www.gigawat.net.pl

Wydawca

AGENT Public Relations
ul. Krowoderska 58 lok. 18
31-158 Kraków

Redakcja

tel./fax (0-12) 632-47-27
631-32-50
631-32-51
e-mail: energia@staszica.com
energia@gigawat.net.pl

Redaguje zespół w składzie:

Sylwester Wolak – red. naczelny

Jacek Balcewicz, Łukasz Legutko
Piotr Ginalski, Piotr Olszowiec,
prof. zw. Włodzimierz Kotowski
Janusz Gawin, Artur Gawor,
Bogusław Posmyk,
Robert Stępniak, Piotr Łepkowski

Biuro Reklam i Prenumeraty

Izabela Kiszka, Agata Wolak
Anna Wiatr, Piotr Mistachowicz

ul. Szlak 9, 31-161 Kraków

tel./fax (0-12) 632-47-27,
(0-12) 292-05-05,

tel. (0-12) 292-20-39,
(0-12) 634-12-23,
(0-12) 292-16-60.

e-mail: energia@staszica.com
reklama@gigawat.net.pl

DTP

Piotr Mazur
dtp@gigawat.net.pl

Druk

ARTIDRUK,
ul. Bojki 4
30-417 Kraków
tel./fax (0-12) 269-90-50

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść reklam i ogłoszeń oraz zastrzega sobie prawo do skracania nadesłanych tekstów i opatrywania ich własnymi tytułami.



Minister Siwiec jest pewien energetycznego bezpieczeństwa Polski. Zdaniem Donalda Tuska, można podejrzewać, iż głosy mówiące o odwołaniu ministra Czyżewskiego za to, iż nie chciał sprzedać Grupy G 8 „El-Dystrybucji", zasługują na jak najbardziej poważne potraktowanie. Jaki efekt może przynieść niedawne, towarzyskie spotkanie prezesa Zakładu Energetycznego Kraków SA i jednocześnie grupy dystrybutorów K 7 – z prezesem sprywatyzowanego niedawno STOENU?

Oto niewielki tylko wycinek zawartości bieżącego numeru ENERGII GIGAWAT, który - mam nadzieję - z zainteresowaniem Państwo przeczytacie.

Zachęcam do lektury.

Sylwester Wolak

Spis treści

48 **Kraj w skrócie**

51 **Świat w skrócie**

Europa potrzebuje polskiego węgla...
6 **Kopalnie zamrażać, a nie zamykać!**
– z prof. Antonim Tajdusiem rozmawia Jacek Balcewicz

Koncepcja prywatyzacji niezmienna
8 **Hub gazowy w Niechorzu**
– z wiceprezesem PGNiG SA – Markiem Foltynowiczem rozmawia Magdalena Olsza

11 **Trupy z szafy już wypadły...**
Jan Wawrzyn

W marcu Trybunał Konstytucyjny orzeknie w sprawie ustawy o biopaliwach
14 **Biopoczątki**
Małgorzata Kosa

16 **25 tysięcy rodzin woli przedpłaty**

Oleje przepracowane: wskazana regeneracja
17 **Niebezpieczny odpad czy cenny surowiec?**
Janusz Jakóbiec, Grzegorz Wysopal

Jeszcze o amerykański „blackoucie" i bezpieczeństwie dostaw energii...
20 **Zawodna niezawodność**
Piotr Lelątko, Bartosz Krysta Dariusz Michalski

W roku 2004:
27 **Jest co świętować...**
Roman Reinisch

PKN-MOL, LOTOS, ZOL...
29 **Nafta na trzech filarach**
Sylwester Wolak

Jak minął rok?
31 **Uszczuplanie PGNiG?**
Magdalena Olsza

34 **W Kazachstanie lubią Polaków**

Polskie firmy w Kazachstanie mają ogromne szanse, ale...
35 **Czas jest wrogiem**
– z Jarosławem Bałaszem prezesem PNiG Kraków Sp. z o.o. rozmawia Magdalena Olsza

ORLEN chce kupować
37 **To był dobry rok**
Małgorzata Kosa

39 **Z Opola do Schwedt**

W Chorzowie
40 **Od AEG do ELCHO**

Elektrociepłownia Kraków
41 **Na pełnych obrotach**

KWK „Budryk" lgnie do Opola
42 **BOT czy BOBT?**
Jacek Balcewicz

Bez obaw przed konkurencją
44 **Więcej stacji paliw**

45 **Jesteśmy przygotowani, ale...**
Jacek Balcewicz

46 **Było wiele sygnałów popartych faktami...**
Jacek Balcewicz

Warszawsko-krakowsko-niemieckie flirty...?
47 **Przy jazzie o... prądzie**

EkoFundusz
53 **Czyste powietrze w zamian za dług**
Piotr Łepkowski

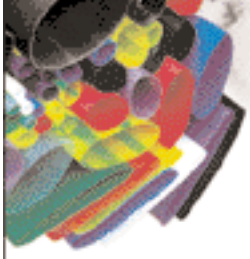
Kogeneracyjny blok z silnikiem Stirlinga
55 **Konkurencji brak!**
Włodzimierz Kotowski

59 Bloki jądrowe o niewielkich mocach
Nuklearna Brytania

Ekspansja technologii solarnej
59 **Amisze się przekonali!**

DSG-CANUSA
A ShawCor Company

Wszystkiego Najlepszego oraz
Wielu Sukcesów w Nowym 2004 Roku
życzą Zarząd i Pracownicy
firmy DSG-CANUSA Polska Sp. z o.o.





technologia termokurczliwa
DERAY® i CANUSA

- rury termokurczliwe - cienkościenne, - pogrubione i grubościenne (z klejem lub bez),
- płaty termokurczliwe - CRDW lub - CRLS,
- kołpaki palczaste rozgałęziające - 2, 3, 4 żyłowe,
- mufy przelotowe 0,6/1kV, - kapturki termokurczliwe,
- materiały termokurczliwe do średnich napięć,
- rozszerzalne koszulki z oplotem i końcówkami termokurczliwymi powlekanymi klejem - CANUFIX,
- uniwersalne koszulki z poliamidu 6.6 - CANUFLEX PA-CG,
- złączki zaciskowe wilgocioodporne - CRIMPSEAL II

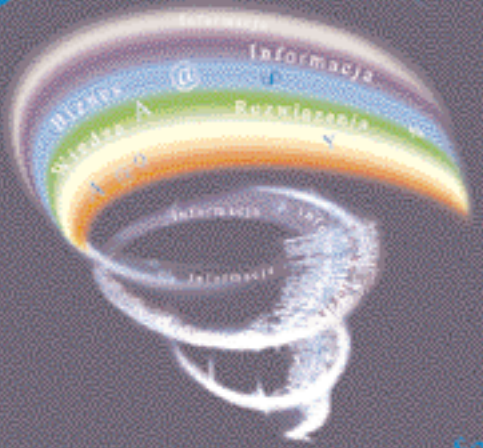
PRZEDSIĘBIORSTWO
FAIR PLAY 2003

DSG-CANUSA Polska Sp. z o.o.
Zagórki / Rychnowy, 77-300 Człuchów
tel. (0 59) 834 69 02, fax (0 59) 834 69 03
Sprzedaż: tel. (0 59) 834 69 15; -16
e-mail: info-pl@dsgcanusa.shawcor.com

spin

www.spinet.com.pl

Nowe Spojrzenie w Przyszłość



Kompleksowe Rozwiązania Biznesowe i Informatyczne

Energetyka
Telekomunikacja
Przemysł
Sektor Publiczny
Finanse
Medycyna

Europa potrzebuje polskiego węgla

Kopalnie zamrażać a nie zamykać!

Z prof. Antonim Tajdusiem, prorektorem Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie rozmawia Jacek Balcewicz

– Panie Profesorze, co zmieniło się w polskim górnictwie przez ostatni rok?

– Wbrew pozorom dość sporo. Były to zmiany zarówno pozytywne, jak i negatywne. Powstała Kompania Węglowa obejmująca 23 kopalnie. Utworzono ją jednak w sposób zupełnie nieprzygotowany i bardzo pośpieszny. Nagle, w ciągu zaledwie paru tygodni, powołano do życia potężny organizm ze znacznym majątkiem. I w pierwszej kolejności podjęto decyzję o zamknięciu kilku kopalni. Ja natomiast uważam, że podstawą wszelkich działań powinna być ustawa restrukturyzacyjna, a ona pojawiła się dopiero teraz. Komisja ds. restrukturyzacji górnictwa, której jestem członkiem, proponowała trzy rozwiązania, a mianowicie: niektóre kopalnie trzeba zamknąć, inne trzeba połączyć, a jeszcze inne „zamrozić". Osobiście byłem zwolennikiem „zamrażania" kopalń, a nie ich zamykania.



– Zamknięcie kopalni jest procesem nieodwracalnym, dlatego tak ważną kwestią uzyskanie pewności, że właśnie ta, a nie inna kopalnia powinna zostać zlikwidowana. Zbyt wiele spraw w Polsce załatwiliśmy i jeszcze załatwiamy pod stołem. Może teraz nawet bardziej niż kiedyś.

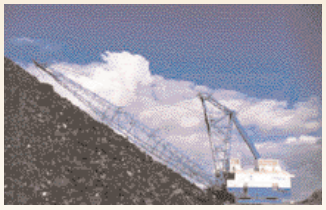
– Otóż to. Weźmy Kopalnię „Wujek" w Katowickim Holdingu Węglowym. Teoretycznie powinna być deficytowa, ponieważ jest zagrożona tąpaniami, eksploatuje pod obszarem zabudowanym, a więc musi stosować podsadzkę co dodatkowo kosztuje, ma krótkie ściany. A tymczasem jest najlepsza. Dlaczego? Bo szczęśliwie wykorzystuje blisko 100 proc. swoich możliwości technologicznych i ludzkich. Te wysokie koszty stałe rozkładają się na maksymalne wydobycie. A w innych kopalniach wydobycie jest hamowane możliwościami sprzedaży, wobec tego parametry ekonomiczne spadają, jednostkowa cena rośnie.

– Nie można jednak myśleć tylko o dniu dzisiejszym, trzeba też wybiegać w przyszłość...

– Przewidujemy, że w Polsce zapotrzebowanie na węgiel będzie utrzymywało się na stałym poziomie, sięgającym łącznie z eksportem 90-95 mln t. I stąd dzisiaj węgla mamy trochę za dużo. Ale za 10 czy 15 lat szereg kopalń „wypadnie" w sposób naturalny, ponieważ wyczerpią się ich zasoby. Postulowałem więc zostawienie jeszcze na pewien czas szybów wydobywczych (gdy likwiduje się kopalnie szyby są zasypywane), głównych chodników i minimalnej obsady, która by tej kopalni pracującej na jałowym biegu doglądała i aby w każdej chwili na sygnał dać produkcję. Niestety, nie znalazło to zrozumienia. Tego nie przewiduje ustawa. Ponadto na czele Kompanii – w pierwszych miesiącach jej działania – postawiono ludzi związanych głównie z finansami.

– Może to była pierwsza w historii polskiego górnictwa próba świeżego, bezstronnego spojrzenia na górników i górnictwo.

– Nie twierdzę, że były to osoby nieodpowiednie, ale górnictwo ma własną, sobie tylko właściwą specyfikę. Otóż w górnictwie w odróżnieniu od innych dziedzin gospodarki znacznie wyższe są koszty stałe i nie da się ich łatwo pozbyć. Średnio stanowią one 60 proc. ogółu kosztów, a są kopalnie gdzie



ten udział zbliża się do 70 proc. Na wiosnę, kiedy w sposób naturalny zmniejsza się zapotrzebowanie na węgiel, spadają też jego ceny. Aby temu zapobiec podjęto decyzję o ograniczeniu wydobycia o 20 proc. W efekcie kopalnie zaczęły tracić przychody, zaczęły się zadłużać. W czerwcu „nafedrowano" tym sposobem 700 mln zł strat. Sądzę, że osobą, która łączy znajomość technologii górniczej z finansami, jest obecny prezes Kompanii Węglowej, Maksymilian Klank, przesunięty z Katowickiego Holdingu Węglowego, najlepszej polskiej organizacji górniczej.

– Gwiazda KHW błyszczy na tle czarnej węglowej rzeczywistości. Czy tajemnica nie tkwi w strukturze holdingowej z samodzielnością poszczególnych zakładów wydobywczych, w odróżnieniu od struktury koncernowej, która obowiązywała w dawnych spółkach węglowych?

– Szczerze mówiąc KHW nie jest holdingiem w pełnym znaczeniu tego słowa, ani też Kompania Węglowa nie jest typowym koncernem. Nie jestem jednak zwolennikiem całkowitej samodzielności poszczególnych kopalni.

– Dlaczego?

– Rynek węgla w Polsce jest jeszcze nieuporządkowny. Wyobraźmy sobie, że wszystkie kopalnie są samodzielne, poza funkcjonującymi w związkach kapitałowych. Przy nadprodukcji węgla poszczególne kopalnie zaczną jedna przed drugą obniżać ceny, aby pozbyć się tego, co leży na placu. I wracamy do punktu wyjścia. Rozregulujemy tym sposobem ten rynek całkowicie.

– Od lipca w Kompanii dzieje się jednak lepiej...

– Tak, akumulacja na węglu jest dodatnia. Oczywiście jeszcze nie cały wynik, a tylko akumulacja, to znaczy różnica między kosztem jednostkowym wydobycia, a ceną. Bo „wiszą" jeszcze stare długi.



– Właśnie długi, już kilka razy górnictwo było oddłużane, a długi ciągle rosną.

– Nigdy do końca i nigdy naprawdę nie zostało ono oddłużone. Teraz trzeba umorzyć jakieś 17-18 mld zł długów, aby ta kula śniegowa przestała rosnąć. Samo górnictwo tych długów nigdy nie spłaci. Wszystko wzięło się z tego, że na początku nowej rzeczywistości wszystkie ceny dookoła uwolniono, natomiast ceny węgla trzymano na smyczy. Kopalniom brakowało pieniędzy, brały kredyty, rosły odsetki, banki się karmiły itd. Do spłacenia zostanie jakieś 7-8 mld zł i taką kwotę górnictwo jest w stanie udźwignąć.

– Od kilku tygodni ceny węgla na europejskim rynku zaczęły ostro iść w górę. Powiało optymizmem?

– Rozregulowany został rynek światowy. Ceny zaszalały. Jeszcze niedawno dostawaliśmy trzydzieści parę dolarów w punkcie ARA, czyli loco Amsterdam-Rotterdam. Odliczając koszty transportu na poziomie dochodzącym do 15 dolarów, za tonę węgla uzyskiwaliśmy jakieś 80 zł przy kosztach wydobycia sięgających 120 zł. Dzisiaj cena węgla w punkcie ARA wynosi 62 dolary za tonę. Odejmując koszty transportu, za tonę węgla otrzymujemy 160-170 zł, co jeszcze niedawno było nieprawdopodobne. Kontrakty z taką ceną zawierane są już na pierwsze półrocze przyszłego roku.

– Co się stało? Czy tak rynek zareagował na wieść o zamykaniu kopalni w Polsce?

– Rynek rozregulowali Chińczycy. W pierwszym rzędzie zaczęli sprowadzać z Ameryki Południowej duże ilości rudy żelaza. Kupili też masowce, które do tej pory woziły węgiel do Europy. Po drugie, same Chiny przeżywają boom gospodarczy i więcej węgla zużywają na własne potrzeby, stąd zmniejszyły eksport do Japonii. Japończycy z kolei zaczęli kupować brakujące ilości węgla w Australii. W efekcie zaczęło brakować węgla w Europie. Nie jest prawdą – jak sądzą niektórzy – że w Europie nie potrzeba węgla. Unia Europejska ocenia swoje potrzeby na 350 mln t węgla rocznie pomimo tego, że ma elektrownie jądrowe i gaz z Rosji oraz z Morza Północnego. Do tego doszła jeszcze olbrzymia susza tego roku, która wyłączyła znaczną część hydroelektrowni i zmniejszyła możliwości chłodzenia w siłowniach jądrowych. I nagle okazało się, że jedynym stabilnym źródłem energii jest właśnie węgiel. Tak więc Europa potrzebuje polskiego węgla. Jeśli obecna sytuacja utrzyma się, to za rok polskie górnictwo znajdzie się w diametralnie innym położeniu, gdyż wszystko ładnie się zbilansuje. Istnieje pewne ryzyko, że na fali koniunktury zatrzymamy się w pół drogi, i pokusa – jak zawsze – by te efekty momentalnie przejeść.

– A łączenie kopalń z elektrowniami? Jeszcze niedawno przeciwnicy tej koncepcji zapierali się rękami i nogami mówiąc: integracja pionowa nigdy w życiu, bo grozi to subsydiowaniem skrośnym, ukrywaniem rzeczywistych kosztów itp.

– Od wielu lat jestem zwolennikiem łączenia elektrowni z kopalniami. Uważam, że w dalszej perspektywie czasu jest to nieuniknione i prędzej czy później znaczna część polskich kopalni w taki czy inny sposób będzie związana z energetyką. Problem leży jednak w tym, że elektrownie chcą brać kopalnie pozbawione długów i zobowiązań, a ponadto za symboliczną złotówkę. To oznacza, że reszta będzie musiała spłacić narosłe długi, co wywołuje naturalny protest. Jest jeszcze drugie niebezpieczeństwo. Jak uczy doświadczenie, energetyka inwestuje w kopalnie zwiększając moce wydobywcze, co rodzi konieczność zamknięcia innych kopalni. Ekonomicznie jest to uzasadnione, lecz społecznie trudne do zaakceptowania.

– Ale to jest kwestia narzucenia pewnych warunków: elektrownia przejmuje kopalnię i wydobywa tyle, ile sama zdoła skonsumować. W ten sposób ma niższe koszty, bo odpada budowa sieci sprzedaży, marketing, reklama, ryzyko niewypłacalności kontrahentów.

– To już nie jest takie proste i oczywiste.

– Dziękuję za rozmowę.

Koncepcja prywatyzacji niezmienna...

Hub gazowy w Niechorzu?

Rozmowa z Markiem Foltynowiczem, wiceprezesem Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA



– Co pewien czas przez prasowe łamy przemyka informacja o tym, iż resort skarbu rozważa zaproszenie inwestorów do rokowań w sprawie sprzedaży PGNiG. W jednym z wywiadów mówił o tym wiceminister skarbu Ignacy Bochenek. Informację tę szybko sprostował były już minister skarbu Piotr Czyżewski. Czy istnieją alternatywne rozwiązania w stosunku do planów upublicznienia spółki? Może naciskają na to politycy, a za ich pośrednictwem zainteresowani nabyciem akcji PGNiG gazowi potentaci z za granicy?

– Koncepcja prywatyzacji nie zmieniła się. Nadal celem jest wprowadzenie spółki na warszawską giełdę w czwartym kwartale tego roku i pozyskanie inwestorów finansowych i indywidualnych, czyli akcjonariatu rozproszonego. Nie spotykam się z naciskami ze strony firm lub polityków, by zmienić sposób prywatyzacji, ani też nic mi o tego typu ruchach nie wiadomo. Nie spotkałem się również z wypowiedziami prasowymi, z których by wynikało, że skierowanie oferty do inwestorów strategicznych jest lepszą ścieżką prywatyzacji.

– Przetarg na wybór doradcy w procesie prywatyzacji PGNiG zakończył bez rozstrzygnięcia, nowy przetarg ma być ogłoszony pod koniec stycznia. Oferty nie były zadowalające?

– Pojawiły się okoliczności, z powodu których przetarg na wybór doradcy prywatyzacyjnego zakończył się bez rozstrzygnięcia. Trwa jednak i wkrótce zostanie rozstrzygnięty przetarg na doradę prawnego. Zdecydowaliśmy się również na rozpisanie nowego przetargu na wybór doradcy, który będzie doradzał nam w kwestii maksymalizacji wartości firmy.

– Głównym zadaniem spółki jest obecnie wydzielenie operatora systemu przesyłowego (OSP) i operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). Czym właściwie jest OSP? Dlaczego ma on tak duże znaczenie dla funkcjonowania przedsiębiorstwa?

– To zorganizowana jednostka, która będzie decydowała o kierunkach, możliwościach, a także o wysokości opłat za przesyłanie gazu z punktu „A" do punktu „B". Będzie dokonywała wewnętrznego bilansowania gazu. Po zliberalizowaniu rynku gazowniczego mogą się bowiem pojawić zlecenia przesyłu gazu z różnych punktów przez różne podmioty. Takim zlecającym będzie za każdym razem departament handlu PGNiG. Musimy jednak nauczyć się pracować w nowych warunkach, w których PGNiG jako niezależny podmiot będzie współpracował z innym niezależnym podmiotem – OSP. Będą to dwie odrębne jednostki prawne związane ze sobą wyłącznie umowami na świadczenie usług.

– To znaczy?

– Nie może być tak, jak dzieje się to dzisiaj, że bilansowanie gazu dokonuje się na podstawie doświadczenia i współpracy pomiędzy departamentami przesyłu i sprzedaży gazu. PGNiG będzie musiał zamawiać wielkość przesyłu, termin i moc w sposób zorganizowany (według harmonogramów). Obydwie strony będą miały obowiązek przestrzegania tych umów pod rygorem sankcji określonych w umowach. W przyszłości samodzielne zwiększenie poboru gazu przez danego odbiorcę nie będzie tolerowane ani przez przesył, ani przez sprzedawcę. W tym celu cały system zostanie dokładnie opomiarowany. Obecnie mówiąc w uproszczeniu, PGNiG nie interesuje, jakie ilości gazu będą przepływały danym odcinkiem rury do odbiorców, bo centrala „dogaduje się" z kolegami z przesyłu, a oni zastanawiają się, jak to zrobić. W przyszłości PGNiG będzie musiało określić swoje potrzeby przesyłowe i tylko ta wielkość, którą zamówi, będzie realizowana. Zwiększenie zamówienia będzie odbywać się na określonych z góry warunkach. Może okazać się, że inny odbiorca i inny dostawca, o których PGNiG nic nie będzie wiedziało, zamówił transport na tym samym odcinku i zamiar zwiększenia przesyłu przez PGNiG zostanie przez operatora przesyłu odrzucony. A zatem przyjdzie nam działać w zupełnie nowych realiach, do których musimy się przystosować i szkoda, że mamy tylko na to pół roku.

– Zarząd PGNiG zabiega o okres przejściowy w otwieraniu polskiego rynku gazowego. Z jakim powodzeniem?

– Rząd zaakceptował nasz wniosek i podjął się zgłoszenia go w Brukseli. Spodziewamy się, że jego rozpatrzenie potrwa co najmniej pół roku. Jednocześnie na wypadek, gdyby wniosek został odrzucony przygotowujemy się do otwarcia rynku od 1 lipca 2004 r. Uzyskanie okresu przejściowego pozwoli nam na pewno lepiej się do tego procesu przygotować.

– Jak wielu jest dziś chętnych do zaopatrywania się w gaz u innego dostawcy i korzystania z sieci przesyłowej PGNiG?

– W tej sprawie zwracają się do nas głównie firmy chemiczne. Według mnie pytania mają charakter testujący.

– Na jakim etapie jest proces wydzielania operatora systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych?

– Opracowany został dokument „Podstawy tworzenia operatora systemu przesyłowego". Jest to zbiór zagadnień poświęconych wydzieleniu OSP, w tym problemów organizacyjnych, prawnych, finansowych, majątkowych itd. W ciągu ostatniego miesiąca był on przedmiotem posiedzenia Zarządu PGNiG. Nie ma jeszcze jednoznacznie zdefiniowanego schematu przekazywania majątku do OSP. Warunkiem wydzielenia sieci jest jej opomiarowanie, tak aby system mógł być szczegółowo rozliczany. Zdefiniowanie obszaru technicznego, czyli obszaru majątku przyszłego OSP, zdefiniowanie sposobu finansowania rozwoju tego obszaru oraz przeprowadzenie restrukturyzacji zatrudnienia i restrukturyzacji organizacyjnej powinno w dłuższej perspektywie doprowadzić do zmniejszenia opłaty przesyłowej.

– Czy wydzielenie operatorów systemu dystrybucyjnego będzie łatwiejsze?

– Wydzielenie lokalnych operatorów nie będzie łatwe, gdyż podlega im zdecydowanie większy obszar i są w różny sposób zarządzane. Obecnie spółki dystrybucyjne przygotowują się do rozdzielenia funkcji technicznych od funkcji handlowych. Zgodnie z nową dyrektywą gazową mamy na to czas do 2007 r., podczas gdy operatora systemu przesyłowego trzeba wydzielić do 1 lipca 2004 r., choć praktycznie spółka zacznie działać jeszcze wcześniej.

– Czy dysponują one już całym przynależnym im majątkiem?

– Stan prawny części majątku, która nie została wniesiona do spółek dystrybucyjnych w momencie ich wydzielenia, został uregulowany. Obecnie aktywa są wnoszone do spółek na zasadzie podwyższenia kapitału. Problem rozdziału majątkowego pomiędzy spółkami dystrybucyjnymi a regionalnymi oddziałami przesyłu, na terenie których spółki się znajdują, został w większości rozwiązany.

– Jak spółki dystrybucyjne radzą sobie na rynku?

– To zależy, jakie kryteria bierzemy pod uwagę. Takie kryterium, jak wielkość sprzedaży nie jest w pełni miarodajne, bowiem każdej spółce został przypisany konkretny obszar działania, a wraz z nim liczba klientów. Niektóre spółki wykazały zysk na koniec roku, inne zaś straty, co jednak nie oznacza, że te ostatnie działały mniej efektywnie. Np. na Podkarpaciu jest dużo tzw. martwych przyłączy – gminy są zgazyfikowane i zostały wykonane odprowadzenia w kierunku domów, ale ze względu na swą sytuację ekonomiczną mieszkańcy opalają domy zastępczymi paliwami, jak chrust, słoma, węgiel, drewno. Ponadto efekty przyrostu sprzedaży uzyskane w 2003 r. były w dużej mierze zasługą wcześniejszych aktywnych działań pracowników dawnych Zakładów Gazowniczych. Dlatego prawdziwe porównanie efektywności spółek będzie możliwe dopiero pod koniec 2004 r.

Niemniej już pod koniec stycznia powinniśmy dysponować wstępnymi wynikami porównawczymi. Pierwszą systematyczną analizę, głównie o charakterze statystycznym, przeprowadziliśmy po trzech kwartałach 2003 r. Z pierwszych wniosków wynika, że spółki działają w różnych warunkach, co znajduje odzwierciedlenie w taryfach. Przygotowanie taryf było zresztą pierwszym zewnętrznym przejawem samodzielności spółek.

– Czy któraś ze spółek wykazała się czymś szczególnym?

– Owszem, na przykład Górnośląska Spółka Gazownictwa ustanowiła doradcę technicznego klienta oraz opracowała we własnym zakresie we współpracy z bankiem BPH PBK kredyt na realizowanie przyłączy gazowych. Zamierzamy dopiero rozpocząć tego typu działalność w ramach wspólnej polityki marketingowej. Powstał program pozyskiwania nowych klientów, którym oferujemy nie tylko wykonanie przyłączy do sieci gazowej, ale także usługę kredytowania tego typu przedsięwzięć. Również pozostałe spółki wykazują inicjatywy wyprzedzające planowaną strategię. W Zakładzie Gazowniczym z Bydgoszczy z Pomorskiej Spółki Gazownictwa został wprowadzony system ISO 9001, a w Spółce Wielkopolskiej, która system taki posiada już od jakiegoś czasu, prowadzone są prace nad wprowadzeniem jednolitych procedur w celu wdrożenia Zintegrowanego Systemu Zarządzania Jakością. Z kolei Karpacka Spółka Gazownictwa jest zaawansowana w pracach informatycznych związanych z jednolitym systemem obsługi klienta. Dowodzi to tego, że spółki potrafią robić użytek ze swej samodzielności. Pewne projekty korzystniej jest jednak realizować wspólnie, np. jednym z nich, który jako centrala grupy kapitałowej PGNiG będziemy koordynować, jest wykorzystanie gazu sprężonego do napędu samochodów. Wcześniej niektóre spółki działały w tym zakresie na własną rękę, np. w Warszawie. Brakowało skoordynowanego ogólnokrajowego programu budowy stacji w porozumieniu z władzami lokalnymi oraz miejskimi przedsiębiorstwami komunikacyjnymi. W zanadrzu mamy też nowy produkt, o którym wkrótce poinformujemy.

– Powstała centrala grupy kapitałowej PGNiG w Warszawie. Czy ten proces przebiegł stosunkowo bezboleśnie?

– W PGNiG funkcjonowały niejako dwie centrale: Oddział Główny i Oddział Górnic-



twa Naftowego. Po zmianach powstała jedna struktura – centrala grupy kapitałowej PGNiG. Jej utworzenie było konieczne, gdyż niektóre obszary działania ewidentnie się dublowały. Nowa struktura jest przejrzystsza, co wpływa na usprawnienie organizacji pracy i szybkość podejmowania decyzji. Jednocześnie utworzyliśmy nowe jednostki, m.in.: Departament Prywatyzacji, Departament Kontroli i Audytu Wewnętrznego, Departament Zakupów Centralnych.

Zmiany organizacyjne nie przebiegają niestety bezboleśnie, gdyż wiążą się ze zmniejszeniem zatrudnienia. Łącznie w obu oddziałach pracuje obecnie 926 osób. Liczba zatrudnionych powinna zmniejszyć się w najbliższych miesiącach o ok. 130 osób. Stosowne pisma zostały skierowane do Inspekcji Pracy, podpisaliśmy też porozumienie w tej sprawie ze związkami zawodowymi. O ok. 25 proc zmniejszyła się liczba stanowisk kierowniczych. W perspektywie dwóch lat zatrudnienie ulegnie dalszemu znaczącemu zmniejszeniu, z korzyścią dla sprawności i dla kosztów funkcjonowania centrali, co pośrednio przyczyni się też do obniżenia kosztów funkcjonowania całej grupy kapitałowej.

– Jakie inne działania restrukturyzacyjne podjęto?

– W 2003 r. udało się przeprowadzić działania formalno-prawne związane z wniesieniem 24 ośrodków wczasowych do spółki Geovita, samodzielnego podmiotu funkcjonującego w formie Spółki z o.o., który będzie prowadził działalność turystyczną. Przewidujemy, że część pozostałych ośrodków, które znajdują się w grupie kapitałowej, zostanie również przeniesiona do tej spółki. W przyszłości będziemy dążyć do prywatyzacji Geovity i liczymy na sukces prywatyzacyjny. Spółka stanowi zorganizowaną sieć ośrodków łączących funkcje turystyczne i profilaktyki zdrowotnej, a dzięki planowanej reorganizacji chcemy tę wartość jeszcze podnieść. Uzgodniony w lipcu 2003 r. ze związkami zawodowymi program restrukturyzacji zatrudnienia w spółkach zależnych i Oddziale Głównym jest realizowany w niemal 100 proc. Jedynym wyjątkiem jest tu Sanocki Zakład Górnictwa Nafty i Gazu, gdzie nie udało się jeszcze wydzielić i formalnie utworzyć spółki serwisowej, do której ma zostać przeniesiona grupa pracowników. Jednak generalnie, program restrukturyzacji przebiega zgodnie z założeniami.



– Plany opóźnienia wydzielenia części górniczej napotkały na duży sprzeciw części branży. Czy wygraliście tę walkę?

– Nasz wniosek o nie wydzielanie spółki poszukiwawczo-wydobywczej do czasu debiutu giełdowego całej grupy został pozytywnie przyjęty przez międzyresortowy komitet sterujący ds. nadzorowania programu restrukturyzacji, jak również przez międzyresortowy zespół ds. rynku energii elektrycznej i rynku gazu. Zarekomendowano je ministrowi skarbu z sugestią zaktualizowania programu restrukturyzacji w dwóch punktach – wydzielenia operatora systemu przesyłowego oraz właśnie w punkcie niewydzielania spółki górniczej. Jednak decyzji wciąż nie ma, a obawiam się, niestety, że wpływ na całą sprawę mają czynniki zupełnie pozamerytoryczne. Mogę zapewnić, że z naszej strony umowa, statut spółki, zasady nadzoru czy wykaz majątku do przekazania zostały opracowane.

Pozostawienie spółki poszukiwawczo-wydobywczej w strukturach PGNiG jest szalenie istotne. Równoległe realizowanie niezmienionego programu rządowego zakładającego wydzielenie spółki górniczej oraz wymogów znowelizowanej Dyrektywy Gazowej spowoduje, że PGNiG trafi na giełdę bez znacznej części majątku w postaci złóż, magazynów oraz sieci przesyłowej. W zdecydowany sposób obniży to wiarygodność firmy i zmniejszy jej wycenę przez inwestorów.

– PGNiG rozpoczęło kampanię promowania marki produktowej. Jakiego wzrostu sprzedaży spodziewają się państwo po jej zakończeniu?

– Kampania ma doprowadzić do efektu rozpoznawania produktu i przekazywać komunikat, że stosowanie tego paliwa ma przewagę nad dotychczas stosowanymi. Ma skłaniać do myślenia w kategoriach proekologicznych i proefektywnych, gdyż chodzi również o przekonanie klientów, że to paliwo jest w końcowym efekcie tańsze niż inne.

– Głośno było o powiązaniach ze światem przestępczym pośrednika w kontrakcie spotowym na dostawy 2 mld m sześc. gazu, spółki Eural Trans Gas.

– Naszym zdaniem był to niczym nieuzasadniony zgiełk medialny, inspirowany przez przeciwników tego kontraktu. Dostawy gazu są realizowane w 100 proc. i nie ma żadnego zagrożenia, że uzgodnione wielkości nie zostaną dostarczone. W ten sposób nie tylko uzupełniliśmy bilans gazu o brakujące w ilości, ale też spełniliśmy wymogi rozporządzenia Rady Ministrów mówiącego o dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Sprowadzany gaz nie jest gazem rosyjskim lecz turkmeńskim; dysponujemy dokumentami potwierdzającymi miejsce jego produkcji.

– Skoro mówimy o dywersyfikacji dostaw gazu, nie żal panu straconej szansy jaką był duży kontrakt norweski?

– Duży kontrakt norweski nie był dostosowany do obecnych potrzeb rynkowych, dlatego pracujemy nad zastąpieniem go innymi rozwiązaniami, również zakładającymi dostawy gazu z Norwegii. Podpisane z Norwegami memorandum zakłada, iż zawrzemy umowę na dostawy gazu, ale w mniejszych ilościach niż wynikało to z podpisanego przed kilkoma laty kontraktu. Bilans popytu i podaży nie uzasadnia kupowania tak dużych ilości gazu ze Skandynawii. Przypomnę, iż według zapisów kontraktu, który nie wszedł w życie, Norwegowie mieliby nam sprzedawać 5 mld m sześć gazu rocznie. Obecnie mówimy o1,5-2 mld m sześc. gazu rocznie. Prowadzimy rozmowy z VNG, Rurhgasem i Bartimpeksem na temat budowy gazociągu Bernau-Szczecin, którym norweski gaz mógłby być sprowadzany do Polski.

– Co stanowi największą trudność w tych rozmowach?

– Chodzi o kontrakt handlowy. Tą rurą wprowadzany będzie gaz na obszar naszego kraju i w momencie otwarcia rynku, przy zapewnionej swobodzie wyboru dostawcy, nie jest obojętne, jaka część zdolności przesyłowych tego gazociągu będzie już zajęta przez nasz kontrakt. Chcemy mieć na to wpływ. Ponadto nie chcemy być ograniczeni tym, że musimy kupować gaz od firm, które ten gazociąg budują, np. od Ruhrgasu. Naszym celem jest otwarcie się na handel w Europie i aktywne uczestnictwo w nim. Otwartą kwestią jest to, jak ten rurociąg zostanie ostatecznie zaprojektowany i w jaki sposób zostanie włączony w polski system. Do Szczecina doprowadzony jest nasz gazociąg przesyłowy, w związku z czym logicznym rozwiązaniem jest doprowadzenie kilku nowych dojść do Niechorza – wtedy można by utworzyć tam hub gazowy.

– *Dziękuję za rozmowę.*

Rozmawiała Magdalena Olsza

Trupy z szafy już wypadły...

Jan Wawrzyn

Po konsolidacji biznesowej nadszedł czas na konsolidację kapitałową Grupy Lotos z rafineriami w Jaśle, Czechowicach i Gorlicach. Ma to nastąpić do końca pierwszego kwartału 2004 r. Konsolidacja jest tylko etapem w drodze do głównego celu – prywatyzacji.

Prawdopodobnie większościowy pakiet akcji (ok. 60 proc.) Grupy Lotos trafi na giełdę pod koniec tego roku lub na początku przyszłego. – *Prywatyzacja przez giełdę jest najwłaściwszą i najszybszą do przeprowadzenia ścieżką prywatyzacji* – powiedział na świątecznym spotkaniu z dziennikarzami w grudniu 2003 r. Paweł Olechnowicz, prezes Grupy Lotos SA. – *W następnej kolejności można rozważyć wejście Grupy Lotos do koncernu środkowoeuropejskiego, co wzmocniłoby pozycję strony polskiej w tym przedsięwzięciu, lub wybrać inną formę sprzedaży akcji należących do Skarbu Państwa.*

Według prezesa Olechnowicza, realizacja rozbudowanego programu inwestycyjnego spółki nie będzie możliwa przy rozproszonym akcjonariacie. Wejście inwestora branżowego stanie więc konieczne, ale dopiero po upublicznieniu spółki.

Różnice mentalne

Powiązania biznesowe pomiędzy rafineriami południowymi a Grupą Lotos mają spowodować wzrost wartości spółek z południa. - *Potrafimy wejść na poziom zyskownej działalności i odbudować wartość rafinerii południowych* – zapewnił Paweł Olechnowicz. Jak podkreślił, gdyby nie uruchomiono przepływów produktowych, nie byłoby szans na uratowanie tych zakładów.

W najtrudniejszej sytuacji finansowej jest Rafineria Nafty Glimar w Gorlicach, gdzie powstaje kluczowa inwestycja rafineryjna na południu – instalacja Hydrokompleksu. Mimo 60 mln zł dofinansowania ze strony Skarbu Państwa i Nafty Polskiej, budowa nie jest kontynuowana. Nie udaje się osiągnąć porozumienia z bankami w sprawie kolejnej transzy pożyczki.

Głównie względami społecznymi Grupa Lotos uzasadnia zamiar dalszego przerobu ropy na południu. – *W Rafinerii Czechowice zakończenie przerobu ropy oznaczałoby zwolnienie ok. 350 osób i drugie tyle w spółkach zależnych. Planowana budowa wytwórni PET nie jest panaceum na ten problem, gdyż znalazłoby w niej zatrudnienie ok. 40 osób. Zresztą z decyzją o budowie tej instalacji na razie się wstrzymaliśmy* - stwierdził Olechnowicz. – *Z kolei zaniechanie przerobu ropy w Glimarze pogłębiłoby problemy tej rafinerii związane z Hydrokompleksem, ponieważ powstałby problem skąd wziąć wsad do produkcji olejów bazowych.*

Efekty dobrze przeprowadzonej restrukturyzacji widać w Rafinerii Jasło, która ma najlepsze wyniki finansowe spośród rafinerii południowych należących do Skarbu Państwa. Rafineria przekształca się w firmę przerobową. – *Przy dofinansowaniu i współpracy z Gdańskiem może stać się znaczącym ośrod-*



kiem przetwarzania olejów przepracowanych, odpadów z plastiku, opon. W tym celu trzeba rozbudować istniejące instalacje i zainwestować w ochronę środowiska – ocenił szef Grupy Lotos.

Przyznał zarazem, że znalezienie formuły do realizacji wspólnych przedsięwzięć nie jest proste. Przyczyną są różnice mentalne. – *Z naszej perspektywy pewne sprawy widzimy inaczej aniżeli są one postrzegane na południu. Tam ludzie są przyzwyczajeni, że owszem, prowadzimy komercyjną działalność, ale państwo jednak coś daje* – stwierdził Olechnowicz. – *Efekt jest taki, że niektóre inwestycje nie poszły w kierunku ekonomicznego myślenia i dzisiaj są zaporami, które przynoszą straty. To wszystko musimy poukładać. Zdefiniowaliśmy problemy i mam nadzieję, że już wszystkie trupy wypadły z szafy.*

Ocena za trzy lata

Rafinerie łączone będą w strumieniach produktowych, co ma zdynamizować produkcję i zwiększyć obroty. – *Nie może być tak, że my jesteśmy na plusie, a południe na minusie* – mówił Olechnowicz. – *Zakładamy, że każda jednostka w grupie ma przynosić wartość dodatnią, choć trudne aktywa dopiero po jakimś czasie.*

W Gorlicach można się tego spodziewać nie wcześniej niż za trzy lata, po zrealizowaniu programu restrukturyzacji i poprawy biznesowej działalności, a także po uruchomieniu Hydrokompleksu. Ma to nastąpić na przełomie 2005 i 2006 r. W połowie 2006 r. instalacja osiągnie już maksymalną zdolność produkcyjną. Do tego czasu trzeba pozyskać klientów, aby sprzedaż odbywała się na poziomie założonym w zweryfikowanym biznesplanie, co da pozytywną stopę zwrotu i pozwoli generować zysk.

Rafineria Czechowice zakończyła 2003 r. ze stratą na poziomie ok. 8 mln zł. Problemem jest strata Glimaru. Ponieważ jednak Jasło notuje zysk, rafinerie południowe być może wyjdą na plus. Natomiast jednostkowy zysk netto Grupy Lotos w 2003 r. szacuje się na ok. 200 mln zł.

Prognozowany nieskonsolidowany wynik w 2004 r. przekroczy 130 mln zł przy przychodach ze sprzedaży na poziomie ponad 9 mld zł (znaczny wzrost w stosunku do 2003 r.). – *W grupie kapitałowej Lotos zwiększy się stopień zadłużenia, ponieważ dużym obciążeniem jest gorlicki Hydrokompleks. Jednak wskaźnik zadłużenia w stosunku do aktywów pozostaje w Grupie Lotos na bezpiecznym poziomie* – zapewnił prezes.

