PRZEGLĄD ENERGETYCZNY

Numer 1 (65)
marzec 2012
ISSN 1641-7992

Rok założenia 1996

IZBA GOSPODARCZA ENERGETYKI I OCHRONY ŚRODOWISKA

RAFAKO

www.rafako.com.pl

dla energetyki i środowiska

Bloki na nadkrytyczne
parametry pary
2 x 900MW w Elektrowni Opole

Pola współpracy

Wywiad z Jego Ekscelencją Panem SUN YUXI, Ambasadorem Chińskiej Republiki Ludowej w Polsce

• ***Panie Ambasadorze, Chiny to druga gospodarka świata, charakteryzująca się od lat najwyższym tempem wzrostu gospodarczego. Jak to się przekłada na chińską energetykę?***

– Chiny doświadczają szybkiego wzrostu, szczególnie od ostatnich trzydziestu lat, kiedy zdecydowały się na politykę gospodarczego otwarcia. Przejście przez proces industrializacji w naturalny sposób spowodowało duży wzrost potrzeb energetycznych kraju. Obecnie wprowadzane są przez rząd ograniczenia na zużycie energii, tak aby rosło ono wolniej niż produkt krajowy brutto oraz aby w mniejszym stopniu szkodziło środowisku. Nie jest to łatwy proces. Chiny podjęły starania, prawdopodobnie największe na świecie, w kierunku rozwoju czystych, odnawialnych źródeł energii, w szczególności słonecznej i wiatrowej. Rozważany jest też dalszy rozwój energii wodnej, w której to dziedzinie Chiny mają bogate tradycje oraz energii nuklearnej.

• ***Jakie są obecnie główne źródła energii dla chińskiej gospodarki?***

– Chińska gospodarka oparta jest przede wszystkim na węglu. Z węgla wytwarzane jest blisko 70% chińskiej energii. Chiny posiadają duże zasoby węgla – około 13% zidentyfikowanych światowych złóż. Brak jest natomiast istotnych rezerw ropy i gazu naturalnego. Dużą nadzieją dla chińskiej gospodarki stały się wszelako niedawno odkryte duże złoża gazu łupkowego. Trzeba też podkreślić, że Chiny posiadają największy potencjał na świecie pod kątem energetyki wodnej.

Z drugiej strony należy pamiętać, że generalnie Chiny nie są krajem zasobnym w surowce relatywnie do ich wielkości. Surowce energetyczne przypadające na jednego mieszkańca Chin są o połowę niższe niż średnia dla świata, co skutkuje deficytem w bilansie energetycznym. Innym istotnym utrudnieniem, na jakie napotykają Chiny, jest rozkład geograficzny surowców energetycznych. Na przykład kopalnie węgla znajdują się na północy, natomiast konsumenci na południu kraju, co powoduje znaczące koszty transportu. Ten sam problem dotyczy gazu czy energetyki wodnej.

• ***W takiej sytuacji, jaka jest długofalowa strategia Chin względem energetyki węglowej?***

– W przewidywalnej przyszłości nie nastąpi zmiana odnośnie wiodącej roli węgla w chińskiej energetyce, pomimo rozwoju alternatywnych źródeł energii. W związku z tym naukowcy chińscy pracują nad technologiami, które umożliwią czystsze wykorzystanie węgla takimi jak np. spłynnianie węgla. Istotnym kierunkiem działań jest również rozwój sprzętu górniczego oraz poprawa bezpieczeństwa w kopalniach. Wykorzystanie węgla w Chinach to istotna kwestia w strategii rozwoju całego kraju.

• ***W jakich aspektach widzi Pan największe możliwości współpracy polsko-chińskiej w obszarze energetyki i powiązanych branż?***

– Polska gospodarka ma podobny profil źródeł energii jak chińska w tym w szczególności oparta jest na węglu. To stwarza dobre możliwości do współpracy naukowej i technologicznej. Mogą być prowadzone wspólne projekty związane z lepszym wykorzystaniem węgla, wymianą doświadczeń w obszarze systemów zarządzania i poprawy bezpieczeństwa w kopalniach oraz prace nad rozwojem sprzętu górniczego.

Obecnie również znakomite pole do współpracy może stanowić gaz łupkowy, gdyż oba nasze kraje posiadają jego duże zasoby. To może być początek nowej aktywności. Równolegle powstały już joint-venture, prowadzące projekty w energetyce wiatrowej i słonecznej. Jesteśmy też zainteresowani współpracą z Polską przy projekcie budowy elektrowni atomowej.

• ***A jakie konkretnie firmy chińskie związane z branżą energetyczną są zainteresowane Polską?***

– Zainteresowanie firm chińskich jest duże. W ubiegłym roku odwiedziły Polskę m.in. Shanghai Electric Group, China National Electric Engineering Co Ltd., China Resources Power Holdings Company Limited, Shandong Electric Power Engineering Consulting Institute Corporation Ltd, China Huadian Corporation oraz Chengdu Power Consulting Company. Mogę powiedzieć tyle, iż niektóre z tych firm prowadzą w dalszym ciągu negocjacje. Niektóre złożyły ofertę na konkretne projekty i oczywiście oczekują na wyniki przetargów.

dokończenie na str. 6

Spis treści

ENERGETYKA: CHINY – POLSKA
3, 6 Pola współpracy

DYSKUSJA REDAKCYJNA
8–13 Czy będzie prąd z gazu łupkowego?

PRAWO ZAMÓWIEŃ PUBLICZNYCH
14–17 Stosowanie ustawy Prawo zamówień publicznych przez przedsiębiorstwa energetyczne

PREZENTACJE
18–19 Od energetyki konwencjonalnej do jądrowej
22–23 Ostrołęka stawia na zieloną energię

OFERTA
24–25 Doświadczenie i przyszłość
26–27 Perfekcja w każdym calu

Z DZIAŁALNOŚCI IZBY
28 II Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Sprawozdawcze Izby
Spotkanie wigilijno-noworoczne
Nowe prawo energetyczne i nowa ustawa o odnawialnych źródłach energii
Nowi członkowie Izby
29 Targi ENEX 2012
Zamówienia publiczne w energetyce
30 Kalendarz Imprez (plan) Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska w pierwszym półroczu 2012 r.
Nowa siedziba na 10-lecie BIRETY
31 50-lecie Instytutu Techniki Cieplnej PW

INFORMACJE
32–33 Energetyka na świecie

DZIAŁ NAUKOWO-TECHNICZNY
34–37 System optymalizacji pracy elektrociepłowni z zasobnikiem ciepła
37–38 Materiały dla kotłów na parametry Ultra Nadkrytyczne (USC)

Dyskusja redakcyjna

⇨ strona 8

Od energetyki konwencjonalnej do jądrowej

⇨ strona 18

Ostrołęka stawia na zieloną energię

⇨ strona 22

PRZEGLĄD ENERGETYCZNY
kwartalnik

Wydawca: IZBA GOSPODARCZA ENERGETYKI I OCHRONY ŚRODOWISKA

Adres redakcji:
00-950 Warszawa
ul. Krucza 6/14
tel. (+48 22) 621-65-72,
621-35-29
fax (+48 22) 628-78-38

Rada Programowa:
Janusz Lewandowski – przewodniczący
Ryszard Popowicz – wiceprzewodniczący
Mirosław Duda, Michał Klawe,
Sławomir Krystek, Jerzy Mieczysław Łaskawiec
Andrzej Patrycy, Franciszek Pchełka

Redaguje zespół:
Redaktor Naczelny – Józef Kępka

Reklamy: „VICO 2000" Agencja Reklamowa
Monika Witkowicz, tel. kom. 0 501-092-304
tel./fax (+48 22) 304-98-35, e-mail: vico2000@post.pl

Opracowanie graficzne, komputerowe:
„FOTOSKŁAD" – Pracownia Poligraficzna
02-169 Warszawa, ul. Czardasza 16/18
tel./fax (+48 22) 868-78-30
e-mail: bkfot@ksiega.com.pl

Druk: Drukarnia LOTOS Sp. z o.o.

