

NR 9 (161)
wrzesień
2011 r.
miesięcznik
Rok XIV
ISSN-1505-523X

15,75 zł w tym 5% VAT

wiadomości

NAFTOWE I GAZOWNICZE

Czasopismo Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego





Naturalny przepływ energii

Zapewniamy bezpieczną i efektywną pracę systemu gazowniczego oraz niezawodne dostawy gazu ziemnego do odbiorców na obszarze południowo-zachodniej części Polski.



Piotr Dziadzio
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Ten, jesienny już numer „Wiadomości...” rozpoczynamy artykułem pt. „Koncepcja wykorzystania wód termalnych oraz trójgeneracji w hydrociepłowni w Piasecznie” opracowanym przez Krzysztofa Karnkowskiego i Bogdana Nogę. Publikujemy ten materiał ze względu na opisany w nim nowy, jak sami autorzy go określają pionierski, charakter inwestycji. Moim zdaniem jest to bardzo interesujący artykuł. Opisuje on etapowość realizacji projektu, od wykonania otworu Piaseczno GT-1, który będzie wykonany przez PNiG Jasło sp. z o.o. Odz. „Naftgaz” w Wołominie, poprzez utworzenie Zakładu Geotermalnego, który będzie odpowiedzialny za eksploatację i zagospodarowanie wody termalnej, a następnie budowę kompleksu balneologicznego wykorzystującego odnawialną energię ciepłą z wody termalnej. Jest to o tyle interesujący projekt, że może on być wzorcem dla realizacji podobnego typu projektów związanych z OZE i kogeneracją gazową na terenie całego kraju.

Kolejnym prezentowanym materiałem jest artykuł przygotowany przez Cezarego Szyjko pt. „Uwarunkowania prawne rozwoju rynku gazu w Polsce”. Materiał ten będąc na pograniczu zarówno aspektów prawnych, jak i analizy ekonomicznej dobrze prezentuje dzisiejszą sytuację na rynku gazu ziemnego w Polsce, na tle Europy. Autor analizuje kluczowe kwestie warunkujące tworzenie konkurencyjnego rynku gazu w Polsce. Ten sam autor podsumowuje, w kolejnym publikowanym materiale, półmetek polskiej prezydentury. Krótko streszczając należy stwierdzić, że Polska prezydentura przyczyniła się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Europy i nadała nowy wymiar globalnemu dialogowi energetycznemu. Zachęcam do zapoznania się z prezentowanymi opiniami.

Gaz ziemny w obliczu rosnących potrzeb i bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak też w kontekście jego szacowanych zasobów (shale

gas) jakie posiada Polska oraz bezpieczeństwa Europy jest dzisiaj kluczowym tematem również w ujęciu politycznym. Dlatego też postanowiliśmy zapoznać Was z poglądami jakie na ten temat posiadają dwie główne partie polityczne. Jest to pewnego rodzaju novum w naszym wydawnictwie, jednak przed wyborami parlamentarnymi, gdzie jednym z głównych tematów jest bezpieczeństwo energetyczne kraju warto zapoznać się z takimi opiniami. Zawarte są one w dwóch wywiadach z Dawidem Jackiewiczem, posłem na Sejm RP, zastępcą przewodniczącego Komisji Skarbu Państwa, PiS i Andrzejem Czerwińskim, posłem na Sejm RP, przewodniczącym Parlamentarnego Zespołu do Spraw Energetyki, PO.

W kolejnym rozdziale trzy wiadomości z obszaru działalności Spółek Gazownictwa: Mazowieckiej, Karpackiej i Wielkopolskiej. Wszystkie inwestują i rozwijają przemysł gazowniczy w Polsce, ale również dbają o przyszłą kadrę pracowniczą, co świadczy o odpowiedzialności biznesowej za rozwój społeczeństwa i przedsiębiorstw.

W rozdziale „Krótkie wieści z kraju i ze świata” oprócz wielu interesujących doniesień na uwagę zasługuje wiadomość z PGNiG o rozpoczęciu technicznej eksploatacji gazu łupkowego z otworu Lubocino-1. Jest to bardzo obiecujący początek, jednak na zagospodarowanie i końcowy rezultat ekonomiczny trzeba jeszcze trochę poczekać.

Kończąc to wprowadzenie chciałem jeszcze wspomnieć o informacjach z życia stowarzyszenia, zawartych w Biuletynie Informacyjnym Zarządu Głównego SITPNiG oraz o relacjach z konferencji - wspomnę tutaj o jednej z nich, jubileuszowej, podsumowującej 50-lecie górnictwa naftowego na Nizie Polskim, która miała miejsce w Rybakach. To wydanie zamykamy relacjami ze sportowych zmaganiach branżowców w Oddziałach PGNiG w Zielonej Górze i w Sanoku oraz informacją o nowej pozycji wydawniczej — „Poradniku techniczno-budowlanym dla użytkowników sieci gazowej w systemie dystrybucyjnym”.

Prób Dobralis

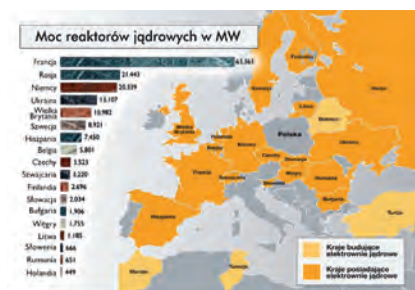


NAUKA W TECHNIKA.

- Koncepcja wykorzystania wód termalnych oraz trójgeneracji w hydrociepłowni w Piasecznie 4
- Geotermia Warszawska 7

ANALIZY W KOMENTARZE.

- Uwarunkowania prawne rozwoju rynku gazu w Polsce 9
- Konkluzje polskiej prezydencji: Unia wobec globalnego dialogu energetycznego 16



- Wywiad z Dawidem Jackiewiczem, posłem na Sejm RP, zastępcą przewodniczącego Komisji Skarbu Państwa, Prawo i Sprawiedliwość 20
- Wywiad z Andrzejem Czerwińskim, posłem na Sejm RP, przewodniczącym Parlamentarnego Zespołu do Spraw Energetyki, Platforma Obywatelska 21

WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.

- Zawód – technik gazownictwa 22



- Inwestując w pomiary 24

- Inwestycje wsparte przez Unię Europejską 25

**KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU W ZE ŚWIATA.**

- W Lubocinie koło Wejherowa popłynął pierwszy gaz z łupków na koncesji należącej wyłącznie do polskiej firmy 26
- PGNiG, wyniki w I półroczu 2011 porównywalne z rokiem ubiegłym 26
- Zasoby Wenezueli większe niż Arabii Saudyjskiej? 27
- Większe zasoby złóż Aldous i Aivaldsnes na Morzu Północnym 28
- Dobre własności zbiornikowe w otworach Wytowno S-1 i Łębork S-1 28
- Wyciek ropy na Morzu Północnym 28
- Współpraca ExxonMobil – Rosneft 28
- Total zbuduje terminal na półwyspie Jamał 28
- Zasoby złoża Sea Lion na Falklandach mogą sięgać 59 mln t ropy 28
- Ambasadorzy w LOTOSIE 29
- LOTOS Asphalt inwestuje w Jaśle 29
- Otwarcie gazociągu Polska – Czechy 29
- Udostępnienie wolnych mocy w polskim odcinku gazociągu jamalskiego od listopada 2011 r. 30
- Wkrótce rusza procedura przydzielenia zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG w Świnoujściu 31
- Fundacja ORLEN DAR SERCA przyznała stypendia uzdolnionej młodzieży 31

**RADA PROGRAMOWA CZASOPISM S I T P N i G**

prof. dr hab. inż. Maria Ciechanowska – przewodnicząca
 prof. dr hab. inż. Stanisław Stryczek – z-ca przewodniczącego
 mgr inż. Marek Lesisz – z-ca przewodniczącego
 dr inż. Aleksander Klupa – sekretarz

Członkowie:

dr inż. Beata Altkorn
 mgr inż. Urszula Furtak
 mgr inż. Adam Górka
 mgr inż. Wojciech Kantor
 mgr inż. Jacek Marczyk
 mgr Maciej Nowakowski
 prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki
 dr inż. Stanisław Szafran
 dr inż. Zygmunt Śliwiński
 mgr inż. Jan Wicorek

ZESPÓŁ REDAKCYJNY

Redaktor naczelny – dr Piotr Dziadzio
 Zastępca redaktora naczelnego – dr inż. Krystian Liszka
 Zastępca redaktora naczelnego – dr hab. inż. Rafał Wiśniowski
 Sekretarz redakcji – Konrad Korona

Redaktorzy działowi

dr inż. Krystian Liszka – Gazownictwo
 dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo
 dr hab. inż. Jan Lubaś – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, inżynieria złożowa
 mgr inż. Robert Nowak – Przemysł rafineryjny, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych

- Kalendarium 33
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 33
- X Sympozjum Naukowo-Techniczne nt. „Współczesna technika pomiarowa w gazownictwie – najnowsze regulacje prawne i problemy eksploatacyjne” 33

**KONFERENCJE W SYMPOZJA, TARGI.**

- Forum Ekonomiczne w Krynicy 2011, sprawozdanie z panelu: Wpływ gazu z łupków na rynek gazu w Polsce i Europie 35



- 50 lat minęło, jak jeden dzień... 36

**SPORT, REKREACJA W TURYSTYKA.**

- Górnicy wsiedli za kółko 38



- X Mistrzostwa PGNiG w Wędkarstwie Spinningowym 38

**WITRYNA W WYDAWNICZA.**

- Oczekiwana publikacja 40

**ADRES REDAKCJI**

ul. Kościuszki 34, 38-300 Gorlice tel./fax (0-18) 352 64 84
e-mail: redakcja.wnig@interia.pl http://www.wnig.pl

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO

dr inż. Stanisław Szafran – przewodniczący
mgr Krystyna Maciurzyńska

SKŁAD DTP:

Konrad Korona

DRUK:

FLEXERGIS Sp. z o.o.
33-300 Nowy Sącz, ul. Elektrodowa 45C
tel. 018 444 33 44

FOTO OKŁADKA:

str. I okł. – Flara przy otworze Lubocino-1. Fot. Arch. PGNiG S.A.

NAKŁAD:

1500 egz.

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ:

tel./fax (0-18) 352 64 84

WYDAWCA: STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO

31-503 Kraków, ul. Lubicz 25

tel./fax (0-12) 421 32 47

e-mail: sitpnig@sitpnig.pl

http://www.sitpnig.pl



Redakcja zastrzega sobie prawo do dokonywania skrótów i korekty językowej nadesłanych tekstów.

Koncepcja wykorzystania wód termalnych oraz trójgeneracji w hydrociepłowni w Piasecznie



Krzysztof Karnkowski



Bogdan Noga

Wprowadzenie

Przedsięwzięcie pod nazwą „Geotermia Warszawska” zostanie zrealizowane w Piasecznie, które znajduje się w bezpośrednim sąsiedztwie Warszawy i będzie ono w całości realizowane przez spółkę TERMO-GLOB. Projekt ten jest odpowiedzią na proekologiczną politykę energetyczną zarówno województwa mazowieckiego, Polski jak i Unii Europejskiej. Koncepcja budowy hydrociepłowni w Piasecznie obejmuje połączenie wykorzystania czystej i odnawialnej energii cieplnej wody termalnej oraz skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu poprzez spalanie gazu ziemnego. Przedmiotowy projekt będzie realizowany w trzech etapach:

- Etap I – wykonany zostanie otwór badawczo – eksploatacyjny Piaseczno GT-1. Celem wykonywanych prac będzie określenie parametrów hydraulicznych odwiertu, jego sprawności i możliwości eksploatacyjnych. Uzyskane parametry pozwolą na podjęcie decyzji co do sposobu zagospodarowania pozyskanych wód termalnych oraz będą podstawą do opracowania dokumentacji hydrogeologicznej i projektów technicznych Zakładu Geotermalnego.
- Etap II – utworzenie Zakładu Geotermalnego, który będzie odpowiedzialny za eksploatację i zagospodarowanie wody termalnej zgodnie z uzyskaną koncesją. Hydrociepłownia umożliwi także produkcję energii elektrycznej, energii cieplnej przy zastosowaniu paliwa gazowego oraz chłodu z zagospodarowanego ciepła odpadowego.
- Etap III – budowa kompleksu balneologicznego wykorzystującego całkowicie odnawialną energię cieplną odebraną wodzie termalnej. W kompleksie tym będą znajdowały się również baseny napełniane wodą termalną. Lecznicze właściwości wydobywanej wody będą

wykorzystywane w różnego rodzaju gabinetach zabiegowych i odnowy biologicznej.

Projekt Geotermii Warszawskiej w edycji z 2010 r. znalazł się na pierwszym miejscu listy rankingowej Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Uzyskał on 70% dofinansowanie kosztów kwalifikowanych związanych z wykonaniem otworu eksploatacyjnego Piaseczno GT-1. Przedsięwzięcie to będzie realizowane przy współudziale Przedsiębiorstwa Geologicznego POLGEOL z Warszawy, które będzie odpowiedzialne za prawidłowo wykonane badania geologiczne oraz firmy PNiG Jasło sp. z o.o. odz. „Naftgaz” w Wołominie, która będzie wykonywała wiercenie otworu geotermalnego Piaseczno GT-1. Zakończenie wykonania otworu badawczo-eksploatacyjnego Piaseczno GT-1 przewidziano na początku 2012 r.

Inwestycja znalazła dodatkowo uznanie w Ministerstwie Ochrony Środowiska, Ministerstwie Gospodarki oraz w Urzędzie Marszałkowskim Województwa Mazowieckiego. Władze lokalne (burmistrz Piaseczna) przedsięwzięcie to objęły patronatem honorowym i widzą w nim możliwość bliższej współpracy w zakresie zagospodarowania ścieków do produkcji biogazu oraz podłączenia miejskiej sieci cieplnej do odbioru produkowanego ciepła.

Przewidywane warunki hydrogeologiczne

Rejon Piaseczna leży w obrębie struktury zwanej niekłą warszawską a najkorzystniejsze warunki hydrogeologiczne dla występowania wód termalnych związane są z utworami kredy dolnej i jury dolnej.

Występowanie zbiornika dolnokredowego w rejonie Piaseczna spodziewane jest na głębokości około 1 170 - 1 220 m. Prognozowana temperatura wody termalnej z tej głębokości wynosi około 33°C - 35°C. Osady zbiornika dolnokredowego reprezentowane będą najpraw-

dopodobniej przez piaskowce drobnoziarniste i mułowce o miąższości około 50 m. Mineralizacja wody termalnej z tego horyzontu będzie niewielka i nie powinna przekroczyć 10 g/l. Zakłada się, że wydajność z piaskowców kredy dolnej z jednego otworu geotermalnego może wynieść około 50 - 75 m³/h.

Występowanie zbiornika dolnojurskiego przewidywane jest w interwale 1 840 - 1 960 m i najprawdopodobniej będzie się on charakteryzował najlepszymi właściwościami zbiornikowymi. Spodziewane są w nim największe zasoby wód termalnych spośród wszystkich perspektywicznych ogniw stratygraficznych. Zbiornik liasowy zbudowany jest głównie z piaskowców o bardzo wysokiej porowatości często przekraczającej 20% i bardzo wysokiej przepuszczalności dochodzącej do 8500 mD. Miąższość piaskowców zbiornikowych wynosi około 120 m, spodziewana temperatura wody termalnej powinna wynosić około 45 - 50°C. Mineralizacja wód dolnojurskich najprawdopodobniej będzie wynosić od 70 do 80 g/l. Spodziewana wydajność z piaskowców jury dolnej z jednego otworu geotermalnego może wynosić 100 - 150 m³/h (Gryszkiewicz i in. 2009).

Koncepcja wykorzystania wód termalnych

07.06.2010 spółka TERMO-GLOB uzyskała prawomocną Decyzję nr 383/10 Starosty Piaseczyńskiego na budowę hydrociepłowni „Geotermia Warszawska”, w której zakłada się produkcję ciepła, chłodu i energii elektrycznej. Preferowanym poziomem wykorzystania wód termalnych do celów ciepłowniczych będzie horyzont jury dolnej. Z otworu eksploatacyjnego Piaseczno GT-1 będzie można wydobywać wodę termalną o temperaturze około 50°C, która będzie mogła być bezpośrednio wykorzystana zarówno do ogrzewania wody w basenach kąpielowych wewnętrznych i zewnętrznych znajdujących się w kompleksie basenowym „Termy Warszawskie” (ryc. 1). Tak więc wydobyta woda termalna będzie najpierw kierowana na niskotemperaturowe wymienniki ciepła znajdujące się w kompleksie balneologicznym gdzie w basenach gorących temperatura wody będzie wynosiła 36°C, a w basenach kąpielowych 30°C. W basenach pływackich zakłada się temperaturę wody na poziomie 26°C. Temperatura wody w basenach zewnętrznych może być niższa od temperatury wody w basenach krytych - zwykle przyjmuje się temperaturę wody około 23°C (Noga i in. 2009). W tym przypadku bardzo efektywne będzie zastosowanie kaskadowego schładzania wody termalnej.

Schłodzona wstępnie w kompleksie basenowym „Termy Warszawskie” woda termalna

będzie następnie przetłoczona do Zakładu Geotermalnego gdzie w wymienniku WC będzie oddawała swoje ciepło wodzie sieciowej krążącej w obiegu zamkniętym. Ogrzana woda sieciowa będzie następnie stanowiła dolne źródło ciepła dla absorpcyjnej pompy ciepła (APC). Absorpcyjna pompa ciepła jest napędzana gorącą wodą o temperaturze około 160°C, przy czym całe ciepło napędowe przechodzi do wody sieciowej. Aby uzyskać ciepło napędowe można zastosować wysokotemperaturowy kocioł (KW) opalany gazem ziemnym. Dodatkowo kocioł wysokotemperaturowy wyposażony jest w ekonomizer, który dodatkowo odzyskuje ciepło od spalin i przekazuje go do wody sieciowej. Woda sieciowa po przejściu przez ekonomizer ogrzeje się do temperatury 60°C i zostanie skierowana do sieci centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Przy pomocy absorpcyjnej pompy ciepła woda termalna zostanie schłodzona do temperatury około 20°C po czym skierowana zostanie do otworu zatłaczającego Piaseczno GT-2.

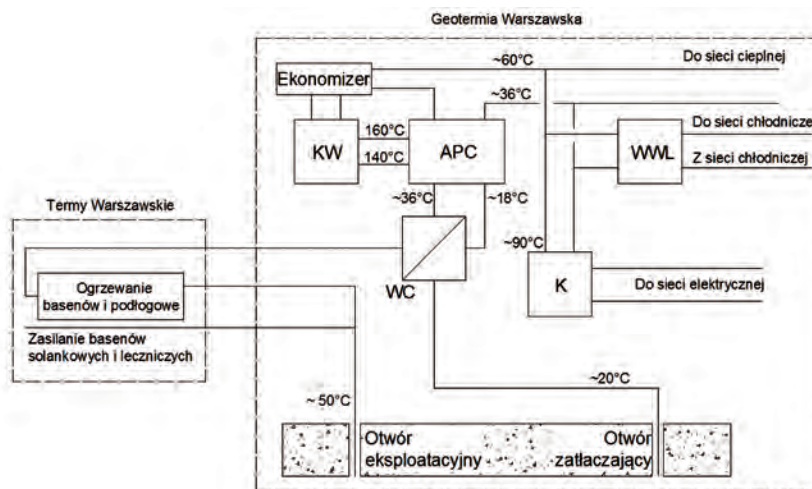
W przypadku ujęcia wód termalnych z poziomu wodonośnego kredy dolnej zaletą będzie ich niska mineralizacja, która może być nawet poniżej 3 g/l (Szewczyk 2009). Sytuacja taka pozwoli na eksploatację wód za pomocą systemu jednootworowego ze zrzutem schłodzonych wód do cieków powierzchniowych (Noga i in. 2010).

Ze względu na to, że eksploatowana woda termalna prawdopodobnie będzie miała skład chemiczny predysponujący ją do zastosowań balneologicznych jej niewielka część pobierana będzie do wykorzystywania w basenach solankowych zlokalizowanych w kompleksie basenowym „Termy Warszawskie”. Woda do tych basenów będzie pobierana bezpośrednio z ujęcia geotermalnego.

Koncepcja wykorzystania trójgeneracji

Trójgeneracja polega na skojarzeniu wytwarzania energii elektrycznej ciepła i chłodu mającego na celu zmniejszenie ilości i kosztu energii pierwotnej niezbędnej do wytworzenia każdej z tych form energii odrębnie. W systemach ciepłowniczych, w okresie letnim, poprawia ekonomiczność produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem przy niskim zapotrzebowaniu odbiorców na energię ciepłą i istniejącym zapotrzebowaniu na chłód użytkowy. Jest technologicznym rozszerzeniem kogeneracji.

Kogeneracja to skojarzona gospodarka energetyczna lub CHP (Combined Heat and Power). Jest to proces technologiczny jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i użytkowej



Ryc. 1. Uproszczony schemat wykorzystania wody termalnej w Geotermii Warszawskiej

energii cieplej w elektrociepłowni. Ze względu na mniejsze zużycie paliwa, zastosowanie kogeneracji daje duże oszczędności ekonomiczne i jest korzystne pod względem ekologicznym - w porównaniu z odrębnym wykorzystaniem ciepła w klasycznej ciepłowni i energii elektrycznej w elektrowni.

W systemach trójgeneracji moduł CHP jest źródłem energii elektrycznej oraz ciepła, a agregat wody lodowej (chiller absorpcyjny) razem z wieżą chłodniczą stanowi źródło chłodu. Chłód produkowany jest z ciepła odpadowego, które w przypadku braku możliwości jego zagospodarowania jest odpromieniowywane do atmosfery.

W rozważanym rozwiązaniu zdecydowano się zastosować własne źródło energii elektrycznej w postaci modułów prądowo-ciepłych K (ryc. 1). Moduły prądowo-ciepłe (kogeneratory) są urządzeniami konwertującymi energię chemiczną paliwa na prąd elektryczny i energię ciepłą pracując w tzw. układzie skojarzonym - zapewniającym maksymalne wykorzystanie energii zawartej w paliwach pierwotnych przy jej zamianie na energię elektryczną. Energia mechaniczna, służąca do napędu wirnika generatora prądu elektrycznego powstaje w silniku spalinowym bądź turbinie gazowej. Energia ciepła pochodzi z chłodzenia elementów roboczych urządzenia oraz odprowadzanych spalin i będzie przekazywana bezpośrednio do sieci centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Wytworzona w modułach prądowo - ciep-
lnych energia elektryczna wykorzystana będzie
na potrzeby „Geotermii Warszawskiej” i „Term
Warszawskich”. Pozostała część wyprodukowa-
nej energii elektrycznej przekazana zostanie do
niskonapięciowej miejskiej sieci elektrycznej.

W celu zintegrowania gospodarki ciepłochłodniczej zastosowano w prezentowanej instalacji absorpcyjną wytwornicę wody lodowej

(WWL) zasilaną ciepłem z silnika kogeneracyjnego (ryc. 1). Pozwoli to na wykorzystanie w lecie ciepła wytwarzanego w skojarzeniu z energią elektryczną dla produkcji energii chłodniczej niezbędnej dla zasilania chłodziń central wentylacyjnych (Noga 2011).

Skojarzenie wytwarzania chłodu przy użyciu ciepła wytwarzanego latem przez silniki kogeneracyjne bardzo korzystnie wpłynie na poprawę efektywności zastosowania trójgeneracji zaproponowanej w „Geotermii Warszawskiej”.

Proponowane rozwiązanie zapewni 15,9 MW mocy cieplnej do zagospodarowania przy czym 5,1 MW uzyskano w wyniku schłodzenia wody termalnej. W hydrociepłowni zainstalowany zostanie również wydokotemperaturowy kocioł gazowy o mocy 6 MW, który będzie służył do napędu absorpcyjnej pompy ciepła. Kocioł ten wyposażony będzie dodatkowo w 2 MW ekonomizer odzyskujący ciepło w wyniku dodatkowego schłodzenia spalin. Kolejne 2,8 MW mocy cieplnej zostanie uzyskane w wyniku chłodzenia silnika kogeneracyjnego, który będzie napędzany poprzez spalanie gazu ziemnego. Dalsze zwiększenie mocy cieplnej o ponad 8MW będzie możliwe po zainstalowaniu kolejnych silników kogeneracyjnych.

Zastosowanie silnika kogeneracyjnego wykorzystującego gaz ziemny można będzie wyprodukować około 2,1 MW energii elektrycznej. Moc ta będzie mogła być zwiększona do około 6 MW po zainstalowaniu kolejnych silników. Liczba wstawionych silników kogeneracyjnych będzie ograniczona możliwościami przesyłowymi gazociągu dostarczającego gaz do hydrociepłowni.

łączna moc chłodnicza zainstalowana w hydrociepłowni będzie wynosiła około 1,8 MW. Uzyskana moc chłodnicza rozwiązania będzie sumą mocy wytwornicy wody lodowej oraz mocy zewnętrznej wieży chłodniczej.

Podsumowanie

Planowane przedsięwzięcie polega na wykonaniu otworu badawczo - eksploatacyjnego Piaseczno GT-1, którego celem jest poszukiwanie i rozpoznawanie zasobów wód termalnych w gminie Piaseczno. Jest to pierwszy etap większego projektu, który ma na celu pozyskanie wód termalnych dla potrzeb ciepłownictwa, balneologii i rekreacji. Kolejne etapy będą polegały na budowie hydrociepłowni, która będzie dodatkowo umożliwiała skojarzoną produkcję energii elektrycznej, ciepła i chłodu.