Konsolidacja biznesowa

W ramach powiązań biznesowych między rafineriami powołano kilka spółek. Od 1 lutego działa spółka Lotos Parafiny z siedzibą w Jaśle, w której połączono aktywa parafinowe rafinerii w Jaśle i Czechowicach. Poza spółką pozostaje Glimar, gdzie wytwarza się specyfiki i masy parafinowe. Jest to produkcja niskotonażowa, która prawdopodobnie zostanie za jakiś czas wstrzymana. Nowy podmiot liczy na obroty rzędu 100 mln zł, co da mu ok. 60 proc. udział w krajowym rynku parafinowym. Surowiec do produkcji (gacz parafinowy) pochodzi z Gdańska.

Ulokowana w Krakowie spółka Lotos Oil ma koordynować wytwarzanie olejów i smarów dla całej grupy. W 2002 r. Rafineria Gdańska posiadała prawie 23 proc. udziału w polskim rynku środków smarowych. Drugim potentatem był Orlen Oil - 35,6 proc. Po dołączeniu rafinerii z południa do Lotosu pozycja tej grupy znacznie wzrośnie, gdyż udziały w rynku olejów trzech południowych partnerów Gdańska szacowano w 2002 r. na blisko 17 proc.

Najwięcej, bo ok. 78 proc. z tej puli dostarczyły Czechowice, które jednak przez ostatnie kilka lat nie produkowały olejów pod własną marką, lecz na zlecenie zewnętrznej firmy handlowej. Obecnie produkcja olejów i smarów skupiać się będzie w Gdańsku i Czechowicach (jeszcze w połowie lat 90. olejowy blok z Czechowic uważany był za najnowocześniejszy na południu kraju) oraz w Gorlicach. Zakład w Jaśle ma zakończyć wytwarzanie olejów smarowych, znanych pod marką Jasol.

Lotos jest liderem rynku olejów silnikowych dla motoryzacji, ale chce rozwinąć produkcję w segmencie olejów przemysłowych. Mając do dyspozycji blok olejowy gdański i czechowicki liczy na pozyskanie ogromnego rynku południowej Polski, a zwłaszcza Śląska. W Czechowicach rozpoczęto już produkcję olejów przemysłowych pod marką Lotos. W pierwszej kolejności pod tą marką ruszyła produkcja rodziny olejów Komotol do silników przemysłowych zasilanych gazem i olejów dla górnictwa serii Emulkop. Strategia grupy olejowej ma być wkrótce obszernie zaprezentowana.

Grupa Lotos powoła też spółkę Lotos Asfalt, która zajmować się będzie działalnością związaną z produkcją i handlem asfaltem.

Spółka przejęła aktywa Rafinerii Jasło, gdzie funkcjonuje Instalacja Oksydacji Asfaltów i Emulsji Asfaltowych o zdolnościach produkcyjnych odpowiednio 35 tys. t oraz 15 tys. t, a także Czechowic. Nowy podmiot zamierza zainwestować 35 mln zł w budowę nowoczesnej instalacji do produkcji asfaltów drogowych. Sprzedaż asfaltów w Grupie Lotos w 2003 r. była rekordowa i wyniosła prawie 300 tys. t. Rok wcześniej roku było to 262 tys. ton.

Produkcja paliw koncentrować się będzie w Gdańsku. Nasiliła się rywalizacja pomiędzy Grupą Lotos i Orlenem na rynku sprzedaży detalicznej. Firmy obwiniają się wzajemnie o podkupywanie najlepszych lokalizacji pod stacje paliw.

Konsolidacja kapitałowa

W pierwszym kwartale 2004 r. nastąpią powiązania kapitałowe między czterema rafineriami. Plan konsolidacji kapitałowej przewiduje, ze Nafta Polska, posiadająca 75 proc udziałów w każdej z trzech rafinerii południowych, wniesie swoje pakiety do Grupy Lotos. Po wniesieniu akcji do Grupy Nafta Polska obejmie w jej podwyższonym kapitale kolejne udziały. Przypuszczalnie będzie to 82 proc.

– *Wkrótce powinny zapaść decyzje, które pozwolą ministrowi skarbu działającemu jako Walne Zgromadzenie, podjąć uchwałę o wniesieniu aktywów do Grupy Lotos. Wówczas rada nadzorcza Grupy Lotos zwoła WZ. Uchwała Walnego Zgromadzenia jest potrzebna do rejestracji zmian własnościowych w sądzie. Do końca marca możemy ten proces przeprowadzić* – stwierdził prezes Olechnowicz.

Grupę ma zasilić jeszcze spółka poszukiwawczo-wydobywcza Petrobaltic. Według szefa Grupy Lotos, włączenie Petrobalticu do struktury Grupy Lotos nie wynika z konieczności zbilansowania ujemnej wartości rafinerii południowych, gdyż można to zrobić poprzez emisję akcji i spieniężenie tych papierów z przeznaczeniem na podniesienie kapitału oraz na realizację trudnego procesu inwestycyjnego. Dzięki Petrobalticowi Lotos uzyska strukturę koncernową, a więc dostęp do wydobycia. W ubiegłym rafineria w Gdańsku przerobiła 4,5 mln t ropy, ok. 7 proc. dostarczył właśnie Petrobaltic.

Z kolei – jak argumentował Olechnowicz – sama spółka otrzymałaby od Grupy, jako większego organizmu, szansę dalszego rozwoju. Włączenie jej do Lotosu da jej możliwość rozszerzenia działalności poza obszar Bałtyku.

Majątek Petrobalticu miałby zostać wniesiony aportem, zwiększając kapitał Grupy Lotos..



W marcu Trybunał Konstytucyjny orzeknie w sprawie ustawy o biopaliwach

Biopoczątki

Małgorzata Kosa

Obowiązująca od 1 stycznia 2004 r. ustawa o biopaliwach dopuszcza do sprzedaży tylko paliwa zawierające biokomponenty. Przyjęte limity biokomponentów świadczą o tym, że sam resort rolnictwa zdaje sobie sprawę z tego, iż rolnicy nie mogą zagwarantować odpowiednich dostaw rzepaku i zbóż. W rozporządzeniach wykonawczych do ustawy minimalne wielkości bioetanolu dodawanego do benzyn w zasadzie nie odbiegają od jego zużycia w ubiegłych latach. Natomiast dolewki estrów rzepakowych do oleju napędowego będą stanowić zaledwie 0,11 proc. oleju napędowego, który zostanie sprzedany w tym roku.

– *Opóźnienie w uchwaleniu ustawy przełożyło się w wielu przypadkach na wstrzymanie decyzji o budowie fabryk biopaliwa. Również rolnicy wątpili, czy na zasiany przez nich rzepak będzie mógł trafić do produkcji biopaliw. Mając to na względzie nie można było proponować wysokiego wskaźnika dodatku estrów, aby nie spowodować sytuacji, że producenci paliw zostaną zmuszeni do importu biodiesla* – tłumaczy Mariusz Olejnik, prezes Krajowego Zrzeszenia Producentów Rzepaku (KZPR).



Jego zdaniem, po lipcowych żniwach na rynku pojawi się ok. 1 mln to rzepaku, ale producenci mogą nie zdążyć z przygotowaniem instalacji do jego przerobu, dlatego w tym roku produkcja biokomponentów będzie niewielka. – *Po wejściu do UE obowiązywać nas będzie dyrektywa o promocji użytkowania biopaliw, sądzimy więc, że Polska stanie się wreszcie producentem biodiesla. Źle się stało, że ustawa wchodzi z takim opóźnieniem, przez co straciliśmy szansę na zwiększenie upraw rzepaku o ok. 150-200 tys. ha* - uważa Olejnik.

Według Jacka Wróblewskiego, dyrektora Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego, ustalenie wskaźnika biokomponentów w oleju napędowym na poziomie 0,11 proc. w skali roku nie ma uzasadnienia ekonomicznego. – *Koszty wprowadzenia tak znikomej ilości estrów na rynek są dużo większe niż ewentualne korzyści dla gospodarki* – ocenia.

Biopaliwowe inwestycje

Ustawa o biopaliwach z 2 października 2003 r. dopuszcza do sprzedaży dwa rodzaje paliw: z dodatkiem biokomponentów (do 5 proc. dodatków roślinnych w paliwie) oraz biopaliw (powyżej 5 proc), które mają być sprzedawane z oznakowanych dystrybutorów. Dwaj najwięksi producenci paliw w Polsce nie zamierzają wypuszczać na rynek biopaliw, a jedynie dodawać do paliw biokomponenty w zakresie obowiązku ustawowego do 5 %.

W Polsce już od 1994 r. sprzedawane są benzyny z dodatkiem bioetanolu. Według ministerstwa rolnictwa, ich udział w rynku sięgał 40 proc., co oznacza, że każdy właściciel pojazdu w dwóch tankowaniach na pięć tankował benzynę z dodatkiem bioetanolu na poziomie 4,5-5 proc.

PKN Orlen do 60 proc. produkowanej benzyny dodaje 5 proc. wytwarzanego z bioetanolu eteru tertbutylowego ETEB (norma dopuszcza do 15 proc. eteru, 5 proc. eteru odpowiada 1,5 proc. bioetanolu). Natomiast Grupa Lotos dodaje 4,5 do 5 proc. czystego bioetanolu, nie przerobionego na eter.

Do końca września w sprzedawanej benzynie ma się znaleźć w sumie co najmniej 1,602 proc. bioetanolu lub eteru z bioetanolu. W ostatnim kwartale ilość etanolu w benzynie ma wzrosnąć do minimum 2,403 proc. dolewki estrów rzepakowych do oleju napędowego. Całość dolewek estrów przesunięto na czwarty kwartał tego roku. Ustawa nie nakłada bowiem obowiązku wprowadzania biokomponentów do każdej partii (każdego litra) paliw ciekłych. Producent lub importer paliw ma obowiązek wprowadzenia do obrotu w ciągu roku określonej ilości biokomponentów w paliwach płynnych, biopaliwach ciekłych oraz jako samoistne paliwa silnikowe.

W tej sytuacji można się spodziewać, że wypełnienie tego obowiązku producenci i importerzy paliw przełożą na drugą połowę roku, a obecnie zajmą się dostosowaniem infrastruktury do nowych regulacji. Ponieważ biododatków nie wolno transportować rurociągami, konieczna jest budowa m.in. nowych mieszalni paliw. Orlen dodaje eter w trakcie procesu technologicznego. Grupa Lotos – na końcu procesu produkcyjnego. Importerzy przygotowują się do dodawania biokomponentów w momencie tankowania paliwa do cystern. Niezbędne jest uruchomienie wytwórni estrów metylowych. Przygotowuje się do tego m.in. PKN Orlen budując w Rafinerii Trzebinia za 20 mln euro instalację do produkcji estrów metylowych o zdolnościach 150 tys. t rocznie. Estry mają też być produkowane w Rafinerii Jedlicze. Kosztowne inwestycje czekają też stacje paliw. Ustawa nakłada na sprzedawców odpowiednie wymagania w zakresie m.in. zbiorników do przechowywania paliw i oddzielnych oznakowanych dystrybutorów.

Za małe czy za duże?

Zachęcać do tworzenia rynku biokomponentów i produkcji biopaliw mają ulgi akcy-



zowe. Biokomponenty zostały zwolnione z akcyzy. Decyzję w tej sprawie podjął minister finansów, mimo sprzeciwu producentów rzepaku, którzy domagali się ustawowego zwolnienia biokomponentów z akcyzy. KZPR argumentowało, że przesunięcie podejmowania tej decyzji na ministra finansów nikogo nie zadowala i znacznie utrudnia stabilny rozwój tego sektora.

Zgodnie z rozporządzeniem ministra, produkcja paliwa z zawartością 4,5 do 5 proc. biokomponentów łączy się z ulgą w podatku akcyzowym w wysokości 1,5 zł na litr dodanych do niego komponentów. Paliwa zawierające od 5 do 10 proc. biokomponentów zwolniono z akcyzy w kwocie1,8 zł za litr dodatków. Ulga w akcyzie dla paliw, w których biokomponenty stanowią powyżej 10 proc., wynosi 2,2 zł za litr.

– *Czy te regulacje okażą się satysfakcjonujące dla producentów paliw zależy od tego, jak będzie kształtowała się cena paliw, a jak biokomponentów. Jeżeli ulga w akcyzie nie będzie pokrywać kosztów wprowadzania biokomponentów, to nie należy spodziewać się paliw z większą ich zawartością* – stwierdza Jacek Wróblewski. – *Kwestia stanie się jasna, gdy znana będzie ilość biokomponentów dostępnych na rynku. Na razie nie wiemy, czy one w ogóle będą. Przecież problemy są nie tylko z rzepakiem, brakuje też zbóż.*

Zdaniem Andrzeja Szczęśniaka, eksperta paliwowego, popyt na biokomponenty kreowany jest niezwykle drogo. To obciąży inne działy gospodarki, gdyż państwo będzie szukać pieniędzy na zrealizowanie tych ulg podnosząc stawki dla innych towarów akcyzowych.

– *Ulga podatkowa na poziomie 2,2 zł za litr komponentu przekracza koszty produkcji tego komponentu, choć zapewne producenci będą teraz mówić, że kosztuje to np. 4 zł. Uważam, że 1,8 gr/l to maksymalna kwota, więc 40 gr ekstrazarobku na każdym litrze może doprowadzić do rozchwiania rynku, czyli do oszustw podatkowych, a to pociągnie za sobą dalsze obniżenie jakości paliw - uważa Andrzej Szczęśniak.- Jakość paliw w Polsce jest bardzo marna, co wynika ze złego systemu podatkowego. Ustawa o biopaliwach ten system jeszcze rozszczelnia, ponieważ umożliwia komponowanie paliw, kolejne ulgi, odpisywanie itd. Proszę zauważyć, że ustawa mówi jedynie o obowiązku dodania biokomponentów do paliw, ale nie precyzuje, jak ma się to odbywać. A przecież wszyscy wiedzą, że paliwa były i pewnie dalej będą mieszane na stacjach. Spodziewam się, że za rok lub nawet wcześniej usłyszymy o pierwszych aferach paliwowych z ulgami biopaliwowymi w tle.*



Biokomponenty ze świadectwem jakości

Biopaliwa płynne mogą się różnić od paliw tradycyjnych jedynie składem fizykochemicznym, zaś właściwości eksploatacyjne muszą odpowiadać właściwościom określonym dla paliw płynnych. Wydanie rozporządzeń formułujących wymagania jakościowe dla paliw z biokomponentami i biopaliw oraz w sprawie oznakowania specjalnych dystrybutorów (czyli paliwa z ponad 5 proc. zawartością dodatków roślinnych) leży w gestii ministerstwa gospodarki.

Wymogi jakościowe dla bioetanolu nie budzą specjalnych problemów, są jednak trudności z określeniem takich wymogów dla estrów. Trzeba opisać ok. 30 parametrów, z czego dwa dotyczą paliw, a reszta tłuszczów. Opisania wymagają też metody badań biokomponentów i biopaliw oraz system kontroli i orzekania w sprawach jakości. Zgodne z rozporządzeniem ministra rolnictwa, biokomponenty muszą posiadać świadectwo jakości, które będą wydawać laboratoria niezależne od wytwórców biokomponentów.

Większość producentów samochodów obawia się, że ponad 5 proc. dodatek biokomponentów zaszkodzi silnikom. Opel zapowiedział, że kierowcy tankujący takie paliwo utracą gwarancję na silniki, z kolei Renault nie ograniczy gwarancji, ale wprowadzi częstsze wymiany filtrów i oleju, co zwiększy koszty eksploatacji samochodów. Także Fiat dopuszcza stosowanie paliwa z maksymalnie 5 proc. dodatkiem biokomponentów. Jedynie Daewoo nie ma obaw związanych ze stosowaniem biopaliw i zapowiada, że nie będzie to miało wpływu na udzielanie gwarancji.

Wiele znaków zapytania wywołuje stosowanie biodiesla. Niepomyślnie wypadły testy tych autobusów marki ikarus i jelcz w kieleckim MPK, które były zasilane czystymi estrami. Kiedy temperatura spadła poniżej zera, silników nie udało się uruchomić. Nie było natomiast problemów z pojazdami. Pojazdy napędzane mieszanką oleju napędowego i biopaliw (30 proc.). Ponoć estry do testów zakupiono za granicą, ponieważ produkowane w Polsce nie spełniały warunków.

W marcu spodziewane jest orzeczenie Trybunału Konstytucyjnego w sprawie zgodności ustawy o biopaliwach z konstytucją. Wniosek do Trybunału złożył rzecznik praw obywatelskich, prof. Andrzej Zoll, którego zdaniem ustawa o biopaliwach nie daje konsumentom możliwości wyboru, a na producentów narzuca obowiązek wytwarzania paliw z biokomponentami.

– *Są przesłanki by przypuszczać, że ustawa może zostać uznana za niezgodną z konstytucją. Wątpliwości budzi np. zapis nakładający na producentów obowiązek stosowania biokomponentów* – mówi Jacek Wróblewski. – *Zupełnie czym innym są mechanizmy rynkowe, które stanowią zachętę do podjęcia określonej działalności. Producent przeprowadza rachunek ekonomiczny i sam podejmuje decyzję. Tutaj mamy do czynienia z obowiązkiem, którego niewykonanie zagrożone jest wysokimi karami. Biokomponentów może brakować na rynku bądź mogą być bardzo drogie, a mimo to producent paliw jest zmuszony je zastosować.*

Co trzeci polski licznik przedpłatowy u Klientów ZE Toruń SA

25 tysięcy rodzin woli przedpłaty

Przedpłatowy system sprzedaży energii elektrycznej w Polsce narodził się... w Toruniu mieście Mikołaja Kopernika, genialnego Polaka, który wstrzymał Słońce wzruszył Ziemię. I wszystko wskazuje na to, że będzie on równie rewolucyjny w sprzedaży energii elektrycznej jak tezy Kopernika w stosunku do opisu ówczesnego świata.

Również w Toruniu mają swoją siedzibę zakłady „APATOR", które rozpoczęły produkcję tego rodzaju liczników energii elektrycznej, zaś Zakład Energetyczny Toruń SA miał odwagę wdrożyć je do codziennej praktyki jako pierwszy. Wszystko zaczęło się w 1996 roku. Najpierw były to licencyjne urządzenia LEO -11 (dla prądu jednofazowego) i LEO – 31 (dla prądu trójfazowego). Na początku 2002 roku trafiły do Klientów nowe urządzenia LEW 12 i LEW 32 będące już samodzielnym, nowatorskim produktem inżynierów z „APATORA", który przystosowany został do rozliczeń dwustrefowych „dzień - noc". Dla Klientów posiadających licznik przedpłatowy opracowane zostały specjalne taryfy G11e i C11e dla rozliczeń jednostrefowych oraz G12e i C12ae dla rozliczeń dwustrefowych. Ceny energii kształtują się tu na niższym poziomie niż przy rozliczeniach w tradycyjny sposób. Ponadto Klienci korzystający z liczników przedpłatowych nie płacą opłaty abonamentowej.

Przedpłatowy system sprzedaży energii elektrycznej przygotowany został z myślą o Klientach, którzy posiadają mieszkania i lokale użytkowe przeznaczone na wynajem. Znakomicie nadaje się do zastosowania w domkach letniskowych czy działkowych, garażach, sezonowych punktach małej gastronomii.

Ze względu na niższą cenę energii oraz możliwość zakupu małych jej porcji, np. już za 5 złotych, jest niezwykle przyjazny dla osób, znajdujących się w trudnej sytuacji materialnej. Pozwala także w sposób praktyczny wdrożyć w każdym gospodarstwie domowym skuteczny reżim oszczędności i racjonalizacji wydatków.



Na terenie działania Zakładu Energetycznego Toruń SA na 415 tys. wszystkich nabywców energii elektrycznej, z liczników przedpłatowych korzysta już 25 tysięcy, jest to 30% tych liczników w skali kraju.

Bycie liderem systemu przedpłatowego zobowiązuje. Stąd ciągłe poszukiwania i wdrażania nowych rozwiązań.

Służyć temu mają coraz bardziej wygodne sposoby realizacji „przedpłaty", w tym po raz pierwszy w Polsce uruchomiona sprzedaż „na telefon", a także zainstalowane w wielu strategicznych miejscach „energomaty". 9 energomatów zainstalowano tak, aby wszyscy Klienci mieli łatwy dostęp do zakupu kolejnej porcji energii elektrycznej. To one umożliwiają sprzedaż minimalnej porcji energii za... 5 złotych oraz przyjmują monety o nominałach od 5 złotych do 10 groszy, bez konieczności fizycznego kontaktu z Biurem Obsługi Klienta.

W dalszych planach jest także uruchomienie sprzedaży przez internet oraz automatów obsługujących karty płatnicze i kredytowe na stacjach benzynowych i w supermarketach.

Niebezpieczny odpad czy cenny surowiec?

Janusz Jakóbiec, Grzegorz Wysopal
Instytut Technologii Nafty w Krakowie

Ochrona środowiska jest jednym z najważniejszych zadań, przed jakimi stanęliśmy u progu XXI w. Zagadnienia ekologiczne wywierają coraz większy wpływ na funkcjonowanie przemysłu motoryzacyjnego i rafineryjnego. Dynamiczny rozwój motoryzacji w Polsce wymusza dostarczanie na rynek coraz większej ilości paliw, olejów smarowych i płynów eksploatacyjnych.

Jednym z elementów wpływających na sprawność i trwałość pojazdów samochodowych oraz maszyn jest stosowanie najwyższej jakości środków smarowych. Ich wysoka jakość wpływa na wydłużenie okresu eksploatacji, a tym samym na obniżenie podaży świeżych olejów smarowych. Istniejącą strukturę rynku środków smarowych i potencjalne zasoby olejów przepracowanych (zwanych też odpadowymi) kształtuje poziom technologiczny, stan liczebny i struktura parku samochodów oraz maszyn. Udział grup asortymentowych środków smarowych w kraju w najbliższych latach zmierza do modelu europejskiego stanowiącego:

- 50 proc. udziału olejów smarowych dla motoryzacji;
- 50 proc. udziału olejów smarowych dla przemysłu.

Do niedawna wskaźnik zużycia produktów naftowych na mieszkańca kraju w opinii wielu specjalistów był synonimem dobrobytu. Wraz z produkcją paliw, środków smarowych i płynów eksploatacyjnych rośnie jednak ilość odpadów. Produkty te wywołują niekorzystne skutki w środowisku poprzez zwiększoną emisję do atmosfery szkodliwych składników spalin oraz skażenie gleb i wód gruntowych znaczącą ilością przepracowanych olejów silnikowych, przekładniowych, hydraulicznych i amortyzatorowych oraz płynów eksploatacyjnych.



Badania laboratoryjne olejów smarowych przepracowanych przeprowadzone w Instytucie Technologii Nafty w Krakowie wykazały ich podwyższoną aktywność kancerogenną. W olejach tych znajduje się szereg związków chloru i fosforu oraz wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA) i benzo(a)pirenu [B(a)P], powodujących zaburzenia układu ochronnego i choroby nowotworowe.

Szczególnym zagrożeniem dla środowiska jest niekontrolowane pozbywanie się olejów smarowych przepracowanych. Produkty te zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z 27 kwietnia 2001 r. w sprawie katalogu odpadów z wyodrębnieniem odpadów niebezpiecznych (Dz. U. nr 62, poz. 628, znowelizowane Dz. U. nr 112, poz. 1206 z 27 września 2001 r.) są zaliczane do odpadów niebezpiecznych. Odpady niebezpieczne środków smarowych należy poddawać recyklingowi poprzez powtórne wykorzystanie, bądź utylizować.

Problematyka zagospodarowania olejów przepracowanych ma również aspekt ekonomiczny. Zastosowanie recyklingu pozwala na odzyskanie 600-700 kg wartościowego smarującego oleju bazowego z 1000 kg oleju przepracowanego. Natomiast w procesie przeróbki z 1000 kg ropy naftowej uzyskuje się zaledwie 100-150 kg olejów smarowych. Z tego porównania wynika, że 1 t oleju smarującego zastępuje ok. 5-6 t ropy naftowej.

Chcąc w przybliżeniu określić skalę problemu zagospodarowania olejów przepracowanych w kraju, należy na wstępie określić potencjalny możliwy ich odzysk oraz stworzyć sprawny system skupu. Rozwiązanie tego typu problemów można osiągnąć poprzez regulacje prawne, właściwą organizację i dobre zasady finansowania zbiórki. Jednym z istotnych elementów w procesie zagospodarowania olejów przepracowanych są koszty transportu, które można obniżyć poprzez zorganizowany system zbiórki. Niesprawny obecnie system organizacji zbiórki oraz nieatrakcyjne ceny pozyskania tych olejów powodują ciągły spadek ich skupu.

Polska a UE

Podstawowym dokumentem regulującym gospodarkę olejami odpadowymi w krajach Unii Europejskiej jest Dyrektywa Rady Nr 75/439/EWG z 16 czerwca 1975 r., znowelizowana przez Dyrektywę Rady Nr 87/101/EWG z 22 grudnia 1986 r. Na podstawie tych przepisów poszczególne kraje Wspólnoty wprowadzają wewnętrzne uregulowania prawne dotyczące organizacji i finansowania zbiórki, a także zagospodarowania i unieszkodliwiania olejów przepracowanych.

Zgodnie z interpretacją organizacji firm europejskich CONCAWE (CONservation of Clean Air and Water in Europe) definicja olejów przepracowanych zawarta w Dyrektywie brzmi: „oleje odpadowe rozumiane są jako oleje smarowe lub oleje przemysłowe, które utraciły zdolność zastosowania w sposób, do którego były pierwotnie przeznaczone i które nie są przyporządkowane puli odpadów pochodzących z rafinerii nafty".

Taka interpretacja wyraźne rozgranicza odpady pochodzenia poeksploatacyjnego od

odpadów pochodzenia poprodukcyjnego. Dyrektywa Rady nr 91/689/EWG z 12 grudnia 1991 r. wraz z uzupełnieniem nr 94/31/EC z 27 czerwca 1994 r. wprowadziła definicję odpadów niebezpiecznych jako odpadów wyspecyfikowanych na specjalnej liście (Decyzja Rady nr 94/904/EC z 22 grudnia 1994 r.) lub odpadów wytypowanych przez kraje członkowskie jako substancje posiadające niebezpieczne właściwości, wyszczególnione w Aneksie III Dyrektywy.

W świetle tych przepisów, oleje odpadowe zostały zakwalifikowane jako odpady niebezpieczne ze względu na fakt wyspecyfikowania ich na specjalnej liście, niezależnie od tego, czy zostaną im przypisane właściwości niebezpieczne, wyszczególnione w Aneksie III. Zgodnie z założeniami Dyrektywy, niebezpieczne odpady muszą być odrębnie traktowane w stosunku do innych odpadów w zakresie ewidencji, zbiórki i dalszego nimi dysponowania.

Polska ustawa o odpadach z 27 kwietnia 2001 r. definiuje oleje odpadowe bazując na definicji stosowanej w krajach Unii: "przez oleje odpadowe rozumie się wszystkie oleje smarowe lub przemysłowe, a w szczególności zużyte oleje z silników spalinowych i oleje przekładniowe, a także oleje smarowe, oleje do turbin i oleje hydrauliczne (...)".



Rys. 1. Bazy zbiórki olejów przepracowanych Rafinerii Nafty Jedlicze SA.

Doprecyzowanie pojęcia olejów odpadowych, uwzględniające obowiązującą Polską Klasyfikację Wyrobów i Usług (PKWiU), zostało zawarte w ustawie z 11 maja 2001 r. o obowiązkach przedsiębiorców w zakresie gospodarowania niektórymi odpadami oraz o opłacie produktowej i opłacie depozytowej, w której jako oleje odpadowe przyjęto odpad poużytkowy z olejów smarowych – PKWiU – 23.20.18 – z wyłączeniem 23.20.18 – 0l, 23.20.18(09.10).

Powyższe doprecyzowanie jest bardzo istotne, ponieważ określa konkretne rodzaje olejów odpadowych jako odpadów powstałych w wyniku użytkowania konkretnych rodzajów (wyszczególnionych poniżej) olejów smarowych objętych PKWiU i umożliwia szacowanie ilości tego odpadu, które należy zebrać i zagospodarować.

Definicję olejów przepracowanych podaje krajowa norma PN–C–96050 „Oleje przepracowane". Brzmi ona następująco: „oleje przepracowane są to oleje pochodzenia naftowego lub estrowego, które w czasie stosowania utraciły swoje właściwości użytkowe i nie mogą być dłużej stosowane w zakresie, do którego były pierwotnie przeznaczone".

W cytowanej normie PN–C–96050 rozróżnia się trzy rodzaje olejów przepracowanych:

- oleje elektroizolacyjne, oleje do sprężarek chłodniczych;
- oleje turbinowe;
- pozostałe oleje smarowe, z wyjątkiem olejów emulgujących i natłuszczanych.

Klasyfikacją obejmującą oleje odpadowe jest wspomniana wcześniej Polska Klasyfikacja Wyrobów i Usług, przyjęta na wzór stosowanej w Unii Europejskiej Klasyfikacji Działalności i zastępująca Systematyczny Wykaz Wyrobów, zwany potocznie SWW.

Dla uzyskania spójności tej pozycji z podziałem olejów odpadowych na grupy zgodnie z normą PN–C–96050, klasyfikację według PKWiU rozszerzono w sposób następujący:

23.20.18-09.1 – oleje odpadowe – przepracowane;

23.20.18-09.11 – oleje odpadowe – przepracowane, w tym elektroizolacyjne i sprężarkowe;

23.20.18-09.12 – oleje odpadowe – przepracowane, turbinowe;

23.20.18-09.13 – oleje odpadowe – pozostałe (z wyjątkiem emulgujących i natłuszczających).

W oparciu o cytowane zapisy, do oszacowania potencjalnych zasobów tego odpadu należy przyjąć następującą definicję olejów odpadowych, która w poprawnym sformułowaniu technicznym powinna brzmieć: „oleje przepracowane są to oleje smarowe: silnikowe, przemysłowe i specjalne, które w czasie stosowania utraciły swoje właściwości użytkowe i nie mogą być dłużej stosowane w zakresie, do którego były pierwotnie przeznaczone". Ta definicja jest praktycznie zbieżna z definicją olejów odpadowych zawartą w ustawie o odpadach oraz o obowiązkach przedsiębiorców w zakresie gospodarowania niektórymi odpadami oraz opłacie produktowej i opłacie depozytowej z 11 maja 2001 r. (Dz. U. nr 63, poz. 639 i klasyfikacji PKWiU).

Natomiast zarówno dotychczasowe rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 27 kwietnia 2001 r., jak i kolejne z 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów z wyodrębnieniem odpadów niebezpiecznych oraz sposobu klasyfikowania odpadów, wprowadzają do klasy „oleje odpadowe" różne grupy i rodzaje odpadów, nie mieszczące się w definicji olejów odpadowych rozumianych jako oleje przepracowane i nie posiadających odpowiednika wyrobu objętego klasyfikacją PKWiU.

PKWiU	Rodzaj olejów smarowych
23.20.18-02	Oleje silnikowe
23.20.18-03	Oleje lotnicze do silników odrzutowych
23.20.18-04	Oleje wielofunkcyjne
23.20.18-05	Oleje do przekładni
23.20.18-06	Oleje do urządzeń hydraulicznych (różnych klas)
23.20.18-07	Oleje przemysłowe
23.20.18-08	Oleje elektroizolacyjne
23.20.18-09	Nie sklasyfikowane gdzie indziej

Kto zbiera?

Biorąc pod uwagę, że Polska jest importerem ropy naftowej, celowe jest podkreślenie obowiązku racjonalnego gospodarowania tymi surowcami. W Polsce istnieje już spora grupa zarejestrowanych podmiotów gospodarczych, trudniących się zbiórką i ewentualnie wstępną obróbką olejów odpadowych. Liderem na polskim rynku jest sieć RAN, pracująca dla Rafinerii Nafty Jedlicze, właściciela kompleksowej instalacji do regeneracji olejów odpadowych. Rafineria Jedlicze zorganizowała 21 baz zbiórki funkcjonujących w ramach 14 spółek, z których

każda posiada przydzielony jej teren działania. Obok zespołu baz Rafinerii Jedlicze funkcjonują także inne podmioty, jak Rafineria Nafty Glimar w Gorlicach, Rafineria Trzebinia, Petroteam i Macar, których działalność gospodarcza jest ukierunkowana na przemysłowe wykorzystanie olejów odpadowych.

Powiązania pomiędzy podmiotami zajmującymi się trudniącymi się przerobem olejów odpadowych, a podmiotami, które działają w zakresie zbiórki, przedstawiają się następująco:

Podmioty przerabiające	Podmioty zbierające
Rafineria Jedlicze S.A.	Sieć RAN, dostawcy indywidualni
Rafineria Glimar S.A.	Dexpol, RAL, Techmet, Ekoserwis, Multiserwis, Ekoenergia, Bartek
Rafineria Jasło S.A.	RAL, BEPAX
Rafineria Trzebinia S.A.	Dexpol, Best, Mega, Pertoprofit, Naftol, Tankpol, Telkaz
Mercar Sp. z o.o.	
Lafrage Cenemt Polsca S.A.	Bielawy

Podmioty zbierające posiadają zróżnicowany potencjał, różne wyposażenie i zwykle powiązane są umowami z odbiorcami. Należy dodać, że funkcjonują również indywidualni użytkownicy działający na własne, lokalne potrzeby (np. zagospodarowanie poprzez spalanie).

Dla zwiększenia efektywności zbiórki olejów przepracowanych w kraju konieczna jest właściwa organizacja i rozbudowa zaplecza technicznego zbiórki, zwłaszcza w zakresie odzysku tych olejów od indywidualnych użytkowników. Dla pełnego uporządkowania funkcjonującego systemu zbiórki olejów przepracowanych i konieczności dostosowania do zasad obowiązujących w Unii Europejskiej, oprócz dokonywanej inwentaryzacji i szczegółowej analizy w przypadku segmentowania tych olejów, nowa ustawa o odpadach wyjaśnia, kim są wytwórcy i posiadacze odpadów. Zagadnienie olejów przepracowanych jest tematem interdyscyplinarnym, trudno więc wskazać jedną instytucję, urząd czy przedsiębiorstwo mogące skoordynować działania w tym zakresie. W krajach uprzemysłowionych zagadnieniem tym zajmują się stowarzyszenia producentów, ekologów i samorządów.



W przyjętym w krajach UE systemie gospodarki odpadami, w którym aspekt ekologiczny stanowi czynnik priorytetowy, problemy ewidencji, zbiórki i utylizacji olejów przepracowanych są ściśle uregulowane i kontrolowane, pomimo ogólnie panujących zasad gospodarki wolnorynkowej. W systemie tym wskaźniki odzysku olejów przepracowanych mają charakter pragmatyczny – wykorzystuje się dla przeprowadzenia właściwej oceny wielkości zbiórki i ustalania dalszych technicznych, organizacyjnych i ekonomicznych metod jej maksymalizacji.

Odzysk olejów odpadowych jako stosunek ilości olejów faktycznie zebranych do podaży świeżych olejów smarowych, jest w państwach Wspólnoty bardzo zróżnicowany i kształtuje się na poziomie od 26 proc. (Francja) do 58 proc. (Niemcy). Tam też nastąpiła zdecydowana intensyfikacja zbiórki w ciągu ostatnich kilku lat.

Aby określić zasoby olejów przepracowanych i dynamikę zbiórki w kraju i porównać je z wynikami osiąganymi w krajach Unii Europejskiej, musi być przyjęta jednoznaczna definicja tych olejów. W ostatnich latach, pomimo powszechnie stosowanego w przemyśle rafineryjnym pojęcia olejów przepracowanych, jako odpadu powstającego w wyniku użytkowania olejów smarowych (dla motoryzacji, przemysłowych i specjalnych o określonej symbolice SWW), pojęcie to z różnych powodów było różnie interpretowane.

Obecnie wymiar ilościowy tego odpadu poużytkowego wprowadza ustawa O obowiązkach przedsiębiorców w zakresie gospodarowania niektórymi odpadami oraz opłacie produktowej i opłacie depozytowej (Dz. U. Nr 63, poz. 639 z 11 maja 2001 r.), która odpad wiąże z PKWiU konkretnych wyrobów wprowadzanych na rynek. Należy stwierdzić, że dopiero ta ustawa pozwala podjąć próbę oszacowania potencjalnie możliwych do odzyskania zasobów olejów przepracowanych jako odpadu poużytkowego powstałego w wyniku eksploatacji konkretnych olejów smarowych objętych klasyfikacją PKWiU.

Powstaje rynek

Rozwiązania prawne w zakresie gospodarki odpadami poużytkowymi stanowią priorytet działań ekologicznych, zwłaszcza wobec przyszłego członkostwa Polski w Unii Europejskiej i związanych z tym wymagań w dziedzinie ochrony środowiska. Ocena zasobów i możliwości utylizacji olejów odpadowych powinna być zadaniem krajowego planu gospodarowania odpadami. Preferowany kierunek przerobu tych olejów to regeneracja.

Zasoby olejów przepracowanych w kraju kształtuje poziom technologiczny i stan liczebny parku samochodów i maszyn oraz jakość stosowanych w kraju środków smarowych. Lepszy monitoring i dokładniejsza ewidencja obrotu, zarówno świeżymi olejami smarowymi, jak i powstałym odpadem poużytkowym, pozwolą na doskonalenie metod szacowania olejów przepracowanych możliwych do odzyskania. Natomiast określenie alokacji tego odpadu w poszczególnych województwach pozwoli ocenić i zdefiniować zadania dla systemów jego zbiórki.

Zgodnie z unijnym prawodawstwem, ulgi udzielane przedsiębiorcom zbierającym i usuwającym oleje przepracowane muszą być zgodne z zasadami stosowania opłat za zanieczyszczenia środowiska. System ulg nie może powodować zniekształceń w wolnorynkowej konkurencji bądź stwarzać sztuczne bodźce w handlu olejami przepracowanymi.

Jeszcze o amerykańskim „blackoucie" i bezpieczeństwie dostaw energii...

Zawodna niezawodność

Piotr Lelątko, Bartosz Krysta, Dariusz Michalski
GZE Kontakt Sp. z o.o.

W czwartek 14 sierpnia w północno-wschodniej części Stanów Zjednoczonych oraz południowo-wschodnich prowincjach Kanady miała miejsce największa awaria sieci elektroenergetycznej w historii Ameryki Północnej. Krótko po godzinie 16 czasu lokalnego przerwano dostawy energii elektrycznej w regionie Ohio, Nowego Jorku, New England, Massachusetts, Connecticut, Michigan, Ontario, Pensylwanii, północnego New Jersey, a po stronie kanadyjskiej – w prowincji Quebec. W sumie przerwa w dostawie energii elektrycznej, zwana popularnie blackoutem, objęła około 9300 mil kw., w tym około 50 mln ludzi (około 15 mln klientów), a łącznie wyłączone zostało 61300 MW mocy.

Skutki

W wyniku awarii wyłączonych zostało ponad 100 elektrowni w USA i Kanadzie, w tym 22 elektrowni nuklearnych. Na szczęście żadna z elektrowni jądrowych nie uległa uszkodzeniu. We wszystkich poprawnie zadziałały systemy zabezpieczeń służące ochronie jednostek w momencie awarii sieci, bądź znacznych wahań parametrów sieciowych. W sytuacji zagrożenia, w celu ochrony sprzętu, elektrownie są automatycznie wyłączane. Dodatkowo, każda z nich posiada dodatkowe zasilanie, przeważnie ze strony awaryjnych generatorów spalinowych, tzw. EDG (emergency diesel generators), które w razie awarii dostarczają energię na potrzeby podstawowych systemów bezpieczeństwa, utrzymujących i monitorujących bieżący stan reaktora. Jak ustalono, wszystkie z nich także zadziałały poprawnie.

Awaria spowodowała zatrzymanie się pociągów, wind, a brak sygnalizacji świetlnej wywołał niemały chaos w ruchu ulicznym dużych aglomeracji. Brak energii elektrycznej dotknął także ruch powietrzny. Na kilku lotniskach regionu zawieszono wszystkie loty. Mieszkańcy stanu Michigan ucierpieli dodatkowo w wyniku braku wody, która dostarczana jest tam przy użyciu pomp elektrycznych.

W półtorej godziny od awarii, działalność zawiesiła nowojorska giełda towarowa NYMEX (New York Mercantile Exchange) z powodu braku dostępu uczestników giełdy do elektronicznych systemów handlowych i rozliczeniowych. Wstrzymanie operacji giełdowych trwało około 5 godzin, a wznowienie działalności nastąpiło dopiero o godz. 22.

O wiele dłużej trwała wyjątkowa sytuacja w Ontario. Tamtejszy, niezależny operator rynku energii elektrycznej na 8 dni zawiesił działalność konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. W tym czasie energia była dystrybuowana manualnie przez operatora do odbiorców, a w razie konieczności dokonywano zakupu energii elektrycznej z sąsiednich obszarów. Cena płacona za energię elektryczną w tym okresie była ceną administracyjną, ustalaną na podstawie historycznych cen rynkowych w analogicznych okresach.

Przywracanie normalnych dostaw

Po kilku godzinach udało się przywrócić energię elektryczną w części z dotkniętych rejonów. Do godz. 23 dostawy energii zostały wznowione w Pensylwanii, Ohio oraz u 75% odbiorców New Jersey. Dłużej musieli czekać mieszkańcy rejonu Cleveland oraz stanu Nowy Jork (szczególnie okolic wodospadu Niagara) – tam dostawy energii przywrócono następnego dnia. Wraz z szybkim wznowieniem dostaw, operatorzy apelowali do konsumentów o maksymalną redukcję poboru energii elektrycznej. W początkowym okresie istniało duże niebezpieczeństwo niedoboru wytwarzanej energii dlatego, że znacznej liczbie wytwórców nie udało się jeszcze wznowić produkcji (wiele elektrowni planowało wznowić pracę dopiero w trakcie weekendu). Operatorzy zapowiadali, że w przypadku dużego wzrostu zapotrzebowania, będą zmuszeni dokonywać chwilowych, kontrolowanych wyłączeń niektórych obszarów. Sytuacja taka wystąpiła w przypadku FirstEnergy Corp., które po przywróceniu dostaw prądu do 1,4 mln klientów, było zmuszone na 2 godziny odciąć dostawy energii do 125 tys. odbiorców.

