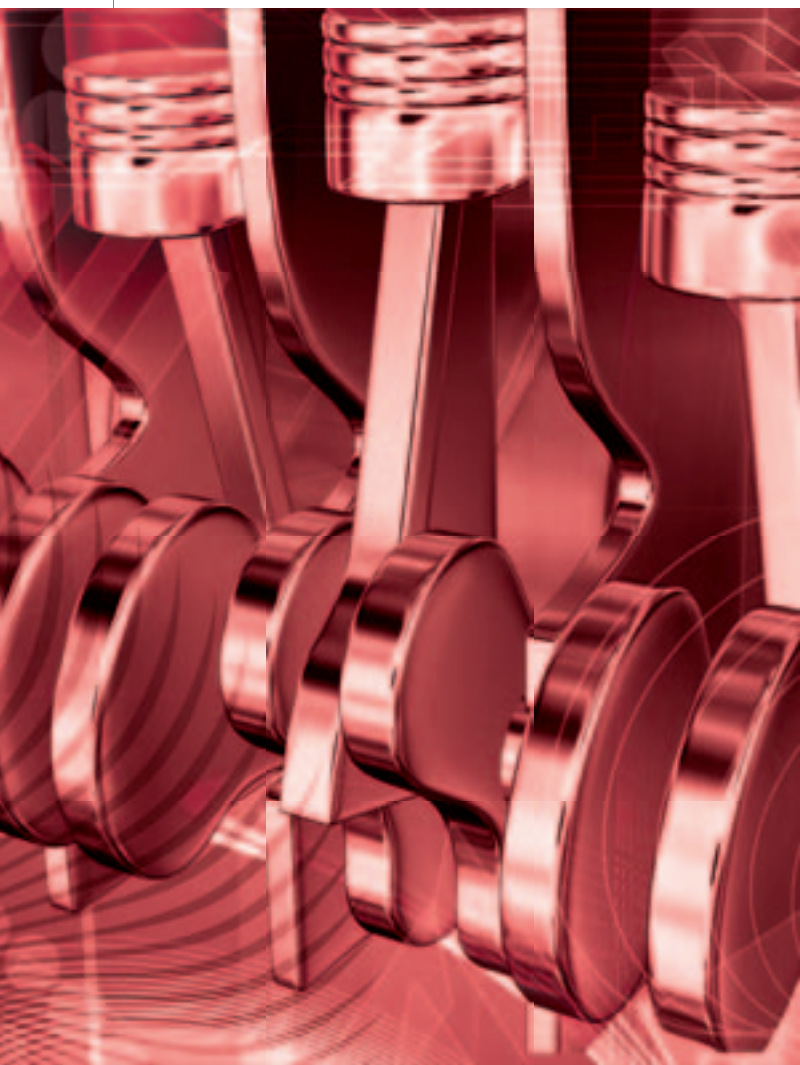
W ostatnich latach osiągnięto znaczny postęp zarówno w technologii i konstrukcji pojazdów, jak i rozwoju środków smarowych pozwalających zmniejszać tarcie oraz minimalizować straty zależne od właściwości reologicznych olejów.

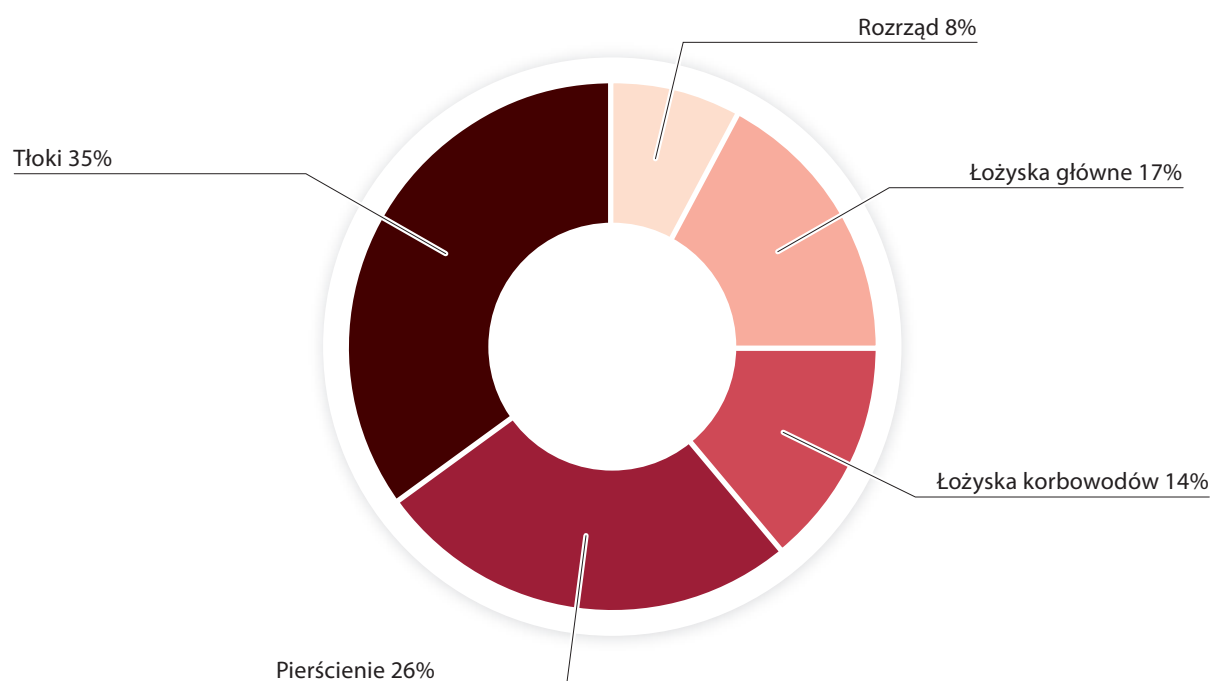
## Straty związane z reologią oleju

Do najistotniejszych właściwości reologicznych energooszczędnego środka smarowego należy lepkość, definiowana jako opór hamujący (tarcie wewnętrzne) występujący podczas przemieszczania się cząsteczek cieczy względem siebie. Oczywiście przy próbie określenia, jak czynnik będzie pracował w zakresie temperatur eksploatacyjnych należy brać pod uwagę dwa parametry: wskaźnik lepkości i lepkość kinematyczną. Średnia lepkość określa poziom zużycia energii i nie powinna być zbyt wysoka podczas zimnego rozruchu albo zbyt niska w temperaturach eksploatacji. Należy pamiętać również o konsekwencjach zmian lepkości, które mogą być szkodliwe dla eksploatacji silnika, takich jak nadmierne zużycie elementów, niskie ciśnienie oleju i jego wysokie zużycie, trudny rozruch i utrudniony przepływ lub całkowity jego brak podczas rozruchu zimnego silnika.

Ogólnie uznano, że zestaw tłok1-cylinder oraz łożyska pracują w przeważającej mierze w hydrodynamicznym reżimie smarowania, podczas gdy układ zaworowy – w smarowaniu mieszanym i granicznym. Dlatego najprostszym podejściem do zmniejszania zużycia paliwa jest rozwój energooszczędnych środków smarnych o zredukowanej lepkości (efekty na tłokach i w łożyskach), z jednoczesnym dodawaniem modyfikatorów tarcia (korzyści w układzie rozrządu). Jednak wciąż niezbędne pozostaje spełnienie wymagań testów silnikowych, zachowanie niskiej odparowalności i najważniejsze: utrzymanie odpowiedniej trwałości silnika [11].

Analizując wpływ parametrów reologicznych oleju na zużycie paliwa należy brać pod uwagę zarówno aspekty konstrukcji silnika, jak i warunki jego eksploatacji. Zachowanie środka smarnego w poszczególnych elementach silnika, takich jak układ tłok-cylinder, w łożysku korbowodu lub w łożysku wału korbowego w warunkach wysokich temperatur i dużych prędkości ścinania opisuje lepkość HTHS (*High Temperature High Shear Rate*), zwana także lepkością dynamiczną.





Rys. 3. Straty tarcia w różnych węzłach kinematycznych silnika spalinowego [8]

Lepkość HTHS może być powiązana z jednej strony z trwałością silnika eksploatowanego w warunkach wysokich prędkości i obciążeń, z drugiej zaś ma wyraźny wpływ na oszczędność paliwa. Presję do obniżania lepkości HTHS wywierają dyrektywy unijne i rządowe przepisy w wielu krajach, wymagające poprawy ekonomii zużycia paliwa i obniżenia emisji gazów cieplarnianych. Niższa lepkość HTHS wykazuje tendencję do poprawy zużycia paliwa i obniżenia emisji CO<sub>2</sub> w nowszych pojazdach zaprojektowanych do pracy z olejami silnikowymi o niskiej wartości HTHS, ale wiąże się z ryzykiem wzrostu tarcia i zacierania tulei cylindrowych [12].

## Ocena i klasyfikacja energooszczędnych olejów

Jakość dostępnych na naszym rynku olejów określana jest w oparciu o amerykańską klasyfikację API, opracowaną przez Amerykański Instytut Naftowy (API – American Petroleum Institute) we współpracy ze Stowarzyszeniem Inżynierów Samochodowych – SAE i Amerykańskim Stowarzyszeniem ds. Badań i Mate-

riałów – ASTM) uzupełnioną przez klasyfikację ILSAC (International Lubricants Standardization and Approval Committee – międzynarodowy komitet ds. aprobat i standaryzacji środków smarowych). W skład ILSAC wchodzi: amerykańskie (AAMA – American Automobile Manufacturers Assoc.) i japońskie stowarzyszenie producentów samochodów (JAMA – Japan Automobile Manufacturers Assoc.). W Europie obowiązuje własna klasyfikacja opracowana przez Europejskie Stowarzyszenie Producentów Samochodów – ACEA (Association des Constructeurs Européens d’Automobiles) we współpracy z CEC – Europejską Radą Koordynacyjną do spraw Rozwoju Metod Badania Paliw, Olejów i Płynów Eksploatacyjnych Stosowanych w Transporcie.

Dobór lepkości oleju uzależniony jest od konstrukcji urządzenia i warunków jego eksploatacji (zakresu temperatur stosowania). Obok wspomnianych klasyfikacji określających jakość oleju silnikowego, nie mniej istotna jest klasyfikacja określająca właściwości lepkościowo-temperaturowe oleju w zróżnicowanych warunkach pracy. Klasyfikację lepkościową olejów silnikowych opracowało i stale aktualizuje amerykańskie Stowarzyszenie Inżynierów Samochodowych (SAE), stąd jej oznakowanie: SAE J-300 Viscosity Grades for Engine Oils, uzupełnione o datę aktualizacji. Wpro-



**Tablica 2. Klasyfikacja lepkościowa olejów silnikowych SAE J-300/2015<sup>a, b</sup> [13]**

Klasa lepkości SAE	Lepkość strukturalna CCS temp. [°C] mPa · s maks.		Pompowność temp. [°C] mPa · s maks.		Lepkość kinematyczna w temperaturze 100°C mm <sup>2</sup> /s min. maks.		Lepkość dynamiczna mPa · s w temp. 150°C przy szybkości ścinania 10 <sup>6</sup> s <sup>-1</sup> nie mniejsza niż
	temp. [°C]	mPa · s maks.	temp. [°C]	mPa · s maks.	min.	maks.	
0W	-35	6 200	-40	60 000	3,8	–	–
5W	-30	6 600	-35	60 000	3,8	–	–
10W	-25	7 000	-30	60 000	4,1	–	–
15W	-20	7 000	-25	60 000	5,6	–	–
20W	-15	9 500	-20	60 000	5,6	–	–
25W	-10	13 000	-15	60 000	9,3	–	–
8	–	–	–	–	4,0	< 6,1	1,7
12	–	–	–	–	5,0	< 7,1	2,0
16	–	–	–	–	6,1	< 8,2	2,3
20	–	–	–	–	6,9	< 9,3	2,6
30	–	–	–	–	9,3	< 12,5	2,9
40	–	–	–	–	12,5	< 16,3	3,5 <sup>1)</sup> i 3,7 <sup>2)</sup>
50	–	–	–	–	16,3	< 21,9	3,7
60	–	–	–	–	21,9	< 26,1	3,7

a) 1 cP = 1 mPa · s; 1 cSt = 1 mm<sup>2</sup>/s

b) wszystkie pojęcia definiuje norma ASTM D 3244

1) dotyczy olejów 0W-40, 5W-40 i 10W-40

2) dotyczy olejów 15W-40, 20W-40, 25W-40 i 40

wadzona w styczniu 2015 r. aktualizacja, uzupełniona o oleje klasy 8, 12 i 16, zakłada podział zakresu lepkości olejów na 14 klas. Sześć z nich, oznakowanych symbolem cyfrowym i literą „W” (od ang. *winter* – zima) przeznaczonych jest do stosowania w temperaturach ujemnych, pozostałych osiem to tzw. oleje letnie.

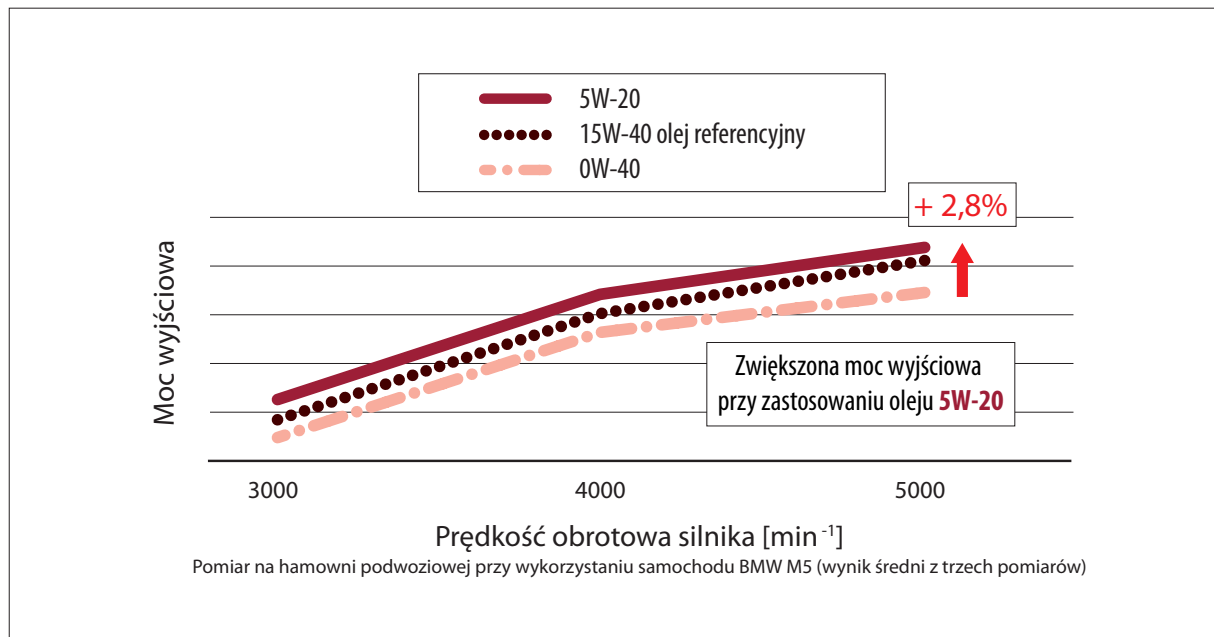
Klasy olejów „W” charakteryzują 3 wskaźniki:

- minimalna lepkość kinematyczna w temperaturze 100°C, zabezpieczająca odpowiednią lepkość oleju w nagrzanym silniku,
- lepkość strukturalna w temperaturach ujemnych, uzależnionych od klasy lepkości, zabezpieczająca przed zbyt wysokimi oporami w momencie rozruchu silnika (CCS),

- pompowność w temperaturach ujemnych, uzależnionych od klasy lepkości, zabezpieczająca ciągły dopływ oleju do pompy przetłaczającej go do układu smarowania silnika.

Klasy olejów letnich charakteryzują:

- zakres lepkości kinematycznej w temperaturze 100°C – zabezpieczający odpowiednią lepkość oleju w nagrzanym silniku,
- lepkość dynamiczna w temperaturze 150°C przy dużej szybkości ścinania (HTHS) – zabezpieczająca dostatecznie szybkie powstawanie warstewki oleju, oddzielającej smarowane elementy podczas pracy i przy rozruchu nagrzanego silnika.



Rys. 4. Przyrost mocy użytecznej przy zastosowaniu oleju silnikowego SAE 5W-20. Pomiar przeprowadzony przez niezależne laboratorium [9]

W tabelicy 2 zestawiono wymagania obecnej klasyfikacji lepkościowej SAE J-300.

Aby kwalifikować oleje silnikowe jako paliwooszczędne (*fuel efficient oils, fuel economy oils*), dwie wiodące organizacje: API i ACEA opracowały testy silnikowe służące do porównawczej oceny zużycia paliwa przy zastosowaniu badanego środka smarowego w odniesieniu do oleju referencyjnego. Ponadto udział w opracowywaniu wymagań dla środków smarowych ma ILSAC, którego celem działania jest określenie potrzeb, parametrów i licencji oraz zarządzanie danymi technicznymi środków smarowych. Opracowana przez ILSAC klasyfikacja olejów silnikowych wymagała m.in. dla olejów klasy ILSAC GF-4 (która jest zbliżoną do API SM w kategorii serwisowej) dodatkowego testu Sequence VI-B na zmniejszenie zużycia paliwa (ASTM D 6837). Wprowadzona w październiku 2010 r. dla pojazdów z roku 2011 i starszych klasa ILSAC GF-5 (równoważna z API SN – SAE 0W, 5W i 10W) została opracowana z myślą o zabezpieczeniu tłoków i turbosprężarek przed powstawaniem osadów w wysokich temperaturach, bardziej rygorystycznym ograniczeniu odnośnie do osadów szlamowych, poprawie ekonomiki zużycia paliwa, poprawie kompatybilności z układami wydechowymi, kompatybilności z uszczelnieniami oraz zabezpieczeniu silników zasilanych paliwem z zawartością etanolu do 85% (E85). Efektywne i skuteczne zmniejszenie zużycia paliwa – EFEI (*Effective Fuel Economy Increase*) przez badany olej (ubiega-

jący się o oznaczenie jako *fuel efficient*), w odniesieniu do oleju referencyjnego, musi być wyższe od limitów określonych w specyfikacji [12].

W Europie do oceny wpływu oleju na zużycie paliwa wykorzystywany jest test prowadzony na stanowisku hamownianym z silnikiem Mercedes M111 o pojemności 2 l. Badania prowadzi się zgodnie z procedurą CEC L-54-96 „Fuel Economy Effects of Engine Lubricants (MB M111 E20)”. Wyniki badań odnoszone są do rezultatów testu z zastosowaniem oleju wzorcowego CEC RL-191 o klasie lepkości 15W-40. Cykliczny test składający się z elementów europejskich cykli drogowych ECE-15 i EUDC trwa 24 godziny. Test M111 znajduje zastosowanie do oceny wpływu na zmniejszenie zużycia paliwa olejów klas A1/B1, A5/B5, C1, C2, C3 i C4 w klasyfikacji ACEA (2012), która wymaga odpowiednio minimalnej procentowej poprawy zużycia paliwa o 2,5%, 2,5%, 3%, 2,5%, 1% i 1% w odniesieniu do oleju wzorcowego [14].

W USA w przypadku samochodów osobowych z silnikiem o zapłonie iskrowym wpływ oleju na zużycie paliwa oceniany jest w teście silnikowym Sequence VI-D (ASTM D 7589 – *15 Standard Test Method for Measurement of Effects of Automotive Engine Oils on Fuel Economy of Passenger Cars and Light-Duty Trucks in Sequence VI-D Spark Ignition Engine*), który zastępuje poprzedni test Sequence VI-B. Wykonywane są dwa pomiary poprawy zużycia paliwa (FEI – *Fuel Economy Improvement*) w odniesieniu do oleju referencyjnego.

Pierwszy pomiar, FEI1 wykonywany jest z olejem starzonym przez 16 godzin i wskazuje poprawę zużycia paliwa dla oleju nowego lub świeżego. Drugi, podobny pomiar, FEI2, wykonywany jest z zastosowaniem oleju starzonego dodatkowo przez 84 godziny (całkowity czas starzenia = 100 godzin) i daje informację o utrzymaniu ograniczenia zapotrzebowania na paliwo przez olej zużyty.

Wymagania testu dla oleju GF-5 wydają się być dużo ostrzejsze niż limity dla oleju GF-4. Nie można jednak bezpośrednio porównywać tych wartości, ponieważ w teście Sequence VI-D stosowany jest nowy silnik GM V-6 o pojemności 3,6 l, podczas gdy w teście Sequence VI-B wykorzystywano silnik Ford V-8 o pojemności 4,6 l. Limity nowego testu zostały założone tak, aby osiągnąć wzrost o 0,5% ekonomiki paliwa w porównaniu z wysokiej jakości olejami silnikowymi GF-4.

Obecne prace ILSAC obejmują m.in. przygotowanie specyfikacji GF-6 z uwzględnieniem olejów o klasie lepkości xW-16 i ustaleniem nowych limitów dla testu Sequence VI-D.

## Potencjalne możliwości oleju

Przy ocenie możliwego wpływu oleju na zużycie paliwa, oprócz omówionych wcześniej kwestii dotyczących parametrów fizykochemicznych i użytkowych oleju, należy wziąć pod uwagę również inne czynniki. Istotny wpływ na efektywność oleju w zmniejszeniu zużycia paliwa ma konstrukcja silnika. Na przykład, silnik z czterema zaworami na cylinder i z kontaktem ślizgowym bezpośredniego napędu zaworów będzie miał wysoki udział strat tarcia w układzie rozrządu. W tym przypadku decydującą rolę w zmniejszeniu zużycia paliwa przez olej odegra skuteczny modyfikator tarcia, który nie będzie już tak efektywny w silniku posiadającym układ rozrządu z popychaczami rolkowymi.

Duże znaczenie ma również sposób eksploatacji samochodu. W przypadku kierowców często jeżdżących na krótkich dystansach, gdy silnik nie jest w pełni dogrzany, istotna będzie lepkość oleju w końcowej niskiej temperaturze pracy silnika. Z kolei kierowcy, którzy korzystają głównie z autostrad, eksploatując silnik w pełni dogrzany, będą wymagać, by oleje były optymalizowane dla wysokiej końcowej temperatury pracy. Wyższe efekty oszczędzania energii łatwiejsze będą do uzyskania w przypadku kierowców jeżdżących na krótkich trasach [9, 10]. Znaczenie ma tu również rozruch zimnego silnika, który stał się jednym z powodów niedawnego szybkiego wzrostu zastosowania w Europie olejów o klasach lepkości 0W/x i 5W/x [11].

Prezentowane przez R. Taylora i R. Coxa [9] wyniki badań samochodu osobowego przeprowadzone przez niezależne laboratorium potwierdzają, iż oleje o niższej lepkości dają wyraźny przyrost mocy silnika, co jest wyraźną oznaką, że straty tarcia są niższe. Na rysunku 4 graficznie przedstawiono wyniki badania mocy użytecznej samochodu osobowego BMW M5 uzyskane na hamowni podwoziowej.

## Podsumowanie

Transport drogowy jest jednym z większych źródeł emisji gazów cieplarnianych, stanowiącym około 20% całkowitej emisji CO<sub>2</sub> w Europie. Od kilkunastu lat wymagania dotyczące ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> są jednym z głównych punktów programu rozwoju



przemysłu motoryzacyjnego. Ponieważ ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> jest ściśle powiązane ze zmniejszeniem zużycia paliwa, dlatego stało się ono motorem napędowym nie tylko dla ewolucji konstrukcyjnej silnika, ale również inspiracją dla zmian w technologii środków smarowych.

Konstrukcje dzisiejszych silników muszą spełniać dwa podstawowe wymagania: ograniczać emisję szkodliwych związków w spalinach stosownie do wymagań EURO oraz spełniać stale zaostrzane normy emisji CO<sub>2</sub>, proporcjonalnej do zużycia paliwa. Oleje, które są bardzo ważnym elementem zapewniającym właściwą pracę silnika stają się istotnym sprzymierzeńcem konstruktora silnika w realizacji tych celów. W ostatnich latach osiągnięto znaczny postęp zarówno w technologii i konstrukcji pojazdów, jak i w rozwoju środków smarowych, pozwalających zmniejszać tarcie i minimalizować straty zależne od właściwości reologicznych olejów.

Dla wytwórców pojazdów bardzo atrakcyjną drogą do zmniejszenia zużycia paliwa jest wykorzystanie nowej generacji energooszczędnych środków smarowych – to jednocześnie prosta i niedroga do wprowadzenia opcja w porównaniu ze zmianami konstrukcji silników. Oczywiście w przypadku rozwoju środków smarowych zmniejszających zużycie paliwa istotnym

wymaganiem pozostaje zapewnienie trwałości silnika zgodnej ze specyfikacjami jego wytwórcy.

W ciągu ostatnich 30 lat rozwój technologii dodatków i środków smarowych umożliwiających stosowanie niższych klas lepkości olejów doprowadził do znaczącej poprawy ekonomii zużycia paliwa. Obserwowana była rosnąca tendencja do stosowania olejów o klasie lepkości SAE 0W-20 a nawet niższej. Specyfikacje europejskie i amerykańskie stopniowo zaostrzają wymagania dotyczące oszczędności paliwa przez oleje silnikowe. Obecne prace ILSAC obejmują m.in. przygotowanie specyfikacji GF-6 z uwzględnieniem olejów silnikowych o klasie lepkości xW-16 i ustaleniem nowych limitów dla testu oceniającego wpływ oleju na zużycie paliwa. Niektórzy producenci silników domagają się opracowania olejów silnikowych o ultra niskich lepkościach np. SAE 0W-12, 0W-8, a nawet 0W-4. Wymagania dla olejów klas SAE 16, 12 i 8 pojawiły się w aktualizowanej w styczniu 2015 r. klasyfikacji lepkościowej SAE J-300.

*Autor jest pracownikiem naukowym  
Zakładu Oceny Właściwości Eksploatacyjnych  
w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym  
Instytucie Badawczym*

#### Literatura

- 1) <http://moto.onet.pl/aktualnosci/od-2020-roku-nowy-limit-emisji-co2-dla-nowych-samochodow/g8h55> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 2) [http://miastowruchu.pl/wp-content/uploads/CEE-briefing-ga\\_PL\\_final.pdf](http://miastowruchu.pl/wp-content/uploads/CEE-briefing-ga_PL_final.pdf) (dostęp: marzec 2015 r.).
- 3) <http://www.ekologia.pl/wiadomosci/srodowisko/limit-emisji-co2-w-samochodach-uzytkowych-147-g-km-do-2020-r,14000.html> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 4) Heyman E.: CO<sub>2</sub> emissions from cars. Regulation via EU Emissions Trading System better than stricter CO<sub>2</sub> limits. Deutsche Bank Research, 15.12.2014.
- 5) <http://www.fueleconomy.gov/feg/atv.shtml> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 6) <http://www.greencarcongress.com/2011/08/skyactiv-20110804.html> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 7) Wrona J., Wrona R.: Straty mechaniczne silników spalinowych – WSEI. Lublin 2012 <http://www.synlube.com/HowEngineWorks.html> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 8) de Vincente J., Stokes R. J., Spikes H. A.: Rolling and sliding friction in compliant, lubricated contact. *Journal of Engineering Tribology, Proceeding of the Institution of Mechanical Engineers 2006*, vol. 220:J, pp. 55–63.
- 9) Taylor R., Coy R.: Improved fuel efficiency by lubricant design: a review”, *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers 2000*; vol. 214J, pp. 1–15.
- 10) Holmberg K., Andersson P., Erdemir A.: Global energy consumption due to friction in passenger cars. *Tribology International 2012*, vol. 47, pp. 221–234.
- 11) <http://www.hddeo.com/ViscosityModifierPart2.html> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 12) Sheahan T. J., Romig W. S.: Lubricant Related Fuel Savings in Short Trip Cold Weather Service. *SAE Technical Papers 1975*, 750676.
- 13) <http://www.oilspecifications.org/ilsac.php> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 14) Smolensky D.: Is Fuel Economy Hiding in SAE J300? *Lubes'n'Greases, III/2015*, pp. 28–32.
- 15) <http://www.cectests.org/disptestdoc1.asp> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 16) <http://www.machinerylubrication.com/Read/28317/Shell-Lubricant-Fuel-Benefit> (dostęp: marzec 2015 r.).
- 17) ACEA European Oil Sequences 2012 (dostęp: marzec 2015 r.).
- 18) Mock P.: European CO<sub>2</sub> emission performance standards for passenger cars and light commercial vehicles. Technical report, The International Council on Clean Transportation, 07.03.2011.



## Rosnące znaczenie odporności na utlenianie w ocenie właściwości użytkowych olejów napędowych

# Diesle (jeszcze) bardziej sprawne i ekologiczne

### ZBIGNIEW STĘPIEŃ

Odporność na utlenianie jest jedną z najważniejszych właściwości olejów napędowych zawierających FAME (estry metylowe kwasów tłuszczowych) ze względu na ich niską stabilność, a zatem wysoką skłonność do utleniania, którego wynikiem są produkty zagrażające poprawnemu funkcjonowaniu i trwałości układu wtrysku paliwa, a w konsekwencji – samego silnika.

**O**dporności na utlenianie paliwa decyduje jego stabilność termiczna i oksydacyjna, której miarą jest tendencja do tworzenia osadów zewnętrznych i wewnętrznych w szczególności na elementach zespołów układów wtrysku paliwa, takich jak wtryskiwacze i wysokociśnieniowe pompy paliwa silników spalinowych. Utlenianie paliwa zachodzi zwłaszcza wtedy, gdy jest ono poddawane oddziaływaniu wysokich temperatur w obecności tlenu (takie warunki występują podczas przepływu paliwa przez układ wtrysku paliwa), a także w czasie długotrwałego przechowywania paliwa. A zatem stabilność paliwa to jego odporność

bilnością w olejach napędowych, wpływa na przyspieszenie procesów utleniania i degradacji paliwa. FAME mają odmienny charakter chemiczny niż węglowodory będące podstawowym składnikiem obecnie produkowanych olejów napędowych. W rezultacie nawet tak niewielki ich udział w paliwie, na jaki zezwala aktualnie obowiązująca norma PN-EN 590, tj. do 7% (V/V) FAME, w połączeniu z ultra niską zawartością siarki widocznie zmniejsza stabilność oksydacyjną paliwa.

Stabilność paliwa to jego odporność na procesy degradacji i utratę właściwości w zakresie wymagań określonych w normach i specyfikacjach.

na procesy degradacji i utratę właściwości w zakresie wymagań określonych w normach i specyfikacjach.

Coraz większy udział estrów metylowych kwasów tłuszczowych (FAME), charakteryzujących się niską sta-

### Czym jest i od czego zależy proces utleniania paliw?

Utlenianie olejów napędowych z udziałem estrów kwasów tłuszczowych to złożony proces. Rozpoczyna się on od powstawania nadtlenków i wodoronadtlenków jako pierwotnych produktów utleniania, które uczestniczą w mechanizmie powstawania wtórnych produktów utleniania w postaci aldehydów, niskocząsteczkowych kwasów organicznych i wysokocząsteczkowych oligomerów kwasów tłuszczowych blokujących filtry paliwowe. Termiczna, oksydacyjna i termooksydacyjna stabilność oleju napędowego (ON) oraz jego chemiczna reak-

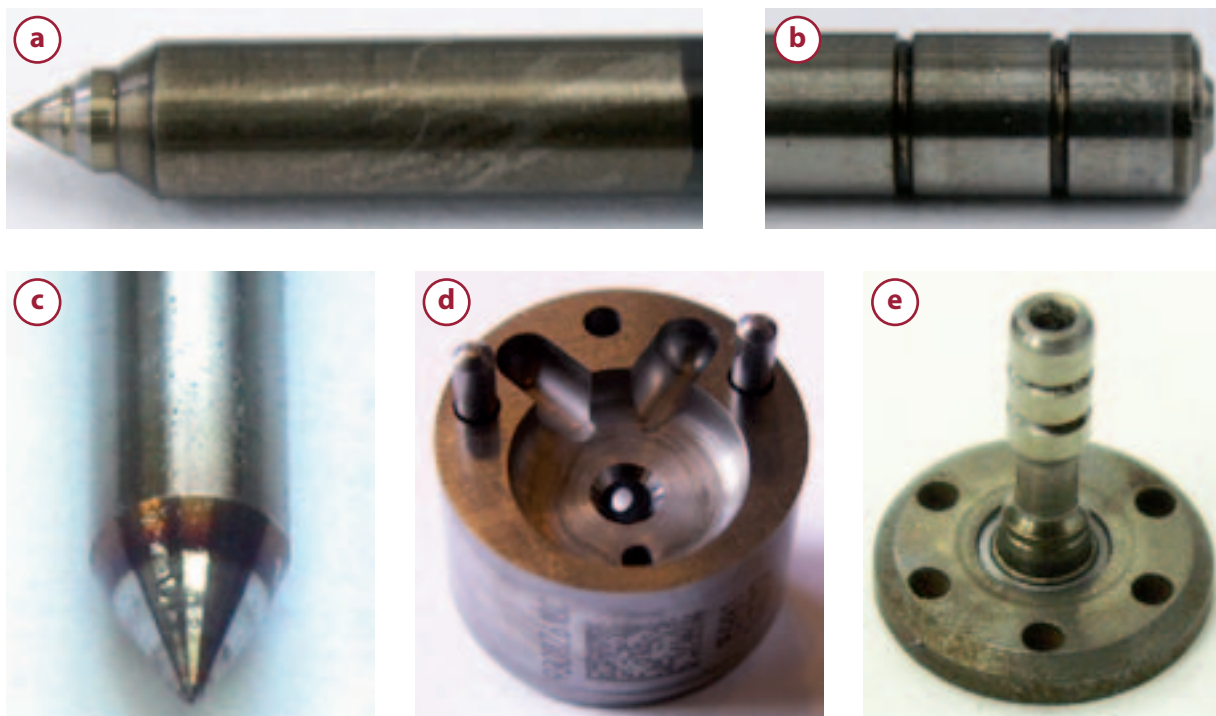


tywność zależy od składu frakcyjnego ON oraz jakości i udziału FAME jako biokomponentu. Jeśli chodzi o mechanizm utleniania samego FAME, to zasadniczy wpływ ma na niego zmienna liczba podwójnych wiązań alkilowych łańcuchów kwasów tłuszczowych i ich położenie w łańcuchu. Stabilność oksydacyjna wielonienasyconych FAME zawierających więcej niż 2 podwójne wiązania w części kwasu tłuszczowego jest szczególnie niekorzystna. Wielonienasycone FAME zawierające więcej niż 3 podwójne wiązania w części kwasu tłuszczowego łatwo tworzą kwasy organiczne, przy równoczesnym pogorszeniu stabilności oksydacyjnej oraz formowaniu szlamów i osadów na skutek termicznego utleniania i polimeryzacji przyspieszanej przez kwasy [1, 2].