Uzyskana wiedza i doświadczenie przy realizacji projektu wykorzystania wód termalnych oraz trójgeneracji w hydrociepłowni w Piasecznie, będzie niewątpliwie ważnym doświadczeniem dla przyszłych tego typu przedsięwzięć w Polsce. Pionierski charakter inwestycji dostarczy praktycznych wzorców (modeli lokalnych) dla realizacji podobnego typu projektów związanych z OZE i kogeneracją gazową. Firma TERMO-GLOB zainteresowana jest współpracą ze wszystkimi, którzy swoim doświadczeniem są w stanie przyczynić się do pomyślnego zakończenia i uruchomienia przedsięwzięcia oraz efektywnej jego eksploatacji.

Literatura:

- GRYSZKIEWICZ I., KAPUŚCIŃSKI J. & MIANOWSKA S. 2009 - *Projekt prac geologicznych dla rozpoznania i udokumentowania zasobów wód termalnych z utworów kredy dolnej lub jury dolnej w miejscowości Wólka Kozodawska w gminie Piaseczno*. Arch. TERMO-GLOB Góra Kalwaria.
- NOGA B. 2011 – *Koncepcja wykorzystania wód termalnych oraz trójgeneracji w hydrociepłowni w Piasecznie*. Dobry Znak nr 3(61) 10 lutego 2011, s. 12.
- NOGA B., BIERNAT H., KARNKOWSKI K. & OW CZARZAK P. 2010 – *Studium możliwości pozyskiwania i zagospodarowania wód termalnych na potrzeby Geotermii Warszawskiej*, Materiały VI Ogólnopolskiego Seminarium – Odnawialne źródła energii (pod red. J. Kalotki). Wydawnictwo Naukowe Instytutu Technologii Eksploatacji – Państwowego Instytutu Badawczego, Radom, s. 138 - 147.
- NOGA B., BUJAKOWSKA K., BIERNAT H., GRYSZKIEWICZ I., KARNKOWSKI K. & OW CZARZAK P. 2009 – *Zagospodarowanie zasobów wód termalnych ujmowanych w gminie Piaseczno dla trwałego rozwoju społeczno - gospodarczego oraz ochrony środowiska naturalnego*. Arch. TERMO-GLOB Góra Kalwaria.
- SZEWCZYK J. 2009 – *Możliwości pozyskiwania wód termalnych o niskiej mineraliza-*

cji na obszarze na południe od Piaseczna. Państwowy Instytut Geologiczny. Arch. TERMO-GLOB Góra Kalwaria.

Krzysztof Karnkowski
Absolwent Wydz. Geologiczno-Poszukiwawczego Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. W trakcie swojej kariery zawodowej pracował między innymi w Przedsiębiorstwach Poszukiwań Nafty i Gazu w Zielonej Górze i w Wołominie oraz na platformie wiertniczej „PETROBALTIC”. Od roku 1998 r. prowadzi własną działalność gospodarczą. Współpracuje z firmami z branży budowlano-instalacyjnej, zajmując się badaniami geologicznymi, geotechnicznymi, jak i opracowywaniem koncepcji mogących znacząco wpływać na poprawę ochrony środowiska i zasobów naturalnych z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. W roku 2003 założył spółkę Termo-Glob, która skupia wybitnych specjalistów i profesjonalistów z branży geologiczno-inżynierijno-budowlanej. Jest to spółka zupełnie nowatorska na rynku polskim, która działając na polach dewelopersko-energetycznym ma na celu dostarczenie na potrzeby klientów profesjonalnych projektów, jak również analizy i dokumentacji technicznej-specjalistycznej – w zakresie

wykorzystania najnowszych technologii w oparciu o najwyższe standardy ekologiczne i ochrony środowiskowej.

Bogdan Noga

Od 2001 r. pracownik Instytutu Mechaniki Stosowanej i Energetyki Politechniki Radomskiej na stanowisku adiunkta. Tytuł doktora nauk technicznych uzyskał w 2008 r. w Instytucie Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku. Zajmuje się głównie zagadnieniami związanymi z pozyskiwaniem energii ze źródeł odnawialnych – szczególnie pozyskiwanej z wód termalnych. Jest autorem i współautorem wielu opracowań naukowych oraz technicznych związanych z geotermią rozwijającą się obecnie na terenie Polski. Współpracuje również z Przedsiębiorstwem Geologicznym POLGEOL S.A. w zakresie przygotowywania: studium możliwości pozyskiwania i wykorzystywania wód termalnych i energii geotermalnej, programów funkcjonalno-użytkowych, studium wykonalności dla inwestycji w odnawialne źródła energii, wniosków o dofinansowanie odnawialnych źródeł energii zarówno ze środków krajowych, jak i zagranicznych.

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych”

Wszystkie dostarczane materiały przeznaczone do druku powinny być w formie elektronicznej, przesłane na adres redakcji na CD, wraz z wydrukiem. Materiały do 10 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: redakcja@wnig.pl jednakże autor musi dostarczyć dodatkowo wydruk. Każdy autor wraz z tekstem, który jest jego autorstwa, przesyła swoje zdjęcie. Tekst powinien zawierać krótki tytuł oddający prezentowaną treść. Pod nim imię (a) nazwisko(a) autora (ów), adres, e-mail. Tekst nie powinien przekraczać 10 stron A-4 wraz z grafiką i spisem cytowanych w tekście pozycji literatury. Zaleca się stosowanie czcionki Times New Roman 12 pt i podwójny odstęp między wierszami. Wszystkie przeznaczone do zamieszczania w tekście rysunki, zdjęcia, itp. powinny być cytowane jako figury. Figury numerowane w osobnych plikach (wykonane w Corel Draw 7-9 lub jako JPG lub TIFF 300 DPI) z zaznaczeniem w tekście miejsc ich umieszczenia. Podpisy pod figurami na końcu tekstu. Spis literatury powinien zawierać imię i nazwisko autora, rok publikacji, tytuł, wydawcę i strony.

WNiG znajdują się w wykazie czasopism punktowanych MNIŚz.W. Za opublikowany artykuł naukowy w WNiG, autor otrzymuje 2 punkty.

Geotermia Warszawska

W podwarszawskim Piasecznie rozpoczyna się realizacja przedsięwzięcia pod nazwą „Geotermia Warszawska”.

Projekt ten obejmuje wykonanie otworu geotermalnego Piaseczno GT-1 i stworzenie na jego bazie hydrociepłowni generującej ciepło, energię elektryczną oraz chłód a w kolejnym etapie kompleksu balneologiczno-rekreacyjnego, obejmującego baseny, gabinety zabiegowe i gabinety odnowy biologicznej.

Otwór Piaseczno GT-1 zostanie odwiercony przez Oddział NAFTGAZ w Wołominie spółki Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło sp. z o.o. Umowa pomiędzy NAFTGAZ a TERMO-GLOB sp. z o.o., spółką zajmującą się realizacją tego przedsięwzięcia, została podpisana 31.08.2011 r.

Spółkę wiertniczą reprezentowali z-ca dyrektora ds. finansowych Bożena Przybińska i gł.



Podpisanie umowy na wykonanie odwiertu geotermalnego Piaseczno GT-1 (od lewej: Bożena Przybińska, Jan Kilar, Piotr Owczarczak)

specjalista ds. rekonstrukcji i wiertnictwa Jan Kilar, natomiast inwestora reprezentował wiceprezes Zarządu Piotr Owczarczak.

Przewidywane parametry otworu są następujące:

- na głębokości 1170-1220 w kredzie dolnej spodziewana jest wydajność około 50-75 m³/h wody złożowej o temperaturze około 35°C z mineralizacją 5 g/dm³;
- na głębokości 1840-1960 w jurze dolnej

spodziewana jest wydajność około 100 - 150 m³/h wody złożowej o temperaturze około 45 - 50°C z mineralizacją 70-80 g/dm³.

Jolanta Obara-Janocha

VI Ogólnopolski Kongres

PETRO BIZNES

Energia - Paliwa - Chemia - Gaz

Organizator



Partner Merytoryczny



Partner Prawny



Główny Patron Medialny



Patron Medialny



3 PAŹDZIERNIKA 2011, Warszawa, Hotel Marriott

WWW.PETROBIZNES.PL

INNOWACJE WDROŻENIA ROZWÓJ



INSTYTUT NAFTY I GAZU
ul. Lubicz 25A, 31-503 Kraków
tel.: +48 12 421 00 33
fax: +48 12 430 38 85
www.inig.pl office@inig.pl



Laureat Konkursu TERAZ POLSKA

Uwarunkowania prawne rozwoju rynku gazu w Polsce



Cezary Tomasz Szyjko

W ostatnim czasie doszło do radykalnych zmian w funkcjonowaniu europejskiego rynku gazu ziemnego. Zmiany związane są z postępującą globalizacją gospodarki, upowszechnieniem wykorzystania gazu ziemnego oraz zmianami legislacyjnymi na rynkach gazu. Docelowo Polskę czeka pełna liberalizacja rynku gazu ziemnego. Priorytetem Polski jest poszukiwanie własnych źródeł energii, uruchomienie terminalu LNG w Świnoujściu i budowa połączenia gazowego Północ – Południe. Jakie są szanse na realizację tych projektów? Czy znajdą się środki na ich sfinansowanie? Publikacja analizuje kluczowe kwestie warunkujące tworzenie konkurencyjnego rynku gazu w Polsce, w tym problemy związane z rozdziałem monopolistów, utrudnionym dostępem stron trzecich do infrastruktury oraz nadużywaniem pozycji rynkowej w sektorze energetycznym.

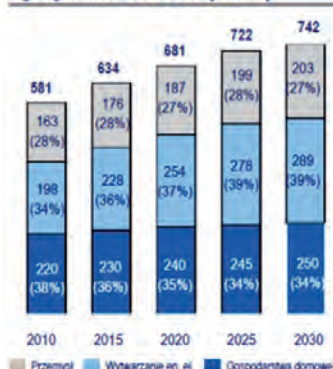
Rewizja planów gazowych UE

Gaz ziemny jest coraz ważniejszym elementem bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej, pokrywającym czwartą część zapotrzebowania w źródła energii pierwotnej i wykorzystywanym głównie do wytwarzania energii elektrycznej, ogrzewania, jako surowiec przemysłowy i jako paliwo w transporcie. Europa potrzebuje w pełni funkcjonującego, połączonego i zintegrowanego wewnętrznego rynku



Rys. 1: Dominujący gracze na rynku gazowym w Europie. Źródło: PGNiG

Struktura popytu na gaz w Europie wg segmentów, 2010-2030 (mld m³)



Rys. 2: Struktura popytu na gaz w Europie Źródło: PGNiG

energii gazu. UE wdraża 3 Pakiet Infrastruktury Energetycznej, którego ważnym elementem jest Europa Środkowa. W perspektywie żadne państwo członkowskie nie może znaleźć się na tzw. wyspie gazowej ze względu na brak infrastruktury połączeń z resztą Unii [1].

Dominujący gracze na gazowym rynku Europy nowelizują swoje strategie w kontekście 3. pakietu (patrz ramka). Dotychczasowe dokumenty nie ujmowały przede wszystkim kryzysu finansowego i będących jego następstwem zmian popytu na surowiec. Ostatnie trzy lata to również zmiany jakie przyniósł gaz łupkowy: większa podaż krajowego surowca w USA oraz rozwój rynku LNG. Ten okres wiąże się także z intensyfikacją prac nad rozbudową infrastruktury przesyłowej, nowych połączeń międzysystemowych i rozpoczęciem budowy terminali LNG w Europie. Nowe plany gazowych potentatów pokazują świadomość firm, iż liberalizacja rynku gazu w Unii Europejskiej wpłynęła na osłabienie dominującej pozycji największych spółek, a co za tym idzie, konieczne stało się poszukiwanie nowych obszarów realizacji zysków [4].

Odpowiednie, zintegrowane i niezawodne sieci gazowe to nie tylko podstawowy warunek realizacji celów polityki energetycznej UE, ale również warunek realizacji strategii gospodarczej UE. Rozwój infrastruktury gazowej pozwoli UE nie tylko zapewnić prawidłowo funkcjonujący wewnętrzny rynek energii, ale zwiększy też bezpieczeństwo dostaw, umożliwi integrację różnych źródeł energii, zwiększy efektywność energetyczną oraz zapewni konsumentom korzyści wynikające ze stosowania nowych technologii i inteligentnego wykorzystania energii.

Korytarz Północ-Południe

UE rozumie, że płaci wysoką cenę za swoją przestarzałą infrastrukturę energetyczną, którą charakteryzują słabe połączenia międzysystemowe. W styczniu 2009 r. rozwiązaniom na rzecz wyeliminowania przerw w dostawie gazu w Europie Wschodniej przeszkodził brak opcji zwrotnego przepływu gazu oraz niewłaściwa

Dokumenty prawne związane z „3 Pakietem Legislacyjnym”:

- Regulacja EC 713/2009 z 13 lipca 2009 ustanawiająca Agencję ds. Współpracy Regulatorów Energii (ACER);
- Regulacja EC 714/2009 z 13 lipca 2009 o warunkach dostępu do sieci związanych z trans-graniczną wymianą energii elektrycznej;
- Regulacja EC 715/2009 z 13 lipca 2009 o warunkach dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego;
- Dyrektywa 2009/72/EC z 13 lipca 2009 dotycząca wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej;
- Dyrektywa 2009/73/EC z 13 lipca 2009 dotycząca wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu ziemnego¹

1. 3-ci Pakiet Energetyczny wszedł w życie z dniem 3 marca 2011 roku. Niestety do dnia dzisiejszego nie wszedł on w Polsce w pełnym zakresie.

Źródło: opr. własne

infrastruktura połączeń międzysystemowych i magazynowania. Ryzyko i koszt przerw w dostawach oraz straty znacznie się zwiększą, jeżeli UE nie zainwestuje pilnie w inteligentne, efektywne i konkurencyjne rurociągi i nie wykorzysta swojego potencjału poprawy efektywności energetycznej [3]. Zwiastunem nowej unijnej polityki jest gazociąg w Słobodnicy. To część inwestycji związanych z tworzeniem energetycznego „korytarza Północ-Południe”, który ma połączyć państwa UE z Europy Środkowej - od gazoportu w Świnoujściu do takiego terminalu w Chorwacji i gazociągu Nabucco, który będzie dostarczać gaz ze złóż nad Morzem Kaspijskim.

Po dwóch latach budowy w sierpniu br. otwarto rurociąg, który pozwoli Chorwacji sprowadzać gaz z Węgier i w drugą stronę dostarczać skroplony surowiec z gazoportu nad Adriatykiem. Nowy gazociąg z miejscowości Słobodnica we wschodniej Chorwacji do miasta Varosfold w środkowych Węgrzech ma 290 km długości i kosztował 395 mln euro. Jedna trzecia rury budowanej od 2009 r. leży w Chorwacji, a reszta na terenie Węgier. Rurą można transportować w obu kierunkach 6,5 mld m sześć. gazu rocznie. To dwa razy więcej niż roczne zużycie gazu w Chorwacji, która na dodatek dwie trzecie zapotrzebowania na gaz pokrywa z własnych złóż i importuje tylko ok. 1 mld m sześć. gazu rocznie.

Nowa rura pozwoli dostarczać z Węgier gaz także do Bośni, ale również wtedy może przesy-



opis mapy:

1. Elementy korytarza gazowego Północ-Południe
2. Planowany gazociąg Polska-Litwa
3. Europejska część planowanego gazociągu Nabucco
4. Terminal LNG
5. Terminal LNG Adria

Rys. 3: Mapa połączeń gazowych w Europie Środkowej. Źródło: Centrum Analiz NaftaGaz.pl

Kluczowe elementy polityki energetycznej Polski obejmują:

- budowę terminalu LNG w Świnoujściu,
- zwiększenie podziemnych magazynów gazu,
- rozszerzenie systemu przesyłu i dystrybucji,
- zwiększenie krajowego wydobycia gazu ziemnego, w tym łupkowego.

lowe gazociągu nie będą w pełni wykorzystane. Większe szanse na to są w przyszłości, gdy zakończy się budowa gazoportu na chorwackiej wyspie Krk nad Adriatykiem. Wtedy oddana teraz do eksploatacji rura będzie transportować do Europy Środkowej surowiec dostarczany w skroplonej postaci do nowego terminalu. Będzie to część nowego korytarza energetycznego Północ-Południe, który ma połączyć nowe źródła dostaw gazu do Europy Środkowej - od gazoportu w polskim Świnoujściu do gazociągu Nabucco ze złóż nad Morzem Kaspijskim.

Podstawowym warunkiem powodzenia korytarza jest zapewnienie dostępności wszystkich elementów korytarza (zasobów gazu, infrastruktury transportowej i podstawowych umów) zarówno we właściwym czasie, jak i w znacznym zakresie. Dotychczas dokonano znacznego postępu w tym kierunku. Dzięki pomocy

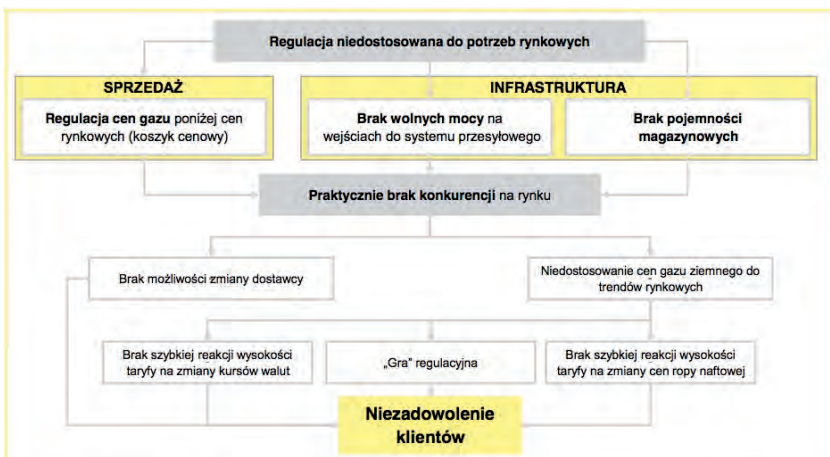
finansowej ze strony Komisji (programy EPNG lub TEN-E) i wielkim staraniom przedsiębiorstw będących operatorami gazociągów, określone projekty transportowe, czyli Nabucco, ITGI, TAP i White Stream są już na etapie opracowywania i ocenia się również inne opcje. Projektem Nabucco i Posejdon, podmorskiemu połączeniu międzysystemowemu na linii Włochy-Grecja stanowiącemu część ITGI, przyznano częściowe zwolnienie z wymogu zapewnienia dostępu stronom trzecim (tzw. „zwolnienie na podstawie art. 22”).

Liberalizacja polskiego rynku

To właśnie Polska zrobiła pierwszy krok w kierunku utworzenia korytarza Północ-Południe. Wkrótce gaz popłynie ukończonym już po stronie polskiej połączeniem z Czechami w okolicach Cieszyna. W ten sposób zyskujemy fizycz-

Segment rynku	Unia Europejska	Polska	
Poszukiwanie i Wydobycie	Brak regulacji	Regulacja pośrednia	Potrzeba zmian
Przesył	Zaawansowane modele regulacji	Regulacja niedostosowana do potrzeb	Potrzeba zmian
Magazynowanie	Regulacja stymulująca rozwój rynku	Regulacja analogiczna do krajów UE	
Obrót Hurtowy	Brak regulacji	Restrykcyjna regulacja	Potrzeba zmian
Dystrybucja	Regulacja stymulująca rozwój rynku	Regulacja analogiczna do krajów UE	
Handel detaliczny	Brak regulacji	Restrykcyjna regulacja	Potrzeba zmian

Rys. 4: Charakterystyka porównawcza ram regulacyjnych rynku gazu w Polsce i UE. Źródło: Ernst&Young



Rys. 5: Kluczowe wyzwania otoczenia regulacyjnego w Polsce. Źródło: Ernst&Young

ne połączenie z całą siecią gazociągów i gazowym węzłem w Baumgarten (Austria). Zdaniem doradcy zarządu Biura Projektów Gazoprojekt Adama Matkowskiego, budowa kilku połączeń międzysystemowych jest korzystniejsza niż jeden wielki projekt [5]. Znane są plany budowy łącznika ze Słowacją w okolicach przełęczy Łupkowskiej. „Ma to sens, jeśli Słowacy połączą się z Węgrami. Wtedy będzie można tłoczyć tamtędy ok. 3,5 mld m sześciennych gazu rocznie” - powiedział Matkowski. Dodał, że to połączenie będzie uzupełnieniem łącznika pod Cieszyнем. Matkowski ocenił, że w te plany dobrze wpisuje się projekt gazociągu Nabucco (z Iranu). Zaznaczył, że jeżeli zostanie on dociągnięty do węzła w Baumgarten, to dzięki konektorom Polska zyska bezpośredni dostęp do niego.

Polska potrzebuje w pełni funkcjonującego, połączonego i zintegrowanego dostępu do wewnętrznego rynku UE w obszarze energii. Zdaniem ekspertów za 3-5 lat Polsce zacznie brakować energii, a deficyt gazu spowoduje wzrost cen. Dotychczasowe połączenie międzysystemowe z Europą są za słabe aby importować energię. W Polsce największy wpływ na funkcjonowanie rynku gazu miało wprowadzenie liberalnych reform prawnych. Ale niestety np. wykorzystanie w praktyce prawa zmiany sprzedawcy energii elektrycznej wciąż obciążone jest ograniczeniem - zakłady energetyczne, mając monopol geograficzny, nie kwapią się do informowania swoich klientów o możliwości zmiany dostawcy energii elektrycznej. [1]

Również rynek gazu ziemnego wciąż czeka na zmiany. Podjęte dotychczas działania służące liberalizacji rynku gazu, jak dotąd w niewielkim zakresie przyczyniły się do zwiększenia konkurencyjności gospodarki i wyrównania standardów życia między Polską a pozostałymi krajami UE. Nie doprowadzono do rozbicia monopolu, czego przejawem jest brak dostaw gazu opartych na wykorzystaniu zasady TPA. Brak niezbędnych ustaw regulujących rynek gazu ziemnego przyczynia się do groźby nieoczekiwanego wzrostu cen i zwiększenia ryzyka kryzysu energetycznego.

Szansą na uzdrowienie sytuacji jest pojawienie się na rynku gazu konkurencji. Być może taka sytuacja będzie miała miejsce jeżeli uruchomione zostaną polskie złoża gazu łupkowego, którymi zainteresowane są nie tylko PGNiG, ale też Shell, BP czy Gazprom. Wstępne szacunki określają wielkość polskich zasobów tego gazu między 1,5 a 3 bln m. sześć. Mogłyby to pokryć krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny przez 100 lat, bo roczne zużycie w Polsce to ok. 14 mld m. sześć. - Jesteśmy zdeterminowani, aby wydobyć gaz łupkowy w Polsce stało się faktem, stwierdził premier Donald Tusk.

2 grudnia 2010 r. weszło w życie Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) NR 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE. Biorąc pod uwagę znaczenie gazu w koszyku energetycznym Unii, podejmowane są wszelkie kroki niezbędne do zapewnienia nieprzerwanych dostaw, zwłaszcza w przypadku wystąpienia trudnych warunków klimatycznych lub na wypadek zakłócenia dostaw. Uznaje się, że cele te należy realizować poprzez zastosowanie najbardziej opłacalnych środków, tak aby nie zaszkodzić względnej konkurencyjności tego paliwa w porównaniu z innymi. Na mocy dyrektywy Rady 2004/67/WE po raz pierwszy ustanowiono na szczeblu Wspólnoty ramy prawne mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu oraz właściwego funkcjonowania wewnętrznego rynku gazu w przypadku zakłóceń w dostawach gazu. Rynek gazu ziemnego w Polsce jest regulowany praktycznie w ramach każdego segmentu. Dodatkowo, modele regulacji stosowane w Polsce prowadzą do powstawania nieefektywności oraz nie przyczyniają się do rozwoju rynku gazu oraz wzrostu konkurencji.

Opracowanie wspólnych kryteriów minimalnych dotyczących bezpieczeństwa dostaw gazu powinno zapewnić w tym zakresie równe warunki konkurencji, z uwzględnieniem specyfiki krajowej i regionalnej oraz stworzyć istotne zachęty do budowy niezbędnej infrastruktury i do podniesienia poziomu gotowości na wypadek sytuacji kryzysowej. Współodpowiedzial-

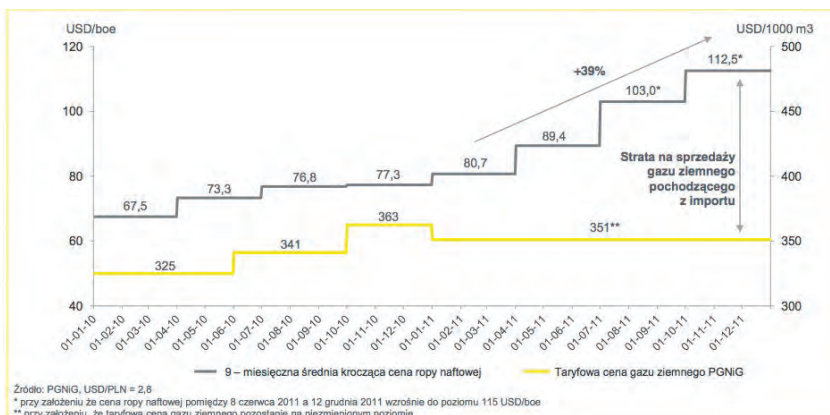
ność za bezpieczeństwo dostaw gazu spoczywa na przedsiębiorstwach gazowych, państwach członkowskich, w szczególności za pośrednictwem właściwych organów tych państw członkowskich oraz komisji w granicach zakresu działalności i kompetencji każdego z tych podmiotów. W stosownych przypadkach krajowe organy regulacyjne, o ile nie są one właściwymi organami, również powinny przyczyniać się do zapewniania bezpieczeństwa dostaw gazu w granicach zakresu działalności i kompetencji tych podmiotów zgodnie z dyrektywą 2009/73/WE. Niezadowolenie polskich odbiorców w segmencie handlu gazem jest bezpośrednią konsekwencją braku konkurencji na rynku, ze względu na niedostosowanie polskiego systemu regulacji do potrzeb gospodarki. Modyfikacja systemu regulacyjnego jest warunkiem koniecznym dla powstania nowych podmiotów w segmencie handlu gazem.