Przyczyny awarii

Już po kilku godzinach od momentu wystąpienia awarii wykluczono możliwość jakoby przyczyną tej sytuacji był atak terrorystyczny. Pojawiły się za to liczne sprzeczne informacje na temat ewentualnego źródła całego zdarzenia. Kanadyjski Departament Obrony Narodowej za przyczynę awarii podał uderzenie pioruna w regionie Niagary po stronie Stanów Zjednoczonych. Rzecznik



kanadyjskiego premiera stwierdził, że awaria zapoczątkowana została przez pożar w elektrowni Consolidated Edison w stanie Nowy Jork. Były też głosy na temat ewentualnej awarii w jednej z elektrowni jądrowych w Pensylwanii. Wszystkie te oskarżenia szybko spotkały się z krytyką ze strony przedstawicieli tamtejszego operatora – Niagara Mohawk, którzy stwierdzili, że żadne takie fakty nie miały miejsca. Potwierdziła to również stanowa agencja zarządzania kryzysowego, twierdząc, że w żadnej z tych elektrowni nie zanotowano problemów.

Pomimo tych wyjaśnień oraz faktu, że prawo stanu Nowy Jork zapewnia ochronę prawną przedsiębiorstw elektroenergetycznych w przypadku awarii systemu, akcje brytyjskiego NGT (National Grid Transeco) – właściciela Niagara Mohawk podczas piątkowej sesji straciły na wartości 4%. Wiele przedsiębiorstw sieciowych operujących na obszarach dotkniętych awarią zanotowało podobne spadki. Analitycy zgodnie stwierdzili, iż przedsiębiorstwa te są chronione prawnie i w przypadku, gdy nie zostanie im udowodnione rażące zaniedbanie, ich koszty ograniczone zostaną wyłącznie do kosztów związanych z przywróceniem normalnych dostaw do odbiorców. Pomimo to istniało duże ryzyko związane z możliwością utraty reputacji i zaufania ze strony klientów, między innymi wskutek akcji medialnej, a to mogło przynieść o wiele wyższe koszty.

Agencja ratingowa Standard & Poor's Ratings Services zapowiedziała 18 sierpnia, że nie zamierza obniżać oceny kredytowej przedsiębiorstw energetycznych, które ucierpiały w wyniku awarii. Agencja uznała, że pomimo iż są one odpowiedzialne za przywrócenie dostaw i normalnego funkcjonowania sieci, to nie odpowiadają za wywołanie całego zdarzenia. Poza tym zaangażowanie tych podmiotów w szybkie przywrócenie dostaw energii elektrycznej może wygenerować dodatkową wartość.

Wkrótce po awarii, wiele instytucji i agencji rządowych zapowiedziało śledztwo w sprawie wyjaśnienia przyczyn zaistnienia tego zdarzenia. Jedną z takich organizacji była rada zajmująca się niezawodnością działania sieci elektroenergetycznej w Ameryce Północnej – NERC (North American Electric Reliability Council). Rada powstała po jednej z dużych awarii sieci w 1965 roku, właśnie w celu przeciwdziałania tego typu wypadkom w przyszłości. W ciągu niespełna 40 lat działalności NERC miały miejsce dwie większe awarie: 1977 r. w Nowym Jorku oraz 1996 r. na zachodzie Stanów Zjednoczonych. Jednak ta z 14 sierpnia tego roku okazała się największa w całej historii Ameryki Północnej.

Już w pierwszych komentarzach przewodniczący NERC (Michael Gent) wykluczył możliwość, aby bezpośrednią przyczyną było uszkodzenie jakiejkolwiek z elektrowni. Tak duża awaria musiała bowiem zostać wywołana awarią sieci. Organizacja wykluczyła również możliwość przeciążenia sieci w wyniku wysokich temperatur oraz ponadprzeciętnego zapotrzebowania (w momencie



wystąpienia awarii, nie więcej niż 70% możliwości wytwórczych było zaangażowane w celu zaspokojenia popytu w obszarze).

Podejrzenia Rady skupiły się od razu na amerykańsko-kanadyjskim systemie problematycznej sieci transmisyjnej (tzw. Lake Erie Loop) w rejonie jeziora Erie, łączącej Nowy Jork z Detroit, Detroit z Kanadą, a Kanadę z Nowym Jorkiem. Już 15 sierpnia wieczorem NERC poinformowało, że pierwsza awaria nastąpiła na 345-kilovoltowej linii koło Cleveland. W krótkim czasie po niej, uszkodzeniu uległy kolejne linie w Ohio, a w dalszej kolejności wyłączyły się dalsze linie na Środkowym Zachodzie, Kanadzie i ostatecznie Północnym Wschodzie. W swoim śledztwie, NERC ustaliło bowiem, że w czasie kiedy przepływ energii został zakłócony, obsługa techniczna zauważyła niespodziewane zdarzenie na północnej linii wspomnianej pętli: około 300 MW energii płynącej na wschód, nagle odwróciła swój bieg i w ciągu sekund 500 MW zaczęło płynąć w kierunku zachodnim. Ponieważ prąd wybiera sobie najłatwiejszą ścieżkę, zmiana kierunku musiała zostać wywołana nagłą redukcją mocy gdzieś na linii w zachodnim krańcu pętli. W wyniku tego, poziomy energii w systemie zaczęły się wahać, co spowodowało, że wytwórcy i inne sieci w regionie zaczęły się wyłączać automatycznie.

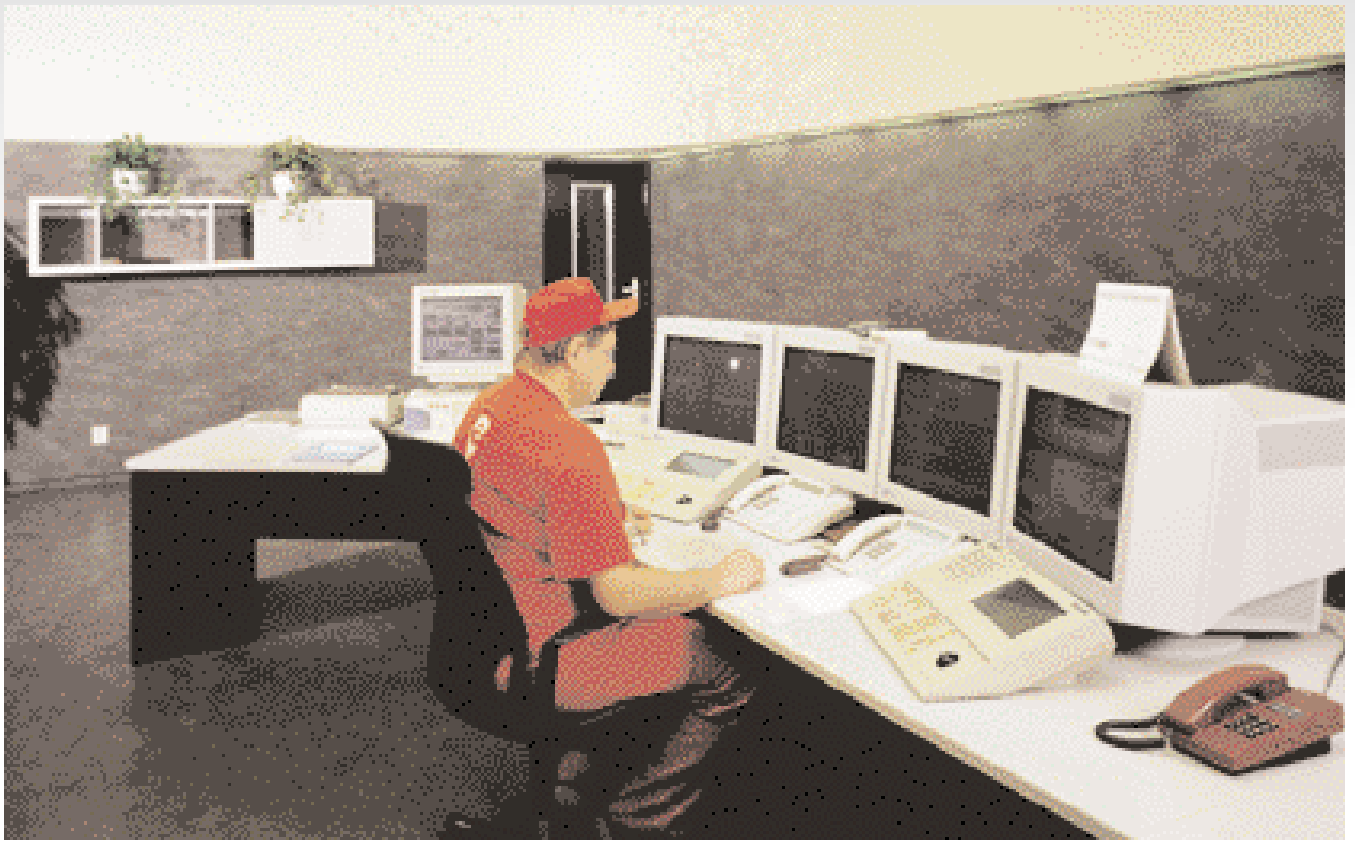
Rada przedstawiła szczegółowy rozkład czasowy zdarzeń inicjujących ostateczny „blackout". O godz. 15:06 uszkodzeniu uległa pierwsza 345 kV linia przesyłowa na zachód od Cleveland. Zwykle, awaria taka nie powinna nieść poważnych konsekwencji, ponieważ obciążenie wyłączonej linii przenoszone jest na linie sąsiednie, jednak w wyniku nadmiernego obciążenia, jedna z linii uległa dużemu rozciągnięciu i zahaczyła o drzewo, co spowodowało jej odłączenie (po 26 minutach od pierwszej awarii). Pozostałe linie przesyłowe w rejonie Cleveland były już w tym momencie silnie przeciążone. Zawiodły trzy kolejne (ostatnia o godz. 16:06). W wyniku tych wyłączeń, w przeciągu kolejnych kilku minut systemy elektroenergetyczne na wschodzie Stanów Zjednoczonych i w Kanadzie zanotowały znaczne wahania napięcia i kierunków przepływu energii. W efekcie wyłączone zostały kolejne linie i elektrownie. O godz. 16:11 nastąpiła przerwa w dostawie energii.

Dalsze śledztwo skupiło się więc na poszukiwaniu przyczyn, które wywołały uszkodzenie pierwszej z linii. Grupa śledcza założyła, że najbardziej prawdopodobną przyczyną był błąd ludzki polegający na niedotrzymaniu określonych standardów przesyłowych (mogło się także okazać, że niewystarczające okazały się istniejące standardy). Głównym podejrzanym stało się przedsiębiorstwo obsługujące dostawy energii w regionie Ohio – firma FirstEnergy Corp. Wyjaśnienia wymagało: co doprowadziło do awarii linii przesyłowej oraz dlaczego po wyłączeniu kolejnych linii system lokalny nie został całkowicie odcięty, a sąsiedni operatorzy poinformowani o wyjątkowej sytuacji. Na wiadomość, że FirstEnergy może być odpowiedzialnym całego zdarzenia oraz w perspektywie ewentualnych konsekwencji prawnych (kary ze strony regulatora, pozwy cywilne), wartość akcji przedsiębiorstwa spadła o około 14%.

Jak ustalono, około dwie godziny przed przerwą w dostawie energii wyłączona została elektrownia Eastlake należąca do FirstEnergy. Zgodnie z zasadami, operator był zmuszony zapewnić awaryjną generację z innej elektrowni, zwrócić się o pomoc do sąsiednich operatorów, skorzystać z systemu rezerw lub ostatecznie odciąć część odbiorców aby zapewnić zbilansowanie produkcji energii elektrycznej w systemie z zapotrzebowaniem. Według ekspertów, utrata jednego wytwórcy jest wystarczającym powodem do przeciążenia linii, w momencie gdy nie zostają podjęte żadne kroki zapobiegawcze.

Według jednego z raportów, w godzinach przed ostateczną awarią, FirstEnergy nie chcąc przekazywać własnej sprzedaży do innych operatorów, ani nie korzystając z rezerw systemowych, być może pobierała





nieplanowaną energię elektryczną z sąsiednich sieci. Jest to praktyka znana jako „leaning on the grid", czyli dosłownie „kładzenie się na sieci". Raport stanowi, że w czasie przed awarią, FirstEnergy importowało duże ilości energii elektrycznej z Detroit Edison, American Electric Power (AEP) i innych. Firma AEP, która jest współwłaścicielem niektórych linii razem z FirstEnergy potwierdziła, że jej systemy automatycznej kontroli wykryły nadzwyczajne warunki i odłączyły linie łączące obszar AEP z Ohio. Odłączenie obszaru Ohio od niektórych systemów sąsiadujących spowodowało cyrkulację energii wewnątrz obszaru, a także w systemach jeszcze połączonych. System AEP zadziałał poprawnie odłączając się w momencie przeciążenia. Zarzutem pod jego adresem może być jedynie to, że nie ostrzegł innych przed problemem. Pozostałe przedsiębiorstwa sieciowe w tym czasie nie wiedziały, co dzieje się na terenie FirstEnergy, który stał się „czarną dziurą" wysysającą energię z sąsiednich obszarów.

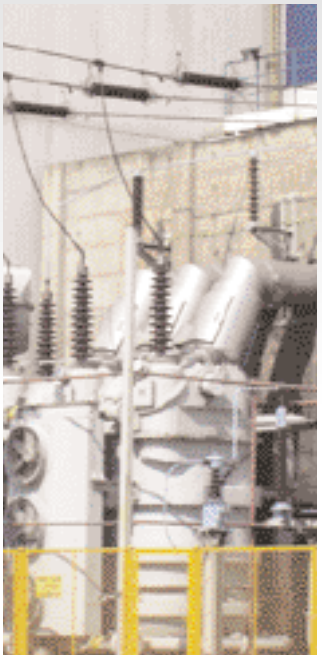
Kiedy 680 MW jednostka z Eastlake uległa awarii, operator już miał niedobór energii elektrycznej z powodu rozległej awarii jednej z elektrowni atomowych. Operatorzy z FisrtEnergy powinni byli więc być świadomi poważnego problemu i podjąć odpowiednie kroki zapobiegające destabilizacji systemu. Przedstawiciele FirstEnergy powiedzieli w zeznaniach, że wprawdzie poprosili o 595 MW energii z systemu rezerw automatycznych (ARS), ale dostarczono jedynie 342 MW. Ujawnione rozmowy telefoniczne pomiędzy operatorami FirstEnergy i niezależnego operatora na środkowym zachodzie (MISO) ukazały, że operatorzy FirstEnergy nie mieli żadnego pojęcia o tym, co działo się w ich obszarze w kluczowych, krytycznych godzinach przed „blackoutem" z powodu problemów komputerowych w ich centralnym pomieszczeniu kontrolnym. W pomieszczeniu tym powinien się włączyć alarm, który nie zadziałał. Ujawniono również, że ani operatorzy FirstEnergy, ani MISO nie podjęli żadnych działań w stosunku do serii uszkodzeń linii przesyłowych, które poprzedziły ogólną awarię. Operatorzy FirstEnergy wiedzieli, że coś się dzieje, ale z uwagi na kłopoty komputerowe, nie mieli pojęcia, które z linii są w danej chwili przeciążone.

Powyżej zaprezentowane zostały niektóre z dotychczasowych ustaleń śledztwa w sprawie największej w historii awarii systemu elektroenergetycznego w Ameryce Północnej. Ciągle jednak nie ukazał się ostateczny raport, który jednoznacznie wskazywałby odpowiedzialnych za powstanie całego zdarzenia. Śledztwo obejmuje analizę niezliczonych ilości danych, a moment ogłoszenia ostatecznego raportu jest ciągle przesuwany.

Błędem z pewnością jest fakt, iż projektując system, nie przewidziano kaskadowego wyłączania się prądu. Sieć powinna być izolowana by nie dopuścić do takiego efektu domina. Jeżeli problem zaczął się w Ohio, czy Michigan, jego zasięg nie powinien sięgnąć Manhattanu. NERC zakomunikowało, że w 2002 r. było 97 naruszeń standardów planowania oraz 444 naruszenia standardów operacyjnych. Jak twierdzi organizacja, około połowa z nich była tego typu, że mogła doprowadzić do dużych awarii.

W poszukiwaniu winnych

Po awarii z 14 sierpnia rozgorzała prawdziwa debata na temat polityki energety-



cznej Stanów Zjednoczonych, sieci elektroenergetycznej oraz kierunków, w których powinna podążać energetyka.

Często wskazywano na brak odpowiedniej koordynacji i planowania pomiędzy regionami. Dużą winę za awarię zrzucono jednak na przestarzałą sieć energetyczną, a przede wszystkim na deregulację w sektorze elektroenergetycznym, która nie dostarcza odpowiednich bodźców, skłaniających do inwestycji w unowocześnianie i rozbudowę sieci przesyłowej. W trakcie liberalizacji sektora zapomniano, że służy on dobru publicznemu i powinien zapewniać stabilność i niezawodność. W efekcie, sieć jest niedoinwestowania i nie jest w stanie utrzymać potrzeb gospodarki, która w dużej mierze oparta jest na energii elektrycznej.

Sektor elektroenergetyczny w Stanach Zjednoczonych wykorzystał zalety wolnego rynku jedynie do wytwarzania właściwej ilości energii elektrycznej po właściwej cenie. Energia elektryczna nie jest jednak zwykłym produktem, który można przechowywać w dużych ilościach. System elektroenergetyczny potrzebuje znacznej nadwyżki mocy wytwórczych i zdolności przesyłowych, aby móc sprostać szczytowemu zapotrzebowaniu, takiemu jak w upalnych dniach sierpnia. System wymaga również dużego zaangażowania w zakresie planowania i koordynacji oraz bodźców w obszarze utrzymywania i unowocześniania linii transmisyjnych. Liberalizacja, jaką przeprowadzono w Stanach Zjednoczonych, nie spisała się w żadnym z tych punktów. Istnieją trzy podstawowe powody, dla których nowe mechanizmy nie zadziałały do końca właściwie:

a) Istnieje określony, stosunkowo stały popyt na energię elektryczną, a zdolności wytwórcze jedynie nieznacznie go przewyższają (nie istnieją duże nadwyżki mocy), w związku z czym przedsiębiorstwa wytwórcze mają duże możliwości aby manipulować cenami.

b) Pomysł stworzenia dużego narodowego rynku do handlu energią elektryczną ma większy sens jako teoria ekonomiczna niż fizyczna, ponieważ „pochłania energię aby przesyłać energię". Jak twierdzą specjaliści, przesył energii elektrycznej jest wydajny na odległość najwyżej kilkuset kilometrów, na większe odległości przestaje to być technicznie efektywne z uwagi na duże straty energii.

c) Lokalni operatorzy na zliberalizowanym rynku energii nie posiadają bodźca ekonomicznego aby inwestować w rozwój infrastruktury sieciowej. Brak rozwoju sieci napotyka na wzrost przesyłanej energii elektrycznej związanym z rosnącym zapotrzebowaniem, ale przede wszystkim z możliwościami wolnego rynku i wzmożonym przesyłem energii elektrycznej na znaczne odległości. Powoduje to, że linie pracują w warunkach zbliżonych do ich maksymalnych możliwości.

d) W poprzednim systemie, przedsiębiorstwo zajmujące się dostawą energii elektrycznej do klientów było zmuszone dostarczać plany rozwoju do komisji stanowej. Obydwie organizacje prognozowały popyt na energię elektryczną i podejmowały decyzje, jakie ewentualne inwestycje w moce wytwórcze lub sieć elektroenergetyczną należy podjąć. Następnie, w celu pokrycia kosztów, ustalano ceny. W obecnych warunkach, nikt nie odgrywa decydującej roli w zakresie planowania.

Wielu uważa, że sytuacja z 14 sierpnia jest czymś w rodzaju budzika. Nowa ustawa energetyczna, która w czasie ostatniej awarii już była w Kongresie, powinna wymusić większe inwestycje w sieć elektroenergetyczną. Do tej pory nikt o to nie zabiegał, gdyż nie było to zbyt popularne ani efektowne dla potencjalnych zwolenników. Ostrzega się jednak, że dla podniesienia niezawodności sieci, nie wystarczy po prostu wyrzucić mnóstwa pieniędzy. Odpowiednie inwestycje wymagają planowania i wydatków we właściwych miejscach. Jak się uważa, niezawodność sieci może zostać w dużym stopniu podniesiona poprzez kierunkowe (dedykowane) wytwarzanie oraz zarządzanie stroną popytową.

W konsekwencji sytuacji z 14 sierpnia, w ostatnich miesiącach wyraźnie wzrosła uwaga, jaką zaczęto przypisywać bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej. Warto więc podnieść kilka podstawowych i praktycznych pytań:

- Kiedy można stwierdzić, że osiągnięty został wystarczający poziom bezpieczeństwa?
- Czy liberalizowane rynki dostarczają odpowiedni poziom bezpieczeństwa?
- W jaki sposób, nie pomniejszając konkurencji wolnorynkowej, regulator może dostarczyć odpowiednich bodźców w celu podniesienia bezpieczeństwa?

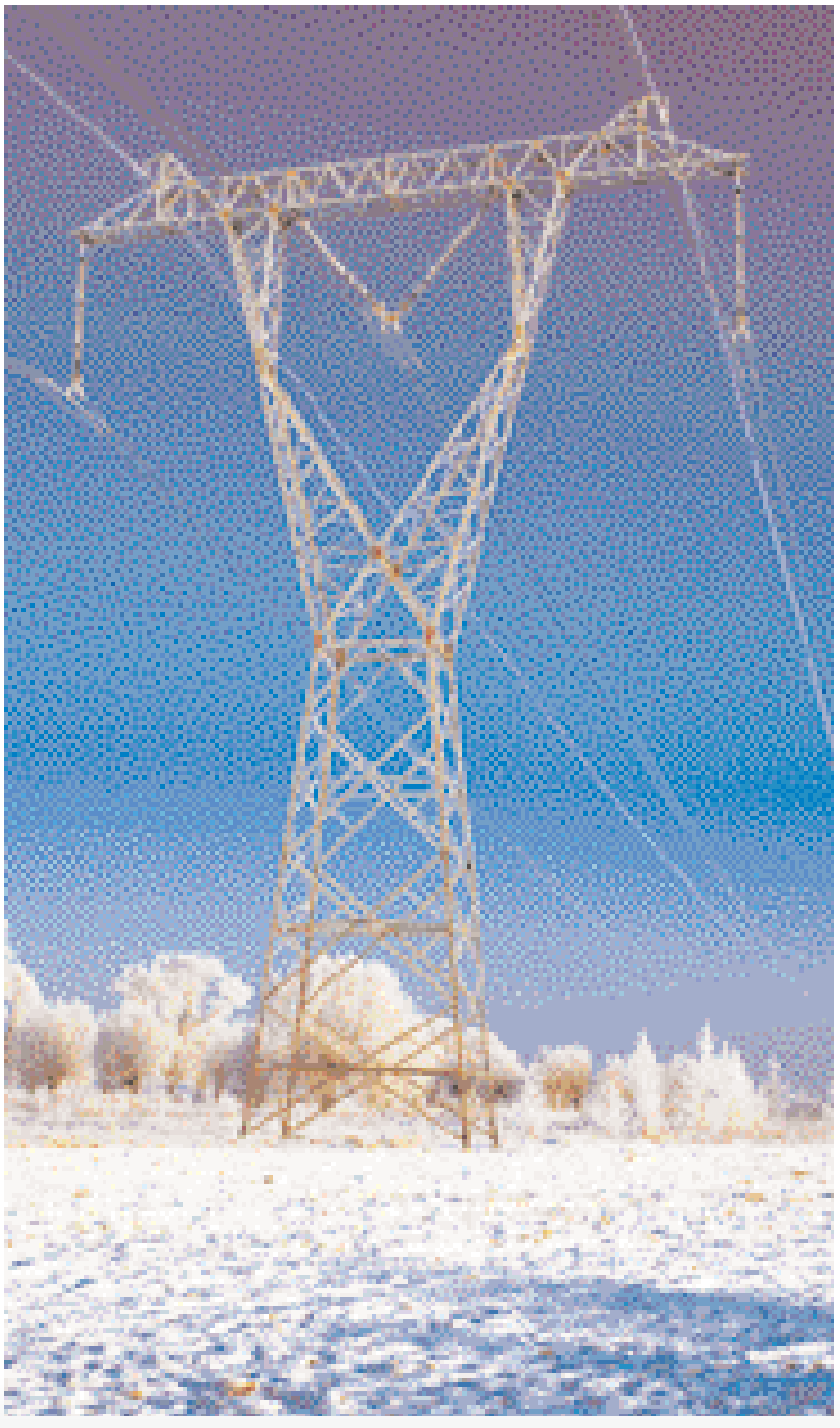
Zbudowanie i utrzymanie właściwego poziomu dostaw energii elektrycznej jest z natury problematyczne z kilku powodów:

- żaden system nigdy nie jest całkowicie bezpieczny i przy poniesieniu pewnych kosztów każdy system może zostać uczyniony bardziej bezpiecznym;
- nie istnieje żaden bezpośredni „rynek" bezpieczeństwa, trudno więc stwierdzić jaki poziom bezpieczeństwa jest wystarczający;
- ponieważ infrastruktura elektroenergetyczna jest bardzo kapitałochłonna, koszty nadmiaru bezpieczeństwa systemu są bardzo wysokie, a efekty publicznie niewidocznie. Koszty niedostatecznego bezpieczeństwa są również (przynajmniej potencjalnie) bardzo wysokie, ale dla odmiany bardzo widoczne (za każdym razem gdy pojawia się niedobór energii, zdarzeniu towarzyszy duże zainteresowanie polityczne i medialne);
- w sytuacjach spektakularnych awarii systemów (takich jak ostatnio), zawsze istnieje tendencja do wydawania publicznych pieniędzy na duże, nieprzygotowane projekty;
- istniejąca nieufność w stosunku do sprywatyzowanych lub zliberalizowanych rynków, powraca triumfalnie w momentach, gdy pojawiają się większe awarie.

Bezpośrednio po sytuacjach kryzysowych, wzmaga się więc polityczna presja w kierunku interwencji państwa i wydawania publicznych środków na podniesienie bez-

pieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Stwarza to szczególny problem w zliberalizowanych systemach, gdzie rynki powinny (z założenia) same ustalać właściwy poziom bezpieczeństwa. W przypadku próby wyręczania rynku przez rząd, każdorazowo gdy dostawy energii elektrycznej są poważnie zagrożone, indywidualna skłonność do inwestowania może zostać pomniejszona, przez co niektóre korzyści z liberalizacji mogą zostać utracone.

Jaki stopień bezpieczeństwa jest więc wystarczający? Odpowiedź wydaje się być bardzo prosta: jest to balans pomiędzy kosztami zwiększenia bezpieczeństwa a korzyściami, jakie może ono przynieść. Z jednej strony, pomiar kosztów zwiększenia bezpieczeństwa systemu jest bardzo prosty. Generalnie, koszty zwiększają się nieproporcjonalnie szybko w momencie zbliżania się do 100% bezpieczeństwa. Z drugiej jednak strony, ocena korzyści ewentualnych usprawnień jest trudniejsza do oceny, ponieważ nie istnieje żaden rynek, na którym klienci mogliby wyrazić swoje preferencje odnośnie stopnia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Można jednak założyć, że skłonność płacenia przez klientów za dodatkowe bezpieczeństwo w momencie zbliżania się do 100% bezpieczeństwa systemu będzie spadać.



Kto powinien dostarczać właściwy poziom bezpieczeństwa? Postawa wobec tego pytania jest generalnie wskaźnikiem podejścia do liberalizacji rynków energii. Osoby, u których występuje duży entuzjazm wobec liberalizacji (Wielka Brytania, Stany Zjednoczone), oczekują, że rynki same będą zapewniać właściwy poziom bezpieczeństwa. Natomiast ci, których postawa wobec liberalizacji jest bardziej sceptyczna (Europa kontynentalna), uważają, że rynki nie są w stanie same zapewnić wystarczającego poziomu bezpieczeństwa. Oczekują oni, że rząd określa i w razie konieczności finansuje właściwy poziom bezpieczeństwa. W obydwu podejściach istnieją elementy „za" i „przeciw" takiemu rozwiązaniu. Z uwagi, że bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej ma charakterystykę dobra publicznego, wolny rynek będzie zawsze dążył do minimalizowania wydatków na jego poprawę. Z kolei skupienie odpowiedzialności za sieć elektroenergetyczną w rękach monopolu może prowadzić do nadmiaru inwestycji w bezpieczeństwo, ponieważ konsekwencje (zarówno polityczne, jak i ekonomiczne) ryzykowania przerw w dostawach są w tym wypadku bardziej dotkliwe niż utrzymywanie znacznej nadwyżki zdolności przesyłowych.

Seria awarii w Europie

Austria

Bliskim doświadczenia przerw w dostawach energii elektrycznej była 27 sierpnia Austria. Zgodnie z tym, co ujawnił austriacki producent i dystrybutor energii elektrycznej – firma Verbund, w wyniku zwiększonych przepływów energii, spowodowanych awarią 380-kV linii pomiędzy Węgrami i Chorwacją, o godzinie 9:15 nastąpiła sytuacja krytyczna w sieci austriackiej. Linie biegnące z północy na południe były silnie przeciążone, co wywołało przerwę w połączeniu z Czechami. Tylko dzięki natychmiastowym działaniom, polegającym na szybkim przełączeniu niektórych linii oraz wykorzystaniu wszystkich dostępnych elektrowni w regionie, udało się utrzymać dostawy energii elektrycznej oraz zapobiec większej awarii. Do ustabilizowania sytuacji przyczyniły się także dobre połączenia z krajami sąsiednimi.

Wielka Brytania

28 sierpnia miała miejsce awaria sieci elektroenergetycznej w Londynie, w wyniku czego dostaw energii elektrycznej pozba-

wionych zostało około 410 tys. klientów. Awaria nastąpiła w czasie popołudniowego szczytu i objęła 20% dostaw energii elektrycznej Londynu. Z uwagi na porę, o jakiej wystąpiła awaria, największy chaos wywołała ona w systemie komunikacyjnym. Dopływy prądu w większości dotkniętych obszarów udało się przywrócić w przeciągu 30 minut, jednak pełne usunięcie awarii zajęło około dwóch i pół godziny. Jak ogłosił brytyjski operator NGT (National Grid Transco), główną przyczyną awarii był niewłaściwie zainstalowany przekaźnik zabezpieczający. Podobna awaria miała jeszcze miejsce w kolejnym tygodniu w Birmingham. Dotknęła ona około 220 tys. klientów i wywołana została przez podobną usterkę.

Szwecja i Dania

23 września, około 5 mln ludzi w południowej Szwecji i wschodniej Danii na kilka godzin zostało pozbawionych prądu. Była to najgorsza awaria sieci elektroenergetycznej w tamtym rejonie od 20 lat. Pomimo, iż dostawy energii elektrycznej udało się wznowić w przeciągu kilku godzin, to awaria wywołała duże zamieszanie, szczególnie w większych z dotkniętych miast, takich jak Kopenhaga. Awaria została zapoczątkowana w Szwecji. O 12:35 z niewiadomych przyczyn wyłączono 1,135 MW elektrownię nuklearną Oskarshamn. Ponieważ import energii elektrycznej ze wschodniej Danii został wstrzymany, a na liniach łączących południe Szwecji z Niemcami i Polską akurat prowadzone były prace konserwacyjne, w obszarze południowej Szwecji wystąpił niedobór energii elektrycznej, co wywołało destabilizację systemu i kolejne wyłączenia po stronie elektrowni (w tym 1,800 MW elektrownię nuklearną Ringhals). W konsekwencji nastąpiło wstrzymanie dostaw energii elektrycznej, które objęło również wschodnią część Danii, w tym najbardziej dotkniętą wyspę Zealand.

Włochy

Wyżej opisanych wydarzeń w Wielkiej Brytanii oraz Skandynawii, nie można wprawdzie w żaden sposób przyrównać do sytuacji jaka miała miejsce 14 sierpnia w USA i Kanadzie, z uwagi na swój lokalny charakter oraz stosunkowo niewielką liczbę dotkniętych odbiorców, to wkrótce jednak, europejskim odpowiednikiem amerykańskiego „blackoutu" stały się Włochy.

Bezpośrednio po sierpniowej awarii w Ameryce Północnej, wiele osób, zajmujących się siecią elektroenergetyczną we Włoszech, zapewniało, że sytuacja taka nie jest możliwa do powtórzenia na Półwyspie Apenińskim. W niedzielę 28 września, ta „niemożliwa" sytuacja pozostawiła większość z 57 mln mieszkańców Włoch na prawie cały dzień bez prądu.

Awaria rozpoczęła się wcześnie rano, po tym jak łamiące się drzewo uszkodziło 380 kV linię przesyłową na terenie Szwajcarii, łączącą ten kraj z siecią we Włoszech. Pierwotna przyczyna była więc, podobnie jak w przypadku awarii w Wielkiej Brytanii (błędnie zainstalowany sprzęt), wypadkiem, który przy większej ostrożności mógł być uniknięty. Zastanawiający pozostaje jednak cały łańcuch zdarzeń, które nastąpiły w dalszej kolejności i w efekcie doprowadziły do największej awarii systemu elektroenergetycznego, jakiej Włochy kiedykolwiek doświadczyły. W konsekwencji tzw. efektu domina, dostaw energii elektrycznej, z wyjątkiem Sardynii, pozbawiony został cały obszar Włoch.

W przeciągu pół godziny od uszkodzenia pierwszej linii, z powodu przeciążenia, wyłączyła się druga. W wyniku tego, prawie równocześnie wyłączyły się dwie kolejne linie, tym razem pomiędzy Francją i Włochami. Ostatecznie, wszystkie linie elektroenergetyczne, łączące Włochy z krajami sąsiednimi, zostały odłączone. W sumie odcięte zostało 6 GW zdolności przesyłowych, reprezentujących 25% nocnego zapotrzebowania na energię elektryczną całych Włoch. W wyniku opisanego szeregu awarii, tymczasowo dostawy energii utracili także odbiorcy na południu Szwajcarii.

Bezpośrednio po awarii nastąpił czas wzajemnych oskarżeń i zrzucania winy. Szwajcarski Atel stwierdził, że włoski operator (GRTN) nie zareagował pomimo ostrzeżeń o zagrożeniu. Francuski operator (RTE) wskazał na liczne błędy na liniach włosko-szwajcarskich. Włoscy politycy z kolei, oskarżali siebie nawzajem uznając, że awaria była przyczyną braku inwestycji i niewłaściwej polityki gospodarczej.

Podczas bowiem, gdy początkowy powód awarii może być wyjaśniony jako działanie niezależnej siły zewnętrznej, to rozmiar obszaru, objętego wyłączeniem oraz czas, jaki potrzebowano aby przywrócić normalne dostawy, ukazał zubożały stan włoskiej elektroenergetyki, szczególnie w zakresie wewnętrznych mocy wytwórczych. Podczas gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną rosło w ostatnich latach we Włoszech powyżej wzrostu gospodarczego, więcej w tym czasie uczyniono aby utrudnić budowę nowych elektrowni niż aby zapewnić samowystarczalność energetyczną kraju. W efekcie, Włochy importują około 17% własnego zapotrzebowania (głównie z Francji oraz Szwajcarii).



W roku 2004:

Jest co świętować...

Roman Reinisch

Skończył się tak ważny dla górnictwa naftowego rok 2003, zwany „Rokiem Łukasiewiczowskim". W 2004 r. obchodzić będziemy dwie znaczące rocznice: 150-lecia pierwszych wierceń naftowych na świecie w kopalni ropy naftowej w Bóbrce oraz 50-lecia powstania pierwszego w Europie podziemnego magazynu gazu (PMG w Roztokach).

W połowie XIX w. na obszarze Beskidu Niskiego, w pobliżu Krosna, prowadzone były pierwsze na świecie wiercenia (kopanki) w celu wydobycia ropy, zwanej wtedy olejem skalnym. Od tego czasu datują się początki przemysłu naftowego w Polsce i na świecie, a rejon ten jest uważany za światową kolebkę tego przemysłu.

W kopalni ropy naftowej w Bóbrce wykonano w 1854 r. pierwszy na świecie szyb naftowy „Wojciech". W latach 1854-1880 na terenie tej kopalni wydrążono ponad 60 studni („kopanek"), których głębokość wynosiła od kilku do 150 m. Jedną z nich, nadal czynną kopankę „Franek", można oglądać dzisiaj w skansenie „Bóbrka", które uzyskało status muzeum przemysłu naftowego. Muzeum-skansen w Bóbrce ma swoją renomę i cieszy się zainteresowaniem specjalistów naftowych z całego świata.

W rejonie karpackim po raz pierwszy też wykorzystano gaz ziemny dla celów grzewczych, co bezpośrednio wpłynęło na konieczność magazynowania tego paliwa dla pokrywania niedoborów w okresach jego zwiększonego zużycia, zwłaszcza w okresach zimowych.

Pierwsze na świecie próby podziemnego magazynowania gazu ziemnego podjęto w 1915 r. w Kanadzie. Jednak znacznie wcześniej, bo już w połowie XIX w., powstał pierwszy sztuczny (metalowy) zbiornik gazu w



rejonie Chicago. Ten pierwszy „PZG" wykorzystywany był przez przemysł i w tym okresie miał ogólną pojemność rzędu kilkudziesięciu tysięcy m sześc. Wielkość ta całkowicie zaspokajała ówczesne potrzeby.

Rozwój przemysłu i wzrastające zużycie gazu wskazały na potrzebę magazynowania większych ilości gazu ziemnego w wyeksploatowanych złożach i budowę PMG o większych pojemnościach. W takich warunkach rozpoczął się rozwój bazy podziemnego magazynowania gazu, w pierwszej kolejności na kontynencie amerykańskim, gdzie obecnie znajduje się najwięcej czynnych PMG, tzn. w USA i w Kanadzie (odpowiednio 380 i 40).

Pierwszy PMG w sczerpanym złożu gazu powstał w okręgu Welland County w prowincji Ontario. Kolejny PMG Zoar-Erie zbudowano w latach 1915-1916 w USA w stanie Nowy Jork, w wyeksploatowanym złożu gazu o ogólnej pojemności 62 mln m sześc. Drugi PMG w USA powstał w 1919 r. w stanie Kentucky, również w sczerpanym złożu gazu.

W Europie ok. 40 lat później podjęto próby podziemnego magazynowania gazu. Przeprowadzono je w rejonie Karpat. W połowie lat 50. XX w. podjęto próbę adaptacji sczerpanego złoża gazu Roztoki na PMG. Pionierskie prace w tej dziedzinie wykonali inicjatorzy całego przedsięwzięcia – inżynierowie J. Kaczorowski i W. Kołodziej z firmy Polmin w Tarnowie. W rejonie Krosna powstał pierwszy w Europie PMG Roztoki, do którego 4 grudnia 1954 r. zaczęto zatłaczać gaz.

PMG Roztoki został wytworzony w eoceńskim piaskowcu ciężkowickim na głębokości ok. 1000 m. Sześć otworów, z których pięć to otwory eksploatacyjne, a jeden – piezometryczny, zlokalizowano w optymalnej strefie złożowej. W kilku roboczych cyklach do wyeksploatowanego złoża rozpoczęto zatłaczanie gazu ziemnego wykorzystując do tego celu ciśnienie robocze gazociągu lokalnego (bez kompresorów) rzędu ok. 3,4 MPa. Odbiór gazu z magazynu prowadzono w przedziale ciśnień od 1,27 do 2,86 MPa. W kilku cyklach zatłoczono i odebrano z tego magazynu ok. 60 mln m sześc. gazu.



Eksploatacja PGM Roztoki zakończyła się dopiero po 25 latach. Przyczyną likwidacji była nieszczelność całego obiektu i tzw. „nieszczelności techniczne", w tym głównie nieszczelności „starych" otworów i gazociągów kopalnianych. Często powodowały one ekshalację gazu wokół „starych" odwiertów oraz ubytki („ucieczkę") gazu z poziomu magazynowego.

Pod koniec lat 90. została podjęta próba reaktywowania PMG Roztoki. Zespół specjalistów górnictwa naftowego pod kierunkiem Mieczysława Jakiela, przeprowadził analizę techniczno-geologiczną magazynu wykazując jego przydatność dla systemu gazowniczego. Z uwagi jednak na zbyt duże zagrożenia i nieszczelność całego obiektu, brak było podstaw do rozbudowy kolejnego nieszczelnego PMG w południowo-wschodniej części kraju.

W okresie minionych 50 lat rozwój bazy PMG w Polsce doprowadził do powstania szeregu takich obiektów, m.in. PMG Tarchały (1976 r.), PMG Brzeźnica (1979 r.), PMG Swarzów (1979 r.), PMG Strachocina (1982 r.), PMG Husów (1987 r.), PZG w KWK Morcinek (1990 r.), PMG Wierzchowice (1995 r.), KPMG Mogilno (1996 r.) i PMG Jaśniny (1999 r.), które w większości przypadków są nadal czynne. Dla zapewnienia pokrycia sezonowych i okresowych nierównomierności zużycia gazu, prowadzona jest obecnie rozbudowa KPMG Mogilno i PMG Wierzchowice; istnieją dalsze możliwości adaptacji na podziemne magazyny sczerpanych złóż gazu i struktur zawodnionych.