## **Dlaczego odporność na utlenianie jest tak ważna?**

Na całym świecie nieustannie wzrastają wymagania w zakresie dalszej poprawy osiągnięć tłokowych silników spalinowych i ich sprawności, przy równoczesnym ograniczaniu emisji do atmosfery składników szkodliwych – w tym GHG (*Greenhouse Gases*).

Doprowadziło to do opracowania i rozwoju konstrukcji nowych generacji wysokociśnieniowych układów wtrysku paliwa typu HPCR (*High Pressure Common Rail*). Rosnące ciśnienie wtrysku paliwa, dochodzące już do 300 MPa, i podział wtryskiwanej dawki na coraz większą ilość coraz mniejszych części prowadzi do nagrzewania się paliwa w układzie wtrysku do wyższej temperatury. Przyspiesza to procesy jego utleniania i degradacji (zwłaszcza gdy stabilność paliwa jest niska, co dzieje się chociażby w przypadku zawartych w nim FAME). Dla przykładu, podczas wtryskiwania przez otworki rozpylacza paliwa sprężonego we wtryskiwaczu do 200 MPa lub jego przeciekania na skutek przedostawania się przez nieszczelności pomiędzy wewnętrznymi, roboczymi elementami wtryskiwacza, występują procesy ścinania dodatków uszlachetniających paliwo oraz gwałtowny wzrost jego temperatury. Poprzez rozproszenie energii kinetycznej rozprężanego paliwa następuje zamiana energii ciśnienia w energię cieplną, co powoduje wzrost temperatury paliwa przekraczający 100°C w przypadku ciśnienia wyjściowego 200 MPa [3, 4]. W konsekwencji, gdy temperatura początkowa paliwa wynosi 50°C, wzrasta ona do ponad 150°C. Jednak biorąc pod uwagę, że końcówka wtryskiwacza umieszczona jest bezpośrednio w komorze spalania silnika, to sumaryczna, chwilowa temperatura oddziałująca na sprężone paliwo w koń-



Rys. 1. Widok osadów wewnętrznych utworzonych na powierzchniach elementów składowych wtryskiwaczy układów HPCR; a, c) iglice wtryskiwaczy, b) tłoczek sterujący zaworu wtryskiwacza, d) korpus zaworu elektromagnetycznego, e) grzybek nurnika sterującego zaworu elektromagnetycznego

cówce rozpylacza może przekraczać nawet 300°C [4]. Innym ważnym czynnikiem przyspieszającym procesy utleniania i degradacji jest wielokrotne poddawanie paliwa w układzie wtryskowym wysokim ciśnieniom i temperaturom na skutek jego recyrkulacji. W większości obecnie stosowanych układów HPCR paliwo jest podawane z dużym (kilkukrotnym) nadmiarem do wtryskiwaczy, co sprawia, że ta jego część, która nie została doprowadzona do komór spalania silnika trafia do przewodów przelewowych, a następnie ponownie do zbiornika paliwa. Nagrzane w pompie wysokiego ciśnienia oraz następnie we wtryskiwaczach paliwo, spływając do zbiornika paliwa ma temperaturę sięgającą 70÷80°C i powoduje podwyższenie temperatury dużej ilości paliwa znajdującego się już w zbiorniku – często do ponad 60°C. Pogłębia to procesy systematycznej, przyspieszonej degradacji paliwa i sprzyja powstawaniu osadów wewnętrznych na elementach wtryskiwaczy (rysunek 1).

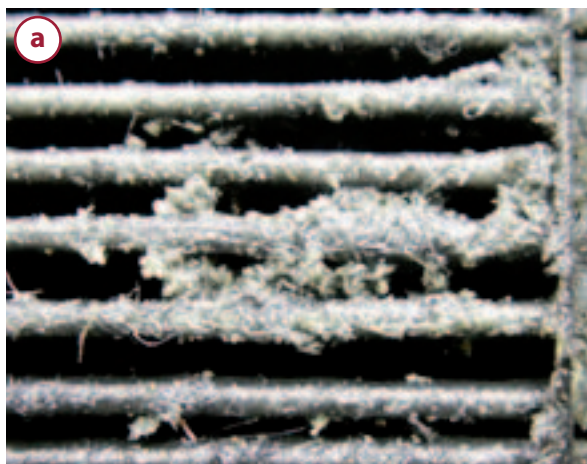
Wzrastający udział FAME w olejach napędowych wpływa na przyspieszenie procesów utleniania i degradacji paliwa. FAME stanowią źródło słabych kwasów oraz powodują wzrost zanieczyszczeń w paliwie (związki sodu) będących składnikiem typowych katalizatorów stosowanych w reakcjach transestryfikacji [4–7].

W wyniku niskiej stabilności paliwa, zwłaszcza gdy zawiera ono komponenty o niskiej stabilności lub już zestarzone, mogą powstawać osady polimerowe. Dlatego też w przypadku znacznego utlenienia FAME podczas przechowywania paliwa, nienasycone wiązania w cząsteczce degradują się, powodując wzrost zawartości kwasów wraz z formowaniem się polimerów i wytrąceń. Taki mechanizm tworzenia osadów występuje nie tylko w obszarach podwyższonego ciśnienia i temperatury paliwa. nierozpuszczalne w paliwie osady w postaci polimerowych wytrąceń i szlamów mogą powodować ograniczenia przepływu paliwa przez filtry paliwowe, a nawet prowadzić do ich całkowitego zablokowania (rysunek 2).

Z kolei kwasy karboksylowe powstające na skutek procesów starzenia FAME powodują korozję elementów zawierających żelazo i tworzenie karboksylowych soli żelazowych sprzyjających powstawaniu osadów wewnętrznych (rysunek 3).

Silne przyleganie, na skutek adhezji, osadów do powierzchni roboczych elementów wtryskiwaczy powoduje zaburzenia zarówno w ilościowym, jak i jakościowym podawaniu (wtryskiwaniu) paliwa do komór spalania w czasie. Wynika to z powstawania znacznych różnic pomiędzy rzeczywistym początkiem wtrysku paliwa, a początkiem okre-





Rys. 2. Widok zanieczyszczonego osadami filtra paliwa;  
a) osady na powierzchni wkładu filtra w powiększeniu, b) widok ogólny filtra



Rys. 3. Widok osadów wewnętrznych w połączeniu z korozją elementów wewnętrznych pompy wysokiego ciśnienia układu HPCR oraz wtryskiwacza paliwa; a, b) wałek napędowy pompy, c) tłoczek sterujący zaworu wtryskiwacza

ślonym na podstawie sygnałów sterujących pracą wtryskiwacza. Ze względu na bardzo małe luzy (rzędu  $1\ \mu\text{m}$ ) występujące pomiędzy elementami roboczymi wtryskiwaczy, wytworzenie się nawet bardzo cienkich warstw osadów (rzędu  $0,5\ \mu\text{m}$ ), zwłaszcza na powierzchniach ślizgowo współpracujących ze sobą elementów, ogranicza dynamikę ich działania, a nawet prowadzi do wzajemnego sklejanie elementów, co powoduje znaczne zaburzenia w działaniu wtryskiwacza. Skutkiem tego jest

niedopuszczalne rozstrojenie częściowych dawek paliwa wtrysku wielokrotnego. Prowadzi to do niekontrolowanych zmian proporcji udziału powietrza i paliwa w tworzonej mieszance palnej, wydłużenia procesów spalania mieszanki oraz jej niecałkowitego spalania.

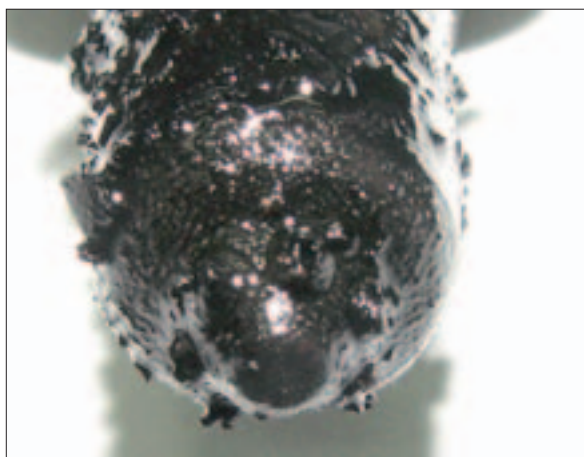
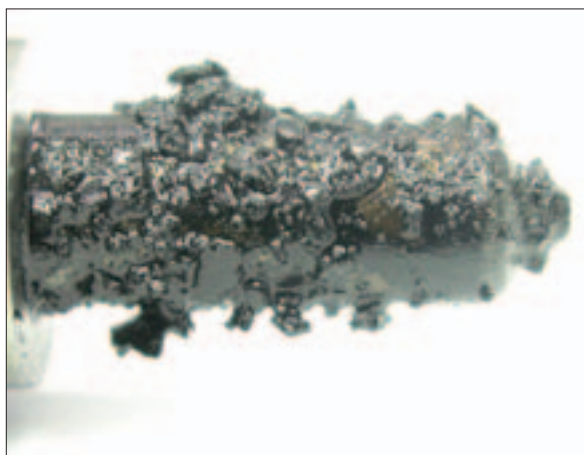
Zastosowanie do produkcji biopaliwa FAME o niskiej jakości lub o wysokim stopniu utlenienia prowadzi do wytwarzania bardzo dużych ilości osadów wewnętrznych, w postaci nierozpuszczalnych wytrąceń,



osadzających się na powierzchni końcówki rozpylacza. Powoduje to stopniowe zaburzenia w ilościowym i jakościowym podawaniu do komór spalania rozpylonego paliwa, a następnie zatykanie otworków wylotowych i w konsekwencji uszkodzenie wtryskiwacza paliwa (rysunek 4).

Konsekwencją niskiej odporności na utlenianie FAME są produkty starzenia paliwa w postaci nierozpuszczalnych szlamów i laków, które wraz z sodem oraz zanieczyszczeniami kwasowymi powstałymi podczas produkcji FAME są szczególnie niebezpieczne dla układów wysokociśnieniowego wtrysku paliwa typu HPCR, wpływając na przyspieszoną utratę parametrów użytkowych tych układów, a także na znaczne zmniejszenie ich trwałości i wzrost awaryjności. Powoduje to pogorszenie właściwości użytkowo-eksploatacyjnych silników, w tym między innymi:

- zmniejszenie osiągnięć,
- niestabilną pracę na biegu jałowym,
- nierównomierną pracę podczas eksploatacji,
- trudności z uruchomieniem,



Rys. 4. Widok osadów zewnętrznych na końcówce rozpylacza wtryskiwacza paliwa

- wzrost zużycia paliwa,
- wzrost emisji szkodliwych składników w gazach spalinowych,
- awarie i unieruchomienie silnika.

## Jak ocenić odporność na utlenianie?

Do roku 2009 jedynym sposobem badania odporności na utlenianie była metoda opisana w normie PN-EN ISO 12205, którą opracowano dla potrzeb oceny tego parametru w odniesieniu do paliw o charakterze czysto węglowodorowym. Kryterium oceny odporności na utlenianie według powyższej metody jest ilość całkowitych osadów nierozpuszczalnych powstałych w wyniku starzenia paliwa w warunkach procedury badawczej. Wprowadzenie do oleju napędowego FAME, początkowo w ilości 5%, a obecnie 7% (V/V), spowodowało konieczność rozszerzenia kryteriów oceny takich paliw. Było to możliwe dopiero po opracowaniu nowej metody badania stabilności oksydacyjnej PN-EN 15751, która dzięki przyjętym kryteriom oceny pozwoliła w sposób bardziej precyzyjny określić odporność na utlenianie paliwa zawierającego tego rodzaju biokomponent. Oznaczenie prowadzi się w aparacie „Rancimat” dokonując pomiaru okresu indukcyjnego poprzez konduktometryczne oznaczenie produktów dysocjacji lotnych kwasów powstających w czasie utleniania. W chwili obecnej jest to jedyna, w pełni dopracowana metoda badawcza umożliwiająca rzeczywistą ocenę odporności na utlenianie olejów napędowych zawierających biokomponent FAME z punktu widzenia ich walorów użytkowo-eksploatacyjnych, przywołana w europejskiej specyfikacji oleju napędowego PN-EN 590:2013-12. Należy podkreślić, że do oceny jakości olejów napędowych zawierających FAME w zakresie odporności na utlenianie niezbędne są obie metody, tj. PN-EN ISO 12205 oraz PN-EN 15751. Jest to istotne, ponieważ pomiędzy wynikami odporności na utlenianie uzyskanymi tymi metodami nie ma żadnej korelacji. Obie przedstawione metody oceniają różne mechanizmy utleniania i starzenia oraz ukierunkowane są na całkowicie odmienne rodzaje związków chemicznych (PN-EN ISO 12205 – węglowodory, PN-EN 15751 – FAME). W rezultacie metoda PN-EN ISO 12205 pozwala na stwierdzenie utlenienia paliwa zawierającego FAME poprzez oznaczenie jego skutków, natomiast metoda PN-EN 15751 pozwala na monitorowanie, od wczesnego stadium, postępującego procesu utleniania paliwa, co jest niezmiernie ważne z punktu widzenia zagrożeń stwarzanych dla użytkownika. Równocześnie coraz większą popularność i znaczenie zyskuje metoda oznaczania odporności na utlenianie opisana w amerykańskiej normie ASTM D 7545 (PetroOXY) i w jej eu-



# przemysł chemiczny

Najstarsze polskie pismo z branży chemicznej  
notowane na liście filadelfijskiej  
adresowane do menedżerów przemysłu chemicznego,  
inżynierów i technologów w przemyśle

- 12 wydań w roku
- Baza ponad 4000 publikacji dostępnych od 1993 r.
- Bezpłatny dostęp do publikacji z lat 2004–2008  
i wybranych z lat 2009–2015 na [www.sigma-not.pl](http://www.sigma-not.pl)

**ZAPRASZAMY do PRENUMERATY**

Kontakt  
Redakcja: [przemyslchemiczny@sigma-not.pl](mailto:przemyslchemiczny@sigma-not.pl)  
Prenumerata: [prenumerata@sigma-not.pl](mailto:prenumerata@sigma-not.pl)  
Reklama: [reklama@sigma-not.pl](mailto:reklama@sigma-not.pl)

PRASA FACHOWA

**SIGMA-NOT**

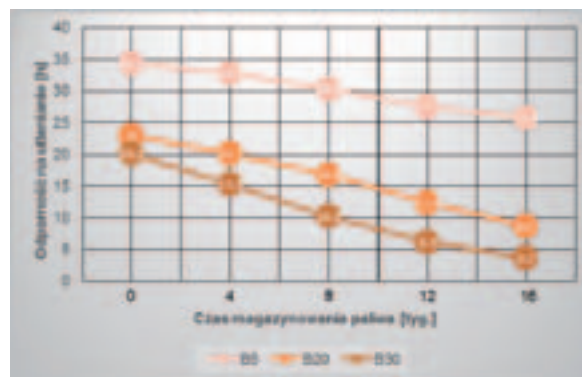
[www.sigma-not.pl](http://www.sigma-not.pl)



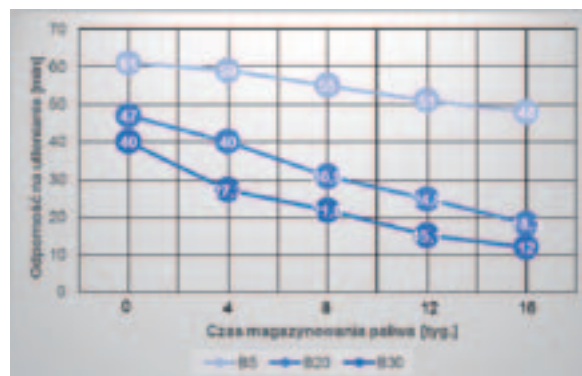




Rys. 5. Zmiany odporności na utlenianie paliwa podczas magazynowania (oceny wykonano według procedury PN-EN 15751 – Rancimat)



Rys. 6. Zmiany odporności na utlenianie paliwa podczas magazynowania (oceny wykonano według procedury ASTM D 7545 – PetroOXY)



ropejskim odpowiedniku PN-EN-16091. Tak jak w przypadku metody opisanej w PN-EN 15751, oznaczanym parametrem jest okres indukcyjny, a kryterium oceny stanowi pomiar szybkości absorpcji tlenu przez paliwo mające z nim kontakt.

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG – PIB) od kilku lat prowadzi badania w zakresie odporności na utlenianie paliw przy użyciu wyżej opisanych metod, jak i porównawczą ocenę uzyskiwanych przy ich wykorzystywaniu wyników, a także powiązania tych wyników z prognozowaniem potencjalnych zagrożeń stwarzanych przez zdegradowane paliwo dla funkcjonowania układów wtrysku paliwa. Poza wieloma dokumentacjami wewnętrznymi, niektóre wyniki prac badawczych INiG – PIB w przedmiotowym zakresie można znaleźć w sprawozdaniach z projektów, materiałach z konferencji oraz publikacjach [8–13].

Na rysunkach 5 i 6 przedstawiono uzyskane w INiG – PIB wyniki badań zmian w czasie odporności paliw B5, B20 i B30 kondycjonowanych w warunkach temperaturowych, odpowiadających porze letniej

(jak w ASTM D 4625) przez okres 16 tygodni [8]. Badania przeprowadzono metodami PN-EN 15751 (Rancimat, rysunek 5) oraz ASTM D 7545 (rysunek 6). Wyniki przedstawione na rysunkach 5 i 6 obrazują szybko zmniejszającą się odporność na utlenianie paliw zawierających w swym składzie FAME podczas magazynowania. Umysławia to wagę problemu związanego z małą odpornością na utlenianie paliw zawierających FAME, a zwłaszcza samego FAME. Proces degradacji paliw jest tym bardziej intensywny, im większy jest udział biokomponentu w paliwie. Równocześnie otrzymane dwoma wyżej wymienionymi metodami wyniki charakteryzują się dobrą korelacją. Jest to istotne biorąc pod uwagę, że przeprowadzenie testu oceny stabilności oksydacyjnej za pomocą metody wykorzystującej aparat PetroOXY zajmuje znacznie mniej czasu. Naturalnie, w zakresie wyższych temperatur oddziałujących na paliwa z biokomponentem, a zwłaszcza tak wysokich jak ma to miejsce w układach wtrysku paliwa typu HPCR, w powiązaniu z bardzo wysokimi ciśnieniami, jakim poddawane jest paliwo, procesy jego degradacji następowały

by nieporównywalnie szybciej aniżeli podczas jego magazynowania.

## Podsumowanie

W rozwoju precyzyjnie działających układów wtrysku paliwa typu HPCR upatruje się dużego potencjału w zakresie ograniczenia emisji szkodliwych składników spalin z silników Diesla. Jednak warunkiem spełnienia pokładanych w nich oczekiwań będzie nie tylko rozwój ich konstrukcji, ale także zagwarantowanie utrzymywania parametrów pracy układów HPCR podczas długotrwałej eksploatacji pojazdu. O tym z kolei będzie decydowało skuteczne przeciwdziałanie tworzeniu się osadów zewnętrznych i wewnętrznych, na powstawanie których duży wpływ ma niska stabilność paliw, w szczególności zawierających FAME.

Obecność w wymaganiach dla oleju napędowego badania odporności na utlenianie według metody PN-EN 15751 lub ASTM D 7545 / PN-EN-16091 jest niezbędne ze względu na zapewnienie odpowied-

nych parametrów jakościowych oleju napędowego zawierającego FAME, które gwarantowałyby jego bezpieczną eksploatację. Należy podkreślić, że biorąc pod uwagę najbliższe, już wytyczone kierunki rozwoju silników Diesla, znaczenie tego parametru będzie coraz większe.

Mając tę świadomość, INiG – PIB prowadzi różne prace zarówno w zakresie badania stabilności paliw, porównywania i rozwoju metod do jej wiarygodnego oznaczania oraz wpływu niskiej stabilności paliw na właściwości użytkowo-eksploatacyjne i awarie silników Diesla.

Klient stacji paliw musi mieć zagwarantowane kupno paliwa o jakości w pełni zgodnej z wymaganiami odpowiedniej specyfikacji (w przypadku silników Diesla: PN-EN 590), gdyż do eksploatacji tylko takiego paliwa zobowiązuje go producent pojazdu, podając powyższą informację w instrukcji eksploatacji auta.

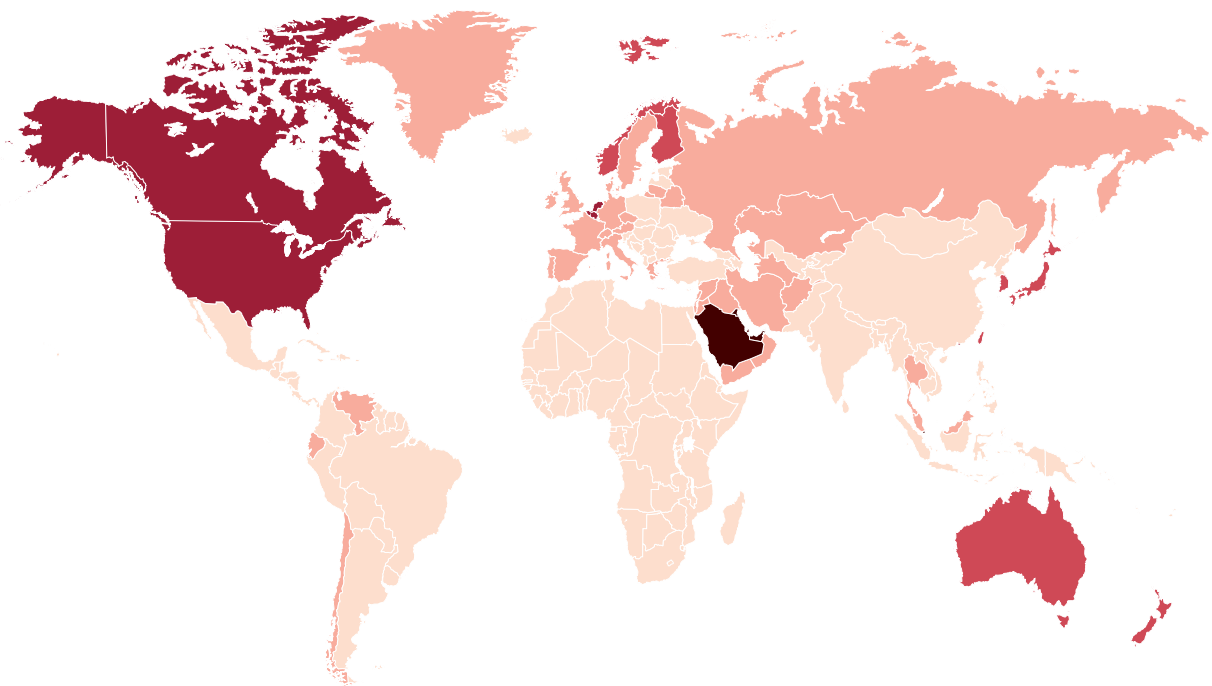
*Autor jest pracownikiem naukowym Zakładu  
Oceny Właściwości Eksploatacyjnych  
w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym  
Instytucie Badawczym*

### Literatura:

- 1) Oguma S. M., Chollacoop N.: *Benchmarking of Biodiesel Fuel Standardization in East Asia Working Group (2010), „Biodiesel Fuel Quality” in GOTO. EAS-ERIA Biodiesel Fuel Trade Handbook, 2010, Jakarta: ERIA, pp. 27–62.*
- 2) *Thermal/Oxidation Storage Stability of Bio-Diesel Fuels. Research conducted by Imperial Oil, Product and Chemicals Division Research Department Sarnia, Ontario, Canada R399-2009.*
- 3) Lacey P., Gail S., Marc J., Benoist G., Downes P., Daveau P.: *Fuel Quality and Diesel Injector Deposits. SAE Technical Paper, No 2012-01-1693.*
- 4) Tanaka A., Yamada K., Omori T., Bunne S., Hosokawa K.: *Inner Diesel Injector Deposit Formation Mechanism. SAE Technical Paper, No 2013-01-2661.*
- 5) Caprotti R., Bhatti N., Balfour G.: *Deposit Control in Modern Diesel Fuel Injection Systems. SAE Technical Paper No 2010-01-2250.*
- 6) *Internal Diesel Injector Deposits, Coordinating Research Council, INC., CRC Project No. DP-04-13a, CRC Report No. 665 – October 2013.*
- 7) Ullmann J., Geduldung M., Stutzenberger H., Caprotti R., Balfour G.: *Effects of Fuel Impurities and Additive Interactions on the Formation of Internal Diesel Injector Deposits. TAE Fuels 8th Annual Colloquium, January 2011.*
- 8) *Projekt Nr NR05-0047-10/2010, pt.: Opracowanie laboratoryjnej metodyki oceny stabilności biopaliw uwierzytelnionej w symulacyjnych badaniach silnikowych – projekt finansowany przez NCBiR w latach 2008–2012.*
- 9) Skręt I., Urzędowska W.: *IX edycja Forum Dyskusyjnego „O monitorowaniu i kontrolowaniu jakości paliw i biopaliw. Warszawa, 1 grudnia 2010 r.*
- 10) *Urzędowska W.: XI edycja Forum Dyskusyjnego „O systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, biopaliw, LPG i CNG. Warszawa, 22 listopada 2012 r.*
- 11) Molenda J., Świgoń K., Urzędowska W., Sacha D.: *Korelacja wyników badań stabilności oksydacyjnej biopaliw silnikowych uzyskanych za pomocą testu Rancimat oraz Petrooxy. Nafta–Gaz, 2010 nr 10, s. 922–926.*
- 12) Sacha D.: *Wpływ FAME pochodzenia zwierzęcego na stabilność oksydacyjną olejów napędowych. Nafta–Gaz, 2011, nr 9, s. 667–673.*
- 13) Sacha D.: *Ocena stabilności oksydacyjnej paliw do silników o zapłonie samoczynnym według projektowanych wymagań CEN. Nafta–Gaz, 2013, nr 11, s. 858–867.*



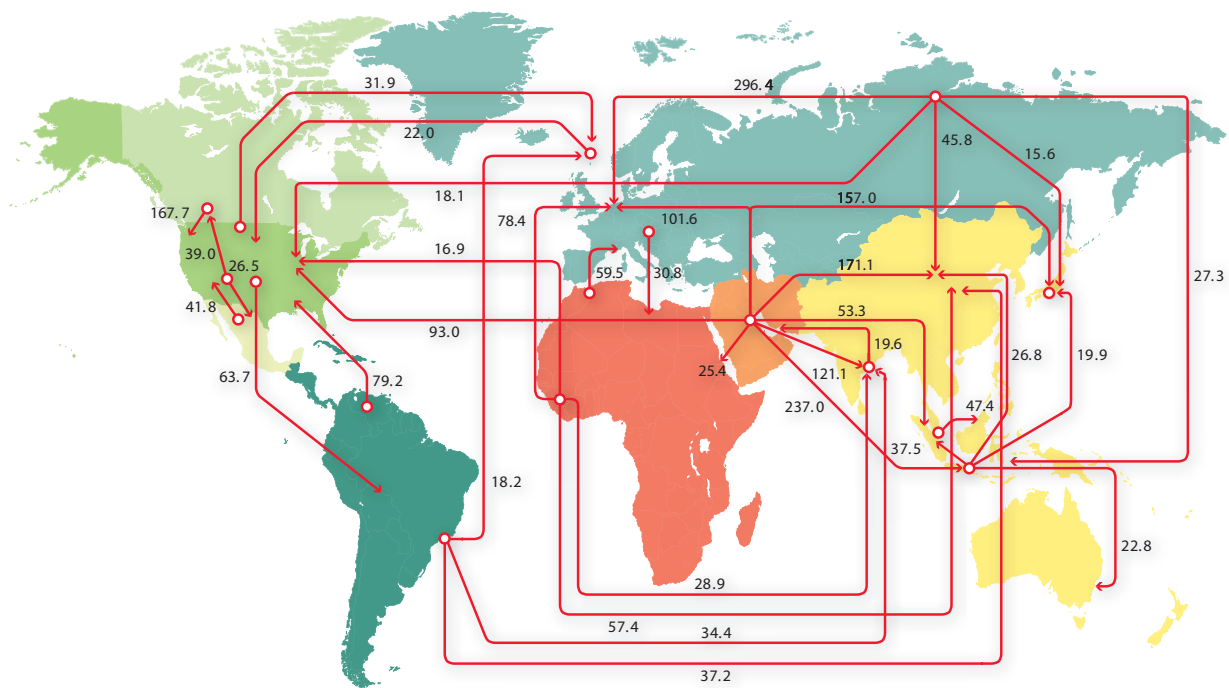
# Konsumpcja ropy naftowej *per capita* w 2014 r. [tony]



0–0,75  
0,75–1,5  
1,5–2,25  
2,25–3,0  
> 3,0

Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2015

## Główne kierunki handlu ropą naftową w 2014 r. [mln ton]



- USA
- Kanada
- Meksyk
- Centr. i Płd. Ameryka
- Europa i Eurazja
- Bliski Wschód
- Afryka
- Azja i Pacyfik

Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2015

## Konsumpcja ropy naftowej na świecie w mln ton

Kraj	2007 r.	2008 r.	2009 r.	2010 r.	2011 r.	2012 r.	2013 r.	2014 r.	zmiana 2014 r. wobec 2013 r.	2014 r. udział w całości konsumpcji
Stany Zjednoczone	928,8	875,4	833,2	850,1	834,9	817,0	832,1	836,1	0,5%	19,9%
Kanada	102,3	101,2	95,0	101,3	105,0	103,3	103,5	103,0	-0,5%	2,4%
Meksyk	92,0	91,6	88,5	88,6	90,3	92,3	89,7	85,2	-5,0%	2,0%
<b>Ameryka Północna ogółem</b>	<b>1123,1</b>	<b>1068,2</b>	<b>1016,7</b>	<b>1040,0</b>	<b>1030,2</b>	<b>1012,6</b>	<b>1025,3</b>	<b>1024,4</b>	<b>-0,1%</b>	<b>24,3%</b>
Argentyna	24,0	24,7	24,2	27,9	28,3	29,4	31,2	30,9	-1,2%	0,7%
Brazylia	102,2	109,1	109,9	119,4	125,0	127,5	135,2	142,5	5,4%	3,4%
Chile	17,0	17,8	17,4	15,4	16,8	16,7	16,8	16,7	-0,8%	0,4%
Kolumbia	10,7	11,7	10,7	11,9	12,8	13,9	13,9	14,5	4,1%	0,3%
Ekwador	8,5	8,7	8,9	10,3	10,5	10,9	11,6	12,1	4,7%	0,3%
Peru	7,1	8,0	8,2	8,6	9,5	9,6	10,2	10,4	1,3%	0,2%
Trynidad i Tobago	1,6	1,8	1,7	1,9	1,7	1,6	1,6	1,6	-0,4%	±
Wenezuela	29,7	33,8	34,2	32,1	33,0	35,4	38,6	38,5	-0,3%	0,9%
Inne kraje Płd. i Centr. Ameryki	61,6	58,6	58,0	58,7	59,6	59,3	58,6	59,3	1,3%	1,4%
<b>Płd. i Centr. Ameryka ogółem</b>	<b>262,6</b>	<b>274,3</b>	<b>273,2</b>	<b>286,3</b>	<b>297,2</b>	<b>304,3</b>	<b>317,8</b>	<b>326,5</b>	<b>2,7%</b>	<b>7,8%</b>
Austria	13,4	13,4	12,8	13,4	12,7	12,5	12,7	12,6	-1,0%	0,3%
Azerbejdżan	4,5	3,6	3,3	3,2	4,0	4,2	4,5	4,6	0,2%	0,1%
Białoruś	8,0	7,9	9,3	7,5	8,6	10,4	10,7	11,0	3,3%	0,3%
Belgia	33,7	36,0	32,6	34,4	31,5	29,5	30,1	30,0	-0,6%	0,7%
Bułgaria	4,8	4,8	4,3	3,9	3,8	3,9	3,6	3,8	4,3%	0,1%
Czechy	9,7	9,9	9,7	9,2	9,0	8,9	8,5	9,2	7,4%	0,2%
Dania	9,4	9,3	8,3	8,4	8,3	7,8	7,7	7,7	0,5%	0,2%
Finlandia	10,6	10,5	9,9	10,4	9,6	9,1	8,9	8,6	-3,8%	0,2%
Francja	91,4	90,8	87,5	84,5	83,0	80,3	79,3	76,9	-3,0%	1,8%
Niemcy	112,5	118,9	113,9	115,4	112,0	111,4	113,4	111,5	-1,7%	2,6%
Grecja	21,7	21,3	20,1	17,9	17,0	15,3	14,5	14,2	-2,4%	0,3%
Węgry	7,7	7,5	7,1	6,7	6,4	5,9	5,8	6,0	3,1%	0,1%
Republika Irlandii	9,4	9,0	8,0	7,6	6,8	6,5	6,5	6,6	0,6%	0,2%

## Konsumpcja ropy naftowej na świecie w mln ton

Kraj	2007 r.	2008 r.	2009 r.	2010 r.	2011 r.	2012 r.	2013 r.	2014 r.	zmiana 2014 r. wobec 2013 r.	2014 r. udział w całości konsumpcji
Włochy	84,0	80,4	75,1	73,1	70,5	64,2	60,8	56,6	-6,9%	1,3%
Kazachstan	11,3	11,0	8,9	9,3	12,3	13,0	12,9	13,0	0,5%	0,3%
Litwa	2,8	3,1	2,6	2,7	2,6	2,7	2,6	2,5	-2,6%	0,1%
Holandia	50,7	47,3	45,9	45,9	46,1	43,7	41,4	39,6	-4,4%	0,9%
Norwegia	10,7	10,4	10,6	10,8	10,6	10,5	10,8	10,3	-3,8%	0,2%
Polska	24,2	25,3	25,3	26,7	26,6	25,7	23,8	23,8	-0,1%	0,6%
Portugalia	14,7	14,1	13,2	13,0	12,1	11,0	11,5	11,4	-0,8%	0,3%
Rumunia	10,3	10,4	9,2	8,8	9,1	9,2	8,4	9,0	7,5%	0,2%
Federacja Rosyjska	130,0	133,9	128,2	134,3	143,5	145,7	146,8	148,1	0,9%	3,5%
Słowacja	3,6	3,9	3,7	3,9	3,9	3,6	3,6	3,5	-3,1%	0,1%
Hiszpania	80,3	77,9	73,5	69,6	68,5	64,2	59,0	59,5	0,8%	1,4%
Szwecja	16,9	16,7	15,5	16,2	14,8	14,6	14,4	14,4	0,3%	0,3%
Szwajcaria	11,3	12,1	12,3	11,4	11,0	11,2	11,8	10,6	-10,2%	0,3%
Turcja	33,6	32,1	32,5	31,8	31,1	31,6	33,6	33,8	0,5%	0,8%
Turkmenistan	5,2	5,4	5,2	5,7	6,0	6,2	6,2	6,4	2,0%	0,2%
Ukraina	14,7	14,3	13,5	12,6	13,1	12,4	11,9	10,2	-14,3%	0,2%
Wielka Brytania	79,2	77,9	74,4	73,5	71,1	71,0	69,3	69,3	±	1,6%
Uzbekistan	4,7	4,6	4,3	3,6	3,4	3,0	3,0	3,1	0,8%	0,1%
Inne kraje Europy i Eurazji	32,5	33,2	32,7	32,5	32,5	31,1	31,1	31,3	0,5%	0,7%
<b>Europa i Eurazja ogółem</b>	<b>957,7</b>	<b>956,7</b>	<b>913,3</b>	<b>907,7</b>	<b>901,6</b>	<b>880,4</b>	<b>869,3</b>	<b>858,9</b>	<b>-1,2%</b>	<b>20,4%</b>
Iran	89,4	93,3	95,6	86,8	88,3	89,6	95,1	93,2	-2,0%	2,2%
Izrael	12,1	11,8	11,0	10,8	11,4	13,5	10,3	10,1	-1,7%	0,2%
Kuwejt	17,9	19,0	20,4	21,6	20,4	21,5	22,3	22,2	-0,3%	0,5%
Katar	5,3	6,1	6,0	6,5	7,8	8,1	9,3	10,1	8,5%	0,2%
Arabia Saudyjska	98,1	106,8	115,9	123,7	124,6	131,3	132,4	142,0	7,3%	3,4%
Zjednoczone Emiraty Arabskie	28,9	30,1	28,9	30,8	33,4	34,6	36,2	39,3	8,6%	0,9%
Inne kraje Bliskiego Wschodu	62,4	69,1	70,3	73,9	74,3	76,2	76,8	76,0	-1,1%	1,8%
<b>Bliski Wschód ogółem</b>	<b>314,1</b>	<b>336,3</b>	<b>348,1</b>	<b>354,2</b>	<b>360,2</b>	<b>374,8</b>	<b>382,5</b>	<b>393,0</b>	<b>2,8%</b>	<b>9,3%</b>



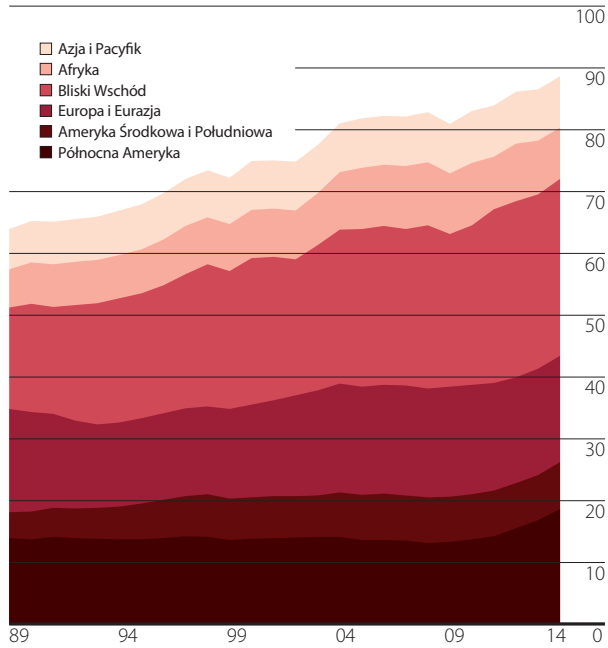
## Konsumpcja ropy naftowej na świecie w mln ton

Kraj	2007 r.	2008 r.	2009 r.	2010 r.	2011 r.	2012 r.	2013 r.	2014 r.	zmiana 2014 r. wobec 2013 r.	2014 r. udział w całości konsumpcji
Algieria	12,9	14,0	14,9	14,8	15,8	16,9	17,7	18,0	1,6%	0,4%
Egipt	30,6	32,6	34,4	36,3	33,7	35,2	35,7	38,7	8,4%	0,9%
Afryka Południowa	26,6	25,7	24,2	26,6	27,7	28,0	27,8	29,1	4,7%	0,7%
Inne kraje Afryki	75,0	80,7	82,4	86,6	82,1	88,2	91,0	93,6	2,9%	2,2%
<b>Afryka ogółem</b>	<b>145,0</b>	<b>153,1</b>	<b>155,9</b>	<b>164,3</b>	<b>159,3</b>	<b>168,3</b>	<b>172,2</b>	<b>179,4</b>	<b>4,2%</b>	<b>4,3%</b>
Australia	42,5	43,3	42,9	43,6	45,8	47,4	46,9	45,5	-2,9%	1,1%
Bangladesz	3,7	3,8	3,5	3,9	5,1	5,4	5,3	5,7	7,9%	0,1%
Chiny	369,3	376,0	388,2	437,7	460,0	482,7	503,5	520,3	3,3%	12,4%
Hong Kong	16,4	14,8	16,9	18,3	18,4	17,6	18,0	17,0	-5,3%	0,4%
Indie	138,1	144,7	152,6	155,4	163,0	173,6	175,3	180,7	3,0%	4,3%
Indonezja	60,9	60,4	61,6	66,9	72,0	73,2	73,1	73,9	1,0%	1,8%
Japonia	230,9	224,8	200,4	202,7	203,6	217,0	207,5	196,8	-5,2%	4,7%
Malezja	30,8	29,5	29,2	29,3	31,1	32,7	34,5	35,2	1,9%	0,8%
Nowa Zelandia	7,1	7,2	6,9	7,0	7,0	7,0	7,0	7,2	2,7%	0,2%
Pakistan	19,2	19,9	21,7	21,2	21,5	20,4	21,8	22,6	3,8%	0,5%
Filipiny	14,1	12,4	12,5	12,8	12,8	13,1	13,6	14,3	5,2%	0,3%
Singapur	48,3	51,4	55,5	61,0	64,1	63,5	64,7	66,2	2,3%	1,6%
Korea Południowa	107,6	103,1	103,7	105,0	105,8	108,8	108,3	108,0	-0,3%	2,6%
Tajwan	51,2	45,9	44,0	45,3	42,6	42,5	43,4	43,9	1,0%	1,0%
Tajlandia	45,1	43,8	45,7	47,5	49,0	52,1	52,2	53,0	1,6%	1,3%
Wietnam	13,3	14,1	14,6	15,6	17,0	17,1	17,7	18,7	5,6%	0,4%
Inne kraje Azji i Pacyfiku	16,4	15,4	16,0	16,2	18,2	18,9	19,0	19,7	3,7%	0,5%
<b>Azja i Pacyfik ogółem</b>	<b>1214,8</b>	<b>1210,5</b>	<b>1215,8</b>	<b>1289,5</b>	<b>1336,9</b>	<b>1392,9</b>	<b>1412,1</b>	<b>1428,9</b>	<b>1,2%</b>	<b>33,9%</b>
<b>Świat ogółem</b>	<b>4017,3</b>	<b>3999,0</b>	<b>3922,9</b>	<b>4041,8</b>	<b>4085,4</b>	<b>4133,2</b>	<b>4179,1</b>	<b>4211,1</b>	<b>0,8%</b>	<b>100,0%</b>

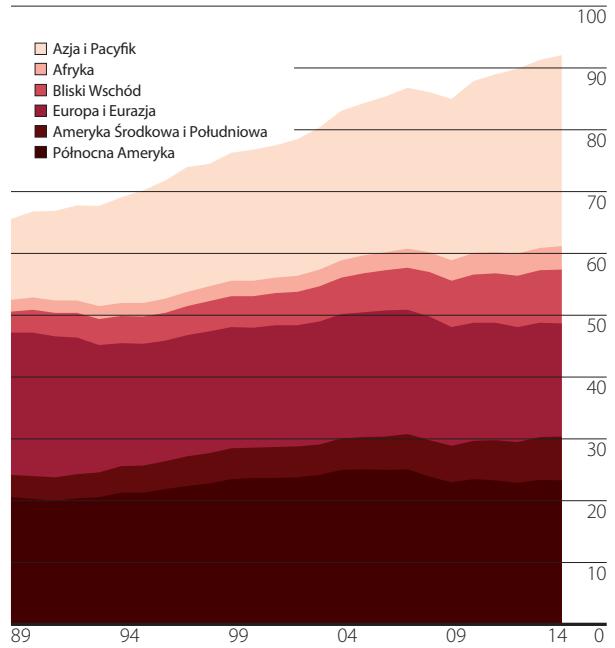
‡ mniej niż 0,05%

Źródło: BP Statistical Review of World Energy 2015

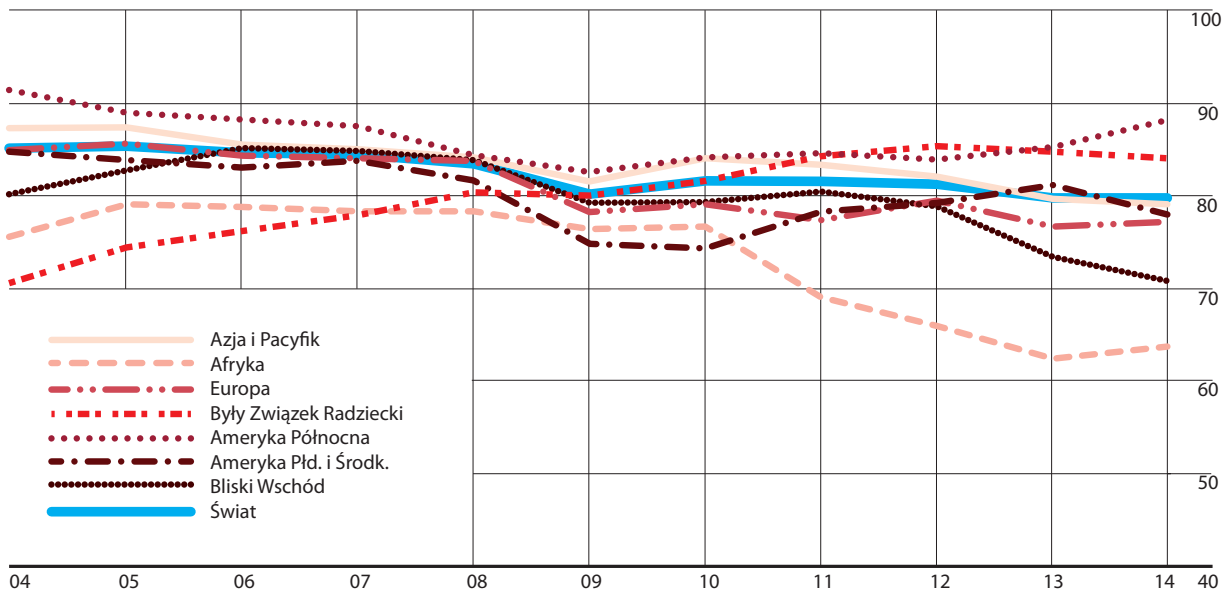
### Produkcja ropy naftowej [mln baryłek dziennie]



### Konsumpcja ropy naftowej [mln baryłek dziennie]



### Wykorzystanie rafinerii [%]



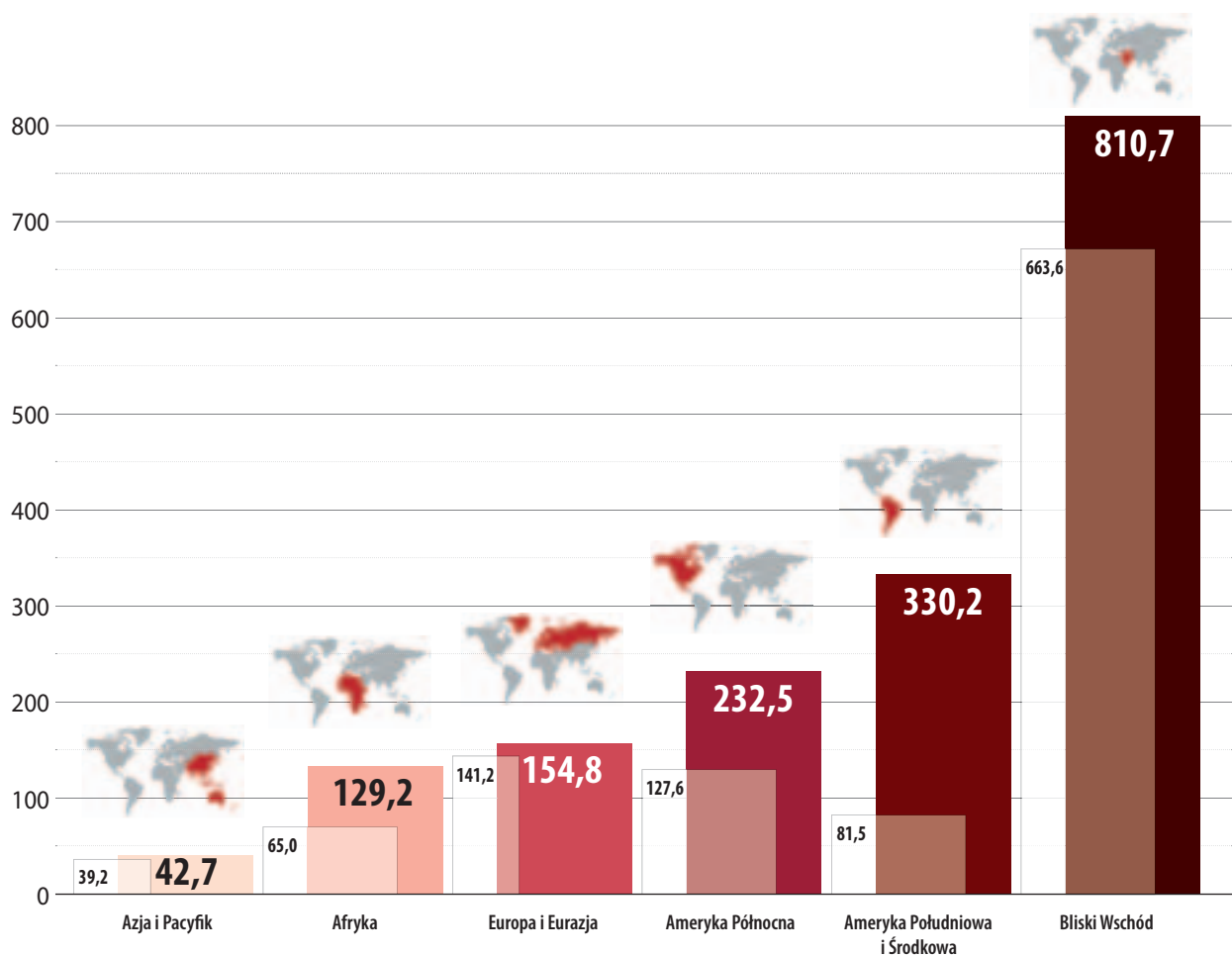
Źródło: BP Statistical Review of World Energy 2015

# Potwierdzone zasoby ropy naftowej na świecie w mld baryłek

na koniec 1994 roku

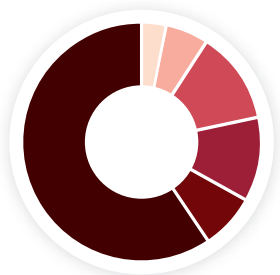
na koniec 2014 roku

Azja i Pacyfik.....	39,2	Azja i Pacyfik.....	42,7
Afryka .....	65,0	Afryka .....	129,2
Europa i Eurazja .....	141,2	Europa i Eurazja .....	154,8
Ameryka Północna.....	127,6	Ameryka Północna.....	232,5
Ameryka Południowa i Środkowa .....	81,5	Ameryka Południowa i Środkowa .....	330,2
Bliski Wschód .....	663,6	Bliski Wschód .....	810,7



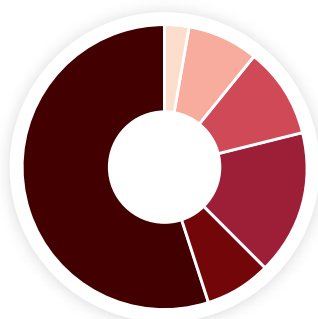
Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2015

## Dystrybucja potwierdzonych zasobów ropy naftowej w roku 1994 – łącznie 1118,0 mld baryłek



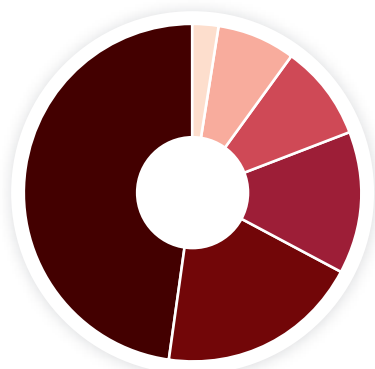
Azja i Pacyfik.....	3,5%
Afryka.....	5,8%
Europa i Eurazja.....	12,6%
Ameryka Północna.....	11,4%
Ameryka Południowa i Środkowa.....	7,3%
Bliski Wschód.....	59,4%

## Dystrybucja potwierdzonych zasobów ropy naftowej w roku 2004 – łącznie 1366,2 mld baryłek



Azja i Pacyfik.....	3,0%
Afryka.....	7,9%
Europa i Eurazja.....	10,3%
Ameryka Północna.....	16,4%
Ameryka Południowa i Środkowa.....	7,6%
Bliski Wschód.....	54,9%

## Dystrybucja potwierdzonych zasobów ropy naftowej w roku 2014 – łącznie 1700,1 mld baryłek

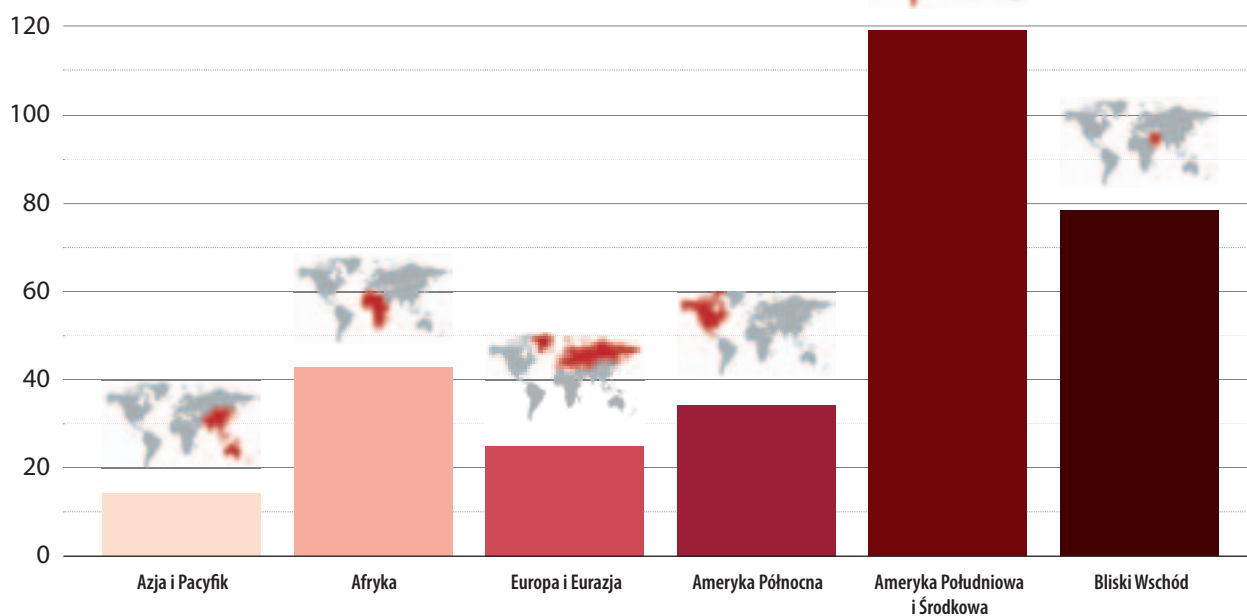


Azja i Pacyfik.....	2,5%
Afryka.....	7,6%
Europa i Eurazja.....	9,1%
Ameryka Północna.....	13,7%
Ameryka Południowa i Środkowa.....	19,4%
Bliski Wschód.....	47,7%

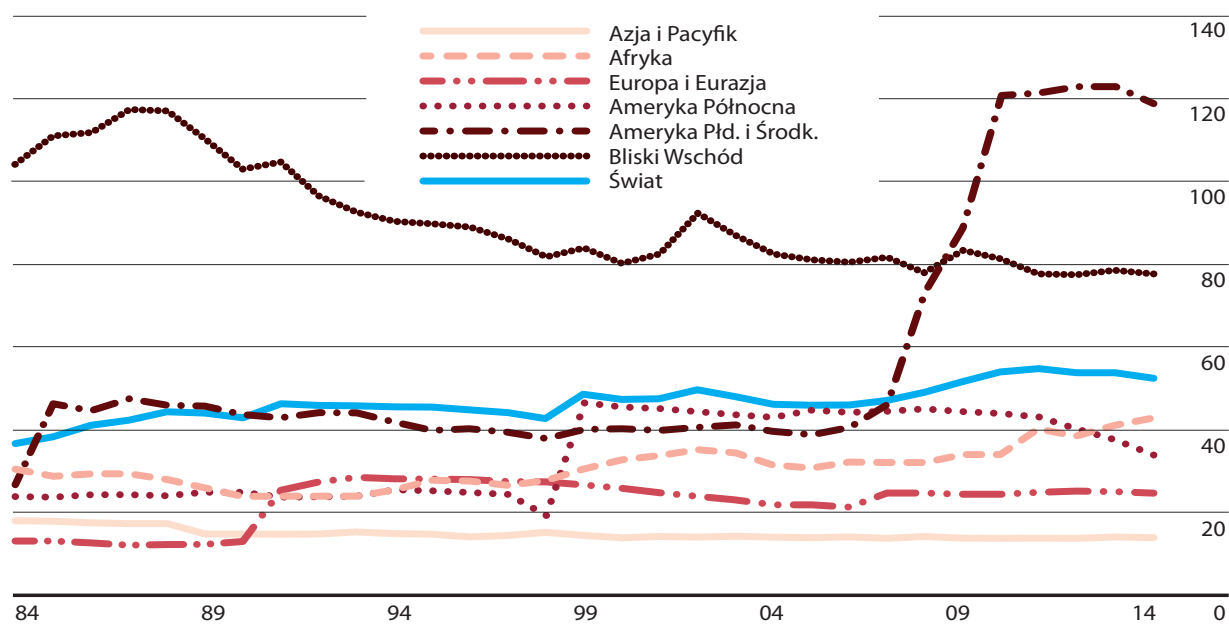
Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2015



## Stosunek zasobów do produkcji w roku 2014

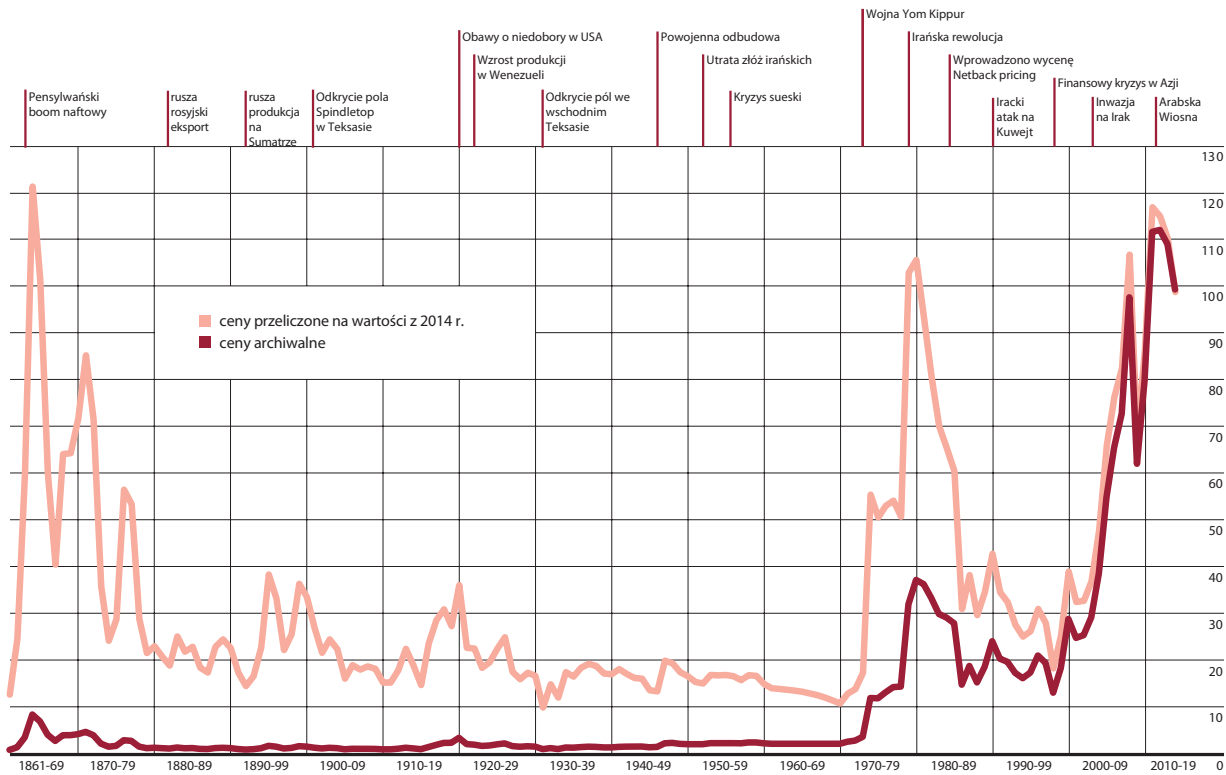


## Stosunek zasobów do produkcji – dane historyczne z okresu 1984–2014

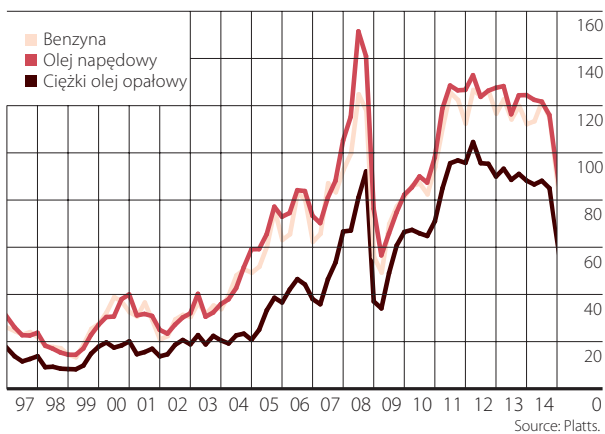


Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2015

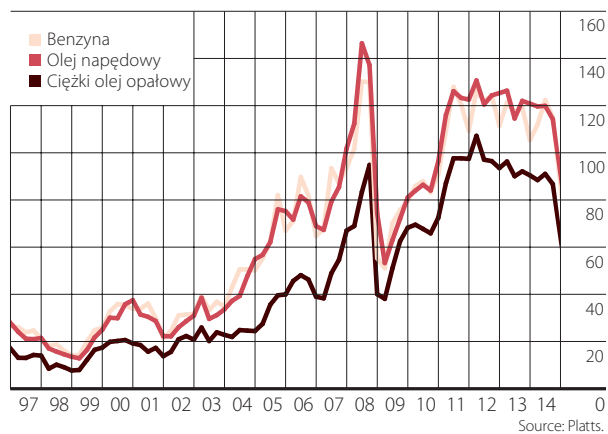
# Ceny ropy naftowej w ujęciu archiwalnym, w latach 1861–2014 [USD za baryłkę]



## Ceny produktów w Rotterdamie [USD za baryłkę]



## Ceny produktów w US Gulf Coast [USD za baryłkę]



Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2015



Jubileuszowa  
**10. EDYCJA**

Gaz:  
eksploracja,  
dystrybucja,  
sprzedaż



## Udział INiG – PIB w budowaniu bezpieczeństwa energetycznego Polski przy wsparciu funduszy UE

# Miliard euro dla polskiej energetyki

**SZYMON KAWA**

1000 mln m<sup>3</sup> pojemności czynnej magazynów gazu ziemnego, ponad 2,5 tys. km gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, 460 km przesyłowej sieci elektroenergetycznej oraz terminal regazyfikacyjny gazu ziemnego – oto efekt wdrażanych przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy dwóch działań Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007–2013.

To efekty inwestycji zrealizowanych w ciągu ostatnich siedmiu lat, które kosztowały około 12,64 mld zł (ponad 3 mld euro). Jest to skala inwestycji niespotykana w powojennej historii polskiej energetyki.

### Institucja Wdrażająca

W systemie wdrażania POIiŚ 2007–2013 funkcjonuje wiele instytucji odpowiedzialnych za realizację tego programu na różnych poziomach. Za pracę z beneficjentami oraz obsługę projektów przez nich realizowanych odpowiadają tzw. instytucje wdrażające. W październiku 2007 r. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy został powołany do pełnienia takiej funkcji w ramach dwóch działań programu operacyjnego:

- Działanie 10.1 Rozwój systemów przesyłowych energii elektrycznej, gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budowa i przebudowa magazynów gazu ziemnego,
- Działanie 10.2 Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji.