Mechanizm cenowy

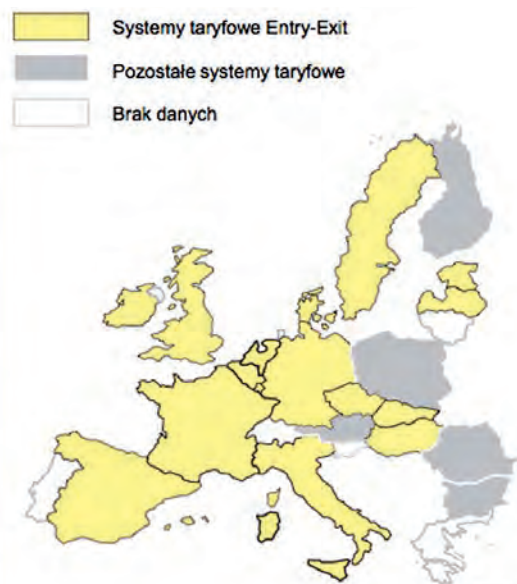
Marek Kamiński, dyrektor w dziale Doradztwa Biznesowego, Departament Gazu, z Ernst&Young zauważa, że wprowadzie liberalizacja oznacza obniżkę cen, ale rynek działa na innych zasadach i powinno się mówić o tzw. konwergencji cenowej. Priorytetem powinna być ochrona odbiorców wrażliwych. Andrzej Szczęśniak, ekspert rynku paliw, jest zdania, że rynek powinien być narzędziem a nie celem samoistnym w sobie. - Polska polityka energetyczna jest niekoherentna, a polska gospodarka nie jest dziś gotowa na takie podniesienie cen jakie szykuje nam liberalizacja, byłby to szok

x Koszt uzasadniony gazu krajowego	~	130 \$
x Shale gas wg Wood McKenzie	~	335 \$
x Cena rosyjskiego gazu 2Q 2011	~	400 \$
x Import LNG	~	510 \$
x Cena hurtowa gazu		350 \$

Rys. 6: Projekcja cen gazu. źródło: www.Szczęśniak.pl



Rys. 7: Mechanizm cenowy ropy naftowej vs. cena taryfowa gazu ziemnego PGNiG. Źródło: Ernst&Young



Źródło: Report on implementation of EU internal energy market – Technical Annex – 11.03.2010

Rys. 8: Mapa systemów taryfowych w krajach UE. Źródło: Ernst&Young



© GAZETA WYBORCZA ŹRÓDŁO: GAZ-SYSTEM

Rys. 9: Plany Gaz-Systemu

dla naszej gospodarki. Na decyzje inwestycyjne w elektroenergetyce będzie miała wpływ cena wydobycia gazu łupkowego.

Cena ropy naftowej determinuje cenę zakupu gazu ziemnego. Formuła kalkulująca wysokość ceny gazu pochodzącego z importu bazuje na średniej 9-miesięcznej cenie koszyka produktów ropopochodnych i jest silnie skorelowana z ceną ropy naftowej. Pomimo dynamicznego wzrostu 9-miesięcznej średniej ceny produktów ropopochodnych, cena taryfowa gazu pozostała do chwili obecnej na niezmiennym poziomie.

W trzecim pakiecie zobowiązuje się organy regulacyjne do uwzględnienia skutków podejmowanych przez nie decyzji dla całego rynku wewnętrznego UE. Oznacza to, że nie powinny one oceniać inwestycji wyłącznie na podstawie korzyści w swoim państwie członkowskim, ale na podstawie korzyści na skalę całej UE. Ustalanie taryf nadal odbywa się na poziomie krajowym i na tym poziomie podejmuje się także kluczowe decyzje w sprawie projektów infrastruktury połączeń międzysystemowych. Krajowe organy regulacyjne tradycyjnie dążą do zminimalizowania taryf, a to może skutkować niezapewnieniem koniecznej stopy zwrotu projektów oferujących korzyści w szerszym wymiarze regionalnym lub problemami z alokacją kosztów w wymiarze transgranicznym, trudnościami z projektami uwzględniającymi zastosowanie innowacyjnych technologii lub projektami zapewniającymi jedynie bezpieczeństwo dostaw.

Zgodnie z zaleceniami UE, GIE i CEER przeważająca większość krajów Unii Europejskiej wprowadziła już system taryf przesyłowych En-

try-Exit. Polski OSP prawdopodobnie wdroży system Entry-Exit pod koniec roku 2011. Koszty z systemu Entry-Exit dla polskiego rynku gazu:

- polskie ustawodawstwo, które ma kluczowe znaczenie w procesie taryfikacji systemu przesyłowego gazu ziemnego, nie zostało zaktualizowane do wymogów trzeciego pakietu legislacyjnego UE, jednak Gaz-System obecnie finalizuje prace nad nową taryfą Entry-Exit.
- nowy system taryfowy Entry-Exit powinien zostać wdrożony w 2011 roku.
- nowy system taryfowy ma być etapem pośrednim przed wdrożeniem pełnego modelu Entry-Exit i bazować będzie na uproszczonych założeniach.
- zróżnicowane stawki taryfowe będą prawdopodobnie wprowadzone w kolejnym okresie taryfowym i będą bazować na średnich kosztach bądź na długoterminowych kosztach krańcowych.
- nowy model taryfowy niekoniecznie umożliwił będzie dokonywanie rezerwacji mocy reverseflow, natomiast ułatwi wprowadzenie tej możliwości w przyszłości.

Strategia inwestycji

W celu liberalizacji rynku gazu utworzono w Polsce operatora gazowego systemu przesyłowego – Gaz System S.A. Do 2020 r. państwowy Gaz-System zainwestuje co najmniej 10 mld zł w gazoport i nowe gazociągi. Polska infrastruktura gazowa jest w stanie powolnej degradacji. Prawie nie inwestowaliśmy w nią od czasu zmiany systemu politycznego, czyli od

ponad 20 lat. Potrzeby są ogromne środki: do 2030 roku musimy zainwestować w energetykę około 320 mld. euro. Taka suma to ogromny wysiłek dla kraju. Gaz-System myśli już o rurach do transportu gazu łupkowego. Strategia Gaz-Systemu do 2020 r. przewiduje, że nie zabraknie pracy budowniczym gazociągów. W tym czasie firma ta chce stworzyć w Polsce system rur do transportu gazu, który będzie importowany za pośrednictwem gazoportu w Świnoujściu, a ponadto zintegrować krajową sieć z rurami u naszych sąsiadów z UE.

W połowie 2014 r. zostanie uruchomiony gazoport i do tego czasu powstanie też ok. 1 tys. km nowych gazociągów – głównie do transportu surowca z terminalu, ale także rur likwidujących „wąskie gardła” w dotychczasowym systemie. Już do końca tego roku zostanie otwarty łącznik gazowy z Czechami i zakończy się rozbudowa połączenia z niemieckimi gazociągami w Zgorzelcu. - Zaplanowaliśmy na to 8 mld zł, ale jestem przekonany, że uda się obniżyć wydatki, nawet o 1 mld zł - powiedział prezes Gaz-Systemu Jan Chadam. Firma ma już wszystkie zezwolenia środowiskowe i większość pozwoleń na budowę, a do końca roku powinna mieć także wszystkie umowy z wykonawcami [6].

Nie ma problemów z finansowaniem tych inwestycji. Z funduszy UE dostaniemy 1,76 mld zł, a komercyjne banki wykupią obligacje Gaz-Systemu za 1,7 mld zł. Chadam powiedział też, że Europejski Bank Inwestycyjny przyzna na 20 lat po 600 mln zł kredytu na gazoport i nowe gazociągi. Resztę Gaz-System wyłoży z własnej kasy. Spółka deklaruje też, że nie zbiera pieni-

dzy na inwestycje, podnosząc opłaty za transport gazu. - Chcemy zapewnić przychody spółki, zwiększając ilość przesyłanego gazu - powiedział Chadam. W Świnoujściu firma planuje zbudować elektrownię, aby uzyskać energię do regazyfikacji skroplonego gazu. I przymierza się do magazynowania gazu na własną rękę, poza magazynami PGNiG.

W drugiej połowie dekady Gaz-System chce jeszcze wybudować do 800 km nowych gazociągów, głównie na południu Polski, jako część inwestycji związanych z tworzeniem energetycznego „korytarza Północ-Południe”. - Koszt to ok. 3 mld zł. Z naszej kasy możemy wydawać przez cztery lata po 700 mln zł i trzeba będzie pożyczyć tylko 0,5 do 1 mld zł. Luzik - ocenił Chadam.

Te plany nie obejmują połączenia z Litwą i państwami nadbałtyckimi, które do 2015 r. powinny być zintegrowane z europejską siecią gazociągów - jak w tym roku zdecydowali przywódcy UE. Według Chadama budowa takiego połączenia nie ruszy wcześniej niż w latach 2016-17 i zależy od dofinansowania przez UE. Gaz-System nie przesądził też, czy będzie budować połączenie ze Słowacją, czy rozbuduje łącznik z Czechami, aby można nim było przesyłać ponad 2,5 mld m sześć. gazu rocznie.

W fazie rozważań jest budowa rur do transportu gazu łupkowego, jeśli ruszy jego eksploatacja w Polsce.

Pozycja monopolisty

Polski sektor gazu ziemnego odczuwa negatywne efekty braku liberalizacji rynku. PGNiG S.A., który jest praktycznie jedynym importem

gazu ziemnego z Rosji, faktycznie kontroluje rynek hurtowy gazu w Polsce. Grupa PGNiG jest także właścicielem sześciu regionalnych operatorów systemów dystrybucyjnych. Ponadto PGNiG jest jedynym właścicielem i wyznaczonym operatorem wszystkich podziemnych magazynów gazu ziemnego w Polsce. Zdaniem ekspertów PGNiG dominuje na rynku detalicznym z udziałem ok. 98% [1].

Zaktualizowana w lipcu br. strategii Grupy Kapitałowej PGNiG do 2015 roku nie wprowadza rewolucyjnych zmian, lecz dostosowuje plany koncernu do obecnych trendów na rynku gazu w UE i zabezpiecza jego przyszłość finansową w obliczu pojawienia się konkurencji. Wiele elementów jest konsekwencją przeniesienia ciężaru inwestycji infrastrukturalnych na Gaz-System. W stosunku do strategii PGNiG z 2008 roku, nowa wersja racjonalizuje dążenia spółki, która zrezygnowała z aspiracji zbudowania pozycji koncernu międzynarodowego, skupiając się na rozwoju międzynarodowej działalności poszukiwawczo wydobywczej w kluczowych regionach oraz zwiększeniu kompetencji w obszarze złóż niekonwencjonalnych oraz podmorskich.

Obok 15 koncesji poszukiwawczych, na obszarze których prawdopodobne jest występowanie złóż gazu łupkowego, PGNiG posiada również 6 koncesji ze złożami gazu zamkniętego (tight gas). Wymiernych efektów spółka spodziewa się w perspektywie 5-10 lat. Poza terytorium Polski, kluczowymi obszarami działalności PGNiG jest Morze Północne (udziały w 10 koncesjach), Egipt (szacowane rezerwy 22 mln ton ropy naftowej), Libia (146 mld m sześć. gazu i 15 mln ton kondensatu), Dania (2,9 mln ton

ropy) oraz Pakistan (12-13 mld m sześć. gazu).

Na 2015 rok wyznaczony został cel posiadania 650 MW własnych mocy wytwórczych, z czego 200 MW przypadać ma na budowaną elektrownię w Stalowej Woli. Biorąc pod uwagę możliwość przekroczenia wyznaczonego celu, PGNiG nie wyklucza również fuzji i przejęć w obszarze elektroenergetyki. Niepewność co do zmian legislacyjnych w ustawie o zapasach wpłynęła na zmianę strategii spółki w obszarze budowy podziemnych magazynów gazu. Docelowy poziom inwestycji został zmniejszony do 3 mld m sześć. Możliwość składowania rezerw obowiązkowych poza terytorium Polski może wpłynąć niekorzystnie na przyszły popyt na przestrzeń magazynową, co przekłada się na wzrost ryzyka inwestycyjnego. Marcin Lewenstein, dyrektor Biura Planowania Strategicznego, PGNiG SA zapowiada projekt magazynowania gazu poza granicami Polski oraz wydzielenie Operatora Systemu Magazynowania.

Podsumowanie: Dlaczego gaz?

Środki polityczne i legislacyjne przyjęte przez UE od 2009 r. zapewniły mocną i solidną podstawę dla planowania europejskiej infrastruktury. W trzecim pakiecie na rzecz wewnętrznego rynku energii ustanowiono podstawy dla planowania europejskiej sieci oraz inwestycji, zobowiązując operatorów systemów przesyłowych do współpracy i opracowania regionalnych oraz europejskich dziesięcioletnich planów rozwoju sieci gazu w ramach europejskiej sieci operatorów systemów przesyłowych, jak również w drodze ustanowienia zasad współpracy krajowych organów regulacyjnych w zakresie

źródło	jednostkowy koszt inwestycji	produktywność	wartość produkcji	SPBT	stopa dyskonta	NPV	IRR
	€/kW	h/a	€/a	a	%	€/kW	%
elektrownia słoneczna	1 600	1 000	160	10,00	8%	-440	0%
elektrownia wiatrowa	880	1 200	192	4,58	8%	511	24%
elektrownia gazowa silnik	1 500	3 000	333	4,50	8%	916	25%
gazowy silnik Sterlinga	1 750	3 500	389	4,50	8%	1472	25%
ogniwo paliwowe	2 000	4 000	445	4,50	8%	2027	25%
silnik biogazowy	3 000	4 500	657	4,56	8%	3350	24%
produktywność 3000 h/rok							
elektrownia gazowa silnik	1 500	3 000	333	4,50	8%	916	25%
gazowa silnik Sterlinga	1 750	3 000	333	5,25	8%	666	18%
ogniwo paliwowe	2 000	3 000	333	6,00	8%	416	14%
silnik biogazowy	3 000	3 000	438	6,85	8%	175	10%

Rys. 10. Zestawienie inwestycji gazowych na tle innych źródeł energii. Źródło: www.rada-npre.pl

inwestycji transgranicznych w ramach Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

Pod warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, gaz ziemny będzie nadal odgrywał kluczową rolę w koszyku energetycznym UE w nadchodzących dziesięcioleciach, zyskując znaczenie jako paliwo alternatywne na potrzeby różnych metod wytwarzania energii elektrycznej. Chociaż w perspektywie długoterminowej niekonwencjonalne źródła gazu i zasoby biogazu mogą przyczynić się do mniejszego uzależnienia UE od importu, to w perspektywie średnioterminowej wyczerpujące się rodzime konwencjonalne źródła gazu ziemnego oznaczają konieczność dodatkowego zdywersyfikowanego importu. Sieci gazu wymagają większej elastyczności, jeśli chodzi o system gazociągów, w tym dwukierunkowych gazociągów, zwiększonej pojemności magazynowej i elastyczności dostaw, z uwzględnieniem skroplonego gazu ziemnego (LNG) i sprężonego gazu ziemnego (CNG).

Również z perspektywy Polski gaz to źródło energii bardziej elastyczne, kompatybilne i efektywne. Zdaniem ekspertów nie ma innej możliwości, aby polski przemysł energetyczny zapewnił nam energię w perspektywie roku 2017 roku. Prof. K. Żmijewskiego uważa, że rola gazu w polskiej energetyce będzie rosła, a w perspektywie roku 2015 będzie on decydującym elementem polskiego mix-u zrównoważonego (razem z energetyką węglową i odnawialną). W horyzoncie roku 2020 gaz będzie stabilizował źródła odnawialne, a w horyzoncie



Rys. 11. Plany inwestycyjne. Źródło: www.rada-npre.pl

roku 2030 może bilansować szczytowo nasze krajowe źródła jądrowe. Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji ocenia, że Polska będzie potrzebować ok. 3000 MW źródeł systemowych (kilkusetmegawatowe), a stabilizacja bilansu może być w krótkiej perspektywie zapewniona wyłącznie na bazie gazu:

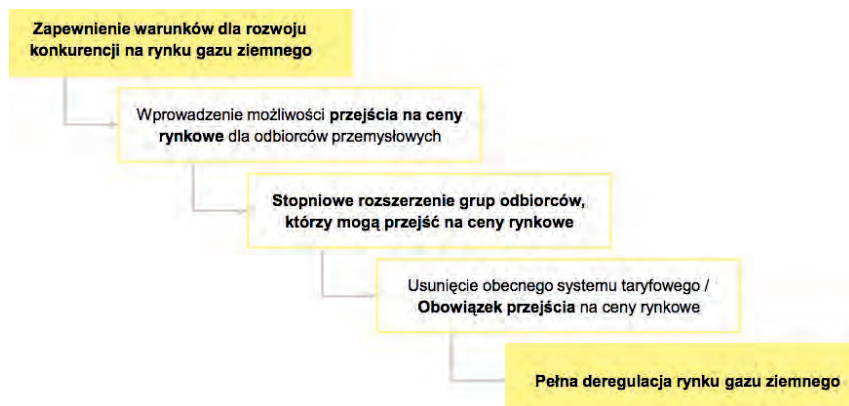
- w horyzoncie roku 2015 – gaz 1500 MW
- w horyzoncie roku 2017 – OZE (wiatr) 1500 MW

– w horyzoncie roku 2019 – fotowoltaika 1500 MW.

Docelowo Polskę czeka pełna liberalizacja rynku gazu ziemnego. Dzisiaj dla zaspokojenia swojego popytu, Polska jest zmuszona importować ok. 2/3 gazu ziemnego, w tym ponad 80% gazu ziemnego jest importowanego z Rosji. Jacek Brandt, dyrektor ds. Współpracy Międzynarodowej i Regulacji, TGE SA, uważa, że niezbędna jest dywersyfikacja źródeł importu oraz szlaków transportowych gazu. W polskim

Bariera	Sytuacja obecna oraz oczekiwane zmiany	Perspektywa zmiany
1. Ograniczony dostęp do mocy transgranicznych	- Obecnie większość mocy transgranicznych zarezerwowana przez PGNiG. - Możliwe wprowadzenie reversflow na Jamale. - Wykorzystanie istniejących mocy transgranicznych przez nowych graczy – procedura „open – season” w Lasowie (PL/GE). - Budowa nowych połączeń transgranicznych i terminalu regazyfikacji LNG.	~2-3 lata
2. Wymóg utrzymywania zapasów obowiązkowych i ograniczenia w dostępie do PMG	- Obecnie PGNiG rezerwuje całość pojemności magazynowej na potrzeby własne. - Ryzyko zezwolenia na utrzymywanie zapasów obowiązkowych na terenie UE. - Rozbudowa obecnych i budowa nowych PMG.	~1-3 lata
3. Zasady kalkulacji cen gazu ziemnego w Polsce	- Obecnie ceny dla wszystkich odbiorców są w pełni regulowane przez URE. - Obecna regulowana cena gazu nie pokrywa kosztów zakupu gazu importowanego. - Naciski UE mogą doprowadzić do zmiany restrykcyjnej polityki URE i przyspieszenia liberalizacji.	~2-3 lata

Rys. 12. Kluczowe bariery liberalizacji rynku gazowego w Polsce. Źródło: Ernst&Young



Rys. 13. Prawdopodobny scenariusz procesu liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce. Źródło: Ernst&Young

sektorze gazu ziemnego reformy rynkowe są niewystarczające.

Niezbędne warunki liberalizacji polskiego rynku gazu to m.in.:

- pełne rozdzielenie własnościowe działalności: wydobywczej, przesyłowej, dystrybucyjnej, handlowej, magazynowej;
- dostęp do zdolności przesyłowych i dystrybucyjnych;
- utworzenie niezależnego operatora systemu magazynowego;
- dostęp do zdolności magazynowych;
- odejście od kontraktów typu „take or pay” w kierunku rozwoju pełnej gamy kontraktów handlowych o zróżnicowanych terminach dostawy.

W Polsce przeważa uzależnienie od jednego źródła potęgowane brakiem infrastruktury. Do 2020 r. należy koniecznie zapewnić zdywersyfikowany portfel źródeł i dróg przesyłu gazu ziemnego oraz całkowicie wyposażoną w połączenia międzysystemowe i dwukierunkową sieć gazu z krajami UE, tam gdzie jest to właściwe. Planowana obecnie infrastruktura energetyczna musi być zgodna z bardziej długoterminowymi decyzjami politycznymi. W celu koordynowania i optymalizacji rozwoju sieci konieczna jest nowa polityka na rzecz infrastruktury energetycznej. Brak liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce uniemożliwia:

- budowę regulacyjnych jednostek wytwórczych opalanych gazem (turbiny gazowe w cyklu otwartym) niezbędnych dla utrzymania wymaganej regulacyjności polskiego systemu elektroenergetycznego, a więc obniża bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w Polsce (potrzeba budowy ok. 600 MW mocy z kontraktami krótkoterminowymi na dostawę gazu);
- budowę systemowych źródeł wytwórczych opalanych gazem (CCGT) o wysokiej sprawności i znacząco niższej emisji CO₂ (o 60%) w stosunku do źródeł węglowych (kilka tys. MW mocy z portfelem kontrak-

tów o różnych terminach dostaw gazu, z możliwością arbitrażu handlowego pomiędzy energią elektryczną a gazem);

- wykreowanie rynkowych, konkurencyjnych cen gazu dla odbiorców końcowych.

Sieci europejskie, które w miarę potrzeb będą obejmowały sąsiednie państwa, ułatwią również konkurencję na jednolitym rynku energii w UE, stymulując solidarność państw członkowskich. Przede wszystkim zintegrowana infrastruktura europejska zapewni europejskim obywatelom i przedsiębiorstwom dostęp do źródeł energii po przystępnych cenach. Przekształcenie rynku gazowego w Polsce powinno być oparte na standardach wypracowanych przez kraje europejskie, które pomyślnie przeszły ten proces. Zgodnie z tymi standardami proces deregulacji powinien przebiegać stopniowo oraz opierać się na swobodzie wyboru odbiorców pomiędzy pozostaniem w systemie regulacji, a przejściem na ceny rynkowe.

Reasumując, nowe strategie PGNiG oraz Gaz-Systemu uwzględniają zmiany wynikające z liberalizacji rynku gazu w Unii Europejskiej oraz międzynarodowe tendencje do dywersyfikacji portfela inwestycyjnego. Plany te mogą skutecznie ochronić kondycję finansową polskich spółek, które w obliczu pojawienia się na rynku konkurencji, zmuszone będą do efektywniejszej działalności w obszarze handlu i dystrybucji. Firmy starają się rozszerzać swoją działalność na nowe obszary, które zagwarantują im jednoczesną gwarancję zbytu zakontraktowanego obecnie gazu jak i zdywersyfikują wysokie ryzyko w obszarze poszukiwań i eksploatacji. Liberalizacja rynku to jednak nie tylko pojawienie się konkurencji, lecz również potencjalne korzyści wynikające ze zniesienia taryfikacji. Ciekawe wydają się zwłaszcza aspiracje PGNiG do stania się po 2015 roku międzynarodowym traderem LNG, co w obliczu dogodnego położenia geograficznego i potencjalnej eksploatacji złóż gazu łupkowego w Polsce nie jest zupełnie niemożliwe.

Bibliografia:

- [1] Materiały z debaty pt.: „LIBERALIZM CZY LESEFERYZM?”, 30.06.2011, Muzeum Gazownictwa, Warszawa. www.proinwestycje.pl (dostęp z dnia 08.08.2011.)
- [2] Matkowski A., wystąpienie na IV edycji międzynarodowej konferencji CEE GAS SUMMIT „Polska a światowy rynek gazu”, Warszawa 7-8.02.2011, <http://www.tcct.pl/> (dostęp z dnia 08.08.2011.)
- [3] Szyjko C.T., 2010, Zmiana priorytetów energetycznych w regionach, [w:] Europejski Doradca Samorządowy. Fundusze-Inwestycje-Finansowanie, Kwartalnik polskich samorządów i przedsiębiorstw komunalnych, nr. 3(18), Warszawa, s.40-46.
- [4] Szyjko C.T., 2011, Liberalizacja polskiego rynku gazu a dokończenie budowy jednolitego rynku UE, [w:] Wiadomości Naftowe i Gazownicze - czasopismo naukowo-techniczne, nr 6(158), Kraków 2011, s. 7-14.
- [5] Szyjko C.T., 2005, Rosja i Europa: energosoyuz ili energokonflikt? [in:] Navstrecu Evropie/Towards Europe (red.) A.A.Kassianova, Tomsk State University, Tomsk, s. 142-159.
- [6] Szyjko C.T., 2011, Priorytety gazowo-naftowego dialogu UE-Rosja w okresie Polskiej Prezydencji, [w:] Wiadomości Naftowe i Gazownicze, nr 7(158), Kraków 2011, s. 15-20.
- [7] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) NR 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE.
- [8] Wojtowicz R., 2011, Dywersyfikacja dostaw gazu dla Polski a wymiennosc paliw – wymagania prawne odnośnie jakości gazów rozprowadzanych w kraju oraz możliwe kierunki dywersyfikacji, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” nr 1(53), s.4-7.
- [9] Komunikat Komisji do PE, Rady, EKE-S i Komitetu Rregionów: Priorytety w odniesieniu do infrastruktury energetycznej na 2020r. i w dalszej perspektywie - plan działania na rzecz zintegrowanej europejskiej sieci energetycznej, KOM(2010) 677 wersja ostateczna.
- [10] Conclusions on energy, European Council on 4.02.2011, PCE 026/11, pełny tekst na: http://ec.europa.eu/energy/time_to_act_en.htm (dostęp z dnia 08.08.2011.)