Pierwszy szyb naftowy i pierwszy europejski PMG powstały w naszym kraju, dlatego wspomniane rocznice nie mogą umknąć naszej uwadze, a wejście Polski do UE powinno ułatwić zapoznanie się z nimi licznym zagranicznym specjalistom. Doceniając wagę wydarzeń sprzed lat, zwłaszcza 50. rocznicy zbudowania PMG Roztoki, władze Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa wspólnie z m.in. Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Krakowie, Akademią Górniczo-Hutniczą, Instytutem Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (wraz z Oddziałem w Krośnie), Fundacją na Rzecz Rozwoju Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Polsce „Ekogaz", Stowarzyszeniem Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, wyszły z inicjatywą zorganizowania sympozjum połączonego z uroczystą Barbórką. Miałoby się ono odbyć 4 grudnia 2004 r. w Krośnie. Organizatorzy mają nadzieję, że pomysł przygotowania rocznicowego sympozjum spotka się z aprobatą „nafciarzy" i innych specjalistów związanych z górnictwem naftowym.

Nafta na trzech filarach

Sylwester Wolak

Sektor naftowy w Polsce ma wspierać się na trzech filarach. Pierwszym z nich miałby być PKN Orlen jako centrum koncernu naftowego, utworzonego wespół z węgierskim koncernem MOL i – być może – z udziałem innych europejskich firm naftowych. Drugi filar to Grupa Lotos z trzema rafineriami południowymi, a możliwe że także z Petrobaltikiem. Ostatnim elementem jest Zintegrowany Podmiot Logistyczny.

Konsolidacja Grupy Lotos (GL) z rafineriami w Czechowicach, Gorlicach i Jaśle ma zakończyć się jeszcze w pierwszym kwartale. Zdaniem wiceministra Skarbu Państwa Tadeusza Soroki, utworzenie środkowoeuropejskiego koncernu naftowego przez PKN Orlen i MOL (o wartości 15-20 mld euro według cytowanego przez „Nowy Przemysł" prezesa PKN Orlen Zbigniewa Wróbla) oraz powołanie Zintegrowanego Operatora Logistycznego również powinno nastąpić w niedalekiej przyszłości. Minister Soroka mówił o tym w połowie grudnia 2003 r. podczas konferencji naftowej zorganizowanej w Warszawie przez miesięcznik „Nowy Przemysł".



Inny uczestnik tej konferencji, prezes spółki Naftobazy Jerzy Małyska, nie ma wątpliwości, że dojdzie do utworzenia Zintegrowanego Operatora Logistycznego. Według jego przewidywań, stanie się to zaraz po zakończeniu przetargu prywatyzacyjnego Naftobaz, tj. jeszcze w pierwszym półroczu. Wyłączność na negocjacje z Naftą Polską w sprawie zakupu większościowych udziałów w Naftobazach posiada Vopak.

ZOL ma współtworzyć PKN Orlen, który uzgadnia właśnie z MOL-em plan ewentualnej fuzji obu firm. Według prezesa PKN, utworzenie z partnerem zewnętrznym Zintegrowanego Operatora Logistycznego leży w interesie naszego kraju. Rozmowy z Naftobazami i Naftą Polską o powołaniu takiej struktury prezes Orlenu określa jako zaawansowane.

Prywatyzacja, a potem konsolidacja

Zintegrowany Operator Logistyczny to robocza nazwa przyszłej spółki. Ma już jednak ona swój biznesplan, o czym poinformował prezes Nafty Polskiej Maciej Gierej. ZOL będzie kolejnym w sektorze naftowym podmiotem logistycznym, w którym inwestorem jest firma zagraniczna. Zapowiada się, iż będzie nim Vopak.

W logistykę paliw w Polsce zainwestowali już amerykański GATX, który kupił 100 proc. akcji DEC, oraz niemiecka spółka IVG Logistik, właściciel terminalu paliwowego IVG Silesia w Radzionkowie. ZOL ma powstać w oparciu o bazę logistyczną Naftobaz i Orlenu. Maciej Gierej nie wykluczył, że w przyszłości mogą być wzięte pod uwagę także rurociągi produktowe oraz Naftoport. W całym sektorze jedynym podmiotem, który ze względu na strategiczne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego pozostanie państwowy, jest Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych PERN „Przyjaźń".

– *Jesteśmy na etapie analiz, określających na jakich warunkach finansowych, komu i które rozwiązanie się opłaca. To są poważne analizy, bezpośrednio poprzedzające końcowe decyzje. Nazwałbym je etapem wyceny i definiowania interesów* – scharakteryzował

prace nad powołaniem ZOL szef Nafty Polskiej.

Tymczasem prezes Jerzy Małyska jest zdania, że prywatyzację Naftobaz musi poprzedzić program restrukturyzacji logistyki całego sektora naftowego.

Z kim i o co konkurować

Orlen uzasadnia swoje plany, a zwłaszcza chęć udziału w tworzeniu środkowoeuropejskiego koncernu naftowego, bardzo dobrymi wynikami finansowymi. Jak powiedział prezes Zbigniew Wróbel, w 2003 r. były one najlepsze w historii PKN.

Poprzez pryzmat planowanych na 2004 r. inwestycji za granicą PKN Orlen patrzy na rynek krajowy, w tym na rozwój relacji z konsolidowanym organizmem Grupy Lotos. Można z dużym prawdopodobieństwem przypuszczać, iż jednym z obszarów rynku, o które Orlen będzie walczył z GL, jest rynek olejów silnikowych.

Według wiceprezesa PKN Orlen Janusza Wiśniewskiego, jeden z dwóch krajowych bloków olejowych – płocki albo gdański – jest dzisiaj po prostu niepotrzebny, a sytuację dodatkowo zmieniłoby na niekorzyść zakupienie przez Orlen czeskiego Unipetrolu, w którego strukturze produkcyjnej jest blok olejowy.

Podczas gdy Orlen straszy koniecznością zamknięcia obu polskich bloków olejowych (o ile, jak to określił na konferencji prezes Wiśniewski, PKN i GL nie dojdą do porozumienia) Grupa Lotos stale umacnia swą pozycję na rynku olejów silnikowych. Markę Lotos lansuje zresztą w odniesieniu nie tylko do produktów smarowych, a także paliw – dwóch najmocniejszych obszarów swojej działalności.

Z kolei Rafineria Trzebinia z Grupy Orlen w grudniu tego roku rozpocznie eksploatację najnowocześniejszej w regionie instalacji do produkcji parafin. W tym kontekście PKN Orlen mówi o możliwości wykorzystania aktywów Rafinerii Jasło, która weszła w skład Grupy Lotos. Produkcją parafin zajmować się będzie nowa spółka pod nazwą Lotos Parafiny, mająca siedzibę w Jaśle.



Gdańsk planuje mimo krytyki

Prezes Gierej mówił o końcowym etapie prac nad utworzeniem już skonsolidowanej Grupy Lotos. Uznał, że powstaje druga obok Orlenu grupa o sile, która przez jakiś czas umożliwi jej samodzielne funkcjonowanie na rynku. Prezes GL Paweł Olechnowicz skupił się przede wszystkim na omówieniu przebiegu restrukturyzacji Grupy. Ten proces ma przynieść dalszy wzrost jej wartości, obecnie szacowanej na 1,8 mld zł. Kolejny krok prowadzący do wzrostu wartości to prywatyzacja.

Grupa Lotos z „zespołu spółek" przekształca się w zintegrowany organizm, który docelowo ma działać jako koncern pionowo zintegrowany. Od segmentu poszukiwań i wydobycia ropy, – gdzie GL na razie jest nieobecna i gdzie chce zaistnieć dzięki konsolidacji z Petrobaltikiem – poprzez rafinację do logistyki i dystrybucji. Rafineria w Gdańsku może przerabiać rocznie 4,5 mln t ropy, natomiast po zrealizowaniu zaplanowanej inwestycji IGCC, wartej ponad 500 mln dolarów, oraz po konsolidacji z trzema rafineriami z południa, jej potencjał przetwórczy wzrośnie do 6 mln t.

Zgodnie z założeniami prezesa Olechnowicza, przerób ropy w rafineriach południowych nie będzie zaniechany, pomimo że od dawna – również w samej Nafcie Polskiej, która odpowiada za restrukturyzację sektora naftowego – oceniano, że w tak małej skali jest on nieekonomiczny. Grupa Lotos twierdzi, że produkcja paliw na południu może być nadal opłacalna pod warunkiem zachowania ulg podatkowych przez co najmniej przez trzy lata. Z tych środków można realizować program restrukturyzacji tych rafinerii. Docelowo kluczem do efektywnego rozwoju rafinerii południowych ma stać się Hydrokompleks w Rafinerii Nafty Glimar.

Grupa Lotos jeszcze przed prywatyzacją zamierza pozyskać inwestorów do realizacji wybranych projektów produkcyjnych i handlowych. Chodzi o projekt IGCC oraz o rozbudowę sieci stacji paliw. Paweł Olechnowicz poinformował, że w pierwszym kwartale tego roku znani będą partnerzy, gotowi zaangażować się w budowę IGCC. Inwestycja będzie realizowana na zasadzie project finance i powinna zakończyć się w 2006 r. Również przy udziale podmiotów zewnętrznych Grupa Lotos chce rozbudować sieć sprzedaży detalicznej. Przez najbliższe dwa lata liczba stacji pod marką Lotos wzrośnie z obecnych 322 do nawet do 600, co będzie kosztowało 0,5 mld zł.

Uszczuplanie PGNiG?

Magdalena Olsza

Prawdopodobnie za rok o tej porze Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo będzie już spółką giełdową. By lepiej sprzedać akcje przedsiębiorstwa zarząd PGNiG proponuje zmianę strategii restrukturyzacji spółki. Korekta planu zakłada wydzielenie spółki wydobywczej na przełomie 2006 i 2007 r., to jest po debiucie giełdowym grupy. Jak argumentuje prezes PGNiG Marek Kossowski, taki harmonogram będzie z korzyścią dla Skarbu Państwa i dla samej firmy.

Opóźnienie w utworzeniu spółki wydobywczej nie rodzi żadnych konsekwencji. Inaczej jest w przypadku nie powołania operatora systemu przesyłowego (OSP). Za niezastosowanie się do wymogów dyrektywy gazowej z sierpnia 2003 r. grożą sankcje ze strony Komisji Europejskiej. Dlatego do końca pierwszego kwartału 2004 r. mają zakończyć się rozmowy między PGNiG a resortem skarbu na temat sposobu wydzielenia ze struktur przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego. Jego wartość szacuje się na ok. 2,7 mld zł.

Miniony rok upłynął PGNiG pod znakiem restrukturyzacji zadłużenia, zmian w strukturze organizacyjnej i poszukiwań tańszych dostaw gazu.

Finanse

Głównym zadaniem finansowym w 2003 r. była redukcja długu zaciągniętego w walutach obcych i zmniejszenie związanego z tym ryzyka. – *Oszacowaliśmy zadłużenie firmy z połowy listopada 2003 r. i porównaliśmy go z zadłużeniem z końca 2001 r. Licząc według kursu dolara i euro z listopada 2003 r., zadłużenie spadło o 21 proc, czyli o ok. 1,5 mld zł* – poinformował wiceprezes PGNiG ds. finansów Jerzy Staniewski na konferencji prasowej poświęconej podsumowaniu działalności spółki w 2003 r.



Firmie udało się także spłacić ok. 100 mln dolarów kredytu otrzymanego z Banku Światowego oraz przedterminowo wykupić euroobligacje o wartości ok. 120 mln euro. – *Obie te linie zadłużenia były najdroższymi w naszym portfelu zobowiązań finansowych* – mówił prezes Staniewski. – *Ponadto poprzez zawarcie transakcji zabezpieczających, w ciągu 20 miesięcy doprowadziliśmy do sytuacji, w której o 50 proc. zwiększył się poziom zabezpieczenia zobowiązań dewizowych. Te działania nie byłyby możliwe, gdyby nie realizacja wyniku – ponad 500 mln zł zysku brutto w 2002 r. i 440 mln zł za 10 miesięcy 2003 r.*

Na rynku pozostają obligacje o wartości 678 mln euro. Spółka jest zabezpieczona na wypadek ewentualnej realizacji opcji put przez posiadaczy euroobligacji lub potencjalnie wcześniejszego refinansowania euroobligacji. Tym zabezpieczeniem jest kredyt terminowy w wysokości 600 mln euro, zorganizowany dla spółki przez konsorcjum 12 banków.

Renegocjowanie kontraktu jamalskiego stworzyło przestrzeń rynkową do tańszych zakupów spotowych. Innymi elementami wspierającymi wzrost sprzedaży jest rozpoczęcie wdrażania strategii marketingowej, a także konkretne transakcje zawarte z dużymi odbiorcami gazu. – *Realizacja tych umów będzie wymagać sporych inwestycji, ale firmę na nie stać. Spodziewamy się przyrostu sprzedaży liczonego w setkach milionów metrów sześc. gazu* – kontynuował Staniewski. – *Wśród działań o charakterze handlowym, owocujących poprawą rentowności sprzedaży, jest renegocjowanie warunków dostaw gazu. Nie chodzi o wzrost ceny, lecz uczciwe podzielenie ryzyka pomiędzy nami, a niektórymi większymi odbiorcami.*

W 2003 r. PGNiG sprzedało ok. 12, 4 mld m sześc. gazu. Wzrost sprzedaży wyniósł więc sporo ponad 1 mld m sześc. w stosunku do 2002 r. Podpisano 10 nowych długoterminowych kontraktów, w tym siedem na sprzedaż gazu systemowego (m.in. z włoską firmą papierniczą Delitissue w Ciechanowie, Elektrociepłownią Starachowice, Przedsiębiorstwem Energetyki Cieplnej w Wyszkowie), a także trzy umowy na sprzedaż gazu ziemnego ze złóż. Dwie z nich zawarto ze spółką „Energetyka", należącą do KGHM Polska Miedź, zaś jedną z Polish Energy Partners na dostawę gazu, który ma być paliwem do planowanej elektrociepłowni produkującej energię elektryczną i ciepło na potrzeby papierni w Kostrzyniu oraz miasta Kostrzyń.

Ze wstępnych skonsolidowanych danych wynika, że przychody PGNiG w 2003 r. wyniosły 10,8 mld zł i były o ok. 800 mln zł wyższe niż w 2002 r. Zysk operacyjny był na zbliżonym do ubiegłorocznego poziomie - 1,15 mld zł. Jednostkowy zysk brutto PGNiG SA (liczony bez spółek dystrybucyjnych wydzielonych 1 stycznia 2003 r. ze struktur Oddziału Głównego) szacuje się na nieco



ponad 500 mln zł (o ok. 18 mln zł mniej niż w 2002 r.). Na poziomie skonsolidowanym zysk brutto wynosi ok. 600 mln zł. Taki wynik osiągnięto głównie dzięki wydobyciu gazu, jako że najwięcej zysku wypracowała część górnicza firmy.

Poszukiwania i wydobycie

Do 2006 r. PGNiG zamierza zwiększyć wydobycie gazu o ok. 50 proc., do 5,5-6 mld m sześc. rocznie. W minionym roku wydobyto ok. 4,2 mld m sześc. w przeliczeniu na gaz wysokometanowy oraz ponad 500 tys. t ropy naftowej.

Zakończono już zagospodarowanie złoża gazu Kościan, którego zasoby określane są na ok. 10 mld m sześc. oraz złoża Mełgiew pod Lublinem (ok. 1 mld m sześc. zasobów). W 2004 r. dobiegnie końca udostępnianie złoża Brońsko, o zasobności ocenianej na 15 mld m sześc. Trwają prace końcowe przy zagospodarowaniu złóż Dzików i Wola Obszańska, których łączne zasoby szacuje się na ok. 1 mld m sześc. W ostatnich miesiącach odkryto nowe złoże gazu ziemnego w rejonie Kupna (na Przedgórzu Karpat), o zasobach szacowanych na 2 mld m sześc.

– *Ciekawe złoża znajdują się w rejonie Rzeszowa. Już udokumentowane zasoby szacujemy na ok. 3 mld m sześc. gazu wysokometanowego i nadal prowadzimy prace poszukiwawcze* – powiedział wiceprezes Mieczysław Jakiel. – *Udokumentowaliśmy przyrost zasobów gazu ziemnego w Międzychodzie – ok. 2,5 mld m sześc. w przeliczeniu na gaz wysokometanowy i w Lubiatowie – 2,3 mld m sześc.*

W wyniku prac inwestycyjnych o 50 proc. zwiększyły się możliwości produkcyjne kopalni ropy naftowej w Dębnie. Dzięki temu wydobycie ropy w PGNiG wzrośnie o ok. 100 tys. t w stosunku do 2002 r. Udokumentowane zasoby ropy naftowej w złożach Międzychód i Lubiatów wynoszą 5,6 mln t. W celu ich udostępnienia przystępuje się do działań inwestycyjnych. W rejonie Międzychodu odkryto też nowe złoże ropny naftowej – Sowia Góra, oceniane na ok. 5 mln t.

W zakresie przesyłu PGNiG eksploatuje ok. 15 tys. km sieci wysokiego ciśnienia i ok. 1500 stacji redukcyjno pomiarowych pierwszego stopnia, a także 18 tłoczni przesyłowych gazu. Na potrzeby przesyłu i dystrybucji pracuje sześć podziemnych magazynów gazu.



Wydzielenie działalności związanej z funkcją przesyłania gazu, to zadanie wokół którego koncentrują się obecnie prace w obszarze przesyłu. Od 1 lipca 2004 r. funkcje te będą realizowane przez odrębny podmiot te prawa handlowego. Wcześniej należy określić zasięg i kształt systemu przesyłowego, opracować Kodeks Sieci, ocenić potrzeby modernizacyjne w aspekcie świadczenia usług przesyłowych w ramach TPA, a także spełnić wymagania zapewniających uzyskanie koncesji na przesyłanie gazu przez nową spółkę i opracować taryfę na usługi przesyłowe świadczone przez OSP.

PGNiG oczekuje, iż OSP przeprowadzi inwestycje stwarzające możliwości tranzytowe. Modernizacja polskiego systemu przesyłowego ma spowodować, że oprócz funkcji, jakie system wypełnia w tej chwili, a które sprowadzają się głównie do przesyłu gazu na obszarze Polski, można będzie uruchomić również tranzyt. Mogłoby to nastąpić w perspektywie 5-10 lat.

Korekta programu

Zarząd PGNiG przygotował korektę programu restrukturyzacji i prywatyzacji spółki pod kątem uwzględnienia wymagań znowelizowanej dyrektywy gazowej. Dokument skierowano do uzgodnień międzyresortowych, pod obrady rządu ma trafić jeszcze w styczniu.

– *Pozwala on dostosować program do zmienionych warunków wewnętrznych i zewnętrznych. Składa się z dwóch części – pierwsza, podstawowa, która wpłynęła na zmianę tych uwarunkowań, dotyczy wydzielenia OSP. To wydzielenie radykalnie zmieni przepływy finansowe w firmie* – wyjaśniał prezes Marek Kossowski. – *Druga część dotyczy wydzielenia spółki Górnictwo Naftowe (SGN). Zgodnie z wciąż obowiązującym programem rządowym, spółka ma zostać wydzielona w 2004 r. Proponujemy, aby przenieść ten termin na okres po debiucie giełdowym, ponieważ grupa kapitałowa PGNiG powinna wejść na giełdę wzmocniona. Minister Skarbu Państwa będzie chciał ulokować swoje akcje, by pozyskać środki do budżetu państwa. Pozostałe akcje posłużą do podniesienia kapitału PGNiG; pieniądze pozyskane z rynku będą przeznaczone na restrukturyzację zadłużenia firmy. To poprawi naszą kondycję i zmniejszy obciążenia finansowe, które w dalszym ciągu są naszą ogromną bolączką, mimo dużych sukcesów w zakresie redukcji zatrudnienia i innych działań związanych ze zmniejszeniem kosztów finansowych przedsiębiorstwa.*

Działalność wydobywcza jest najbardziej dochodową częścią spółki, stąd wydzielenie Górnictwa Naftowego mocno w nią uderzy, zwłaszcza że już samo wydzielenie operatora systemu przesyłowego obniży wartość przedsiębiorstwa. Wartość księgowa grupy kapitałowej PGNiG wynosi ok. 6,5 mld zł, z czego ok. 2,7 mld zł to wartość księgowa systemu przesyłowego.

– *Tego majątku w całości nie moglibyśmy wydzielić nawet gdyby zapadły takie decyzje,*



bowiem znaczna jego część nie posiada tzw. zdolności aportowej. Po drugie, w tej chwili nie ma takich oczekiwań – mówił Marek Kossowski.

Zasady wydzielenia OSP są obecnie uzgadniane w ministerstwie gospodarki; w rozmowach uczestniczą też przedstawiciele Ministerstwa Skarbu Państwa. Według Kossowskiego, w scenariuszu zakłada powstanie spółki będącej w 100 proc. własnością PGNiG. Równolegle będzie definiowany majątek, który przejmie OSP. Następnie, po upływie stosunkowo krótkiego czasu, Skarb Państwa będzie przejmował kontrolę nad tą spółką.

– Nie zakładamy, że cały majątek, czyli ok. 2,7 mld zł, zostanie przeniesiony do OSP, a tylko część składników majątkowych, istotnych dla systemu przesyłowego lecz o znacznie mniejszej wartości. Jesteśmy w trakcie określania, które to składniki, i wkrótce oszacujemy ich wartość. Natomiast pozostała, znacząca część systemu przesyłowego, bo ok. 70 proc., będzie nadal własnością PGNiG, ale zostanie wydzierżawiona spółce operatorskiej i będzie zarządzana przez operatora systemu przesyłowego w oparciu o umowę zawartą pomiędzy PGNiG a operatorem – mówił szef PGNiG.

O tym, jaka część majątku zostanie przeniesiona do OSP, zdecyduje ostatecznie resort skarbu w pierwszych trzech miesiącach roku. Wprawdzie Ignacy Bochenek, wiceminister w MSP, powiedział niedawno, że w związku z koniecznością wydzielenia OSP resort skarbu dokapitalizuje PGNiG kwotą ok. 2 mld zł, ale tę informację szybko zdementował Tadeusz Soroka, również wiceminister skarbu. Jego zdaniem wydzielenie operatora nie spowoduje spadku wartości gazowniczej spółki, gdyż PGNiG będzie kontrolowało 100 proc. akcji OSP. Tymczasem, jak powiedział prezes Kossowski, Skarb Państwa zamierza uzyskać znaczący wpływ na operatora systemowego jeszcze przed debiutem giełdowym grupy.

Zaniepokoiło to centrale związków zawodowych działających w PGNiG. Związkowcy obawiają się, że wskutek uszczuplenia majątku PGNiG, spadnie wartość 15-proc. pakietu przysługujących im akcji. Jak argumentują, w dyrektywie gazowej nie ma zapisu, ze OSP ma znajdować się pod kontrolą Skarbu Państwa. Wątpią też, iż w budżecie znajdą się pieniądze na rekompensatę, jaką miałoby zostać dokapitalizowanie PGNiG. Resort skarbu uspokaja, że tryb przejęcia kontroli nad OSP może być różny, w grę wchodzi np. kontrolowanie go poprzez zachowanie 51 proc. akcji samej grupy kapitałowej PGNiG. Wpływ na decyzję MSP będą mieli doradcy prywatyzacyjny, jednakże ich wybór opóźnia się. Zarząd PGNiG powoła dwóch doradców: prawnego i ekonomiczno-finansowego.



Drugim operatorem systemu przesyłowego gazu w Polsce, poza OSP wyłonionym ze struktur PGNiG, jest EuRoPol Gaz, który prowadzi działalność w oparciu o gazociąg jamalski i ma własne taryfy. Wartość księgowa tego gazociągu, nie jest wliczana do majątku PGNiG, które posiada w spółce EuRoPol Gaz 48 proc. udziałów. Moce przesyłowe w gazociągu jamalskim są rezerwowane dla gazu kupowanego przez PGNiG od Gazeksportu i wynikają z porozumień międzyrządowych i kontraktów handlowych.

W połowie grudnia 2003 r. rada nadzorcza EuRoPol Gazu zaakceptowała wniosek zarządu tej spółki dotyczący zbudowania dwóch kolejnych tłoczni na gazociągu jamalskim. Inwestycja miałaby rozpocząć się niebawem. Po jej zakończeniu pierwsza nitka tego gazociągu będzie mogła przetłoczyć ok. 29 mld m sześc. gazu rocznie. Obecnie PGNiG odbiera z gazociągu jamalskiego ok. 3 mld m sześc. gazu rocznie, reszta – ok. 17 mld m sześc. – transportowana jest do Niemiec.

Jak tanio kupić gaz

PGNiG rozmawia z norweskim Statoilem na temat zakupu 1,5 mld m sześc. gazu rocznie, począwszy od 2007 r. Prowadzone są też rozmowy z niemieckimi firmami – Ruhrgasem i VNG oraz z Bartimpeksem o kontrakcie technicznym dotyczącym budowy gazociągu Bernau-Szczecin oraz ze Statoilem w sprawie kontraktu handlowego, który jest kluczem do tej inwestycji.

Według szefa PGNiG, cena norweskiego gazu wraz z opłatami przesyłowymi nie może być wyższa niż 140-150 dolarów za 1000 m sześc. PGNiG już płaci bardzo wysokie ceny za gaz na zachodniej granicy, dochodzą one do blisko 200 dolarów/1000 m sześc. – *Te kontrakty, które będziemy chcieli renegocjować, by uzyskać niższe ceny* – zapewnił prezes PGNiG. Renegocjowany ma być tzw. mały kontrakt norweski, na który składają się dwie umowy przesyłowa i handlowa. Rozmowy będą dotyczyć droższej z umów.

Zdaniem Kossowskiego, istnieją dwie główne przesłanki do podpisania kontraktu: pomnożenie kierunków dostaw do Polski i cena gazu. Pryncypia rządowe związane z dywersyfikacją są tak silne, że stawiają spółkę w niedobrej sytuacji negocjacyjnej, gdyż pozwalają ewentualnym kontrahentom na windowanie cen gazu.

– Od warunków, które zaakceptujemy w dużym stopniu zależy powodzenie projektu gazociągu Bernau-Szczecin. A my nie zaakceptujemy każdych warunków cenowych, np. 250 dolarów za 1000 m sześc. Istnieje granica, której nie przekroczymy. Będziemy szukali innych rozwiązań. Jeżeli chodzi o interkonektory (połączenia międzysystemowe), to można wyobrazić sobie kilka sposobów, by połączyć nasz system gazowniczy się z systemami zewnętrznymi. Bernau Szczecin to projekt logiczny i uzasadniony, ale nie jedyny – stwierdził Marek Kossowski.

W Kazachstanie lubią Polaków

Kontakty gospodarcze pomiędzy Polską i Kazachstanem są coraz żywsze. W 2002 roku obroty handlowe między naszymi krajami wyniosły 392,6 mln dolarów. W ciągu ośmiu miesięcy ubiegłego roku osiągnęły poziom 293,5 mln dolarów, przy czym Kazachowie sprzedali nam towary za kwotę 176,5 mln dolarów, zaś polski eksport wyniósł tylko 63 mln dolarów. Polska eksportuje do Kazachstanu gównie maszyny, urządzenia, kable i sprzęt oświetleniowy, importuje przede wszystkim ropę, gaz i produkty ropopochodne.

O możliwościach inwestowania i handlu z Kazachstanem dyskutowano 22 stycznia w Krakowie podczas międzynarodowej konferencji, którą zorganizowały w hotelu „Orient" Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. Dyskusja odbywała się przy wypełnionej po brzegi sali.

Ambasador Kazachstanu w Polsce, Tuleutaj Suleimenow, zapewniał, że jego kraj jest bardzo zainteresowany szerokim udziałem polskich firm w modernizacji kazachskiej gospodarki. Kazachowie chętnie skorzystają z polskich doświadczeń i technologii w przemyśle naftowym, chemicznym, produkcji mebli, artykułów spożywczych i rolnych, sprzętu medycznego i leków, materiałów budowlanych. Ambasador podkreślił, że polskie firmy cieszą się bardzo dobrą opinią, m.in. dzięki polskiej firmie Dragmor, która wzięła udział w modernizacji portu morskiego w Aktau, jest on dziś jednym z największych portów nad Morzem Kaspijskim. Doświadczenie Polski w modernizacji, budowie i zarządzaniu infrastrukturą morską mogłoby zostać szerszej wykorzystanie. Dużą rolę przypisuje się również współpracy w rozwoju innowacyjnej produkcji w małych i średnich przedsiębiorstwach.





Nadal najbardziej atrakcyjnym dla zagranicznych inwestorów sektorem kazachskiej gospodarki jest sektor energetyczny. W ciągu najbliższych 10 lat inwestycje w przemysł naftowy i gazowniczy wyniosą 52 mld dolarów. Złoża Kaszagan i Tengiz uważane są za najbogatsze w regionie. Złoże Tengiz o zasobach szacowanych na ok. 15 mld t ropy, uchodzi za jedno z dziesięciu największych odkrytych na świecie. Pełne wykorzystanie wydobywanej ropy i gazu utrudnia brak rurociągów. Wielkość zasobów gazu ziemnego szacuje się od 3 do 6 bln m sześc. Kazachstan jest 10. pod względem wielkości producentem węgla na świecie. Ocenia się, że dotychczas wykorzystano mniej niż 3 proc. tych zasobów.

Rozwój sektora naftowego przebiega w oparciu o rządowy program zagospodarowania kazachskiego sektora Morza Kaspijskiego 2003-2015. Według wstępnych szacunków produkcja ropy wzrośnie z 52 mln t w 2003 r. do 150 mln t w 2015 r. Kazachstan rozpatruje różne warianty eksportu ropy naftowej i gazu ziemnego, w tym również przez terytorium Polski (przez rurociąg „Przyjaźń"). Możliwości współpracy polskich firm z kazachskim sektorem naftowym rysują się przy zagospodarowaniu szelfu Morza Kaspijskiego. Od pięciu lat prace wiertnicze w Kazachstanie prowadzą krakowskie Poszukiwania Nafty i Gazu. Pracowały dla takich operatorów, jak Petro Kazachstan, KKM, Kazakhoil Burienie, Kazgermunai, Chevron, Orient Petroleum.

Od czasu uzyskania niepodległości w 1991 r. Kazachstan pozyskał 23 mld dolarów bezpośrednich inwestycji zagranicznych. Pod względem poziomu tych inwestycji per capita Kazachstan jest pierwszym miejscu



wśród krajów WNP i na trzecim miejscu wśród krajów byłego bloku socjalistycznego (po Węgrzech i Polsce). Jednym ze sposobów przyciągania bezpośrednich inwestycji zagranicznych jest elastyczne ustawodawstwo, uwzględniające w dużym stopniu interesy zagranicznych inwestorów. W ocenie międzynarodowych ekspertów Kazachstan jest pod tym względem najbardziej liberalnym krajem wśród państw WNP i Europy Wschodniej. Rankingi inwestycyjne dają Kazachstanowi ocenę BB+. Jako pierwszy z krajów WNP został on uznany przez USA i UE za kraj o gospodarce rynkowej. Inwestycjom sprzyja znaczący wzrost gospodarczy. Od pięciu lat utrzymuje 10-procentowy wzrost PKB, a w 2001 r. wzrósł on do 13,2 proc. Wskaźnik inflacji w 2003 r. wyniósł 6,8 proc.; bezrobocia – 9,1 proc. Średnia miesięczna pensja to 160 dolarów.

Uczestnicząca w konferencji Elżbieta Bodio, wicedyrektor Departamentu Międzynarodowej Współpracy Dwustronnej MGPiPS, podkreśliła że współpraca gospodarcza z Kazachstanem jest priorytetem polskiego rządu w tym regionie. Polska i Kazachstan zawarły umowę w sprawie unikania podwójnego opodatkowania. Polskie firmy podejmujące działalność w tym kraju mogą liczyć na dofinansowanie udziału w imprezach targowych i misjach handlowych. Do dyspozycji mają program ubezpieczeniowy, uwzględniający zróżnicowane potrzeby polskich eksporterów. Wkrótce w Warszawie ma powstać konsorcjum dla wspólnego inwestowania w Kazachstanie. Zawiąże je grupa polskich przedsiębiorców.

Dla polskich uczestników konferencji przygotowano liczne materiały informacyjne, m.in. bardzo przydatny przewodnik dla przedsiębiorców zainteresowanych handlem i współpracą z Kazachstanem. Konferencji towarzyszyła wystawa fotograficzna przedstawiająca unikalne piękno przyrody Kazachstanu i dokumentująca ważne wydarzenia w najnowszych dziejach tego kraju. Inną atrakcją był pokaz wyrobów ludowych. Można było także posmakować potraw kuchni kazachskiej.

(MO)

Polskie firmy w Kazachstanie mają ogromne szanse, ale...

Czas jest wrogiem

Rozmowa z Jarosławem Bałaszem, prezesem spółki Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.



– Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o. już po raz trzeci organizują konferencję, której celem jest zacieśnienie współpracy gospodarczej pomiędzy Polską i Kazachstanem. Czyżby dwie poprzednie konferencje były tak udane? A może to rodzaj „długofalowej inwestycji" PNiG Kraków w rozwój tej współpracy?

– Spodziewamy się dobrych efektów, choć nie nastąpi to od razu. Pracując w Kazachstanie widzimy z bliska możliwość ekspansji polskich firm na tamtejszym rynku. Za granicą nie szukam tylko możliwości pracy dla swojej firmy lub firm z naszej branży, ale staram się patrzeć szeroko, przez pryzmat interesów całej naszej gospodarki. Jestem przekonany, że polskie przedsiębiorstwa mają na kazachskim rynku niesłychanie duże szanse. Jeżeli dziś ich nie wykorzystamy, a czas jest naszym wrogiem, to je zaprzepaścimy.

– Dlaczego tak się dzieje?

– Sądzę, że jeszcze nie w pełni wydobyliśmy się z kolein dawnego sposobu myślenia. Takiego oto, że ktoś zleci pracę, złoży ofertę na biurko. Wciąż niewiele jest firm, które agresywnie wychodzą na zewnątrz i zdobywają nowe rynki. Niektóre z tych rynków są przez polskich przedsiębiorców lekceważone. Należą do nich, moim zdaniem, republiki byłego ZSRR. W kraju nie dostrzega się ich bardzo szybkiego rozwoju. Tymczasem są wręcz dla nas wymarzone, bo na miarę naszych możliwości technologicznych. Nie we wszystkich dziedzinach przemysłu dysponujemy najnowszymi technologiami, ale też

nie wszędzie potrzebuje się towaru z tzw. najwyższej półki. Wiem, że polski przemysł ma w Kazachstanie swoje przysłowiowe pięć minut, bowiem do ekspansji już przygotowują się inni. Stąd nasz pomysł, aby stymulować działania związane z obecnością polskich firm na kazachskim rynku. Spotykamy się z różnymi firmami, nakłaniamy je by miały odwagę wyjść na zewnątrz. Również dlatego organizujemy te konferencje. Chcemy być jeszcze jednym trybem w machinie, która napędza polskie inwestycje w tym dalekim kraju. A Kazachstan jest bogatym państwem i wiarygodnym parterem w interesach. Ma pieniądze na inwestycje i handel.

– W relacjach prasowych pokazywany jest inaczej, jako biedny kraj.

– Dziennikarze chcąc „uatrakcyjnić" swe artykuły dają niekiedy fałszywy obraz tego kraju. O Kazachstanie pisze się powierzchownie i okazjonalnie, np. w związku z przyjazdem do Polski na święta starszych ludzi – rodaków wywiezionych przez NKWD głęboko w stepy Kazachstanu. Zapewniam, że współczesny Kazachstan różni się od tych stereotypowych wyobrażeń. W Polsce też jest i bogactwo, i bieda – dokładanie tak samo.

– PNiG Kraków przetarło już szlaki w Kazachstanie. Jakie bariery najtrudniej jest pokonać polskim firmom?

– Trzeba dobrze poznać system podatkowy. Warto podkreślić, że strona kazachska w ciągu ostatnich lat zmieniła podejście do spraw podatkowych i znacznie obniżyła stawki. Problemem jest uzyskanie pozwoleń na pracę, gdyż Kazachowie chronią swój rynek pracy. Nie ma jednak problemu z uzyskaniem takiego pozwolenia dla specjalistów. Po prostu Kazachowie wiedzą, co robią – chcą mieć specjalistów, a nie prostych robotników. Zresztą my i tak wysyłamy tylko menedżment, ponieważ tamtejsza siła robocza jest tańsza niż w Polsce. Dla obu stron takie rozwiązanie jest korzystne, jako że my obniżamy swoje koszty pracy, zaś tam zmniejsza się bezrobocie, wpływają środki z płaconych przez nas podatków i ze sprzedaży surowców, które szybko udostępniamy. A trzeba wiedzieć, że Kazachstan jest wyjątkowo zasobny w bogactwa naturalne. Nie ma przesady w stwierdzeniu, że można tam znaleźć całą tablicę Mendelejewa.



– Jakimi osiągnięciami na kazachskim rynku mogą się pochwalić PNiG?

– Pracujemy bezawaryjnie. Od ministra przemysłu Kazachstanu usłyszałem niedawno, że jesteśmy najlepszą firmą poszukiwawczą w tym kraju.

– Zawsze jesteście jednak tylko podwykonawcą.

– Niestety tak. Podobnie jak innym firmom w Polsce, brakuje nam kapitału. Mając pieniądze bez wahania zainwestowałbym w zakup koncesji ropnych i gazowych w Kazachstanie, nawet gdyby istniała możliwość wyboru spośród państw, w których możemy te koncesje kupić. Wtedy uzyskalibyśmy udział w wydobyciu, a więc zbieralibyśmy tę śmietanę, którą teraz spijają nasi zleceniodawcy. Dlaczego koncesje właśnie w Kazachstanie? Ponieważ jest tam jeszcze bardzo wiele do odkrycia, to słabo rozpoznany kraj pod względem występowania surowców energetycznych. Nawet jeśli wykonuje się badania sejsmicznie, to nie ma wierceń. Stąd możliwości dokonania nowych odkryć są tam olbrzymie. W kraju poszukujemy węglowodorów od czasów Łukasiewicza i nadal odkrywamy znaczące, jak na polskie warunki, złoża gazu i ropy. A co dopiero w Kazachstanie, który jest 9-krotnie większym krajem i gdzie poszukiwania tak naprawdę dopiero się rozpoczęły. Odkrywane obecnie złoża należą do największych na świecie. Poza tym możliwości inwestycyjne są relatywnie lepsze aniżeli w innych, bardziej rozwiniętych krajach.

– Jakim kapitałem trzeba dysponować, aby wejść na ten rynek samodzielnie?

– Na początek ok. 100 mln dolarów. Tyle kosztuje zakup koncesji, prace poszukiwawcze i udostępnienie złoża do czasu, kiedy pierwsze tony ropy zaczną rekompensować koszty inwestycyjne. Liczę, że nadejdzie moment, gdy polska firma zaistnieje tam jako kontraktor. Może będzie to PGNiG, a może PKN Orlen lub Grupa Lotos. Gdy rozmawiam z prezesami tych spółek, wszyscy poruszają ten temat, są nim zainteresowani. O szczegółach trudno mi mówić, gdyż są to tajemnice handlowe tych firm.

– Jakie są obroty krakowskich PNiG w Kazachstanie?

– Ok. 30 mln dolarów rocznie. Mógłbym z łatwością je podwoić, ale do tego potrzebne są środki finansowe na zakup kolejnych urządzeń, wysłanie większej liczby pracowników. Jesteśmy firmą państwową, w związku z tym występują pewne trudności z uzyskaniem tego kapitału. Ale możliwości są ogromne i to na najbliższych kilkanaście lat.

– Wróćmy jeszcze do konferencji. Jest tu wyjątkowo liczna reprezentacja Kazachów, co ich przyciągnęło?

– Kazachowie są bardzo ekspansywni. Pod tym względem zdecydowanie ustępują im zarówno przedstawiciele polskich misji gospodarczych za granicą, jak i cudzoziemscy działacze gospodarczy, których pracę miałem okazję obserwować. Spora część pracowników Ambasady Kazachstanu w Polsce to absolwenci polskich uczelni. Są ambitni i patriotycznie nastawieni. Niepodległy Kazachstan istnieje dopiero od 12 lat, a tak niesłychanie szybko się rozwija. Kazachowie mają wielki entuzjazm do pracy dla swego kraju. Szkoda, że w nas ten entuzjazm trochę ostatnio chyba przygasł. A fakt, że przyjechała do Krakowa tak liczna grupa, i osób o wysokich uprawnieniach decyzyjnych, sięgających szczebla rządowego, świadczy o tym, że Kazachowie dostrzegają możliwość robienia interesów w Polsce. Są zainteresowani także inwestycjami w naszym kraju. Dobrze byłoby, abyśmy i my zauważyli taką szansę w Kazachstanie i o to apeluję do polskich przedsiębiorców.

– Dziękuję za rozmowę.

Rozmawiała Magdalena Olsza

Orlen chce kupować

To był dobry rok

Małgorzata Kosa

PKN Orlen SA, największy w kraju producent i dystrybutor paliw płynnych, chce w tym roku skoncentrować się na zagranicznych projektach. – *W ubiegłym roku porządkowaliśmy sprawy w kraju. Był to okres wdrażania nowych programów i budowania siły grupy przed przyszłą ekspansją. Rok 2004 ma przynieść tego efekty. Będzie to zarazem rok rozpoczęcia konsolidacji firm naftowych w regionie środkowo-europejskim* – powiedział prezes spółki Zbigniew Wróbel na spotkaniu z dziennikarzami poświęconym podsumowaniu 2003 r. w PKN Orlen. Plany koncernu obejmują przede wszystkim kontynuowanie prac nad przygotowaniem fuzji z węgierskim koncernem MOL, udział w prywatyzacji czeskiego Unipetrolu oraz w prywatyzacji Petromu, największego koncernu naftowego w Rumunii. Zwycięstwo w tym ostatnim przetargu byłoby wyjątkowo cenne w kontekście uzyskania dostępu do wydobycia, bez którego Orlen nie stanie się koncernem naftowym z prawdziwego zdarzenia.