Biuro Izby

Sławomir Krystek
– dyrektor generalny

Ryszard Popowicz
– zastępca dyrektora generalnego

Adres Biura Izby:
00-950 Warszawa
ul. Krucza 6/14 pok. 124
tel. (22) 621 65 72,
621 35 29
fax (22) 628 78 38

e-mail: sekretariat@igeos.pl
internet: www.igeos.pl

GRUPA RUBO
ul. Dąbrowskiego 149
84-230 Rumia
tel. +48 58 671 62 00
e-mail: rubo@rubo.pl
www.rubo.pl

GRUPA RUBO®

Budujemy przyszłość...

ISO 9001 AQAP 2120 DNV REGISTERED
ISO 14001 DNV REGISTERED
OHSAS 18001 DNV REGISTERED

RUBO® SERWIS

Montaż, demontaż, dzierżawa i transport systemów **rusztowań** oraz systemów plandekowania, namiotów przemysłowych, konstrukcji specjalnych i trybun oraz scen.

RUBO® KONSTRUKCJE

Sprzedaż i montaż **hal namiotowych**, sprzedaż rusztowań, plandek, ogrodzeń budowlanych, barierek ochronych, zbiorników elastycznych oraz miękkich ekranów akustycznych.

RUBO® OPERATOR

Serwis i obsługa sieci: elektrycznych, ciepłowniczych, gazów technicznych, wodociągowych i ściekowych. Konserwacja i obsługa urządzeń dźwignicowych.

RUBO® STYL

Prace **izolacyjne i wyposażenie** pomieszczeń statków i kontenerów w stoczniach krajowych i zagranicznych.

Pola współpracy

dokończenie ze str. 3

Generalnie w Polsce istnieje potrzeba modernizacji istniejących elektrowni, zwiększenia ich mocy oraz budowy nowych zakładów w nowej technologii. To jedna grupa zagadnień, której dotyczyły wizyty chińskich firm. Druga to usługi zarządzania elektrowniami.

• ***A jak się toczą projekty China National Electric Equipment Corporation i COVEC na budowę bloków energetycznych w Kozienicach i Jaworznie oraz Shanghai Electric Group na inwestycję w Elektrowni w Ostrołęce?***

– To pytanie oczywiście jest powiązanie z poprzednim. Wspomniane chińskie firmy są zainteresowane rozbudową elektrowni w Kozienicach i Jaworznie. Chińskie firmy są też zainteresowane inwestycjami m.in. w Elektrownię Ostrołęka Północ. O tych projektach mogę powiedzieć tyle, iż w dalszym ciągu trwają negocjacje i postępowania przetargowe. Projekty są w toku i czekamy na decyzję polskich partnerów.

• ***Czy rozpoczęcie w Polsce działalności przez Industrial and Commercial Bank of China, a w dalszej perspektywie przez inne chińskie banki to sygnał na gotowość finansowania tych projektów przez stronę chińską?***

– W tym roku działalność w Polsce planują rozpocząć w formie oddziału Industrial and Commercial Bank of China oraz Bank of China. Możliwe, że stanie się to już w kwietniu lub maju tego roku. Banki te posiadają zezwolenie na prowadzenie działalności w krajach Unii Europejskiej i są już aktywne m.in. w Niemczech, Francji, Anglii i na Węgrzech. Warto podkreślić, że to dwa z największych chińskich banków. ICBC to bank z największą siecią na rynku chińskim, natomiast Bank of China to bank z największą siecią na rynkach zagranicznych spośród chińskich banków. Ich planowana obecność w Polsce potwierdza rosnącą skalę współpracy gospodarczej pomiędzy naszymi krajami. Ułatwią one m.in. realizację chińskich inwestycji w Polsce, będą podejmowały też obsługę chińskich firm, które są obecne w Polsce jak Huawei, czy China Civil Engineering Construction Corporation. Klientami tych banków w Chinach są praktycznie wszystkie firmy z sektora energetycznego, więc posiadają one ekspertyzę w tego typu projektach. Ale oczywiście będą podejmowały też projekty z innych branż, kierując się kryterium ich atrakcyjności.

• ***Jakiego rodzaju mogą to być projekty?***

– Oprócz wspomnianej energetyki banki te będą najprawdopodobniej finansować projekty z zakresu budownictwa i inne projekty infrastrukturalne. Innym obszarem może być obsługa transakcji eksportu polskich produktów spożywczych do Chin. Widać rosnące zainteresowanie strony chińskiej tym obszarem współpracy.

• ***Wracając do energetyki, od ubiegłego roku bardzo ważnym tematem w polskim górnictwie i energetyce są złoża gazu łupkowego sięgające 5,3 bln m^3. Zarazem szacuje się, że największe złoża tego surowca znajdują się na terytorium Chin 100 bln m^3. Czy widzi Pan zainteresowanie współpracą zarówno technologiczną, poszukiwawczą jak i finansową w dziedzinie gazu łupkowego ze strony chińskich i polskich firm?***

– Chciałbym tu nawiązać do ubiegłorocznej wizyty Pana Prezydenta Polski Bronisława Komorowskiego w Chinach. Wówczas odbyły się rozmowy na wysokim szczeblu dotyczące współpracy obu stron w dziedzinie gazu łupkowego pomiędzy stroną chińską a polską. Na razie naszym największym partnerem są tu Stany Zjednoczone – od wizyty Prezydenta Baracka Obamy w 2009 roku. Widzimy wszelako, że Polska w tej dziedzinie może być także bardzo ważnym partnerem dla Chin. Wola współpracy jest bardzo duża. Teraz specjalistyczne firmy z obu krajów muszą spotykać się i pracować nad szczegółami.

SUN YUXI – Ambasador Chińskiej Republiki Ludowej w Polsce. Urodził się w 1951 roku w prowincji Heilongjiang, Chiny. Karierę dyplomatyczną rozpoczął jako urzędnik Ambasady ChRL w Republice Francuskiej w latach 1979–1981. Następnie w latach 1981–1988 rozpoczął pracę w Departamencie Azji Ministerstwa Spraw Zagranicznych Chińskiej Republiki Ludowej jako I Sekretarz oraz Naczelnik w Departamencie Azji. W latach 1988–1991 był I Sekretarzem w Ambasadzie CHRL w Islamskiej Republice Pakistanu. W latach 1991–1993 pracował jako Zastępca Przedstawiciela w Biurze Przedstawicielstwa w Narodowej Radzie Najwyższej w Królestwie Kambodży. W latach 1993–1995 był Radcą w Departamencie Azji MSZ ChRL. W latach 1995–1998 pracował jako Radca Minister w Republice Koreańskiej. W latach 1998–2002 pracował w Departamencie prasowym CHRL. Następnie w latach 2002–2004 pełnił funkcję Ambasadora Nadzwyczajnego i Pełnomocnego ChRL w Islamskiej Republice Afganistanu. W latach 2004–2007 pełni funkcję Ambasadora Nadzwyczajnego i Pełnomocnego ChRL w Republice Indii. Od roku 2007 do 2009 pełni funkcję Ambasadora Nadzwyczajnego i Pełnomocnego ChRL w Republice Włoskiej i Republice San Marino. Od 2010 roku pełni funkcję Ambasadora Nadzwyczajnego i Pełnomocnego ChRL w Rzeczpospolitej Polskiej.

• ***Chiny podobnie jak Polska posiadają ograniczone zasoby krajowych źródeł energii. Jakie działania podejmują władze Chin w celu zabezpieczenia potrzeb energetycznych kraju? Jakie działania przewidują władze Chin w stosunku do gazu łupkowego?***

– Zagadnieniu temu jest poświęcona Biała Księga wydana przez rząd. W skrócie, od początku tego wieku nasze potrzeby energetyczne rosły w tempie 3% rocznie. W perspektywie roku 2020 zostały opracowane limity na konsumpcję energii. I tak przy wzroście gospodarki o 8% rocznie maksymalny przyrost zużycia energii nie powinien przekraczać 4%. Istnieją bardzo obszerne plany jak sprostać wyzwaniom energetycznym w przyszłości. Istotną rolę odgrywają w nich metody poprawy efektywności konsumowania energii oraz wspomniany przeze mnie na samym początku naszej rozmowy rozwój źródeł odnawialnej, czystej energii.