Cezary Tomasz Szyjko
dr nauk prawnych
Uniwersytetu Jana Kochanowskiego

Konkluzje polskiej prezydencji: Unia wobec globalnego dialogu energetycznego



Dobiegł półmetek polskiej prezydencji. Zdaniem wielu obserwatorów Polska dobrze koordynuje agendę energetyczną podczas swojej prezydencji. Postęp w dziedzinie europejskiego bezpieczeństwa energetycznego to jeden z priorytetów polskiej prezydencji. Dotychczasowe inicjatywy pozwalają wnioskować, że Polska prezydencja przyczyniła się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Europy i nadała nowy wymiar globalnemu dialogowi energetycznemu. Energia powinna stać się kluczowym elementem zewnętrznej polityki zjednoczonej Europy.

Nowa polityka energetyczna

Europie potrzebna jest konsekwentna, długofalowa i spokojna polityka energetyczna wszystkich państw Unii Europejskiej. Polityka energetyczna UE zbudowana jest na trzech filarach – zrównoważenie, bezpieczeństwo dostaw i konkurencyjność. Priorytetem polityki energetycznej jest bezpieczeństwo energetyczne. Jest ono jednocześnie warunkiem rozwoju gospodarczego wspólnoty i dobrobytu społeczeństwa. Dlatego monitorowanie stanu bezpieczeństwa energetycznego powinno mieć charakter stały, a także być przeprowadzane na podstawie obiektywnych i mierzalnych kryteriów, porównywalnych w czasie. Uzyskana w ten sposób rzetelna i kompleksowa analiza posłużyć może decydentom do tworzenia i modyfikowania strategii polityki energetycznej.

Europa stoi przed rozwiązaniem strategicznych zadań sektora energetycznego: realizacja strategii jednolitej polityki energetycznej, promocja zbilansowanej struktury produkcji energii, budowanie wspólnej sieci, międzynarodowa kontrola rynku europejskiego, bezpieczeństwo dostaw, wspieranie badań i rozwoju, ograniczenie emisji szkodliwych gazów. Problemami, z którymi będą się musiały zmierzyć państwa UE są m.in.: wsparcie rozwiązań naukowych i IT, kwestia akceptacji społeczeństwa dla energetyki jądrowej, a także sposób stosowania regulacji dotyczących cen gazu.

Europa musi być energetycznie samowystarczalna. By to osiągnąć potrzebne są m.in.: nowe źródła energii, wspólne podejście całej UE do krajów spoza Europy, a także stosowanie zasady solidarności energetycznej. Największym problemem w regionie jest konieczność wielkich inwestycji w energetykę w najbliższych latach: około 150 miliardów euro na inwestycje w tym sektorze. Główne wyzwania to realizacja pakietu 3 razy 20, wypełnienie standardów emisji - ograniczenie dwutlenku siarki i azotu, odnowa aktywów wytwórczych, wdrożenie wspólnego i otwartego rynku, a także rozwój połączeń transgranicznych.

Wyzwania globalizacji

Polska prezydencja została podporządkowana logice współpracy na rzecz wzrostu, bezpieczeństwa i otwartości UE. Za cel postawiono

sobie przyczynienie się do wprowadzenia Europy na ścieżkę szybszego wzrostu gospodarczego i zwiększenia dobrobytu obywateli. Budowanie wzrostu gospodarczego w Unii nie jest możliwe bez zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, działań na rzecz wzmocnienia polityki bezpieczeństwa i obrony oraz stabilizacji granic i bezpieczeństwa wewnętrznego, czy wreszcie bezpieczeństwa żywnościowego. Prezydencja dołożyła starań, by spełnić ten podstawowy warunek dalszego pomyślnego rozwoju Europy.

Zewnętrzna polityka energetyczna ma fundamentalne znaczenie dla przyszłości UE w coraz bardziej zglobalizowanym świecie. Pozycja Unii wobec głównych producentów, konsumentów i państw tranzytowych surowców energetycznych może być zdecydowanie silniejsza, jeśli podjęte zostaną aktywne działania pozwalające na sprawniejsze funkcjonowanie UE w międzynarodowym środowisku energetycznym. Takie działanie przełoży się na znaczne oszczędności i lepsze warunki do rozwoju gospodarczego. Prace nad nową strategią energetyczną na najbliższą dekadę oraz wyzwania stojące przed UE w perspektywie średnio- i długo-terminowej powodują, że istnieje potrzeba przeprowadzenia analizy aktualnego stanu zewnętrznej polityki energetycznej UE oraz wypracowanie rekomendacji pozwalających na jej wzmocnienie.

Zmieniająca się sytuacja na globalnym rynku energii stawia przed Europą kolejne wyzwania wymagające wspólnego, pogłębionego wysiłku państw członkowskich na rzecz realizacji celów unijnej polityki energetycznej wyznaczonych w Traktacie z Lizbony. Unia potrzebuje stabilnej i długofalowej strategii na rzecz rozwoju sektora energetycznego w perspektywie do roku 2050. Polska prezydencja wyszła tym wyzwaniom na przeciw wspierając dążenia państw i instytucji europejskich do pełnego wdrożenia już przyjętych rozwiązań, takich jak III pakiet liberalizacyjny. Prezydencja zamierzała osiągnąć największy możliwy postęp w sprawie pakietu infrastrukturalnego i aktów dotyczących efektywności energetycznej, stanowiących główną część legislacji energetycznej.

Sukcesy prezydencji

Polska prezydencja zakończyła toczące się negocjacje nad rozporządzeniem o spójności

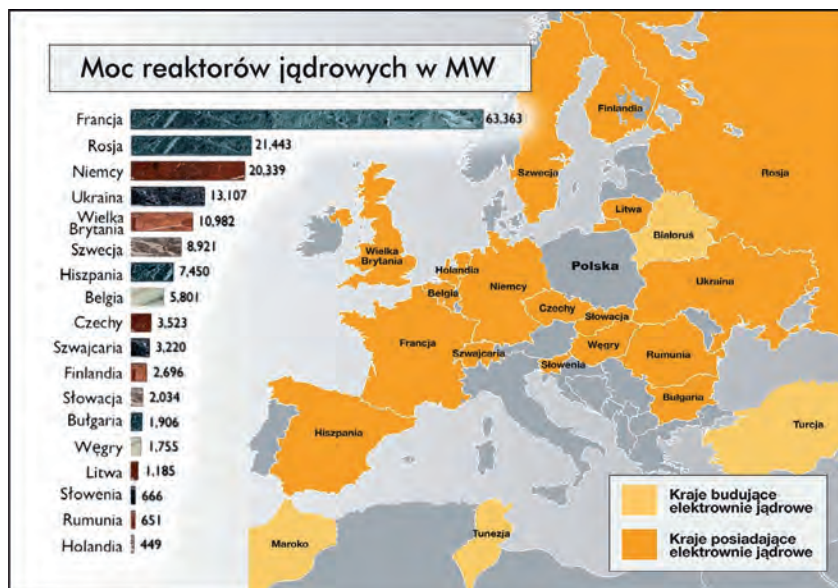


Infrastruktura sektora paliwowego w Polsce. www.ik.org.pl

i przejrzystości rynku energii (REMIT). Prezydencja również ukończyła prace nad aktami prawnymi, których przyjęcie jest uwarunkowane zewnętrznymi ograniczeniami terminowymi, jak w wypadku nowej umowy EU–US Energy Star. Polska prezydencja wniosła wkład w zdefiniowanie zewnętrznej polityki energetycznej UE. Prezydencja przeprowadziła debaty nad sposobami rozwoju tej polityki w najbliższych latach oraz mechanizmami, które pomogłyby wzmocnić głos UE w globalnym dialogu energetycznym. Na podstawie debaty, prezydencja przyjęła konkluzje Rady TTE, które zawierają jasno określony zestaw działań i instrumentów (takich jak mechanizm solidarności oraz koordynacji), których implementacja zapewni, że pozycja UE będzie właściwie uwzględniona na szczeblu międzynarodowym.

Prezydencja kontynuowała prace związane ze sfinalizowaniem prac dotyczących ustanowienia europejskich ram regulacyjnych odnoszących się do kwestii jądrowych, w szczególności związane z rewizją dyrektywy ustanawiającej podstawowe standardy bezpieczeństwa w odniesieniu do promieniowania jonizującego. Uwzględnienie potrzeby związanej z rozwojem energetyki jądrowej ma istotne znaczenie dla wzrostu bezpieczeństwa energetycznego Europy oraz dla ograniczania emisji dwutlenku węgla. Zgodnie z konkluzjami Rady Europejskiej z 24–25 marca 2011 r., prezydencja promowała stosowanie najwyższych standardów bezpieczeństwa jądrowego w Unii Europejskiej i krajach sąsiednich. Prezydencja poparła inicjatywy odnoszące się do bezpieczeństwa jądrowego w wymiarze globalnym, włączając w to rozwój systemu porozumień dwustronnych między Wspólnotą Euratom a państwami trzecimi w sprawie współpracy w zakresie pokojowego wykorzystania energii jądrowej, a także proces przeglądów bezpieczeństwa w elektrowniach jądrowych zlokalizowanych w Unii Europejskiej.

Istotnym uzupełnieniem działań w zakresie bezpieczeństwa jest wzmocnienie zdolności UE do oddziaływania na środowisko międzynarodowe w tym zakresie. Unia silna wewnętrznie, z dynamicznie rozwijającą się i innowacyjną gospodarką, mającą ugruntowaną pozycję w światowym systemie gospodarczym musi – poza swą najbardziej skuteczną „soft power” – rozwijać Wspólną Politykę Bezpieczeństwa i Obrony. Traktat z Lizbony stwarza po temu dobre warunki. Nie tylko daje podstawy prawne do budowania nowych form współpracy wewnątrz UE, ale wprowadza też ducha konsolidacji, służąc pogłębieniu integracji i dając szansę na pełniejsze wykorzystanie istniejących mechanizmów i zdolności w UE.



Energia jądrowa a bilans energetyczny poszczególnych krajów Europy. źródło: <http://elektrownia-jadrowa.pl/>

Prezydencja rozpoczęła debatę nad wzmocnieniem struktur odpowiadających za przygotowanie i planowanie operacji, tak by odzwierciedlały one unikatowy cywilno-wojskowy charakter działań stabilizacyjnych i kryzysowych UE. Wspomagała też działania na rzecz utrwalania bezpośredniego dialogu UE z NATO. Istotnym elementem polskiego przewodnictwa w Radzie UE było wzmocnienie zdolności wojskowych i cywilnych UE. Podjęto inicjatywę poprzedników w kwestii rozwoju powiązań między Wspólną Polityką Bezpieczeństwa i Obrony oraz Przestrzenią Wolności Bezpieczeństwa i Sprawiedliwości.

Wnioski dla Polski i Europy

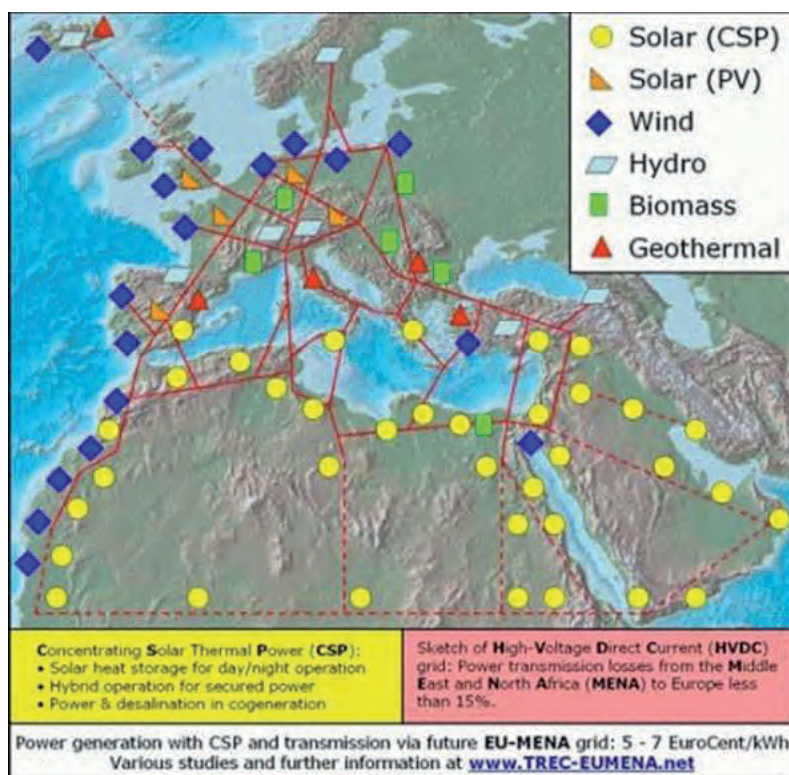
1. Monitorowanie stanu bezpieczeństwa energetycznego powinno mieć charakter stały i powinno być przeprowadzane na podstawie obiektywnych i porównywalnych w czasie kryteriów. W celu zwiększenia solidarności energetycznej należy dokonać optymalizacji zasobów ropy naftowej i gazu oraz wypracować mechanizmy reagowania w sytuacjach kryzysowych.
2. Polska to największy energetyczny rynek regionu, ale jest on także w największym stopniu zdominowany przez energię produkowaną z węgla. Od grudnia 2010 roku rynek Polski jest w pełni skoordynowany ze szwedzkim, od 2012 będzie z Europą Środkową, natomiast w 2015 roku musi nastąpić pełna koordynacja rynku UE.
3. Polska jest stosunkowo bezpieczna pod względem zaopatrzenia w paliwa i możliwości organizacji dostaw w razie kryzysu. Zapasy ropy naftowej i paliw płynnych przekraczają wymagane minima. Nie było
- by także problemu z odpowiednio szybkim dostępem do zasobów interwencyjnych.
4. Bezpieczeństwo energetyczne Polski w zakresie gazu ziemnego jest relatywnie niskie. Wydobycie krajowe surowca wyniosło 4,1 mld m³ surowca co stanowiło 31% krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny w ubiegłym roku. Wydobycie krajowe od kilku lat pozostaje na niezmiennym poziomie.
5. Aż 91% gazu importowanego do Polski pochodzi ze wschodu. Pożądana byłaby dywersyfikacja polskiego koszyka importowego na rzecz dostaw surowca z innych kierunków niż wschód. Istotną rolę w tym zakresie może odegrać realizacja inwestycji w terminal LNG w Świnoujściu.
6. Rynek gazu ziemnego w Polsce jest zmonopolizowany na wszystkich odcinkach łańcucha dostaw. Pojemność czynna podziemnych magazynów gazu oraz maksymalny poziom odbioru gazu są niewystarczające. W konsekwencji system gazowy nie jest gotowy na spełnienie zapotrzebowania w szczytowym okresie poboru gazu w sytuacji kryzysowej, a jego rozbudowa jest pożądana.
7. Polski system przesyłu gazu ziemnego charakteryzuje się tym, że jest zbudowany na linii wschód-zachód. Brakuje połączeń umożliwiających przesył lub odbiór surowca na linii północ-południe. Pierwszym faktycznie realizowanym połączeniem na linii północ-południe jest trwająca realizacja projektu budowy terminala do odbioru gazu skroplonego w Świnoujściu.
8. Drugi strategiczny projekt dywersyfikacyjny tzn. budowa połączenia polskiego i duń-

- skiego systemu przesyłowego ok. 200 km gazociągami na dnie Morza Bałtyckiego zwany projektem Baltic Pipe, nie jest faktycznie realizowany.
9. Do końca 2011 r. zostanie rozbudowany punkt odbioru gazu w Lasowie. Przepustowość na tym odcinku zwiększy się z obecnych ok. 1 mld m³ o 600 mln m³ rocznie. Ponadto trwają prace nad budową połączenia „Morawia” w okolicach Cieszyna umożliwiającego odbiór docelowo do 3 mld m³ gazu rocznie z kierunku południowego. Już od 2012 r. możliwy będzie odbiór około 0,5 mld m³ gazu ziemnego pochodzenia rosyjskiego z Czech.
 10. Przepustowość morskich terminali jest niewystarczająca zarówno jeżeli chodzi o ropę naftową jak i paliwa, w związku z czym konieczna jest budowa co najmniej jednego terminala w rejonie Trójmiasta. Podobnie niewystarczające są możliwości odbioru ropy naftowej poprzez Naftoport i powinny zostać zwiększone do minimum 45 mln ton rocznie.
 11. W przeciwieństwie do przepustowości morskich terminali paliw, przepustowość baz i terminali lądowych jest wystarczająca w stosunku do ewentualnych potrzeb w czasie kryzysu. W razie wystąpienia sytuacji kryzysowej i konieczności odbioru znacząco większych ilości paliw drogą morską zostaną uwypuklone wszystkie mankamen-
 - ty transportu kolejowego w porównaniu do transportu rurociągowego - czas transportu, możliwe realizowane wielkości wolumenów, cena.
 12. Polska jest obecnie jednym z najbardziej atrakcyjnych rynków poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach w Europie. Gaz łukowy poprawi bilans energetyczny i uniezależni Polskę od importu gazu.
 13. Nadrzędną sprawą dla bezpieczeństwa energetycznego Polski, warunkującą w znacznej części realizację nakreślonej polityki energetycznej, powinno być zróżnicowanie (dywersyfikacja) dostaw ropy i gazu. Priorytetami powinny być: budowa elektrowni atomowych i gazoportu w Świnoujściu, rozbudowa magazynów gazu ziemnego i ropy, zwiększenie wydobycia gazu ze źródeł krajowych (w tym gazu niekonwencjonalnego z łupków) i budowa połączeń do zachodnich systemów przesyłowych.
 14. Europa potrzebuje w pełni funkcjonującego, połączonego i zintegrowanego wewnętrznego rynku energii gazu i ropy naftowej. Podstawą globalnego dialogu powinien stać się Trzeci Europejski Pakiet Energetyczny, ale należałoby wypracować nową metodę strategicznego zarządzania zasobami energetycznymi i infrastrukturą na podstawie klarownej i przejrzystej metodyki, jak też w celu opracowania narzędzi mających zapewnić terminową realizację,

w tym sposobów na szybsze zatwierdzenie, lepszą alokację kosztów i ukierunkowanie finansowania w celu wzmożenia dwustronnych inwestycji prywatnych.

Bibliografia:

- [1] Materiały z debaty pt.: „LIBERALIZM CZY LESEFERYZM?”, 30.06.2011, Muzeum Gazownictwa, Warszawa. www.proinwestycje.pl (dostęp z dnia 08.08.2011.)
- [2] Matkowski A., wystąpienie na IV edycji międzynarodowej konferencji CEE GAS SUMMIT „Polska a światowy rynek gazu”, Warszawa 7-8.02.2011, <http://www.tcct.pl/> (dostęp z dnia 08.08.2011.)
- [3] Szyjko C.T., 2010, Zmiana priorytetów energetycznych w regionach, [w:] Europejski Doradca Samorządowy. Fundusze-Inwestycje-Finansowanie, Kwartalnik polskich samorządów i przedsiębiorstw komunalnych, nr. 3(18), Warszawa, s.40-46.
- [4] Szyjko C.T., 2011, Liberalizacja polskiego rynku gazu a dokończenie budowy jednolitego rynku UE, [w:] Wiadomości Naftowe i Gazownicze - czasopismo naukowo-techniczne, nr 6(158), Kraków 2011, s. 7-14.
- [5] Szyjko C.T., 2005, Rosja i Europa: energosoyuz ili energokonflikt? [in:] Navstrecu Evropie/Towards Europe (red.) A.A.Kassianova, Tomsk State University, Tomsk, s. 142-159.
- [6] Szyjko C.T., 2011, Priorytety gazowo-naftowego dialogu UE-Rosja w okresie Polskiej Prezydencji, [w:] Wiadomości Naftowe i Gazownicze, nr 7(158), Kraków 2011, s. 15-20.
- [7] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) NR 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE.
- [8] Wojtowicz R., 2011, Dywersyfikacja dostaw gazu dla Polski a wymienność paliw – wymagania prawne odnośnie jakości gazów rozprowadzanych w kraju oraz możliwe kierunki dywersyfikacji, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” nr 1(53), s.4-7.
- [9] Komunikat Komisji do PE, Rady, EKE-S i Komitetu Rregionów: Priorytety w odniesieniu do infrastruktury energetycznej na 2020r: i w dalszej perspektywie - plan działania na rzecz zintegrowanej europejskiej sieci energetycznej, KOM(2010) 677 wersja ostateczna.
- [10] Conclusions on energy, European Council on 4.02.2011, PCE 026/11, pełny tekst na: http://ec.europa.eu/energy/time_to_act_en.htm (dostęp z dnia 08.08.2011.)



Projekt śródziemnomorskiej sieci elektrycznej o nazwie Transgreen. fot. A Siegel/CC/Flickr

Cezary Tomasz Szyjko



Tu życie płynie wolniej,
a czyste górskie
powietrze poprawia
samopoczucie.



Czarna Perła Bieszczadów

Centrum Konferencyjno-
-Rekreacyjne

www.ckrczarna.pl

☎ (13) 461 61 61

faks (13) 461 61 63

e-mail: info@ckrczarna.pl

38-710 Czarna k/Ustrzyk Dolnych

liczba pokoi 59

liczba domków 10

liczba sal konferencyjnych 3

liczba miejsc w salach

konferencyjnych 170

Rekreacja

SPA, zespół basenów, solarium,
sauny, korty tenisowe, boiska
sportowe, wyciąg narciarski, sala
billardowa, indywidualne propozycje
ekstremalnego wypoczynku

Czarna to jedna z najpiękniejszych miejscowości w sercu Bieszczadów. Jest częścią magicznej krainy, która od dawien dawna ściąga ku sobie artystów, ludzi wolnych duchem, wrażliwych na piękno Połonin i dzikiej przyrody. W tym uroczym zakątku położona jest Perła Bieszczadów, Centrum Konferencyjno-Rekreacyjne Czarna. Ten ekskluzywny, nowoczesny i komfortowo wyposażony ośrodek oferuje 165 miejsc noclegowych.

Na Gości czekają: elegancki Hotel, komfortowy Dom Wczasowy, a także tradycyjne, całoroczne Domki i Apartamenty leśne. Cały kompleks, w skład którego wchodzi również baseny, korty tenisowe i boiska spor-

Po relaks do Czarnej Perły

Restauracja
Cztery Pory Roku

towe oraz wyciąg narciarski, otoczony jest lasem, życie płynie tu wolniej, w ciszy i spokoju, a górskie powietrze wpływa na dobry nastrój i poprawia samopoczucie.

W budynku hotelowym wszystkie pokoje są klimatyzowane, wyposażone w obszerne łazienki, TV, telefon, lodówkę oraz radio. Znajduje się w nim także restauracja „Cztery Pory Roku”, basen kryty oraz strefa Spa. Ciepłym wystrojem pokoi zachęca również połączony z budynkiem hotelowym Dom Wczasowy, który jest obiektem o podwyższonym standardzie.

Oferowane przez cały rok domki to przytulne drewniane chatki w leśnej okolicy, pełne domo-

wego ciepła i blasku ognia z kominka w zimowe wieczory. Każdy wyposażony jest w aneks kuchenny z lodówką, kominek, łazienkę, odbiornik TV, telefon i radio. Ponadto w dwóch apartamentach leśnych znajdą Państwo wygodny taras wyłącznie dla siebie.

Szef Kuchni restauracji „Cztery Pory Roku”, Sławomir Wytrząsek, tworzy potrawy według starannie dobranych receptur oraz lokalnych, zawsze świeżych składników. Zapraszamy do spróbowania prawdziwych przysmaków według karty odświeżanej z każdą porą roku. Nasza restauracja to nie tylko wyśmienita kuchnia, ale także przytulne i eleganckie wnętrza w sercu Bieszczad.

Organizatorom szkoleń i spotkań biznesowych ośrodek proponuje trzy klimatyzowane sale konferencyjne (dla 20, 30 oraz 120 osób). Każda wyposażona jest w wysokiej klasy sprzęt audiowizualny, który pozwoli przeprowadzić każde szkolenie. Rekreacja w Czarnej Perle Bieszczadów to także bardzo ważny element służby naszym Gościom. Dokładamy wszelkich starań, aby nasze obiekty rekreacyjne i oferowane w nich usługi aktywnego wypoczynku były zawsze dostosowane do oczekiwań, a sprzęt sportowy - najwyższej klasy.