Na ich realizację w budżecie zaplanowano blisko 1 mld euro, w podziale odpowiednio: na Działanie 10.1 – 759,52 mln euro, natomiast na 10.2 – 181,88 mln euro.

W celu sprawnego działania Instytucji Wdrażającej w ramach INiG – PIB powołana została jednostka pod nazwą Centrum Funduszy Europejskich dla Energetyki (Centrum FEDE), funkcjonująca w oparciu o trzy zespoły: wspomaganie wdrażania, obsługę projektów oraz finanse. Głównym zadaniem Centrum FEDE jest obsługa beneficjentów oraz projektów: od momentu wykazania przez nich chęci pozyskania dofinansowania, aż do zakończenia i rozliczenia projektu, na który zostało przyznane dofinansowanie unijne.

### Praca z beneficjentami

Energetyka jest bardzo specyficznym sektorem gospodarki. W przeciwieństwie do innych, występuje tu przede wszystkim ograniczona liczba podmiotów, a przedsiębiorstwa działające na rynku w przeważającej części są – w całości lub w części – własnością Skarbu Państwa. Dlatego też możliwe było bardzo zindywidualizowane podejście do podmiotów ubiega-



PMG Wierzchowice

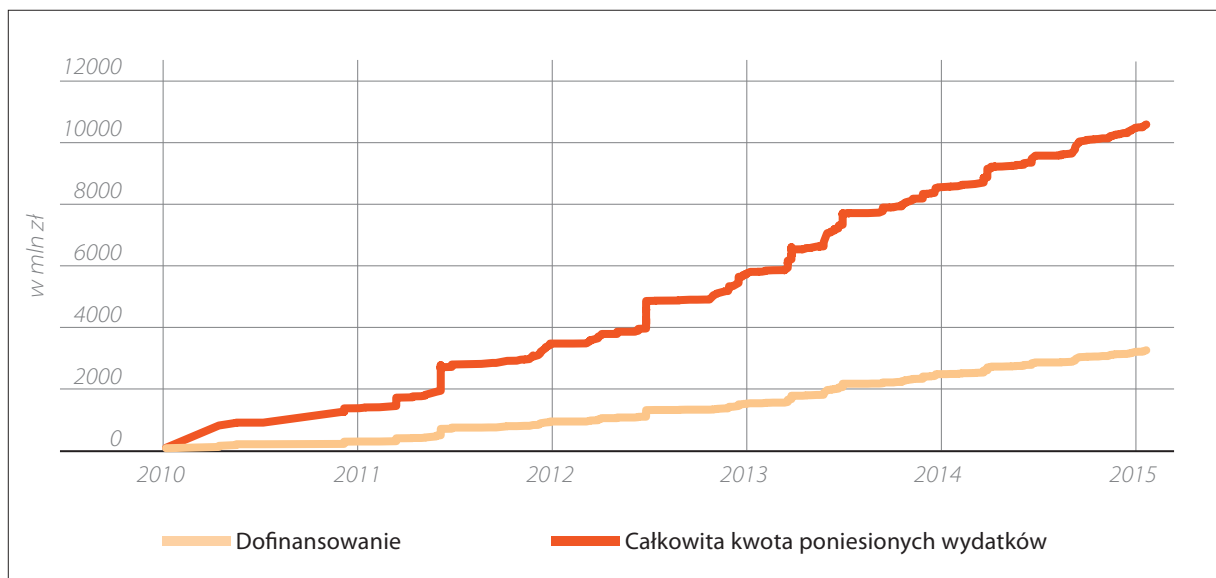
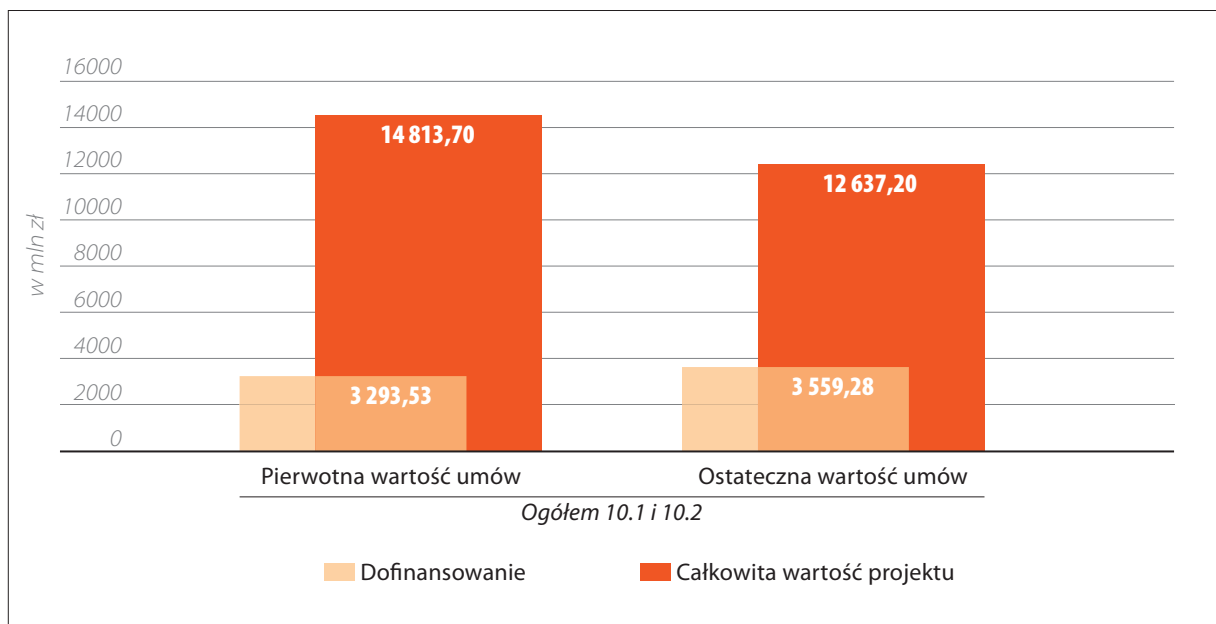
jących się o dofinansowanie. Niezależnie od systemu wyboru projektów, już w momencie decyzji o aplikowaniu o dofinansowanie przyszły wnioskodawca uzyskiwał od Instytucji Wdrażającej wsparcie w formie doradztwa, konsultacji, szkoleń oraz stałego kontaktu telefonicznego, czy poprzez pocztę elektroniczną. W początkowej fazie wnioskodawcom pomaga się przejść przez zawiłości systemu aplikowania i oceny projektów, dostarcza odpowiednie dokumenty, formularze i instrukcje, a także udziela wyjaśnień w zakresie interpretacji niektórych, często niezbyt precyzyjnie sformułowanych zapisów.

W późniejszym okresie, już po podpisaniu umów o dofinansowanie, dla każdego projektu w Centrum FEDE zostaje wyznaczony tzw. opiekun, czyli osoba odpowiedzialna za odpowiednie pokierowanie projektem (a zarazem beneficjentem) w taki sposób, by zapewnić sprawną oraz zgodną z harmonogramem realizację projektu. Takie zindywidualizowane podejście pozwala na wyjaśnianie na bieżąco wszelkich wątpliwości, szczególnie w odniesieniu do kwalifikowania wydatków, które są podstawą wyliczenia faktycznego dofinansowania. Jest to także forma opieki merytorycznej, czyli dopilnowania spełnienia przez beneficjenta wszystkich stawianych mu w ramach projektu wymogów formalnych, jak np. dostarczanie

na czas potrzebnych zgód i decyzji (Ocena Oddziaływania na Środowisko – OOS, pozwolenie na budowę), czy aktualizacji harmonogramu w związku z zaistniałymi czynnikami.

## Projekty

Inwestycje w sektorze energetyki wiążą się z realizacją projektów o znaczącej wielkości zarówno co do zakresu rzeczowego, jak i finansowego. Największe projekty dotyczą budowy nowych reaktorów, jednak tego typu inwestycje nie są wspierane w ramach polityki strukturalnej UE. W zakresie bezpieczeństwa energetycznego możliwa była natomiast realizacja projektów polegających na budowie, a co za tym idzie – poprawie jakości infrastruktury służącej transportowi surowców energetycznych (gazu) oraz energii elektrycznej. Ponieważ na rynku energetycznym nie funkcjonuje jeszcze zbyt wiele podmiotów, na nowe inwestycje nie pozostaje dużo funduszy do dyspozycji. Dlatego też do Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, w całym okresie wdrażania, do oceny formalnej zostało złożonych i przyjętych 69 wniosków o wartości 21,12 mld zł, o dofinansowanie w łącznej



kwocie 5,95 mld zł. W wyniku trój etapowej procedury oceny przyjęto do realizacji 46 projektów o łącznej wartości początkowej 14,91 mld zł i dofinansowaniu wynoszącym 3,98 mld zł.

Droga projektu od złożenia wniosku o subwencję do podpisania umowy i możliwości faktycznego ubiegania się o dofinansowanie poniesionych wydatków tylko na pozór jest bardzo długa. Mylnie przypisuje się temu procesowi zbyt dużą przewlekłość. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, jako Instytucja Wdrażająca został obwarowany określonymi terminami oceny projektów (efektywny okres oceny nie mógł przekroczyć 55 dni roboczych). System wyboru projektów oraz wymóg ich konsultowania z organami

UE wydłużały czas trwania tego procesu w związku z koniecznością podjęcia decyzji o przyznaniu pomocy publicznej oraz przygotowaniu kompletnej dokumentacji pozwalającej beneficjentowi wszcząć roboty budowlane. Działania te mogły w niektórych przypadkach trwać nawet przeszło rok.

## Komunikacja z beneficjentami

Aby współpraca z beneficjentami przy ocenie wniosków o subwencję czy podczas realizacji projektów dofinansowywanych ze środków UE była efektyw-

na, osoby zajmujące się poszczególnymi etapami projektu musiały poznać charakter funduszy europejskich oraz specyfikę finansowania przez nie zadań. Również ubieganie się o te fundusze obwarowane jest wieloma przepisami. Dlatego też bardzo istotne stało się wypracowanie standardów komunikacji z klientami Centrum FEDE. Jedną z form przeprowadzenia przez meandry i zawiłości formalne oraz prawne towarzyszące procesom ubiegania się o dofinansowanie i realizację projektów, którą zajmował się INiG – PIB, jest organizowanie szkoleń dla podmiotów zainteresowanych budowaniem infrastruktury energetycznej przy wykorzystaniu funduszy UE. Na przestrzeni siedmiu lat zorganizowano 45 takich szkoleń, w których wzięło udział ponad 1000 osób. W zależności od obszerności tematyki czy koniecznych do rozstrzygnięcia problemów, szkolenia te były prowadzone:

- w trybie indywidualnym, dostosowane do konkretnych potrzeb beneficjenta oraz,
- ogólne, otwarte dla wszystkich zainteresowanych prezentowaną tematyką.

Dzięki tej formie komunikacji możliwe było przekazanie dużej dawki informacji wielu osobom z różnych środowisk, a także wymiana doświadczeń. Oprócz ścisłej współpracy Instytucji Wdrażającej z beneficjentami nastąpiło również nawiązanie kontaktów pomiędzy przedsiębiorstwami biorącymi udział w PO IiŚ 2007–2013.

## Finansowanie

Efektem prowadzenia polityki informacyjnej było złożenie wniosków o dofinansowanie przekraczających dostępną alokację środków. Jednak procedura weryfikacji pozwoliła na zawarcie umów o nieco niższej wartości.

Realizacja projektów dużych oraz rozciągniętych w czasie ma tą charakterystyczną cechą, że jest narażana na zaistnienie wielu czynników mających wpływ na zmianę wartości projektu i jego finansowania. Ostatecznie wartość realizowanych projektów opiewa na 12,64 mld zł przy dofinansowaniu 3,56 mld zł. Do sierpnia 2015 r. INiG – PIB zlecił Bankowi Gospodarstwa Krajowego wypłatę na rzecz beneficjentów łącznej kwoty 2,93 mld zł.

## Efekty

Infrastruktura zaprojektowana i wybudowana w ciągu ostatnich siedmiu lat jest efektem wysiłku inwestycyjnego i finansowego, jakiego nie było w Polsce od dziesięcioleci. Na realizację projektów rocznie wydatkowano od 1,2 do 2,6 mld zł, w tym z UE pozyskiwano od 0,5 do 0,9 mld euro. Dzięki tak dużym przedsięwzięciom do końca 2015 r. do użytku i eksploatacji zostaną oddane:

### Gminy objęte projektami



Rys. 1. Magazyny gazu, przesył oraz terminal LNG

- Magazyn gazu
- ◆ Gazociągi przesyłowe
- Terminal LNG
- ⚡ Przesyłowe sieci elektroenergetyczne



Rys. 2. Dystrybucja gazu

- ◆ Gazociągi dystrybucyjne





Instalacje na terminalu regazyfikacyjnym LNG w Świnoujściu

- 4 magazyny gazu, których pojemność czynna wzrosnie o 1000 mln m<sup>3</sup> (ponad 50%),
- ponad 2,5 tys. km gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych,
- 460 km przesyłowej sieci elektroenergetycznej oraz
- terminal regazyfikacyjny gazu ziemnego.

Realizacja inwestycji na taką skalę przekłada się również na gospodarkę: zarówno w skali makro, jak i mikro. Projekty realizowane są w 270 gminach (na terenie całego kraju), których mieszkańcy oraz przedsiębiorcy a także inne lokalne podmioty będą pierwszymi bezpośrednimi beneficjentami efektów gospodarczych związanych z poprawą bezpieczeństwa energetycznego. Udrożnione zostaną kanały przesyłu gazu, dzięki czemu dystrybucja do indywidualnych

odbiorców będzie łatwiejsza i pewniejsza. Magazyny zapewnią surowiec energetyczny zwłaszcza w okresach szczytowego zapotrzebowania, zaś terminal regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego to z kolei cenne, alternatywne źródło importu surowca. Także budowa elektroenergetycznego mostu Polska–Litwa poprawi i zabezpieczy dostarczanie energii dla obu krajów.

## Nowa perspektywa

Wraz z rozpoczęciem nowej perspektywy finansowej UE 2014–2020 pojawiły się nowe środki na finansowanie inwestycji w sektorze energetycznym. Polska otrzymała ponownie do zagospodarowania 1 mld euro na poprawę bezpieczeństwa energetycznego. Pewnym *novum* jest konieczność coraz większego wykorzystywania *smart grid* w inwestycjach, co ma poprawić efektywność energetyczną. Zastosowanie nowoczesnych technologii wspierających transport energii i gazu, wraz z inwestycjami infrastrukturalnymi pozwoli na dalszy rozwój rynku energetycznego oraz poprawę jakości usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne. W okresie finansowania nowych projektów do 2023 r. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy nadal będzie pełnił funkcję Instytucji Wdrażającej.

*Autor jest pracownikiem Centrum Funduszy Europejskich dla Energetyki w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym*



## Budowa terminalu LNG – normy, przepisy i wymagania

# Terminal odbiorczy LNG i jego środowisko

**DANIEL ACHEROY**

Swoj niewątpliwy sukces paliwo LNG zawdzięcza technologii pozwalającej na ponad 600-krotną redukcję objętości gazu ziemnego. W znaczący sposób obniża się w ten sposób koszty dostaw – to po prostu 600 zbiornikowców „w cenie jednego”.

Nic dziwnego, że również Polska, dywersyfikując źródła dostaw gazu, podjęła decyzję o budowie terminalu LNG, który niebawem zacznie działać w Świnoujściu, poprawiając w dużym stopniu bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz regionu.

Funkcje terminala odbiorczego obejmują:

- rozładunek,
- magazynowanie LNG jako rozwiązanie buforowe – łączące szybkie tempo rozładunku, dopasowane do potrzeb konsumentów, z szybkim wyładunkiem – istotnym ze względów ekonomicznych, w celu skrócenia czasu postoju statku (czego koszty mogą wynosić nawet 100 000 USD dziennie),
- dekompresję LNG do ciśnienia w rurociągu,
- regazyfikację.

Ważnymi funkcjami, jakich nie można pominąć jest też nadzór nad przesyłem na wlocie – przy odbiorze gazu LNG od eksportera lub spedytora, oraz na wylocie – przed wprowadzeniem do rurociągu. Opcjonalnie dochodzi do tego nawanianie gazu, w zależności od przepisów obowiązujących w kraju przywozu.

W niektórych terminalach gaz w formie skroplonej jest od razu przeładowywany na pojazdy samochodowe w celu dostawy do stacji dystrybucyjnych.

## Międzynarodowa standaryzacja

Wszystkie reguły i przepisy służące osiągnięciu właściwego poziomu bezpieczeństwa LNG w terminalach są określane w oparciu o międzynarodowe normy, z których najważniejsze to:

- NFPA 59A – norma opracowana ponad 30 lat temu, której ostatnia edycja została opublikowana w roku 2013.
- PN-EN 1473:2008 – najnowsza wersja tej normy została opublikowana w 2007 r., lecz obecnie prowadzone są prace dopasowujące ją do bieżących warunków i wymagań.

Głównym celem ww. norm jest ustanowienie minimalnych zasad wymaganego poziomu bezpieczeństwa. Stanowią one również pomoc dla deweloperów i projektantów w zakresie metodologii pracy. NFPA 59A jest w zasadzie normą opisową, podczas





gdy norma PL-EN 1473 zawiera propozycje metodologii mających na celu zmianę podejścia do bezpieczeństwa i ochrony środowiska. Oprócz wspomnianych głównych międzynarodowych standardów dotyczących gazu skroplonego, należy stosować również lokalne przepisy i regulacje. W sposób szczególności określają one działanie i wytyczne dla branży LNG i są lepiej dopasowane do konkretnych warunków, np. uwzględniając stopień zagrożeń pogodowych, sejsmicznych, itp. Odzwierciedlają one również konkretne obawy i oczekiwania władz lokalnych.

## Wpływ na środowisko

Wpływ na środowisko stanowi ważną część wspomnianych obaw czy oczekiwań. Norma PL-EN 1473 dotyczy tego zagadnienia w pkt. 4.2, określając wstępną ocenę wpływu na środowisko na etapie wyboru lokalizacji terminalu; podaje ona także wykaz emisji i określa konieczność ich kontroli oraz wskazuje na dopuszczalne normy hałasu emitowane przez terminal, wykluczając przy tym emitowanie gazu do atmosfery podczas normalnej eksploatacji.

## Co oznacza wpływ na środowisko w kontekście terminalu importowego?

Poza fazą budowy, podczas której występuje oddziaływanie na środowisko naturalne, eksploatacja terminalu jest bezpieczna oraz pozbawiona uciążliwości dla ludzi i środowiska oraz charakteryzuje się brakiem odpadów stałych, oprócz tych pochodzących z czyszczenia instalacji.

Stale emisje CO<sub>2</sub> i – przede wszystkim – NO<sub>x</sub> pochodzą z palników w zatopionych parownikach spalania podczas ich pracy w trybie zastępczym (zamiast normalnego układu parowania), z systemu grzewczego budynku, a także z pochodni, jeśli uwzględniane jest spalanie gazów w pochodniach. Część szkodliwych emisji pojawia się podczas okresowych badań awaryjnego generatora silnikowego oraz silników wysokoprężnych napędzających pompy wody przeciwpożarowej. W warunkach awaryjnych mogą wystąpić emisje innego rodzaju, np. wyciek metanu z otworów ujścia lub z wylotów zaworów bezpieczeństwa, bądź emisja CO<sub>2</sub> z silników wysokoprężnych, czy – w większych ilościach – z końcówek pochodni. W kontekście optymalizacji procedur

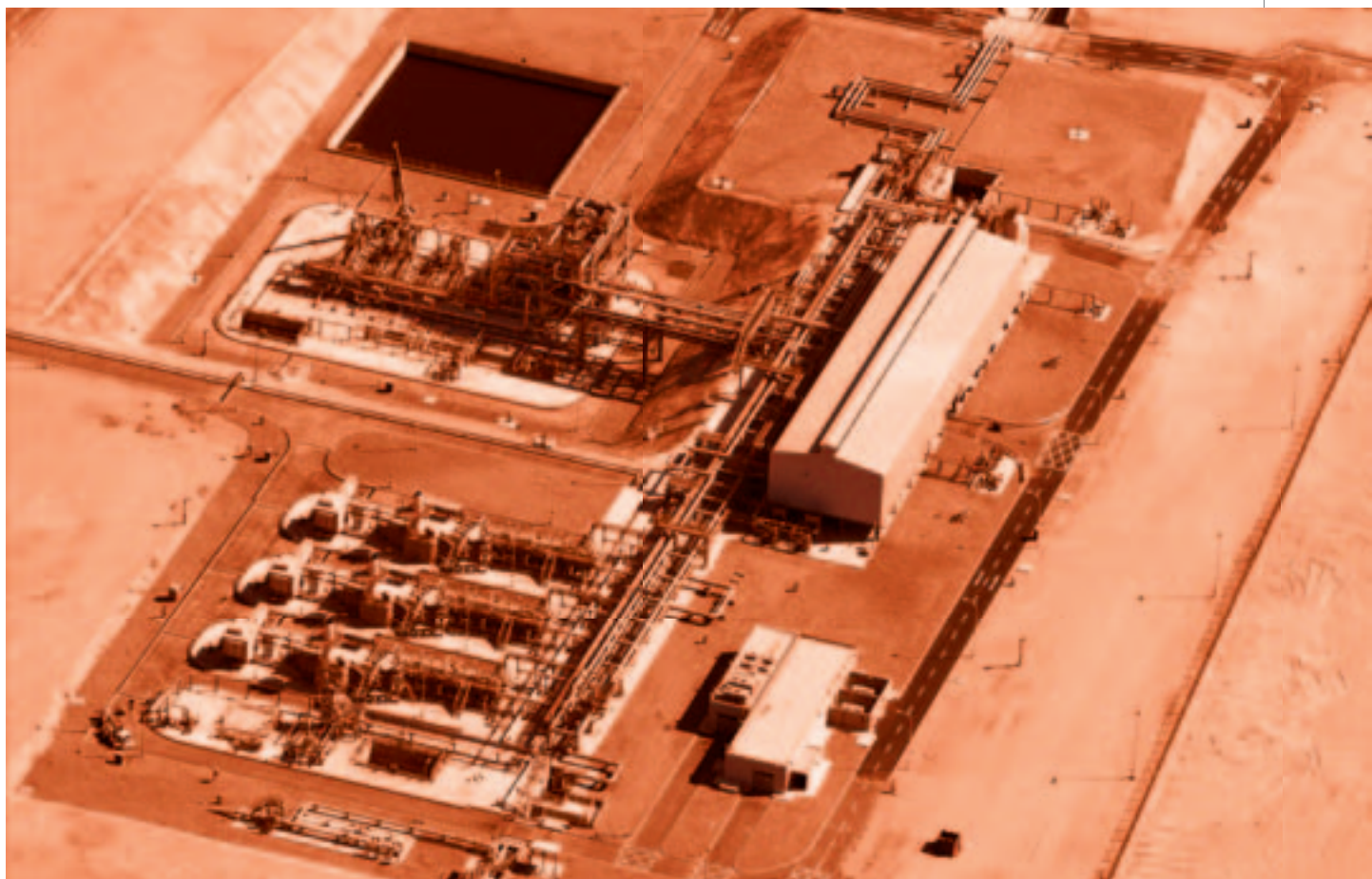




ochrony środowiska, wybór między odpowietrznikiem a pochodnią jest dość istotny. Pochodnia pali się stałym płomieniem, emitując CO<sub>2</sub>. Odpowietrznik natomiast w przypadku warunków awaryjnych powoduje natychmiastowe uwolnienie dużych ilości metanu do atmosfery. Emisje CO<sub>2</sub> i metanu nie powodują takiego samego zanieczyszczenia atmosfery, bowiem metan jest 21-krotnie bardziej szkodliwy niż dwutlenek węgla. Z punktu widzenia bezpieczeństwa, emisje z pochodni są równoważone przez dyspersję gazu za pośrednictwem odpowietrznika. Podejmowane są środki w celu ochrony personelu przed emisjami poprzez implementację strefy jałowej. Dyspersja gazu jest monitorowana, aby zapobiec jego zapłonowi w pobliżu. W związku z zagrożeniami rozprzestrzeniania się płomienia pochodni oraz zapłonu gazu uwalnianego przez odpowietrznik, odpowietrzniki i pochodnie wyposażone są w te same zabezpieczenia. Stałe uwalnianie płynów jest związane z pracą parowników: zimna woda morska z zawartością chloru uwalniana jest do morza w przypadku parowników otwartych (ORV), wraz z wodą o odczynie „kwaśnym” z zatapiania SCV (parownik ze spalaniem w zanurzeniu), produkowaną podczas spalania

gazu. Woda ta przed uwolnieniem może zostać zneutralizowana i mieć zastosowanie jako woda użytkowa w instalacji. Zimna woda chlorowana jest znacznie bardziej istotna, gdyż jej przewidywana produkcja wynosi 5000 m<sup>3</sup>/h na jeden pracujący parownik. Temperatura tej wody jest od 4 do 7°C stopni niższa niż temperatura wody morskiej. Różnica ta może mieć wpływ na florę i faunę. Proponuje się zatem, aby uwalniać wodę na głębokości, gdzie podobna temperatura występuje naturalnie, w celu zminimalizowania jej wpływu na środowisko. Stosując odpowiednią konstrukcję umożliwiającą wywołanie turbulencji można zapewnić odpowiednio szybką dyspersję wody w morzu. Aby zmniejszyć ryzyko rozwoju małż lub alg, chlor uwalniany do wody morskiej jest zazwyczaj wcześniej usuwany w procesie elektrolizy. Będzie on napływał z powrotem do morza, ale jedynie w lokalnie wysokim stężeniu. Może to zostać złagodzone przez odchlórowanie lub turbulencje ułatwiające szybką dyspersję. Inne płynne zanieczyszczenia mogą pochodzić z potencjalnych wycieków:

- LNG: zabronione jest uwalnianie do morza lub kanalizacji. Zaprojektowany system zbiera wyciek, odprowadzając gaz skroplony do



zbiorników retencyjnych, gdzie jest następnie utylizowany.

- Podczas eksploatacji lub prac konserwacyjnych mogą wystąpić wycieki oleju lub wody/glikolu. Wycieki te zostają zebrane w celu utylizacji, nie wywierając wpływu na środowisko.

## Bezpieczeństwo

W kontekście wpływu na środowisko nie można zapomnieć o bezpieczeństwie, które jest najważniejszym aspektem opracowania, projektu, budowy i eksploatacji terminalu LNG. Bezpieczeństwo musi być zagwarantowane już na pierwszym etapie tworzenia projektu – podczas ustalania lokalizacji obiektu, oceny warunków lokalnych oraz ryzyka związanego z obiektami sąsiadującymi. Aby oszacować ryzyko, podczas projektowania należy określić możliwe konsekwencje i wdrożyć środki redukujące zagrożenie. W trakcie budowy należy zachować jakość i pełną zgodność ze specyfikacjami określającymi dany poziom bezpieczeństwa. Bezpieczeństwo to nie tylko problem fazy

budowy i rozwoju – jest ono też kluczowym aspektem eksploatacji. Podczas wybierania lokalizacji pod budowę terminalu rozpatrywane miejsca muszą podlegać ocenie z punktu widzenia bezpieczeństwa. Kryteria takiej oceny wskazują na:

- lokalizację (gleba, morze),
- otoczenie (najbliższe sąsiedztwo, przemysł),
- klimat, zdarzenia (kataklizmy) pogodowe, które miały miejsce na wstępnie wybranym obszarze na przestrzeni ostatnich 100 lat,
- zagrożenia naturalne, w tym: trzęsienia ziemi, tsunami,
- bezpieczeństwo instalacji.

Jeżeli lokalizacja spełnia te wymogi, można rozpocząć prace projektowe. Projektowanie przewiduje kilka etapów, podczas których dokonuje się oceny, analizy i ograniczenia ryzyka. Najważniejsze wśród tych etapów to:

- HAZID (identyfikacja zagrożeń) – deterministyczne podejście do oceny potencjalnego ryzyka,
- QRA (ilościowa analiza ryzyka) – ocena zagrożeń i ich skutków,
- HAZOP (ocena zagrożeń i zdolności operacyjnych) – pogłębiona analiza schematów proce-

sów i przepływu, umożliwiającą ocenę konsekwencji potencjalnej awarii jakiegokolwiek urządzenia lub komponentu (np. aparatury, rurociągów itp.).

Po wyborze lokalizacji, kolejnym ważnym krokiem w planowaniu bezpieczeństwa jest układ przestrzenny instalacji lub zagospodarowania terenu. Plan ten należy przeprowadzić z uwzględnieniem przepisów i kryteriów dotyczących zagospodarowania terenu wynikających z treści norm NFPA lub PL-EN 1473. Wspomniane przepisy i kryteria są opracowane na podstawie głównych zagrożeń i ich potencjalnych konsekwencji: wycieku i dyspersji obłoku gazu w atmosferze, który – jeśli stężenie gazu jest w zakresie od 5 do 15% – może ulec zapłonowi. 5% to dolna granica palności (ang. *low flammability level* – FL) oraz wyciek LNG o takiej skali, że może dojść do zapłonu, powodując pożar i w konsekwencji oddziaływanie promieniowania cieplnego na sąsiadujące urządzenia oraz na pracowników lub skupiska ludności. NFPA określa akceptowalne wartości dla promieniowania i dyspersji gazu w granicach instalacji lub na cele znajdujące się poza granicami obiektu, dla skupisk ludności lub budowli takich jak zbiorniki czy budynki. Należy pamiętać, że w przypadku obu norm kryteria dotyczące zarówno dyspersji chmury oparów jak i strumieni promieniowania cieplnego są różne. W przypadku dyspersji gazu norma NFPA określa dopuszczalną zawartość metanu w obłoku gazu wyższą niż 50% dolnej granicy palności (LFL) w granicach terenu instalacji, natomiast norma EN wskazuje limit dolnej granicy palności (LFL), z tym, że bierze pod uwagę parowanie na przestrzeni całego przepływu wycieku w rowach i zbiornikach, podczas gdy NFPA odnosi się tylko do zbiorników retencyjnych. Dla promieniowania kryteria także są różne:

- punkt odniesienia: granice i niektóre obiekty poza granicami instalacji w przypadku NFPA oraz teren wewnątrz i poza terenem instalacji – norma PL-EN 1473,
- norma NFPA nie bierze pod uwagę pochodni jako źródła promieniowania, podczas gdy norma PL-EN 1473 ma całkowicie odmienne podejście,
- poziomy promieniowania w obu normach są różne:
  - » 5 kW/m<sup>2</sup> dla skupisk ludności w NFPA, natomiast 1,5 kW/m<sup>2</sup> w PL-EN 1473. Należy zauważyć, że promieniowanie rzędu 5 kW/m<sup>2</sup> powoduje powstanie oparzeń niezabezpieczonej skóry ciała człowieka w ciągu 25 sekund. Czas na ucieczkę jest zatem dość krótki.
  - » 9 kW/m<sup>2</sup> dla konstrukcji poza granicami zakładu w NFPA i 15 kW/m<sup>2</sup> na terenie zakładu według normy PL-EN 1473.

Układ instalacji znajdujący się na morzu nie jest objęty normami, lecz pewne zasady ich konstrukcji są proponowane przez SIGTTO z uwzględnieniem tzw. podejścia statku, manewrowania i minimalnego odstępu, w celu zapobieżenia kolizji z innymi jednostkami pływającymi. Podczas przesyłu LNG minimalny odstęp zapewniający bezpieczeństwo zostanie określony biorąc pod uwagę ryzyka związane z gazem skroplonym oraz ich konsekwencje. W wypadku wycieku LNG do morza obszar dyspersji gazu może być znaczny i wynosić nawet 1000–1500 metrów. W związku z tym procedury w sytuacjach awaryjnych należy opracować w taki sposób, aby umożliwić szybką reakcję w przypadku wystąpienia takiego zdarzenia losowego. Procedury powinny obejmować przerwanie wszystkich działań w ustalonym promieniu. Wyciek gazu i możliwy jego zapłon mogą sprawić, że ludzie znajdujący się w zakresie oddziaływania promieniowania mogą ulec poparzeniu. Podczas przesyłu LNG wstęp na obszar w takiej strefie powinien zostać zatem ograniczony. Należy też skorzystać z innych środków zabezpieczających pracowników, jak specjalna odzież czy ekrany. Podczas projektowania układu jednym z najważniejszych elementów jest zbiornik magazynowy – istotny ze względu na pojemność, zmagazynowaną w nim energię, lecz także przez potencjalne skutki jego uszkodzenia.