Jeśli chodzi o gaz łupkowy, który obecnie nie jest jeszcze wydobywany, to do 2020 roku planujemy osiągnąć jego roczne wydobycie na poziomie 15–30 mld m^3. Planowana jest współpraca z firmami z USA i Wlk. Brytanii. Będzie stanowił on uzupełnienie energii z gazu naturalnego, stanowiącego obecnie 4% zużycia energii.

• ***Panie Ambasadorze, na zakończenie naszej rozmowy, proszę powiedzieć co symbolizuje Rok Smoka, który rozpoczął się w Chinach 23 stycznia?***

– Symbol smoka jest silnie osadzony w chińskiej tradycji i kulturze, jako nadprzyrodzonego stworzenia. W przeszłości symbol ten był przejęty przez rodzinę cesarską. Do dziś jest to rodzaj świętego symbolu, gdyż przyjmuje się, że smok posiada nieograniczone moce. Stąd w roku smoka Chińczycy oczekują dużych sukcesów oraz wielkich zmian. Trzeba być przy tym ostrożnym, gdyż zmiany te nie zawsze muszą być zmianami na lepsze. Rok smoka jest więc pełen wydarzeń. Jest to szczególnie celebrowany rok w Chinach.

• ***Bardzo dziękuję za rozmowę.***

Rozmawiała: **Barbara Kluza, ekspert ds. Chin i Azji**

Sp. z o.o.
ZAKŁAD BADAWCZO - PROJEKTOWY
90-301 Łódź, ul. Sienkiewicza 101/109
tel.: /0 -42/ 636 -37-88, 636 -32-45, fax: /0 -42/ 636 -47-92
e–mail: info@inwat.com.pl ; http: //www.inwat.com.pl

Inwestycje “pod klucz” **Projekty i modernizacje** **Rekonstrukcje** **Badania i ekspertyzy** **Pomiary gwarancyjne**

Nasza oferta

Realizujemy “pod klucz” inwestycje dotyczące elektrowni i elektrociepłowni, w tym również siłowni parowych dla instalacji do utylizacji odpadów komunalnych i przemysłowych w zakresie:

- opracowanie koncepcji,
- wykonanie projektów we wszystkich branżach,
- dostawy urządzeń i armatury,
- prace budowlane, montażowe i instalacyjne,
- rozruchy urządzeń i szkolenie personelu.

Wykonujemy zmiany modernizacyjne turbin czyli: modernizację układów łopatkowych, zwiększanie przełyku pary i podwyższania mocy, przystosowywanie turbin kondensacyjnych do pracy przeciwprężnej, przystosowywanie turbin do pracy z regulowanym upustem pary, zmiany parametrów pracy upustów.

Oferujemy modernizację układów regulacji turbin zastępując przestarzałe układy mechaniczno-hydrauliczne układami elektrohydraulicznymi (EHR) z wykorzystaniem sterowników mikroprocesorowych.
Wyposażamy układy sterowania turbin oraz urządzenia towarzyszące w komputerowe systemy wizualizacji i nadzoru.

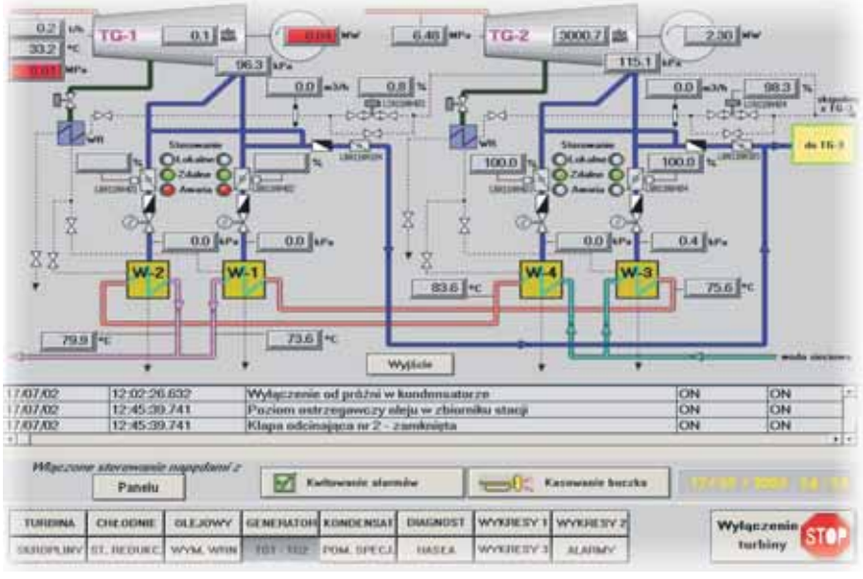
Przeprowadzamy audyty energetyczne w zakładach przemysłowych w zakresie:

- oceny sposobu użytkowania energii,
- określania sposobów zmniejszania zużycia energii,
- analiz możliwości i opłacalności przedsięwzięć,
- opracowywania programów oszczędnościowych oraz efektywnego wykorzystania energii.

Wykonujemy badania cieplno-przepływowe, eksploatacyjne i gwarancyjne turbin oraz kotłów parowych.

Opracowujemy specjalistyczne programy inżynierskie, wykonujemy obliczenia wytrzymałościowe, cieplne i przepływowe maszyn i urządzeń energetycznych oraz ich elementów.

Zajmujemy się projektowaniem: rurociągów parowych i wodnych, układów AKPiA turbin, kotłów i urządzeń pomocniczych oraz instalacji olejowych.



Zapewniamy:

- partnerską współpracę z klientem,
- opiekę techniczną i organizacyjną na każdym etapie realizacji zadania,
- porady i konsultacje,
- terminowość wykonywania usług,
- racjonalizację kosztów realizowania kontraktów.

ZARZĄDZANIE JAKOŚCIĄ ISO 9001:2008

ZARZĄDZANIE JAKOŚCIĄ ISO 9001:2008
Systematycznie monitorowany
DEKRA Certification
DEKRA
certyfikat

http://www.inwat.com.pl
E-mail: info@inwat.com.pl

Czy będzie prąd z gazu łupkowego?

Wszystko wskazuje na to, że niezależnie od zobowiązań i traktatów światowych Unia Europejska jest zdecydowana prowadzić politykę znaczącego ograniczania emisji dwutlenku węgla. W takich warunkach trudno zakładać, że krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną może być pokryte przez elektrownie zasilane węglem. Przy ograniczonych możliwościach wytwarzania ze źródeł odnawialnych oraz trudnościach z pozyskaniem akceptacji społecznej dla elektrowni jądrowych, sposobem na znaczące zmniejszenie emisji byłoby wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach zasilanych gazem ziemnym. Spełniony musi być jednak podstawowy warunek: gaz ten musi być dostępny niezależnie od politycznych uwarunkowań, po możliwie stabilnej i racjonalnej cenie.

W toczącej się w Polsce dyskusji o gazie z łupków nie może zatem zabraknąć pytań o możliwości i warunki jego wykorzystania do produkcji energii elektrycznej. Z tego względu, kolejną edycję dyskusji redakcyjnej na łamach „Przeglądu Energetycznego", zorganizowanej przez Izbę Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska, poświęciliśmy tematowi pod hasłem „Czy będzie prąd z gazu łupkowego?"

Spośród zaproszonych gości udział w dyskusji wzięli:

– Marian Babiuch – Prezes Zarządu, Dyrektor Generalny Elektrociepłowni Zielona Góra S.A.,

– Dr Mirosław Duda – ARE,

– Dr Andrzej Kassenberg – Prezes Instytutu na rzecz Ekorozwoju,

– Piotr Dobrowolski – Dyrektor Sektora Energy, Członek Zarządu Siemens Sp. z o.o.