Na krajowym rynku spektakularnym sukcesem firmy będzie wysokość zysku netto. – *Szczegółowe dane będą znane na początku lutego. Już teraz mogę powiedzieć, że będzie to najlepszy wynik w historii firmy* – stwierdził Wróbel. Analitycy przewidują, że w 2003 r. Orlen wypracował ok. 1 mld zł zysku netto. Po trzech kwartałach jednostkowy zysk netto wyniósł 728 mln zł wobec 382 mln zł w całym 2002 r.

Te rekordowe wyniki mają przemawiać na korzyść prezesa PKN Orlen, który od połowy zeszłego roku znajduje się pod ostrzałem mediów z powodu zarzutów o niegospodarność. Krytyczne raporty dwóch audytorów, Ernst & Young oraz Deloitte & Touche, podnoszące kwestie m.in. sposobu prze-



prowadzenia rebrandingu stacji (Orlen zlecił je firmie byłego współpracownika prezesa) i zakupu gruntów pod stacje po zawyżonych cenach, a także postępowanie prokuratorskie w sprawie manipulacji kursem PKN mocno nadszarpnęły reputację zarządu i samego prezesa spółki.

W Czechach i Rumunii

Orlen złożył wstępną ofertę na zakup 63 proc. akcji Unipetrolu a.s., największego czeskiego przedsiębiorstwa petrochemicznego. Wcześniejsze informacje wskazywały, że do tego przetargu przystąpi z partnerami. Mówiono przede wszystkim o koncernie MOL. Węgrzy złożyli jednak samodzielną ofertę. Jest to już druga próba sprzedaży akcji Unipetrolu. Pierwsza zakończyła się fiaskiem w 2002 r., gdy zwycięzca przetargu, czesko-szwajcarski Agrofert Holding, wycofał się z zakupu pakietu akcji Unipetrolu za 361 mln euro.

Do Unipetrolu należą w Czechach dwaj najwięksi producenci z branży petrochemicznej: Chemopetrol a.s. i Kauczuk a.s., a także wiele mniejszych firm petrochemicznych. Firma posiada także pakiet większościowy największej w Czechach rafinerii, Czeskiej Rafinerskiej. Jest też właścicielem ok. 600 stacji paliw w Czechach. Według analityków, transakcja może przynieść czeskiemu rządowi ok. 400 mln dolarów. Zwycięzca przetargu będzie musiał spłacić długi spółek zależnych Unipetrolu wobec czeskiego skarbu państwa. Długi te szacuje się na nieco ponad 160 mln dolarów.

– *Mimo że złożyliśmy samodzielną ofertę, rozważamy podjęcie współpracy z innymi inwestorami branżowymi, zwłaszcza w późniejszym etapie tego skomplikowanego projektu* – powiedział Wróbel. – *Proces prywatyzacji Unipetrolu niesie bowiem ze sobą ogromną odpowiedzialność za restrukturyzację nie tylko samej części rafineryjnej i detalicznej, lecz również chemicznej i petrochemicznej. Jest tam także ogromny dług, który wymaga negocjacji i restrukturyzacji, jest szereg obszarów wymagających głębokiej analizy.*



W procesie prywatyzacji czeskiego Unipetrolu, PKN Orlen zamierza współpracować z ConocoPhillips, trzecią co do wielkości firmą paliwową w USA. Do Conoco, Agip i Shella należy 49 proc. akcji Czeskiej Rafinerskiej. Stosowne porozumienie z ConocoPhillips Central and Eastern Europe Holdings BV podpisano 8 stycznia br. Określa ono wstępne warunki współpracy oraz kształt akcjonariatu w niektórych spółkach grupy Unipetrol w przypadku wygrania przetargu przez polską firmę.

Zdaniem analityków porozumienie zwiększa szanse Orlenu w tym przetargu, choć formalnie nie zobowiązuje żadnej ze stron do zawarcia umowy w przyszłości. W listopadzie 2003 r. podobną umowę Orlen podpisał z Agrofertem.

Wyklucza się natomiast samodzielny udział w prywatyzacji rumuńskiego koncernu Petrom SA. – *Nie sądzę żeby Orlen, chciał samodzielnie wziąć na barki proces prywatyzacji Petromu. Jesteśmy w trakcie rozpoznawania potencjalnych konsorcjantów. Prowadzimy rozmowy z kilkoma firmami* – poinformował Wróbel i podkreślił, że najciekawsze dla Orlenu są aktywa wydobywcze oraz sieć stacji paliwowych Petromu.

Prywatyzacja tej firmy miała zakończyć się do 31 marca 2004 r. Ostatnio jednak zdecydowano o odłożeniu przetargu do końca czerwca. Uważa się, iż w roku wyborczym rumuński rząd nie chce się pozbywać kontroli nad strategicznymi przedsiębiorstwami. Obecnie 93 proc. akcji koncernu posiada rumuńskie państwo, do sprzedaży skierowano ponad 33 proc. Inwestor będzie obowiązany objąć nowe akcje, przez co jego udziały wzrosną do 51 proc. Petrom jest największą firmą w Rumunii. Jego wartość rynkowa szacowana jest na ok. 1,7 mld dolarów. Firma przerabia rocznie ponad 6 mln t ropy naftowej i posiada rezerwy w ilości 128 mln t ropy.

Zakupem rumuńskiej grupy paliwowej jest także zainteresowany MOL, który swoją ofertę, podobnie jak PKN Orlen, złożył jeszcze w listopadzie 2003 r.

Krajowe inwestycje

PKN Orlen zwiększył możliwości przerobowe Hydrokrakingu z 2,6 do 3,4 mln t ropy na rok. Instalacja ta należy obecnie do największych tego typu na świecie. W trakcie budowy jest instalacja do dozowania etanolu do benzyn (150 tys. t benzyn alkoholowych na miesiąc). Jako zaawansowane określa się natomiast prace przygotowawcze zmierzające do wybudowania instalacji odsiarczania benzyny krakingowej. Pozwoli ona na produkcję benzyn o zminimalizowanej zawartości siarki, do 10 ppm, już w 2005 r. Tak ostre wymagania w zakresie tego parametru będą obowiązywać w UE dopiero od 2009 r.

Zrealizowano już 70 proc. ważnego projektu petrochemicznego – intensyfikacji instalacji Olefin II, którego wykonawcą jest ABB Lumus. Zakończenie tego zadania umożliwi zwiększenie produkcji podstawowych monomerów – etylenu i propylenu. Dobrze sprzedają się płockie poliolefiny. Utworzona w ubiegłym roku spółka joint venture Basell Orlen Polyolefins osiągnęła na koniec 2003 r. zysk 2,5-krotnie wyższy od zakładanego. Dokładnej wielkości jednak nie podano. Spółka Polyolefins ma stanowić platformę ekspansji petrochemicznej koncernu. Stanie się to możliwe po zakończeniu budowy instalacji polietylenu i polipropylenu, której wykonawcą jest włoska firma Tecnimont (umowę podpisano w ubiegłym roku).

W 2003 r. PKN Orlen przerobił 12 mln t ropy naftowej. – *Zwiększeniu sprzedaży paliw musi towarzyszyć wzrost gospodarczy w kraju. Konsumpcja paliw będzie też rosła w wyniku uszczelniania granic i likwidacji szarej strefy w obrocie paliwami* – stwierdził Zbigniew Wróbel.

Z Opola do Schwedt





GEA TC Sp. z o.o. z Opola dostarczy wymienniki do odzysku ciepła dla Voith Paper. Urządzenia zostaną zainstalowane w budowanej w Schwedt (Niemcy) najnowocześniejszej fabryce papieru LEIPA GmbH.

6 urządzeń o wadze od 0,7 do 11,5 ton zamówiła w Opolu firma Voith Paper, której maszyny wytwarzają 30% papieru na świecie. Wyprodukowane przez GEA TC Sp. z o.o. urządzenia to wymienniki rurowe ze stali wysokostopowych oraz ze stali węglowej. Łączna wartość urządzeń to 800.000 euro.

– *Technologia Voith Paper wymaga wysoko zaawansowanych rozwiązań w produkcji wymienników wykonanych ze stali wysokostopowych. Należymy do niewielkiego grona wykonawców na świecie, którzy potrafią sprostać takim wymaganiom.* – mówi Monika Błażejewska-Grudniok, dyrektor GEA TC Sp. z o.o.

Opolskie wymienniki to część zamówienia wartości 150 milionów euro, które Voith Paper realizuje dla firmy LEIPA Georg Leinfelder GmbH w Schwedt nad Odrą. Powstaje tam nowoczesny zakład produkcji papieru (projekt PM4), którego ukończenie planowane jest na sierpień 2004 roku. Koszt inwestycji wynosi 330 milionów euro.

* * *

GEA Technika Cieplna Sp. z o.o. jest obecna na polskim rynku ciepłowniczym od 10 lat.

W roku 1994 r. GEA Industriebeteiligungen GmbH z Bochum i APC-Metalchem w Opolu zawiązały spółkę GEA Metalchem Technika Cieplna Sp. z o.o. Cztery lata później holding GEA AG przejął Metalchem. Od tego momentu opolska firma istnieje pod nazwą GEA Technika Cieplna Sp. z o.o. Spółka należy do niemieckiego koncernu GEA, który zrzesza 200 firm w 200 krajach na całym świecie.

Trzon produkcji stanowią wysokosprawne wymienniki ciepła na bazie eliptycznych rur żebrowanych. GEA TC jest jedynym producentem tych urządzeń w Polsce.

GEA Technika Cieplna Sp. z o.o. w Opolu projektuje i wykonuje wysokosprawne wymienniki ciepła. Rocznie produkuje 4 tysiące urządzeń. Firma zatrudnia 100 osób. Hale produkcyjne GEA TC zajmują powierzchnię ponad 7200 m kw.

ORGANIZATORZY

PSE SA Warszawa

CIE Sp. z o.o. Warszawa

IASE Wrocław

ZIAD Bielsko-Biała SA

11. SYMPOZJUM

Systemy informatyczne w Energetyce

17 - 19 marca 2004 r.

i Targi

INFOENERGETAB 2004

Niezapomniana biesiada
w górach,
konkurs z nagrodami

- systemy ERP, CRM i bilingowe
- wspomaganie handlu energią
- teleinformatyka
- bezpieczeństwo systemów informatycznych
- tematy proponowane przez firmy

ZIAD Bielsko-Biała SA
Al. Armii Krajowej 220
tel. 0-33 813 8258
fax 0-33 814 2231
e-mail: infoenergetab@ziad.bielsko.pl
www.ziad.bielsko.pl/infoenergetab2004.htm

W Chorzowie...

Od AEG do ELCHO



Mija czas ponadstuletniej Elektrowni Chorzów, jednego z najstarszych w Polsce i w Europie zakładów produkujących energię.

Elektrownia Chorzów rozpoczęła pracę w 1898 roku. Inicjatorem jej budowy i głównym inwestorem była berlińska firma Allgemeine Elektricitats-Gessellschaft (AEG). Elektrownia rozwijała się dynamicznie – w 1912 roku do sieci elektrowni przyłączonych było blisko 60 miast i gmin, co tworzyło największy w ówczesnej Europie „system energetyczny".

Po podziale Górnego Śląska w 1922 roku nastąpiło zahamowanie rozwoju elektrowni, nie podejmowano żadnych poważniejszych inwestycji. Sytuacja ta zaczęła się zmieniać się w latach 30., kiedy to zakład stopniowo przechodził w ręce polskie. Coraz częściej w jego kierownictwie zasiadali też Polacy.

Rozpoczęte przed wojną inwestycje były kontynuowane przez okupanta. Wówczas moc elektrowni wzrosła do 121 MW. Największą produkcję zanotowano jednak w latach 50. Zainstalowana moc wynosiła wówczas 208 MW, a jej roczna produkcja sięgała 1 mln MWh. W latach 60. elektrownia zaczęła świadczyć też usługi w zakresie produkcji ciepła, zmniejszała się natomiast produkcja energii. Ostatnio zainstalowana moc cieplna wynosiła 490 MWt, zaś moc elektryczna – 80 MW.

Upływ lat spowodował, że elektrownia nie byłaby już w stanie efektywnie konkurować na rynku ciepła i energii oraz sprostać rosnącym wymaganiom w zakresie ochrony środowiska. Sama spółka nie zdołałaby też przeprowadzić skutecznej restrukturyzacji.

Spółkę ELCHO powołał zarząd Elektrowni Chorzów S.A. – jednego z najstarszych zakładów produkcyjnych branży energetycznej w Polsce – w celu odtworzenia mocy starzejącego się zakładu. Powstanie spółki datuje się na 14 maja 1991 roku. Obecnie w ok. 90% jest ona własnością amerykańskiego koncernu energetycznego PSEG, a w pozostałej części własnością Elektrowni Chorzów S.A. Pracownicy firmy w 93,75 proc. rekrutują się z załogi Elektrowni Chorzów S.A.

Przy udziale PSEG jako inwestora strategicznego, w listopadzie 2000 r. rozpoczęto budowę nowej elektrociepłowni. Wmurowanie kamienia węgielnego odbyło się 23 kwietnia 2001 r. Nowy zakład powstał w bezpośrednim sąsiedztwie starego zakładu na gruntach wniesionych do ELCHO przez Elektrownię Chorzów S.A.

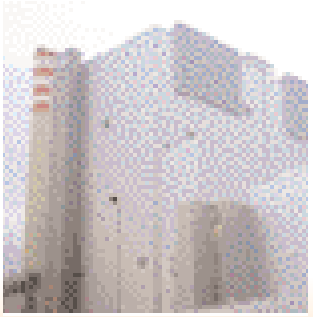
* * *

Oficjalny rozruch Elektrociepłowni Chorzów ELCHO zwieńczył trwającą dokładnie trzy lata budowę najnowocześniejszego zakładu wytwarzającego energię elektryczną i cieplną w Polsce. Inwestorem jest Elektrociepłownia Chorzów ELCHO Sp. z o.o. Obiekt został wybudowany w oparciu o tzw. kontrakt „pod klucz", w którym generalnym wykonawcą jest firma Foster Wheeler Energia Polska Sp. z o.o. Wartość inwestycji wyniosła ok. 335 mln USD. 20 proc. tej sumy to wkład PSEG, amerykańskiego koncernu energetycznego będącego większościowym udziałowcem w spółce ELCHO. Pozostałe 80 proc. pochodzi z kredytu udzielonego przez konsorcjum 15 banków.

Elektrociepłownia Chorzów ELCHO jest najnowocześniejszą elektrociepłownią węglową w Polsce. Produkcja energii odbywa się tu w tzw. układzie skojarzonym: ciepło wytwarzane w produkcji energii elektrycznej jest odprowadzane do sieci zasilającej w ciepłą wodę setki tysięcy gospodarstw domowych w Katowicach i okolicach. Moc elektryczna wynosi 204 MW netto, natomiast moc cieplna 500 MWt. W zakładzie zostały zainstalowane dwa kotły z tzw. złożem fluidalnym, które zasilają dwie kogeneracyjne turbiny Siemensa. Roczne zużycie węgla wyniesie ok. 1 miliona ton.

Elektrociepłownia Chorzów ELCHO jest jednym z kilku w Polsce obiektów finansowanych w konstrukcji „Project Finance". Było to możliwe dzięki podpisaniu długoterminowych kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A oraz na sprzedaż ciepła z PEC Katowice.

Zastosowana nowoczesna technologia i urządzenia mają zapewnić, że elektrociepłownia będzie obiektem przyjaznym dla środowiska, spełniającym wszystkie wymagalne normy w tym zakresie obowiązujące w Polsce i w Unii Europejskiej. Elektrociepłownia Chorzów ELCHO jako jeden z pierwszych zakładów w Polsce otrzymała zintegrowane pozwolenie na użytkowanie środowiska.



Elektrociepłownia Kraków:

Na pełnych obrotach



Cztery dni zajęło pracownikom EC Kraków przywrócenie do pracy wszystkich urządzeń wytwórczych, oprócz zniszczonego w pożarze turbozespołu numer 2. Trwa walka o utrzymanie niezbędnych do pracy urządzeń dodatnich temperatur na pozbawionej części zadaszenia hali maszyn.

W piątek 23 stycznia udało się uruchomić blok energetyczny numer 1 położony najbliżej miejsca awarii. Pozostałe dwa bloki energetyczne rozpoczęły pracę już pierwszej nocy po zakończeniu akcji gaszenia pożaru. Jeszcze wcześniej bo o godzinie 18, kiedy trwała jeszcze akcja straży pożarnej, ruszyła produkcja ciepła na kotłach szczytowych. Przerwa w dostawie energii elektrycznej i ciepła trwała tylko kilka godzin.

W pożarze, który miał miejsce na terenie Elektrociepłowni Kraków S.A we wtorek 20 stycznia 2004 r., poważnemu uszkodzeniu uległ blok energetyczny numer 2 typu BC 90 (moc 120 MW i 158 MWt), zawaleniu uległ również strop nad tym turbozespołem. Najprawdopodobniej przyczyną awarii był wyciek oleju w rejonie części wysokoprężnej turbiny i jego zapłon. Ponieważ olej ten służy również do uszczelniania beczki generatora zawierającej wodór, kolejnym etapem była ucieczka gazu, który zgromadził się pod stropem hali. Tam uległ on zapaleniu i spowodował zawalenie się stropu na wysokości

Podziękowania

W imieniu pracowników Elektrociepłowni „KRAKÓW" S.A. oraz Grupy EDF Polska chcielibyśmy serdecznie podziękować wszystkim kolegom z branży, lokalnym władzom, dostawcom i wykonawcom, za złożone wyrazy solidarności i propozycje pomocy, które przez cały czas napływają do nas w tej trudnej dla ECK S.A. sytuacji. Szczególnie gorąco dziękujemy wszystkim biorącym udział w akcji gaśniczej strażakom. To dzięki ich profesjonalizmowi i natychmiastowemu rozpoczęciu akcji nie doszło do rozszerzenia pożaru na inne urządzenia. Równie gorące podziękowania należą się krakowskim dystrybutorom ciepła i energii - MPEC-owi i Zakładowi Energetycznemu Kraków, Polskim Sieciom Elektroenergetycznym oraz producentom ciepła: Elektrowni Skawina i Hucie Tadeusza Sendzimira. Tylko ich błyskawiczna reakcja sprawiła, że pożar w naszej firmie miał minimalny wpływ na życie mieszkańców Krakowa.

Zarząd Elektrociepłowni Kraków SA

bloku energetycznego numer 2. Dokładne przyczyny awarii bada specjalnie powołana w tym celu komisja składająca się z ekspertów ECK S.A. i zewnętrznych.

W czasie pożaru poparzeniu uległa jedna osoba – pracownik zewnętrznej firmy remontowej. Lekarze oceniają, że pozostanie on w szpitalu około 10 dni, ale jego poparzenia nie są na tyle poważne (I i II stopień na szyi, uchu i policzku), aby wymagały jakichkolwiek zabiegów plastycznych.

Poważnym wyzwaniem dla pracowników ECK S.A. stały się bardzo niskie temperatury odnotowywane w ostatnie dekadzie stycznia. Z powodu zerwanego dachu niezwykle trudno jest utrzymać na hali maszyn temperatury zapewniające bezusterkową pracę urządzeń wytwórczych. Jak na razie, dzięki nieustannej pracy nagrzewnic zarówno własnych jak i wypożyczonych z Elektrowni Rybnik i Kogeneracji z Wrocławia – siostrzanych spółek z grupy EDF Polska – oraz porozpinanych kurtyn brezentowych, osłon foliowych i namiotów termicznych udaje się chronić urządzenia przed mrozem.

Elektrociepłownia Kraków S.A. jest z mocą zainstalowaną cieplną 1397 MWt i elektryczną 460 MW jednym z największych w Polsce przedsiębiorstw kogeneracyjnych, a więc produkujących ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu. Należąca do francuskiej grupy EDF i Skarbu Państwa firma zatrudnia nieco ponad 650 osób. Zaopatruje w ciepło miejską sieć ciepłowniczą Krakowa, a w prąd – Zakład Energetyczny Kraków i Polskie Sieci Elektroenergetyczne. ■



Jedna z najmłodszych i zarazem najnowocześniejszych w Polsce kopalni węgla kamiennego, KWK „Budryk" przymierza się do mariażu z najmłodszą i najnowocześniejszą polską elektrownią – w Opolu. Pomysł połączenia obu zakładów nie jest nowy. Już kilka lat temu, po ogłoszeniu koncepcji powołania Południowego Koncernu Energetycznego i gdy rodziła się kolejna wersja holdingu pod roboczą nazwą Dolnośląska Grupa Energetyczna, brano pod uwagę połączenie „Budryka" i Elektrowni „Opole". Wtedy jednak zwolennicy „czystej formy" stanowczo przeciwstawiali się próbom integracji pionowej. Teraz idea ta, jako najbardziej naturalna, zyskuje coraz więcej zwolenników. Dlatego nie jest wykluczone, że zamiast BOT-u (Bełchatów-Opole-Turów) powstanie BOBT, czyli Bełchatów-Opole-Budryk-Turów.

Budowę kopalni „Budryk" i Elektrowni „Opole" rozpoczęto w czasach gospodarki planowej, zaś zakończono już w wolnorynkowej Polsce, za komercyjne, wysokooprocentowane kredyty. Przewlekłość wielokrotnie wstrzymywanych procesów inwestycyjnych oraz ciążący garb kredytów do spłacenia, to poważny problem obu zakładów, negatywnie wpływający na ich wyniki ekonomiczne. Może więc dopiero wejście Polski do Unii Europejskiej da tym zakładom, jako w pełni spełniającym normy ekologiczne, należną pozycję.

Korzystne położenie

Atutem Elektrowni „Opole" jest jej położenie. Tu krzyżują się linie energetyczne idące z Turowa, Bełchatowa i Rybnika, zaś stacja „Dobrzeń" spina je w jedną całość, umożliwiając zasilanie południowej i centralnej Polski. Elektrownia jest usytuowana w odległości niespełna 100 km od śląskich kopalń. Wydobyty węgiel może transportować dwiema drogami: kolejową oraz wodą, poprzez kanał Gliwicki i Odrę.

Swe dobre położenie Elektrownia „Opole" zawdzięcza prof. Janowi Obrąpalskiemu. W ramach Komisji Elektryfikacji powołanej przy wsparciu AK przez konspiracyjne władze Stowarzyszenia Elektryków Polskich, prowadził on prace nad planami elektryfikacji Polski wybiegającymi 15 lat do przodu. Wiele tamtych założeń, obliczeń i przewidywań znalazło swoje odzwierciedlenie w dzisiejszym kształcie polskiej elektroenergetyki. Dotyczy to także Elektrowni „Opole".

Decyzja o budowie elektrowni w Brzeziu pod Opolem zapadła na początku lat 70. Projekt techniczny, uaktualniony w 1980 r., zakładał wybudowanie sześciu bloków energetycznych o mocy 360 MW każdy. Ostatecznie w latach 1993-1997 oddano do użytku cztery bloki o łącznej mocy 1490 MW. 31 grudnia 1998 r. zakończono proces budowy Elektrowni „Opole" jako inwestycji centralnej, dysponującej gotową infrastrukturą dla sześciu bloków.

„Opole" jest typową kondensacyjną elektrownią cieplną, złożoną z czterech bloków wyposażonych w mokrą instalację

BOT czy BOBT?

Jacek Balcewicz



odsiarczania spalin o mocy osiągalnej (386+370+370+380 MW) i zdolności produkcyjnej ok. 10 TWh rocznie.

Blisko ideału...

Zagospodarowanie odpadów zbliżone jest tu do idealnego modelu procesu bezodpadowego. Wskaźniki emisji zanieczyszczeń spełniają z nadmiarem podstawowe wymagania standardów krajowych i europejskich. Dyspozycyjność przekracza 90 proc., zaś wskaźnik awaryjności kształtuje się na poziomie mniejszym niż 1 proc. Wskaźnik jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa netto kształtuje się na poziomie 9.880 kJ/kWh, a sprawność wytwarzania wynosiła w 2002 r. odpowiednio 39,0 proc. brutto i 36,4 proc. netto.

Wskaźniki techniczno-ekonomiczne w 2003 r. świadczą o zwiększeniu sprawności energetycznej w stosunku do poprzednich okresów eksploatacji. Niskie, bodaj najniższe w całej polskiej energetyce, koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej, to poważny atut „Opola". Kłopotliwym bagażem są jednak koszty stałe, w tym obsługa finansowa zaciągniętych na dokończenie budowy kredytów.

Pięć szybów, dwa pokłady

KWK „Budryk" jest jednoosobową spółką Skarbu Państwa funkcjonującą na rynku samodzielnie, poza strukturami spółek węglowych. Leży w centrum górnośląskiej niecki węglowej, otoczona czynnymi i zlikwidowanymi kopalniami węgla kamiennego. Jej budowę rozpoczęto w 1979 r., a pierwszy węgiel wyjechał na powierzchnię 15 lat później. W tym też 1994 r. Minister Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa udzielił jej koncesji na wydobywanie węgla kamiennego i metanu, jako kopaliny towarzyszącej ze złoża położonego na terenie gmin Ornontowice i Gierałtowice, miast Knurów, Leszczyny i Mikołów.

W złożu węglowym „Budryk" zalega ponad 40 pokładów, co zapewnia prowadzenie wydobycia przez co najmniej najbliższe pół wieku. Kopalnia dostarczyła już odbiorcom krajowym i zagranicznym 19 mln t węgla, energetycznego i koksującego. Węgiel energetyczny wysyłany jest do krajów zamorskich oraz do Austrii, Niemiec i na Ukrainę, zaś węgiel koksujący do Francji i Egiptu.

Powierzchnia obszaru górniczego to blisko 36 km kw., a udokumentowania głębokość złoża – 1250 m. Średnia miąższość pokładów przewidzianych do eksploatacji waha się od 1,2 do 2,9 m przy nachyleniu od 2 do 7 st. Zasoby bilansowe aktualnie szacuje się na ponad 0,5 mld t, zaś zasoby przewidziane do eksploatacji przemysłowej przekraczają 300 mln t w dwóch poziomach wydobywczych, zalegających na głębokości 700 i 1050 m, które udostępnione są pięcioma szybami o średnicy 9 m każdy.

Kopalnia wydobywa głównie węgiel typu 33 i 34.2 o wartości opałowej 23 321 kJ/kg przy zawartości popiołu na poziomie 20 proc. i zawartości siarki nie przekraczającej 1 proc. W 2002 r. zysk kopalni przekroczył 17 mln zł, a wyniki za 2003 r. mają być jeszcze lepsze. Prawie 1 mln t węgla z wydobywanych rocznie 2,5 mln t, odbiera Elektrownia „Opole".

Problemem kopalni jest ciążący na niej, podobnie jak na Elektrowni „Opole", kredyt bankowy zaciągnięty na dokończenie budowy. Ponieważ gwarantem kredytu był Skarb Państwa, teraz to on obsługuje spłatę kredytu stając się wierzycielem kopalni. Kierownictwo „Budryka" zabiega o to, aby ta wierzytelność została zamieniona na kapitał akcyjny spółki.

Wierzytelności na kapitał

Według wszelkich przypuszczeń chodzi tutaj o kwotę na poziomie 200-300 mln zł. Resort finansów zaakceptował taką koncepcję rozwiązania problemów finansowych „Budryka". Również kierownictwo „Opola" dąży do stworzenia z kopalnią jednego organizmu gospodarczego. Nie wiadomo tylko czy miałoby się to ostatecznie stać w obrębie struktury tworzonego BOT, czy też poza nią. Dlatego pytanie: BOT czy BOBT? pozostaje nadal otwarte.

Bez obaw przed konkurencją

Więcej stacji paliw



Pod koniec ubiegłego roku, kierowcy mogli tankować na 6700 stacjach paliw. Od dwóch lat przybywa ich znacznie mniej niż w latach poprzednich. To z jednej strony efekt coraz poważniejszych kosztów związanych z budową i wyposażeniem stacji, z drugiej sporego już nasycenia rynku.

W ubiegłym roku na rynku przybyło kilkadziesiąt stacji benzynowych. Rok wcześniej uruchomiono 25 stacji, zaś w 2001 r., jedynie 19. W latach 1996-1998 r. otwierano w naszym kraju średnio 500 stacji benzynowych.

– *Twierdzenia o tym, że rynek jest już nasycony i kończy się na nim miejsce na nowe stacje jest jednak mocno przedwczesny* – uważa Marcin Herra, Prezes Zarządu Lotos Paliwa. Według części ekspertów w Polsce jest jeszcze miejsce dla około kilkuset stacji paliw o najwyższym standardzie. Część z nich powstanie na miejscu starych stacji, których modernizacja techniczna i związana z europejskimi wymaganiami ochrony środowiska będzie nieopłacalna.

Warto jednak zwrócić uwagę na jeszcze jeden proces. Z powodu wysokich kosztów modernizacji starych obiektów, dużej konkurencji i słabszej lokalizacji innych, od kilku lat systematycznie zmniejsza się liczba stacji prywatnych z kapitałem krajowym. W ciągu 5 lat ich liczba zmniejszyła się z 3710 do niecałych 3500.

– *Wśród nich są i takie, które wcześniej czy później rozpoczną współpracę ze znanymi operatorami* – dodaje M. Herra. Propozycje i możliwość taka dotyczy tylko najlepszych partnerów.



Koncerny nie rezygnują

Od ponad dekady trwa w naszym kraju ekspansja zachodnich koncernów paliwowych. Według Nafty Polskiej w końcu lipca 2002 roku pod ich barwami działało łącznie 856 stacji paliw, czyli ponad pięciokrotnie więcej niż w 1996 r. Przy czym co, ciekawe pojawiają się one również nie tylko w wielkich czy średnich, ale i w mniejszych miastach. Szacuje się, że łączne inwestycje światowych gigantów naftowych w sektor paliwowy wyniosły ponad 2 mld USD. Efektem tych inwestycji jest blisko 20 procentowy udział w sprzedaży detalicznej paliw. Ten udział będzie rosnąć. Chociaż z walki o rynek nie rezygnują i polscy operatorzy. Najszybciej rozwijającą się w tej chwili jest sieć stacji Grupy Lotos, tylko w tym roku pomorski operator chce zwiększyć swój stan posiadania z 332 do 500 obiektów. W ciągu najbliższych 2 lat przeznaczając na rozwój sieci 0,5 mld zł.

Atutem Polski jest wielkość rynku, aspiracje gospodarcze i polityczne Polski w UE. No i wreszcie fakt, że każdy inwestor, który zainwestuje w Polsce może liczyć na bardzo duże poparcie i opiekę rządu polskiego, rządu kraju, który będzie jednym z największych rozgrywających w UE. Rzeczywiście widzimy coraz większe zainteresowanie Polską wśród inwestorów. Jeden z raportów plasował Polskę na czwartym miejscu na świecie i był on jak najbardziej zgodny z rzeczywistością. Raporty i analizy wskazują na to, że w najbliższych latach rosnąć będzie zamożność społeczeństwa, która przyczyni się do rozwoju ruchu turystycznego i tym samym wzrostu zapotrzebowania na paliwo. W niedalekiej perspektywie znacząco wzrośnie też tranzyt przez nasz kraj.

Stacje to nie tylko paliwo

Obecnie duża grupa kierowców odwiedza stacje nie po to, aby zatankować auto, ale kupić na przykład artykuły spożywcze, gazety lub zjeść w schludnym i estetycznym barze świeże i apetyczne potrawy. W efekcie w niektórych sieciach stacji benzynowych połowa obrotu przypada na ofertę towarzyszącą sprzedaży paliw.

– *Stacje pełnią dziś rolę nie tylko miejsc dystrybucji paliw. Jak wiadomo w drodze może wydarzyć się wszystko. Przyjeżdżając na stację zmotoryzowany potrzebuje odpoczynku, dobrego posiłku, a bywa i tak, że jego samochód wymaga interwencji mechanika. Stacje paliw, szczególnie te na trasie, stają się, więc powoli dużymi kompleksami usługowo handlowymi* – opowiada Stanisław Filipek, właściciel stacji patronackiej w sieci Grupy Lotos w Woskrzenicach pod Białą Podlaską

Dobry bar i sklep to już standard. Hotel, stacja obsługi samochodów z punktem wymiany opon, oleju, myjnią, duży parking dla TIRów z infrastrukturą to dziś coraz częstsze elementy krajobrazu dobrej stacji paliw. W ten sposób paliwo staje się tylko jednym z wielu oferowanych towarów.

Ponadto bardzo silna konkurencja na tym rynku sprawia, że przetrwają na nim operatorzy oferujący nie tylko paliwo najwyższej jakości, ale potrafiący przyciągnąć kierowców i ich rodziny bogatą ofertą usług.

Jesteśmy przygotowani, ale...

Szef Biura Bezpieczeństwa Narodowego – Marek Siwiec deklaruje, że bezpieczeństwo energetyczne Polski jest zapewnione

Tym razem w legendarnym krakowskim Klubie „Pod Jaszczurami" gościł minister Marek Siwiec, szef Biura Bezpieczeństwa Narodowego, od początku prezydentury Aleksandra Kwaśniewskiego jednej z najbliższych jego współpracowników. Wśród przybyłej do „Jaszczurów" publiczności byli m.in: szef PKN Orlen Zbigniew Wróbel, prezes Orlen Oil Marian Łyko, wojewoda krakowski Jerzy Adamik oraz spora grupa członków i sympatyków Stowarzyszenia Ordynacka.

Z długiej listy pytań i odpowiedzi kierowanych do ministra Siwca wybraliśmy te, które wprost odnosiły się do kwestii bezpieczeństwa, w tym energetycznego, oraz zaopatrzenia paliwowego kraju.

– *Jak pan ocenia bezpieczeństwo energetyczne kraju? Kiedy do Polski dotrze energetyczne domino? Czy to prawda, że mamy najdroższy w Europie gaz i wkrótce nam go zabraknie?*

– Bezpieczeństwo energetyczne jest zapewnione. Nie grozi nam brak gazu ziemnego. Poza tym posiadamy odpowiednie rezerwy. Prasa pisze, że kupiono gaz drożej, a można było taniej, że są pośrednicy itd. Według podobnych procedur handluje się nośnikami energetycznymi na całym świecie. Zawsze jest ten, kto wydobywa, kto transportuje, bywa też pośrednik. I producent mówi: sprzedajemy przez tego pośrednika albo wcale. Na pytanie dlaczego, odpowiada – bo nie mamy. A przez pośrednika macie? Wtedy mamy. Wszystkie nasze kontrakty mieszczą się w dobrej normie europejskiej. Nie zmienia to faktu, że trzeba pilnować czy pośrednik nie wykracza poza to, co jest powszechnie akceptowaną marżą, nie do ominięcia.

– *Czy nasz kraj jest przygotowany na ewentualność ataku terrorystycznego?*

– Jesteśmy przygotowani, ale... Jeśli ktoś odpowiadający za bezpieczeństwo mówi, że wszystko jest dobrze, to następnego dnia powinien podać się do dymisji. Ja do dymisji nie chcę się podawać, więc powiem, czego w Polsce brakuje najbardziej. Otóż brakuje wyobraźni ludziom, organizacjom, firmom ochroniarskim. Ciągle traktujemy terror jako wirtualno-telewizyjną rzeczywistość, gdzieś daleko w Ankarze czy Stambule. Jeżeli będziemy żyć w przeświadczeniu, że jest policja i jest Agencja Bezpieczeństwa Wewnętrznego i tylko one mają zajmować się bezpieczeństwem, to nigdy nie będziemy naprawdę bezpieczni. Zbliżamy się do takiego momentu, kiedy stare zasady współpracy obywateli z organami ścigania będą urastały do rangi cnoty narodowej. Obywatel, który doniesie do odpowiedniego funkcjonariusza, że coś wzbudziło jego obawy, może stać się bohaterem narodowym, bo dzięki jego informacji niebezpieczeństwo zostanie na czas zidentyfikowane i zlikwidowane. Instytucje, które nie zajmowały się do tej pory bezpieczeństwem, muszą się tego po prostu nauczyć.

– *Jakie będą korzyści dla Polski i Polaków za udział w misji pokojowej w Iraku? Dlaczego nie otrzymaliśmy pisemnych gwarancji zysków z odbudowy tego kraju? Czy koszty, jakie ponosimy, będą adekwatne do zysków, jakie otrzymamy?*

– Jeśli ktoś liczył na to, że w zamian za wysłanie oddziałów bojowych do Iraku otrzymamy gwarancję dużych kontraktów, to jest w błędzie. Rachunek jest bardziej skomplikowany i wielosektorowy. Najważniejsza była w tym wypadku rzetelność sojusznicza. Autentycznie po raz pierwszy Stany Zjednoczone poprosiły Polskę o pomoc. I rzeczywiście tej pomocy potrzebowały. Mimo arcytrudnych warunków nasze oddziały wypełniają tam swoje zdania. To jest prawdziwy sprawdzian naszej gotowości bojowej. Do Iraku kierowana jest międzynarodowa pomoc. Amerykanie dają kilkanaście miliardów dolarów, świat – kilka miliardów dolarów i za chwilę popłynie tam ropa, która również będzie źródłem dochodów. To stworzy iracki budżet. Będą nim dysponować amerykańsko-iraccy decydenci. W związku z tym trzeba być w Iraku po to, aby walczyć o zlecenia. Ale to już nie będzie walka o 3 mld, ale o 30 mld dolarów. Mówiąc krótko, obecność wojskowa jest warunkiem koniecznym, ale niewystarczającym, aby mieć pożytki gospodarcze z całej tej operacji.

– *Czy Amerykanie zniosą wizy wobec Polaków?*

– Oczywiście, że zniosą. Tylko musimy na to trochę poczekać. W tej chwili nie jest to najlepszy moment, bo zbiega się z amerykańskimi restrykcjami w polityce wizowej. Zostały cofnięte wszystkie wizy długoterminowe, gdyż na skutek pewnej wspaniałomyślności czy naiwności w wydawaniu wiz, zjechało do Ameryki sporo zbójów. Jeśli Amerykanie z tym się uporają, a uporają się, i wszystkie te kwestie uporządkują, to mamy pełne prawa do tego, aby ubiegać się o zniesienie wiz dla naszych obywateli. A jeśli USA tego nie zrobią, to pozostaje nam wprowadzić wizy dla Amerykanów.



Wybrał i zanotował: Jacek Balcewicz
Zdjęcie: autor

Wicemarszałek Sejmu – Donald Tusk:

Było wiele sygnałów popartych faktami...



Jakie były prawdziwe powody niespodziewanej dymisji ministra Czyżewskiego? Czy chodzi tutaj o zablokowanie korzystnej dla oferenta sprzedaży grupy energetycznej G-8? Kto naprawdę dzisiaj rządzi w Polsce? Premier Leszek Miller czy doktor Jan Kulczyk?

Interesujące by było to, gdybym mógł odpowiedzieć na te pytanie w obecności pana Kulczyka. To jest rzeczywiście bulwersujące, wielu rzeczy można się tylko domyślać, o niektórych się wie na zasadzie tego, co mówi Warszawa, co mówi Poznań, co mówi Gdańska, co mówi Kraków. Wpływ oligarchów – bo nie tylko o pana Kulczyka tutaj chodzi – na gospodarkę jest spory. W Polsce mamy do czynienia z bardzo wąską, ale bardzo wpływową grupą niezwykle zamożnych Polaków. I nie zamożność jest ich grzechem – daj Panie Boże każdemu najwięcej pieniędzy – ale to, że o najważniejsze wpływy polityczne, słusznie lub nie, podejrzewa się wąziutką grupę oligarchów, którzy jednak większość swojego interesu zbudowali na styku z państwem czy jak to dowcipnie mawia sam pan Kluczyk, że to właśnie państwo robi interesy na styku z Kulczykiem. Co niestety powoli zaczyna być prawdą. Było wystarczająco dużo sygnałów oficjalnych – choć ja bym się bardzo źle czuł w roli plotkarza – choćby nawet na łamach „Polityki", popartych faktami, z których wynika jednoznacznie, że wpływ pana doktora Kulczyka na decyzje dotyczące jego holdingu, które nie są decyzjami bynajmniej gospodarczymi, a decyzjami o wymiarze państwowym – jest realny.

Grzech śmiertelny w takiej sytuacji popełniają politycy i urzędnicy, którzy umożliwiają takie kariery finansowe. Tak naprawdę przedsiębiorcy na całym świecie, kiedy usiłują szukać biznesu w relacjach z państwem, urzędem czy samorządem, mają niezdrową, ale naturalna potrzebę wchodzenia w te relacje aby uzyskiwać optymalne warunki dla prowadzenia swojego interesu. I tym gorzej jest, im bardziej państwo obecne jest w gospodarce. W Polsce, szczególnie w okresie transformacji, kiedy permanentna wręcz totalna relacja: rodzący się biznes – państwo ta pokusa u wielu przedsiębiorców była naganna, ale oczywista. Natomiast nie tylko naganną, ale nie do wybaczenia pokusą jest uleganie tego typu naciskom ze strony władzy jakakolwiek ona nie jest: samorządowa czy rządowa, czy to jest SLD, AWS czy to będzie Platforma.

Każdy przypadek, kiedy dochodzi do korupcji, jest śmiertelnym grzechem urzędnika, albo polityka, a zaledwie skazą – jeśli idzie o przedsiębiorcę. Sprawcą nieszczęścia w łańcuchu korupcji jest ten, kto domaga się łapówki, bo w zamian za to coś daje, a nie ten kto daje łapówkę. (...) Stąd nasza propozycja, aby niezwykle represyjnie karać tych, którzy wymuszają łapówki. I żeby znaleźć sposoby naderwania więzi solidarności miedzy dającym, a biorącym. Ja zawsze będę wierzył w to, że majątkiem lepiej będzie zarządzał prywatny właściciel niż państwo, ale też będę zawsze się niepokoił kiedy słyszę, że od lat dwóch przedsiębiorców mających spółkę na Cyprze rządzi rynkiem paliwowym w Polsce. Zawsze mnie zastanawia, czy tak ma być, kto na tym zarabia i dlaczego?