Piękno
połonin
i dzika
przyroda

Na zwolenników aktywnego
wypoczynku czekają m.in.
zespół basenów i boiska



Wywiad z Dawidem Jackiewiczem, posłem na Sejm RP, zastępcą przewodniczącego Komisji Skarbu Państwa, Prawo i Sprawiedliwość

Nadchodzi czas wyborów parlamentarnych. Uznaliśmy, że warto przybliżyć naszym czytelnikom poglądy i opinie przedstawicieli dwóch głównych ugrupowań politycznych, na ważne kwestie dotyczące sektora ropy i gazu ziemnego w Polsce.

Marcin Sienkiewicz, w imieniu „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych”: Panie posle wciąż ważnym tematem w polskiej polityce jest problem bezpieczeństwa energetycznego. Jakie działania, pańskim zdaniem, powinny zostać podjęte w pierwszym rzędzie wobec polskiego sektora ropy i gazu?

Dawid Jackiewicz: Jestem przekonany, że należy konsekwentnie zmierzać do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego i ropy naftowej do naszego kraju. W zróżnicowaniu kierunków dostaw, dostawców i rodzaju transportu tkwi klucz do sukcesu w tym zakresie. Największą wrażliwością na konsekwencje wynikające z zakłóceń i problemów w ciągłości dostaw charakteryzuje się przede wszystkim sektor gazowy. Chciałbym przypomnieć, że realizowany obecnie projekt terminala LNG w Świnoujściu, został uruchomiony w wyniku decyzji podjętej przez rząd PiS w 2006 r. Należy konsekwentnie realizować ten projekt i pilnować terminowości jego zakończenia w połowie 2014 r., choć w naszych planach miał być to rok 2011. W chwili obecnej sytuacja wygląda tak, że pierwsza nitka Rurociągu Północnego już istnieje, a nasz terminal jest w początkowej fazie budowy. W przypadku ropy naftowej sytuacja jest nieco lepsza, ze względu na funkcjonowanie Naftoportu i rurociągu Pomorskiego. Aktualnie powinniśmy skupić się na zachowaniu i umocnieniu naszej tranzytowej roli w przesyłce ropy naftowej. Mam tu na myśli przede wszystkim zabezpieczenie interesów Naftoportu i PERN Przyjaźń, które podważane są przez uruchomienie rosyjskiego ropociągu BTS-II. Dotychczasowy kierunek przepływu ropy ze wschodu na zachód należy więc uzupełnić kierunkiem z południa (region kaspijsko-czarnomorski) na północ. Należy zatem powrócić do projektu Odessa-Brody-Adamowo (w ostatniej wersji).

M.S.: W ostatnich miesiącach wiele kontrowersji wywołała sprawa sprzedaży Grupy LOTOS. Czy ewentualna sprzedaż przez Skarb Państwa swoich udziałów może budzić słuszne obawy i niepokój o los tego przedsiębiorstwa?

D.J.: Jak najbardziej słuszne. Nie wiem czemu miałyby służyć zapowiadana „prywatyzacja”. Otoczenie biznesowe jest takie, że polskim sektorem naftowym, interesują się przede wszystkim koncerny rosyjskie np.: Gazprom Nieft, które bynajmniej nie są prywatnymi firmami o wieloletnich tradycjach. Rzeczywistość jest taka, że w Europie kontynentalnej ale także w Azji dominuje w tym sektorze własność państwowa. Sprzedaż strategicznej spółki, ulokowanej nad Zatoką Gdańską, u nasady rurociągu Pomorskiego de facto innemu państwu będzie strasznym błędem. Poza tym nie należy pozbywać się kury znoszącej złote jajka. Rafineria gdańska po przeprowadzeniu programu inwestycyjnego „10+” to obecnie najnowocześniejszy zakład tego typu w regionie, dający doskonałe podstawy do rozwoju całej grupy. Pozwólmy także LOTOSowi stopniowo i konsekwentnie budować zwoje aktywa surowcowe na Bałtyku i Morzu Norweskim. Przejęcie LOTOSU przez innych koncern mogłoby skutkować wycofaniem się z tych inwestycji.

M.S.: Czy państwo polskie powinno wspierać zagraniczną aktywność rodzimych koncernów paliwowych? Jakie kierunki ekspansji pańskim zdaniem rokuje największe nadzieje na powodzenie?

D.J.: W tym zakresie Polska powinna trzymać się reguł gry jakie obowiązują na świecie, czyli przy użyciu instrumentów polityczno-dyplomatycznych wspierać zaangażowanie naszych spółek naftowych i gazowniczych na rynkach zewnętrznych. Przede wszystkim należy wspierać realizowaną przez PGNiG i LOTOS strategię budowy zaplecza surowcowego na Morzu Norweskim i południowym szelfie Morza Bałtyckiego. Polski rząd powinien także pomagać w usuwaniu przeszkód, tak naprawdę o charakterze politycznym, z jakimi spotykał się PKN ORLEN na Litwie w ostatnich latach. Bardzo obiecującym obszarem do rozwoju współpracy gospodarczej jest region kaspijski. Azerbejdżan i Kazachstan powinny stać się w przyszłości dostawcami ropy naftowej do Europy Środkowej.

M.S.: Chciałbym poruszyć teraz temat gazu łupkowego, jednocześnie zakładając, że obecne optymistyczne szacunki co do wielkości złóż się sprawdzą. Jaka powinna być w tym zakresie polityka państwa, jakie cele powinna zrealizować?

D.J.: Na takie pytania powinna dać odpowiedź strategia rządowa, której nasze państwo



niestety jeszcze nie posiada. W moim przekonaniu polityka w tym zakresie powinna zmierzać przede wszystkim do osiągnięcia gazowej samowystarczalności, następnie uczynienia z Polski eksportera gazu, a także rozwinięcia rodzącej się branży gazu łupkowego do roli koła zamachowego polskiej gospodarki. Stoimy obecnie jako państwo przed naprawdę ogromną szansą podniesienia swojej pozycji politycznej i gospodarczej. Osiągnięcie takiego sukcesu wymaga jednak poważnej pracy koncepcyjnej, ustawodawczej i organizacyjnej, którą powinien wykonać nowy resort w postaci Ministerstwa Energetyki.

M.S.: Jakie rozwiązania podatkowe powinniśmy zastosować wobec powstającego sektora gazu łupkowego?

D.J.: Takie, które pozwolą na uzyskanie satysfakcjonujących dochodów dla inwestorów oraz zabezpieczą interesy skarbu państwa. Należy wprowadzić stałe stawki za górnicze użytkowanie złoża. Obecnie zmodyfikowane prawo geologiczne i górnicze wprowadza natomiast procedurę ustalania przez urzędników odrębnych stawek przy każdorazowej decyzji dotyczącej użytkowania złoża. To komplikuje system podatkowy i nie sprzyja jego transparentności. Należy także doprowadzić do wprowadzenia dodatkowego podatku obciążającego przychody ze sprzedaży gazu łupkowego w rozsądnej wysokości.

M.S.: Czy pańskim zdaniem obecnie obciążające paliwa i energię podatki oraz ich stawki powinny zostać utrzymane, zwiększone czy zmniejszone?

D.J.: Uważam, że obciążenia podatkowe, dotyczące przede wszystkim paliw płynnych, osiągnęły obecnie swoje maksimum. To oczywiście bardzo efektywne źródło dochodów dla budżetu państwa, ale ciągłe podwyższanie podatków doprowadzić może do ponownego odrodzenia szarej strefy w handlu benzyną czy olejem napędowym. Myślę, że dla dobra gospodarki,

należy zmierzać do stopniowego zmniejszania stawek podatków. W obecnej sytuacji powinno się zmniejszyć wysokość akcyzy i generalnie powrócić do 22% stawki VAT. Takie posunięcia nie

powinny skutkować zmniejszeniem dochodów państwa, ponieważ niższa cena paliwa sprzyja większej sprzedaży. Przy niższej cenie możemy sobie przecież pozwolić na zatankowanie więk-

szej ilości paliwa.

M.S.: W imieniu redakcji i czytelników dziękuję za rozmowę.

Wywiad z Andrzejem Czerwińskim, posłem na Sejm RP, przewodniczącym Parlamentarnego Zespołu do Spraw Energetyki, Platforma Obywatelska

Marcin Sienkiewicz, w imieniu „Wiadomości Naftowych i Gazowniczych”: Panie posle wciąż ważnym tematem w polskiej polityce jest problem bezpieczeństwa energetycznego. Jakie działania, pańskim zdaniem, powinny zostać podjęte w pierwszym rządzie wobec polskiego sektora ropy i gazu?

Andrzej Czerwiński: Bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju jest podstawowym zadaniem rządu, zawartym w polityce energetycznej do 2030 roku. Dokument ten zawiera cele wieloletnie, a związane z nim załączniki określają zadania do realizacji już do 2012 roku. W zakresie działań sektora ropy i gazu Polska powinna osiągnąć dywersyfikację dostaw tych surowców i ustabilizowanie cen poprzez stworzenie konkurencyjnego rynku. Szczególnie duży nacisk położony będzie na dostępność do gazu i stopniowe zmniejszenie uzależnienia się od dostaw gazu rosyjskiego. W tym celu będzie kontynuowana budowa gazoportu w Świnoujściu, poszukiwanie złóż gazu łupkowego oraz intensyfikacja wydobywania konwencjonalnego gazu ziemnego.

Powinniśmy niezwłocznie w następnej kadencji sejmu podjąć prace nad wydzieleniem z Prawa Energetycznego oddzielnej ustawy dotyczącej gazu. Założenia jej już są gotowe w ministerstwie gospodarki. W tej ustawie powinny znaleźć się zapisy wprowadzające stopniowo rynek gazu, ograniczając dominującą rolę PGNiG. W zakresie paliw płynnych sytuacja jest bardziej klarowna, ponieważ dostęp do ropy jest stosunkowo łatwy. Mając dobrze zorganizowany Nafteoport i stabilne umowy zawarte przez rafinerie z dostawcami jesteśmy stosunkowo bezpieczni.

MS: W ostatnich miesiącach wiele kontrowersji wywołała sprawa sprzedaży Grupy LOTOS. Czy ewentualna sprzedaż przez Skarb Państwa swoich udziałów może budzić słuszne obawy i niepokój o los tego przedsiębiorstwa?

ACz: Grupa Lotos jest dobrze zarządzana przez zespół menadżerów i skutecznie nadzorowana przez przedstawicieli właścicieli. Mieliśmy okazję wysłuchać wieloletniej strategii firmy przedstawionej podczas posiedzenia stałej komisji ds. energetyki. Jest to strategia dobrze

przygotowana, perspektywiczna i nie bojąca się silnej, zewnętrznej konkurencji. Potencjalna, świadoma sprzedaż udziałów Skarbu Państwa podjęta zostanie wtedy, gdy powodem takiej decyzji będzie dalszy, dynamiczny rozwój tej firmy.

MS: Czy Państwo Polskie powinno wspierać zagraniczną aktywność rodzimych koncernów paliwowych? Jakie kierunki ekspansji pańskim zdaniem roszą największe nadzieje na powodzenie?

ACz: Wspieranie zagranicznej aktywności rodzimych firm powinno wynikać ze strategii samych koncernów i sprowadzać się do budowania konkurencyjnego, europejskiego rynku paliw. Konkurować na tym trudnym rynku mogą tylko mocne kapitałowo, sprawnie zarządzane koncerny. Państwo ma możliwość dysponowania własnymi akcjami oraz pośrednio doboru kadry zarządzającej. Największe nadzieje na sukces rodzimych koncernów daje konsekwentne trzymanie się tych kryteriów pomimo licznych pokus schodzenia z tej drogi.

MS: Chciałbym poruszyć teraz temat gazu łupkowego, jednocześnie zakładając, że obecne optymistyczne szacunki co do wielkości złóż się sprawdzą. Jaka powinna być w tym zakresie polityka państwa, jakie cele powinna zrealizować?

ACz: Gaz łupkowy dla Polski to duża szansa na niezależność energetyczną. Jednak przed ostatecznym poznaniem ilości gazu możliwego do przemysłowego wykorzystania i kosztów jego wydobywania nie można dzielić skóry na niedźwiedziu. Wydawane są koncesje na jego poszukiwanie. Wstępne sygnały są umiarkowanie optymistyczne. Potwierdzać to mogą też sygnały płynące z tych krajów UE, które mogą obawiać się zmiany bilansu energetycznego w Europie /np. Francji/. Podkreślają one wyłącznie słabe strony gazu łupkowego, szczególnie te, dotyczące ochrony środowiska. Głównym zadaniem naszego rządu jest obiektywne, merytoryczne przedstawienie warunków na jakich będzie wydobywany ten gaz i nie uleganie podobnym naciskom. W dalszej kolejności rząd powinien ustalić warunki uzyskania koncesji na wydobywanie gazu i skorygować bilans energetyczny Polski. Proces ten potrwa



zdaniem ekspertów ok. dziesięć lat, ale pierwsze ilości gazu mogą być wykorzystywane już za rok. PGNiG planuje wykorzystać tak odkryty gaz na potrzeby własne.

MS: Jakie rozwiązania podatkowe powinniśmy zastosować wobec powstającego sektora gazu łupkowego?

ACz: Przed decyzjami podatkowymi czy innymi opłatami musimy być pewni ilości posiadanego gazu i kosztów jego wydobywania. Przypomnę, że parlament przyjął niedawno nową ustawę Prawo geologiczne i górnicze, która też może być zastosowana do przedsiębiorstw, które uzyskają prawo do wydobywania gazu łupkowego. Sam nie chcę teraz zajmować stanowiska co do sposobu i rodzaju wprowadzanych opłat, ponieważ decyzje te muszą być podjęte po wysłuchaniu wszystkich argumentów i po zakończeniu procesu poszukiwania gazu.

MS: Czy pańskim zdaniem obecnie obciążające paliwa i energię podatki oraz ich stawki powinny zostać utrzymane, zwiększone czy zmniejszone?

ACz: W najbliższym czasie obciążenia podatkowe nie zmieniają się. Możliwa jest korekta stawek dla przedsiębiorstw energochłonnych zmierzająca do zrównania ich pozycji z innymi krajami UE. Docelowo stawki podatkowe powinny systematycznie zmniejszać się, ponieważ energia jest kosztem dla gospodarki i każde zmniejszenie tych kosztów prowadzi do wzrostu konkurencyjności produkowanych u nas towarów i świadczonych usług.

W imieniu redakcji i czytelników dziękuję za rozmowę.

Zawód – technik gazownictwa



Emilia Tomalska



Renata Łatanik



klasyfikacji zawodów szkolnictwa zawodowego prowadzonych przez Ministerstwo Gospodarki oraz Ministerstwo Pracy i Polityki Społecznej. W kwietniu 2010 r. zawód technik gazownictwa został wpisany do ww. klasyfikacji na podstawie:

- Rozporządzenia Ministra Pracy i Polityki Społecznej z 27 kwietnia 2010 r. w sprawie klasyfikacji zawodów i specjalności na potrzeby rynku pracy oraz zakresu jej stosowania, Dz.U. Nr 82, poz. 537.
- Rozporządzenia Ministra Edukacji Narodowej z 8 kwietnia 2010 r. zmie-

Z dniem 1 września 2011 edukację rozpoczęła pierwsza klasa maturalna techników gazownictwa w ZSP nr 3 w Łodzi.

W połowie przyszłego roku młodzi abiturienti Technikum Gazowniczego podejmą decyzję o swoich dalszych losach zawodowych. Z wstępnego rozeznania wynika, iż spośród całego rocznika ponad połowa uczniów klas dziennych będzie kontynuować naukę na studiach stacjonarnych, natomiast pozostali uczniowie zasilać branżę gazowniczą. Zakładając zbliżony scenariusz w najbliższych kilku latach można się spodziewać, iż każdego roku tylko z ZSP nr 3 kilkanaście osób będzie wychodziło na rynek pracy gotowych do uzupełnienia luk powstających w przedsiębiorstwach gazownictwa wśród średniej kadry technicznej, w tym mistrzów, monterów, kontrolerów sieci gazowej, pracowników ds. technicznych.

Starania zmierzające do uruchomienia pierwszej klasy o profilu gazowniczym, która zapoczątkowała późniejsze Technikum Gazownictwa w ZSP nr 3 w Łodzi, Mazowiecka Spółka Gazownictwa rozpoczęła jeszcze w roku 2007. Inwestowanie w rozwój średniego szkolnictwa zawodowego wpisuje się także w politykę zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialnego biznesu. Takie podejście – świadome i zaplanowane gwarantuje, iż podejmowane na wielu polach działania przyniosą zamierzony efekt. Uczestnictwo w kształto-



Członek Zarządu MSG, Jan Anysz, odbiera nagrodę prezesa IGG. Fot. arch. MSG

waniu programu nauczania, organizacja warsztatów szkolnych umożliwiających praktyczną naukę zawodu, wsparcie promocyjno-reklamowe to tylko niektóre przykłady działań, podejmowanych na rzecz szkoły. Jako patron technikum spółka aktywnie włącza się w życie szkoły, angażując także uczniów klas patronackich w przedsięwzięcia firmowe, co sprzyja przede wszystkim integracji potencjalnych pracowników z przedsiębiorstwem.

Nowy zawód

W 2009 roku MSG wystąpiła z wnioskiem o wpisanie zawodu technik gazownictwa do

niającego rozporządzenie w sprawie klasyfikacji zawodów szkolnictwa zawodowego, Dz.U. Nr 60, poz. 374.

Od września 2008 r. w klasie o specjalności sieci i instalacje gazu naukę rozpoczęli pierwsi uczniowie, dziś przygotowujący się już do egzaminu maturalnego. Zainteresowanie tym kierunkiem kształcenia w systemie dziennym sprawiło, że od 2009 roku uruchomiono również – z myślą o osobach już pracujących w zawodzie, które chciałyby podwyższyć swoje kwalifikacje – technikum zaoczne dla pracujących, a także policealne studium.



Kurs spawania. Fot. arch. MSG



Zajęcia dydaktyczne. Fot. arch. MSG



Budynek warsztatów szkolnych przy ul. Targowej w Łodzi. Fot. arch. MSG



Uczniowie na praktykach. Fot. arch. MSG

Z naciskiem na praktykę

W technikum gazowniczym wiedza teoretyczna idzie w parze z praktyką. Dzięki uruchomieniu na terenie Zakładu Gazowniczego Łódź warsztatów szkolnych jest to możliwe. W trakcie praktyk uczniowie mogą przekonać się, jak funkcjonuje współczesne przedsiębiorstwo gazownicze i poznać specyfikę pracy poszczególnych działów technicznych (m.in.: pogotowie gazowe, komórki zajmujące się ochroną antykorozyjną, sieciami gazowymi, aparaturą kontrolno-pomiarową, projektowaniem i dokumentacją techniczną). Zajęcia z przedmiotów zawodowych prowadzą pracownicy szkoły oraz kadra Zakładu Gazowniczego Łódź, posiadająca uprawnienia pedagogiczne. Zgodnie z opracowanym specjalnie na potrzeby nauczania w zawodzie technik gazownictwa, modułowym programem nauczania, kształcenie przewiduje m.in.: podstawy mechaniki i termodynamiki, elektrotechniki i automatyki, bezpieczeństwa pracy i ochrony środowiska, wiedzy o gazownictwie, sieciach i instalacjach gazowych.

Wykorzystując fundusze unijne

Udział w dwuletnim projekcie (01.04.2009–31.03.2011), o budżecie przewidzianym na ponad 1,2 mln zł pn. „Kompleksowy program podnoszenia kwalifikacji zawodowych uczniów Technikum Urządzeń Sanitarnych w ZSP nr 3 w Łodzi we współpracy z MSG sp. z o.o.” otworzył przed uczniami technikum nowe możliwości. Środki finansowe pozyskane przez spółkę z EFS-u w ramach Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki

pozwołyły na organizację zajęć pozalekcyjnych dla uczniów, w tym specjalistycznych kursów zawodowych (m.in. zgrzewacza polietylenu, spawacza elektrycznego oraz na uprawnienia elektryczne). Dla właściwego zrozumienia specyfiki pracy w zawodzie poszerzono dotychczasową wiedzę o zagadnienia związane z historią organizacji przemysłu gazowniczego oraz rozwojem technologii. Umożliwiły to wizyty w Muzeum Gazownictwa w Warszawie i Paczkowie oraz Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce.

W roku bieżącym Mazowiecka Spółka Gazownictwa wraz z partnerskimi firmami: niemieckim Viessmannem oraz hiszpańskim Barnagas Norte uruchomiła drugi nowatorski projekt unijny – „Rozwój kompetencji kluczowych i zawodowych drogą do sukcesu”. Objętych nim zostanie 40 uczniów, kształcących się w zawodzie technika gazownictwa (o ich wyborze zadecyduje m.in. średnia ocen z przedmiotów zawodowych), oraz dodatkowo nauczyciele i pracownicy MSG, zaangażowani w projekt. Jego realizacja przewidziana jest na lata 2011–2013, zaś finansowanie zapewnia analogicznie jak w pierwszym przypadku program operacyjny Kapitał Ludzki. Wartość tego projektu wynosi ok. 1,3 mln zł, a dofinansowanie w ramach programu – ok. 1,1 mln zł. Z wkładu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa zakupione zostaną: profesjonalny sprzęt do spawania, zgrzewania instalacji gazowych, atestowana odzież robocza oraz sprzęt do prowadzenia szkoleń BHP. Konstrukcja projektu oparta jest przede wszystkim o współpracę z partnerami zagranicznymi,

natomiast nadrzędnym celem jest przygotowanie uczniów do podjęcia pracy zawodowej poprzez rozwój kompetencji w zakresie przedsiębiorczości i innowacyjności, znajomości języków obcych oraz technologii internetowych. Wszystkie dodatkowe niestandardowe umiejętności zapewnią absolwentom ZSP nr 3 przewagę na rynku pracy oraz stanowiąc będą wartość dodaną, która niewątpliwie zostanie dostrzeżona przez przyszłych pracodawców.

Dla zapewnienia pełnego przygotowania do pracy w zawodzie Mazowiecka Spółka Gazownictwa podpisała w końcu 2010 r. porozumienie z Okręgową Komisją Egzaminacyjną w Łodzi w sprawie organizacji egzaminu potwierdzającego kwalifikacje zawodowe w zawodzie technik gazownictwa. Aktualne działania koncentrują się wokół przygotowania i wyposażenia ośrodka egzaminacyjnego w zawodzie technik gazownictwa dla absolwentów szkół zawodowych.

Kompleksowe działania podjęte przez spółkę spotykają się z uznaniem zarówno środowisk edukacyjnych, władz samorządowych, jak i branży gazownicznej. Potwierdzeniem słuszności przyjętych kierunków działania są m.in. certyfikat „Partner Przyjazny Edukacji” otrzymany w połowie roku 2010 w ramach podsumowania Ruchu Innowacyjnego w szkolnych systemach edukacji w roku szkolnym 2009/2010 (organizowanego przez Łódzkie Centrum Doskonalenia Nauczycieli i Kształcenia Praktycznego), czy też nagroda Prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa dla ZSP nr 3 za działania na rzecz przywrócenia zawodu technik gazownictwa. Zdajemy sobie jednak sprawę, iż głównym efektem tych kilkuletnich działań będzie zasilanie w przyszłości przedsiębiorstw gazownictwa przez wszechstronnie przygotowanych absolwentów ZSP nr 3. Nie bez znaczenia jest także podniesienie kwalifikacji obecnych pracowników, korzystających z szans, jakie daje możliwość do kształcenia w zawodzie technik gazownictwa.

Emilia Tomalska

Renata Łatanik

Mazowiecka Spółka Gazownictwa

Technikum Gazownicze w liczbach

Obecnie w technikum gazowniczym, zarówno 3- jak i 4-letnim w ZSP nr 3 w Łodzi kształci się 190 uczniów:

- 103 – w systemie 4-letnim,
- 87 – w technikum uzupełniającym dla pracujących

W klasach technikum gazowniczego dla dorosłych kształci się 68 pracowników Mazowieckiej Spółki Gazownictwa oraz 19 osób zatrudnionych w innych przedsiębiorstwach gazownictwa.

Inwestując w pomiary



Ciągły rozwój technologiczny i pojawienie się nowych rozwiązań technicznych powoduje, że koncepcja inteligentnych sieci gazowniczych znalazła swoje aplikacje w obszarze pomiarowym KSG. W połowie sierpnia oddano do eksploatacji stację pomiarową w Sworzycach. Stanowi ona główny punkt rozliczenia gazu na granicy systemu dystrybucyjnego Karpackiej Spółki Gazownictwa i Mazowieckiej Spółki Gazownictwa.

Uruchomienie stacji w Sworzycach, to kolejny krok do optymalizacji pomiarów przepływu gazu po zrealizowaniu przez ZG w Kielcach w roku 2009, dwóch ważnych inwestycji z zakresu pomiarów tj. stacji pomiarowej dla Huty Celsa w Ostrowcu Św. oraz modernizacji węzła rozdzielczo-pomiarowego gazu w Lubieni. Przekazanie inwestycji odbyło się 19 sierpnia br. Gospodarzami byli dyrektor ZG w Kielcach Józef Katra i prezes firmy „Naftomontaż” Przemysław Zdzisław Pelczar. W ceremonii oficjalnego otwarcia obiektu udział wzięli przedstawiciele KSG i MSG wiceprezes Robert Banaś oraz Jan Anysz, dyrektor KSG Krzysztof Kołton, dyrektor MSG Elżbieta Siekierska, dyrektor ZG w Łodzi Bogusława Gutowska, dyrektor Gazowni Kieleckiej Piotr Sobierajewicz, z-ca dyrektora ZG w Kielcach Władysław Antoń i Jerzy Szydłowski. Byli też specjaliści, którzy bezpośrednio przyczynili się do powstania stacji.