Stronę redakcyjną reprezentowali: Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski, Dyrektor Instytutu Techniki Cieplnej PW – moderator dyskusji oraz Sławomir Krystek – Dyrektor Generalny Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska.

Dalej prezentujemy autoryzowany zapis tej redakcyjnej dyskusji.

Fot. Monika Witkowicz

• ***Przygotowując się do tej dyskusji założyliśmy, że odbędzie się ona w swoistym trójkącie. Tzn., że będą w niej reprezentowani przedstawiciele potencjalnych odbiorców gazu, pozarządowych organizacji dbających o środowisko naturalne oraz reprezentanci gazownictwa. Ci ostatni, z przyczyn tylko sobie znanych, choć zaprosiliśmy kilku, uchylili się od wzięcia udziału w tej dyskusji. To ograniczyło nam nieco przestrzeń do rozważań, pozostawiając jednak dostatecznie dużą do przedyskutowania kilku problemów. I tak, jeśli świetlane perspektywy wydobycia w Polsce gazu niekonwencjonalnego, popularnie zwanego łupkowym, okażą się realne, w jaki sposób generalnie zmieni się zaopatrzenie w to paliwo w Polsce, w tym dla energetyki? Czy można będzie liczyć na niższe ceny gazu, czy tylko na większe bezpieczeństwo dostaw? Na ile nasza struktura systemu gazowego umożliwi skorzystanie z tej szansy, zwłaszcza przez energetykę? Jakie zmiany tej struktury będą nieodzowne?***

– **M. Duda**: – Gaz pozostanie gazem, bez względu na to jak go nazwiemy – łupkowym, zaciśniętym, czy jeszcze inaczej. Jeżeli przy tym ten gaz będzie zatłaczany do systemu gazowniczego, to jego wykorzystanie w elektroenergetyce nie będzie się różniło niczym od tego co ma miejsce obecnie. Skala wykorzystania gazu łupkowego w elektroenergetyce będzie zależała od tego jak będą się kształtowały ceny tego paliwa, po okresie rozwoju jego wydobycia. Tzn. na ile rozwój wydobycia gazu łupkowego wpłynie na ceny gazu w ogóle. Mamy doświadczenia amerykańskie w tym zakresie, którymi możemy się posłużyć. Otóż zwiększenie wydobycia gazu łupkowego w USA przyczyniło się pośrednio do obniżenia ceny gazu na rynku, zmniejszył się bowiem znacznie import LNG. To sprawiło, że Gazprom „zjechał" z ceny 400–500 dolarów do 300–350 za 1000 m^3. Innymi słowy, po-

jawienie się gazu łupkowego stanowi impuls do obniżenia cen gazu. Jeżeli nader optymistyczne prognozy dotyczące wydobycia gazu łupkowego w Polsce ziszczą się (nie należy zapominać o istnieniu wielu znaków zapytania w tej kwestii) – to możemy spodziewać się pojawienia zjawisk dwojakiego rodzaju. Po pierwsze – wzrośnie nasze bezpieczeństwo energetyczne. Po drugie – można oczekiwać obniżenia cen gazu na rynku europejskim. Obecnie zakres tych dwóch efektów nie jest wprawdzie do oszacowania, niemniej należy czynić przygotowania do ich pojawienia się.

– **S. Krystek**: – Rozmawiałem z właścicielem amerykańskiej firmy, który inwestuje w poszukiwanie gazu łupkowego w Polsce. Według jego oceny, nie ma wątpliwości, że gaz łupkowy w Polsce jest. Odrębną sprawą są warunki i koszty jego wydobycia, ba, w ogóle możliwość jego wydobycia. To trzeba ustalić. Na marginesie, jest to firma stosująca metodę tzw. czystej wody do wydobycia gazu łupkowego, a więc bez dodatków chemicznych. Nie sądzę, aby elektroenergetyka musiała się w jakiś szczególny sposób przygotowywać do ewentualnego pojawienia się w znacznych ilościach gazu łupkowego na rynku. I bez tego, już dziś wiadomo bowiem, że polskiemu systemowi elektroenergetycznemu potrzeba trochę elektrowni gazowych. Gdyby w Polsce gaz łupkowy pojawił się w znacznych ilościach na rynku, bez wątpienia, podobnie jak w USA, wywoła rewolucję w cenach gazu. Sprawdzałem, bodaj 4 lutego, 1000 Nm^3 gazu kosztowało w USA na giełdzie 102,5 dolara. To oznacza, iż gaz jest tam trzykrotnie tańszy niż u nas. Mimo mroźnej zimy, ceny gazu dla gospodarstw domowych spadły tam radykalnie. Trudno się więc dziwić, że Amerykanie chcą zbudować w elektroenergetyce 150 tys. MW na gazie, a resztę potrzeb zaspokoić inwestycjami w energetykę jądrową.

– **A. Kassenberg**: – Byłbym bardzo ostrożny co do tego, że z gazu łupkowego na pewno będziemy korzystali na znaczną skalę. O gazie łupkowym w Polsce nasi geologowie wiedzieli od wielu lat, ale nie posiadaliśmy technologii przemysłowej pozwalającej na jego wydobycie. Kwestią kluczową jest, czy ciśnienie tego gazu pozwoli na jego wydobycie w sposób opłacalny. Ten gaz, gdyby się pojawił na rynku w znacznych ilościach, poza rewolucją cenową, mógłby dokonać jeszcze innego rodzaju rewolucji. A więc przemodelowałby dotychczasowy system zaopatrzenia Polski w to paliwo. System ten obecnie oparty jest o zakupy z Rosji, połączenia na południu i zachodzie i, w niedalekiej przyszłości, do-

Marian Babiuch
– Prezes Zarządu, Dyrektor Generalny Elektrociepłowni Zielona Góra S.A.

stawy LNG z Zatoki Perskiej. Ten gaz mógłby się także przyczynić do rozwoju energetyki rozproszonej, bo występuje w wielu miejscach w Polsce. Tylko to wszystko nie znajduje żadnego odbicia w polityce energetycznej państwa. No i wreszcie, gaz łupkowy mógłby się przyczynić do zmniejszenia presji na zmiany klimatu ze względu na to, że jego intensywność węglowa jest niższa niż węgla. Choć niektórzy twierdzą co innego, chodzi o niespalony metan, który jest dla środowiska 25-razy gorszy niż CO_2. Z kolei inni twierdzą, że ten problem, z technologicznego punktu widzenia, można rozwiązać.

Dr Mirosław Duda
– ARE

Te wszystkie kwestie również powinny być uwzględnione w polityce energetycznej państwa. W obecnej nie są. Jest ona zlepkiem różnych interesów grupowych. Prezentuje taki dryf energetyczny.

• ***Pracujące dotychczas w Polsce elektrociepłownie gazowe, z punktu widzenia zasilania paliwem, można podzielić na dwie grupy: zasilane gazem z lokalnego źródła oraz gazem systemowym. Gaz lokalny jest zwykle znacząco tańszy między innymi dlatego, że nie jest obciążony kosztami dystrybucji. Jak wyglądałoby to w przypadku gazu z łupków? Jakie są warunki jego lokalnego wykorzystania?***

– **M. Babiuch**: – Sytuacja na dziś jest taka, że, póki co, gazu z łupków nie ma. Możliwe scenariusze, które wyłonią się z obecnie prowadzonych badań, są dwa. Pierwszy – gaz będzie w znacznych ilościach i po opłacalnych cenach. Drugi – gazu nie będzie, bo albo z przyczyn fizycznych nie można go wydobyć, albo z przyczyn ekonomicznych – nie warto. Jeżeli gaz będzie, to rodzi się pytanie – kiedy? Mówi się, że za 8–10 lat. Trudno więc wyobrazić sobie, aby dziś kreować politykę energetyczną na czymś czego nie ma. Tymczasem, dla energetyki już dziś idą ciężkie czasy. Niedawno mieliśmy obciążenie systemu ponad 26 tys. MW, a rezerwa wynosiła 1300 MW. Wystarczyło żeby wyskoczyły dwa bloki i mielibyśmy biedę. Równocześnie słyszymy, że wszystkie zamierzenia inwestycyjne w elektroenergetyce opóźniają się. Niedługo zaś będziemy mieli rok „2016". Tym się martwmy przede wszystkim. A gaz łupkowy? – niech go poszukują. A jak będzie – wtedy skorygujemy politykę energetyczną.