My nie możemy zrezygnować z zastanawiania się, dlaczego wynikają takie fenomeny? Kiedy zastanawiamy się nad tym, czy kariery panów: Kulczyka, Gudzowatego, Krauzego ect. ect są czystymi, czy nie – wówczas nie raz odkrywamy z narastającym zdumieniem, że ich obecność w świecie polityki jest wręcz organiczna, że ich możliwość, domniemana lub faktyczna, wpływania na decyzje ważnych urzędników od premiera począwszy, może nie jest grzeszna, ale jest niepokojąca. I dlatego uważam, że w interesie ludzi dobrze zarabiających w Polsce jest chuchanie na zimne. Tak utalentowani ludzie jak panowie Kluczyk czy Krauze (bo niezależnie od tego, o co ludzie ich podejrzewają trzeba mieć niebywały talent aby dojść do takich imperiów) lepiej by się czuli – i my przy nich też – gdyby działali w atmosferze zaufania społecznego, a nie narastającej podejrzliwości, że coś nie gra... Że za tym „coś nie gra" stoi i przedsiębiorca i premier czy minister. Wyleczenie tej sytuacji jest niezbędne dla wszystkich aktorów tej sceny.

Wybrał i zanotował:
Jacek Balcewicz
Fot. autor

Przy jazzie o... prądzie

Kraków i Warszawa nigdy nie przepadły za sobą. Krakowianie nigdy nie pogodzili się z utrata królewskiej stołeczności. Warszawiacy ciągle – choć to dzisiaj zupełnie nierealne – obawiają się utraty prestiżu.

Ale muzyka łagodzi obyczaje. Przy synkopowanej muzyce krakowianina Jarosława Śmietany, jednego z najlepszych gitarzystów jazzowych oraz szampanie w klubie muzycznym „DRUKARNIA" na krakowskim Kazimierzu spotkali się szefowie energetyki warszawskiej i krakowskiej. Prezes Zakładu Energetycznego Kraków mającego niezmiennie od stu lat swoją siedzibę właśnie na Kazimierzu – Marian Kłysz i kierujący od roku warszawskim STOENEM – 45-letni Harry Schur, który po sprzedaży przez Skarb Państwa niemieckiemu koncernowi RWE plus 85 proc. akcji spółki niezwłocznie zastąpił Zbigniewa Bejmę, skutecznie zabiegającego o prywatyzację firmy.

Harry Schur jest postacią nietuzinkową i postrzegany jest nie tylko jako zarządzający firma dostarczającą energię elektryczną polskiej stolicy, ale bardziej jako ambasador interesów RWE w Polsce. Świadczy o tym jego kariera zawodowa. Po zakończeniu studiów ekonomicznych w roku 1983 rozpoczął pracę w firmie Vereinigte Elektriztatswerke Westfalen, późniejszym VEW AG. W 1990 roku objął kierownictwo działu planowania, a w roku 1993 – działu planowania i sprawozdawczości w koncernie Vereinigte Elektriztatswerke Westfalen AG.



Od lutego 1998 był dyrektorem pionu kontrollingu w VEW Energie AG. Po połączeniu VEW z RWE, został dyrektorem kontrollingu firmy RWE Power, a w roku 2001 objął stanowisko dyrektora kontrollingu całego koncernu RWE AG. Od 23 grudnia 2002 roku jest prezesem Zarządu STOEN S.A.

Prezes Marian Kłysz też jest postacią nietuzinkową. Jest od wielu już lat nie tylko prezesem krakowskiego zakładu energetycznego, ale od 17 lipca ubiegłego roku – zgodnie z decyzją Ministerstwa Skarbu Państwa – wyznaczony został na koordynatora tworzonej grupy K-7, w skład której wchodzi nie tylko krakowski zakład energetyczny, ale także: Beskidzka Energetykę S.A., Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A., Zakład Energetyczny Częstochowa S.A., Zakład Energetyczny Tarnów S.A., a także niewykluczone, że dwie łódzkie spółki dystrybucyjne obsługujące Łódź i województwo łódzkie.

30 grudnia 2003 roku Ministerstwo Skarbu Państwa podjęło decyzję o konsolidacji Grupy K-7 w trybie art. 492 §1 pkt. 1 Kodeksu spółek handlowych, poprzez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na spółkę przejmującą, którą został właśnie Zakład Energetyczny Kraków S.A.

Biorąc pod uwagę wszystkie te fakty, krakowskie spotkanie z pewnością nie ograniczyło się tylko do kurtuazyjnej wymiany poglądów na otwierający się europejski rynek energii czy zwiedzania przez Niemców żydowskich zabytków Kazimierza. Nie było też to spotkanie przypadkowe gdyż o koncert w tym dniu i w tym klubie dla takich właśnie gości zabiegał z dużym wyprzedzeniem sam maestro Śmietana, który publicznie przyznał, że bez energii dostarczanej przez panów Mariana i Harrego jego cudowna gitara milczy jak... zaklęta.

Bezradna bez prądu byłaby także gitara basowa grającego tego wieczoru razem ze Śmietaną osiadłego w Krakowie ciemnoskórego nowojorczyka – Stevena Logana, elektryczne pianino Fendera – Piotra Wyleżoła, a nawet bębny Adama Czerwińskiego uzupełniane zestawem elektrycznym. Spotkanie było na tyle sympatyczne i konstruktywne, iż zawiadujący energetyką menadżerowie uwiecznili je wspólnymi z artystą zdjęciami. *(jb)*

Zdjęcia: Jacek Balcewicz

Kraj w skrócie



20 grudnia br. w Katowicach została podpisana umowa spółki Zakład Górniczo-Energetyczny „Janina" Sp. z o.o. Nowa firma przejmie do końca marca 2004 roku zdrową część majątku KWK „Janina" w Libiążu i zostanie dokapitalizowana przez Południowy Koncern Energetyczny SA. Jednym z celów przedsięwzięcia jest przeprowadzenie - wspólnie przez Kompanię Węglową SA i Południowy Koncern Energetyczny SA - restrukturyzacji kopalni. Udziałowcami ZGE „Janina" są: Kompania Węglowa SA (45 proc. kapitału), Południowy Koncern Energetyczny SA (45 proc.), ZGE Sobieski-Jaworzno III (10 proc.). Kapitał założycielski spółki wynosi 500 tys. złotych, jednak do kwietnia 2004 roku, kiedy nowy podmiot rozpocznie działalność wydobywczą, zwiększy się on o część majątku kopalni (wniesioną aportem przez KW SA) oraz 30 mln złotych z PKE SA. Wraz z umową spółki podpisano również umowę wspólników oraz umowę społeczną ze związkami zawodowymi, w której strony zobowiązały się do wynegocjowania i podpisania w ciągu 12 miesięcy układu zbiorowego pracy. Wprowadzi on nowe zasady pracy i płacy w spółce. Według szacunków pracę w nowym podmiocie znajdzie około 2700 osób z około 3000 pracujących obecnie w KWK „Janina". Pozostali pracownicy skorzystają z instrumentów pakietu socjalnego oferowanego górnikom lub pozostaną w strukturach KW SA. Prezesem nowej spółki został Jerzy Wróbel, dotychczasowy dyrektor kopalni, zaś jego zastępcami są: Andrzej Szymkiewicz i Ryszard Wojtków. ZGE „Janina" będzie drugim podmiotem wydobywczym w grupie kapitałowej PKE SA, który również po wniesieniu aportu i dokapitalizowaniu spółki ma pozostać w niej dominującym udziałowcem.

12 grudnia ub.r. Polska Energia - Pierwsza Kompania Handlowa (PKE) zawarła umowę z GZE na dostawę energii elektrycznej o wartości 60 mln euro do 30 czerwca br. W porównaniu z rokiem 2003, obroty PE-PKH z Górnośląskim Zakładem Elektroenergetycznym - firmą koncernu Vattenfall wzrosły o 500 procent. Zakontraktowana przez GZE SA energia będzie pochodzić ze źródeł wytwórczych PKE SA.

W dn. 1 - 5 grudnia br. RW TÜV Polska Sp. z o.o. przeprowadził audit certyfikujący w Zakładzie Energetycznym Wrocław, mający na celu potwierdzenie, że system zarządzania jakością, środowiskiem oraz bezpieczeństwem i higieną pracy w ZEW SA spełnia stawiane firmie wymagania. Po przeprowadzeniu auditu, 15 grudnia 2003 r. Zakładowi Energetycznemu Wrocław SA nadano certyfikaty: PN-EN ISO 9001:2001, PN-EN ISO 14001:1998 i PN-N 18001:1999. Uroczyste wręczenie aktów odbyło się 19 grudnia 2003 r. w Hotelu Tumskim we Wrocławiu.



Elektrownie Szczytowo-Pompowe (ESP), spółka z grupy Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE), zrezygnowały z udziału w przetargu na litewskiego dystrybutora energii RTS z powodu zbyt wysokich oczekiwań rządu litewskiego. Wystawiona na sprzedaż spółka dystrybucyjna miała nieuregulowane sprawy własnościowe i niejasną sytuację finansową - przedstawiła tylko jeden roczny bilans, w dodatku nie zweryfikowany - z powodu odmowy audytora. - Nasi doradcy uznali, że transakcja jest obarczona ogromnym ryzykiem, a oczekiwana przez sprzedającego minimalna cena - 171 mln EUR za ponad 71 proc. akcji - jest zbyt wysoka - powiedział Jan Tokarz, prezes ESP.

Zdaniem byłego już ministra Skarbu - Piotra Czyżewskiego, przyjęcie oferty El Dystrybucji dot. zakupu G 8 zależy od jakości tej propozycji po poprawkach inwestora. Jak powiedział Piotr Czyżewski, nie dysponuje on jeszcze żadną rekomendacją od doradcy w tej sprawie. Jeśli jednak rekomendacja będzie nadal negatywna i będzie to silnie umotywowane przez doradcę to do transakcji nie dojdzie - powiedział Czyżewski i - jak wieść gminna niesie - po tych słowach... przestał być ministrem.

Remont elektrowni w Kuźnicach Zakład Energetyczny Kraków (ZEK) modernizuje jedną z najstarszych elektrowni wodnych w Polsce w Kuźnicach w Zakopanem, na terenie Tatrzańskiego Parku Narodowego. Prace, których koszt wyniesie ponad 1,5 mln zł, zakończą się w przyszłym roku. Remont i modernizacja były konieczne, ponieważ użytkowanie działającej od 1914 roku elektrowni stało się uciążliwe, a koszty produkcji energii bardzo wysokie. Elektrownia wodna w Kuźnicach została wybudowana w 1914 r. przez hrabiego Władysława Zamojskiego.

W Energetyce Cieplnej Opolszczyzny SA oddano do użytku inwestycję o wartości 8 mln złotych. W ramach tej inwestycji zmodernizowano ciepłownię w Opolu oraz wymieniono główny kocioł produkujący ciepło dla miasta. Według zapewnień władz spółki, nowa jednostka o mocy 40 MW ma być dostosowana do potrzeb odbiorców w większym stopniu niż eksploatowany od 15 lat poprzednik o mocy 120 MW.

Konsorcjum Finansowo-Inwestycyjne Colloseum, należące do Józefa Jędrucha, przebywającego w areszcie, jest prześwietlane przez katowicką prokuraturę już ponad rok. W najbliższych dniach do sądu trafi akt oskarżenia.

Energetyka Kaliska SA otrzymała tegoroczną Złotą Statuetkę programu Przedsiębiorstwo Fair Play. Nagrody przyznawane są przedsiębiorstwom, które w swej działalności kierują się zasadami uczciwości, rzetelności, etyki i kultury w biznesie. Jednocześnie solidnie wywiązują się ze zobowiązań wobec kontrahentów i państwa.

Tadeusz Soroka, wiceminister skarbu, liczy, że uda się podpisać ze związkami porozumienie w sprawie BOT, a więc że uda mu się przekonać związkowców do pomysłu utworzenia BOT - grupy energetycznej, w której skład oprócz bełchatowskich spółek mają wejść elektrownia i kopalnia Turów oraz Elektrownia Opole (być może wraz z kopalnią Budryk). Nie będzie przeszkód, żeby w ramach holdingu były realizowane inwestycje rozwojowe - najpierw w Bełchatowie, a potem w Opolu - oczywiście pod warunkiem, że spółki nadal będą chciały je realizować - twierdzi Tadeusz Soroka. Przygotowania do budowy tzw. Bełchatowa II, czyli nowego bloku energetycznego o mocy 833 MW (za około 800 mln EUR), są już poważnie zaawansowane. Niedawno spółka otworzyła oferty od kandydatów na wykonawców inwestycji. Wkrótce ma rozpocząć trudniejszą fazę projektu - organizację finansowania. Zupenie inaczej ma się sprawa tzw. Opola II. Rozbudowę opolskiej elektrowni zarzucono już na etapie finalizowania poprzedniego programu inwestycyjnego, który pochłonął około 6 mld zł. Kontynuowanie tego projektu w najbliższych latach wydaje się mało prawdopodobne.

Powstający Polski Koncern Nawozowy chce znaleźć zagranicznego inwestora, który zapewniłby mu tanie dostawy gazu. Poszukiwania trwają głównie za naszą wschodnią granicą, a to oznacza, że bez zgody rosyjskiego Gazpromu nie zakończą się powodzeniem. Przedstawiciele branży chemicznej są przekonani, iż udziałowcem PKN powinien być dostawca gazu, który ma własne złoża tego surowca. W skład koncernu wejdą Zakłady Chemiczne Police oraz Zakłady Azotowe Puławy, Tarnów i Kędzierzyn. Poza czterema firmami chemicznymi, akcjonariuszami PKN mają być Nafta Polska oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, które jest jednym z większych wierzycieli spółek chemicznych (ok. 600 mln zł).

Tłocznie gazu na pierwszej nitce gazociągu jamalskiego powstaną trzy kwartały później, niż zakłada polsko-rosyjskie porozumienie rządowe, co może stanowić kolejny argument za budową omijającego Polskę podmorskiego gazociągu łączącego Rosję i Niemcy. Ustalony przez radę nadzorczą EuRoPol Gazu termin budowy dwóch tłoczni odbiega od polsko-rosyjskiego porozumienia międzyrządowego z lutego 2003 r. Dokument zakładał wybudowanie i uruchomienie tych tłoczni w III kwartale

2004 r. Obecne opóźnienia w budowie tłoczni oznaczają przesunięcie terminu uzyskania pełnych mocy przesyłowych pierwszej nitki gazociągu. Budowę gazociągu omijającego Polskę ułatwia Gazpromowi ubiegłoroczne polsko-rosyjskie porozumienie międzyrządowe (tzw. "sukces" ministra M. Pola), w którym rosyjski koncern został zwolniony z zobowiązań do budowy drugiej rury przez Polskę. Zamiast tego pojawił się zapis, że rządy Polski i Rosji "zaktualizują do 31 grudnia 2004 r. kwestię budowy drugiej nitki polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych Jamał - Europa, kierując się zasadą celowości ekonomicznej i koniecznością stabilnego i efektywnego funkcjonowania pierwszej nitki polskiego odcinka tego systemu". W tym roku za przesył 1 tys. m sześc. gazu znad granicy z Białorusią do granicy z Niemcami EuRoPol Gaz będzie pobierać 37,82 zł - o 27 proc. mniej niż w 2003 roku. Druga część opłaty (tzw. stała) za przesył na tej trasie 1 tys. m sześc. gazu wyniesie zaś 3,69 zł za każde 100 km - tj. o 7,2 proc. taniej niż w ub. roku. Wzrośnie tylko o 100 zł miesięczny abonament za przesył na tej trasie - do 5,1 tys. zł.

2003 rok był dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych najlepszy w historii. Spółka przy 15,4 mld zł przychodów zarobiła brutto rekordowe 230 mln zł, wynik finansowy netto wyniósł około 131 mln zł. Dobre wyniki są możliwe dzięki m.in. większemu eksportowi energii (m.in. do Niemiec i Włoch), który wzrósł o 35 proc. Sprzedaż energii przez PSE w kraju w 2003 r. wyniosła 56,6 TWh, z czego 50,9 TWh stanowiła sprzedaż taryfowa, a 5,7 TWh - sprzedaż rynkowa. Oznacza to wzrost sprzedaży w porównaniu z ubiegłymi latami.

Elektrownia Kozienice i Południowy Koncern Energetyczny podpisały list intencyjny, w którym oświadczają, że są zainteresowane integracją i utworzeniem Polskiej Grupy Paliwowo - Energetycznej, która opracowałaby warunki połączenia. Obie spółki chcą dalszej konsolidacji a docelowo utworzenia grupy paliwowo - energetycznej o zasięgu ogólnopolskim i międzynarodowym. Grupa wg założeń sygnatariuszy listu byłaby skonsolidowana pionowo - obejmowałaby przedsiębiorstwa zajmujące się wydobyciem surowca, wytwarzanie, dystrybucją oraz sprzedażą energii odbiorcom finalnym. Początkowo powstałby podmiot pod roboczą nazwą Polska Grupa Paliwowo - Energetyczna.

Warszawski Praterm S.A. nabył 38 proc udziałów MPECu w Tarnowskich Górach. Wartość transakcji to ok. 4,7 mln zł. Praterm zobowiązał się również do podwyższenia kapitału w spółce o taką samą wartość. Wg wcześniejszych zapowiedzi szefa Pratermu S.A. Edwarda Kowalewskiego, w ciągu 3-5 lat firma chce stworzyć polski holding ciepłowniczy, który produkowałby łącznie 3-4 mln GJ a w jego skład wchodziłyby małe i średnie zakłady ciepłownicze wytwarzające nie mniej niż ok. 100 tys. GJ energii cieplnej rocznie. W skład Polskiej Grupy Ciepłowniczej budowanej przez Praterm wchodzą oprócz MPECu w Tarnowskich Górach, również systemy ciepłownicze w Sztumie, Pasłęku, Porębie Zamościu, Bytowie, Świeciu, Świdniku, Przasnyszu i Międzyrzecu Podlaskim.

Elektrociepłownia Toruń SA będzie w tym roku dostarczać torunianom ciepło. Tak zdecydowało Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej, odrzucając ofertę ELANY, która nie spełniała wszystkich warunków, m.in. dane techniczne podane w ofercie nie zgadzały się ze stanem faktycznym. PEC potrzebuje w przyszłym roku 312 megawatów tzw. mocy zamówionej ciepła. W myśl obowiązujących przepisów PEC musi także kupić ciepło od firmy Biogaz Inwestor spółka z o.o. w Toruniu, która gaz otrzymuje ze spalania śmieci.

Elektrownia Pątnów II otrzyma od Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej 226 mln zł pożyczki na dofinansowanie budowy bloku energetycznego. Udzielenie pożyczki stało się możliwe po tym, jak w połowie października resort skarbu podpisał z Elektrimem porozumienie o przedłużeniu terminu realizacji Pątnowa II do 1 lipca 2006 r. W umowie tej Skarb Państwa zadeklarował gotowość wcześniejszej sprzedaży Elektrimowi posiadanych przez siebie akcji ZE PAK.

Od 29 grudnia do 5 stycznia w Zespole Elektrociepłowni Poznańskich potrwa referendum, które zadecyduje o ewentualnej akcji protestacyjnej, w przypadku sprzedaży spółki bez negocjacji pakietu socjalnego. W referendum zorganizowanym przez 4 związki zawodowe, pracownicy spółki odpowiadali na pytanie "Czy weźmiesz czynny udział w akcjach protestacyjnych, ze strajkiem włącznie, w przypadku podjęcia przez ministra skarbu państwa decyzji o sprzedaży ZEC-P SA bez wynegocjowanego pakietu socjalnego (...)". O swych zastrzeżeniach związanych z procesem prywatyzacyjnym związkowcy poinformowali Agencję Bezpieczeństwa Wewnętrznego, NIK, MSWiA oraz Prokuraturę Okręgową w Poznaniu. Przedstawiciele organizacji pracowniczych podkreślają, że nie podejmą rozmów z inwestorem do czasu zamknięcia postępowania przez te instytucje. Jednocześnie przygotowują się do strajku na wypadek zignorowania przez ministra skarbu stanowiska działających w ZEC-P SA związków zawodowych.

Jest zgoda MSWiA na sprzedaż Gdańskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej niemieckiej spółce z Lipska. W ciągu miesiąca na konto miasta Gdańska powinno wpłynąć ok. 140 mln zł. Zdaniem prezydenta Pawła Adamowicza i skarbnika miasta Włodzimierza Pietrzaka najważniejsze jest, aby pieniądze za GPEC wpłynęły na konto miasta przed uchwaleniem budżetu na przyszły rok, czyli najpóźniej przed końcem marca 2004 roku. W przeciwnym razie miasto miałoby poważne kłopoty z zapewnieniem w przyszłorocznym budżecie pieniędzy na wiele ważnych inwestycji. Mogłoby też stracić szansę na pozyskanie z Unii Europejskiej ok. 150 mln zł dotacji na te inwestycje.

22 grudnia NWZA PSE wyraziło zgodę na dokonanie połączenia dwóch spółek zależnych PSE - Electry i Elektrowni Szczytowo-

3 lutego br., w toruńskiej spółce METRON odbyła się uroczystość wręczenia certyfikatów systemu jakości ISO 9001:2000 oraz zarządzania środowiskowego 14001. Certyfikaty z rąk Marka Muchy, prezesa TÜV Rheinland/Berlin-Brandenburg odebrał Leszek Pilarski, prezes METRON sp. z o.o.

Po raz pierwszy toruńska Fabryka Zintegrowanych Systemów Opomiarowania i Rozliczeń METRON sp. z o.o. uzyskała certyfikat systemu jakości ISO 9001:1994 w 1998 roku. Audyt dokonany został przez niemiecką firmę TÜV Rheinland/Berlin-Brandenburg, z siedzibą w Kolonii. W dwa lata później ta sama firma dokonała certyfikacji systemem zarządzania środowiskowego na zgodność z normą ISO 14001.

Co trzy lata Metron musi poddawać się zewnętrznemu audytowi odnawiającemu certyfikaty. Taki audyt został przeprowadzony w drugiej połowie 2003 roku w celu przedłużenia certyfikatu zarządzania środowiskowego ISO 14001 i zmodyfikowaną wersję systemu zarządzania jakością zgodną z normą ISO 9001:2000. Oba uzyskane certyfikaty są wyznacznikiem wysokich standardów w zakresie procesów technologicznych, organizacji pracy, metod produkcji, wyszkolenia i świadomości załogi.

(sg)



Pompowych. Połączenie nastąpiłoby w drodze przeniesienia całości majątku PSE - Electry na Elektrownie Szczytowo-Pompowe. Spółka miałaby stanowić tzw. grupę regulacyjną, w skład której, wg planów PSE, weszłyby elektrownie regulacyjne np. Elektrownia Ostrołęka, elektrownia w Czorsztynie, prawdopodobnie nieczynne obecnie Żydowo. PSE liczy również na ZE Dolna Odra. Spółka powstająca z połączenia ESP i PSE Electry miała funkcjonować pod roboczą nazwą PSE Energia.

Grupa Energetyczna ENEA podpisała umowy z dwiema firmami, które świadczyć będą usługi inkasenckie: Intech-Wałczem i Energoplusem. Pierwsza umowa ma wartość 19 mln zł, druga 20 mln. Firmy świadczyć będą usługi inkasenckie związane z obsługą klienta i dystrybucją energii elektrycznej oraz rozliczeniem zużycia gazu na terenie kilkunastu gmin w tym Poznania, Piły i Wronek.

Rafinerie Czechowice i Jasło powołały spółkę Lotos Parafiny. Nowa firma pod nazwą Lotos Parafiny działalność rozpoczęła 1 lutego. Siedzibą władz spółki jest Jasło. Członek zarządu spółki Lotos Parafiny - Wiesław Szczypka poinformował, że nowy podmiot będzie w stanie zaspokoić od 60 do 70 procent krajowego zapotrzebowania na parafiny.

Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów ponownie zbada, czy wszcząć postępowanie antymonopolowe przeciwko Polskiemu Górnictwu Naftowemu i Gazownictwu. Sprawa dotyczy odmowy na przesył gazu, który spółka Bartimpex Aleksandra Gudzowatego zamierzała sprowadzać z zagranicy.

Szef zachodniopomorskiego SLD poseł Wojciech Długoborski stanowczo sprzeciwił się rządowym planom dokapitalizowania Kompanii Węglowej akcjami Zespołu Elektrowni Dolna Odra (ZEDO). Powiedział, że jest mocno zaskoczony zamiarami rządu w sprawie akcji ZEDO i zwrócił uwagę na słabą kondycje Kompanii Węglowej.

Ministerstwo Skarbu Państwa (MSP) nie zrealizowało zakładanych na 2003 rok wpływów z prywatyzacji, wynika z ustaleń agencji ISB. Do uzyskania 4,5 mld zł brutto zabrakło ponad 300 mln zł. Znaczące przychody, to m.in. uzyskanie środków za sprzedaż 35% akcji Elektrowni Rybnik - 108 mln USD oraz prawie 160 mln euro za zbycie pakietu akcji Elektrowni Połaniec.

Rafako zbuduje w Elektrowni Bełchatów instalacje odsiarczania spalin w dwóch blokach energetycznych. Otrzyma prawie 63 mln euro (około 300 mln zł). Rozstrzygnięcie przetargu nastąpiło 23 grudnia. - To dobry kontrakt. Obie strony na nim skorzystają. Szczegółów nie mogę na razie zdradzić - powiedział Ryszard Kapluk, prezes Rafako. Nie wiadomo ile raciborska spółka zarobi na kontrakcie, wiadomo jedynie, że pieniądze będą wpływać do spółki w ciągu 2,5 roku od momentu rozpoczęcia prac

Turowska elektrownia zakończy w tym roku modernizację, której wartość przekroczyła 1,6 mld USD. Kończymy modernizację sześciu bloków energetycznych. We wszystkich wymieniliśmy kotły oraz założyliśmy instalacje odsiarczające - powiedział Jerzy Łaskawiec, prezes Elektrowni Turów. Spółka nie zdecyduje się także na budowę siódmego bloku zasilanego paliwem ze źródeł odnawialnych. Według analiz, aby zapewnić pracę takiego bloku potrzebna byłaby słoma z około 400 tys. hektarów upraw lub zrębki wierzby energetycznej z niewiele mniejszego obszaru. W powiecie na ten cel można wykorzystać zaledwie 18 tys. hektarów.

Szwedzki koncern energetyczny Vattenfall zapowiedział, że w styczniu złoży w Ministerstwie Skarbu zmodyfikowaną ofertę zakupu akcji Zespołu Elektrociepłowni w Łodzi (ZEC Łódź). Na razie sprzedający i kupujący nie osiągnęli porozumienia w kwestii ceny. Resort skarbu wciąż nie przyznał Szwedom wyłączności na negocjacje w sprawie prywatyzacji ZEC Łódź, jednak chwilowo nie ma wyboru, bo jedyny konkurent Vattenfalla - francuska Dalkia - utknęła w Poznaniu, usiłując kupić tamtejszy zespół elektrociepłowni (ZEC Poznań).

30 grudnia 2003 roku podjęte zostały w Ministerstwie Skarbu Państwa decyzje umożliwiające dalszą realizację procesu konsolidacji Grupy K-7. Konsolidacja prowadzona w ramach Grupy K-7, zgodnie z decyzjami MSP, obejmuje 5 Spółek: Beskidzką Energetykę S.A., Będziński Zakład Elektroenergetyczny S.A., ZE Częstochowa S.A., ZE Kraków S.A., ZE Tarnów S.A.. Zakład Energetyczny Łódź-Teren i Łódzki Zakład Energetyczny będą mogły przystąpić do prowadzonych procesów konsolidacyjnych po dokonaniu stosownych uzgodnień. Konsolidacja Spółek zostanie dokonana w trybie art. 492 § 1 pkt 1 Kodeksu spółek handlowych, poprzez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na spółkę przejmującą za akcje, które spółka przejmująca wydaje wspólnikowi spółek przejmowanych (łączenie się przez przejęcie). Jest to tryb konsolidacji preferowany od momentu rozpoczęcia procesu przez zarządy wszystkich Spółek i nie zanegowany przez Stronę społeczną. Spółką przejmującą został wyznaczony Zakład Energetyczny Kraków SA, a powstała w wyniku połączenia firma funkcjonować będzie jako przedsiębiorstwo wielooddziałowe z centralą i pięcioma oddziałami w miastach będących obecnie siedzibami łączonych Spółek.

Rząd przyjął projekt ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych (KDT). W ustawie przewidziano rozwiązanie kontraktów, co powinno nastąpić w połowie tego roku. Wszystko zależy jednak od tempa pracy parlamentu i późniejszych uzgodnień wielkości rekompensat dla producentów, gdyż likwidacja kontraktów wiąże się z utratą części ich przychodów. Wstępnie szacuje się je na ok. 15 mld zł. A kwota ta pochodzić będzie ze specjalnej emisji obligacji. Jeśli do niej dojdzie, będzie to największa emisja związana z sekurytyzacją w naszej części Europy i jedna z większych w ogóle.

Ministerstwo Skarbu Państwa w ciągu najbliższych tygodni ogłosi przetargi na doradcę prywatyzacyjnego przy sprzedaży akcji Południowego Koncernu Energetycznego (PKE) oraz Grupy Energetycznej Enea - zadeklarował wiceminister Tadeusz Soroka. - Poszła już dyspozycja do departamentu prywatyzacji - mówił wiceminister. Według rządowych planów, oferta publiczna mniejszościowego pakietu PKE miałaby zostać przeprowadzona jeszcze w 2004 r., natomiast Enei na przełomie 2004 i 2005 r.

Ostro odchudzony Megadex, wykonawca inwestycji energetycznych, ma szansę zachować miejsce w mocnej grupie Elektrimu. Jeśli przetrwa. Już wcześniej nie najlepsza sytuacja Elektrimu Megadexu, spółki z grupy warszawskiego holdingu zajmującej się wykonawstwem inwestycji energetycznych, dodatkowo pogorszyła się po utracie kontraktu na budowę nowego bloku (znanego jako Pątnów II) w Zespole Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin (PAK). Megadex stracił generalne wykonawstwo na żądanie banków, które mają sfinansować dokończenie budowy Pątnowa II. Jego obowiązki przejęła kanadyjska firma SNC Lavalin, której kondycja ekonomiczna i wiarygodność nie budziła zastrzeżeń instytucji finansowych. Teraz Megadex musi rozliczyć się z PAK z zaliczek, które pobrał na wykonanie zamówienia. Pieniądze są. Problem w tym, że nie do ruszenia. Zaliczki pobierane od PAK przez Megadex zostały wykorzystane jako zabezpieczenie innych kontraktów wykonywanych przez firmę, np. w Elektrociepłowni Zielona Góra. Dopóki nie zakończy się ich realizacja, nie można uwolnić tych pieniędzy. W ten sposób w gwarancjach bankowych zablokowane jest 19 mln EUR (prawie 90 mln zł) - mówi Piotr Nurowski, prezes Elektrimu.

Elektrociepłownia Będzin w ubiegłym roku zarobiła więcej, niż zakładane w budżecie 4 mln zł. W tym Będzin przeznaczy na inwestycje około 11 mln złotych i zakończy proces restrukturyzacji. Firma prowadzi inwestycje, które pozwolą na ograniczenie kosztów. W 2003 r. zakończono restrukturyzację zatrudnienia. Z programu dobrowolnych odejść skorzystało 50 osób. Zostało 225.

Wrocław zdecydował się sprzedać 57% akcji Miejskiego Przedsiębiorstwa Ciepłowniczego (MPEC), którego rynkową wartość wycenia się na 450 mln złotych. Walory może kupić EnBW, który już ma ponad 33% kapitału spółki oraz 20 proc. głosów na WZA. EnBW należy do francuskiego EdF. Ten natomiast jest już inwestorem strategicznym we wrocławskiej Kogeneracji - giełdowej spółce dostarczającej ciepło i prąd.

W Warszawie podpisane zostało porozumienie w sprawie

przedłużenia rurociągu Brody - Płock i stworzenia wspólnego przedsiębiorstwa przez zarządzającą nim kompanię "Ukrtransnafta" i Przedsiębiorstwem Eksploatacji Rurociągów Naftowych "Przyjaźń". Dokumenty podpisali wicepremierzy Polski i Ukrainy Marek Pol i Andrij Kliujew. Naftociągiem Odessa-Brody ma płynąć ropa ze złóż Morza Kaspijskiego. Dzięki temu, Ukraina chce uniezależnić się od dostaw rosyjskiej ropy. Ukraińcy zakończyli budowę morskiego terminalu przeładunkowego w Odessie i swojego odcinka rurociągu niemal 2 lata temu. Nadal jednak stoi on pusty. Od kilku miesięcy Rosjanie zabiegają o wykorzystanie rurociągu w odwrotnym od zaplanowanego kierunku z Brodów do Odessy. Rząd ukraiński ma podjąć decyzję w tej sprawie do połowy lutego. Według wicepremiera Ukrainy Andrija Kliujewa, wspólne przedsiębiorstwo ma na pierwszym etapie zająć się dobudową odcinka naftociągu na polskim terytorium z Brodów do Płocka. Ukraina i Polska mają kontynuować negocjacje dotyczące dobudowy dalszej nitki rurociągu do Gdańska. Andrij Kliujew dodał, że chodzi o 500 km rurociągu. Koszt inwestycji ocenia się na 500 milionów dolarów. Rurociąg może dostarczać 14 i pół miliona ton ropy rocznie, z możliwością rozbudowy do 40 milionów ton rocznie. W miejscowości Brody łączy się z południową nitką rurociągu "Przyjaźń", głównej drogi transportu rosyjskiej ropy do Europy. Strona ukraińska chce by rurociąg z Odessy był alternatywą dla dostaw ropy ze złóż na Syberii rurociągiem "Przyjaźń".

23 stycznia 2004 roku Elektrownia Połaniec S.A. - Grupa Electrabel (Electrabel Połaniec) oraz jej spółka zależna Elpologistyka Sp. z o.o. podpisały umowy na budowę instalacji przygotowania i dozowania biomasy do współspalania w Elektrowni Połaniec z konsorcjum utworzonym przez firmę Metso Paper. Instalacja będzie kosztować około 8 mln EUR, a jej rozruch i rozpoczęcie eksploatacji planowane są na drugą połowę 2004 roku. Umowy zawierają opcję rozbudowy zakładu. Podstawowym paliwem które będzie stosować Electrabel Połaniec w procesie współspalania będzie drewno pozyskiwane przez Lasy Państwowe w trzebieżach i w ramach cięć sanitarnych, które są niezbędne dla utrzymania odpowiedniego stanu sanitarnego lasu. Wykorzystanie biomasy pozwoli na znaczący spadek emisji, SO_2 i pyłów do atmosfery. Jednocześnie, dzięki użyciu biomasy jako paliwa, Electrabel Połaniec będzie spełniać międzynarodowe normy w zakresie emisji CO_2 do atmosfery, które wynikają z ustaleń Protokołu z Kyoto oraz dyrektywy unijnej ETS. Służby ruchowe Electrabel Połaniec przeprowadziły szereg wszechstronnych testów współspalania biomasy w Elektrowni, co pozwoliło na znaczne ograniczenie emisji do atmosfery już w 2003 roku. Punktem wyjścia tych prac są bogate doświadczenia Electrabel i innych spółek Suez w zastosowaniu biomasy na całym świecie. Część energetyczna Suez - Tractebel wytwarza energię z użyciem biomasy w ponad 50 miejscach na świecie, wykorzystując ponad 2 mln ton biomasy z różnych źródeł. Najwięcej energii z biomasy Tractebel wytwarza w USA, gdzie pracuje szereg średniej wielkości elektrowni wykorzystujących zrębki drzewne. Do największych należą Bethlehem (18 MW), Fitchburg (19 MW), Lincoln (18 MW), McBain (18 MW), Northumberland (20 MW), Ryegate (22 MW) i Tamworth (25 MW). Prace projektowe związane z biomasą jako paliwem do produkcji pary prowadzone są także w Brazylii. W Holandii, w elektrowni Gelderland o mocy 596 MW od połowy 2001 roku wykorzystuje się do współspalania wytłoki z oliwek, wcześniej paliwem były zrębki drzewne. W 2002 roku dało to efekt w postaci 12 GWh "zielonej" energii i zmniejszyło emisję CO_2 o 11 tys. ton. W 2002 roku elektrownia węglowa Ruien w Belgii przeszła pozytywnie testy z użyciem zrębków drzewnych. Natomiast w belgijskiej elektrowni Langerlo prowadzone są prace nad wykorzystaniem we współspalaniu osadów z oczyszczalni ścieków.

Przedstawiciele Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa przewidują, że sprężony gaz ziemny (CNG) mógłby do 2007-2008 roku zastąpić w Polsce 2 procent paliw płynnych. Ambitniejsze plany ma Dyrektoriat Generalny Energii i Transportu UE: planuje, że w 2020 roku CNG zastąpi 10 procent paliw płynnych. Dla porównania: biopaliwa mają zastąpić 8 procent, a wodór 5. Celem PGNiG jest stworzenie systemu dystrybucji CNG, aby zdobyć 2 procent rynku paliwowego Polski i sprzedawać do napędu pojazdów ok. 500 mln Nm sześc. gazu ziemnego. Do 2010 roku firma chce doprowadzić do powstania ogólnopolskiej sieci stacji tankowania CNG. W bieżącym roku powstanie ogólnodostępna stacja w Tarnowie, w przyszłym w Warszawie, Wrocławiu, Gdańsku i Krakowie, w 2006 - w kolejnych miastach. Stacje będą budowane przez spółki dystrybucyjne zależne od PGNiG i inne podmioty.

W Legnicy, na wysypisku komunalnym powstanie największa w Polsce elektrociepłownia na biogaz. Inwestycja, której wartość oceniana jest na 6 mln złotych, zostanie zrealizowana przez polsko-brytyjską firmę ENER-G. Pierwsze prace ruszą w marcu tego roku. Energia elektryczna i ciepło będą produkowane z biogazu, który powstaje w wyniku naturalnej fermentacji śmieci.

Premier Leszek Miller zaprzeczył w Sejmie, że powodem dymisji ministra skarbu Piotra Czyżewskiego był jego sprzeciw wobec prywatyzacji grupy G-8. Opozycja nie dała temu zaprzeczeniu wiary.

Śląska Huta Łaziska będzie od lutego kupować energię wyprodukowaną z węgla brunatnego. Dostawcą będzie Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin. Huta zużywa rocznie energię za ponad 100 mln zł. Dostarczana energia będzie pochodzić z Elektrowni Konin. Plany huty zakładają wzrost produkcji i zwiększenie zapotrzebowania na energię mniej więcej o 70 proc.

Elektrim sprzedał 28,4 proc. akcji Mostostalu Warszawa, a 33,4 mln zł uzyskane z tej transakcji zamierza przeznaczyć na dalszy wykup akcji od pracowników Zespołu Elektrowni PAK. Elektrim zaczął skupować akcje ZE PAK w końcu ubiegłego roku oferując pracownikom 133,29 zł za akcję, czyli 45 proc. ceny, jaka była uzgodniona w pakiecie socjalnym zawartym ze związkami zawodowymi podczas prywatyzacji PAK. Według nieoficjalnych informacji uzyskanych od pracowników odkupiono już w sumie około 1/3 posiadanych przez nich akcji.

Świat w skrócie



Duńscy producenci elektrowni wiatrowych Vestas i NEG Micon zawarli umowę o fuzji, która pozwoli kontrolować 35 proc. światowego rynku tych urządzeń prądotwórczych. Nowa grupa będzie zatrudniać 8500 pracowników i osiągać obroty ponad 2,7 mld EUR. Fuzja, a raczej przejęcie NEG Micon, będzie wymagać podwyższenia kapitału Vestas o 2 mld DKK. Jej akcjonariusze przejmą 80 proc. w nowej grupie o tej samej nazwie.

Bruksela ma bowiem pozwać Włochy do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości w związku z dekretem utrudniającym ekspansję EdF na włoskim rynku. Jednocześnie jednak Komisja zadała cios francuskiemu koncernowi - żądając zwrotu blisko miliarda euro tytułem nielegalnie otrzymanej pomocy publicznej (chodzi o przywileje podatkowe, jakimi cieszył się EdF we Francji).

Pięć zagranicznych spółek, które złożyły oferty kupna 66 proc. akcji Slovenske Elektrarne, zostało dopuszczonych do badania finansowego dominującego na słowackim rynku producenta energii. Wśród nich jest czeski CEZ oraz rosyjski Inter UES, które zainteresowane są także przejęciem elektrowni atomowej. Słowacki rząd zdecydował się na zwiększenie wielkości pakietu akcji spółki z 49 do 66 proc. Wartość mniejszego analitycy szacowali na 300 mln EUR (1,39 mld zł).

E.ON zamierza zainwestować w latach 2004 - 2006 13,8 mld euro, w tym 5,1 mld w zakupy, i nie wyklucza dodatkowych transakcji kupna. Niemcy przeznaczą 8,7 mld na poprawę stanu technicznego sieci gazowo-elektrycznych albo na ochronę środowiska w energetyce, a 5,1

mld na uzupełnienie istniejących już udziałów na kluczowych rynkach. Na Europę Środkową przypadnie 5,4 mld, w tym 1,1 mld na podwyższenie kapitału firm, w których mają już udziały.

Popyt na energię elektryczną w Hiszpanii w 2003 r. wzrósł o 5,8 proc. do 223,5 terawatogodziny - wyliczyła firma Red Electrica Espana, właściciel większości sieci wysokiego napięcia w Hiszpanii. Kraj ten importuje 5,7 terawatogodziny energii z Francji i eksportuje 4,4 terawatogodziny energii do Portugalii, Maroka i Andory.

W Kijowie ciągle nie podjęto decyzji o sposobie funkcjonowania konsorcjum z udziałem Gazpromu, które ma się zajmować eksploatacją ukraińskich gazociągów.