Dyrektor ZG Kielce Jerzy Katra wita zaproszonych gości. Fot. arch. KSG

Administrację rządową i samorządową reprezentowali wicewojewoda świętokrzyski Beata Oczkiewicz i starosta konecki Bogdan Soboń. Kulminacyjnym momentem uroczystości było przecięcie wstęgi oraz poświęcenie obiektu przez O. Adama Srokę, Gwardiana Klasztoru Ojców Kapucynów.

Prace projektowe inwestycji w Sworzycach realizowane przez firmę REDGAZ w Koszalinie, rozpoczęto w maju 2009 r., a w październiku 2010 r. uzyskano pozwolenie na budowę.

Generalnym wykonawcą było Budownictwo Naftowo Gazownicze „Naftomontaż” Przemysław. Budowa, pomimo krótkiego terminu, przebiegała sprawnie, m.in. dzięki dobrej współpracy kierownika budowy Janusza Szydełko oraz inspektora nadzoru z ramienia KSG Marka Szpunara. Nieocenioną pomoc przy realizacji tego zadania,

wniosły służby Biura Inwestycji i Biura Pomiarów Zakładu Głównego KSG.

Stacja jest wyposażona w nowoczesne urządzenia telemetryczne, monitoring oraz, co jest unikalnym w skali całej Spółki, pierwszy gazomierz ultradźwiękowy. Zasada jego działania opiera się na zjawisku rozchodzenia się fali dźwiękowej w ośrodku. W zależności od rodzaju ośrodka zmienia się prędkość fali dźwiękowej, która przez niego przechodzi. Gazomierz MPU 1200 wyposażono w dwanaście czujników ultradźwiękowych, stanowiących sześć wiązek pomiarowych. Dzięki zastosowaniu takiej ilości wiązek, uzyskano dokładny pomiar bez zaburzania strumienia przepływu. Te rozwiązania techniczne umożliwiają kompensację zmian objętości i geometrii urządzenia, wynikające ze zmian temperatury i ciśnienia. Zrealizowane rozwiązania techniczne na SP Sworzycy zapewniły lokalny oraz zdalny przez system telemetryczny niezależny sposób zabezpieczenia odczytów i sterowania stacją na wypadek awarii. Stacja pomiarowa jest stacją bez stałej obsługi, więc punkty pomiarowe i obwody rozmieszczono w taki sposób, aby zdalnie kontrolować zdarzenia mające bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo i prawidłową pracę stacji.

Krzysztof Wiśniewski
Jacek Dragan
ZG Kielce



Pamiątkowa fotografia gości uroczystości oraz budowniczych stacji pomiarowej w Sworzycach. Fot. arch. KSG

Inwestycje wsparte przez Unię Europejską



Leszek Łuczak



Cztery ważne projekty inwestycyjne Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa uzyskają częściową refundację kosztów ze środków unijnych.

W ramach projektu „Budowa gazociągów i przyłączy gazowych w Sycowie w pow.

Grzegorz Bartoszewski podpisali z dyrektorem Instytutu Nafty i Gazu – prof. dr hab. Marią Ciechanowską umowę na dofinansowanie realizacji projektu „Stworzenie równego dostępu do sieci gazowej na terenie powiatu gorzowskiego”. Projekt ten obejmuje budowę gazociąg-

go Janem Krawczukiem umowę o dofinansowanie gazyfikacji północnej części gminy Pelczyce w pow. choszczeńskim. Ten projekt realizowany będzie w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego woj. zachodniopomorskiego, Priorytet II: Rozwój infrastruktury transportowej i energetycznej, Działanie 2.2: Lokalna infrastruktura energetyczna, Poddziałanie 2.2.2 Sieci dystrybucji gazu ziemnego. Przyznane dofinansowanie stanowi 40 proc. wydatków związanych z robotami budowlanymi i montażowymi na gazociągach (21,3 km) - ponad 1 mln zł.

Kolejny projekt inwestycyjny WSG to budowa gazociągów ś/c w tzw. Pasie Nadmorskim – z Dziwnowa do Międzywodzia, z Darłowa przez Rusko, Porzecze, Dąbki do Bobolina i z Unieścia do Łazu wraz z budową lokalnych sieci w tych miejscowościach. Wniosek WSG o unijne dofinansowanie tego projektu w ramach Priorytetu X, Poddziałania 10.2 Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, zarządzanego przez Instytut Nafty i Gazu, uzyskał już pozytywną ocenę formalną i merytoryczną I stopnia.

Leszek Łuczak
Rzecznik prasowy
Wielkopolska Spółka
Gazownictwa Sp. z o.o.

WIEŚCI Z POLSKICH W FIRM.



Podpisanie umowy na dofinansowanie II etapu budowy sieci gazowej w gminie Pelczyce: prezes Zdzisław Kowalski, wicemarszałek zachodniopomorski Andrzej Jakubowski i wiceprezes Grzegorz Bartoszewski. Fot. Leszek Łuczak

oleńskim” trwa już modernizacja gazociągów i przyłączy oraz stacji gazowej II stopnia w Sycowie, prowadzona przez ZG w Kaliszu. To skomplikowana inwestycja, realizowana w dużej części w ścisłej, starej zabudowie miejskiej, pod okiem konserwatora zabytków i nadzorem archeologów. Projekt ten znalazł się w unijnym programie operacyjnym „Regionalny Program Operacyjny województwa dolnośląskiego”, Priorytet IV: Regionalna infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku”, Działanie 5.2: Dystrybucja energii elektrycznej i gazu. Na podstawie umowy podpisanej 27.12.10 z Zarządem województwa dolnośląskiego po zakończeniu tej inwestycji WSG otrzyma dofinansowanie w wysokości 40 proc. wydatków kwalifikowanych -1,6 mln zł (całkowita wartość projektu: 6,7 mln zł).

8 lipca br. w Muzeum Gazownictwa w Warszawie prezes Zdzisław Kowalski i wiceprezes

gu wysokiego ciśnienia z Witnicy do Kostrzyna n/Odrą oraz gazociągu średniego ciśnienia wraz z przyłączami gazowymi w miejscowości Białcz. Realizowany jest w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, Priorytet X: Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii, Działanie 10.2: Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych. Instytucją wdrażającą ten program jest Instytut Nafty i Gazu w Krakowie. Przyznane dofinansowanie wynosi 8,4 mln zł, co stanowi 46,18 proc. wydatków, które poniesie WSG na budowę gazociągów, przyłączy (pomniejszonych od opłaty przyłączeniowej wniesionej przez odbiorców), nabycie nieruchomości i działania informacyjne i promocyjne.

Natomiast 20 lipca br. prezesi Z. Kowalski i G. Bartoszewski podpisali z wicewojewodą zachodniopomorskim Andrzejem Jakubowskim i członkiem zarządu woj. zachodniopomorskie-



Modernizacja gazociągu w Sycowie. Fot. Leszek Łuczak

Jerzy
ZagórskiMarcin
Zachowicz

W Lubocinie koło Wejherowa popłynął pierwszy gaz z łupków na koncesji należącej wyłącznie do polskiej firmy

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, jako pierwsza polska firma rozpoczęła techniczne wydobycie gazu z łupków. W tym przełomowym wydarzeniu nie tylko dla PGNiG, ale i polskiej gospodarki wziął udział Donald Tusk, premier RP oraz przedstawiciele Rządu.



Przy odwiercie Lubocino – 1, na koncesji Wejherowo nieprzerwanie płonie flara (tzw. „świeczka”). Otwiera to drogę do dalszych prac na koncesji, których efektem może być uruchomienie wydobycia przemysłowego gazu z łup-

ków oraz potwierdzenie, że prognozy dotyczące znaczących zasobów tego gazu w Polsce są uzasadnione.

Przeprowadzone badania, po zakończonych sukcesem zabiegach szczelinowania, potwierdzają, że na koncesji Wejherowo potencjalnie mamy znaczne pokłady gazu z łupków. Analizy gazu z łupków syluru i ordowiku potwierdzają jego bardzo dobre parametry energetyczne, brak siarkowodoru i niską zawartość azotu. Dodatkowo analizy potwierdzają występowanie węglowodorów ciężkich. Pierwszy etap prób i testów został zakończony zapaleniem flary.

PGNiG SA przygotowuje się obecnie do wiercenia otworów poziomych i dalszych zabiegów szczelinowania na tej koncesji. Prace te potrwają co najmniej kilkanaście miesięcy. Po ich zakończeniu przy możliwe będzie uruchomienie wydobycia przemysłowego.

Przyjęty harmonogram prac zakłada: odwiercenie Otworu Poziomego Lubocino 2H i wykonanie zabiegów szczelinowania, testowanie otworu i określenie rzeczywistych możliwości wydobywczych.

Jeśli wszystkie prace przebiegać będą zgodnie z planem, to rozpoczęcie próbnej eksploatacji

będzie możliwe w drugim półroczu 2013 roku, a wydobycie komercyjne ruszy już w 2014 roku.

Prace na koncesji Wejherowo rozpoczęły się w ubiegłym roku. Odwiert pionowy o głębokości ok. 3,5 kilometra, na którym rozpoczęto testy produkcyjne został zakończony w marcu 2011 r. Przeprowadziła go spółka Poszukiwania Nafoty i Gazu Piła, należąca do Grupy Kapitałowej PGNiG. Na koncesji Wejherowo pracowały również należące do GK PGNiG: Przedsiębiorstwo Naftowe Diament oraz ZRUG Krosno.

PGNiG SA posiada obecnie 15 koncesji poszukiwawczych gazu z łupków. Koncesje te znajdują się w pasie od Pomorza przez Mazowsze i Lubelszczyznę do Podkarpacia. Spółka posiada również kilkanaście koncesji, na których spodziewane jest występowanie tight gas, czyli gazu zaciśniętego, głównie w rejonie Wielkopolski. Ponadto PGNiG SA planuje pozyskanie kolejnych koncesji.

Obecnie trwają przygotowania do rozpoczęcia wiercenia na kolejnej koncesji Tomaszów Lubelski, odwiert Lubycza Królewska.



Wyniki w I półroczu 2011 porównywalne z rokiem ubiegłym

Grupa Kapitałowa PGNiG zanotowała 1 mld zł zysku netto przy 7% wzroście przychodów ze sprzedaży do 11,5 mld zł w pierwszym półroczu 2011 roku, w porównaniu do analogicznego okresu 2010 roku.

W I półroczu 2011 roku rosnące koszty zakupu gazu obniżyły marżę na jego sprzedaży, co niekorzystnie wpłynęło na wyniki finansowe Grupy. Jednak negatywny wpływ ujemnej marży udało się częściowo zmniejszyć dzięki poprawie rentowności segmentu Poszukiwanie i Wydobycie oraz korzystnemu zbyciu akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie Mościcach.

Zysk operacyjny segmentu Poszukiwanie i Wydobycie był w pierwszym półroczu br. wyższy o 107 mln PLN w porównaniu do pierwszego półrocza 2010 roku na co wpływ miał przede wszystkim wzrost przychodów z tytułu sprzedaży usług geofizyczno-geologicznych oraz wiertniczych w związku z intensyfikacją poszukiwań gazu łupkowego na terytorium Polski. Przychody ze sprzedaży tych usług w I półroczu i w II kwartale 2011 roku wzrosły o ponad 30 procent w porównaniu z analogicznymi okresami 2010 roku. Na poprawę zysku operacyjnego tego segmentu wpływ miała również znaczna poprawa rentowności sprzedaży ropy naftowej,



Odwiert Lubocino-1, koncesja Wejherowo. Fot. arch. PGNiG

dzięki wzrostowi jej notowań na rynkach światowych średnio o 43%.

Bardzo dobry wynik osiągnięty przez segment Poszukiwanie i Wydobywanie ograniczył spadek zysku operacyjnego Grupy spowodowany pogorszeniem rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego o 5 pkt. proc. Zysk operacyjny GK PGNiG wyniósł 1,1 mld zł w pierwszym półroczu 2011 roku.

W drugim kwartale 2011 roku przychody ze sprzedaży wzrosły o 8% do 4,5 mld zł. Strata operacyjna Grupy wyniosła 106 mln zł w porównaniu ze stratą na poziomie 25 mln zł w analogicznym okresie ub.r.. Strata netto była na poziomie 20 mln zł w porównaniu z 2 mln zł w drugim kwartale 2010 roku.

Spadek rentowności sprzedaży gazu

Bardzo wysoki koszt zakupu gazu w I półroczu bieżącego roku – przewyższający zeszłoroczny poziom o prawie 900 mln zł – w głównej mierze zaważył na wynikach finansowych Grupy w prezentowanym okresie. Rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego spadła do minus 1% w I półroczu 2011 roku. Na spadek rentowności decydujący wpływ miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o 13%, spowodowany przede wszystkim utrzymującymi się wysoki cenami ropy naftowej na rynkach światowych (m.in. na skutek niestabilnej sytuacji w Afryce Północnej). Z tego względu wydłużenie procedur taryfowych oraz przesunięcie w czasie terminu wprowadzenia nowej taryfy oznaczało dla Grupy utratę marż na obrocie gazem ziemnym.

W samym II kwartale 2011 roku marża na sprzedaży gazu wysokometanowego była również ujemna i wyniosła minus 4%.

Wzrost sprzedaży gazu do klientów biznesowych

W I półroczu 2011 roku sprzedaż gazu wyniosła 7,6 mld m sześć., podobnie do analogicznego okresu 2010 roku, istotne różnice obserwujemy jednak w wielkości wolumenu odbieranego gazu przez poszczególne grupy klientów. Sprzedaż gazu do klientów przemysłowych wzrosła w pierwszym półroczu 2011 roku o 4% w porównaniu do analogicznego okresu ub.r. Największy przyrost sprzedaży gazu w tej grupie, 13% był udziałem zakładów azotowych. Sprzedaż gazu do odbiorców indywidualnych w I półroczu 2011 roku spadła o 6% głównie z powodu wyższych średnich temperatur powietrza w porównaniu do tego samego okresu 2010 roku.

W II kwartale 2011 roku wolumen sprzedaży gazu ziemnego wzrósł o 3% do 2,8 mld m sześć. Popyt klientów przemysłowych między analizowanymi kwartałami wzrósł o 8%.

Wyniki Grupy PGNiG w I półroczu 2011 roku (mln zł)

	I półrocze 2010	I półrocze 2011	zmiana
Przychody ze sprzedaży	10 762	11 523	761
Koszty operacyjne	(9 560)	(10 451)	891
EBIT	1 202	1 073	(129)
Wynik netto	994	1 005	11

Wyniki Grupy PGNiG w II kwartale 2011 roku (mln zł)

	II kwartał 2010	II kwartał 2011	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	4 129	4 478	349
Koszty operacyjne	(4 154)	(4 585)	431
EBIT	(25)	(106)	(81)
Wynik netto	(2)	(20)	(18)

Największy wzrost sprzedaży gazu ziemnego zanotowano przede wszystkim po stronie zakładów azotowych, które zakupiły o 22% więcej gazu niż w roku poprzednim. Natomiast sprzedaż do klientów indywidualnych zmniejszyła się o 8%.

W I półroczu 2011 roku wydobyte gazu ziemnego wyniosło 2,1 mld m sześć. i było na zbliżonym poziomie do wielkości z I półrocza 2010 roku. Natomiast w II kwartale 2011 roku wydobyte surowca wzrosło o 3% (30 mln m sześć.) w porównaniu do analogicznego kwartału 2010 roku. Systematyczny wzrost produkcji jest wynikiem realizacji projektów różnej skali w obszarze poszukiwań i wydobywania gazu w ramach realizacji strategii grupy PGNiG.

Większe przychody ze sprzedaży ropy naftowej

Na wielkość wydobywania ropy naftowej i kondensatu w II kwartale 2010 i 2011 roku wpływ miał coroczny miesięczny przestój remontowy największej kopalni ropy naftowej w Dębnie. Wielkość produkcji w tym okresie była niższa od wolumenów osiągniętych w pozostałych kwartałach poszczególnych lat. Jednakże w II kwartale 2011 roku przestój kopalni Dębno trwał dodatkowe trzy tygodnie z powodu braku odbioru gazu ziemnego przez jednego z klientów, a także braku możliwości zatłaczania ropy do rurociągu PERN spowodowanego awarią jednego ze zbiorników magazynowych kopalni Dębno. Przyczyniło się to do spadku produkcji ropy naftowej o 12% (12 tys. ton) w II kwartale 2011 roku w porównaniu do analogicznego okresu 2010 roku. W całym I półroczu 2011 roku wydobyte ropy zmniejszyło się o 6% (15 tys. ton) w porównaniu do pierwszego półrocza 2010 roku. Wraz ze spadkiem wydobywania w I półroczu oraz w II kwartale 2011 roku zmniejszeniu uległa sprzedaż ropy naftowej.

Wzrost średniookresowych notowań ropy naftowej na rynkach światowych o ponad 40% pomiędzy I półroczem 2010 i 2011 roku, a także umocnienie złotego względem dolara średnio o 7% w tym okresie przełożyło się na wzrost jednostkowej ceny sprzedaży surowca przez Grupę Kapitałową PGNiG o 34%. W efekcie przychody ze sprzedaży ropy naftowej w I półroczu 2011 roku wzrosły o 26% (98 mln zł) pomimo niższego wolumenu sprzedaży. W II kwartale 2011 roku sytuacja przedstawiała się analogicznie.

Zatłoczenie magazynów

W II kwartale 2011 roku w wyniku zwiększonego o 12% wolumenu importowanego gazu ziemnego możliwe było zwiększenie o 36% wolumenu gazu kierowanego na zatłoczenie podziemnych magazynów gazu, dzięki czemu stan napełnienia magazynów na koniec czerwca 2011 roku wyniósł 1,2 mld m sześć. Wzrost wolumenu importu gazu był możliwy dzięki podpisaniu aneksu do Kontraktu Jamalskiego zwiększającego maksymalny wolumen odbioru gazu w 2011 roku do 9,77 mld m sześć.

Joanna Zakrzewska
Rzecznik prasowy PGNiG SA



Zasoby Wenezueli większe niż Arabii Saudyjskiej?

Wydawany co roku biuletyn statystyczny OPEC opiera się na danych zgłoszonych przez kraje członkowskie. W tegorocznej edycji znajdują się m. in. dane o zasobach ropy w 2010 r. Wynika z nich, że zasoby ropy w Wenezueli wynoszą 40,3 mld t w porównaniu z 35,9 mld t

ropy w Arabii Saudyjskiej, co oznacza utratę przez ten kraj czołowego miejsca zajmowanego od wielu lat. Według tego samego źródła zasoby Wenezueli w 2009 r. wynosiły 28,7 mld t i wzrosły o 40%! Jednym z powodów może być zmiana oceny dostępności złóż ciężkiej ropy w basenie Orinoko zajmujących powierzchnię ok. 49 tys. km². *Hart Energy* ocenia zasoby w tym rejonie nawet na 176 mld t bardzo ciężkiej ropy, natomiast szacunki Służby Geologicznej USA podają liczbę 70 mld t ropy technicznie wydobywalnej. Odrębnym problemem może być opłacalność eksploatacji w obecnych warunkach. *Hart Energy* przewiduje, że wydobywanie ropy w basenie Orinoko wzrośnie z 92,4 tys. t/d w 2010 r. do 227 tys. t/d w 2020 r.

Duże zmiany w tabeli OPEC nastąpiły również w danych o zasobach w Iraku – wzrost o 24,4% i w Iranie – wzrost o 10,3%.



Większe zasoby złóż Aldous i Avaldsnes na Morzu Północnym

Najnowsze informacje *Statoil*u określają złoża Aldous i Avaldsnes jako jedno z największych odkryć na norweskim szelfie kontynentalnym. W komunikacie z 8 sierpnia br. potwierdzono przewiercenie w otworze 16/2-8 na strukturze Aldous 65-metrowego profilu nasyconego ropą. Są to gruboziarniste, słabo związane jurajskie piaskowce o bardzo dobrych właściwościach zbiornikowych. Stwierdzono równocześnie połączenie złóż Aldous i Avaldsnes, co pozwala na oszacowanie wielkości wydobywalnych zasobów na 68 do 163 mln t równoważnika ropy naftowej. *Statoil*, który jest operatorem na bloku 265, planuje wiercenie otworów rozpoznawczych na strukturze Aldous Major North z platformy „Transocean Leader”.



Dobre właściwości zbiornikowe w otworach Wytowno S-1 i Lębork S-1

Wstępne wyniki analiz rdzeni z interwału ordowik-kambryj z otworów Wytowno S-1 i Lębork S-1 są zachęcające – powiedział przedstawiciel *BNK Petroleum Inc.* prowadzącego poszukiwania w obrębie koncesji Sławno i Słupsk. W odwiercie Lębork S-1 w interwale obejmującym utwory ordowiku i kambryj o miąższości 47 m porowatość zmienia się od 0,98% do 5,2%, średnio 4%.

W otworze Wytowno S-1 w 91-metrowym interwale obejmującym najbardziej perspektywiczny interwał dolnosylurski porowatość waha się od 1,1% do 4%, średnio 3%, natomiast w wyższych partiach dolnego syluru porowatość wynosi 5,6%. Objętość porów nasyconych gazem w płytszych utworach sylurskich wynosi 4,3%, w głębszych 1,1%. W otworze Lębork S-1 ten sam parametr w osadach ordowiku i syluru zmienia się od 0,8% do 3,9%, średnio wynosi 1,8%. Zawartość TOC w utworach sylurskich w otworze Wytowno S-1 zmienia się od 0,1% do 1,3% wagowych. Analizy zostały wykonane na próbkach pobranych ze ścian otworu, częściowo tylko z rdzeni i nie są jeszcze zakończone.

BNK Petroleum Inc. dla porównania przytacza wyniki uzyskane w Oklahomie dla łupków Woodford. Wartości desorpcji gazu wynoszą tam 2,94 m³/tonę, podczas gdy w otworze Lębork S-1 jest to 1,1 m³/tonę w dolnym sylurze i 7,58 m³/tonę w utworach ordowiku i syluru, osiągając w niektórych interwałach 12,76 m³/tonę. W otworze Wytowno S-1 średnia wartość desorpcji w perspektywnym interwale dolnosylurskim wynosi 3,5 m³/tonę, w płytszej części syluru 2,17 m³/tonę.

W lipcu br. rozpoczęto wiercenie otworu Starogard S-1 w obrębie koncesji Starogard. Na początku sierpnia br. wiercenie osiągnęło głębokość 1700 m.



Wyciek ropy na Morzu Północnym

Na złożu Gannet w brytyjskim sektorze Morza Północnego 10 sierpnia br. wykryto poważny wyciek ropy z rurociągu. Dopiero po kilku dniach nurkom udało się zamknąć zawór, którym ropa przedostawała się do morza. Straż Wybrzeża śledzi powierzchniowe skutki wycieku i ocenia wielkość plamy ropy na 6-7 km². Szacuje się, że do wody wyciekło ok. 240 t ropy. Na miejsce awarii przybyły 3 statki, które będą ustawiać zapory i aplikować środki dyspersyjne, jednak usuwanie skutków wycieku może potrwać parę tygodni. Operatorem złoża Gannet położonego 180 km od Aberdeen jest *Shell*. Głębokość wody wynosi 95 m.



Współpraca ExxonMobil – Rosneft

W Soczi 30 sierpnia br. podpisano umowę o strategiczną współpracę pomiędzy *ExxonMobil* i *Rosneft*. Współpraca będzie dotyczyć przede wszystkim poszukiwań na szelfie Arktyki

i obejmować będzie utworzenie ośrodka badań szelfu arktycznego, przygotowanie kadr i wspólne przedsięwzięcia. Obecny przy podpisaniu umowy premier W. Putin powiedział, że inwestycje na tym obszarze mogą osiągnąć 500 mld rubli (ok. 12 mld € lub 17,3 mld USD). Prezes *ExxonMobil* Rex Tillerson oświadczył, że zapewnienia rządu rosyjskiego o reformie opodatkowania ropy i poprawie warunków inwestowania dla zagranicznych i rosyjskich firm naftowych były argumentem za nawiązaniem współpracy z rosyjskim koncernem. Dla *Rosneft* ogromne znaczenie ma zapowiedź uzyskania dostępu do złóż w Zatoce Meksykańskiej.

Wcześniej *ExxonMobil* zawarł z *Rosneftią* porozumienie o wspólnych poszukiwaniach na Morzu Czarnym w niecce Tuapse. Jest to obszar o powierzchni 11,2 tys. km² o potencjalnych zasobach 136 mln t równoważnika ropy naftowej. *Rosneft* będzie miała 66,7% udziałów, *ExxonMobil* 33%.



Total zbuduje terminal na półwyspie Jamał

Niedawno rząd rosyjski zgodził się na sprzedaż 20% udziałów w inwestycji Yamal LNG francuskiemu koncernowi *Total*. Głównym inwestorem jest największa rosyjska prywatna firma gazowa Novatek. Teraz współpraca rozszerza się i *Total* będzie budował terminal do odbioru skroplonego gazu ziemnego na półwyspie Jamał, gdzie znajduje się gazowo-kondensatowe złożo Južno-Tambiejskoje, które będzie dostarczać surowiec do zakładów skraplania gazu. Rosja przewiduje, że wydobywanie gazu w tym rejonie w latach 2016-2050 wyniesie 670 mld m³ gazu i 22,8 mln t kondensatu. Produkcja skroplonego gazu ziemnego osiągnie 440 mln t i 18,9 mln t kondensatu. Jednym z odbiorców gazu skroplonego będzie Francja, która ma importować 15,5 mln t gazu rocznie. Koszt inwestycji obejmującej zagospodarowanie złóż i budowę terminalu szacuje się na 38 mld USD. Terminal ma być oddany do użytku w 2018 r.