– **P. Dobrowolski**: – W USA odwiedziłem dwie instalacje wydobycia gazu łupkowego, diametralnie od siebie różne. Skłoniło mnie to do refleksji, że u nas w sprawie gazu łupkowego dzielimy skórę na niedźwiedziu, który ani nie wiadomo jaki jest i czy w ogóle go mamy. Ponieważ nie ma tu przedstawicieli górnictwa gazowego, więc może dodam trochę informacji na temat technologii, które obserwowałem. W Pensylwanii, na tych odwiertach, które widziałem wydobywa się tylko gaz mokry. Metan sprzedaje się praktycznie po kosztach, a zysk przynosi sprzedaż frakcji ciekłych. Gdy przypadkowo natrafi się na gaz suchy, otwór jest zaślepiany i czeka „na lepsze czasy". Za ekipą prowadzącą odwierty porusza się mobilna fabryka chemiczna, produkująca frakcje ciekłe i sprężająca gaz zatłaczany do sieci. Z kolei w kopalni w Teksasie, którą również odwiedziłem, wydobywano gaz suchy. Jest on na miejscu jedynie

odwadniany i przesyłany na odległość ok. 200 mil. Dopiero tam zostaje oczyszczony, a następnie zatłaczany do sieci. My na razie o naszym gazie nie wiemy nic.

Ceny rosyjskiego gazu w Polsce i Europie podlegają indeksacji w stosunku do cen ropy, co jest dość dziwne, a dla elektroenergetyki niezwykle niekorzystne. Powinno się na poziomie europejskim wywołać dyskusję nt. związania ceny gazu z ceną energii elektrycznej. To by doskonale wpłynęło na rozwój energetyki gazowej. Natomiast obecnie, przy całkowitej nieprzewidywalności ceny gazu, podjęcie decyzji o inwestycji w elektrownię gazową jest co najmniej trudne. We wszystkich krajach, w których rozpoczęto wydobycie gazu łupkowego, takich jak USA, czy Argentyna, nastąpił radykalny spadek cen. U nas ten spadek nie byłby tak radykalny, ze względu na inne uwarunkowania środowiskowe, czy też inną strukturę systemu gazowniczego. Jednak na pewno gaz przestałby być tak drogi jak jest.

Amerykanie, przy wydobyciu gazu łupkowego, bazują na istniejącej infrastrukturze sieciowej, tzn. starają się wiercić blisko niej, by zminimalizować inwestycje systemowe. W miarę oddalania się od sieci wykorzystują istniejące już rurociągi technologiczne, aby doprowadzić do niej gaz. Infrastruktura gazownicza i elektroenergetyczna, to dwa różne światy. Łączy je jedno – ich budowa to droga przez mękę. Linię energetyczną, czy sieć gazowniczą potrafimy budować 15 lat i więcej. Choćby z tego względu gaz łupkowy szybko rewolucji nam nie przyniesie. Trzeba się skupić na tworzeniu szeroko rozumianych warunków, tak by budowanie tej infrastruktury było łatwiejsze. To samo dotyczy unormowań formalno-prawnych definiujących warunki rozwoju tego biznesu. Ci, którzy zechcą w niego zainwestować, muszą mieć przekonanie, że będą one funkcjonować odpowiednio długo i pozwolą osiągnąć zysk z włożonego kapitału. Jeśli tak się nie stanie, potencjalni inwestorzy przeniosą swoje zainteresowanie na inne kraje, posiadające złoża gazu łupkowego. Polska jest w tej dobrej sytuacji, że różnica między obecną ceną gazu, a spodziewaną ceną gazu łupkowego jest duża. To podnosi atrakcyjność inwestycji i kusi potencjalnych inwestorów.

Warto wspomnieć o jeszcze jednej sprawie natury technologicznej. Ekolodzy często podnoszą problem dużego zużycia wody przy wydobyciu gazu łupkowego oraz stosowania dodatków chemicznych (1–2%) o nieznanym składzie. Woda jest co prawda zatłaczana głęboko poza warstwy wodonośne, ale ok. 65% jej powraca na powierzchnię i wymaga oczyszczania. W USA robi

Dr Andrzej Kassenberg
– Prezes Instytutu na rzecz Ekorozwoju

furorę szczelinowanie propanowe. Propan często występuje jako frakcja gazu mokrego. Używa się go zamiast wody i uzyskuje zdecydowanie lepsze efekty. Jest to technologia droższa inwestycyjnie, ale znacznie wydajniejsza. Propan odzyskuje się prawie w 100%. To sprawia, że łatwiej przekonać do tych rozwiązań otoczenie i ekologów. Skoro zatłaczamy do złoża „to co tam już było", to trudno twierdzić, że zanieczyszczamy głęboko położone warstwy łupków. Poza szczelinowaniem nastąpił też olbrzymi postęp techniczny w zakresie wiercenia horyzontalnego.

– **M. Duda**: – Te wszystkie instalacje będą budowali inwestorzy. Im się to musi opłacać. Także budującym gazowe źródła energii elektrycznej. Jaką zaś mamy teraz sytuację? Otóż w Polsce obecnie nadal funkcjonują żółte certyfikaty. Inwestujący w gazowe źródło energii analizuje przede wszystkim prognozy cen gazu, bo paliwo w źródle gazowym stanowi około 70% kosztów jego funkcjonowania. Źródła gazowe, niezależnie czy będzie gaz łupkowy, czy też nie, są potrzebne w polskim systemie elektroenergetycznym. Jaki będzie w nim ich udział, będzie zależało od cen gazu i przede wszystkim od polityki klimatycznej UE i cen uprawnień do emisji CO_2. I wtedy pojawi się problem, czy żółte certyfikaty są potrzebne, czy też nie? Ale to w polityce energetycznej musi być wyraźnie powiedziane Z moich analiz wynika, że jeśli cena uprawnień do emisji CO_2 będzie powyżej 60 euro za tonę, to żółte certyfikaty, przy prognozach cen gazu funkcjonujących na świecie, nie będą potrzebne. Gaz będzie się wówczas opłacał w elektrowniach parowo-gazowych, a jeszcze bardziej w elektrociepłowniach. Polityka energetyczna Polski, niezależnie od tego czy gaz łupkowy będzie, czy też nie, musi się wyraźnie odnosić do problemu gazu w elektroenergetyce. A jeśli będzie zakładała system wsparcia, to nie może on być taki jak obecnie dla żadnego ze źródeł. Obecny system wsparcia jest bowiem nieklarowny, nieprzejrzysty.

Piotr Dobrowolski
– Dyrektor Sektora Energy,
Członek Zarządu Siemens Sp. z o.o.