Potencjalny wyciek LNG z kontenera wewnętrznie będzie uzależniony od typu wybranego i zamontowanego zabezpieczenia w zbiorniku magazynowym.

Aby zapewnić bezpieczeństwo i zapobiec wyciekowi gazu na terenie instalacji lub na obszarach sąsiadujących, zbiorniki są zazwyczaj budowane tak, aby zawierały dwie komory: zintegrowane, bądź niezintegrowane. Sposób projektowania drugiej komory określa jeden z następujących rodzajów zabezpieczenia: oddzielenie pojedyncze, oddzielenie podwójne i oddzielenie pełne.

## Bezpieczeństwo w trakcie eksploatacji

Eksploatacja musi uwzględniać bezpieczeństwo ludzi znajdujących się zarówno wewnątrz jak i na zewnątrz instalacji. Jest to rezultat oceny wszystkich zagrożeń wynikających z eksploatacji terminalu w odniesieniu do obiektów sąsiadujących, lecz i *vice versa*. Bezpieczeństwo podczas eksploatacji zaczyna się od dokładnego i ciągłego szkolenia personelu w zakresie obsługi, czy odpowiedniej reakcji w przypadku nietypowych warunków, w trakcie konserwacji lub w przy-



padku wystąpienia katastroficznego scenariusza wewnątrz lub na zewnątrz instalacji. Bezpieczeństwo terminalu powinno być zapewniane w oparciu o „system zarządzania bezpieczeństwem” uwzględniający wszystkie scenariusze na każdym etapie pracy, rozładunku, przesyłu zerowego itp.

Bezpieczeństwo obejmuje też ochronę instalacji – zwłaszcza w świetle zagrożenia atakami terrorystycznymi. W celu zapewnienia odpowiedniego stopnia zabezpieczenia, zazwyczaj stosuje się wiele poziomów ograniczenia dostępu, na przykład:

- poziom „0” – dostęp dla wszystkich odwiedzających,
- poziom „1” – dostęp do budynku administracyjnego,
- poziom „2” – dostęp do obszarów obsługi, dostaw materiałów lub elementów eksploatacyjnych,
- poziom „3” – dostęp do obszarów technologicznych,
- poziom „4” – dostęp do sterowni.

Bezpieczeństwo osiąga się poprzez kontrolę dostępu, system antywłamaniowy i system telewizji przemysłowej oraz dzięki zespołowi pracowników ochrony.

## Projekt LNG w Świnoujściu

**Tractebel Engineering** przygotowuje „Wielowariantowe Studium Wykonalności” dla rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu. Celem tego jest zwiększenie wydajności Terminalu w oparciu o trzeci zbiornik i związaną z nim infrastrukturę. Analizowana rozbudowa Terminalu LNG będzie się wiązać ze zwiększeniem jego skuteczności, budowy nabrzeża i rampy załadunkowej. Polski Terminal stanie się głównym punktem przeładunku LNG obsługującym mniejsze instalacje zlokalizowanych w regionie, a także punktem bunkrowania paliwa LNG przez statki. Studium wykonalności wskaże optymalny wariant rozbudowy Terminalu w oparciu o analizę aspektów technicznych, finansowych, środowiskowych i formalnoprawnych realizacji przedsięwzięcia.

*Autor jest Dyrektorem Technicznym LNG oraz Menadżerem Produktu LNG w firmie TRACTEBEL ENGINEERING S.A w Brukseli.*

*TE posiada 40 lat ciągłego doświadczenia na rynku w branży LNG i uczestniczy w ponad 170 projektach LNG na całym świecie, ponad 20 obiektów jest obecnie eksploatowanych.*

# INNOWACYJNE ROZWIĄZANIA TECHNICZNE DLA WYZWAŃ BRANŻY GAZOWEJ



**TRACTEBEL ENGINEERING S.A.**  
ul. Dulęby 5, 40-833 Katowice  
tel. +48 32 358 88 88  
fax +48 32 358 88 00  
te.pl@gdfsuez.com

Gaz ziemny jest jednym z głównych źródeł paliw przyszłości. To niezawodne i ekonomicznie opłacalne źródło energii, czystsze od innych paliw kopalnych.

Tractebel Engineering S.A. (ENGIE\*) zapewnia najnowocześniejsze usługi inżynieryjne i doradcze w sektorze ropy i gazu w zakresie produkcji, przesyłu, magazynowania i dystrybucji gazu ziemnego.



## Zagadnienia ogólne i podstawy procesu rozliczeniowego LNG

# Globalna dominacja LNG

### GRZEGORZ ROSŁONEK

Większość światowych złóż gazu ziemnego ulokowana jest w miejscach oddległych od obszarów jego użytkowania. Transport gazu ziemnego od miejsc wydobywania do miejsc wykorzystania stanowi bardzo istotny problem. Istotą handlu LNG jest możliwość jego transportu na bardzo dalekie odległości bez konieczności budowy i wykorzystywania gazociągów oraz wszelkiej infrastruktury przesyłowej. Oczywiście konieczna jest do tego inna infrastruktura, taka jak: terminale skraplania, terminale odbiorowe, flota gazowców, instalacje regazyfikacji a także instalacje związane z przebunkrowywaniem LNG.

O współczesnej roli i znaczeniu LNG świadczą liczby. Do końca roku 2013 r. na świecie funkcjonowało 97 terminali regazyfikacyjnych i 25 terminali skraplających, z czego [2]:

- w Europie – 19 terminali regazyfikacyjnych i jeden skraplający, bez uwzględniania terminala w Świnoujściu,
- w Azji, Oceanii i Australii – 29 terminali regazyfikacyjnych, z czego 26 w samej Japonii oraz 16 terminali skraplających w tym obszarze świata,
- w Afryce – 5 terminali skraplających,
- w Ameryce Północnej – 13 terminali regazyfikacyjnych i jeden terminal skraplający,
- w Ameryce Południowej – 10 terminali regazyfikacyjnych i 2 terminale skraplające.

W 2013 r. światowa flota statków transportowych LNG liczyła 392 jednostki [2], z których najmniejszy miał pojemność 2 500 m<sup>3</sup> a największy 267 335 m<sup>3</sup> – statki te były wodowane w latach 1969–2013 (rekord padł w 2008 r. – 52 statki). W samym tylko 2013 r. transport morski LNG wzbogacił się o 20 nowych jednostek. We współczesnej flocie transportowej najwięcej jest statków z komorami ładunkowymi typu sferycznego o pojemności około 150 000 m<sup>3</sup>. Są one stopniowo

wypierane przez większe jednostki typu membranowego. W użyciu są także starsze, typu IMO C, o pojemnościach od 1 000 m<sup>3</sup> do 12 000 m<sup>3</sup>, które stosuje się do małej żeglugi przybrzeżnej [3].

Transport LNG drogą morską jest bardziej opłacalny w porównaniu z przesyłem ekwiwalentnej ilości gazu gazociągami podmorskimi powyżej 1300 km oraz gazociągami lądowymi powyżej 4000 km<sup>1</sup>. Skraplanie gazu ziemnego jest więc ekonomicznie opłacalne, jeżeli duże ilości LNG mogą być transportowane na znaczne odległości.

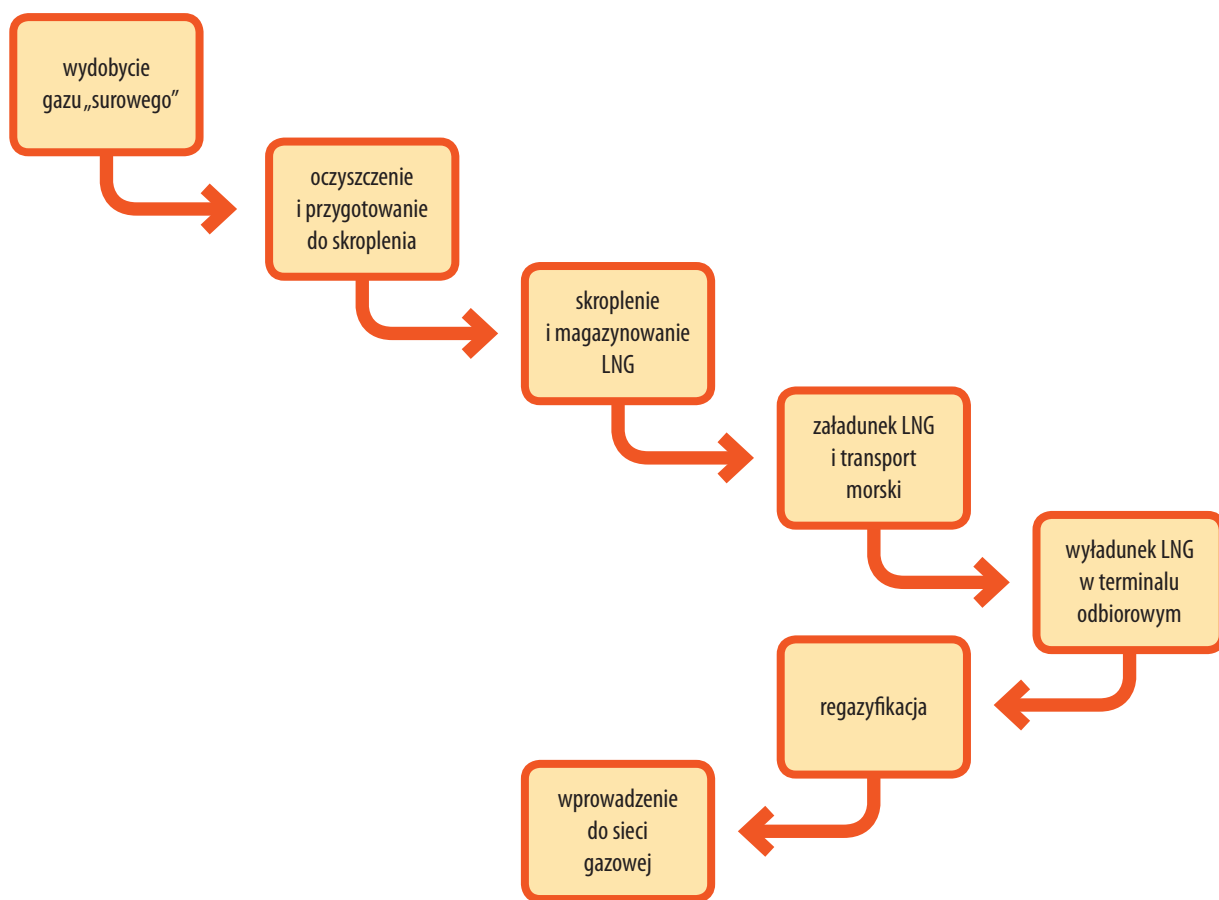
Dla wciąż rosnącego światowego rynku LNG bardzo duże znaczenie ma lokalizacja złóż gazu ziemnego. Do głównych producentów, a zarazem eksporterów LNG należą kraje Bliskiego Wschodu, Ameryki Północnej i Południowej oraz Dalekiego Wschodu. Obecnie główne kierunki transportu LNG na świecie to<sup>2</sup>:

- z Bliskiego Wschodu, środkowo-wschodniej i północnej Afryki, Trynidadu i Tobago do wschodnich wybrzeży Ameryki Północnej oraz Wysp Morza Karaibskiego. Żegluga odbywa się szla-

<sup>1</sup> Dane U.S. Institute of Gas Technology (<http://www.gastechnology.org/About/Pages/default.aspx>) (2014).

<sup>2</sup> Portal edukacyjny [www.lng.edu.pl](http://www.lng.edu.pl) (czerwiec 2014).





Rys. 1. Schemat „łańcucha” obrotu i wykorzystania LNG transportowanego drogami morskimi

kami przebiegającymi przez Ocean Indyjski oraz Ocean Atlantycki; znaczny wzrost wydobycia gazu ziemnego z tzw. złóż niekonwencjonalnych w Ameryce Północnej bardzo istotnie ograniczył na początku XXI wieku import gazu w postaci skroplonej w ten obszar świata,

- ze środkowo-wschodniej i północnej Afryki oraz Bliskiego Wschodu przez Morze Śródziemne i Atlantyk do krajów Europy Zachodniej i Południowej;
- z Bliskiego Wschodu, Archipelagu Malajskiego, Australii do wysoko uprzemysłowionych państw Dalekiego Wschodu poprzez Ocean Indyjski i morza Azji Południowo-Wschodniej;
- z Alaski do Japonii – żegluga odbywa się szlakami przebiegającymi przez Ocean Spokojny.

Warto zwrócić uwagę, że plany zwiększenia eksportu LNG przez Stany Zjednoczone, Kanadę oraz Australię mogą w latach 2015–2025 zmienić główne kierunki transportu LNG.

Do transportu morskiego i przechowywania LNG wykorzystywane są duże zbiorniki kriogeniczne, izolowane od termicznych wpływów otoczenia, w których nadciśnienie fazy gazowej jest rzędu 0,5 bar. Do transportu lądowego oraz w instalacjach zasilania paliwowego stosuje się zbiorniki izolowane próżniowo, w których ciśnienie fazy gazowej mieści się zwykle w zakresie 3–10 bar.

Z uwagi na skład chemiczny i stan skupienia, LNG wykorzystuje się w celu:

- transportu gazu na bardzo duże odległości – transport odbywa się głównie statkami-gazowcami oraz cysternami kolejowymi i samochodowymi,
- jako dogodną formę magazynowania energii (paliwa),
- do pokrywania szczytowych zapotrzebowań na energię (głównie w wydzielonych obszarach),
- jako paliwo do pojazdów oraz paliwo żeglugowe (ze względów bezpieczeństwa

- LNG nie jest powszechnie wykorzystywanym paliwem lotniczym),
- jako zagęszczone źródło surowca dla przemysłu chemicznego,
  - jako źródło „chłodu” w połączeniu z innymi funkcjami głównymi magazynowanego LNG.

## Charakterystyka jakościowa LNG na świecie

W zależności od jakości gazu surowego oraz od zastosowanej metody skraplania, jakość LNG z poszczególnych źródeł może nieznacznie się różnić.

## Właściwości LNG

Skroplony gaz ziemny jest cieczą, która łatwo przechodzi w stan pary. Właściwości fizykochemiczne LNG zależą od jego składu chemicznego.

## Pomiary rozliczeniowe LNG

Rozliczenie ładunków LNG przewożonych drogą morską, za pomocą statków transportowych zwanych gazowcami, na całym świecie odbywa się od

**Tabela 1. Podstawowe właściwości fizykochemiczne LNG [4]**

Właściwość	Wartość
masa cząsteczkowa [a.j.m.]	16,4
temperatura skraplania [°C] (przy $p = 1$ bar)	-161
gęstość [kg/m <sup>3</sup> ] (dotyczy objętości cieczy)	410–470 <sup>3</sup>
zapach	bezwonny
kolor	bezbarwny
temperatura zmętnienia [°C] (przy $p = 1$ bar)	-187 <sup>4</sup>
temperatura samozapłonu [°C] (przy $p = 1$ bar)	540–580
toksyczność	nietoksyczny
korozyjność	niekorozyjny
rakotwórczość	nie stwierdzono
granice palności par w powietrzu [%]	5–15 <sup>5</sup>
rozpuszczalność w wodzie	bardzo słaba

<sup>3</sup> Gęstość jest zależna od składu chemicznego.

<sup>4</sup> Wartość przybliżona (orientacyjna), która w rzeczywistości zależy od składu LNG i jego potencjalnych zanieczyszczeń.

<sup>5</sup> Granice zgrubne, które w rzeczywistości zależą od składu gazu.



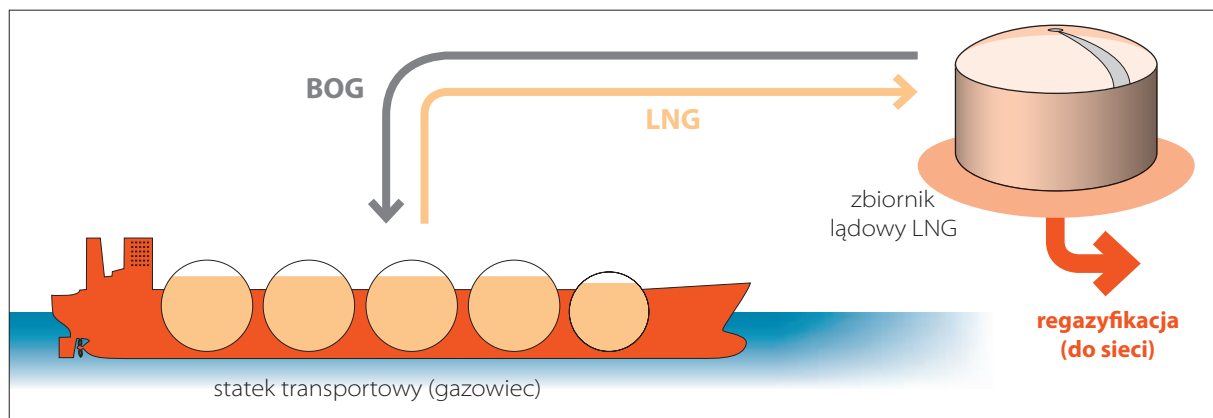
**Tabela 2. Charakterystyka jakościowa LNG na świecie (nazwy terminali skraplania pozostawiono w zapisie angielskojęzycznym [5])**

Dane według raportu [5] – Raport „The LNG industry”, GIIGNL, 2010.								Z powodu błędów w raporcie [5], poniższe dane zostały przeliczone dla warunków odniesienia 25°C/0°/101,325 kPa***		
Terminal skraplania	azot N <sub>2</sub> [%]	metan C <sub>1</sub> [%]	etan C <sub>2</sub> [%]	propan C <sub>3</sub> [%]	grupa C <sub>4+</sub> [%]	gęstość LNG [kg/m <sup>3</sup> ]	współcz. ekspansji * [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> liq]	gęstość gazu po re-gazyfikacji	ciepło spalania [MJ/ m <sup>3</sup> ]	górna liczba Wobbe'go
Algieria – Arzew	0,6	88,0	9,0	2,0	0,5	464	570	0,813	44,0	55,5
Algieria – Bethioua-1	0,9	88,1	8,4	2,0	0,7	455	573	0,815	43,9	55,3
Algieria – Bethioua-2	0,6	90,7	7,8	0,8	0,0	450	577	0,779	42,4	54,6
Algieria – Skikda	0,5	91,8	6,9	0,9	0,1	446	580	0,778	42,4	54,7
Egipt – Damietta	0,1	97,7	1,8	0,22	0,2	427	585	0,736	40,7	53,9
Egipt – Idku	0,0	95,9	2,8	0,9	0,5	436	579	0,757	41,7	54,5
Gwinea Równikowa	0,0	93,4	6,5	0,0	0,0	439	585	0,758	41,8	54,5
Libia	0,7	81,6	13,4	3,7	0,7	485	559	0,867	46,5	56,8
Nigeria	0,1	92,1	5,3	2,1	0,5	458	566	0,788	43,1	55,2
Norwegia	0,8	91,8	5,7	1,3	0,4	451	577	0,782	42,4	54,5
Trynidad i Tobago	0,0	97,1	2,5	0,2	0,1	429	590	0,737	40,8	54,0
Abu Dhabi	0,3	84,8	13,2	1,6	0,1	467	566	0,825	44,7	56,0
Oman	0,4	87,9	7,3	2,9	1,6	470	563	0,833	45,1	56,1
Katar	0,4	90,1	6,2	2,3	1,0	460	569	0,807	43,8	55,5
Jemen	0,0	93,3	5,7	0,9	0,1	434	567	0,767	42,2	54,8
USA – Alaska	0,2	99,7	0,1	0,0	0,0	423	589	0,719	39,8	53,3
Australia	0,1	87,4	8,3	3,4	0,8	467	562	0,829	45,0	56,3
Brunei	0,1	90,6	5,0	2,9	1,5	461	564	0,815	44,4	55,9
Indonezja – Arum	0,2	90,7	6,2	2,0	1,0	457	569	0,803	43,8	55,5
Indonezja – Badak	0,0	91,2	5,5	2,4	0,9	456	568	0,800	43,7	55,6
Indonezja – Tangguh	?!**	?!**	2,9	0,5	0,2	432	580	–	–	–
Malezja	0,3	90,3	5,3	3,1	1,1	461	567	0,813	44,2	55,7
Rosja – Sakhalin	0,1	92,6	4,5	1,9	0,2	449	570	0,769	42,2	54,7
Peru	0,6	89,1	10,3	0,1	0,0	456	579	0,788	42,8	54,8

\* Oznacza stopień zagęszczenia objętości gazu po skropleniu [5].

\*\* Symbolem „?!” zaznaczono pozycje w Tabeli, dla których nie podano wartości liczbowych w Raporcie [5].

\*\*\*Warunki odniesienia obowiązujące w Polsce według Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 133.1092.891) [6].



Rys. 2. System przeniesienia ładunku przy rozładowywaniu partii LNG (regazyfikacja następuje zwykle po całkowitym rozładowaniu LNG do zbiorników lądowych, BOG (gaz z odparowania LNG – *Boil-Off Gas* – pary gazu przenoszone ze zbiorników lądowych do komór statku przy ich opróżnianiu z LNG)

dawna w jednostkach energii. Cały system rozliczeń dokonywany w terminalach rozładunkowych polega na pomiarach wielu wartości pośrednich, z których wyliczana jest finalna wartość energii, która jest „zmagazynowana” w formie rozładowanej ilości LNG traktowanego jako paliwo. Istota pomiaru polega na dokładnej ocenie efektywnej objętości danej partii LNG i wyznaczeniu jej wartości kalorycznej. Iloczyn obydwu wielkości daje finalną wartość energii. Część pomiarów jest dokonywana na statku, a inne – na instalacjach lądowych terminali.

#### Pomiary dokonywane na statku:

- A. pomiar poziomu cieczy LNG w komorze ładunkowej statku – przed rozpoczęciem rozładunku i po jego zakończeniu,
- B. pomiar ciśnienia fazy gazowej nad cieczą w komorze ładunkowej statku,
- C. pomiar temperatury LNG w komorze ładunkowej statku,
- D. pomiar temperatury fazy gazowej nad cieczą w komorze ładunkowej statku.

#### Pomiary (analiza chemiczna) na lądzie:

- A. analiza próbki LNG – włącznie z procesem próbkowania.

#### Obliczenia na podstawie pomiarów:

- I. obliczenie ilości LNG – w każdej komorze ładunkowej statku – poprzez zmierzoną różnicę wysokości cieczy LNG w komorze przed rozpoczęciem i po zakończeniu rozładunku; w celu poprawnego przyporządkowania wysokości słupa LNG do objętości LNG w komorze ładunkowej korzysta się tutaj z tzw. tabel korekcyjnych statku, uwzględniających jego przechył wzdłuż głównej osi

kadłuba (tzw. LIST) oraz różnicę zanurzenia rufy i dziobu statku wynikającą z jego chwilowego przebalastowania (tzw. TRYM), a także wszelkiego typu tabel temperaturowych współczynników korekcyjnych, wpływających na rozszerzalność/kurczliwość termiczno-kriogeniczną elementów stalowych oraz wyporność w cieczy LNG elementów pływakowych.

- II. Obliczenie objętości oparów gazu BOG, które wypełniają przestrzeń w komorze ładunkowej statku po wypompowaniu z niej LNG do zbiorników lądowych na terminalu – objętość wprowadzonego BOG i objętość wyładowanego LNG są sobie równe.
- III. Obliczenie gęstości LNG – według algorytmu ISO 6578 [7].
- IV. Obliczenie ciepła spalania gazu wypełniającego BOG – według algorytmu ISO 6976 [8].
- V. Obliczenie ciepła spalania LNG – według algorytmu [7].
- VI. Obliczenie finalnej wartości energii rozładowanej partii LNG traktowanej jako paliwo [9].

W praktyce wszelkie obliczenia podczas rozładunku LNG są zwykle dublowane przez systemy rozliczeniowe CTMS (ang. *Custody Transfer Measurement System*) na statku i na terminalu odbiorowym.

W handlu międzynarodowym LNG najczęściej używaną jednostką rozliczeniową jest MMBTU (*milion British Thermal Units*, 1 MMBTU =  $10^6$  BTU), pomimo że nie jest to jednostka układu SI. 1 BTU to ilość energii potrzebna do podniesienia temperatury jednego funta wody o jeden stopień Fahrenheita. Z powodu nieprecyzyjnej definicji tej jednostki, z powodu zmian ciepła właściwego wody przy różnych temperaturach, jej wartość waha się od 1054 do 1059 J.



## Kontrola jakości LNG

W procesie rozliczeniowym ładunku LNG, dostarczonego i rozładowanego w terminalu odbiorowym, do określenia ilości energii LNG niezbędna jest dokładna znajomość jakości gazu skroplonego. Konieczne jest więc wykonywanie bieżących analiz jakości LNG, na podstawie których wylicza się jego gęstość i wszelkie wartości kaloryczne. W przypadku morskich terminali LNG – tak jak podczas kontroli jakości gazu ziemnego na infrastrukturze liniowej, sprawdzanie jakości wykonuje się metodami chromatografii gazowej. Z uwagi na konieczność zapewnienia ciągłego nadzoru pomiarowo-analitycznego nad chromatografami gazowymi, analizatory te lokuje się wyłącznie na lądzie, czyli na terminalach, a nie na statkach. Podczas rozładunku pobierane są próbki ciekłe LNG, które regazyfikuje się bezpośrednio – analizie poddaje się faktycznie odparowaną, reprezentatywną próbkę LNG. Analizy na terminalach wykonywane są za pomocą procesowych chromatografów gazowych *on-line* lub w laboratoriach stacjonarnych.

W Polsce terminal LNG w Świnoujściu otworzy nowe wyzwanie techniczno-logistyczne dla krajowego przemysłu gazowniczego. Pojawia się jednocześnie możliwość wzmocnienia pozycji Polski na europejskim rynku gazu i energii. Infrastruktura i procesy

dotyczące LNG na dużą skalę są na pewno czynnikiem mogącym pozytywnie wpłynąć na rozwój Pomorza oraz innych obszarów kraju.

*Autor jest Dyrektorem Oddziału  
Centralnego Laboratorium Pomiarowo-  
Badawczego PGNiG S.A.*

### Literatura:

- 1) *World LNG Report – 2014 (IGU).*
- 2) *The LNG Industry in 2013 (GIIGNL).*
- 3) *PN-ISO 10976:2014 Schłodzone lekkie węglowodory płynne. Pomiar ładunków na pokładzie transportowców LNG.*
- 4) *Rosłonek G.: Wewnątrzzakładowe procedury PGNiG SA obowiązujące podczas nadzoru metrologicznego nad rozliczeniowym systemem pomiarowym LNG, Część 1, Wersja 1.1, Analiza literaturowa. Opracowanie PGNiG SA O/CLPB, 201/B/PFC/2011.*
- 5) *The LNG industry in 2010 (GIIGNL).*
- 6) *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 133.1092.891).*
- 7) *ISO 6578:1991 Refrigerated hydrocarbon liquids – Static measurement – Calculation procedure.*
- 8) *ISO 6976:1995 Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition (wer. pol.: PN-EN ISO 6976:2008 Gaz ziemny – Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu).*
- 9) *LNG Custody Transfer Handbook, Ed GIIGNL, 2011, ver. 3.11.*



**TargiKielce**

EXHIBITION & CONGRESS CENTRE



# EXPO-GAS

Targi Techniki Gazowniczej  
kwiecień 2017, Kielce

ORGANIZATORZY:



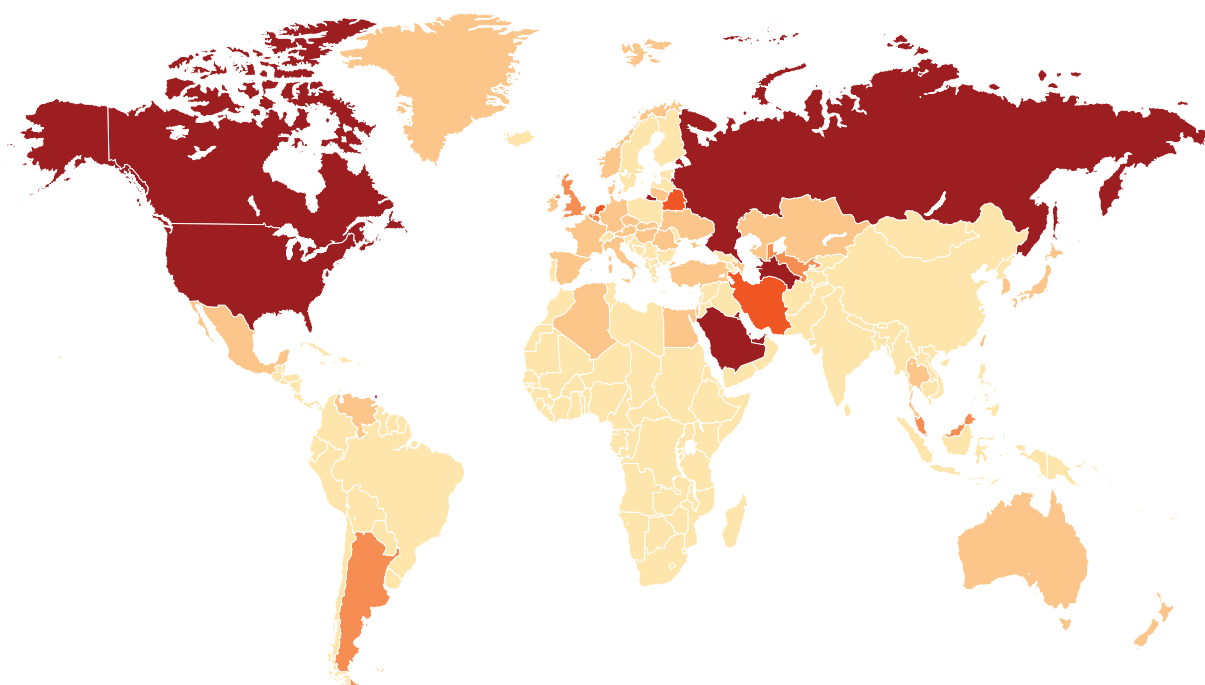
INFORMACJE O TARGACH:

Direktor projektu: Anna Prędota  
tel. 41 365 12 31, fax 41 345 62 61  
e-mail: [predota.anna@targikielce.pl](mailto:predota.anna@targikielce.pl), [expo-gas@targikielce.pl](mailto:expo-gas@targikielce.pl)  
TARGI KIELCE SA, ul. Zakładowa 1, 25-672 Kielce

[www.expo-gas.pl](http://www.expo-gas.pl)

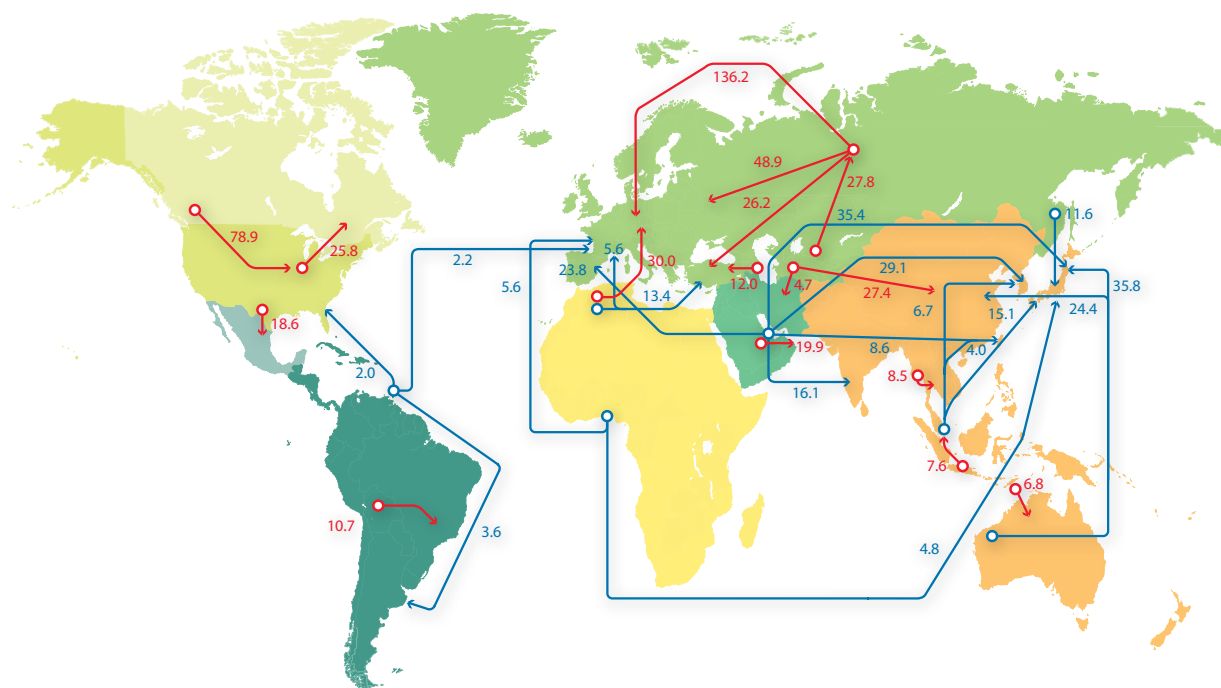


# Konsumpcja gazu *per capita* w 2014 r. [toe – tony oleju ekwiwalentnego]



Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2015

# Główne kierunki handlu gazem ziemnym w 2014 r. [mld m<sup>3</sup>]



- USA
- Kanada
- Meksyk
- Ameryka Południowa i Środkowa
- Europa i Eurazja
- Bliski Wschód
- Afryka
- Azja i Pacyfik
- Gazociągi
- LNG

Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2015

## Konsumpcja gazu ziemnego na świecie w mld m<sup>3</sup>

Kraj	2007 r.	2008 r.	2009 r.	2010 r.	2011 r.	2012 r.	2013 r.	2014 r.	zmiana 2014 r. wobec 2013 r.	2014 r. udział w całości konsumpcji
Stany Zjednoczone	654,2	659,1	648,7	682,1	693,1	723,2	739,9	759,4	2,9%	22,7%
Kanada	96,2	96,1	94,9	95,0	100,9	100,3	103,9	104,2	0,3%	3,1%
Meksyk	63,4	66,3	72,2	72,5	76,6	79,9	84,7	85,8	1,4%	2,5%
<b>Ameryka Północna ogółem</b>	<b>813,8</b>	<b>821,5</b>	<b>815,9</b>	<b>849,6</b>	<b>870,6</b>	<b>903,4</b>	<b>928,5</b>	<b>949,4</b>	<b>2,5%</b>	<b>28,3%</b>
Argentyna	43,9	44,4	43,2	43,3	45,7	47,0	47,7	47,2	-1,1%	1,4%
Brazylia	21,2	24,9	20,1	26,8	26,7	31,7	37,3	39,6	6,3%	1,2%
Chile	4,6	2,7	3,1	5,3	5,4	4,9	4,9	4,8	-2,2%	0,1%
Kolumbia	7,4	7,6	8,7	9,1	8,8	9,8	10,0	10,9	9,3%	0,3%
Ekwador	0,5	0,4	0,5	0,6	0,5	0,7	0,6	0,6	5,5%	±
Peru	2,7	3,4	3,5	5,4	6,1	6,8	6,6	7,2	9,8%	0,2%
Trynidad i Tobago	21,9	21,3	22,2	23,2	23,3	22,2	22,4	22,0	-2,0%	0,6%
Wenezuela	36,2	34,3	32,8	29,6	29,7	31,6	31,0	29,8	-4,0%	0,9%
Inne kraje Ameryki Płd. i Centr.	4,4	4,7	5,0	5,4	5,8	7,0	7,9	7,9	0,1%	0,2%
<b>Ameryka Płd. i Centr. ogółem</b>	<b>142,7</b>	<b>143,7</b>	<b>139,1</b>	<b>148,6</b>	<b>152,1</b>	<b>161,7</b>	<b>168,4</b>	<b>170,1</b>	<b>1,0%</b>	<b>5,0%</b>
Austria	8,9	9,5	9,3	10,1	9,5	9,0	8,5	7,8	-8,4%	0,2%
Azerbejdżan	8,0	9,2	7,8	7,4	8,1	8,5	8,6	9,2	7,4%	0,3%
Białoruś	18,8	19,3	16,1	19,7	18,3	18,5	18,5	18,3	-1,0%	0,5%
Belgia	16,6	16,5	16,8	18,8	16,6	16,9	16,8	14,7	-12,3%	0,4%
Bułgaria	3,2	3,2	2,3	2,6	2,9	2,7	2,6	2,6	-0,7%	0,1%
Czechy	8,7	8,7	8,2	9,3	8,4	8,4	8,5	7,5	-11,3%	0,2%
Dania	4,6	4,6	4,4	5,0	4,2	3,9	3,7	3,2	-15,3%	0,1%
Finlandia	3,9	4,0	3,6	3,9	3,5	3,1	2,8	2,4	-14,3%	0,1%
Francja	42,4	43,8	41,8	46,9	40,5	42,2	42,8	35,9	-16,3%	1,1%
Niemcy	82,9	81,2	78,0	83,3	74,5	78,4	82,5	70,9	-14,0%	2,1%
Grecja	3,7	3,9	3,3	3,6	4,4	4,1	3,6	2,7	-23,5%	0,1%
Węgry	13,5	13,4	11,7	12,5	11,1	10,1	9,2	8,4	-9,5%	0,2%
Republika Irlandii	4,8	5,0	4,7	5,2	4,6	4,5	4,3	4,1	-3,9%	0,1%

## Konsumpcja gazu ziemnego na świecie w mld m<sup>3</sup>

Kraj	2007 r.	2008 r.	2009 r.	2010 r.	2011 r.	2012 r.	2013 r.	2014 r.	zmiana 2014 r. wobec 2013 r.	2014 r. udział w całości konsumpcji
Włochy	77,8	77,8	71,5	76,2	71,4	68,7	64,2	56,8	-11,6%	1,7%
Kazachstan	8,1	10,5	5,9	7,1	8,4	6,8	4,6	5,6	23,9%	0,2%
Litwa	3,6	3,2	2,7	3,1	3,4	3,3	2,7	2,6	-5,1%	0,1%
Holandia	37,0	38,6	38,9	43,6	38,1	36,4	37,0	32,1	-13,3%	0,9%
Norwegia	4,3	4,3	4,1	4,1	4,4	4,4	4,4	4,7	5,6%	0,1%
Polska	13,8	14,9	14,4	15,5	15,7	16,6	16,6	16,3	-2,1%	0,5%
Portugalia	4,3	4,7	4,7	5,1	5,2	4,5	4,3	3,8	-11,4%	0,1%
Rumunia	16,1	15,9	13,3	13,6	13,9	13,5	12,6	11,7	-6,7%	0,3%
Federacja Rosyjska	422,0	416,0	389,6	414,1	424,6	416,2	413,5	409,2	-1,0%	12,0%
Słowacja	5,7	5,7	4,9	5,6	5,2	4,9	5,3	3,7	-30,6%	0,1%
Hiszpania	35,3	38,8	34,7	34,6	32,1	31,7	29,0	26,3	-9,3%	0,8%
Szwecja	1,0	0,9	1,1	1,6	1,3	1,1	1,1	0,9	-13,9%	±
Szwajcaria	2,9	3,1	3,0	3,3	3,0	3,3	3,4	3,0	-12,9%	0,1%
Turcja	36,1	37,5	35,7	39,0	44,7	45,3	45,6	48,6	6,5%	1,4%
Turkmenistan	21,3	21,4	19,7	22,6	23,5	26,3	22,9	27,7	21,1%	0,8%
Ukraina	63,2	60,0	46,8	52,2	53,7	49,6	45,6	38,4	-15,7%	1,1%
Wielka Brytania	91,0	93,8	87,1	94,2	78,2	73,9	73,4	66,7	-9,2%	2,0%
Uzbekistan	45,9	48,7	39,9	40,8	47,6	47,2	46,8	48,8	4,1%	1,4%
Inne kraje Europy i Eurazji	18,0	17,5	15,4	16,7	16,9	16,8	15,2	14,9	-1,8%	0,4%
<b>Europa i Eurazja ogółem</b>	<b>1127,2</b>	<b>1135,8</b>	<b>1041,5</b>	<b>1121,3</b>	<b>1097,8</b>	<b>1080,9</b>	<b>1060,8</b>	<b>1009,6</b>	<b>-4,8%</b>	<b>29,6%</b>
Iran	125,5	134,8	143,2	152,9	162,4	161,5	159,4	170,2	6,8%	5,0%
Izrael	2,8	3,8	4,2	5,3	5,0	2,6	7,0	7,6	8,8%	0,2%
Kuwejt	12,1	12,8	12,4	14,5	17,0	18,4	18,5	20,1	8,2%	0,6%
Katar	19,3	19,3	24,9	30,0	38,2	41,0	41,0	44,8	9,3%	1,3%
Arabia Saudyjska	74,4	80,4	78,5	87,7	92,3	99,3	100,0	108,2	8,2%	3,2%
Zjednoczone Emiraty Arabskie	49,2	59,5	59,1	60,8	63,2	65,6	66,8	69,3	3,8%	2,0%
Inne kraje Bliskiego Wschodu	32,4	36,5	38,9	44,2	40,6	42,2	45,0	44,9	-0,3%	1,3%
<b>Bliski Wschód ogółem</b>	<b>315,7</b>	<b>347,0</b>	<b>361,1</b>	<b>395,4</b>	<b>418,7</b>	<b>430,5</b>	<b>437,7</b>	<b>465,2</b>	<b>6,3%</b>	<b>13,7%</b>

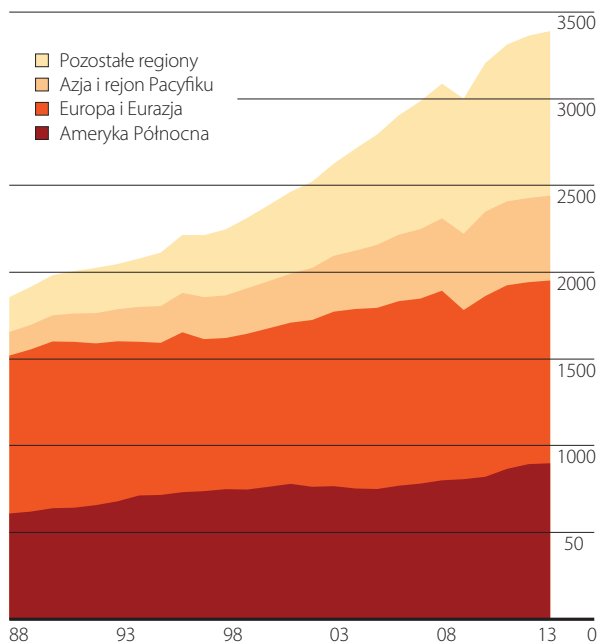


## Konsumpcja gazu ziemnego na świecie w mld m<sup>3</sup>

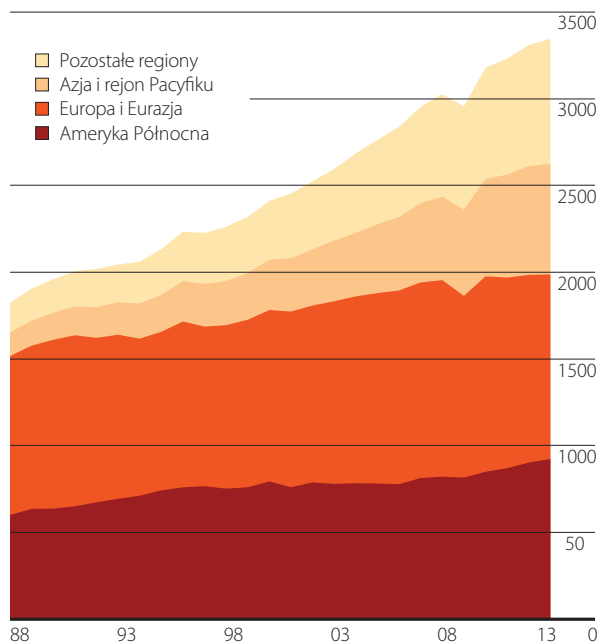
Kraj	2007 r.	2008 r.	2009 r.	2010 r.	2011 r.	2012 r.	2013 r.	2014 r.	zmiana 2014 r. wobec 2013 r.	2014 r. udział w całości konsumpcji
Algieria	24,3	25,4	27,2	26,3	27,8	31,0	33,4	37,5	12,4%	1,1%
Egipt	38,4	40,8	42,5	45,1	49,6	52,6	51,4	48,0	-6,6%	1,4%
Afryka Południowa	3,5	3,7	3,4	3,9	3,9	4,0	3,8	4,1	6,9%	0,1%
Inne kraje Afryki	29,9	31,0	26,5	31,9	32,5	34,2	31,6	30,5	-3,6%	0,9%
<b>Afryka ogółem</b>	<b>96,0</b>	<b>100,9</b>	<b>99,6</b>	<b>107,2</b>	<b>113,9</b>	<b>121,8</b>	<b>120,3</b>	<b>120,1</b>	<b>-0,1%</b>	<b>3,5%</b>
Australia	26,6	25,5	25,2	26,0	26,5	27,8	29,2	29,2	-0,1%	0,9%
Bangladesz	15,9	17,0	18,5	19,9	20,1	21,1	22,7	23,6	4,1%	0,7%
Chiny	72,9	84,0	92,5	110,5	134,9	151,2	170,8	185,5	8,6%	5,4%
Hong Kong	2,7	3,2	3,1	3,8	3,1	2,8	2,6	2,5	-3,9%	0,1%
Indie	40,3	41,5	52,4	62,7	63,5	59,2	51,4	50,6	-1,5%	1,5%
Indonezja	34,1	39,1	41,5	43,4	42,1	42,2	36,5	38,4	5,1%	1,1%
Japonia	90,2	93,7	87,4	94,5	105,5	113,5	113,5	112,5	-0,9%	3,3%
Malezja	35,5	39,2	35,4	34,5	34,8	35,5	40,3	41,0	1,8%	1,2%
Nowa Zelandia	4,0	3,8	4,0	4,3	3,9	4,2	4,5	4,8	7,5%	0,1%
Pakistan	40,5	41,4	41,6	42,3	42,3	43,7	42,7	42,0	-1,6%	1,2%
Filipiny	3,6	3,7	3,8	3,5	3,9	3,7	3,4	3,6	5,3%	0,1%
Singapur	8,6	9,2	9,7	8,8	8,7	9,4	10,5	10,8	2,7%	0,3%
Korea Południowa	34,7	35,7	33,9	43,0	46,3	50,2	52,5	47,8	-9,0%	1,4%
Tajwan	10,7	11,6	11,4	14,1	15,5	16,3	16,3	17,2	5,2%	0,5%
Tajlandia	35,4	37,4	39,2	45,1	46,6	51,3	52,3	52,7	0,9%	1,5%
Wietnam	7,1	7,5	8,0	9,4	8,5	9,4	9,8	10,2	4,7%	0,3%
Inne kraje Azji i Pacyfiku	6,0	5,7	5,2	5,8	6,2	6,2	6,3	6,2	-2,2%	0,2%
<b>Azja i Pacyfik ogółem</b>	<b>468,9</b>	<b>499,3</b>	<b>512,6</b>	<b>571,6</b>	<b>612,2</b>	<b>647,6</b>	<b>665,3</b>	<b>678,6</b>	<b>2,0%</b>	<b>19,9%</b>
<b>Razem Świat</b>	<b>2964,4</b>	<b>3048,2</b>	<b>2969,9</b>	<b>3193,7</b>	<b>3265,3</b>	<b>3345,8</b>	<b>3381,0</b>	<b>3393,0</b>	<b>0,4%</b>	<b>100,0%</b>

‡ mniej niż 0,05%

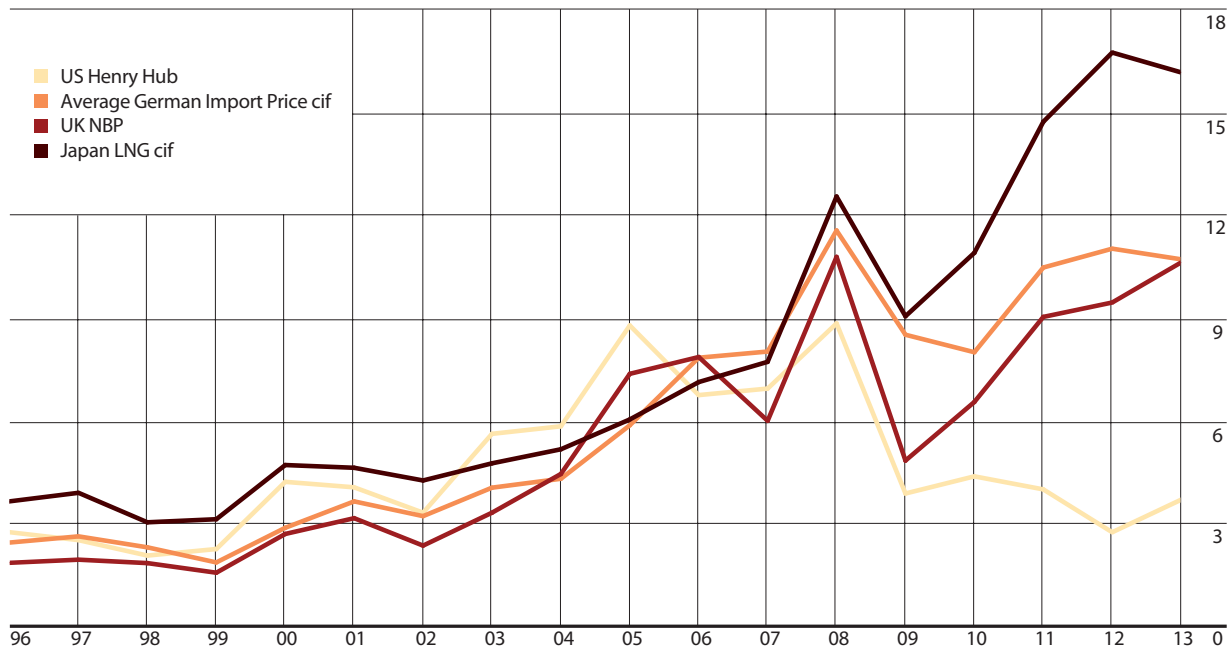
### Produkcja gazu [mld m<sup>3</sup>]



### Konsumpcja gazu [mld m<sup>3</sup>]



### Ceny gazu [USD za MMBtu]



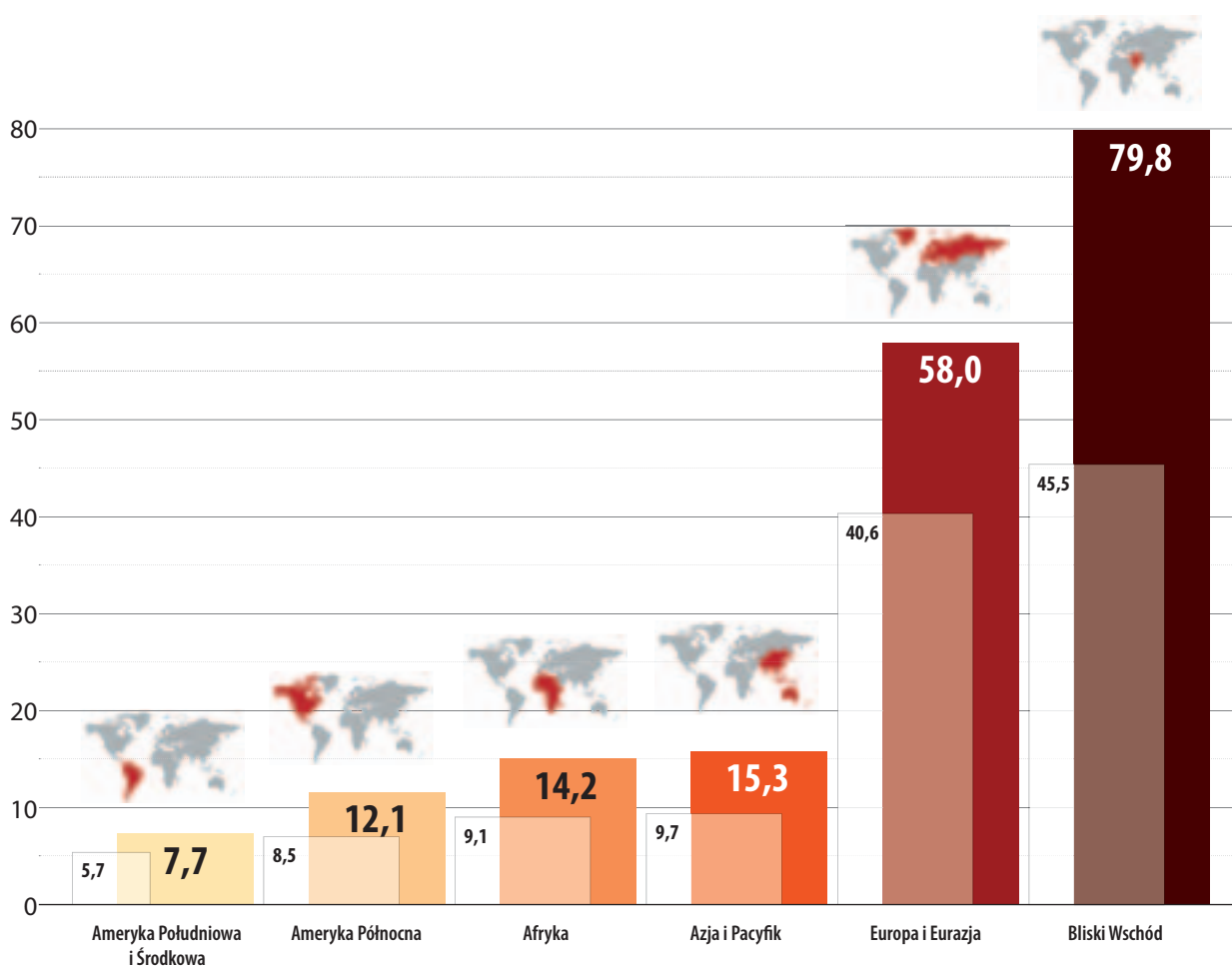
Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2015

# Potwierdzone zasoby gazu ziemnego na świecie w bilionach m<sup>3</sup>

na koniec 1994 roku

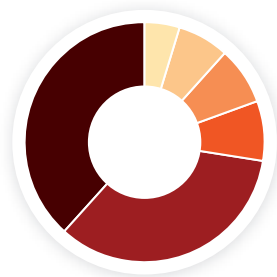
na koniec 2014 roku

Ameryka Południowa i Środkowa	5,7	Ameryka Południowa i Środkowa	7,7
Ameryka Północna	8,5	Ameryka Północna	12,1
Afryka	9,1	Afryka	14,2
Azja i Pacyfik	9,7	Azja i Pacyfik	15,3
Europa i Eurazja	40,6	Europa i Eurazja	58,0
Bliski Wschód	45,5	Bliski Wschód	79,8



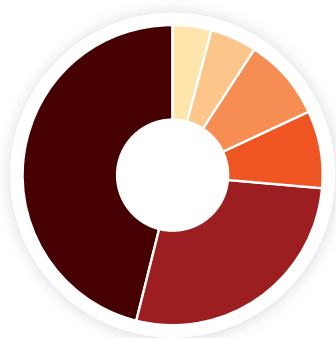
Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2015

## Dystrybucja potwierdzonych zasobów gazu ziemnego w roku 1994 – łącznie 119,1 biliona m<sup>3</sup>



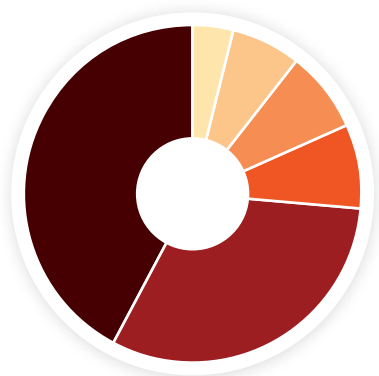
Ameryka Południowa i Środkowa.....	4,8%
Ameryka Północna.....	7,1%
Afryka.....	7,7%
Azja i Pacyfik.....	8,1%
Europa i Eurazja.....	34,1%
Bliski Wschód.....	38,2%

## Dystrybucja potwierdzonych zasobów gazu ziemnego w roku 2004 – łącznie 156,5 biliona m<sup>3</sup>



Ameryka Południowa i Środkowa.....	4,4%
Ameryka Północna.....	4,8%
Afryka.....	9,1%
Azja i Pacyfik.....	8,3%
Europa i Eurazja.....	27,3%
Bliski Wschód.....	46,1%

## Dystrybucja potwierdzonych zasobów gazu ziemnego w roku 2014 – łącznie 187,1 biliona m<sup>3</sup>

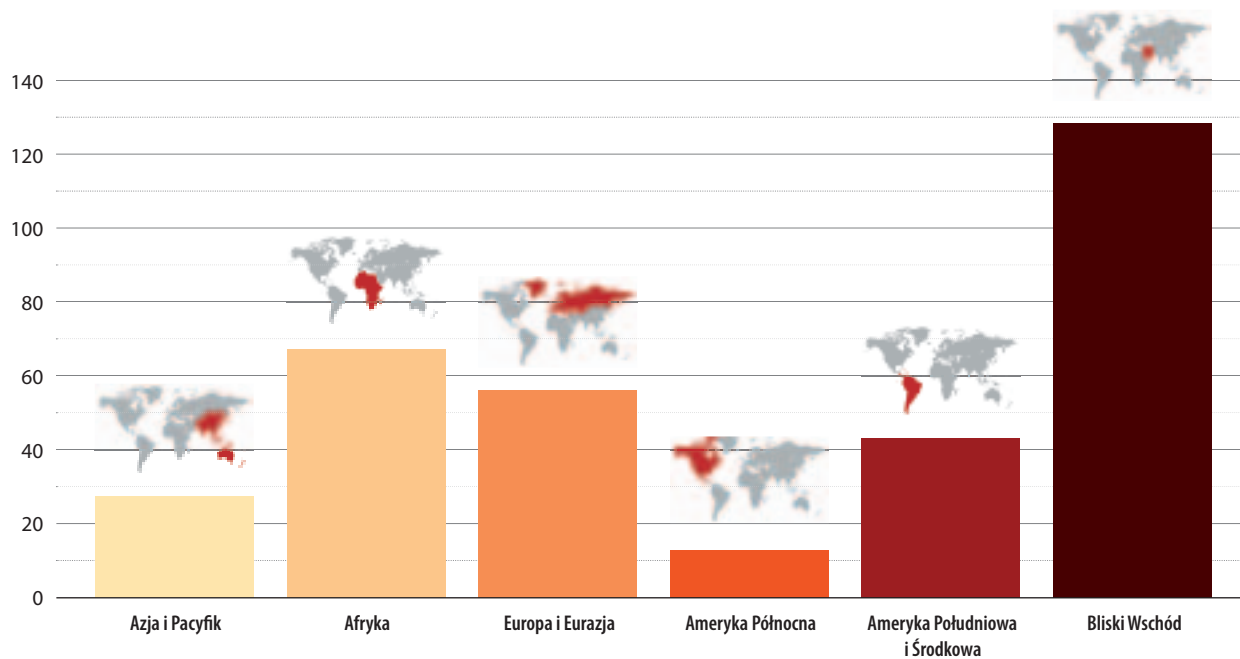


Ameryka Południowa i Środkowa.....	4,1%
Ameryka Północna.....	6,5%
Afryka.....	7,6%
Azja i Pacyfik.....	8,2%
Europa i Eurazja.....	31,0%
Bliski Wschód.....	41,7%

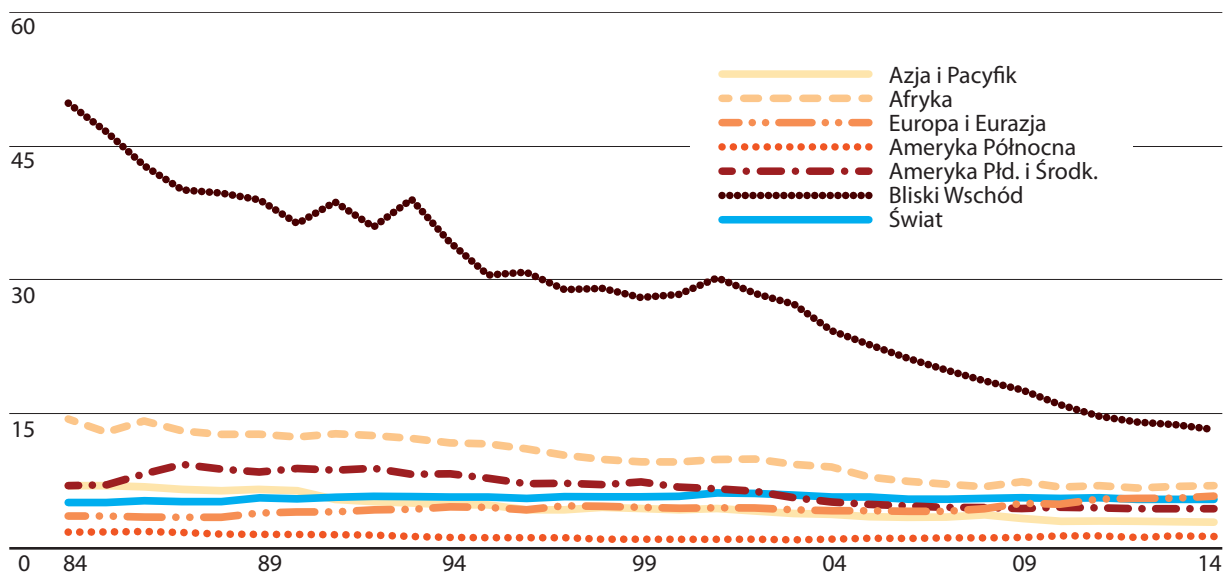
Źródło danych: BP Statistical Review of World Energy 2015



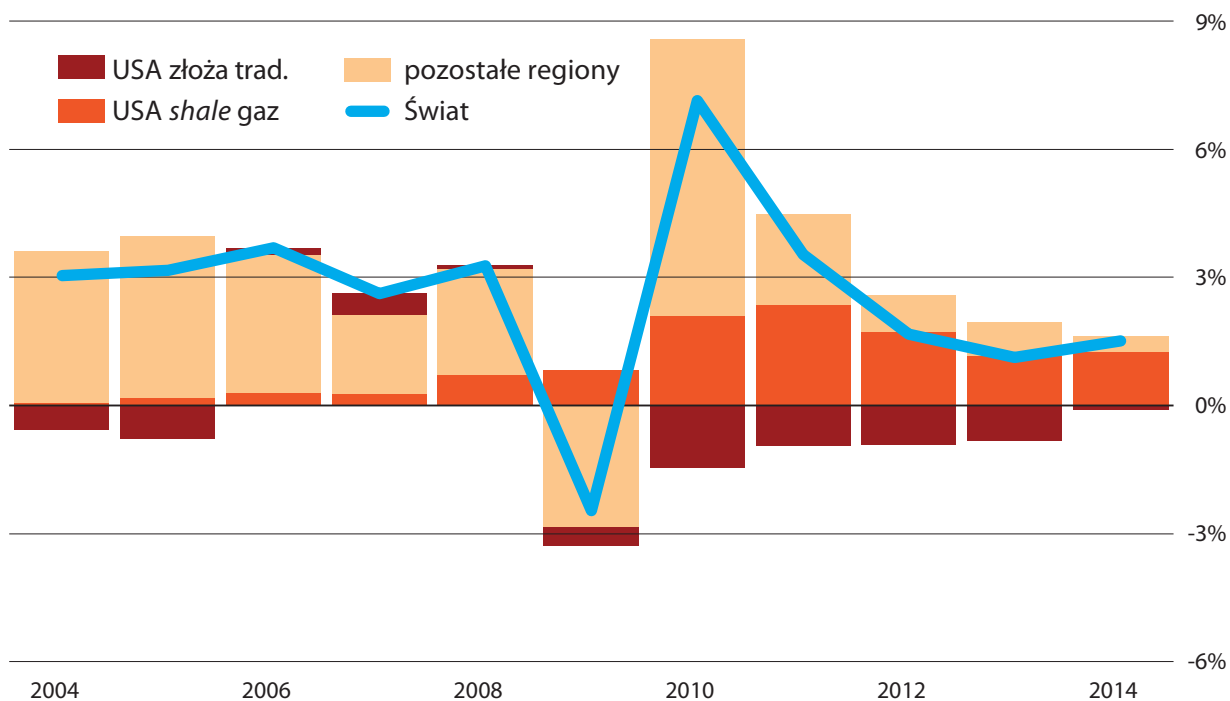
## Stosunek potwierdzonych zasobów do produkcji w roku 2014



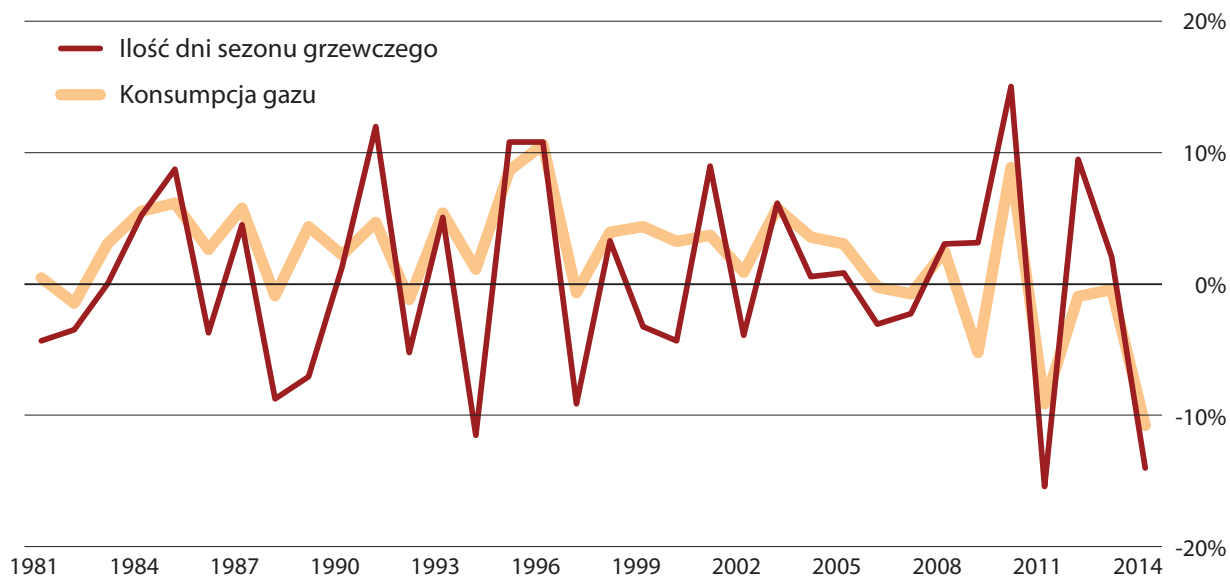
## Stosunek potwierdzonych zasobów do produkcji – dane historyczne z okresu 1984–2014



## Globalna produkcja gazu i udział USA



## Zapotrzebowanie UE na gaz i wpływ pogody [zmiany roczne]





Jubileuszowa  
**10. EDYCJA**

# Ekologia w przemyśle naftowym i gazowniczym



## Nowatorskie technologie produkcji biopaliw wysokich generacji

# Przełom w biopaliwach

DR INŻ. ŁUKASZ JĘCZMIONEK

Chyba każdy badacz zajmujący się technologią paliw oddaje się czasem marzeniu: gdyby udało się wynaleźć jakąś rewelacyjną, nowatorską i – co najważniejsze – tanią metodę wytwarzania paliwa... Oprócz osobistych korzyści (Nagroda Nobla murowana!), na myśl przychodzi pożytek dla ojczyzny: być jak drugi Kuwejt, Arabia Saudyjska lub choćby Norwegia! Na pierwszy rzut oka wydaje się, że jest to marzenie naiwne. Śmiem jednak twierdzić, iż jedynie pozornie. Marzenia są motorem postępu, bo przecież wszystko zaczyna się od marzeń. Nie inaczej jest w dziedzinie biopaliw.