Zasoby złoża Sea Lion na Falklandach mogą sięgać 59 mln t ropy

Trzeci otwór rozpoznawczy 14-10-6 na złożu Sea Lion zaprojektowany do zbadania

środkowej części głównego stożka napływowe- go osiągnął głębokość 2706 m. Przewiercono interwał złożowy o miąższości 42 m z serią roponośną o miąższości netto 36,2 m. Średnia porowatość wynosi 21% dochodząc do 28,8 %. Dobre własności zbiornikowe wykazuje również niższy pakiet piaskowcowy o miąższości 34 m (średnia porowatość 20%, osiąga 25,3%). Na podstawie tych wyników firma *Rockhopper Exploration plc* oceniła, że złożo ma znaczenie przemysłowe i przygotowuje plan zagospodarowania przy wykorzystaniu statków FPSO i FSU. Zakładając, że zasoby wydobywalne stanowią 40%, w złożu Sea Lion i przyległych rejonach znajduje się nawet 59 mln t ropy. Zasoby geologiczne głównego kompleksu stożków napływowych północnych Falklandów szacuje się na 82 do 174 mln t ropy.

Jerzy Zagórski

Źródła: *BNK Petroleum, E&P, Kommersant, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Rigzone, RusEnergy, Statoil, World Oil.*



Ambasadorzy w LOTOSIE

16 września z wizytą do Grupy LOTOS S.A. przybyli stali ambasadorzy państw członkowskich przy Unii Europejskiej. O historii gdańskiej rafinerii i jej planach na przyszłość, szczególnie w kontekście strategii na lata 2011-2015, opowiedział Paweł Olechnowicz, prezes Grupy LOTOS S.A.

Prezes Olechnowicz zwrócił również uwagę słuchaczy na międzynarodową pozycję LOTOSU oraz problemy Europy Środkowo-Wschodniej, związane z wypełnieniem postanowień pakietu klimatyczno-energetycznego UE, który ma wejść w życie po 2020 r. i dotyczy m.in. redukcji emisji CO₂ przez poszczególne kraje Wspólnoty. Najbardziej tą zmianę odczują państwa, których bilans energetyczny bazuje głównie na węglu, a więc Polska, Czechy, Rumunia czy Bułgaria.

W drugiej części spotkania ambasadorom pokazano rafinerię Grupy LOTOS S.A. w Gdańsku, przede wszystkim nowe instalacje wybudowane w ramach Programu 10+.

Wizyta ambasadorów w Polsce związana jest z przejściem przez nasz kraj przewodnictwa w Radzie UE, które nastąpiło 1 lipca br.

Komitet Stałych Przedstawicieli (z fr. COREPER) składa się z ambasadorów krajów członkowskich UE przy Radzie UE w Brukseli.

Zadaniem COREPER jest przygotowywanie posiedzeń Rady. Może także podejmować pewne decyzje proceduralne oraz powoływać grupy robocze. COREPER nadzoruje i koordynuje prace ok. 250 komitetów i grup roboczych, w skład których wchodzi urzędnicy i eksperci z krajów członkowskich, pracujący nad stroną techniczną zagadnień przeznaczonych do późniejszej dyskusji w COREPER i Radzie. Na czele komitetu stoi kraj aktualnie przewodniczący Radzie UE.



LOTOS Asfalt inwestuje w Jaśle

Na przestrzeni kilku ostatnich lat spółka LOTOS Asfalt przeznaczyła 32 mln zł na modernizację i rozbudowę swojego oddziału produkcyjnego w Jaśle. Zwieńczeniem programu inwestycyjnego było oddanie do użytku nowoczesnej instalacji do produkcji asfaltów modyfikowanych.

– W Jaśle możemy wyprodukować do 300 tysięcy ton asfaltów, w tym 60 tysięcy ton asfaltów modyfikowanych. To powinno zaspokoić potrzeby naszych kontrahentów, zarówno krajowych, jak i zagranicznych – podkreśla Leszek Stokłosa, prezes spółki LOTOS Asfalt.

Firma jest jedynym producentem asfaltu w Europie Środkowej, który zdecydował się na zwiększenie zdolności produkcyjnych. Możliwość taką stworzyła rozbudowa rafinerii gdańskiej zrealizowana w ramach Programu 10+. Jeszcze w 2003 r., rafineria w Gdańsku produkowała niecałe 300 tys. ton asfaltu rocznie. Siedem lat później już prawie 1 mln ton.

Dotychczas w Jaśle wytwarzano tylko klasyczne asfalty mineralne. Takie produkty zamawiały firmy drogowe. Nieliczne zamówienia na asfalty modyfikowane obsługiwał zakład LOTOS Asfalt zlokalizowany w Czechowicach-Dziedzicach.

Na Podkarpaciu, tak jak w całym kraju, powstają nowe drogi, zmieniają się wymagania technologiczne i parametry techniczne budowanych i oddawanych do użytku tras. Co za tym idzie potrzebne są jeszcze lepsze asfalty.

Reżim kosztów logistycznych

Dla producenta asfaltu wyzwaniem jest nie tylko dostosowanie produkcji do potrzeb rynku, ale także kwestie logistyczne. Asfalt może być przechowywany w cysternie maksymalnie 48 godz. Potem nie nadaje się już do użytku. A to oznacza straty dla producenta. Logistyka jest więc kluczem zarówno do zwiększenia sprzedaży i przychodów, ale i uniknięcia strat.

– Lokalizacja produkcji w Jaśle umożliwia nam szybkie reagowanie na rosnące potrzeby związane z inwestycjami drogowymi w Polsce południowo-wschodniej, a także możliwość jeszcze aktywniejszego rozbudowywania sprzedaży na rynku rumuńskim czy bułgarskim. Stąd możemy ekspediować asfalty zarówno cysternami samochodowymi, jak i kolejowymi – wymienia prezes Stokłosa.

Co ważne, eksport zapewnia tak ważną – ze względu na sezonowość robót drogowych w naszym kraju – dywersyfikację sprzedaży.

– Dziś około 30 procent naszych przychodów pochodzi ze sprzedaży dla zagranicznych odbiorców. Według naszych analiz udział ten powinien w nadchodzących latach systematycznie rosnąć. Basen Morza Czarnego oraz Bałkany to dla nas bardzo ciekawe rynki – kończy prezes Stokłosa.

Spółka LOTOS Asfalt jest liderem w sprzedaży najbardziej zaawansowanych technologicznie asfaltów modyfikowanych MODBIT w Polsce. Od rozpoczęcia działalności do końca czerwca 2011 r. spółka wyprodukowała i sprzedała 5,42 mln ton asfaltów, w tym ok. 778 tys. ton asfaltów modyfikowanych.

Spółka LOTOS Asfalt powstała w kwietniu 2004 r. W czerwcu tego samego roku firma przejęła pracowników i aktywa asfaltowe rafinerii w Jaśle, a w lipcu 2005 r. kupiła wydział asfaltowy dawnej rafinerii w Czechowicach-Dziedzicach. Dziś spółka dysponuje trzema ośrodkami produkcyjnymi. Do klientów w Polsce i zagranicą trafiają produkowane w nich asfalty drogowe klasyczne i modyfikowane, a także emulsje oraz specyfiki asfaltowe. Eksport utrzymuje się na poziomie ok. 30% produkcji. Do najważniejszych kierunków eksportowych należą: Rumunia, Niemcy, Holandia, Czechy, Szwajcaria, Skandynawia oraz kraje nadbałtyckie.

Marcin Zachowicz

Rzecznik prasowy Grupa LOTOS S.A.



Otwarcie gazociągu Polska – Czechy

14 września 2011 roku w polskim Cieszynie oraz w czeskiej miejscowości Chotěbuz odbyło się otwarcie połączenia gazowego pomiędzy Polską a Czechami. W uroczystości wzięli udział premier Republiki Czeskiej, Petr Nečas oraz premier Rzeczypospolitej Polskiej, Donald Tusk.

Gazociąg Polska-Czechy jest wspólnym projektem polskiego Operatora Gazociągów Prze-

syłowych GAZ-SYSTEM S.A. oraz czeskiego operatora systemu przesyłowego NET4GAS s.r.o. należącego do grupy RWE i stanowi początek współpracy pomiędzy firmami w zakresie rozwoju rynku gazu w Europie Centralnej. Połączenie systemów przesyłowych gazu ziemnego Polski i Czech jest przykładem integracji infrastruktury przesyłowej wzmacniającej bezpieczeństwo dostaw surowca.

– Wraz z uruchomieniem gazociągu Polska-Czechy, otwieramy się na nowy kierunek współpracy w Europie. Gazociąg Polska-Czechy jest drugim połączeniem krajowego systemu przesyłowego z systemem Unii Europejskiej, a jednocześnie realizacją jednego z najważniejszych unijnych priorytetów – zapewnienia swobodnego przepływu gazu pomiędzy państwami członkowskimi. Zrealizowane na południowej granicy połączenie jest elementem wdrażanej przez GAZ-SYSTEM S.A. strategii zwiększania integracji rynków gazu w Europie Centralnej poprzez budowę transgranicznej infrastruktury przesyłowej w ramach tzw. gazowego Korytarza Północ-Południe – powiedział Jan Chadam, prezes Zarządu GAZ-SYSTEM S.A.

– Budowa gazociągu przyczynia się do niezbędnego wzrostu zdolności przesyłowej, ale ma również znaczenie strategiczne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego i dywersyfikacji źródeł energii – powiedział w tym kontekście prezes NET4GAS, s.r.o. Thomas Kleefuss.

– Budowa interkonektora umożliwi dywersyfikację dostaw w Polsce i przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Rząd Czech wyraził poparcie dla wydłużenia gazociągu Nabucco z austriackiego terminala w Baumgarten do Lanhót. Dzięki temu Polska zyskałaby bezpośredni dostęp do dostaw gazu z regionów kaspjskiego i środkowazjadtyckiego poprzez gazociąg Nabucco dochodzący do Lanhót, przez czeski system tranzytowy i dalej przez rozbudowany łącznik polsko-czeski. Połączenie z europejskim systemem gazowym przyczyni się do wzrostu płynności rynku gazu, a tym samym do prawidłowego funkcjonowania, liberalizacji i deregulacji rynku. Ponadto inwestycja może przyczynić się do rozwoju niskoemisyjnych źródeł wytwarzania energii, tak potrzebnych Polsce. Dostępność paliwa będzie dodatkowym bodźcem dla przedsiębiorstw energetycznych, zachęcającym je do inwestowania w elektrownie gazowe – powiedział Filip Thon, prezes Zarządu RWE Polska.

– Pełna integracja wspólnotowego rynku gazu do 2015 roku wymaga zakrojonego na szeroką skalę planu inwestycyjnego na rzecz rozbudowy europejskiej infrastruktury przesyłowej. Początkiem oraz ważnym elementem tego

procesu jest połączenie transgraniczne, które dzisiaj otwieramy i będziemy wspólnie z czeskim partnerem rozwijać poprzez zwiększanie jego przepustowości, aby zaspokoić potrzeby uczestników rynku gazu. Nowe połączenia z systemami krajów sąsiednich stworzą warunki do budowy w Polsce platformy obrotu gazem, która poprzez współpracę z platformami funkcjonującymi już w innych krajach europejskich, podniesie naszą konkurencyjność na wspólnym rynku gazu – dodał Jan Chadam.

Projekt budowy interkonektora składał się z dwóch części. Zadaniem GAZ-SYSTEM S.A. było wybudowanie gazociągu o średnicy 500 mm i długości 22 km, biegnącego od granicy polsko-czeskiej na trasie Cieszyn - Skoczów oraz stacji pomiarowej w rejonie Cieszyna. Budowa odcinka gazociągu została zakończona już w 2010 roku, a stacji pomiarowej w sierpniu 2011 r.

Po stronie czeskiej NET4GAS s.r.o. był odpowiedzialny za budowę gazociągu o średnicy 500 mm, długości ok. 10 km, biegnącego od granicy między państwami do miejsca włączenia do systemu przesyłowego na terytorium Czech w rejonie miejscowości Třanovice, w obrębie ewidencyjnym Zpupna Lhota (Ligota Alodialna) w gminie Chotěbuz (Kocobędz). NET4GAS potrzebował zaledwie 5 miesięcy (od kwietnia do sierpnia 2011 r.) na pełne ukończenie czeskiej części połączenia międzysystemowego o nazwie STORK.

Projekt budowy interkonektora Polska-Czechy jest współfinansowany przez Wspólnotę Europejską ze środków Europejskiego programu energetycznego na rzecz naprawy gospodarczej (EPRP, European Energy Program for Recovery). Na polską część projektu pozyskano 10,5 mln EUR, natomiast strona czeska otrzymała 3,5 mln EUR, co stanowi około 50% planowanych wydatków.

NET4GAS, s.r.o. i GAZ-SYSTEM S.A. podpisały także porozumienie o współpracy operatorskiej regulującą kwestie związane z warunkami technicznymi, procedurami wymiany informacji pomiędzy operatorami oraz zasady postępowania w sytuacjach awaryjnych.

Interkonektor Polska-Czechy pozwoli początkowo na uruchomienie importu gazu z nowego punktu wejścia do polskiego systemu w ilości ok. 0,5 mld m³ rocznie. Jednak GAZ-SYSTEM S.A. i NET4GAS s.r.o., biorąc pod uwagę istotną rolę, jaką połączenie Polska - Czechy może stanowić w procesie integracji i liberalizacji rynku gazu w tym regionie Europy, kontynuują współpracę w zakresie dalszego rozwoju tego połączenia na podstawie podpisanego porozumienia. Obecnie spółki są na etapie definiowania zakresu prac niezbędnych do zwiększania w kolejnych

latach przepustowości do około 2,5 mld m³/rok i zapewnienia przepływu dwukierunkowego. Wymaga to będzie działań modernizacyjnych systemów przesyłowych w Polsce i w Czechach, które obecnie są już przygotowywane.

W kolejnym etapie rozwoju Inwestycji zdolności przesyłowe pomiędzy systemami będą mogły być zwiększane powyżej 2,5 mld m³/rok. Określenie zakresu niezbędnych działań stanowić będzie przedmiot przeprowadzanych wspólnie w 2011 i 2012 roku analiz. GAZ-SYSTEM S.A. i NET4GAS złożyły już na początku 2011 roku wspólny wniosek do Komisji Europejskiej o udzielenie wsparcia finansowego dla tych analiz. Komisja Europejska pozytywnie rozpatrzyła ten wniosek, przyjmując argumenty co do znaczenia rozwoju tego połączenia dla postępującego procesu integracji rynku gazu w Europie.

Małgorzata Polkowska
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.

Milan Řepka
Rzecznik prasowy NET4GAS s.r.o.



Udostępnienie wolnych mocy w polskim odcinku gazociągu jamalskiego od listopada 2011 r.

31 sierpnia 2011 roku prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) zatwierdził Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa.

– Decyzja prezesa URE pozwoli nam w praktyce pełnić rolę operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego i jednocześnie wypełnić oczekiwania Komisji Europejskiej w zakresie zapewnienia przejrzystego dostępu do wolnych mocy przesyłowych na tym gazociągu dla wszystkich zainteresowanych uczestników rynku. Dostęp do polskiego odcinka gazociągu jamalskiego oraz możliwość wirtualnego rewersu są elementami budowania konkurencyjnego rynku gazu – powiedział Jan Chadam, prezes Zarządu GAZ-SYSTEM S.A.

Instrukcja wraz z projektem umowy wzorcowej określają zasady świadczenia usługi przesyłania na polskim odcinku gazociągu jamalskiego. Przygotowanie tych dokumentów jest realizacją obowiązków wynikających z wyznaczenia GAZ-SYSTEM S.A. na operatora pol-

skiego odcinka gazociągu jamalskiego. Spółki podpisały wcześniej umowę o powierzeniu przez EuRoPol GAZ s.a. (właściciela gazociągu) firmie GAZ-SYSTEM S.A. funkcji operatora. Zatwierdzenie Instrukcji przez prezesa URE umożliwi oferowanie przez GAZ-SYSTEM S.A. na niedyskryminacyjnych zasadach dostępnej przepustowości w polskim odcinku gazociągu jamalskiego. GAZ-SYSTEM S.A. umożliwi przydział dostępnej zdolności przesyłowej od 1 listopada 2011 r. na podstawie wniosków przekazanych do operatora do 14 września tego roku. Terminy składania wniosków o przydział przepustowości w następnych okresach zostały zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał–Europa. Informacje o dostępnej zdolności przesyłowej podawane są na stronie www.gaz-system.pl

Instrukcja składa się z dwóch części. Pierwsza określa ogólne zasady korzystania z polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. W tej części opisane są warunki techniczne, w tym sposób prowadzenia ruchu i eksploatacji gazociągu, kryteria bezpieczeństwa, zasady współpracy pomiędzy operatorami, zasady przyłączania do gazociągu oraz warunki korzystania z niego przez firmy zamawiające usługę przesyłową, a także sposób rozliczania za usługę przesyłu gazu. Druga część Instrukcji opisuje szczegółowe zasady zgłaszania umów do realizacji, bilansowania oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi na polskim odcinku gazociągu jamalskiego.

Pełna treść Instrukcji zamieszczona jest na stronie www.gaz-system.pl (zakładka SGT).

Małgorzata Polkowska
Rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM S.A.



Wkrótce rusza procedura przydzielenia zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG w Świnoujściu

15 listopada 2011 roku, Polskie LNG S.A. rozpocznie procedurę przydzielenia zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG w Świnoujściu. Po zakończonej w 2009 roku tzw. procedurze Open Season, w wyniku której ok. 65% mocy terminala zakontraktowało PGNiG, pozostało jeszcze blisko 35% zdolności regazyfikacyjnych tego obiektu. Będzie się można o nie ubiegać do 30 grudnia 2011 roku.

Na podstawie złożenia przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) wiążącego zamówienia, zgodnie z postanowieniami Regulaminu procedury udostępnienia Terminalu LNG w Świnoujściu 2009, 18 marca br. została podpisana umowa między Polskim LNG SA a PGNiG.

Przedmiotem umowy jest świadczenie usług regazyfikacji oraz usług dodatkowych. W wyniku tej procedury PGNiG przydzielono moc 370 tys. Nm³/h z oferowanych 570 tys. Nm³/h.

W wyniku procedury przydzielenia zdolności regazyfikacyjnej terminala LNG w Świnoujściu, spółka Polskie LNG udostępni moc regazyfikacyjną wynoszącą 200 tys. Nm³/h.

O pozostałą moc będą mogły się ubiegać zainteresowane podmioty do końca tego roku. Po tym terminie Polskie LNG SA dokona przydziału (alokacji) dostępnej zdolności regazyfikacyjnej zgodnie z ustaloną i udostępnioną na stronach spółki procedurą (www.polskielng.pl/uslugi).

O przydziale mocy i wyborze kontrahenta zadecyduje jakość oferty – preferowane będą umowy długoterminowe i obejmujące jak największą moc. Decyzje o ostatecznym wyborze kontrahenta (lub kontrahentów) spółka ogłosi 30 stycznia 2012 roku.

– Z uwagi na duże zainteresowanie pozostałą do zakontraktowania mocą i to zarówno polskich, jak i zagranicznych partnerów, zdecydowaliśmy się umożliwić zainteresowanym pozyskanie jej już na obecnym etapie – wyjaśnia Zbigniew Rapciak, prezes Zarządu spółki Polskie LNG. – Proces ten ma charakter otwarty; każdy zainteresowany będzie mógł wziąć w nim udział. Podstawowym kryterium oceny oferty będzie czas trwania kontraktu oraz wielkość rezerwowanej mocy. Im większe będą te jednostki, tym korzystniejsze staną się warunki takiego kontraktu dla samych oferentów.

Warto bowiem zauważyć, że im większa zaalokowana moc, tym niższe będą jednostkowe stawki regazyfikacji – podkreśla prezes Rapciak.

Małgorzata Przedzrymirska
doradca Zarządu ds. Komunikacji
Polskie LNG S.A.



Fundacja ORLEN DAR SERCA przyznała stypendia uzdolnionej młodzieży

Stypendia Fundacji ORLEN DAR SERCA są już przyznane Fundacja ORLEN DAR SERCA

przyznała ponad 160 stypendiów w tegorocznej edycji ogólnopolskiego programu wspierania uzdolnionej młodzieży oraz w programie dla podopiecznych Rodzinnych Domów Dziecka. Środki finansowe zostaną wypłacone w roku szkolnym 2011/2012.

Ponad 700 chętnych aplikowało o tegoroczne stypendia Fundacji ORLEN – DAR SERCA w ramach Programu Ogólnopolskiego oraz Programu dla wychowanków Rodzinnych Domów Dziecka. Spośród wszystkich zgłoszeń, decyzją Komisji Stypendialnej przyznano łącznie 166 stypendiów.

Komisja Stypendialna zdecydowała o przyznaniu 75 stypendiów w Programie Ogólnopolskim dla uczniów szkół gimnazjalnych i ponadgimnazjalnych. Będą oni otrzymywać stypendia w kwotach od 200 do 380 zł miesięcznie. Natomiast w programie dla wychowanków Rodzinnych Domów Dziecka stypendia otrzymało 91 uczniów (stypendia w kwotach 250 – 380 zł/mies.) i studentów (stypendia w wysokości 400 do 600 zł/mies.).

Programy stypendialne to drugi po projekcie wsparcia Rodzinnych Domów Dziecka obszar działania, na który Fundacja ORLEN – DAR SERCA przeznacza najwięcej środków. Przyznając stypendia Fundacja stara się pokazać dzieciom i młodzieży, że warto nie tylko inwestować we własny rozwój i realizować ambicje, ale także być aktywnym społecznie. Dlatego w tym roku, obok wymaganych świetnych wyników w nauce, zainteresowań i sukcesów w sportowej i artystycznej działalności pozaszkolnej, jako nowe kryterium pojawiło się zaangażowanie w życie lokalnych społeczności.

– *Zależy nam, aby stypendyści Fundacji chcieli i potrafili angażować się w działania na rzecz dobra wspólnego i swoją postawą zachęcali innych do wspierania ważnych inicjatyw społecznych* – powiedział Paweł Wojciechowski, prezes Zarządu Fundacji.

W ubiegłym roku do Programu Ogólnopolskiego oraz programu dedykowanego Rodzinnym Domom Dziecka aplikowało ponad 320 osób, a 167 zostało stypendystami Fundacji. Prawie 50 z nich będzie otrzymywać stypendia także w bieżącym roku szkolnym.

Lista stypendystów została zamieszczona na internetowej stronie Fundacji. Do 30 września trwa natomiast nabór wniosków w programie stypendialnym „Przybliżamy do celu”, który dedykowany jest uczniom – mieszkańcom Płocka i powiatu płockiego. Wszelkie informacje i potrzebne dokumenty dostępne są na stronie www.orlendarserca.pl. Wyniki naboru będą znane pod koniec października.

Biurowie Prasowe
PKN ORLEN

strategia natury

WSPIERAMY SZPITALE

DBAMY O ZABYTKI

FUNDUJEMY STYPENDIA

PROMUJEMY KULTURĘ

POMAGAMY DZIECIOM



Górnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
41-800 Zabrze, ul. Szczęść Boże 11
tel. 32 398 50 00, fax 32 271 78 01
e-mail: biuro@gsgaz.pl
www.gsgaz.pl


GÓRNOŚLĄSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



Stanisław Szafran



Krystyna Maciurzyńska



Kalendarium

14 – 16.09.2011 r. w Hotelu „Bukowy Dworek” w Gronowie k. Łagowa Lubuskiego oraz w historycznych Rybakach PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze zorganizował konferencję nt. „Od Rybaków do LMG”. Spotkanie poświęcone było historii poszukiwań i eksploatacji w północno-zachodniej Polsce, a także perspektywom rozwoju w tych obszarach. Sesji referatowej towarzyszyło m.in. odsłonięcie pamiątkowej tablicy w Rybakach i panel dyskusyjny z udziałem pionierów górnictwa naftowego na Niżu Polskim.

19 – 21.09.2011 r. w Rogowie k/Łodzi została zorganizowana VI Konferencja „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro” TOP-GAZ 2011. Organizatorami konferencji byli: SITP NiG Oddział w Łodzi, Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp z o.o., Oddział Zakład Gazowniczy Łódź.

21 – 23.09.2011 r. Fundacja Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce zorganizowała konferencję nt. „Muzeum, jako instytucja humanizująca technikę. Problem z prezentacją i ochroną zabytków przemysłowych”. Konferencja została zorganizowana z okazji jubileuszu 50-lecia działalności Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce.

23 – 25.09.2011 r. w Krośnie odbyła się X Sesja Szkół im. I. Łukasiewicza. Organizatorami sesji są: Zarząd Główny Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, Zarząd Oddziału SITP NiG w Krośnie Dyrekcja Zespołu Szkół Ponadgimnazjalnych nr 4 w Krośnie

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy

70 urodziny Zygmunt Bączyk z Oddziału SITP NiG w Poznaniu w dniu 01.09.2011 r.

70 urodziny Maria Dąbrowska z Oddziału SITP NiG w Pile w dniu 14.09.2011 r.

70 urodziny Barbara Olszewska z Oddziału SITP NiG w Krakowie w dniu 19.09.2011 r.

80 urodziny Stanisław Lenik z Oddziału SITP NiG w Krośnie w dniu 02.09.2011 r.

80 urodziny Tadeusz Pelczarski z Oddziału SITP NiG w Krośnie w dniu 04.09.2011 r.