• ***Jedna z wielu różnic między warunkami amerykańskimi i polskimi jest ta, że Amerykanie mają doskonale rozwinięty system dystrybucji gazu. I tam, „gdzie się nie nawierci dziury", to od niej do jakiejś istniejącej rury jest niedaleko. Tymczasem, w Polsce system dystrybucji gazu jest bardzo ograniczony i są znaczne połacie kraju gdzie nie ma dostępu do sieci. A głównie w takich rejonach ma występować gaz łupkowy. W związku z tym pojawia się pytanie o warunki działania elektroenergetyki w momencie gdy nie jest podłączona do gazu systemowego lecz wykorzystuje go lokalnie.***

– **M. Babiuch**: – Na początku lat 90. podjęliśmy inicjatywę budowy bloku gazowego. Rozpoczęliśmy rozmowy z PGNiG, proponowano nam różne złoża. Były jednak one albo za małe lub niedostępne. W międzyczasie odkryto złoże „Kościan" o udokumentowanych zasobach 30 mld m^3 gazu. Bardzo szybko przygotowano to złoże by je wykorzystać do zasilania budowanego już bloku gazowo-parowego w Zielonej Górze. Położono 100 km rurociąg. Muszę w tym miejscu pochwalić ówczesne kierownictwo PGNiG. Nie tylko bowiem zbudowano rurociąg dedykowany EC Zielona Góra, ale równocześnie zamknął on

pierścień sieci gazu zaazotowanego w Zachodniej Polsce. W związku z tym, poprawiło się bezpieczeństwo energetyczne dostaw gazu w regionie, a elektrociepłownia otrzymuje rocznie około 350 mln m^3 gazu. Inwestycję uruchomiono w 2004 roku, a więc 8 lat otrzymujemy gaz. W tym czasie nie było ani jednej interwencji dotyczącej np. niewłaściwego ciśnienia gazu, jego jakości, czy czegokolwiek innego. „Zero" problemów. Mamy w Polsce znakomitych gazowników. Jestem wielkim zwolennikiem energetyki gazowej w elektrociepłowniach i zastąpienia wszystkich ciepłowni w Polsce, które pracują na systemy ciepłownicze, elektrociepłowniami gazowymi. Inwestycje te zajmują mało miejsca, emisja CO_2 jest o połowę mniejsza niż z węgla, pyłu nie ma, innych zanieczyszczeń – prawie nie ma. Jest to doskonały układ, w którym gaz przetwarza się na energię elektryczną z wysoką sprawnością i zasila miasta w ciepło. Blok w Zielonej Górze ma 200 MW elektrycznych i 135 MW termicznych. Do temperatury –2°C pracujemy w zasadzie tylko na tym bloku. Efektywność jest wówczas bardzo wysoka, podobnie jak opłacalność. Dzięki tym efektom możemy modernizować sieć cieplną, której jesteśmy właścicielem, prowadzić modernizację części węglowej zastępując tradycyjne kotły, szczytowymi gazowo-olejowymi oraz przygotować się do budowy kolejnego, mniejszego bloku, który będzie wkomponowany w system bezpieczeństwa energetycznego miasta. Od przyszłego sezonu grzewczego EC Zielona Góra będzie pierwszą w Polsce elektrociepłownią zawodową nieużywającą węgla.

– **S. Krystek**: – PGNiG, gdy budowano blok w EC Zielona Góra, zależało na uzyskaniu dużego odbiorcy gazu zaazotowanego. Ten duży odbiorca ustabilizował ceny tego gazu. Ów gaz jest w porównaniu z gazem sieciowym stosunkowo tani. Ale proszę popatrzeć na elektrociepłownie gazowe np. w Lublinie, czy Rzeszowie, które ekonomicznie dają sobie radę również na drogim gazie sieciowym, a ciepło w nim zawarte jest przecież trzy razy droższe od zawartego w węglu.

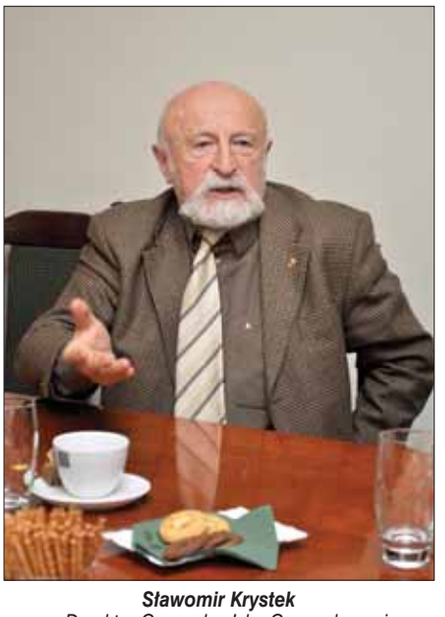
– **M. Duda**: – Żeby nie było aż tak różowo z możliwościami wykorzystania gazu w elektroenergetyce – przestrzegam. Otóż złoża gazu łupkowego w Polsce są dosyć rozproszone. I nie jestem pewien czy będzie można znaleźć dostateczną liczbę lokalizacji, w których gaz łupkowy da się wykorzystywać przez okres ekonomicznego życia jednostki elektroenergetycznej. Jestem bardzo sceptyczny co do możliwości lokalnego wykorzystania tego gazu. Dla

Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski
– Dyrektor Instytutu Techniki Cieplnej PW

niego właściwą perspektywą jest włączenie go do gazu systemowego.

– **M. Babiuch**: – W tym miejscu warto dodać, że na paliwie gazowym, w kogeneracji, wytwarza się dużo więcej tak potrzebnej nam energii elektrycznej niż na węglu.

– **A. Kassenberg**: – Musimy ciągle pamiętać, że choć gaz z łupków niesie ze sobą mniejszą emisję gazów cieplarnianych niż węgiel, to jednak jest paliwem kopalnym. Jeżeli będzie następowało dalsze zaostrzanie polityki klimatycznej, o czym świadczy Mapa Drogowa 2050 budowania gospodarki niskowęglowej w UE, to nie rozwiąże nam on problemów z drastycznym ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych. Kluczem do tego jest zbudowanie w Polsce zmodernizowanej, bardziej innowacyjnej gospodarki, zużywającej energię w sposób efektywny i ze znacznym udziałem energetyki odnawialnej. Polska jest dziś na ostatnim miejscu w UE w zakresie stosowania ekoinnowacji. Wydaje się, iż stworzenie małych, hybrydowych systemów energetycznych, np. w skali powiatu, na bazie lokalnych zasobów odnawialnych i wykorzystanie gazu z łupków jako zabezpieczenia dla fluktuującej energetyki odnawialnej, byłoby, korzystnym i racjonalnym rozwiązaniem na 30–40 lat do przodu.



Sławomir Krystek
– Dyrektor Generalny Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska

• ***Za jeden z przyszłościowych kierunków rozwoju energetyki jest uważana energetyka rozproszona, w tym przy zastosowaniu mikroelektrowni. Docelowa wizja, to obiekt użytkowy lub mieszkalny wytwarzający energię elektryczną na swoje potrzeby. Gaz ziemny dla takich mikroelektrowni, ocenia się, byłby doskonałym paliwem. Wydaje się, że wizja Jana Kowalskiego, który sam sobie produkuje energię elektryczną, ciepło, a następnie ziemniaki, pomidory oraz pomarańcze we własnej szklarni – to wizja chora, droga donikąd. Energii w małej instalacji nie da się tak efektywnie wyprodukować jak w dużej. Prawa techniki są tu bezlitosne i nie da się ich obejść. Ale... Właściwie w każdym polskim mieście jest ciepłownia opalana węglem z kotłem WR. Włodarze tych obiektów powinni być świadomi lat 2013–2017, gdy trzeba będzie zacząć kupować uprawnienia i 2023 roku, gdy zacznie działać Dyrektywa o emisjach przemysłowych. A wiszą nad nami inne wymagania i dyrektywy. I rodzi się pytanie – co wówczas stanie się z tymi źródłami? Gaz łupkowy mógłby tu być jednym z rozwiązań.***

– **P. Dobrowolski**: – Zbudowanie instalacji odsiarczania, czy odazotowania spalin dla dużych bloków energetycznych nie przedstawia dziś problemu ani z punktu widzenia technologicznego, ani też ekonomicznego. Natomiast im obiekt jest mniejszy, tym zagadnienia te stają się trudniejsze, rosną bowiem koszty jednostkowe tych instalacji. Dlatego przejście na gaz w małych obiektach jest bardzo dobrym rozwiązaniem. Małe jednostki powinny pracować w kogeneracji, z uwagi na stosunkowo niską sprawność turbin gazowych małych mocy.