Niniejszy artykuł prezentuje kilka wybranych, a równocześnie mniej znanych technologii produkcji biopaliw wysokich generacji. Czy mogą stać się przełomowe? Choć biopaliwa to raczej uzupełnienie bazy paliw tradycyjnych, to niektóre z nich jeszcze kilka lat temu można było uznać za mniej lub bardziej futurologiczne. Łączy je fakt, że są rozwijane oraz badane również w naszym kraju i w większości znajdują się już w fazie co najmniej przedwdrożeniowej.

Poważny udział w badaniach tych procesów ma Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy: począwszy od badania właściwości użytkowych poszczególnych biokomponentów i biopaliw, po pełne opracowanie, od podstaw, założeń procesu technologicznego.

### Od tego się zaczyna

Czy powinniśmy bać się tankowania biopaliw? Czy nie zardzewieje silnik? A co ja będę z tego miał? To typowe pytania, jakie przeciętny Kowalski zwykł za-

dawać, gdy słyszy hasło „biopaliwa”. Zaznaczyć także należy, że kierowcy wybierając na stacji dane paliwo kierują się raczej jego ceną, a nie potencjalnymi korzyściami dla środowiska.

Na początek warto więc przypomnieć podstawowe uwarunkowania dotyczące produkcji i stosowania biokomponentów i biopaliw.

Produkcja i stosowanie paliw oraz biopaliw może odbywać się jedynie w oparciu o obowiązujące akty prawne. Każde wprowadzane na rynek nowe paliwo czy też jego biokomponent, dedykowane odpowiedniemu zastosowaniu (np. paliwo do silników z zapłonem iskrowym albo do silników z zapłonem samoczynnym), musi charakteryzować się odpowiednimi parametrami. Związane z nim wymagania powstają w wyniku wieloletnich, często mozolnych badań laboratoryjnych. Z tego względu nie powinniśmy bać się stosowania biopaliw. Kiedy już trafią na stację, a stamtąd do baku samochodu, na pewno nie zaszkodzą naszemu pojazdowi.

Podstawowymi dokumentami dotyczącymi stosowania paliw w Polsce i w pozostałych państwach Unii Europejskiej są odpowiednie dyrektywy. Wytyczne te



nie narzucają wprowadzić konkretnych limitów dla poszczególnych komponentów w paliwach (z wyjątkiem FAME), lecz warunkują kwestie:

- „odnawialności” surowca służącego do ich wytwarzania,
- poziomu energii wnoszonej przez dany komponent,
- kompatybilności z istniejącymi jednostkami napędowymi, a także
- emisji gazów cieplarnianych [1].

Dyrektywa Europejska 2009/30/WE [2] (rozwinęciem wcześniejszej dyrektywy [3] z 1998 r.) – zwana potocznie dyrektywą FQD – podaje wymagania dla poszczególnych paliw odnośnie ochrony zdrowia, środowiska, stosowanych aktualnie technologii oraz ustanawia poziom redukcji emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw silnikowych do roku 2020 r. Przykładowo, dla oleju napędowego, w dyrektywie tej określono minimalną liczbę cetanową, maksymalną gęstość, charakterystykę destylacyjną, a także maksymalną zawartość policyklicznych węglowodorów aromatycznych, siarki i FAME. Ponadto dyrektywa

FQD ogranicza zawartość FAME w oleju napędowym do maksymalnego poziomu 7% objętości, co wynika z parametrów technicznych stosowanych jednostek napędowych.

Motorem napędowym rozwoju rynku biopaliw są zapisy zawarte w Dyrektywie 2009/28/WE [4], tzw. biopaliwowej (zwanej potocznie dyrektywą RED). Wprowadza ona cel ogólny: zwiększenie udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w paliwach na poziomie 20% energii brutto w roku 2020, w tym dla sektora transportowego cel ów wynosi 10%. Ponadto, każdy z krajów członkowskich określił własny cel udziału energii odnawialnej w paliwach ze źródeł odnawialnych: w przypadku Polski udział ten wynosi 15%, Niemiec – 18% a dla Republiki Czeskiej – 13%.

Stosowanie energii ze źródeł odnawialnych, w tym w szczególności biopaliw, nie może odbywać się kosztem środowiska naturalnego. Dlatego dyrektywa RED [4] zdefiniowała kryteria zrównoważonego rozwoju, które muszą być spełnione, aby można było uznać biopaliwo za właściwe do realizacji celów postawionych w dyrektywach RED i FQD, a także by móc korzystać z programów wsparcia. Kryteria zrównoważonego

rozwoju obejmują dwie grupy zagadnień. Pierwsza dotyczy wymagań wobec gruntów, na których uprawiane były surowce, natomiast druga – zdolności biopaliw do redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG) względem odpowiednika kopalnego, w całym ich cyklu życia. Zdolność do redukcji emisji GHG może być wyznaczana na podstawie wartości rzeczywistych lub – jeśli odpowiednie warunki są spełnione – korzystając z wartości domyślnych. W zależności od pochodzenia, czyli z jakiego surowca dane biopaliwo (biokomponent) jest wytwarzane, a także zastosowanej ścieżki produkcji, różna jest jego zdolność do redukcji emisji GHG. Wartości domyślne tych zdolności, dla wybranych biokomponentów i biopaliw, podane zostały w załączniku V do dyrektywy RED. Przykładowo, dla biokomponentu HVO (*hydro refined vegetable oil*), w zależności od surowca redukcja ta wynosi: 47% dla oleju rzepakowego, 62% dla oleju słonecznikowego i 26%\* lub 65%\*\* dla oleju palmowego (\* – technologia nieokreślona, \*\* – technologia z wychwytem metanu w olejarni). Zgodnie z zapisami dyrektywy RED, obecnie do spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju niezbędne jest przekroczenie progu 35% zdolności do redukcji emisji GHG, od 2017 r. wartość ta wzrośnie do 50%, natomiast od roku 2018 – do 60% dla nowych instalacji.

Należy zwrócić uwagę, że załącznik V dyrektywy RED wskazuje konkretne technologie i kierunki rozwoju biopaliw, które powinny być rozwijane. Można tu wymienić: bioetanol (w tym uzyskiwany z celulozy), biometanol, biokomponenty eterowe (np. eter etylo-tert-butylowy – ETBE, eter dimetylowy – DME),

biodiesel z olejów roślinnych (w tym odpadowych), biokomponent HVO z różnych olejów roślinnych, tłuszczów zwierzęcych lub z alg, biogaz oraz biowodór. To przykładowe produkty, w które warto inwestować. Jeśli chodzi natomiast o konkretne metody ich wytwarzania, zdecydowanie preferowane są wszelkie technologie „bio”, czyli wykorzystujące naturalne procesy metaboliczne organizmów żywych. Odnosi się to do uzyskiwania surowca lub gotowego produktu (biokomponent, biopaliwo), a najlepiej dla obu tych procesów.

Obie dyrektywy, RED i FQD, zostały wydane w 2009 r., natomiast zaczęły obowiązywać od grudnia 2010 roku.

Dyrektywa RED [4] została implementowana do polskiego prawa poprzez znowelizowaną ustawę o biokomponentach i biopaliwach ciekłych [5], która weszła w życie w dniu 9 maja 2014 r. Przewiduje się, że nowe prawo będzie silnie wpływać na polski rynek biopaliw i na wszystkie podmioty uczestniczące w łańcuchu dostaw tego produktu. Zmieniona ustawa wprowadziła obowiązek certyfikacji zgodności z kryteriami zrównoważonego rozwoju całego łańcucha produkcji biopaliw.

Dyrektywę FQD wdrożono do prawa polskiego w formie zmienionej ustawy o kontroli i jakości paliw [6]. Głównym celem wprowadzenia nowych regulacji było ustanowienie krajowych celów redukcji emisji gazów cieplarnianych generowanych przez paliwo w cyklu życia oraz aktualizacja wymagań jakości paliwa zgodnie z normami europejskimi. Prze-





widuje się, że zmiany te będą miały silny wpływ na rynek biopaliw i zwiększą zainteresowanie paliwami o niskiej emisji oraz biopaliwami. Zaktualizowane wymagania dotyczące jakości paliw silnikowych zostały wprowadzone rozporządzeniem Ministra Gospodarki w 2008 r. [7].

A oto kilka wybranych, nowatorskich technologii produkcji biokomponentów paliw silnikowych.

## Hydrokonwersja olejów i tłuszczów roślinnych

Hydrokonwersja triglicerydów naturalnych będących składnikami olejów roślinnych i tłuszczów zwierzęcych jest procesem polegającym na ich katalitycznym uwodornieniu a następnie dekompozycji i odtlenieniu; proces ten jest szeroko badany w wielu krajach świata. Produktem finalnym klasycznej hydrokonwersji są parafiny o długości łańcuchów skorelowanej z długością łańcuchów kwasów tłuszczowych występujących w triglicerydach [8–11]. Cechy te są charakterystyczne dla procesu hydrokonwersji triglicerydów w odróżnieniu od procesów np. pirolizy czy krakingu [12], w wyniku których również można uzyskać z triglicerydów węglowodory.

Procesy hydrokonwersji triglicerydów znajdują się obecnie na etapie komercjalizacji i wdrażania do praktyki rafineryjnej. Pierwszy w kolejności skomercjalizowany proces hydrokonwersji czystych (w 100%) triglicerydów został opracowany przez specjalistów firmy Neste Oil i funkcjonuje pod nazwą NExBTL [13, 14]. Jest to proces dwustopniowy, w którym n-parafiny uzyskane w wyniku hydrokonwersji poddaje się izomeryzacji.

Drugim podmiotem oferującym przemysłową technologię hydroodtleniania i uwodorniania olejów roślinnych oraz tłuszczów zwierzęcych, w wyniku której uzyskuje się biokomponent oleju napędowego, jest firma UOP LLC [15] z siedzibą w Des Plaines (Illinois, USA), stanowiąca część strategicznej grupy biznesowej Specjalty Materiale koncernu Honeywell. Opracowana przez UOP technologia służąca hydrokonwersji triglicerydów do biokomponentów II generacji jest promowana na rynku wytwórców paliw pod nazwą Ecofining™, jakkolwiek często nosi ona też nazwę „Green Diesel”. W pierwszym jej stopniu (analogicznie jak w procesie NExBTL) zachodzi hydrokonwersja triglicerydów do n-parafin. Drugi stopień przeróbki odpowiada za izomeryzację (hydroizomeryzację) powstałych w pierwszym stopniu n-parafin do izo-parafin w celu poprawy niskotemperaturowych właściwości uzyskanych frakcji. Zakres izomeryzacji po-







zwala na uzyskiwanie biokomponentów o zadanych parametrach niskotemperaturowych. W wyniku procesu uzyskuje się głównie frakcję oleju napędowego a także frakcję naftową (która może być przeznaczona do produkcji wysokiej jakości paliwa lotniczego) oraz gazy lekkie.

Oprócz Neste Oil oraz Honeywell UOP gotowe procesy hydrokonwersji olejów i/lub tłuszczów naturalnych zostały opracowane przez kompanie: Axens IFP (proces Vegan), Syntroleum (proces Biosynfining) oraz UPM (proces BioVerno) [1].

W nurt badań dotyczących *co-processingu* olejów tłuszczowych w mieszaninie z frakcjami węglowodorowymi od wielu lat włączony jest Instytut Nafty

i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy w Krakowie (INiG – PIB). W badaniach prowadzonych w Instytucie stosowano głównie olej rzepakowy, jako najpopularniejszy olej roślinny na rynku krajowym i równocześnie europejskim, choć wykorzystano również inne oleje pochodzenia roślinnego. W pracy [16] przedstawiono wyniki badania hydrokonwersji oleju z Inianki siewnej, natomiast w publikacji [17] zaprezentowano m.in. wyniki badań hydrokonwersji oleju sojowego i palmowego. Z kolei tematyka hydrokonwersji odpadowych olejów naturalnych (po smażeniu mięsa) została opisana w pracy [18]. W artykułach [19, 20] przedstawiono natomiast wyniki badań hydrokonwersji oleju kukurydzianego i oliwy z oliwek w mie-

szaninie z parafiną ciekłą, w kontekście rozważań na temat efektu termicznego hydrokonwersji glicerydów. Wspomniane badania prowadzone w INiG – PIB wniosły znaczący wkład w rozwój technologii hydrokonwersji olejów roślinnych do biokomponentów II generacji, czego potwierdzeniem jest opublikowanie wielu prac z tej dziedziny w renomowanych czasopismach branżowych [21, 22, 23]. Prowadzone w INiG – PIB badania zaowocowały również opracowaniem oryginalnego procesu hydrokonwersji, o nazwie „Zeofining”.

## Zeofining

Technologia ta polega na zastosowaniu wstępnej katalitycznej obróbki surowca (oleju roślinnego) przed poddaniem go zasadniczej hydrokonwersji. Stosowany jest tutaj katalizator oznaczany jako ZSM-5 (Zeolite Socony Mobil-5). Ten wstępny etap procesu hydrokonwersji został nazwany „zeoformowaniem glicerydów” przez analogię do istniejącego, aczkolwiek rzadko stosowanego w praktyce procesu przeróbki lekkich frakcji parafinowych do benzynowych frakcji aromatycznych. A zatem wstępne zeoformowanie olejów roślinnych jest realizowane pod ciśnieniem 1,5–4,0 MPa, w temperaturze 200–400°C, bez podawania dodatkowego strumienia wodoru. Ciekły zeoformat, będący głównym produktem tego procesu, wydaje się nadal posiadać cechy wyjściowego oleju roślinnego, czyli stan skupienia, gęstość i lepkość. Zmienia się jednak dość istotnie jego skład chemiczny. Podczas zeoformingu zachodzą reakcje częściowej dekompozycji struktur glicerydowych, powstają wolne kwasy tłuszczowe, zachodzą również reakcje izomeryzacji i oligomeryzacji łańcuchów kwasów tłuszczowych.

Uzyskany zeoformat jest następnie poddawany klasycznej hydrokonwersji, podobnie jak ma to miejsce w klasycznym procesie otrzymywania biokomponentów HVO (*hydro refined vegetable oil*). Wynikiem hydrokonwersji zeoformatu jest frakcja węglowodorowa złożona z n-parafin, izo-parafin oraz naftenów i związków aromatycznych. Badania wykazały, że struktury cykliczne tworzą się w wyniku oligomeryzacji łańcuchów kwasów tłuszczowych na etapie zeoformingu oleju [23]. Przykładowa frakcja węglowodorowa uzyskana w wyniku zeoformingu i hydrokonwersji oleju rzepakowego cechuje się zawartością ponad 50% izo-parafin oraz około 15% aromatów; pozostałą część stanowią n-parafiny a także związki naftenowe, uformowane w wyniku uwodornienia struktur pierścieniowych [23]. Uzyskany hydrorafinat może być stosowany jako biokomponent oleju napędowego. Cechuje się dobrymi właściwościami niskotemperaturowymi

i poprawioną charakterystyką gęstościową w stosunku do klasycznych biokomponentów HVO, które charakteryzuje względnie niska gęstość. Opisany powyżej proces zeofiningu może być realizowany z wykorzystaniem klasycznej instalacji hydrorafinacji oleju napędowego (tzw. HON).

Przedstawiony proces jest przedmiotem kilku zgłoszeń patentowych [24, 25].

## Technologia KDV

Technologia KDV nie została opracowana w Polsce, ale jest tu intensywnie badana i wdrażana, dlatego warto poświęcić jej kilka słów. Twórcą technologii jest niemiecki chemik Christian Koch. Polega ona na katalitycznej depolimeryzacji biomasy i/lub tworzyw sztucznych. Na świecie działają pilotażowe instalacje KDV produkujące paliwo przetwarzając słomę lub plastikowe butelki: w Eppendorfie (Niemcy), Barrie (Kanada), Bodilla (Hiszpania), Monterrey (Meksyk). Instalacje te są jednak mało ekonomiczne, skomplikowane i ulegają częstym usterkom. Dlatego rozpoczęto prowadzenie prac nad nową generacją instalacji i usprawnieniem procesu. W Polsce powstaje doświadczalna instalacja nowej generacji (Leśmierz) o wydajności 8 tys. m<sup>3</sup> na rok, która ma wytwarzać olej napędowy ze



słomy. Badania wykazały, że będzie można w niej używać około 1000 litrów paliwa z 3,5 tony słomy [26].

## Ekobenz

Jest to technologia rozwinięta przez polską firmę Ekobenz polegająca na katalitycznej kondensacji i odwadnianiu bioetanolu, w wyniku czego powstaje mieszanina węglowodorów o zakresie wrzenia benzyny i oleju napędowego [27].

Firma Ekobenz podkreśla, że produkt uzyskiwany w procesie ma potencjał redukcji CO<sub>2</sub> o ponad 60% wyższy w stosunku do tradycyjnej benzyny. Aktualnie powstaje instalacja przemysłowa o zdolności produkcyjnej 22,5 tys. ton/rok.

## Paliwo z CO<sub>2</sub>

Na koniec przykład „chybionej” technologii. Choć... może to właśnie jest kierunek do zdobycia Nagrody Nobla?

W roku 2009 została opracowana oryginalna technologia produkcji paliwa silnikowego z CO<sub>2</sub> poprzez „sztuczną fotosyntezę” [28]. Proces produkcji polega na syntetyzowaniu metanolu z wody i dwutlenku węgla przy udziale katalizatorów i głębokiego promieniowania ultrafioletowego. Następnie otrzymany alkohol jest separowany i przetwarzany do węglowodorów – benzyny i oleju napędowego. Jak szacowano, dzięki wykorzystaniu nowej technologii Polska mogłaby produkować trzykrotnie więcej paliwa niż potrzebuje, a jego cena miałaby wynosić około 2,5 złotych za litr (około 0,6 euro). Niestety, technologia ta spotkała się z dużą nieufnością inwestorów i z krytyką części środowiska naukowego. Twierdzono, że wyliczenia autorów nie biorą pod uwagę strat, które są naturalne w każdym procesie technologicznym. Wielu badaczy było zdania, że energia, którą trzeba byłoby włożyć w produkcję paliwa według tej technologii, byłaby zbyt wysoka, czyniąc produkcję paliwa z CO<sub>2</sub> zupełnie nieopłacalną.

Tymczasem produkcja węglowodorów z ditlenku węgla nie do końca jest utopią, co pokazały doświadczenia innych krajów. Zakład pozwalający na uzyskiwanie paliwa z CO<sub>2</sub> zbudowano w Niemczech, w Dreźnie. Ditlenek węgla jest pozyskiwany z powietrza metodą opracowaną przez szwajcarską firmę Climeworks, współpracującą przy tym projekcie z Audi. W procesie elektrolizy przeprowadzanej przy pomocy prądu ze źródeł odnawialnych, woda rozkładana jest na wodór i tlen. Następnie wodór reaguje z dwutlen-

kiem węgla w temperaturze 220°C pod ciśnieniem 25 barów. W efekcie powstaje frakcja węglowodorowa niezawierająca siarki oraz aromatów. Efektywność procesu wynosi 70% [29].

Na obecnym etapie nie można jednoznacznie stwierdzić, czy realizacja oryginalnej „polskiej drogi” produkcji paliwa z ditlenku węgla będzie w przyszłości rozwijana.

## Podsumowanie

Drogowskazami wyznaczającymi kierunki rozwoju biopaliw są odpowiednie dyrektywy europejskie. Wskazują one konkretne produkty oraz technologie, które powinny być rozwijane – zachętą do tego są programy wsparcia. Biopaliwa wciąż, niestety, są droższe od tradycyjnych paliw uzyskiwanych z ropy naftowej. Ich opłacalność uzależniona jest od polityki sektorowej UE i stosowania odpowiednich ulg podatkowych. Warunkiem ich uzyskania jest spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju, a narzędziem do oceny tego parametru jest odpowiedni system certyfikacji. Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania można przewidywać, że rozwój sektora biopaliw w Polsce będzie ściśle powiązany z wyznaczonymi przez dyrektywy kierunkami. Natomiast przedstawione technologie są przykładami (oryginalnymi sposobami implementowania) efektywnych rozwiązań mogących wnieść swój wkład w rozwój polskiego sektora produkcji biokomponentów paliw.

Znacznie trudniejsze jest przewidywanie kierunków rozwoju rynków biopaliw w krajach pozaeuropejskich, w których nie obowiązują przepisy unijne. Jednak i tam biopaliwa muszą korzystać z programów wsparcia, ponieważ wciąż są one droższe niż paliwa tradycyjne.

W Polsce ustawy dotyczące stosowania biokomponentów i biopaliw zostały aktualnie znowelizowane [5, 6]. Równocześnie na polskim rynku biopaliw można zaobserwować aktywizację sektora prywatnego zainteresowanego produkcją biokomponentów i biopaliw. Są to czasem niewielkie, lecz dynamicznie działające firmy bazujące na oryginalnej technologii czy rozwiązaniu. Duży udział w badaniu nowatorskich technologii produkcji biokomponentów i biopaliw ma również INiG – PIB.

*Autor jest pracownikiem naukowym  
Zakładu Paliw i Procesów Katalitycznych  
w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym  
Instytucie Badawczym*



Literatura

- 1) Mikkonen S., Hartikka T., Kuronen M., Saikkonen P.: HVO, hydrotreated vegetable oil – a premium renewable biofuel for diesel engines, Neste Oil Proprietary publication, June 2012, p. 1–51.
- 2) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/30/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r., zmieniająca dyrektywę 98/70/WE odnoszącą się do specyfikacji benzyny i olejów napędowych oraz wprowadzająca mechanizm monitorowania i ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zmieniająca dyrektywę Rady 1999/32/WE odnoszącą się do specyfikacji paliw wykorzystywanych przez statki żeglugi śródlądowej oraz uchylająca dyrektywę 93/12/EWG.
- 3) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 98/70/WE, z dnia 13 października 1998 r., odnosząca się do jakości benzyny i olejów napędowych oraz zmieniająca dyrektywę 93/12/EEC.
- 4) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE, z dnia 23 kwietnia 2009 r., w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.
- 5) Ustawa o biokomponentach i biopaliwach ciekłych z dnia 25 listopada 2014 r., Dz.U. 2014, poz. 1643.
- 6) Ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw z dnia 19 listopada 2014 r., Dz.U. 2014, poz. 1728.
- 7) Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie wymagań jakościowych dla paliw ciekłych z dnia 9 grudnia 2008 r., Dz.U. 221, poz. 1441.
- 8) B. Veriansyah, J. Y. Han, S. K. Kim i in.: Production of renewable diesel by hydroprocessing of soybean oil: Effect of catalysts, *Fuel*, 2012, 94, p. 578–584.
- 9) Donniss B., Egeberg R. G., Blom P., Knudsen K. G.: Hydroprocessing of Bio-Oils and Oxygenates to Hydrocarbons. Understanding the Reaction Routes. *Topics in Catalysis*, 2009, 52, p. 229–233.
- 10) Melis S.: Albemarle Catalytic Solutions for the Co-processing of Vegetable Oil in Conventional Hydrotreaters. *Catalytic Courier*, 2008, 73, p. 6–8.
- 11) Jęczmionek Ł., Lubowicz J.: Nowe procesy rafineryjne w badaniach INiG. *Przemysł Chemiczny*, 2009, 88, s. 778–782.
- 12) Camara H., Dresen B., Fastabend A., Heil V., Juricev-Spiric M., Kraft A., Krzanowski M., Meller K., Menne A., Unger C. A., Urban W.: Hydrogen-Free Generation of Oxygen-Free Fuels from Bio-Based Oils and Fats. 8<sup>th</sup> International Colloquium Fuels Conventional and Future Energy for Automobiles, Esslingen, Niemcy, 19–20 January 2011, TAE Proceedings 2011, p. 163.
- 13) Hodge C.: What is the outlook for renewable diesel? *Hydrocarbon Processing*, 2008, 87, 2, p. 85–88.
- 14) Rantanen L., Linnaila R.: NExBTL – Biodiesel fuel of the 2<sup>nd</sup> generation, SAE International, 2005-01-3771, 2005.
- 15) Nair P.: UOP/Eni Ecofining™ Process Refining Renewable Feedstocks, International Symposium on Biofuels, 25–26 September 2007, New Delhi, Indie.
- 16) Jęczmionek Ł.: Współwodornianie oleju z Inianki siewnej do biokomponentów II generacji, *Przemysł Chemiczny*, 2011, 90, 11, s. 2010–2014.
- 17) Jęczmionek Ł.: Oleje roślinne i tłuszcze zwierzęce jako surowce do uzyskiwania biokomponentów paliwowych II generacji, *Nafta-Gaz*, 2010, LXVI, 7, s. 613–616.
- 18) Jęczmionek Ł.: Odpadowe oleje roślinne jako surowiec do otrzymywania biokomponentów II generacji, *Nafta-Gaz*, 2011, LXVII, 10, s. 742–745.
- 19) Jęczmionek Ł., Porzycka-Semczuk K.: Hydrodeoxygenation, decarboxylation and decarbonylation reactions while co-processing vegetable oils over a NiMo hydrotreatment catalyst. Part II: Thermal effects – Experimental results, *Fuel*, 2014, 128, p. 296–301.
- 20) Jęczmionek Ł., Porzycka-Semczuk K.: Hydrodeoxygenation, decarboxylation and decarbonylation reactions while co-processing vegetable oils over a NiMo hydrotreatment catalyst. Part I: Thermal effects – Theoretical considerations, *Fuel*, 2014, 131, p. 1–5.
- 21) Jęczmionek Ł., Porzycka-Semczuk K.: Triglyceride zeoforming – a method for improving the low-temperature properties of second generation biocomponents obtained from natural oils, *Fuel*, 2013, 113, p. 17–23.
- 22) Jęczmionek Ł., Burnus Z., Żak G., Ziemiański L., Wojtasik M., Krasodomski W., Stępień Z., Rutkowska M., Węgrzyn A.: Zeoforming of Triglycerides Can Improve Some Properties of Hydrorefined Vegetable Oil Biocomponents, *Energy Fuels*, 2014, 28, p. 7569–7575.
- 23) Jęczmionek Ł., Krasodomski W.: Bio-components via Zeoforming and Hydroconversion of Vegetable Oil – <sup>1</sup>H NMR Analysis of Glycerides Conversion, *Energy Fuels*, 2015, 29, p. 2372–2379.
- 24) Zgłoszenie patentowe P.396590.
- 25) Zgłoszenie patentowe P.409648.
- 26) KDV katalityczna bezciśnieniowa depolimeryzacja, 2014, [www.alphakatdiesel.pl/technologie.html](http://www.alphakatdiesel.pl/technologie.html)
- 27) Jabłoński S.: Jakość i właściwości użytkowe paliw finalnych z domieszką biokomponentu Ekobenz Sp. z o.o., Fuels' Zoom, V Konferencja Naukowo-Techniczna poświęcona problematyce paliw silnikowych, 5–6 listopada 2014, Kraków, Polska.
- 28) Zgłoszenie patentowe P.384999.
- 29) Paliwo z CO<sub>2</sub>: Niemcy prześcignęły Polskę; 2014, <http://moto.wp.pl/kat,55194,title,Paliwo-z-CO2-Niemcy-przescignely-Polske,wid,17043762,wiadomosc.html?icaid=114c32>



## Pierwszy rok działalności KZR INiG

# KZR INiG, czyli polska certyfikacja na poziomie europejskim

**DELFINA ROGOWSKA**

W dniu 3 czerwca 2014 r. Komisja Europejska wydała decyzję zatwierdzającą system „KZR INiG” w odniesieniu do wykazania zgodności z kryteriami zrównoważonego rozwoju zgodnie z dyrektywami Parlamentu Europejskiego i Rady 98/70/WE oraz 2009/28/WE. Z satysfakcją możemy poinformować, że był to bardzo dynamiczny okres – system w ciągu pierwszego roku działalności bardzo się rozwinął.

**W**ysoko rozwinięte społeczeństwa zwracają dużą uwagę na „ekologiczność” używanych produktów we wszystkich dziedzinach życia. W związku z tym, że produkty naturalne uważane są za przyjazne dla środowiska naturalnego, obserwowany jest rozwój produkcji dóbr w całości lub częściowo pochodzenia biologicznego. Podobne tendencje występują na rynku paliw i przetworów naftowych. Z drugiej strony, szczególnie wśród państw rozwiniętych obserwować można stale rosnący popyt na paliwa silnikowe. Według prognoz Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego [1], zarówno w wariantcie bazowym, jak i optymistycznym, rok 2015 ma być rokiem wzrostu zapotrzebowania na paliwa ciekłe, a tendencja ta ma trwać przynajmniej do roku 2025.

Jedynie scenariusz pesymistyczny POPIHN prognozuje spadek zapotrzebowania na paliwa silnikowe. Wariant ten zakłada niski wzrost gospodarczy Polski i brak skuteczności w walce z szarą strefą. Nie zmienia to faktu, że konwencjonalne paliwa silnikowe w dalszym ciągu pozostają głównym źródłem napędu samochodów. Tak więc pozostaje wyzwanie: połączenia zaspokojenia zapotrzebowania na paliwa silnikowe z troską o środowisko naturalne. W obszarze działań energetycznych niezmiernie ważna pozostaje jeszcze jedna sprawa – kwestia bezpieczeństwa energetycznego, czyli zapewnienia niezależnych źródeł energii. Wszystkie te aspekty wskazują, mimo pojawiających się negatywnych opinii, na zasadność wykorzysty-

wania odnawialnych źródeł energii, co jest widoczne w ustawodawstwie europejskim. Głównym aktem prawnym w tym obszarze jest dyrektywa 2009/28/WE, zwana dyrektywą RED [2]. Zakłada ona systematyczny

Wysoko rozwinięte społeczeństwa zwracają dużą uwagę na „ekologiczność” używanych produktów we wszystkich dziedzinach życia. W związku z tym, że produkty naturalne uważane są za przyjazne dla środowiska naturalnego obserwowany jest rozwój produkcji dóbr w całości lub częściowo pochodzenia biologicznego. Podobne tendencje występują na rynku paliw i przetworów naftowych.

wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych do roku 2020, w tym w transporcie do 10%. Każde z państw członkowskich przyjęło swoje cele ogólne w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym

**Tabela 1. Krajowe cele ogólne w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w roku 2020**

Kraj	Docelowy udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto
Belgia	13%
Bułgaria	16%
Czechy	13%
Dania	30%
Niemcy	18%
Estonia	25%
Irlandia	16%
Grecja	18%
Hiszpania	20%
Francja	23%
Włochy	17%
Cypr	13%
Łotwa	40%
Litwa	23%
Luksemburg	11%
Węgry	13%
Malta	10%
Holandia	14%
Austria	34%
Polska	15%
Portugalia	31%
Rumunia	24%
Słowenia	25%
Słowacja	14%
Finlandia	38%
Szwecja	49%
Wielka Brytania	15%

zużyciu energii brutto w roku 2020. Dane te zamieszczono w tabeli 1.