Dwie czeskie elektrownie jądrowe: Temelin i Dukovany wyprodukowały aż o 3,2 proc. energii więcej niż planowano. Sześć bloków w obu elektrowniach wyprodukowało łącznie 25,86 GWh. Większa produkcja był możliwa dzięki remontom kilku zakładów opalanych tradycyjnym paliwem. W przyszłości możliwy jest nawet jego eksport do innych państw. W tym i do Austrii, która bardzo mocno protestowała przeciwko budowie zakładu w Temelinie.

Gazprom, największy na świecie producent gazu, w 2003 r. zwiększył wydobycie tego surowca o 3 proc. Rosyjski koncern wydobył 540,17 mld m sześc. gazu w porównaniu z 523,79 m. sześc. w 2002 r. - podało ministerstwo energii.

RWE, trzecia w Europie spółka użyteczności publicznej, zakończy 2003 r. prawie 20-proc. spadkiem zysku. To efekt wysokich kosztów rozwoju działalności w Wielkiej Brytanii i Stanach Zjednoczonych oraz gorszych wyników: Hochtief, działu budowlanego i Heidelberger Druckmaschinen, ramienia poligraficznego. Zysk operacyjny RWE spadł o 18 proc. w porównaniu z 4,5 mld EUR (20,7 mld zł), jakie koncern wypracował w 2002 r. Analitycy spodziewali się 19-proc. wzrostu - do 5,4 mld EUR (24,8 mld zł). O 6 proc. spadła także sprzedaż koncernu, która na koniec 2003 r. wyniosła 46,6 mld EUR (214,3 mld zł). Kurs akcji spółki poszedł w dół prawie o 2,5 proc.

Bułgarski Naczelny Trybunał Administracyjny zezwolił przedsiębiorstwu Atomenergoremont na kupno elektrowni jądrowej w Kozłoduju. Anulowano decyzję sądu niższej instancji jako nieuzasadnioną. Siłownia dostarcza ponad 45 proc. energii w Bułgarii, ma 2 reaktory po 1000 MW i dwa starsze po 440 MW, których likwidacji domaga się Unia Europejska. Najstarsze dwa zamknięto już w końcu 2002 r.

W najbliższych miesiącach Gazprom będzie mógł kupić 34 proc. akcji litewskiej narodowej firmy gazowniczej Lietuvos Dujos - zdecydował rząd w Wilnie. Cena: 37 mln dolarów. To o jedną szóstą mniej niż za takiej samej wielkości pakiet akcji litewskiej firmy w maju 2002 r. zapłaciły niemieckie E.ON i Ruhrgas. Przez prawie półtora roku Wilno nie chciało się zgodzić, aby Rosjanie zapłacili mniej niż Niemcy.

Wonderware, firma będąca jednostką biznesową Invensys Systems, Inc., wprowadziła nową wersję procesowej bazy danych IndustrialSQL Server 8.0 Enterprise Edition. IndustrialSQL Server™, procesowa baza danych czasu rzeczywistego firmy Wonderware, z 14 000 instalacji na całym świecie, należy do grona liderów wśród oprogramowań do archiwizacji danych o procesie produkcyjnym. Nowa wersja Wonderware IndustrialSQL Server 8.0 Enterprise Edition wykorzystuje Microsoft Cluster Services, jeszcze bardziej zwiększając wysoką niezawodność aplikacji tworzonych z jej wykorzystaniem. Klaster (ang. cluster) to grupa współpracujących ze sobą komputerów, na których uruchomiony jest ten sam zestaw aplikacji, widziana jednak z punktu widzenia stacji klienckiej i aplikacji na niej działającej, jako jeden system.

Już po raz drugi rumuński rząd przełożył termin zakończenia prywatyzacji spółki paliwowej SNP Petrom, tym razem o trzy miesiące. Zdaniem analityków, może to oznaczać, że w roku wyborczym rumuński rząd nie chce się pozbywać kontroli nad strategicznymi przedsiębiorstwami. Jedną z firm biorących udział w przetargu na Petrom jest PKN Orlen.

Kilka dużych europejskich firm gazowych stara się o przejęcie 2 rumuńskich grup dystrybucji gazu Distrigaz Południe i Północ. Z tego też powodu rząd w Bukareszcie przedłużył o 3 miesiące do marca ich prywatyzację, aby uzyskać jak najlepszą cenę. Jest oczywiste, że obie nie zostaną sprzedane jednemu inwestorowi, aby uniknąć tworzenia monopolu - wyjaśnił minister gospodarki Dan Ioan Popescu. Jego zdaniem, będą potrzebne nakłady 550 mln USD w modernizację ponad połowy krajowej sieci gazociągów.

Włoskie przedsiębiorstwo państwowe ENEL zyska na wartości 5,5 mld euro dzięki nowym stawkom za energię elektryczną, proponowanym przez władze. Urząd regulacji rynku energetyki zaproponował nowe stawki na lata 2004-2007, co zwiększy wartość aktywów ENEL z 15,5 do 20 mld euro, a firmy przesyłowej Terna z 4 do 5 mld.

Rosyjski sąd II instancji zdecydował, że Michaił Chodorkowski, były szef naftowego koncernu Jukos, do niedawna najbogatszy Rosjanin będzie musiał siedzieć w areszcie do 25 marca. Prokuratura wysłała również listy gończe za Leonidem Niewzlinem i Władimirem Dubowem (przez firmę Menatep są współwłaścicielami Jukosu). Niewzlin, któremu zarzucono oszustwa podatkowe, uchodził za osobę numer 2 w koncernie naftowym.

W 2003 r. kraje Europy Środkowo-Wschodniej znacząco zwiększyły eksport produkowanej przez siebie energii elektrycznej. Np. litewski koncern Lietuvos Energija wyeksportował 7,5 tys. GWh energii elektrycznej, o 10,3 proc. więcej niż w świetnym 2002 r. W eksporcie energii Lietuvos Energija współpracuje z rosyjskimi RAO JES. Za pośrednictwem rosyjskiego koncernu w zeszłym roku Litwini sprzedali 4 tys. GWh prądu do rosyjskiej enklawy w Kaliningradzie, a 2,4 tys. GWh - na Białoruś. W tym i następnych latach Litwa zmniejszy jednak eksport energii. Wraz ze stopniową likwidacją elektrowni atomowej w Ignalinie, kraj będzie miał coraz mniejsze nadwyżki elektryczności na eksport. Może nawet zostać importerem. O eksporcie elektryczności na Litwę myśli już Białoruś. W tym celu byłyby wykorzystywane sieci energetyczne, którymi teraz Mińsk sprowadza litewską elektryczność. Białoruś ma zresztą szerzej zakrojone plany eksportu własnej energii elektrycznej. W zeszłym roku sprzedała np. do Polski około 0,7 tys. GWh wyprodukowanych w dwóch specjalnie wydzielonych blokach elektrowni wodnej w Berezie i stąd przesłanych do Białegostoku. W Mińsku chcą jednak wykorzystać również dwa potężne kable przesyłowe ułożone wzdłuż autostrady kończącej się w Brześciu. W ostatnich miesiącach władze Białorusi rozważały budowę w pobliżu Brześcia elektrowni opalanej węglem z polskich kopalń w Zagłębiu Lubelskim. Energia produkowana w tej elektrowni byłaby sprzedawana do Polski.

Przedstawiciel UE, ku zaskoczeniu polskich urzędników, zadeklarował poparcie dla budowy drugiej nitki Jamału przez Polskę. Deklarację złożył Faouzi Bensarsa, bliski współpracownik Loyoli de Palacio, komisarza UE ds. energetyki i transportu. A uczynił to w Warszawie w czasie ceremonii po wymianie not o zatwierdzeniu przez rządy Polski i Ukrainy umowy w sprawie rurociągu Odessa - Brody. Zaskoczenia jego deklaracją nie kryła część polskich urzędników, np. obecny na ceremonii prezes PGNiG - Marek Kossowski. Do tej pory Komisja Europejska nie wypowiadała się na temat rozbudowy gazociągu jamalskiego. Gazprom nie mówi nic konkretnego na temat przyszłości tej inwestycji. Zaczął natomiast namawiać rządy i firmy z Europy Zachodniej do udziału w budowie gazociągu północnoeuropejskiego. Poprowadzony po dnie Bałtyku miałby połączyć bezpośrednio Rosję z Niemcami. Obie inwestycje się wykluczają. Drugą nitkę Jamału można zbudować za 1 mld dol., rura bałtycka kosztowałaby 5-7 mld.

Prezes Electricite de France - Francois Roussely stwierdził, że spodziewa się zmiany statusu swego przedsiębiorstwa przed 1 lipca - terminem otwarcia rynków energii elektrycznej na konkurencję.

Czyste powietrze w zamian za dług

Piotr Łepkowski



Na początku ubiegłego dziesięciolecia Polska znajdowała się w czołowej dwudziestce największych dłużników świata. Kredyty międzynarodowe zaciągnięte przez nasz rząd w czasach socjalistycznych wyniosły pod koniec 1993 r. 41 mld dolarów. Byliśmy również wśród grupy państw, które oficjalnie ogłosiły, że zaciągniętego długu nie są w stanie zwrócić bez pomocy z zewnątrz. Problem krajów – dłużników nasilił się w latach 80. do niespotykanej wcześniej skali, a niespłacone kredyty coraz poważniej zagrażały stabilności ekonomicznej krajów wierzycielskich i całej światowej gospodarce.

Powodów zaistniałej sytuacji było wiele, a główne z nich to wzrost stopy procentowej na międzynarodowym rynku kapitałowym, skracanie czasu spłat pożyczek i niekorzystnie układające się przemiany gospodarcze na świecie, związane ze wzrostem cen ropy naftowej. Równocześnie spadły ceny towarów eksportowanych przez kraje rozwijające się, co oznaczało dla nich zmniejszenie dochodów z eksportu i ograniczenie możliwości spłaty kredytów. Istotnym powodem wejścia danego kraju w „pułapkę kredytową" stawało się również nieumiejętne wykorzystanie zaciągniętych pożyczek.

Pierwszym krokiem do wyjścia z trudnej sytuacji było rozpoczęcie przez Polskę negocjacji z Klubem Paryskim – międzynarodową komisją finansową zrzeszającą kilkanaście państw, które udzieliły kredytów lub gwarantowały je krajom rozwijającym się. W odpowiedzi na wniosek zadłużonego państwa, organizacja ta decyduje o możliwościach częściowego umorzenia długu, przesunięciu w terminie spłat rat z odsetkami, a także o zamianie części długu na majątek trwały przedsiębiorstw i inwestycje proekologiczne w kraju dłużnika.

W 1991 r. Klub Paryski podjął decyzję o umorzeniu połowy polskiego długu. Obniżono również naliczane odsetki i przesunięto spłatę należności do 2010 r. Zgodnie z umową, dalsze 10 proc. niespłaconego kredytu możemy wykorzystać w ramach tzw. ekokonwersji długu na wsparcie przedsięwzięć związanych z ochroną środowiska w Polsce.

Idea zamiany międzynarodowych długów w inwestycje proekologiczne na terenie państw dłużników przynosi korzyści obu stronom. Dłużnik może zredukować skażenie środowiskowe w swoim kraju, wdrażając przy tym nowoczesne technologie i urządzenia sprowadzone od rozwiniętych przemysłowo krajów – donatorów. Wiąże się to z ożywieniem wymiany gospodarczej pomiędzy państwami współpracującymi. Pod względem ekologicznym zyskuje na umowie cały makroregion.

Czym jest EkoFundusz

Instytucją trzymającą pieczę nad finansami związanymi z ekokonwersją długu w Polsce jest EkoFundusz. Fundacja ta została powołana przez Ministra Finansów i jest organem niezależnym, nie nastawionym na zysk. Jej kasę zasilają wpływy finansowe z budżetu naszego państwa będące zobowiązaniami wobec krajów, które przystąpiły do ekokonwersji, czyli USA, Francji, Szwajcarii, Włoch, Szwecji i Norwegii. W wyniku dotychczas podpisanych umów fundacja pozyska łącznie na przedsięwzięcia z zakresu ochrony środowiska kwotę 571 mln dolarów. Środki te są i będą corocznie wpłacane w ratach przez polski rząd na konto EkoFunduszu aż do 2010 r. Ponadto fundacja uzyskuje też wpływy z operacji bankowych oraz darowizn.

Kluczowym zadaniem EkoFunduszu jest przyznawanie i zatwierdzanie bezzwrotnych dotacji dla zgłaszanych projektów.

Według nowej strategii przyjętej od 2004 roku fundacja będzie koncentrować środki na projektach niekomercyjnych. Oznacza to całkowite wycofanie się z udziału w inwestycjach charakteryzujących się wysoką opłacalnością. Zmiana podyktowana jest zamiarem pomocy inwestorom, dla których dotacja często stanowi kluczową sprawę w podjęciu planowanego przedsięwzięcia niekomercyjnego, mającego na celu jedynie względy ochrony środowiska.

EkoFundusz może dofinansować projekty nowatorskie. Ze wsparcia mogą korzystać samorządy, przedsiębiorcy i osoby prywatne. Fundacja udziela pomocy we wprowadzeniu na nasz rynek najlepszych technologii pochodzących od krajów będących stronami ekokonwersji, stymulując rozwój polskiego przemysłu w kierunku ochrony środowiska. Zgodnie ze statutem EkoFunduszu, dotacje przyznawane są przedsięwzięciom związanym z redukcją transgranicznego transportu dwutlenku siarki oraz tlenków azotu, ograniczeniem dopływu zanieczyszczeń do Bałtyku, ochroną zasobów wody pitnej, ograniczeniem emisji gazów powodujących zmiany klimatu Ziemi, ochroną różnorodności biologicznej oraz gospodarką odpadami i rekultywacją gleb zanieczyszczonych.

Fundacja wspiera projekty dopiero rozpoczynane oraz będące już w fazie realizacji, ale tylko wówczas gdy ich zaawansowanie finansowe nie przekracza 60 proc. W niektórych przypadkach wysokość dotacji może wynieść do 50 proc. wartości danego projektu. Wielkość ta uzależniona jest od rodzaju przedstawionego przedsięwzięcia oraz od podmiotu składającego wniosek. Decyzję o pozytywnym bądź negatywnym rozpatrzeniu

wniosków podejmuje Rada fundacji złożona z przedstawicieli Polski oraz krajów – donatorów. EkoFundusz nie dotuje przedsięwzięć, które kwalifikują się do otrzymania dofinansowania w ramach programów pomocy z Unii Europejskiej oraz projektów badawczych, prototypowych oraz wiążących się z dużym ryzykiem inwestycyjnym.

Biomasa

Priorytetowym obszarem działania fundacji jest wspieranie energetyki odnawialnej. Szczególnie istotną jest sprawa biomasy ze względu na dużą nadprodukcję tego paliwa w kraju i stosunkowo małą efektywność jego wykorzystania. Chodzi tu głównie o słomę i odpady drzewne. W celu zachęcenia potencjalnych inwestorów EkoFundusz co roku w okresie wiosennym ogłasza konkurs na energetyczne wykorzystanie biomasy. Szczegółowe informacje na temat można uzyskać na stronach fundacji (www.ekofundusz.org.pl).

Rośliny energetyczne

Coraz więcej mówi się o uprawach roślin z późniejszym wykorzystaniem ich do celów energetycznych. Te inwestycje również mogą być honorowane przez fundację. W przypadku akcesji Polski do UE przebranżowienie naszych rolników na produkcję nieżywnościową może dać im szansę rozwoju bez konieczności konkurowania z rolnictwem unijnym. Warto jednak przypomnieć, że prowadząc wspólną politykę rolną z państwami UE (pochłaniającą ponad 40 proc. unijnego budżetu) polscy rolnicy powinni mieć w przyszłości zagwarantowane minimalne ceny zbytu na produkty żywnościowe oraz zapewniony ich zbyt. Tak właśnie dzieje się w krajach już zrzeszonych. Co więcej, na terenach gdzie występuje nadprodukcja, Unia zapewnia swoim rolnikom rekompensaty za zaniechanie produkcji.

Pompy ciepła

Pozytywną opinię w sprawie dotacji mogą otrzymać projekty z wykorzystaniem pomp ciepła w sytuacjach, gdy zamierzamy dokonać modernizacji źródła ciepła z zamianą paliwa na bardziej ekologiczne, a wnioski powinny szczegółowo przedstawiać spodziewany zysk ekonomiczny i ekologiczny przedsięwzięcia.



Energia ze słońca, wiatru i wody

EkoFundusz dotuje inwestycje związane z energetyką słoneczną, która nawiasem mówiąc, przy obecnych cenach urządzeń solarnych ma stosunkowo małe szanse szerszej popularyzacji bez zewnętrznego wsparcia. Ceny jednostkowe całej instalacji do ogrzewania wody użytkowej wahają się od 1000zł/m^2 dla układów najprostszych do ok. 5000 zł/m^2 w przypadku zastosowania bardziej wydajnych kolektorów próżniowych. Fundacja rozpatruje jednak tylko większe projekty inwestycyjne, tam gdzie powierzchnia kolektorów wynosi przynajmniej 50 m^2. W przypadku elektrowni wiatrowych możliwość wsparcia Ekofunduszu jest ograniczona, ponieważ brak jak na razie na polskim rynku producenta odpowiednio nowoczesnych turbin wiatrowych, a wśród krajów, które dokonały z nami ekokonwersji, jedynie przedsiębiorstwa z USA posiadają wystarczająco sprawdzone technologie, aby mogły być one dotowane przez fundację. EkoFundusz może jednak honorować projekty w przypadku gdy np. dostarczymy renomowanym wykonawcom siłowni wiatrowych z krajów nie będących stronami kontraktu, podzespoły wykonane w państwach ekokonwersji. Potencjalnym inwestorom pozostaje jeszcze rozważenie zyskowności elektrowni wiatrowych w świetle obowiązującego prawa dotyczącego warunków sprzedaży energii.

Na wsparcie z EkoFunduszu w raczej nie mogą liczyć inwestujący w małą energetykę wodną, ponieważ tego typu przedsięwzięcia bywają w konflikcie ze środowiskiem. Pomoc natomiast mogą otrzymać inwestorzy planujący przedsięwzięcia z wykorzystaniem wszelkiego rodzaju energii odpadowej w przemyśle.

Warto dodać, że dotacje fundacji mają charakter bezzwrotnej pomocy zagranicznej i w przypadku finansowania zakupów z tych środków przysługuje zwrot podatku VAT naliczonego od zrealizowanych zakupów. Możliwe jest również zwolnienie z cła i opłaty granicznej. Przy korzystaniu z tej możliwości, sposób współdziałania fundacji i firmy dotowanej określa się w umowie.

Nowe projekty

Wśród większych najnowszych projektów zatwierdzonych i wspieranych przez EkoFundusz znalazła się m.in. inwestycja wykorzystania lokalnych źródeł gazu w Elektrociepłowni Zielona Góra SA, polegająca na budowie bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 190 MW i mocy cieplnej 95 MW. Przedsięwzięcie uzupełni dotychczasowy system oparty na węglu kamiennym. Nowa instalacja przejmie ok. 50 proc. produkcji energii cieplnej w mieście, co przyniesie ograniczenie emisji zanieczyszczeń i przyczyni się do likwidacji wielu małych, ale uciążliwych kotłowni lokalnych. Budowa nowego bloku zaspokoi dotychczasowy lokalny deficyt energii elektrycznej w tym regionie kraju.

Kolejna ciekawa inwestycja wsparta przez fundusz, to modernizacja systemu ciepłowniczego miasta Pisz z zastosowaniem drewna jako paliwa podstawowego. Nowy układ osiąga moc 21 MW i zastąpił 12 zlikwidowanych ciepłowni węglowych, w których dotychczas w sezonie grzewczym spalano około 11,5 tys. ton węgla i 2,7 tys. ton drewna. Ze wsparcia EkoFunduszu skorzysta również miejscowość Trzcianka, gdzie zostaną zmodernizowane sieci przesyłowe, wykonana zostanie termomodernizacja budynków mieszkalnych należących do tamtejszej spółdzielni mieszkaniowej, a stara kotłownia rejonowa zostanie przystosowana do spalania zrębków wierzby energetycznej.

Kogeneracyjny blok z silnikiem Stirlinga

Konkurencji brak!

prof. zw. dr hab. Włodzimierz Kotowski

Decentralizację wytwarzania ciepła i energii elektrycznej uznaje się za najbardziej efektywną drogę obniżania globalnej emisji dwutlenku węgla do atmosfery (o ok. 25 proc. do 2010 r.). Relatywnie wielki potencjał uefektywniania energetyki upatruje się dziś nie tylko w budowie lokalnych (gminnych) elektrociepłowni na bazie miejscowych źródeł biomasy, ale nawet w kogeneracyjnych agregatach o mocy 5-50 kWe na potrzeby domów jedno- i wielorodzinnych.

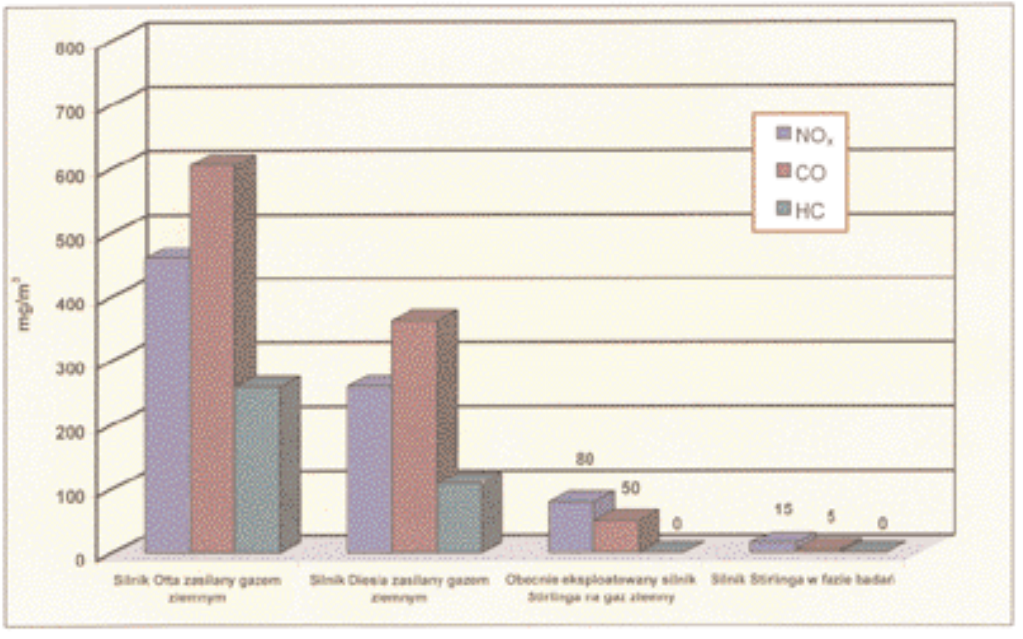
Tego typu agregaty kogeneracyjne z silnikami Stirlinga okazują się bezkonkurencyjnymi. W przeciwieństwie bowiem do silników Otta i Diesla, przestrzenie robocze w silnikach Stirlinga są jednorazowo, trwale wypełnione gazem o ciśnieniu 4-15 MPa i szczelnie zamknięte. Dzięki takiej konstrukcji nie ma w nich zaworów i łańcuchów rozrządu, a za sprawą zewnętrznego doprowadzania ciepła, rodzaje jego źródła mogą być autentycznie dowolne, tj. nie tylko stałe, ciekłe czy gazowe, ale w dodatku zarówno nieodnawialne (węgiel, ropa, gaz ziemny), jak i odnawialne, a wśród nich stosuje się obecnie nawet energię słoneczną poprzez bezpośrednie napromieniowanie podgrzewaczy silnikowych, wypełnionych gazem roboczym (najefektywniej wodorem lub helem). Spaliny nie mają możliwości wnikania do silnika Stirlinga, co owocuje niskim zużywaniem się jego części oraz relatywnie długimi okresami eksploatacji. Silniki Stirlinga, jako jednostki napędowe w niewielkich agregatach kogeneracyjnych, wykazują wiele zalet w porównaniu z konwencjonalnymi tego typu urządzeniami:

- czasookresy międzyremontowe silników Stirlinga, dzięki hermetycznie zamkniętej obudowie w odniesieniu do paliwa, wynoszą 5000-8000 godzin, dzięki czemu ich koszty eksploatacyjne są znacznie niższe od silników Otta i Diesla;
- emisje szkodliwych dla środowiska spalin są wielokrotnie niższe z palników silników Stirlinga w porównaniu do Otta i Diesla nawet tych, które stosują katalizatory.

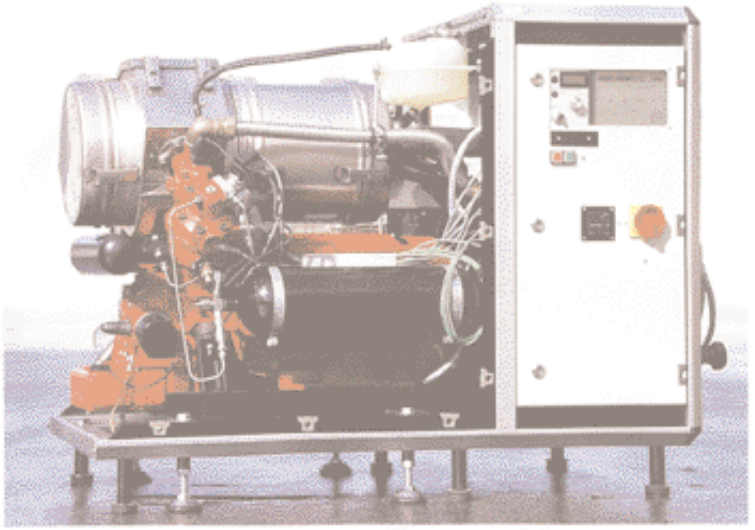
Te czynniki stanowią ekologiczną oraz ekonomiczną bazę intensywnych działań badawczo-wdrożeniowych silników Stirlinga nie tylko dla małych agregatów kogeneracyjnych, stosowanych w budownictwie mieszkaniowym, ale również do napędu niektórych samochodów.

Ekonomika i ekologia

Sprzężona wytwórczość ciepła i energii elektrycznej, owocująca oszczędnościami w zużyciu energii pierwotnej i ograniczoną emisją CO_2, przy racjonalnej eksploatacji urządzeń przynosi użytkownikowi znaczne efekty ekonomiczne. Te efekty motywowały szybki rozwój agregatów kogeneracyjnych z



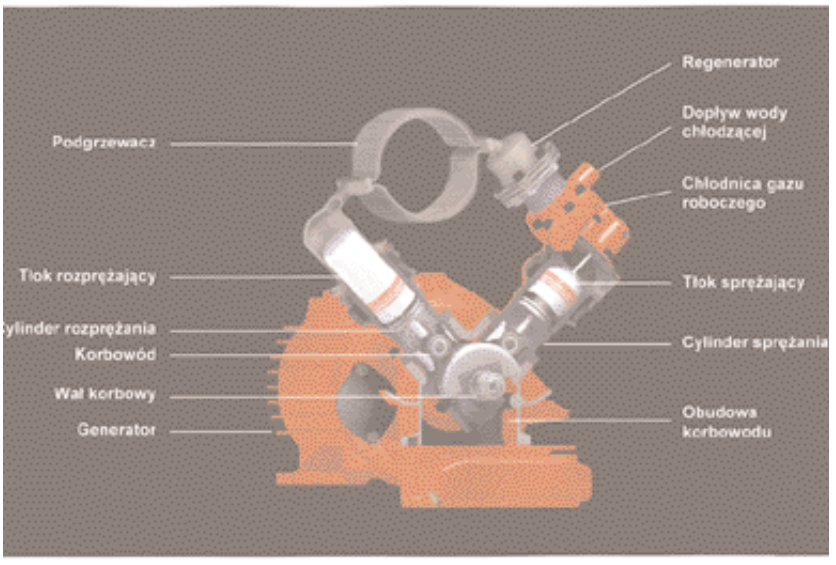
Rys. 1. Emisja zanieczyszczeń NO_x, CO i węglowodorów z agregatów kogeneracyjnych, napędzanych silnikami Otta i Diesla na paliwo gazowe oraz Stirlinga.



Rys. 2. Widok kogeneracyjnego agregatu z dwucylindrowym silnikiem Stirlinga (na górze), zbiornikiem zapasowym gazu roboczego (helu - na dole) i elektrogeneratorem (z tyłu).

silnikami Otta i Diesla dla mocy powyżej 50 kWe dziś przy niższych mocach bezkonkurencyjnymi są agregaty elektrociepłownicze, napędzane silnikami Stirlinga, które okazują się szczególnie ekonomiczne w budownictwie mieszkaniowym, a w dodatku osiągają długie cykle eksploatacyjne między kolejnymi remontami.

Do czołowych wytwórców silników Stirlinga w Europie należy firma SOLO GmbH, znajdująca się koło Stuttgartu w RFN. W agregatach elektrociepłowniczych typu BHKW-161 firmy SOLO stosuje się silniki Stirlinga z bezpłomiennym palnikiem na gaz ziemny i ewentualnie na biogaz z beztlenowej fermentacji odpadów rolniczych, komunalnych, czy szlamów pościekowych z miejsko-gminnych oczyszczalni. Można stosować również mieszaninę tlenku węgla, wodoru i metanu ze zgazowania biomasy. Ciepłem spalin nie tylko ogrzewa się tu cyrkulującą wodę grzewczą, ale również powietrze dla palnika. To umożliwia ponadto relatywnie znaczną cyrkulację spalin, które rozcieńczając gaz palny w palniku zapewniają relatywnie niską emisję NO_x, CO i węglowodorów do atmosfery, co w porównaniu z silnikami Otta oraz Diesla – tej samej mocy i zasilanych identycznym gazem ziemnym – ilustruje rys. 1. Gaz ziemny w silniku Diesla stosowano z inicjującą dawką oleju napędowego.



Rys. 3. Schemat działania dwucylindrowego silnika Stirlinga ze wspólnym walem korbowym.

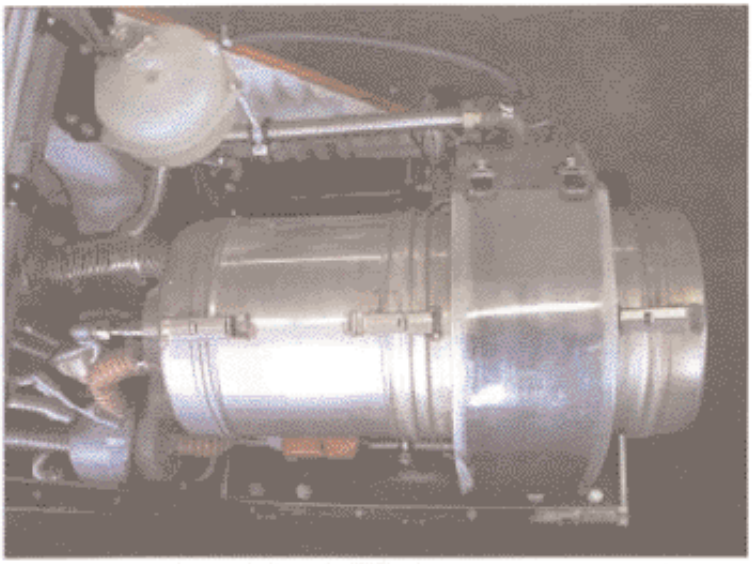
Budowa i praca

Dwie właściwości silnika Stirlinga zasługują na szczególną uwagę:

- Proces eksploatacji silnika Stirlinga przebiega pomiędzy dwoma poziomami temperatur. Osiągana moc i stopień sprawności zależą od poziomu dopływu, jak i odpływu ciepła, przy czym temperatura zewnętrznego ogrzewania gazu roboczego dla cylindra i tłoka roboczo-rozprężającego (ekspansywnego) winna być jak najwyższa, przy czym dobrany metal powyższych wytrzymuje trwale 700 st. C. Natomiast temperaturę chłodzenia gazu roboczego dla cylindra z tłokiem sprężającym (kompresyjnym) należy utrzymać jak najniżej, przy pomocy przepływającej wody chłodzącej. Każde obniżenie temperatury chłodzenia o 10 st. C zapewnia wzrost sprawności elektrogeneratora o 1 proc. oraz przyrost mocy o 350 W dla agregatu 10 kWe. Globalny wskaźnik sprawności wzrasta bowiem dzięki poprawiającej się kondensacji opar wody w wymienniku ciepła.
- W czasie startu silnika trzeba podgrzać relatywnie dużą masę komory spalania, podgrzewacza i regeneratora, co trwa parę minut. Przy odstawieniu silnika tylko część tej energii daje się odzyskać. Cykle termiczne obciążają również inne tworzywa silnika i wpływają na skracanie się cykli międzyremontowych. Z tych to względów należy minimalizować przerwy w ruchu silnika Stirlinga do najwyżej jednej dobowo.

Agregat kogeneracyjny firmy SOLO typu BHKW-161 według rys. 2 składa się z następujących elementów:

- Obudowy dźwięko- i ciepłochronnej, której pokrywa oraz trzy ściany są rozbieralne.
- Silnik jest zabudowany w przedniej części, do którego – poprzez sprzęgło – przytwierdzony jest elektrogenerator z przeciwnej (niewidocznej) strony.
- W dolnej części rysunku widoczny zbiornik z rezerwą gazu roboczego, którym jest hel.
- Komora spalania gazu opałowego i palnik są nad silnikiem i przytwierdzone do elektrogeneratora.
- Z prawej strony jest szafa sterownicza, w której jest przede wszystkim instalacja elektryczna, a poza tym sterownicze elementy elektroniki oraz pomiarowo-sygnalizacyjne.
- Z tyłu jest powietrzny wymiennik ciepła spalin, a pod nim płytowy wymiennik ciepłej wody dla ogrzewania domu i pompa obiegowa.

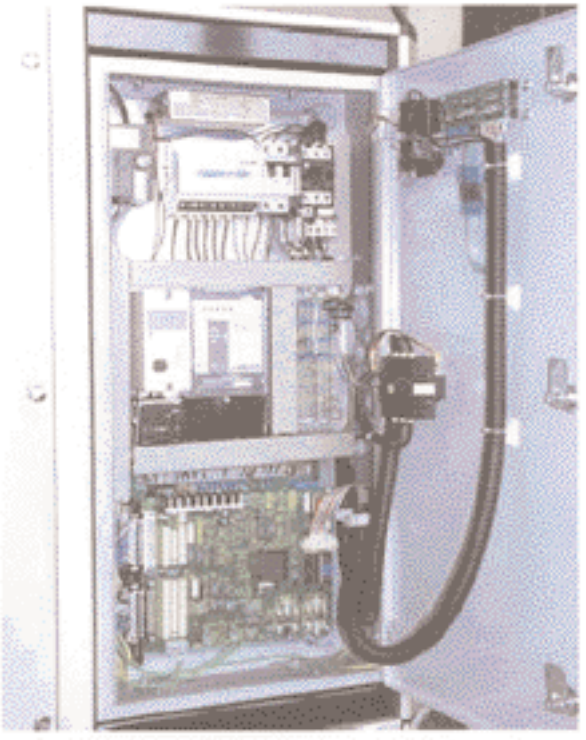


Rys. 4. Komora spalania silnika Stirlinga z góry, z lewej strony - wentylator i podłączenia.

• Na tylnej ścianie obudowy agregatu są rurociągi gazu opałowego, jak i spalin wraz z licznikiem ciepła.

Specyfiką silnika Stirlinga jest (wg rys. 3) stałe przetłaczanie gazu roboczego między dwoma cylindrami tam i z powrotem, przy czym gaz ten nie może wypłynąć na zewnątrz.

Dostarczona energia cieplna, która zostaje w ostateczności zamieniona w energię ruchu wału korbowego, dopływa do gazu roboczego z zewnątrz poprzez wymiennik ciepła, nazwanym na rys. 3 podgrzewaczem. Dopływ ciepła może nastąpić z różnych jego źródeł – w omawianym przypadku ze spalania metanu w palniku.



Rys. 5. Wnętrze szafy sterowniczo-pomiarowej kogeneracyjnego agregatu energetycznego z silnikiem Stirlinga.

Tłoki obu cylindrów są przesunięte wobec siebie o kąt obrotowy 90 st., tzn. gdy jeden zbliża się do martwego punktu, to drugi go opuszcza. Między obu cylindrami znajdują się: podgrzewacz (z palnikiem), regenerator i chłodnica wodna gazu roboczego.

Jak w każdym silniku spalinowym, tak i tu podstawowe elementy budowy są identyczne. W silniku Stirlinga tłoki obu cylindrów przetłaczają gaz roboczy tam i z powrotem, przy czym podczas tłoczenia ogrzanego do jednego z nich zwanego roboczym, następuje ekspansja (rozprężanie) powyższego, a w czasie przepływu zimnego do drugiego gaz ulega kompresji (sprężaniu). Dlatego jeden cylinder nazywa się roboczo-rozprężającym, a drugi sprężającym gaz roboczy (kompresyjnym). Tłok cylindra roboczego – dzięki ogrzewaniu gazu roboczego – poprzez krzyżulec, napędza wał korbowy. Cylindry są wobec siebie usytuowane w postaci litery „V", co zapewnia zsynchronizowany ruch obu tłoków poprzez wał korbowy. Tłoki są połączone korbowodami poprzez krzyżulce i drążki korbowe z wałem korbowym, który jest sprzężony z kołem zamachowym.

Korbowody między tłokami, a krzyżulcami są starannie uszczelnione, by nie tylko zapobiec ewentualnie stratom gazu roboczego, ale również przenikaniu oleju do cylindrów z krzyżulców i łożysk, smarowanych olejem w obiegu. W cylindrze roboczym olej uległby bowiem zakoksowaniu przy panujących tam temperaturach.

Gaz roboczy w silniku jest pod ciśnieniem 4-15 MPa, co korzystnie oddziałowuje na globalną sprawność silnika Stirlinga, przewyższającą osiąganą przez silniki Otta i Diesla. Na sprawność ma również wpływ rodzaj gazu roboczego – najlepszymi są wodór i hel. Z tych względów nieźle toruje sobie silnik Stirlinga drogę do napędu niektórych pojazdów samochodowych.

Podgrzewacz jest wykonany z wiązki rurek o kształcie pierścieni, które ogrzewa palnik gazowy (lub spaliny ze spalania węgla, drewna itp.) do ok. 740 st. C. Natomiast chłodnica jest również zbudowana z wiązki rur, przez które płynie woda chłodząca.

Regenerator – będący zasobnikiem termicznym między obu cylindrami – jest wykonany ze stosu siatek metalowych. Poprawia on termodynamikę procesu cyrkulującego gazu roboczego, a tym samum podnosi znacznie sprawność całego układu, będącego dzięki temu konkurencyjnym do silników Otta oraz Diesla.

Podgrzewacz z palnikiem znajdują się w cylindrycznej, poziomej komorze spalania, która ilustruje rys. 4. Wyznaczony poziom temperatury – w oparciu o pomiary termoparami – utrzymuje elektronicznie sterowany regulator.

Obieg gazu roboczego

Gaz roboczy (w agregacie firmy SOLO typu BHKW-161 jest nim hel) znajduje się w

procesie Stirlinga pomiędzy tłokami obu cylindrów oraz w podgrzewaczu, regeneratorze i w chłodnicy wodnej. W nich dokonuje się proces obiegu helu, któremu towarzyszy zmiana jego ciśnienia i temperatury.

W przestrzeniach pod tłokami (nad głowicami z uszczelnieniami korbowodów), jak i w stalowym zbiorniku buforowym helu (który umieszczono między cylindrami) utrzymuje się średnie ciśnienie procesu Stirlinga z niewielkimi wahaniami.

W zapasowym (rezerwowym) zbiorniku helu (widocznym w dolnej części rys. 2) ciśnienie jest zawsze wyższe od średniego w silniku. Z niego można – poprzez zawór magnetyczny (Supply-Ventil) – dopuszczać hel przez dwie dysze tak do obiegu cylindrów, jak i do zbiornika buforowego. Wypływ helu z silnika Stirlinga do zapasowego zbiornika odbywa się niewielką sprężarką tłokową. Ciśnienia helu w silniku oraz w zbiorniku zapasowym są bez przerwy wyświetlane na monitorze.

Ze zbiornika zapasowego o pojemności 10 litrów uzupełnia się hel w silniku w następstwie drobnych nieszczelności, przy czy jego zapas zapewnia 5000 godzin eksploatacji powyższego.

Maksymalne ciśnienie robocze helu w silniku wynosi 15 MPa, a minimalne 4 MPa. Po unieruchomieniu silnika obniża się w nim ciśnienie gazu roboczego do poniżej 3,5 MPa, a wówczas ciśnienie helu w zbiorniku zapasowym wzrasta do 20-22 MPa. Maksymalnie dopuszczalne ciśnienie w tym zbiorniku wynosi 28 MPa. Uzupełnianie helu w zbiorniku zapasowym dokonuje się małą sprężarką poprzez zawór magnetyczny oraz zawór zwrotny. Co roku służby serwisowe wymieniają ten 10-litrowy zbiornik zapasowy dla badań w Urzędzie Dozoru Technicznego.

* * *

Palnik gazowy jest zintegrowany z komorą spalania, uwidocznioną na rys. 4. Specyfiką tego palnika jest sprzężenie go z przeciwprądowym wymiennikiem ciepła, ogrzewającym powietrze spalinami z podgrzewacza gazu roboczego. Na tej drodze obniża się temperaturę spalin do 200-300 st. C. Ich dalsze ochłodzenie następuje w drugim wymienniku ciepła, przez który krąży woda, ogrzewająca pomieszczenia budynku. Dzięki temu wymiennikowi ciepła silnik Stirlinga osiąga bardzo wysoką sprawność.

Dla zminimalizowania emisji szkodliwych dla środowiska zanieczyszczeń (NO_x, CO, CH), znaczną część spalin poddaje się cyrkulacji, która umożliwia bezpłomienne utlenianie gazu opałowego.

Gaz opałowy doprowadzany jest giętkim przewodem ze stali szlachetnej pod ciśnieniem 45-65 mbarów.