Ponieważ ostatnio bardzo promowana jest mikrogeneracja rozproszona, warto zwrócić uwagę na pewne jej wady, czyli wysokie koszty jednostkowe (cena 1 kW mocy zainstalowanej) i wysoką materiałochłonność. Gdyby chcieć oprzeć cały polski system elektroenergetyczny na jednost-

kach o mocy 1 MW, to w Europie zabrakłoby stali aby móc je wyprodukować.

– **A. Kassenberg**: – W Polsce mamy znacznie większą gęstość zaludnienia niż w USA. U nas, przy wydobyciu gazu z łupków, będziemy więc mieli znacznie więcej problemów ze społecznościami lokalnymi. Tego nie można bagatelizować. Trzeba będzie także uwzględnić przypisy prawa dotyczące europejskiej sieci obszarów chronionych Naturą 2000. Kolejny problem dotyczy wody. Tak się składa, że gaz z łupków występuje także tam gdzie notuje się jej deficyt. A zużycie jej do wydobycia gazu z łupków jest znaczne. Wprawdzie część odzyskuje się, ale nie całą. Do tego dochodzą chemikalia. Stanowić to może zagrożenie dla jakości wód powierzchniowych i płytkich podziemnych. Mogą być także problemy z rozjeżdżaniem dróg lokalnych przez ciężki sprzęt. Mimo wszystko, jeżeli będzie to porządnie robione, środowisko nie powinno ucierpieć. Aby tak było, warto powielić kanadyjski pomysł z Kolumbii Brytyjskiej gdzie powołano specjalną instytucję do kontrolowania prawidłowości eksploatacji gazu z łupków. Obawiam się, że gaz z łupków może doprowadzić do wypierania odnawialnych

źródeł energii. Tymczasem jego wykorzystanie powinno funkcjonować z nimi w symbiozie.

– **S. Krystek**: – Potencjalne kłopoty ze społecznościami lokalnymi, które zasygnalizował mój przedmówca, pokazują jak diametralnie inaczej myślą one w Polsce i w USA. U nas ludzie boją się, że rozjeżdżą im drogi lokalne, a w Dakocie cieszą się, że te drogi zostaną zbudowane z pieniędzy z gazu z łupków, a bezrobocie w tym stanie to ok. 3%. Proszę to porównać z polskimi realiami. Tu patrzy się nań jak na nieszczęście, tam jak na dobrodziejstwo. Nadrzędnym kryterium wyboru określonej metody wykorzystania paliwa pierwotnego powinna być efektywność energetyczna. Nikt dotychczas nie wymy-

REMAK-ROZRUCH
SPÓŁKA AKCYJNA
45-324 Opole, ul. Łowicka 1
tel. +48 77 451 73 10
fax +48 77 455 72 21
www.remak-rozruch.com.pl

Remak-Rozruch SA od 20 lat prowadzi działalność w sektorze energetyki i przemysłu. Oferuje profesjonalizm, wysoką jakość usług oraz ogromne doświadczenie zdobyte w ostatnim 20-leciu w całym zakresie swojej działalności.
Główne profile działalności:
- Modernizacje i generalne wykonawstwo
- Uruchomienia i prace specjalistyczne
- Montaż mechaniczny
- Montaż elektryczny i AKPiA

CERTYFIKAT Nr CSJ/009/2010 PN-EN ISO 9001:2009
SICHERHEITS CERTIFIKAT CONTRAKTOREN SCC**:2006
Diament Forbes 2010
solidna firma 2011

ślił bardziej efektywnej metody wykorzystania paliwa pierwotnego do produkcji energii elektrycznej i ciepła niż z gazu w kogeneracji. Żadna inna technologia nie jest w stanie osiągnąć sprawności całościowej powyżej 80%. Takie małe źródła powinny powstać w miastach, a ich barierą rozwoju będzie ilość ciepła jakie miasta będą w stanie zagospodarować.

– **M. Duda**: – Mam obawy, że w przypadku gazu z łupków, podobnie jak z innymi przedsięwzięciami w elektroenergetyce, także nastąpi konflikt między obszarami Natura 2000, a potrzebami zaopatrzenia kraju w energię. To jest problem nierozwiązany w skali UE, względy ekologiczne biorą górę nad potrzebami zaopatrzenia gospodarki i społeczeństwa w energię.

– **A. Kassenberg**: – Zupełnie nie podzielam tych obaw. Można się rozwijać przy obszarach Natura 2000, tylko trzeba mieć na względzie określone uwarunkowania.

– **M. Duda**: – To nie zmienia postaci rzeczy, że ten konflikt trzeba mieć na uwadze. M.in. doprowadził on do blokady rozwoju wykorzystania węgla brunatnego...

– **A. Kassenberg**: –... to jest rozmowa na zupełnie inny temat. Węgiel brunatny jako paliwo o wysokiej intensywności węglowej i niskiej kaloryczności nie powinien być brany pod uwagę w rozwoju polskiej energetyki w przyszłości.

– **M. Babiuch**: – Nie podzielam obaw jednego z przedmówców, że gaz z łupków może wyeliminować odnawialne źródła energii. Mógłby natomiast dokonać rewolucji, o czym tu już wcześniej wspomniano, w energetyce miejskiej. Od lat mówi się o zastąpieniu ciepłowni miejskich układami kogeneracyjnymi opalanymi gazem, bo jest to niebywale efektywne i korzystne. Nie sposób zrozumieć dlaczego, zważywszy, że w Polityce energetycznej mamy zapisany cel podwojenia do 2020 r. produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem, tego celu nie realizujemy? Gaz z łupków mógłby ten proces uruchomić. Ale problem kogeneracji i wsparcia jej rozwoju to temat na oddzielną debatę.

– **P. Dobrowolski**: – W Polsce mamy do czynienia z bardzo niskim poziomem świadomości społecznej dotyczącej uwarunkowań eksploatacji gazu z łupków. Idąc dalej – niski poziom wiedzy sprzyja manipulacji i budowaniu licznych stereotypów, zwykle nieodpowiadających prawdzie. Przed szeroko rozumianym sektorem energetycznym stoi wyzwanie zmiany tego stanu rzeczy. Weźmy przykład amerykański. W Teksasie nie ma żadnych problemów z wydobyciem gazu z łupków. Tam od lat poszukuje się i wydobywa ropę i gaz, a lokalne społeczności są świadome stosowanych technologii. Ale w innych rejonach, gdzie nie ma takich tradycji jak w Teksasie, są protesty, a ludzie obawiają się nieznanego.

• ***Problem umiejętnej rozmowy ze społeczeństwem, to w Polsce jedna, wielka bolączka. Przy okazji technikom przydałoby się trochę wiedzy biologicznej, zaś przyrodnikom, specjalistom od zarządzania – kszta wiedzy już nawet nie technicznej, ale z fizyki. Wracając zaś do umiejętnej rozmowy ze społeczeństwem. Irracjonalny przykład Mielna, Gąsek i lokalizacji elektrowni jądrowej. Pytam: – ile razy przed referendum byli tam przedstawiciele PGE? Czy ktoś mieszkańcom powiedział na ile wzrósłby ich dobrobyt gdyby powstała tam elektrownia jądrowa. Opadają ręce. Oczywiście nie przesądzam czy tam powinna, czy też nie powstać elektrownia jądrowa, to odrębna sprawa. Obawiam się, że to samo będzie z gazem z łupków.***

• ***Dziękujemy za rozmowę.***

Jarosław M. Jankowski
Kancelaria Weil, Gotshal & Manges

Stosowanie ustawy Prawo zamówień publicznych przez przedsiębiorstwa energetyczne

Przedmiotem artykułu jest analiza obowiązku stosowania przepisów ustawy Prawo zamówień publicznych („ustawa Pzp") przez przedsiębiorstwa energetyczne w rozumieniu Prawa energetycznego, które prowadzą działalność związaną z wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła (w tym przez podmioty udzielające zamówień w związku z budową nowych jednostek wytwórczych), które nie są podmiotami prawa publicznego i nie pozostają pod dominującym wpływem z ich strony, a inwestycja nie jest finansowana ze środków publicznych. Prywatne przedsiębiorstwa energetyczne zobligowane są do stosowania reżimu zamówień publicznych przy udzielaniu zamówień na podstawie art. 3 ust. 1 pkt 4 ustawy Pzp pod warunkiem spełnienia łącznie następujących dwóch przesłanek: (i) przesłanki przedmiotowej – zamawiający udziela zamówienia w celu prowadzenia jednego z rodzajów działalności sektorowej; oraz (ii) przesłanki podmiotowej – do prowadzenia działalności przez zmawiającego konieczne jest posiadanie praw szczególnych lub wyłącznych. Przedstawiona analiza prawna dotyczy interpretacji przesłanki podmiotowej – pojęcia „*prawo szczególne i wyłączne*", a także odpowiada na pytanie czy koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła wydana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („Prezesa URE") na podstawie Prawa energetycznego stanowi źródło takiego prawa.