80 urodziny Adam Gruchacz z Oddziału SITP NiG Warszawa II w dniu 05.09.2011 r.

80 urodziny Wacław Burzewski z Oddziału SITP NiG w Krakowie w dniu 23.09.2011 r.

85 urodziny Jerzy Kowalczyk z Oddziału SITP NiG w Krakowie w dniu 23.09.2011 r.

W imieniu Zarządu Głównego SITP NiG Szanownym Koleżankom i Kolegom życzymy zdrowia, pomyślności i radości w życiu osobistym i stowarzyszeniowym.

X Sympozjum Naukowo-Techniczne nt. „Współczesna technika pomiarowa w gazownictwie — najnowsze regulacje prawne i problemy eksploatacyjne”



24 – 28 sierpnia 2011 r. odbyło się X Sympozjum Naukowo-Techniczne nt.: „Współczesna technika pomiarowa w gazownictwie – najnowsze regulacje prawne i problemy eksploatacyjne”. Organizatorem Sympozjum był Oddział Gdański SITP NiG przy współpracy firm APATOR METRIX SA i COMMON SA oraz kół zakładowych SITP NiG działających w tych firmach. Obrady sympozjum odbyły się w sali widowiskowej na promie kołobrzeskiego armatora Polferries MF Scandinavia pływającego na linii Gdańsk - Nynäshamn. Obrady sympozjum otworzył Zdzisław Nowak – prezes Oddziału Gdańskiego



Prom MF Scandinavia, na którym odbywały się obrady sympozjum



Zdzisław Nowak – prezes Oddziału SITPNiG w Gdańsku otwiera obrady sympozjum. Fot. S. Szafran

SITPNiG, a uczestników powitali: Jarosław Stasiak – prezes Zarządu COMMON SA oraz Arkadiusz Chmielewski – prezes APATOR METRIX SA. Podczas obrad sympozjum zaprezentowano 8 referatów i komunikat informacyjny:

- Stanisław Rychlicki (Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu) – „Strategia GK PGNiG S.A. do 2015 r.”;
- Stanisław Szafran (SITPNiG) – „Vademecum Gazownika - kompendium wiedzy z zakresu gazownictwa ziemnego dla pracowników zatrudnionych w branży gazowniczej oraz studentów specjalności naftowych i gazowniczych, a także osób zainteresowanych problematyką gazownictwa ziemnego”- nowe wydawnictwo SITPNiG;
- Andrzej Barczyński (Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) – „Zasadność

budowy układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu”;

- Jacek Jaworski, Monika Tyszownicka (Instytut Nafty i Gazu) – „Rozliczanie energii, a inteligentne opomiarowanie”;
- Teresa Wagner-Staszewska (Instytut Nafty i Gazu) – „Unijne fundusze dla gazownictwa w ramach bezpieczeństwa energetycznego polski – stan realizacji projektów współfinansowanych z PO-III”;
- Jerzy Kwilman (COMMON S.A.) – „Badanie trwałościowe gazomierzy turbiny i rotorowych”;
- Jadwiga Holewa, Ewa Kukulska-Zając (Instytut Nafty i Gazu) – „Sposoby wyznaczania wartości opałowej paliw gazowych w kontekście rozliczeń energetycznych”;
- Karol Kozłowski, Arkadiusz Chmielewski (APATOR Metrix SA) – „Gazomierze inte-

ligentne IV generacji oraz systemy zdalnego odczytu”;

- Artur Wąs (APATOR Telemetry Sp. z o.o.) – „Moduł telemetryczny unismart - ekonomiczna alternatywa dla zdalnych odczytów.”

W sympozjum wzięło udział ponad 160 osób związanych z przemysłem gazowniczym z Polski oraz Rosji, Ukrainy, Gruzji, Niemiec, Korei i Wielkiej Brytanii. Liczba uczestników zainteresowanych problematyką sympozjum świadczy, że poruszane zagadnienia podczas sesji referatowej i dyskusji kuluarowych są istotne w działalności przemysłu. W towarzyszącym sympozjum programie turystycznym uczestnicy zwiedzili Helsinki.

Stanisław Szafran
Sekretarz generalny SITPNiG



Uczestnicy Sympozjum. Fot. S. Szafran



Arkadiusz Chmielewski i Jarosław Stasiak podsumowują obrady sympozjum. Fot. S. Szafran



W programie turystycznym wycieczka promem Silja Serenade do Helsinek

Forum Ekonomiczne w Krynicy 2011, sprawozdanie z panelu: Wpływ gazu z łupków na rynek gazu w Polsce i Europie



Forum Ekonomiczne to uznane wydarzenie w Europie Środkowo-Wschodniej, którego misją jest budowanie przyjaznego klimatu dla rozwoju współpracy politycznej i gospodarczej pomiędzy państwami Unii Europejskiej oraz jej sąsiadami. Krynica to europejski głos w debacie nad sprawami Europy i świata. Tak opiniotwórcze dzienniki, jak m.in. Le Monde i Le Soir określiły je mianem Davos Wschodu.

Krynica stała się ważnym miejscem na mapie politycznej świata, bodaj jedynym, gdzie w tak liczonym gronie Wschód spotyka się z Zachodem. We wrześniu 2011 odbyła się dwudziesta edycja tego największego w Europie Środkowo-Wschodniej wydarzenia.

Pogłębiając debaty, jakie są poruszane na Forum w Krynicy, Instytut Wschodni organizuje specjalną konferencję poświęconą zagadnieniom energetycznym, z udziałem polityków i ekspertów o uznanej renomie pod nazwą: „Forum Energetyczne”. Konferencji towarzyszą specjalne panele tematyczne. 7 września odbył się panel pt.: Wpływ gazu z łupków na rynek gazu w Polsce i Europie.

Wszyscy się uczymy, nasza wiedza jest oparta na wieloletnim doświadczeniu. Dziś możemy powiedzieć, że wpływ wydobycia gazu z łupków na środowisko jest niewielki – mówił wiceprezes Encana International Inc., James Walcutt, podczas dyskusji o wpływie gazu łupkowego na rynek gazu w Polsce. Minione 3 lata pokazały zmiany na rynku gazowym. W ramach poszuki-



Fot. <http://www.forum-ekonomiczne.pl/>

wania obszarów wydobycia gazu i ropy naftowej pojawił się temat gazu łupkowego. Wydano już ponad 100 koncesji, 15 z nich otrzymało PGNiG – mówił Michał Szubski, PGNiG SA. Przyszłością Polski jest multienergetyka, stąd intensywne poszukiwanie gazu, zarówno w źródłach konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych.

Dariusz Marzec szef zespołu energetyki i zasobów naturalnych KPMG nakreślając obszar dyskusji przypomniał, że inwestycje w sektorze elektroenergetycznym w Europie Środkowo-Wschodniej mogą w ciągu dekady wynieść 144 mld euro. Podkreślił, że ogromna ilość majątku

wytwórczego wymaga wymiany, ponad 60 proc. aktywów w regionie ma za sobą powyżej 30 lat użytkowania.

Jan Bury wiceminister Skarbu Państwa powiedział, że Polska przeszła w ostatnich latach ciekawą drogę w restrukturyzacji sektora energetycznego. – Nasze doświadczenia są odmienne od tych jakie mają inne państwa Europy Środkowo-Wschodniej. 5 lat temu nie było w Polsce konkurencji na rynku energetycznym, ceny były określane przez państwo, a od dwudziestu lat nie było żadnych inwestycji. Pięć lat temu polski rząd podjął decyzję o reformie sektora energetycznego, a przed trzema laty podjęliśmy decyzję o prywatyzacji spółek energetycznych. Sprawa prywatyzacji Energii Gdańskiej jest na etapie decyzyjnym UOKiK. Minister Bury powiedział też, że plan docelowy zakłada iż dwie spółki będą pod kontrolą państwa: PGE, w którym własność państwa będzie wynosić 51 procent i Tauron 30 proc własności państwa z zarządem korporacyjnym. Jego zdaniem jest to moment, w którym zakończyliśmy proces prywatyzacji czterech grup energetycznych.

Wiceminister Bury podkreślił znaczenie połączeń trans granicznych i powiedział, że w najbliższych latach polska sieć będzie połączona z Czechami, Słowacją, Niemcami i Litwą.



Fot. <http://www.forum-ekonomiczne.pl/>

Minister zwrócił też uwagę na problem inwestycji w wytwarzanie, przesył i dystrybucję energii. Mimo to, że na rynek polski w ramach prywatyzacji weszli inwestorzy, to tak naprawdę tylko jeden wykonał inwestycje Pątnów 2 - Watenfal i RWE wycofali się z Polski. Ta sytuacja, w opinii ministra, doprowadza do przeświadczenia, że Polska sama musi zadbać, poprzez firmy gdzie skarb państwa ma pakiet kontrolny, o inwestycje w modernizację starych i budowę nowych mocy energetycznych.

Wiceminister Bury zaznaczył, że polska energetyka oparta jest na węglu i nawet w ciągu kilkudziesięciu lat nie będziemy w stanie przestawić polskiej energetyki na bloki jądrowe, czy energie odnawialną. Jego zdaniem Unia Europejska rozumie polską specyfikę i dzięki temu w roku 2020 na energię odnawialną będzie przypadać 15 proc., a nie tak jak w innych państwach 20 proc. Bury podkreślił, że główne inwestycje w Ostrołęce, Kozienicach i Bełchatowie to będą inwestycje w energię odnawialną. Jak jednak zaznaczył, budowa instalacji do wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla (CCS) w elektrowni w Bełchatowie będzie prawdopodobnie nierentowna.

Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Skarbu Państwa, Mikołaj Budzanowski, podkreślał, że każdy kraj Unii Europejskiej ma prawo do wybierania własnych źródeł energii wynikające

z Traktatu o funkcjonowaniu UE. Prowadzimy monitoring stanowisk ogłaszanych w Parlamencie Europejskim i uważamy, że są całkowicie nieprawdziwie. Analizy dowodzące, że gaz łupkowy może być niebezpieczny dla środowiska i życia ludzkiego wprowadzają dyskusję o wydobyciu gazu łupkowego na ścieżkę ocen jednostronnych. Musimy zwracać na to uwagę i podnosić na forum unijnym kwestię konieczności wydobycia gazu z łupków, bo to korzystne rozwiązanie nie tylko dla kraju, ale dla całej gospodarki w Unii – przekonywał. Mówił też, że niezbędne są regulacje krajowe, które urealnią wydobycie gazu łupkowego. Potrzebne są normy dot. ochrony środowiska, dostępu do gruntów czy zamówień publicznych.

W podobnym tonie wypowiedział się Janusz Steinhoff, przewodniczący Rady Programowej Krajowej Izby Gospodarczej. Jego zdaniem wprowadzenie unijnych restrykcji w wydobyciu tego surowca może doprowadzić do spadku konkurencyjności europejskiej gospodarki. Efekt środowiskowy będzie niewielki bądź zerowy, natomiast straty dla gospodarki mogą okazać się znaczne – zaznaczył. Dodał też, że inwestycje w gaz łupkowy są wielką szansą dla Polski pod kątem energetycznym i realizacji programu substytucji nośników energii w energetyce.

W Stanach Zjednoczonych rośnie wydobycie gazu łupkowego i dzięki temu jego ceny

spadają. Szacuje się, że do 2035 roku 50% gazu w Stanach Zjednoczonych będzie wydobywane właśnie z łupków. Kluczem do sukcesu na amerykańskim rynku były odpowiednie regulacje prawne i środowiskowe oraz rozbudowana infrastruktura dostawcza i dystrybucyjna. James Walcott, zaznaczył, że wydajność dzienna odwiertów w łupkach znacznie przewyższa wydajność źródeł konwencjonalnych. Dodał jednak, że w Polsce występują głębsze pokłady, co wymaga bardziej wyspecjalizowanych technologii wydobywczych radzących sobie z wysokimi temperaturami i ciśnieniem.

PGNiG zapowiada, że do 2015 roku zamierza wydać 14 mld złotych na poszukiwania niekonwencjonalnych źródeł gazu w Polsce. Już dziś, jak mówił wiceprezes spółki, Marek Karabuła, PGNiG prowadzi dialog społeczny z mieszkańcami miejscowości, w których wykonuje się pierwsze odwierty. Są pewne bariery, ale staramy się o nich rozmawiać, chcemy, żeby społeczność lokalna uczestniczyła w tych rozmowach – zapewniał. Inwestycje w wydobyciu gazu łupkowego w tych regionach to także, jak twierdził, nowe miejsca pracy.

Cezary Tomasz Szyjko
dr nauk prawnych

Uniwersytetu Jana Kochanowskiego

50 lat minęło, jak jeden dzień...



W dniach 14-16 września spotkał się w historycznych Rybakach i centrum konferencyjnym hotelu „Bukowy Dworek”, aby wspólnie uczcić jubileusz 50-lecia górnictwa naftowego na Niżu Polskim.

Obchody jubileuszu przebiegły w atmosferze wspomnień weteranów „Nafty”, którzy dali



Wśród gości uroczystości, od prawej: prezes PGNiG SA Marek Karabuła, były marszałek Sejmu Józef Zych oraz dyrektor Oddziału w Zielonej Górze Tadeusz Kulczyk. Fot. Sebastian Rzepiel

podwaliny pod dzisiejszą działalność Oddziału w Zielonej Górze. W związku z tym zasłużeńi pracownicy przedsiębiorstwa – panowie Kazimierz Dyjaczynski i Władysław Wiśniak, otrzymali odznaczenia za specjalne zasługi dla

miasta od prezydenta Zielonej Góry – Janusza Kubickiego.

Oprócz prezydenta miasta na konferencji w Rybakach pojawili się m.in. marszałek Sejmu Józef Zych, starosta krośnieński Jacek

Hoffman, wójt gminy Maszewo Dariusz Jaro-
ciński, a także Bachus w otoczeniu pięknych
bachantek. W Zielonej Górze trwało wówczas
Winobranie, stąd obecność boga wina na uro-
czystościach.

Oprócz wspomnianych wcześniej wyróż-
nień za specjalne zasługi dla miasta, wrę-
czono odznaczenia „Zasłużony dla Górnictwa
Naftowego i Gazownictwa”, które otrzymali
Zbigniew Korab, Mieczysław Buczek z PNiG
„Nafta” Piła oraz wójt gminy Maszewo Dariusz
Jarościński.

Przyznano również stopnie górnicze. An-
drzeja Kasprów uhonorowano pośmiertnie
tytułem inżyniera górniczego I stopnia. Z kolei
technika górniczego I stopnia otrzymał Euge-
niusz Sulik.

Warto podkreślić, że mimo historycznej
aury dającej się odczuć w niemal każdym zaką-
tku tego miejsca, nie zapomniano o tym, co naj-
istotniejsze. O przyszłości. Mówiono o szansach,
jakie daje efektywne wykorzystanie koncesji na



Uczestnikom konferencji towarzyszyła Grodziska Orkiestra Dęta. Fot. Sebastian Rzepiel

wydobycie gazu łupkowego, a także wspólnej
pracy wkładanej w ciągły rozwój przemysłu na-
ftowego i gazowniczego.

Po filmie prezentującym historię wydoby-
cia ropy naftowej i gazu ziemnego na zachodzie
Polski – która zaczęła się właśnie w Rybakach
– uczestnicy konferencji przemaszewowali wraz
z grodziską orkiestrą dętą na plac przy remizie
OSP, gdzie nastąpiło uroczyste odsłonięcie ta-
blicy pamiątkowej. Stąd uroczystości przeniosły
się w okolice boiska sportowego, na którym
odbył się turniej piłkarski z udziałem drużyn
Oddziału w Zielonej Górze, Ośrodka Kopalń
Grodzisk, Poszukiwań Nafty i Gazu „Nafta” sp.
z o.o. w Pile i miejscowej ekipy Klubu Sporto-
wego Rybaki. Po zaciętej, sportowej walce, tur-
niej wygrała drużyna z Zielonej Góry.

W międzyczasie część przybyłych na kon-
ferencję gości wyjechała do hotelu „Bukowy
Dvorek”, gdzie odbyła się sesja referatowa
poświęcona obecnej działalności przemysłu
naftowego, a także perspektywom przyszłych
rozwiązań i możliwości technologicznych.

Michał Burkowski

Dział Promocji i Public Relations
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze ufundował w miejscu pierwszego odwiertu Rybaki-1 kiwon – symbol górni-
ctwa naftowego wraz z tablicą informacyjną. Z kolei fundatorem tablicy pamiątkowej jest PNiG „Nafta” sp. z o.o.
w Pile. Fot. Sebastian Rzepiel



Turniej piłkarski na boisku w Rybakach wygrała drużyna Oddziału w Zielonej Górze
(szaro-czerwone stroje). Fot. Sebastian Rzepiel



Krzysztof Kwolek w sali konferencyjnej hotelu „Bukowy Dworek” prezentuje swój referat
pn. „Tight gas w piaskowcach czerwonego spągowca w Polsce”. Fot. Sebastian Rzepiel

Górnicy wsiedli za kółko



Pod hasłem 50-lecia górnictwa naftowego na Niziu Polskim 18 września odbył się X Jubileuszowy Rajd „Nafty”.

Trasa tegorocznego rajdu prowadziła z Zielonej Góry przez historyczne Rybaki i Gryżynę do hotelu „Bukowy Dworek”. Po drodze na uczest-



Jedną z konkurencji tegorocznego rajdu był slalom
Fot. Aneta Pawlak

ników zabawy czekało mnóstwo niespodzianek. Zawodnicy mieli do wykonania najróżniejsze zadania, podczas których musieli się wykazać wiedzą i sprawnością fizyczną.

Kto był pierwszym kierownikiem kopalni Rybaki? Ile otworów znajdowało się w rejonie działania tej instalacji? Na te i wiele innych pytań musieli odpowiedzieć rajdowcy, aby zebrać punkty. Były też konkurencje zręcznościowe, wyścigi rowerów wodnych oraz slalom samochodowy przodem i... tyłem. Na mecie w „Bukowym Dworze” czekały puchary dla trzech najlepszych drużyn.

Miejsca na podium zajęli:

1. Katarzyna Janas-Subsar, Kacper Subsar
2. Joanna i Paweł Lewandowscy
3. Agnieszka i Piotr Rau

Michał Burkowski

Dział Promocji i Public Relations
PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze



Przygotowani... do startu... start! Fot. Aneta Pawlak



Zwycięzcy z dziećmi. Od lewej: Kacper Subsar, Katarzyna Janas-Subsar, Piotr i Agnieszka Rau oraz Joanna i Paweł Lewandowscy. Fot. Sławomir Mundy

X Mistrzostwa PGNiG w Wędkarstwie Spinningowym



Zofia Lisik

Już tradycją stało się, że jesienią każdego roku Oddział w Sanoku jest organizatorem Mistrzostw w Wędkarstwie Spinningowym pod patronatem prezesa PGNiG S.A.

Pomysł zorganizowania I Mistrzostw zrodził się w 1998 roku w ówczesnym Krośnieńskim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu. Kolejne II i III odbyły się w następnych latach. Po pięciu latach przerwy powróciliśmy do pomysłu kontynuacji



tego pięknego święta wędkarskiego. Od 2005 roku Oddział w Sanoku jest organizatorem tych zawodów.

W pierwszych dniach września br. (8-11 września) zawitało do Centrum Konferencyjno-Rekreacyjnego 45 zawodników przybyłych z róż-



artystom. W kolejnym dniu czekała na nich 100% relaks w nowo otwartych gabinetach SPA.

Wieczorem, po ogłoszeniu wyników i wręczeniu pucharów, wszyscy uczestnicy zostali zaproszeni na biesiadę z regionalnym menu, muzyką w wykonaniu zespołu „Omen Band” z Krakowa. Jak udane było to spotkanie to już temat na inny artykuł. Dla nas organizatorów najmiłsze były słowa naszych przyjaciół wędkarzy – „Do zobaczenia w przyszłym roku”.

Zofia Lisik
PGNiG SA w Warszawie – Oddział
w Sanoku

Zdjęcia:
Karol Marcinkowski, Mariusz Sołtys

nych zakątków Polski – z Zielonej Góry, Odolanowa, Poznania, Bydgoszczy, Pogórskiej Woli, Jasła, Rembelszczyzny, Wołomina, z dalekiego Gdańska oraz oczywiście z Krosna i Sanoka.

„Bieszczadzkie Morze” niezbyt chętnie dzieliło się z wędkarzami swoimi skarbami, ale za to pogoda okazała się łaskawa i dzięki temu można było podziwiać uroki nadchodzącej, bieszczadzkiej jesieni. Po dwóch dniach zaciętej rywalizacji wyłoniono zwycięskie drużyny oraz zawodników w kategorii indywidualnej.

Najlepszymi okazali się

W klasyfikacji drużynowej:

1. PGNiG SA w Warszawie – Oddział w Zielonej Górze (w składzie Zbigniew Gmiński, Stanisław Mamczur)
2. PGNiG SA w Warszawie – Oddział w Odolanowie (w składzie Grzegorz Kluczbeg, Bogusław Parada)
3. Wielkopolska Spółka Gazownictwa (w składzie Andrzej Kaczmarek, Sławomir Kryskowiak)

W klasyfikacji indywidualnej zwyciężyli:

1. Sławomir Kryskowiak - Wielkopolska Spółka Gazownictwa
2. Krzysztof Szykowny - NAFTA PIŁA
3. Zbigniew Gmiński - PGNiG SA w Warszawie – Oddział w Zielonej Górze

Największą rybę złowił Grzegorz Cebulski – PGNiG SA w Warszawie – Oddział w Odolanowie

Każdego wieczora zmęczeni uczestnicy mieli okazję nie tylko podzielić się swoimi wrażeniami, ale również (a może przede wszystkim) skorzystać z dodatkowych, przygotowanych na tę okazję atrakcji. Jednego dnia mieli sposobność odpocząć przy muzyce w wykonaniu ukraińskiej kapeli ludowej „Na drabini” doskonale znanej polskim



Oczekiwana publikacja

Na zlecenie Zakładu Gazowniczego w Poznaniu – oddziału Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa – Ośrodek Szkolenia i Rzecznawców SITPniG – Grupa Terenowa Rzecznawców w Poznaniu – wydał bardzo potrzebną środowisku gazowniczemu publikację. Pozycja ta to „Poradnik techniczno-budowlany dla użytkowników sieci gazowej w systemie dystrybucyjnym” – opracowany przez Henryka Grabowskiego, rzeczoznawcy SITPniG i kierownika Rejonu Dystrybucji Gazu Piła. Autor, wykorzystując swoje bogate doświadczenie zawodowe, zawarł w tej książce informacje potrzebne projektantom i budowniczym sieci gazowych oraz osobom pracującym przy eksploatacji gazowych sieci dystrybucyjnych. Znajdujemy w tym poradniku obowiązujące dziś przepisy prawa oraz normy i standardy techniczne. Spora część poradnika poświęcona została prezentacji wymogów, jakie stawiają projektantom, budowniczym i eksploatacjom sieci i instalacji gazowych producenci nowoczesnych produktów dla gazownictwa – rur, połączeń rur gazowych, reduktorów, stacji gazowych, detektorów gazu itd. Wielkim walorem tej pracy są liczne ilustracje fotograficzne i rysunkowe.

Osoby zainteresowane nabyciem omówionej publikacji mogą ją zamówić w SITPniG Oddział w Poznaniu, ul. Grobla 15, 61-859 Poznań.

Leszek Łuczak
Rzecznik prasowy
Wielkopolska Spółka
Gazownictwa Sp. z o.o.



Poradnik techniczno-budowlany dla użytkowników sieci gazowej w systemie dystrybucyjnym



PRENUMERATA

Najlepszym sposobem na regularne otrzymywanie
WIADOMOŚCI NAFTOWYCH I GAZOWNICZYCH

Zamówienia: tel./fax: 18 352 64 84
<http://www.wnig.pl> e-mail: prenumerata@wnig.pl



Błękitne Paliwo

Odpowiedzialnie i Niezawodnie

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA jest największą polską spółką, zajmującą się poszukiwaniem i wydobyciem gazu ziemnego.

PGNiG SA - Oddział w Sanoku na terenie 5 województw południowo-wschodniej Polski prowadzi działalność poszukiwawczą i wydobywczą gazu ziemnego, ropy naftowej oraz eksploatację czterech podziemnych magazynów gazu: Husów, Strachocina, Swarzów i Brzeźnica.

W oparciu o 5 Ośrodków Kopalń sanocki oddział PGNiG wydobywa rocznie ok. 1,8 mld m³ wysokometanowego gazu ziemnego oraz blisko 50 tys. ton ropy naftowej.

Ludzie myślą, że fizyka jest nudna.
To nieprawda, po prostu zbyt rzadko
zwracamy uwagę, jak fascynujący świat
fizyki czyni nasze życie łatwiejszym.



$$Q_g = I_{ww} - I_{wd} = G_w C_w (t_{ww} - t_{wd})$$

ciepło użyteczne przekazane do czynnika
obiegowego (ciepło grzejne)

W PGNiG pamiętamy, że to właśnie nauka pozwala nam korzystać z naturalnych zasobów i czyni nasze życie łatwiejszym, dlatego szukamy naukowych innowacji, by jeszcze efektywniej wykorzystywać naturalne zasoby. Technologia spalania gazu ziemnego ma kluczowe znaczenie dla efektywności kosztowej, komfortu użytkowania i ekologii.
Chcesz ogrzewać dom gazem ziemnym?
Skontaktuj się z naszymi konsultantami, aby pomogli ci wybrać najlepsze rozwiązania technologiczne.