Do prezentowanego agregatu kogeneracyjnego przynależna jest elektroniczna regulacja następujących elementów aparaturowych (patrz rys. 5):

- uruchamianie poszczególnych węzłów aparaturowych i kontrola ich prawidłowego ruchu;
- utrzymanie optymalnego, średniego ciśnienia gazu roboczego z ewentualnością jego uzupełniania z zapasowego zbiornika;
- kontrola obiegu oleju smarowniczego łożysk wraz z jego ciśnieniem i chłodzeniem;
- na sygnał „stop" poprawne wyłączenie z ruchu poszczególnych węzłów aparaturowych.

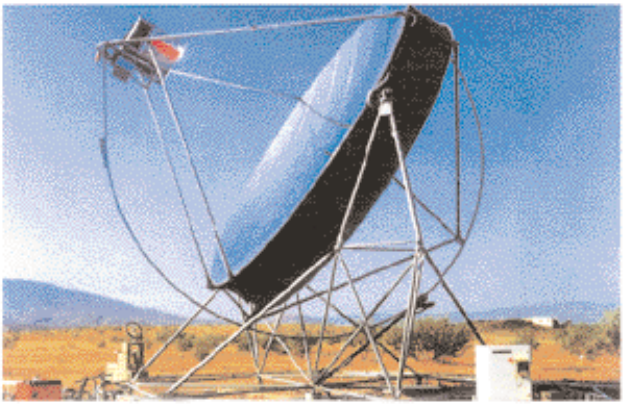
Program elektroniczny zapewnia nadzór w czasie ruchu: utrzymanie napięcia i wielkości wytwarzanej energii elektrycznej, temperaturę i ilość ciepła, dostarczonego odbiorcom, temperaturę podgrzewacza gazu roboczego, temperaturę jego schładzania wodą w chłodnicy, itp.

Zasilanie

Dziś nie ma efektywniejszych i bardziej niezawodnych agregatów dla wytwórczości ciepła oraz energii elektrycznej – na potrzeby pojedynczych domów – niż zasilane silnikami Stirlinga. Prostota ich konstrukcji zapewnia relatywnie długie cykle eksploatacyjne między remontami, co ma istotny wpływ na ekonomikę przedsięwzięcia. To wszystko owocuje niskimi kosztami eksploatacyjnymi.

W dodatku silniki Stirlinga można zasilać wszelkiego typu nieodnawialnymi oraz odnawialnymi nośnikami energii, z bezpośrednim napromieniowaniem energią słoneczną włącznie. Stanowi to siłę motoryczną w zastosowaniu silników Stirlinga do napędu określonych samochodów specjalistycznych.

Ostatnio opanowano bezpośrednie zastosowanie energii słonecznej do ogrzewania gazu roboczego (helu lub wodoru) w grzejniku silnika Stirlinga do 650 st. C przy użyciu parabolicznego lustra, co ilustruje rys. 6. Silnik jest oczywiście sprężony z elektrogeneratorem. Budowa tego typu agregatów o mocy 5-50 kWe jest już realizowana na skalę przemysłową i stanowi konkurencję dla ogniw fotowoltaicznych, które są najdroższym źródłem energii elektrycznej. Dla ubogich krajów Afryki, czy Ameryki Południowej pojawia się alternatywna droga zdecentralizowanego wytwarzania oraz rozprowadzania energii elektrycznej z energii słonecznej via silniki Stirlinga.



Rys. 6. Silnik Stirlinga zasilany energią słoneczną poprzez lustro paraboliczne na dwóch osiach obrotowych

Bloki jądrowe o niewielkich mocach

Nuklearna Brytania

dr Grzegorz Jezierski

Wielka Brytania, dysponująca własnymi zasobami energetycznymi w postaci złóż węgla kamiennego oraz gazu ziemnego na Morzu Północnym, posiada także mocno rozwiniętą energetykę jądrową. Ponad 50 proc. zużywanej na wyspach energii elektrycznej pochodzi z węgla, ok. 20 proc. z gazu, a niecałe 30 proc. dostarcza energetyka jądrowa. Wielka Brytania nie jest jednak krajem w pełni samowystarczalnym pod względem produkcji energii elektrycznej. Przykładowo w 1995 r. przy własnej produkcji na poziomie 334 TWh musiała dodatkowo importować 16 proc. energii elektrycznej, głównie z Francji, dla której udział eksportu tej energii do Wielkiej Brytanii stanowił 25 proc.

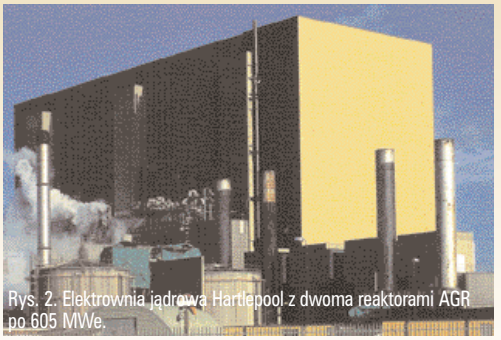

Elektrownia Dugeness Kent B


Rys.1. Elektrownia jądrowa Chapelcross z czterema blokami typu Magnox.

Częściowo za sprawą uczonego angielskiego ludzkość doczekała się wykorzystania energii jądrowej. Otóż w 1932 r. angielski fizyk James Chadwick z Cambridge odkrył neutron – pozbawioną ładunku elektrycznego cząstkę elementarną materii (znany był wówczas elektron oraz proton), wchodzącą w skład budowy jąder atomowych (z wyjątkiem wodoru). Gdy pojawiła się ta cząstka, równie masywna jak proton lecz pozbawiona ładunku elektrycznego, stało się jasne, iż w jądrze działają siły natury nieelektrycznej. To odkrycie doprowadziło w niedalekiej przyszłości (1939 r. – rozszczepienie jądra uranu przy użyciu neutronu) do powstania najpierw broni jądrowej, a następnie do budowy jądrowych reaktorów energetycznych.

Podczas II wojny światowej uczeni angielscy brali udział w pracach nad bronią jądrową zgodnie z porozumieniem, jakie w 1942 r. podpisał brytyjski premier Winston Churchill z prezydentem Stanów Zjednoczonych Franklinem D. Rooseveltem. Stąd też Anglicy jako pierwsi w Europie (poza ZSRR) wystartowali z wykorzystaniem energii jądrowej zarówno do celów militarnych, jak i cywilnych. Należy zauważyć, iż Wielka Brytania, która miała dostęp do tajemnic bomby atomowej w ramach współpracy w Projekcie Manhattan, potrzebowała aż siedmiu lat na zbudowanie pierwszej swojej bomby atomowej, co miało miejsce 1952 r. Do tego celu niezbędne były specjalne reaktory wytwórcze, tj. produkujące pluton, z których dwa uruchomiono w 1950 r. w Windscale (w 1981 r. zmieniono nazwę na Sellafield) w prowincji Cumberland.

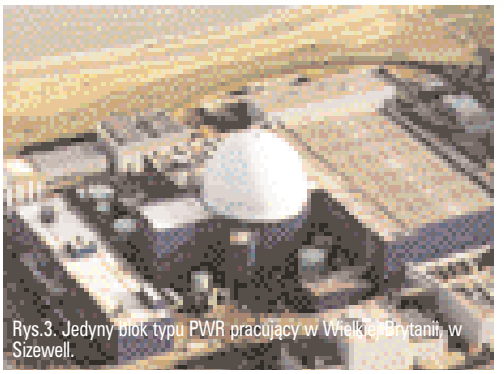
W latach 1950. energetyka brytyjska była zdominowana przez węgiel kamienny – jego udział w wytwarzaniu energii elektrycznej wynosił aż 99 proc. W związku z planowa-



Rys. 2. Elektrownia jądrowa Hartlepool z dwoma reaktorami AGR po 605 MWe.

nym odejściem od węgla przede wszystkim ze względu na wzrastające koszty wydobycia, ale również i na negatywny wpływ na środowisko, zdecydowano się na rozwój energetyki jądrowej. W 1954 r. powołano więc Brytyjski Urząd Energii Atomowej (United Kingdom Atomic Energy Authority – UKAEA), który miał być odpowiedzialny za budowę reaktorów energetycznych dla elektrowni jądrowych, jak również za budowę reaktorów badawczych. Budowę pierwszej elektrowni jądrowej w Wielkiej Brytanii rozpoczęto już w 1953 r. w Calder Hall w pobliżu Windscale.

W tym czasie energetyka jądrowa stawiała dopiero pierwsze swoje kroki, stąd też bazowano głównie na doświadczeniach z pracy reaktorów stosowanych dla celów wojskowych. W Calder Hall zastosowano reaktor na uran naturalny z grafitem jako moderatorem i dwutlenkiem węgla jako chłodziwem – typu GCR (Gas Cooled Reactor). Z uwagi na rodzaj stopu magnezu stosowanego do produkcji koszulek osłaniających elementy paliwowe o nazwie magnox, reaktory te oznaczano typem Magnox. Pierwszy blok tego typu elektrowni uruchomiono w 1956 r., a kolejne w latach 1957, 1958 i 1959 r. Moc poszczególnych reaktorów wynosi obecnie po 50 MWe. Początkowo była ona znacznie mniejsza, ponieważ reaktory te prawdopodobnie wykorzystywano do produkcji plutonu. W trzy lata później uruchomiono siostrzaną elektrownię w Chapelcross – również cztery bloki o mocy 47 MWe każdy.



Rys.3. Jedyny blok typu PWR pracujący w Wielkiej Brytanii, w Sizewell.

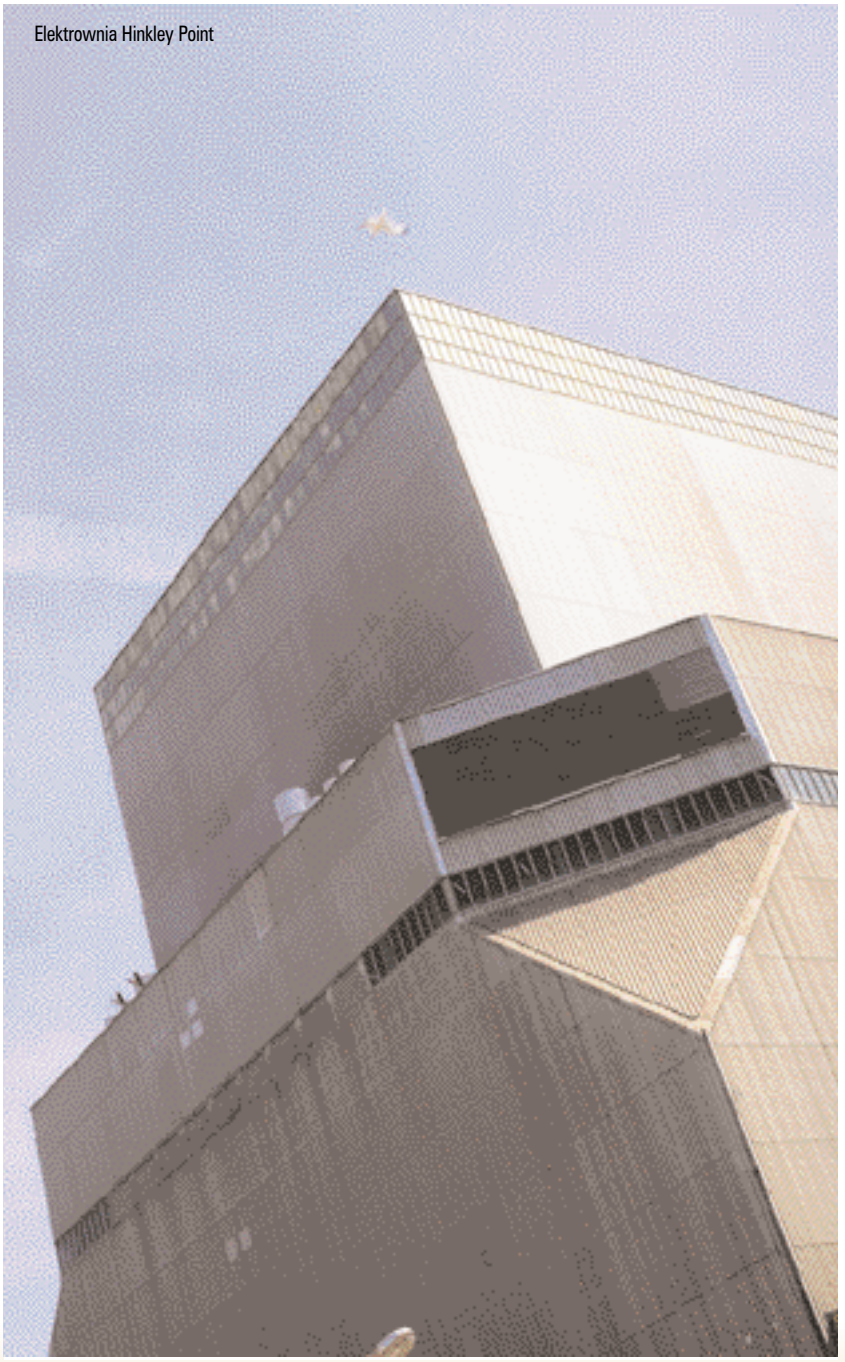
Ogółem zbudowano i uruchomiono w Wielkiej Brytanii 26 reaktorów typu Magnox, z czego 10 już wycofano z eksploatacji: w Berkeley (2 x 139 MWe), Hunterstone (2 x 160 MWe), Trawsfynydd (2 x 250 MWe)



Elektrownia Dugeness Kent B

Hinkley (2 x 235 MWe) i Bradwell (2 x 123 MWe). Na koniec grudnia 2002 r. pracowało nadal 16 bloków typu Magnox. Niezależnie od wymienionych bloków rozwijano i wdrażano równocześnie w Wielkiej Brytanii inne technologie reaktorów energetycznych, m.in. uruchomiono dwa reaktory na neutrony prędkie typ FBR (Fast Breeder Reactor) w Dounreay – w 1959 r. o mocy 15 MWe i w 1975 r. o mocy 250 MW (obecnie już nie pracują) oraz jeden reaktor moderowany ciężką wodą i chłodzony zwykłą wodą – typ HWLWR (Heavy Water – Light Water Reactor) w Winfrith w 1968 r. o mocy 100 MWe (również już nie pracuje).

Zwyciężyła jednak opcja reaktorów chłodzonych gazem, której Wielka Brytania trzyma się do dzisiaj i których poza nią nikt inny w świecie obecnie nie stosuje w energetyce. W celu podwyższenia temperatury gazu chłodzącego reaktor, a tym samym


Elektrownia Hinkley Point

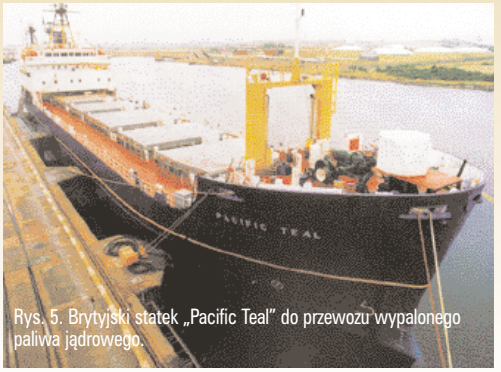


Rys. 4. Lokalizacja bloków jądrowych w Wielkiej Brytanii (stan na 31.12. 2002 r.).

zwiększenia sprawności cieplnej elektrowni, wdrożono w Wielkiej Brytanii „drugie pokolenie" energetycznych reaktorów gazowych – są to reaktory AGR (Advanced Gas-cooled Reactor). Zastosowanie w nich stali nierdzewnej zamiast stopów magnezu na koszulki paliwowe pozwoliło podwyższyć temperaturę CO2 na wyjściu z reaktora do ok. 650 st. C. Pierwszy prototypowy reaktor typu AGR o mocy 30 MWe uruchomiono w Windscale w 1962 r. (obecnie już nie pracuje); w sumie zbudowano i uruchomiono 15 reaktorów tego typu. Są to bloki o większych mocach, średnio 600 MWe, charakteryzujące się przede wszystkim wyższą sprawnością wytwarzania energii elektrycznej, tj. ponad 40 proc. W 1995 r. uruchomiono pierwszy w Wielkiej Brytanii reaktor wodny ciśnieniowy PWR (Pressurized Water Reactor) w Sizewell B o mocy 1188 MWe.

Wielka Brytania eksploatuje 31 bloków jądrowych, natomiast 14 znajduje się w stadium likwidacji. Nie buduje się, ani nie planuje budowy dalszych bloków jądrowych. Lokalizację pracujących elektrowni jądrowych przedstawiono na rys. 4. Jak można zauważyć wszystkie elektrownie jądrowe zlokalizowane zostały nad brzegiem morza, stąd też do chłodzenia kondensatu używa się wody morskiej. Stwarza to również korzystne warunki dla transportu świeżego paliwa do reaktorów, jak i paliwa wypalonego – odbywa się on przy pomocy specjalnie zbudowanych do tego celu statków brytyjskich: „Pacific Teal" i „Pacific Pintail".

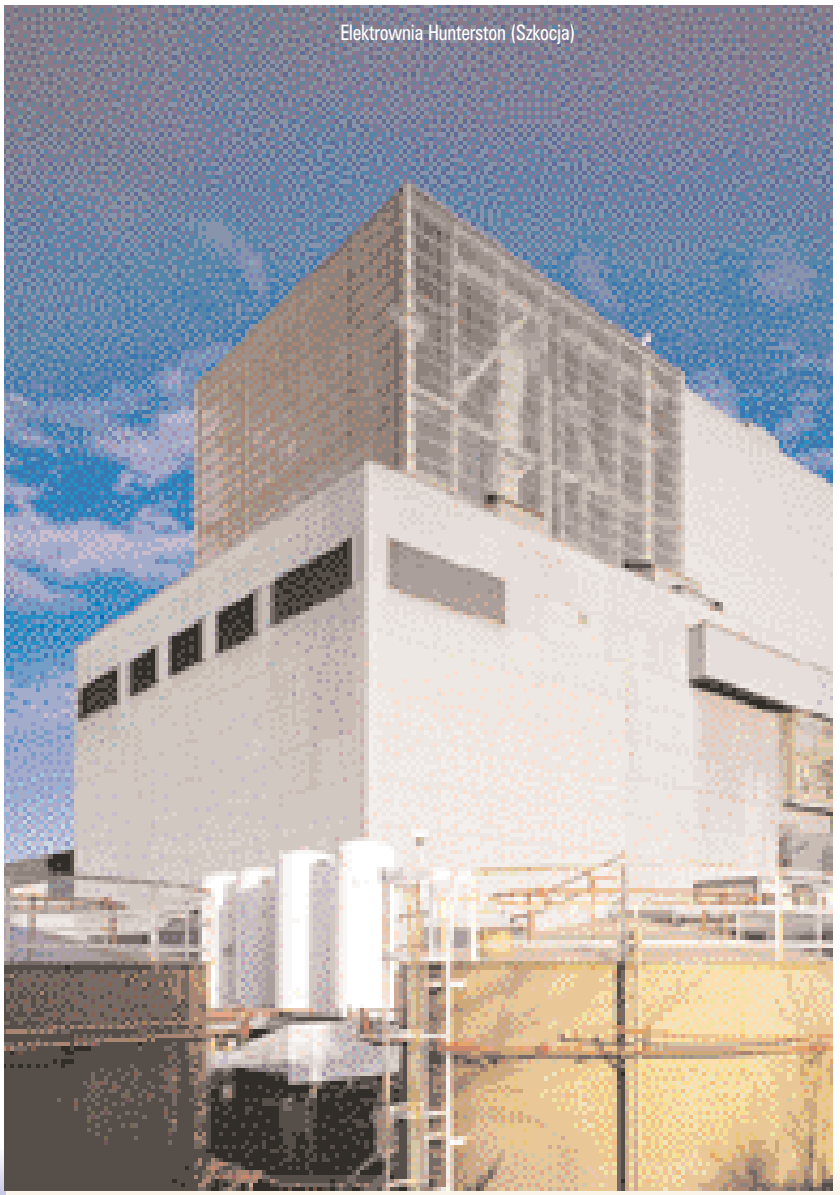
Jakkolwiek pod względem liczby reaktorów jądrowych Wielka Brytania zajmuje czwarte miejsce w świecie, za Stanami Zjednoczonymi, Francją oraz Japonią, to pod względem wielkości zainstalowanej mocy w elektrowniach jądrowych, plasuje się dopiero

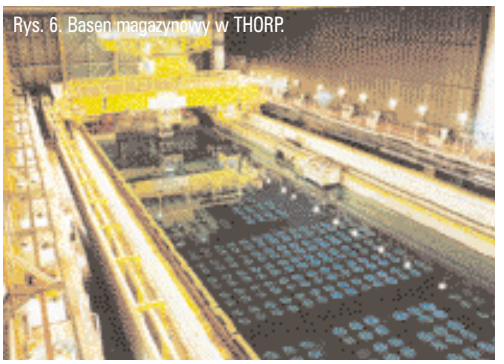


Rys. 5. Brytyjski statek „Pacific Teal" do przewozu wypalonego paliwa jądrowego.

na siódmym miejscu. Wyprzedzają ją Niemcy, Kanada oraz Rosja. Wynika to z faktu, iż średnia moc bloku jądrowego w Wielkiej Brytanii wynosi 396 MWe (dla bloków GCR - 343 MWe), to jest znacznie poniżej średniej światowej, która wynosi niecałe 800 MWe. Świadczyć to może także o tym, że w Wielkiej Brytanii pracują nadal starsze bloki jądrowe, a więc i o niewielkich mocach.

Elektrownie jądrowe z reaktorami AGR oraz PWR są własnością powstałego w ramach restrukturyzacji brytyjskiej energetyki w 1996 r. prywatnego koncernu energetycznego British Energy, w skład którego wchodzi Nuclear Electric z sześcioma elektrowniami oraz Scottish Nuclear z dwoma elektrowniami. Koncern British Energy wraz z koncernami PowerGen (obecnie Innogy) oraz National Power należy do trzech największych wytwórców energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii. Elektrownie jądrowe ze starszymi typami reaktorów typu Magnox pozostały własnością państwa i podlegają przedsiębiorstwu państwowemu British Nuclear Fuels Limited (BNFL). Przedsiębiorstwo BNFL, które zostało wydzielone w 1971 r. z UKAEA w celu prowadzenia kompleksowej działalności w zakresie gospodarki cyklem paliwowym, jest dzisiaj jednym z największych w świecie tego typu przedsiębiorstw i zatrudnia 23 tys. pracowników w 16 krajach.


Elektrownia Hunterston (Szkocja)


Rys. 6. Basen magazynowy w THORP.

Wielka Brytania jako jeden z nielicznych krajów na świecie posiada zakłady wzbogacania uranu metodą wirówkową w Capenhurst, wchodzące w skład międzynarodowego konsorcjum Urenco oraz zakłady produkujące paliwo jądrowe w Springfields (do reaktorów Magnox, AGR i PWR) i paliwo uranowo-plutonowe MOX (Mixed Oxides) w Sellafield. Posiada również zakłady przerobu wypalonego paliwa jądrowego THORP (Thermal Oxide Reprocessing Plant) w Sellafield, które przerabiają paliwo z rodzimych reaktorów chłodzonych gazem (Magnox i AGR), ale również z reaktorów lekko-wodnych. W tym ostatnim przypadku THORP świadczy usługi dla innych krajów np. Niemiec, Szwajcarii czy Japonii. Z kolei w Dounreay przerabia się na niewielką skalę paliwo pochodzące z reaktorów badawczych.

Promieniotwórcze odpady niskoaktywne, które stanowią ok. 95 proc. wszystkich odpadów z elektrowni jądrowych, są składowane w Drigg niedaleko Sellafield. Składowisko to o powierzchni 120 ha objętości składowania 800 tys. m sześc. eksploatowane jest od 1959 r. Należy tylko przypomnieć, iż do 1982 r. odpady nisko- i średnioaktywne Wielka Brytania zatapiała w oceanie, podobnie zresztą jak ścieki pochodzące z zakładów w Sellafield, które były bezpośrednio kierowane do morza. Odpady wysokoaktywne zestalone w bloki szklane i umieszczone w stalowych zbiornikach – są składowane w betonowych silosach w miejscu ich wytwarzania, czyli w Sellafield.

Amisze się przekonali!

Ewa Ginalska

Każdej minuty Słońce bombarduje Ziemię energią, której ilość zaspokoiłaby energetyczne potrzeby całego globu przez co najmniej rok. Tymczasem energia pochodząca z promieniowania słonecznego stanowi tylko niewielki procent ogółu wykorzystywanej energii, np. w USA to zaledwie 0,02 proc. Współczesny świat nadal w głównej mierze bazuje na kurczących się zasobach mineralnych surowców energetycznych, jak węgiel, gaz czy ropa. Dzieje się tak przede wszystkim ze względu na koszty. W eksploatacji na skalę przemysłową tradycyjne surowce są po prostu tańsze aniżeli nowatorskie rozwiązania. Na szczęście szybki postęp technologiczny powoduje spadek cen urządzeń wykorzystywanych w energetyce niekonwencjonalnej oraz wysoki wzrost ich efektywności, co z kolei rodzi ogromną szansę rozwoju tego sektora w nieodległej przyszłości.

Już obecnie gdyby tylko energia promieniowania słonecznego była dostępna w stopniu porównywalnym do tej tradycyjnej, ceny jej wytwarzania uległyby znaczącej obniżce i w niedługim czasie osiągnęłyby poziom cen konwencjonalnej energii. Urządzenia do wytwarzania „zielonej" energii ulegają ciągłym udoskonaleniom. Powstają np. zupełnie nowatorskie kolektory o mikroskopijnych rozmiarach i dużej skuteczności. Firma Nanosys Inc. rozpoczęła badania nad ogniwami fotowoltaicznymi, które są tak małe, że właściwie trudno mówić o tradycyjnie rozumianych wymiarach. Jak twierdzą inżynierowie pracujący nad projektem, ogniwa te nie będą montowane indywidualnie, lecz nanoszone na wybraną powierzchnię w sposób przypominający rozpylanie sprayu.

Generalnie można powiedzieć, że rozwój techniki solarnej podąża w dwóch kierunkach: opracowywania coraz tańszych wersji kolektorów krystalicznych (80 proc. działań w obszarze energetyki solarnej) oraz ulepszania ogniw fotowoltaicznych, szczególnie pod względem ich niezawodności i efektywności. Już teraz wytwarzanie prądu z wykorzystaniem energii promieniowania słonecznego w wielu przypadkach bardziej się opłaca. Dotyczy to zwłaszcza oddalonych od cywilizacji regionów, silnie nasłonecznionych wzgórz otaczających małe wytwórnie przemysłowe itp. Przykłady zastosowania energii słonecznej na całym świecie można mnożyć. Czasami nowoczesne rozwiązania



pojawiają się zresztą w dość osobliwych i zaskakujących środowiskach.

Z posiadania elektryczności cieszą się obecnie np. trzy nigeryjskie wioski, których egzystencja oparta jest o dość prymitywne rolnictwo. W sumie osiem tysięcy ludzi zamieszkujących tę oddaloną od centralnych miast Nigerii okolicę, dopiero od niedawna ma dostęp do prądu. Dzięki współpracy wielu firm i organizacji udaje się bowiem realizować projekt elektryfikacji odległych i zacofanych obszarów Afryki. Celem podejmowanych działań jest zagwarantowanie dostaw prądu dla szpitali, szkół, przepompowni wody i małych lokalnych zakładów wytwórczych. Wiele wiosek w różnych regionach geograficznych może korzystać z elektryczności pozyskiwanej z promieniowania słonecznego. Niestety, niewiele z nich ma doświadczenie w tej kwestii, ograniczone są również mechanizmy rynkowe, które mogłyby ułatwić realizację takich projektów. Według menedżerów z firmy Kyocera Solar będącej jednym z czołowych na świecie dostawców rozwiązań w branży solarnej, realizowany w Nigerii projekt ma ułatwić przeprowadzanie podobnych rozwiązań nie tylko w Afryce, ale wszędzie tam, gdzie ciągle jeszcze nie dociera prąd.

Projekt powstał dzięki szeroko zakrojonej współpracy administracji amerykańskiej – Agencji Rozwoju Międzynarodowego i Departamentu Energetyki – oraz lokalnych władz nigeryjskiego stanu Jigawa. Organizacyjne i merytoryczne wsparcie zapewnił Fundusz Wspierania Energii Solarnej SELF (Solar Elektric Light Fund), posiadający rozległe doświadczenie w elektryfikacji peryferyjnych obszarów. Działania Funduszu skupiają się na dostarczaniu rozwiązań ener-



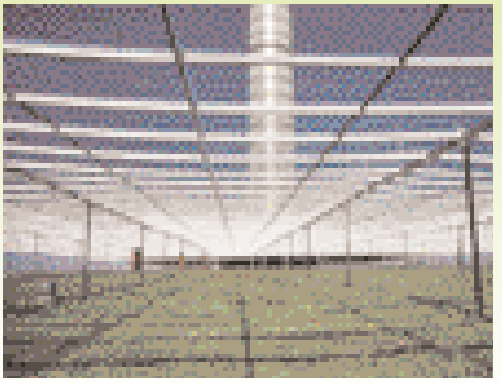


getycznych osadom, które są znacznie oddalone od energetycznych linii przesyłowych, a szanse na ich podłączenie do prądu z kabla, ze względu na ogromne koszty rozbudowy linii są minimalne. Największe problemy to odległość i surowy charakter obszarów przeznaczonych do zagospodarowania, co zwiększa koszty instalacji i późniejszej obsługi tradycyjnych linii przesyłowych.

W realizowanym projekcie założono elastyczne zróżnicowanie systemów pozyskiwania energii elektrycznej z promieniowania słonecznego. Chodzi tu o dywersyfikację rozwiązań prądotwórczych – od płaskich kolektorów słonecznych umieszczanych na dachach, poprzez kolektory o regulowanym poziomie nachylenia (np. zbocza silnie nasłonecznionych wzgórz) do kolektorów tworzących samodzielne powierzchnie dachowe, niezbędne w afrykańskim klimacie. U podstaw realizacji tego i podobnych projektów leży konieczność podnoszenia poziomu życia ludzi bez względu na miejsce i warunki ich zamieszkania. *„Zbyt wielu ludzi pozostaje nadal bez prądu. Właśnie oni potrzebują go najbardziej, ale po prostu ich na to nie stać. Tu widzę konieczność ogromnego wkładu organizacyjnego i technicznego firm i instytucji rządowych”* – stwierdził prezes Kyocera Solar w trakcie otwarcia instalacji w Jigawie.

Na energii Słońca polegają także w coraz większym stopniu właściciele winnic na całym świecie. Nieustannie rośnie lista winnic, które wykorzystują promieniowanie słoneczne w bardziej niekonwencjonalny sposób. Nie wystarcza już, by tradycyjnie ogrzewało plantacje, a w efekcie winogrona szybciej dojrzewały. Na silnie nasłonecznionych zboczach rozległych winnic coraz częściej obok winorośli pojawiają się kolektory słoneczne, dostarczające znacznych ilości energii elektrycznej na potrzeby własne małych i nieco większych wytwórni win. Na początku października 2003 r. rozpoczęto budowę największej na świecie kompleksowej instalacji kolektorów słonecznych zlokalizowanej na terenie winnicy w Healdsburg w stanie Kalifornia. Będzie ona w znacznym stopniu zasilana energią elektryczną pozyskiwaną z promieniowania słonecznego. Instalacja złożona z kolektorów o łącznej powierzchni 100 tys. stóp kw. będzie wytwarzać 766 KW energii.

Rozwiązania w zakresie przetwarzania promieniowania słonecznego na energię elektryczną wydają się być idealne do zastosowania w winnicach, bez względu na długość i szerokość geograficzną. Kombinacja miejsc o bardzo wysokim nasłonecznieniu i specyficznej lokalizacji (duże płaskie tereny lub wzgórza o dużym nachyleniu) jest wręcz wymarzona dla zastosowania techniki solarnej. Duża wydajność instalacji dodatkowo czyni projekt bardziej efektywnym finansowo (stąd coraz więcej winnic zamawia to rozwiązanie) nie tylko w USA, Francji, ale także w RPA, Chile czy Australii (tu dodatkowym atutem jest kwestia niezależności od linii przesyłowych, często oddalonych o setki kilometrów). W przypadku winnic szczególnie ważnym argumentem przemawiającym

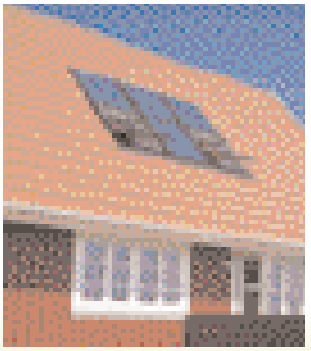


za niekonwencjonalnym systemem wytwarzania energii jest kwestia ekologii. Modnie jest umieścić na etykiecie dobrego kalifornijskiego wina informację o wykorzystaniu w procesie jego produkcji energii słonecznej, o recyklingu odpadów z produkcji, a jeszcze lepiej określając pochodzenie wina użyć sformułowania „winnica ekologiczna”.

Niektórzy przekonują się do niekonwencjonalnych rozwiązań energetycznych z zupełnie innych względów. W USA działa ponad tysiąc wspólnot amiszów. Ich nakazy religijne jednoznacznie zabraniają wykorzystywania najnowszych owoców techniki – w szczególności nie wolno im używać energii elektrycznej. Co ciekawe, członkowie tych wspólnot często w swojej pracy zawodowej wykorzystują najnowsze zdobycze techniki – komputery, internet, samochody, piły tarczowe itp. Obowiązuje ich jednak powszechny zakaz korzystania z energii elektrycznej. Stąd prawdziwą furorę wśród amiszów robią niewielkie kolektory słoneczne i ogniwa fotowoltaiczne o wysokiej wydajności (głównie panele podążające za Słońcem umieszczone na dachach pomieszczeń gospodarczych lub budynków mieszkalnych). Zasilają one tradycyjne urządzenia amiszów – maszyny do szycia, maszyny rolnicze, pompy do wody itp.

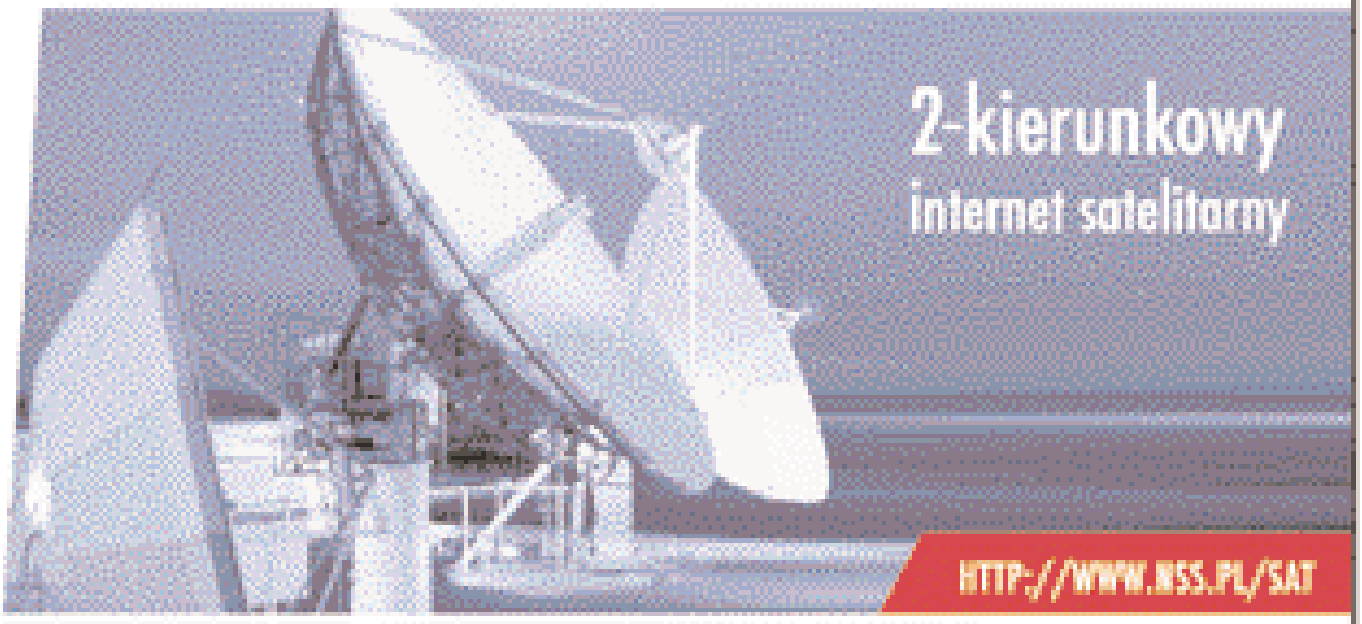
Z początkiem 2002 r. wspólnota religijna znalazła także bardziej prozaiczne zastosowanie dla solarów. Połączenie kolektorów słonecznych z niezwykle wydajną baterią zaowocowało powstaniem bardzo wydajnej diody, która raz zasilona z baterii słonecznej świeci mocnym światłem nawet do 100 godzin. Wynalazek wykorzystywany początkowo do oświetlania np. tradycyjnych powozów konnych, został szybko zaadoptowany przez firmę Lumileds Lighting LLC z San Jose. Działająca na prostych zasadach dioda jest obecnie przydatna w skomplikowanych i precyzyjnych zastosowaniach, od kilku miesięcy pomagając np. oświetlać nocą pasy startowe na lotniskach.

To tylko niektóre przykłady wykorzystywania technologii solarnej do różnego rodzaju zastosowań w gospodarstwach domowych, przedsięwzięciach, akcjach pomocowych itp. Można się spodziewać, że różnorodność i powszechność takich rozwiązań będzie się stale zwiększała, bo technika idzie ciągle do przodu, a pomysłowość ludzka nie zna granic.





Klient w centrum Twoich zainteresowań



Internet dostępny w każdym miejscu

NSS, 31-048 Kraków ul. św. Gertrudy 19 tel./fax: +48 (12) 4293934, www.nss.pl, e-mail:start@nss.pl

Warunki prenumeraty

Prenumeratę miesięcznika ENERGIA GIGAWAT można zamawiać w Biurze Sprzedaży Reklam i Prenumeraty: ul. Krowoderska 58/18, 31-158 Kraków, tel./faks (0-12) 632-47-27, 631-32-50 i 292-05-05, e-mail: energia@gigawat.net.pl

Prenumeratę można też zamawiać za pośrednictwem naszej strony ***www.gigawat.net.pl*** oraz portali: *www.energetyka.net www.cire.pl www.e-petrol.pl www.tevo.net*

Zamówienia prenumeraty przyjmują również jednostki „RUCH" S.A., GARMOND Ltd, KOLPORTER SA, urzędy pocztowe w całym kraju oraz listonosze.

Prenumeratę można rozpocząć od dowolnego miesiąca (dotyczy zamówień składanych z miesięcznym wyprzedzeniem w Biurze Sprzedaży Reklam i Prenumeraty ENERGII GIGAWAT) lub od dowolnego kwartału (dotyczy zamówień składanych w urzędach pocztowych i jednostkach „RUCH" S.A., GARMOND Ltd, KOLPORTER SA).

Terminy składania zamówień we wszystkich jednostkach „RUCH" S.A i innych firm kolporterskich:

- do 5 grudnia - na pierwszy kwartał roku następnego lub na cały rok następny
- do 5 marca - na II kwartał
- do 5 czerwca - na III kwartał
- do 5 września - na IV kwartał

Terminy składania zamówień w urzędach pocztowych i u listonoszy na terenie całego kraju:

- do 30 listopada - prenumerata realizowana od 1 stycznia roku następnego
- do końca lutego - prenumerata od 1 kwietnia
- do 31 maja - prenumerata od 1 lipca
- do 31 sierpnia - prenumerata na ostatni kwartał

Wpłaty na prenumeratę w urzędach pocztowych są przyjmowane bez pobierania dodatkowych opłat i bez obowiązku wypełniania blankietów wpłat. Zaprenumerowane egzemplarze są dostarczane do miejsca zamieszkania (pracy) Prenumeratorów również bez pobierania dodatkowych opłat.

Cena prenumeraty rocznej ENERGII GIGAWAT (jednego egzemplarza miesięcznika, dostarczanego przez kolejnych 12 miesięcy) wynosi 108 złotych, cena prenumeraty kwartalnej – 27 zł, półrocznej – 54 zł.

Cena rocznej prenumeraty promocyjnej „2+1" (3 egzemplarze dostarczane przez rok pod jeden adres) wynosi 199 złotych.

Dla Prenumeratorów mamy specjalne warunki zamieszczania prezentacji reklamowych na łamach ENERGII GIGAWAT.

Aby zamówić prenumeratę bezpośrednio w redakcji, wystarczy wypełnić umieszczony na tej stronie blankiet zamówienia i przesłać go pocztą pod wskazany adres lub faksem pod podany w zamówieniu numer.

Prosimy o niewykonywanie przedpłat za prenumeratę do czasu dostarczenia Państwu faktury VAT, wystawionej na podstawie otrzymanego od Państwa zamówienia prenumeraty.

Zapraszamy!

Prosimy wpisać poniżej dokładne dane Zamawiającego, potrzebne do wystawienia faktury VAT

.....

.....

.....

.....NIP.....

Znak:.....data.....

ZAMÓWIENIE PRENUMERATY

AGENT PR
ul. Krowoderska 58/18, 31-158 Kraków
tel./fax (0-12) 632-47-27, e-mail: energia@gigawat.net.pl

Zamawiam roczną prenumeratę miesięcznika „Energia – Gigawat" począwszy od numeru:..... Liczba egzemplarzy miesięcznie..... Należność będzie płatna z naszego rachunku przelewem w terminie 7 dni od otrzymania faktury. Jednocześnie upoważniamy AGENT PR do wystawiania faktur VAT bez kontrasygnaty (podpisu osoby upoważnionej) z naszej strony.

Podpis i ew. pieczęć imienna Zamawiającego