Najwyższy udział energii ze źródeł odnawialnych w roku 2020 zamierza osiągnąć Szwecja – 49%, natomiast najniższy Malta – 10%.

Z danych przedstawionych w tabeli 1 wyraźnie wynika, że w polityce wielu państw członkowskich odnawialne źródła energii są traktowane jako znaczące dla społeczeństwa i przemysłu. W chwili obecnej wydaje się, że nie ma przyszłości energetyki ani paliw silnikowych bez odnawialnych źródeł energii. Ważne jest zatem takie pokierowanie tą gałęzią gospodarki, by nie spowodować szkód w środowisku naturalnym.

## Pogodzić ekologię z ekologią

Przy tak ukierunkowanej polityce Unii Europejskiej, rodzime rafinerie stoją przed wyzwaniem uznania odnawialnych źródeł energii jako surowców do produkcji paliw. W chwili obecnej to zadanie realizowane jest głównie poprzez blendowanie konwencjonalnych paliw silnikowych z biokomponentami. Stawianie wysokich celów udziału energii ze źródeł odnawialnych w paliwach, realizowane głównie poprzez stosowanie biokomponentów, nie może pozostać bez wpływu na środowisko naturalne będące źródłem dla pozyskiwania biopaliw. Mając świadomość potencjalnego zagrożenia Wspólnota Europejska wprowadziła wymagania, które muszą być spełnione przez biopaliwa, aby mogły one być wykorzystane do zadanych celów. Wymagania te – kryteria zrównoważonego rozwoju – zostały opisane w dyrektywie 2009/28/WE.

Kryteria zrównoważonego rozwoju według RED można podzielić na dwa obszary zagadnień. Pierwszy dotyczy zdolności biopaliwa do redukcji emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia względem odpowiednika kopalnego. Drugi natomiast jest związany z ochroną terenów, na których są uprawiane rośliny do produkcji biopaliw.

Zapisy dyrektywy RED oznaczają, że **w praktyce stosowane będą tylko biopaliwa, które wykazują zdolność do redukcji emisji gazów cieplarnianych względem paliwa kopalnego na odpowiednio wysokim poziomie oraz takie, do których produkcji wykorzystano surowce roślinne nie powodujące szkód w środowisku naturalnym podczas uprawy.** Dyrektywa 2009/28/WE poza zbiorem wymagań, postawiła również podmiotom gospodarczym wymóg przedłożenia stosownych informacji, a także i przeprowadzenia niezależnego audytu tych informacji. Tym samym pojawiła się konieczność certyfikacji biopaliw na zgodność z kryteriami zrównoważonego rozwoju według wymagań RED.



Ustanawiając pewne wymagania konieczne było również wskazanie narzędzi niezbędnych do potwierdzenia ich spełnienia. W tym przypadku narzędziem takim stał się obowiązek certyfikacji biopaliw na zgodność z kryteriami zrównoważonego rozwoju, realizowany m.in. poprzez systemy dobrowolne, uznane przez Komisję Europejską w drodze decyzji. Po przeprowadzeniu niezależnego audytu przedsiębiorca otrzymuje certyfikat (zwany potocznie Certyfikatem KZR) potwierdzający, że może on poświadczać, iż produkty opuszczające jego zakład spełniają kryteria zrównoważonego rozwoju.

## System KZR INiG

Jedynym polskim systemem certyfikacji zrównoważonej produkcji biopaliw jest System KZR INiG [3]. Działając w obszarze biopaliw od wielu lat, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy podjął

prace związane z przygotowaniem systemu certyfikacji będącego przedmiotem uznania przez Komisję Europejską.

System został opracowany w oparciu o wymagania dyrektywy RED [2], a jego wdrożenie ma zapewnić przedsiębiorcom – szczególnie krajowym – działającym w łańcuchu dostaw biopaliw, biopłynów i biokomponentów, udowodnienie spełnienia wymagań w zakresie zrównoważonego rozwoju zgodnie z wymaganiami dyrektywy RED, a tym samym znowelizowanej ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Każdy system dobrowolny uznany przez Komisję Europejską podaje zakres certyfikacji. Odnosi się to zarówno do terytorium, na którym uprawiane są surowce rolne czy produkowane biopaliwa, jak i do ścieżki produkcji, czyli określenia surowców do produkcji biopaliw i technologii. System KZR INiG obejmuje oceną, pod kątem zgodności z kryteriami zrównoważonego rozwoju, biomasę uprawianą i zbieraną na terenie Unii Europejskiej, odpady i pozostałości zbierane na



terenie UE, a także surowce, biopaliwa i biopłyny wytworzone na terytorium Unii. Ocenie podlega cały cykl życia biopaliw, biopłynów i biokomponentów począwszy od etapu uprawy surowca lub punktu zbiórki odpadów, aż do etapu ostatecznego zużycia biopaliw i biopłynów, z uwzględnieniem wszystkich etapów pośrednich (skupu, pośrednictwa oraz przetwarzania biomasy). Tak więc System KZR INiG nie ogranicza wachlarza biokomponentów dopuszczonych do certyfikacji (można certyfikować również takie, które nie są wymienione w dyrektywie RED, np. biokomponenty węglowodorowe, czy inne – zaawansowanych generacji), a jako jedyne ograniczenie stawia terytorium upraw czy produkcji.

## Krótką historia KZR INiG

Pierwsze prace nad przygotowaniem Systemu rozpoczęły się już w 2010 roku. Najistotniejsze było podjęcie decyzji co do zakresu certyfikacji. Ograniczenie się terytorialnie do obszaru Unii Europejskiej pozwala na wykorzystanie funkcjonujących już tu systemów nadzorów i kontroli (np. w obszarze BHP czy rolnictwa) i tym samym – ograniczenie wymagań. Natomiast zdecydowano, że zakres certyfikacji obejmuje cały łańcuch dostaw, począwszy od producenta rolnego. Dzięki temu każdy przedsiębiorca zaangażowany w produkcję biopaliw czy obracający biomasą może uzyskać certyfikat KZR INiG – innymi słowy zaprojektowano system dostępny dla każdego, kto zgodnie z obecną ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych jest zobowiązany do posiadania certyfikatu.

Jednak do tego, żeby system zaczął faktycznie funkcjonować na rynku konieczne było jeszcze przeprowadzenie szeregu działań, przede wszystkim przeprowadzenie procesu uznania jednostek certyfikujących. Jednostka, aby móc przeprowadzać audyty i wydawać certyfikaty na zgodność z KZR INiG musi spełniać zdefiniowane przez System wymagania, co jest potwierdzane w trakcie audytu przeprowadzanego w siedzibie jednostki przez audytorów KZR INiG oraz podczas obserwacji audytu przeprowadzanego przez jednostkę u podmiotu certyfikowanego.

Pierwszą jednostką, która podpisała umowę dotyczącą współpracy w ramach KZR INiG była DEKRA Certification Sp. z o.o. Jednak żadnej wartości nie ma nawet najlepsza firma, jeśli nie dysponuje kadrą specjalistów z danej dziedziny. Dlatego w tamtym okresie najważniejsze dla Systemu KZR było przeprowadzenie cyklu szkoleń dającego uprawnienia audytorom do





przeprowadzania audytów na zgodność z wymaganiami KZR INiG.

29 lipca 2014 r. to kolejna ważna data w Systemie, ponieważ została wówczas wydana decyzja o uprawnieniu pierwszej jednostki – **właśnie dla jednostki certyfikującej DEKRA Certification Sp. z o.o.**

Informacja o uzyskaniu uznania docierała do coraz większego grona zainteresowanych, również kolejne jednostki certyfikujące nawiązywały współpracę. Komunikacja podmiotów zainteresowanych z Systemem odbywała się telefonicznie, mailowo, a także poprzez stronę internetową [4], gdzie w zakładce FAQ umieszczone były odpowiedzi na pojawiające się pytania.

28 sierpnia 2014 r. dołączyła do nas kolejna jednostka – SGS Polska Sp. z o.o., a 11 września 2014 r. grono jednostek KZR INiG powiększyło się o Bureau Veritas Polska Sp. z o.o.

We wrześniu 2014 r. w ramach KZR INiG działały już trzy jednostki certyfikujące, przyszedł więc czas na wydanie pierwszego certyfikatu. W dniu 19 września 2014 r. certyfikat wydany przez Bureau Veritas Polska Sp. z o.o., o numerze BVC/KZR/001/14, otrzymała Grupa Producentów Rolnych „JA-ROL” Sp. z o.o.

System stawał się coraz bardziej popularny; do końca października 2014 r. wydano już 14 certyfikatów. Wkrótce dołączyła także kolejna jednostka certyfikująca – 29 października 2014 r. została wydana decyzja o nadaniu uprawnienia TÜV Rheinland Polska Sp. z o.o.

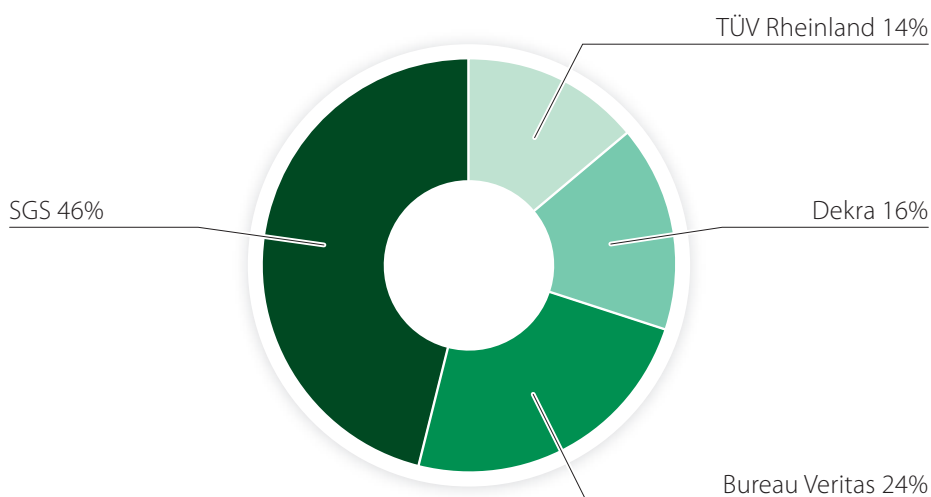
Przedsiębiorcy działający na rynku niemieckim, w ramach prawa niemieckiego, dokonując sprzedaży biokomponentów rejestrują swoje transakcje w Nabisy – stworzonej do tego celu bazie danych prowadzonej przez Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) – Federalną Agencję ds. Rolnictwa i Żywności. **Aby przedsiębiorcy certyfikowani w ramach KZR INiG mogli również dokonywać takich transakcji, konieczne było zarejestrowanie Systemu KZR INiG.** System otrzymał nr EU-BM-22 – podmioty gospodarcze certyfikowane w KZR INiG, za pośrednictwem Systemu dokonują rejestracji w bazie Nabisy, co pozwala na prowadzenie transakcji z naszymi zachodnimi sąsiadami.

Przełom roku 2014/15 – zainteresowanie Systemem INiG cały czas rośnie. W styczniu 2015 r. zarejestrowany został setny uczestnik, a 19 marca 2015 r. Bureau Veritas wydało setny certyfikat, który otrzymała

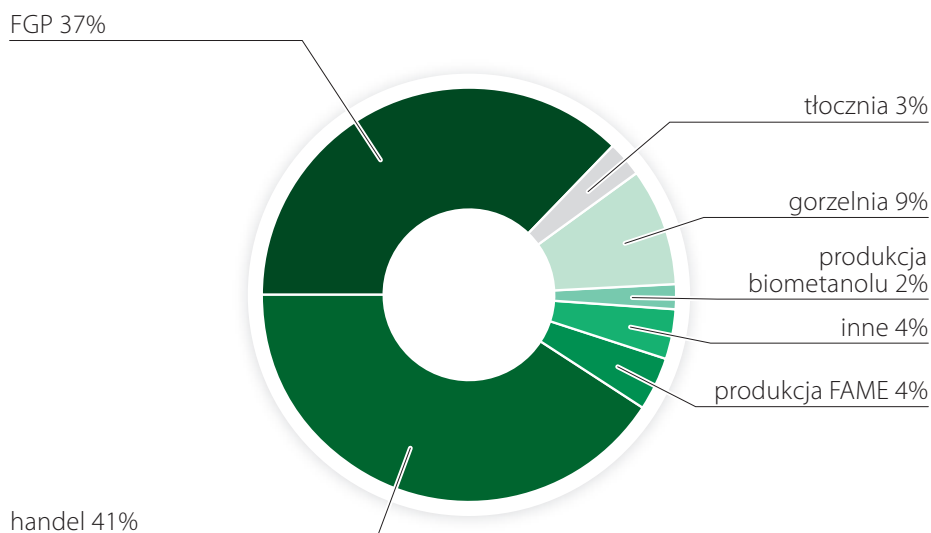
## Kalendarium KZR INIG

2011	Przygotowanie dokumentacji
lipiec 2012	Wysłanie dokumentacji do KE
grudzień 2012 – październik 2013	Ocena merytoryczna wniosku (Ecofys)
październik 2013	Komitologia
styczeń 2014	Konsultacje w Ministerstwie Środowiska
<b>czerwiec 2014</b>	<b>Wydanie decyzji</b>
czerwiec/lipiec 2014	Pierwsze szkolenia dla audytorów KZR INiG
29 lipca 2014	Uprawnienie Dekry – pierwszej jednostki KZR INiG
28 sierpnia 2014	SGS – druga jednostka certyfikująca
11 września 2014	Bureau Veritas – trzecia jednostka certyfikująca
19 września 2014	Wydany pierwszy certyfikat
29 października 2014	dołącza TÜV Rheinland – kolejna jednostka
styczeń 2015	Rejestracja w BLE
13 stycznia 2015	Zarejestrowany setny uczestnik
19 marca 2015	Wydany setny certyfikat
5 maja 2015	Zarejestrowany dwusetny uczestnik
3 czerwca 2015	NobleCert – dołącza kolejna jednostka
<b>lipiec 2015</b>	<b>Ponad 300 firm podpisało umowę z KZR INIG</b>

### Ilość wydanych certyfikatów [%]



### Podmioty uczestniczące w Systemie KZR INiG



GRUPA LOTOS S.A. W maju br. było podpisanych już 200 umów z przedsiębiorcami, a w lipcu 2015 r. – ponad 300. Dokładnie w pierwszą rocznicę uzyskania decyzji uznającej system KZR INiG, dołączyła kolejna jednostka: Noble Cert Sp. z o.o. W dniu 17 lipca 2015 r. firma TÜV NORD Polska Sp. z o.o. otrzymała uprawnienia jednostki certyfikującej Systemu KZR INIG.

W czerwcu 2015 r. wydanych było 161 certyfikatów, przez 4 uprawnione jednostki certyfikujące.

Ogółem wydano 161 certyfikatów, w tym:

- Dekra Certification Sp. z o.o. .... 26
- Bureau Veritas Polska Sp. z o.o. .... 39
- SGS Polska Sp. z o.o. .... 75
- TÜV Rheinland Polska Sp. z o.o. .... 22



Wśród podmiotów uczestniczących w Systemie największy udział mają pierwsze punkty skupu (FGP – z ang. *First Gathering Point*) oraz firmy zajmujące się handlem biomasą. Kolejną istotną grupą są gorzelnie, producenci FAME oraz tłocznie oleju.

## Co jest charakterystyczne dla KZR INiG?

System certyfikacji stanowi zbiór wymagań, które muszą być spełnione w łańcuchu dostaw biopaliw, aby finalny produkt mógł wykazać spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju.

Wymagania Systemu są zbieżne z wymaganiami dyrektywy, lecz przede wszystkim doprecyzowują szereg zagadnień, takich jak choćby sposób weryfikacji gruntów, na których uprawiane były surowce do produkcji biopaliw, sposób prowadzenia bilansu masy, czy również bardzo ważna metodyka obliczania emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia. Mimo tego iż wszystkie systemy dobrowolne opierają się o te same wymagania postawione w dyrektywie RED, to uszczegółowienia powodują jednak, że w praktyce systemy te różnią się.

Charakterystyczne dla Systemu KZR INiG jest to, że zaleca podmiotom wdrażającym wymagania adaptację już istniejących w firmie systemów tak, aby spełnić wymagania dyrektywy RED. Ideą systemu jest redukcja nadmiernych obciążeń administracyjnych poprzez minimalizację liczby obowiązkowych formularzy (możliwe jest stosowanie innego wzoru pod warunkiem zamieszczenia wszystkich informacji).

W ostatnim czasie zostały doprecyzowane procedury postępowania dla przedsiębiorców, jak i audytowe dla jednostek certyfikujących w zakresie zbiórki odpadów i pozostałości. Co ważne, procedury te zostały poddane ocenie przez Komisję Europejską. Zaktualizowano również definicje dotyczące terenów o wysokiej bioróżnorodności.

Specyficzne dla Systemu jest również podejście do niezgodności. System wyróżnia dwa ich rodzaje: drobne i poważne.

Drobne niezgodności to takie, których przyczyny zostały wykryte i mogą zostać wyeliminowane w ciągu 30 dni. Certyfikat może być wydany po zatwierdzeniu dokonanej korekty przez audytora wiodącego i po podjęciu działań naprawczych. W tym przypadku zaleca się przeprowadzenie audytu w nadzorze najpóźniej w terminie do sześciu miesięcy od zakończenia audytu certyfikującego. Jeśli niewłaściwa korekta (lub jej brak) potencjalnie może skutkować powstaniem poważnej niezgodności, przeprowadzenie audytu

w nadzorze jest obowiązkowe. W przypadku wystąpienia pojedynczej, drobnej niezgodności, gdy dowody wykonania korekty mogą być przesłane audytorowi za pośrednictwem poczty lub drogą elektroniczną (e-mail), decyzja o konieczności przeprowadzenia audytu w nadzorze należy do audytora wiodącego.

Natomiast do poważnych niezgodności zaliczane są takie, których przyczyny nie zostały wykryte lub nie mogą być wyeliminowane w ciągu 30 dni. W tej sytuacji certyfikat nie jest wydawany lub obecny certyfikat zostaje zawieszony. W przypadku poważnych niezgodności jednostka certyfikująca poinformuje niezwłocznie administratora systemu KZR INiG, w tym również o podjętych działaniach korygujących.

## Podsumowanie

W najbliższych latach udział energii ze źródeł odnawialnych będzie systematycznie wzrastał, co w obszarze paliw silnikowych będzie powodowało wzrost popytu na biokomponenty. Jednak kierunek ten nie może w efekcie powodować zniszczenia środowiska naturalnego, stąd wprowadzone zostały kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR) dla biopaliw. Zgodnie z obecnym ustawodawstwem, wymóg stosowania biokomponentów posiadających certyfikat KZR dotyczy podmiotów realizujących NCW (Narodowy Cel Wskaźnikowy), a więc głównie dostawców paliw silnikowych. Zostali oni zobligowani dyrektywą i w konsekwencji znowelizowaną ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych do stosowania wyłącznie biokomponentów spełniających kryteria zrównoważonego rozwoju, co musi być potwierdzone odpowiednim certyfikatem. Dobrym rozwiązaniem jest uzyskanie certyfikatu w ramach Systemu KZR INiG – jedyne polskiego systemu uznanego przez Komisję Europejską, co pozwala na prowadzenie transakcji w ramach Unii Europejskiej.

*Autorka jest kierownikiem  
Biura Systemu KZR INiG  
w Instytucie Nafty i Gazu –  
Państwowym Instytucie Badawczym*

### Literatura

- 1) *Przemysł i handel naftowy 2014 Raport Roczny. Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego.*
- 2) *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. L 140, 5.6.2009, p. 16).*
- 3) [www.kzr.inig.eu](http://www.kzr.inig.eu)
- 4) <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1404934125808&uri=CELEX:32014D0325>





## Rola jednostki certyfikującej SGS POLSKA w systemie KZR INiG i praktyczne aspekty uzyskania certyfikatu

# Certyfikat gwarancją jakości

**EWA WANOT**

Zawrotne tempo, dynamizm i nieustający postęp, które nieprzerwanie obserwuje się w wielu dziedzinach życia, sprawiają, że u progu XXI w. to jakość jest tą najważniejszą cechą wyznaczającą kierunek rozwoju nowoczesnych przedsiębiorstw i zakładów produkcyjnych. Według filozofii Platona, jakość oznacza właściwość, rodzaj bądź gatunek przedmiotu lub zjawiska, które ma bezpośredni wpływ na jego strukturę wewnętrzną oraz oddziaływanie i związek z otoczeniem.

Z biegiem czasu i w świetle zachodzących zmian W. E. Deming – amerykański statystyk z początku XX w. – pokusił się o pragmatyczną definicję jakości twierdząc, że jest ona formą zaspokajania aktualnych i przyszłych potrzeb klienta. Jakość i doświadczenie w zakresie certyfikacji w systemie KZR INiG zapewnia firma SGS Polska – światowy lider w świadczeniu usług z zakresu inspekcji, weryfikacji, testów i certyfikacji.

Spośród siedmiu uprawnionych jednostek certyfikujących, SGS Polska jest liderem tej certyfikacji, zdobywając 50% rynku: wydał 131 z 261 certyfikatów.

Spośród licznych branż firmy SGS jedną z dynamicznie rozwijających się w ostatnich latach jest branża Agriculture (AGRI). Zespół działu AGRI, który tworzą pracownicy z bogatym doświadczeniem i eksperci, jest w pełni świadomy, że w dobie wysokiego rozwoju konsumenci oczekują pewności, bezpieczeństwa i jakości na każdym etapie produkcji. Oferowane

przez branżę AGRI usługi budują zaufanie, zmniejszają ryzyko i przyczyniają się do utrzymywania efektywności rolnictwa w całym łańcuchu dostaw. Szeroki wachlarz usług obejmuje innowacyjne rozwiązania w zakresie żywności, środków ochrony roślin, nasion i nawozów, jak również produkcji biopaliw. Świadczone usługi zapewniają wysoką jakość – począwszy od produkcji podstawowej poprzez punkty przetwarzania i kończąc na kontroli produktu, z poszanowaniem obowiązujących przepisów prawa, właściwego przechowywania, transportu, pakowania i dystrybucji produktu końcowego.

## Normy prawne

Polska, stając się pełnoprawnym członkiem Unii Europejskiej, w ramach współtworzenia ram wzajemnego uznawania przepisów w Polsce i w krajach członkowskich oraz harmonizacji przepisów krajowych ze wspólnotowymi, zaimplementowała zapisy Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (tzw. dyrektywa RED). Decyzją Komisji Eu-



ropejskiej z dnia 3 czerwca 2014 r. został zatwierdzony polski system KZR INiG, którego celem jest ocena zgodności produkcji biomasy i biokomponentów na cele biopaliwowe z kryteriami zrównoważonego rozwoju. Uznaje on i jest uznawany przez wszystkie dobrowolne systemy w takim samym zakresie i wersji, w jakiej zostały one uznane przez Komisję Europejską.

Początki działalności firmy SGS Polska w zakresie certyfikacji KZR INiG miały miejsce 28 sierpnia 2014 r., kiedy to właściciel systemu – Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG – PIB) nadał jednostce certyfikującej uprawnienia do certyfikacji w ramach tego systemu. Obecnie, spośród siedmiu uprawnionych jednostek certyfikujących, SGS Polska jest liderem tej certyfikacji, zdobywając 50% rynku: wydał 131 z 261 certyfikatów (stan na dzień 07.08.2015 r.). Sukces ten podyktowany jest bogatym doświadczeniem audytorów branży AGRI, którzy od wielu lat poruszają się w tematyce biopaliw, świadcząc usługi w równoważnych systemach REDcert i ISCC.

## Jak uzyskać certyfikat?

Aby podmiot mógł uzyskać certyfikat zrównoważonej produkcji biopaliw i biopłynów według tego

krajowego systemu pierwszym krokiem, jaki musi podjąć, jest rejestracja w systemie KZR INiG, która gwarantuje nadanie indywidualnego numeru identyfikacyjnego. Na tym etapie podmiot występujący o rejestrację zgłasza do Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego zakres certyfikacji, którym jest zainteresowany. Do obszarów podlegających ocenie należą m.in.: indywidualna produkcja rolna i sprzedaż (z magazynowaniem lub bez), pierwszy punkt skupu wraz z audytem grupowym producentów rolnych (z magazynowaniem lub bez), punkt zbiórki odpadów/pozostałości, handel biomasą/przetworzoną biomasą (z magazynowaniem lub bez), gorzelnie, cukrownie, tłocznie oleju, itp.

Po uzyskaniu potwierdzenia rejestracji z INiG – PIB podmiot zgłasza się do SGS Polska (lub do innej upoważnionej jednostki certyfikującej), składając wniosek o certyfikację. Na tej podstawie przygotowywana jest indywidualna oferta, zawierająca koszty całego procesu certyfikacji, dostosowana do wielkości przedsięwzięcia i zgłoszonego zakresu. Podczas ofertowania brane są pod uwagę m.in. liczba magazynów, liczba zadeklarowanych dostawców zrównoważonej biomasy czy sposób wyznaczania wartości GHG. Akceptacja oferty wiąże się z podpisaniem umowy o współpracy przez obie strony – podmiot certyfikowany i SGS Polska.





W dalszej części procesu wyznaczony audytor kontaktuje się z klientem w celu ustalenia daty audytu, a po ustaleniu szczegółów klientowi przesyłany jest plan audytu. W dniu kontroli weryfikowane są wszystkie obszary zgłoszone do certyfikacji.

Uczestnictwo w systemie KZR INiG przynosi wiele zalet uczestnikom tej certyfikacji: jest to jedyny krajowy system, zatem wszelki kontakt, dokumenty i szkolenia prowadzone są w języku polskim.

Na spotkaniu otwierającym ważną rolę audytora jest m.in. potwierdzenie zgłoszonego zakresu do certyfikacji, przedstawienie celu audytu, możliwości wystąpienia niezgodności oraz konsekwencji z nich wynikających. Jest to bardzo istotny element audytu, bo ma on również skutkować nawiązaniem partnerskiej relacji między stroną audytowaną a audytorem. Jasne określenie celów i wspólne stanowisko obu stron, odnoszące się do szukania potwierdzenia zgodności, a nie niezgodności, ma przyczynić się do prawidłowego funkcjonowania wdrożonego systemu. Audytor prowadzi kontrolę w oparciu o opracowane listy kontrolne, badając metodą próbkowania sposób realizacji systemu w przedsiębiorstwie.

W celu oceny funkcjonowania systemu dokonywany jest przegląd dokumentacji. Na tym etapie mogą

wystąpić niezgodności, o których prowadzący audyt jest zobowiązany na bieżąco informować klienta. Właściciel systemu określił dwa rodzaje niezgodności – poważne i drobne. Za niezgodności poważne uważa się te, których przyczyny nie zostały wykryte lub nie można ich wyeliminować w ciągu 30 dni. W tej sytuacji certyfikat nie może być wydany. W przypadku niezgodności drobnych istnieje możliwość ich zamknięcia w ciągu 30 dni przed przedstawieniem stosownych dowodów. Po zatwierdzeniu korekty przez audytora wiodącego certyfikat może zostać wydany. W takich sytuacjach Instytut Nafty i Gazu – PIB zaleca przeprowadzenie audytu w nadzorze najpóźniej do sześciu miesięcy od zakończenia audytu certyfikującego. Po dokonanej ocenie sporządzany jest raport, natomiast podczas spotkania zamykającego audytor jest zobowiązany do krótkiego podsumowania, przedstawienia decyzji o przyznaniu lub odrzuceniu rekomendacji w zakresie certyfikatu oraz do poinformowania o ewentualnych niezgodnościach i terminie ich zamknięcia pod rygorem niewydania certyfikatu zgodności.

Właściciel systemu określił dwa rodzaje niezgodności – poważne i drobne. Za niezgodności poważne uważa się te, których przyczyny nie zostały wykryte lub nie można ich wyeliminować w ciągu 30 dni. W tej sytuacji certyfikat nie może być wydany. W przypadku niezgodności drobnych istnieje możliwość ich zamknięcia w ciągu 30 dni przed przedstawieniem stosownych dowodów. Po zatwierdzeniu korekty przez audytora wiodącego certyfikat może zostać wydany. W takich sytuacjach Instytut Nafty i Gazu – PIB zaleca przeprowadzenie audytu w nadzorze najpóźniej do sześciu miesięcy od zakończenia audytu certyfikującego. Po dokonanej ocenie sporządzany jest raport, natomiast podczas spotkania zamykającego audytor jest zobowiązany do krótkiego podsumowania, przedstawienia decyzji o przyznaniu lub odrzuceniu rekomendacji w zakresie certyfikatu oraz do poinformowania o ewentualnych niezgodnościach i terminie ich zamknięcia pod rygorem niewydania certyfikatu zgodności.

Po zakończonym audycie raport jest przekazywany do recenzenta technicznego, którego zadaniem jest ponowna ocena zgodności funkcjonowania systemu z wymogami jego właściciela w danym przedsiębiorstwie. Decyzję o certyfikacji podejmuje Dyrektor Branży. Po ostatecznym zatwierdzeniu raportu i pozytywnej decyzji wydawany jest certyfikat, który następnie



jest przekazywany do klienta. Informacja o jego wydaniu jest przesyłana do właściciela systemu, który w ciągu 3 dni od uzyskania informacji zamieszcza stosowny zapis na swojej stronie internetowej. Certyfikat wydawany jest na okres 12 miesięcy i wymaga corocznego odnowienia poprzez przystąpienie do recertyfikacji.



## Zalety certyfikatu

Kilkunastomiesięczna obecność systemu KZR INiG na rynku cieszy się dużym zainteresowaniem wśród klientów, którzy stanowią różne ogniwa w łańcuchu produkcji biopaliw. Z kolei aktywność i fachowość zespołu SGS AGRI przyczynia się do dynamicznego rozwoju tego produktu na rynku.

Uczestnictwo w systemie KZR INiG przynosi wiele zalet uczestnikom tej certyfikacji: jest to jedyny krajowy system, zatem wszelki kontakt, dokumenty i szkolenia prowadzone są w języku polskim. Dzięki uznawalności tego systemu w całej Unii Europejskiej podmioty uczestniczące w łańcuchu mają możliwość eksportu produktu za granicę. Wdrożenie systemu KZR INiG umożliwia producentom spełnienie wymagań dyrektywy RED i krajowego ustawodawstwa, a kompleksowa obsługa świadczona przez zespół SGS AGRI zapewnia sprawną współpracę, krótki czas wydania certyfikatu i fachowość audytorów.

W przypadku pytań miło nam będzie udzielić Państwu wyczerpujących informacji, dlatego zachęcamy do kontaktu. Wszelkie zapytania prosimy kierować na adres: SGS Polska, ul. Bema 83, 01-233 Warszawa, tel. (22) 329 22 97 bądź na pocztę elektroniczną: [piotr.wojciechowski@sgs.com](mailto:piotr.wojciechowski@sgs.com), [ewa.wanot@sgs.com](mailto:ewa.wanot@sgs.com).

Zapraszamy do współpracy!

*SGS Polska Sp. z o.o.  
ul. Bema 83, 01-233 Warszawa  
tel. (22) 329 22 97*

*Ewa Wanot: 691 767 814,  
[ewa.wanot@sgs.com](mailto:ewa.wanot@sgs.com)*

*Piotr Wojciechowski: 691 767 968,  
[piotr.wojciechowski@sgs.com](mailto:piotr.wojciechowski@sgs.com)*

### Literatura:

- 1) *Dokumenty systemowe SGS Polska.*
- 2) *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.*
- 3) *Wytyczne dla audytora i prowadzenia audytu, System KZR INiG-PIB/10, opracowano w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym (wyd. 1 z 05.06.2014 r.).*
- 4) *[www.kzr.inig.eu](http://www.kzr.inig.eu) (dostęp: 07.08.2015 r.).*



# INSTYTUT NAFTY I GAZU

Państwowy Instytut Badawczy



**INNOWACJE**



**WDROŻENIA**



**ROZWÓJ**

[www.inig.pl](http://www.inig.pl)

[office@inig.pl](mailto:office@inig.pl)



# W poszukiwaniu nowych źródeł energii

Nasza wiedza i kompetencje to wynik  
wielu lat doświadczeń w branży



Naszym celem strategicznym jest dostęp do nowych zasobów ropy i gazu w Polsce i na świecie. Dlatego stale rozwijamy i zdobywamy nowe kompetencje w obszarze poszukiwania i wydobywania węglowodorów.