Prawa szczególne lub wyłączne

Definicja pojęcia „*praw szczególnych lub wyłącznych*" została zawarta w art. 3 ust. 2 ustawy Pzp, który stanowi, iż prawami szczególnymi lub wyłącznymi są prawa przyznane w drodze ustawy lub decyzji administracyjnej, polegające na zastrzeżeniu wykonywania określonej działalności dla jednego tub większej liczby podmiotów, jeżeli spełnienie określonych odrębnymi przepisami warunków uzyskania takich praw nie powoduje obowiązku ich przyznania. W związku z tym, że pojęcie „*praw szczególnych lub wyłącznych*" zostało wprowadzone do prawa krajowego w wyniku implementacji art. 2 ust. 2 lit. b) oraz art. 2 ust. 3 Dyrektywy 2004/17 interpretacja tego pojęcia powinna być dokonywana w świetle przepisów prawa wspólnotowego oraz orzecznictwa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości.

Aspekty prawa wspólnotowego

Zgodnie z pkt 25 preambuły Dyrektywy 2004/17 prawa przyznane przez Państwo Członkowskie w jakiejkolwiek formie, w tym udzielenie koncesji ograniczonej liczbie podmiotów na podstawie obiektywnych, proporcjonalnych, niedyskryminacyjnych kryteriów, które umożliwiają jakiejkolwiek zainteresowanej osobie spełnienie powyższych kryteriów korzystania z praw, nie mogą być uważane za specjalne lub wyłączne prawa. Powyższe znajduje również potwierdzenie w dokumencie Komisji Europejskiej zatytułowanym „*Explanatory note – Utilities Directive. Definition of exclusive or special rights*", w którym Komisja Europejska wyjaśnia, iż na gruncie Dyrektywy 2004/17, która w art. 2 ust. 3 wprowadza nową definicję praw wyłącznych lub szczególnych, nie będzie dłużej możliwe wnioskowanie istnienia specjalnych lub wyłącznych praw jedynie na podstawie rodzaju wykonywanej działalności. Konieczne będzie przeprowadzenie w tym celu analizy czy w danym przypadku przedsiębiorstwo posiada prawa, „*które w istotny sposób wpływają na zdolność innych przedsiębiorstw do prowadzenia takiej działalności na tym samym terytorium i zasadniczo na tych samych warunkach*" oraz sprawdzenie w jaki sposób przedsiębiorstwo uzyskuje te prawa. Jeżeli okaże się, iż przedsiębiorstwo uzyskało prawa, nawet wyłączne, do prowadzenia jednej z działalności określonej w Dyrektywie 2004/17 na podstawie „*obiektywnych, proporcjonalnych i niedyskryminacyjnych kryteriów*", to takie prawa nie stanowią praw wyłącznych lub specjalnych w rozumieniu Dyrektywy 2004/17. Samo istnienie uprzywilejowania nie jest jeszcze wystarczające. Konieczne jest bowiem wykazanie, iż prawa szczególne lub wyłączne zostały przyznane w sposób arbitralny (a więc inaczej niż przy zastosowaniu obiektywnych, niedyskryminacyjnych i proporcjonalnych kryteriów). Z prawami wyłącznymi lub szczególnymi w rozumieniu Dyrektywy 2004/17 mamy zatem do czynienia w takich sytuacjach, w których państwo monopolizuje, w pełni lub częściowo, określoną dziedzinę gospodarki. Nie należą do tej kategorii natomiast wszelkie przypadki koncesjonowania, jeżeli koncesję może otrzymać każdy, kto spełnia określone warunki ustawowe[1].

Taki pogląd został wyrażony przez Europejski Trybunał Sprawiedliwości w sprawie C-302/94 dotyczącej sektora telekomunikacyjnego[2]. Zgodnie z zapadłym wyrokiem prawami szczególnymi lub wyłącznymi są tylko prawa udzielone przez władze państwa członkowskiego jednemu lub kilku podmiotom w oparciu o kryteria, które nie są obiektywne, proporcjonalne i niedyskryminacyjne. Europejski Trybunał Sprawiedliwości wskazał, że prawami szczególnymi lub wyłącznymi nie są koncesje, o ile może je uzyskać każdy podmiot, który spełnia obiektywne kryteria, a udzielenie koncesji nie daje koncesjonariuszowi szczególnej pozycji w stosunku do pozostałych konkurentów (nie ogranicza liczby podmiotów operujących na rynku).

Mając na uwadze powyższe okoliczności prawa szczególne lub wyłączne w rozumieniu Dyrektywy 2004/17/WE charakteryzować się będą następującymi cechami: (i) konsekwencją przyznania praw szczególnych lub wyłącznych jest uzyskanie przez przedsiębiorcę szczególnej pozycji w stosunku do innych przedsiębiorców, a równocześnie przyznanie tych praw powoduje, iż przedsiębiorstwo podlega wpływowi władzy publicznej, jakiego nie ma ona na inne przedsiębiorstwa; (ii) uprawnienie państwa do przyznania praw szczególnych lub wyłącznych prowadzi do monopolizowania przez nie w pełni lub częściowo określonej dziedziny gospodarki; (iii) przyznanie praw szczególnych lub wyłącznych w istotny sposób prowadzi do ograniczenia konkurencji na określonym rynku, a w konsekwencji ograniczona zostaje możliwość wykonywania tej samej działalności przez innych przedsiębiorców; oraz (iv) prawa szczególne lub wyłączne udzielane są jednemu lub kilku podmiotom w oparciu o kryteria, które nie są obiektywne, proporcjonalne i niedyskryminacyjne.

Aspekty prawa krajowego

Pojęcie praw szczególnych lub wyłącznych zawarte w art. 3 ust. 2 PZP ewoluowało w następstwie nowelizacji ustawy Pzp z dnia 7 kwietnia 2006 r. Na mocy tej nowelizacji, pojęcie praw szczególnych lub wyłącznych ograniczono do sytuacji, w których spełnienie określonych od-

rębnymi przepisami warunków uzyskania takich praw nie powoduje obowiązku ich przyznania. Wykładnia gramatyczna art. 3 ust. 2 ustawy Pzp wskazuje, iż do kategorii praw szczególnych lub wyłącznych zaliczają się jedynie prawa przyznawane w drodze uznania administracyjnego, których przyznanie wiąże się z zakwalifikowaniem do kręgu podmiotów wyłącznie uprawnionych do prowadzenia określonej działalności. W ten sposób, przez reglamentację prawa, jedynie tym podmiotom, którym przyznano prawo szczególne lub wyłączne, służy „zastrzeżenie" na ich rzecz wykonywania określonej działalności. Prawa do prowadzenia określonej działalności przyznane w drodze aktu administracyjnego przez instytucje państwowe w jakiejkolwiek formie, w tym udzielenie koncesji, ograniczonej liczbie podmiotów na podstawie obiektywnych i niedyskryminacyjnych kryteriów nie będą uważane za prawa szczególne i wyłączne[3]. Prawa wyłączne lub szczególne występują natomiast tam, gdzie państwo monopolizuje, w pełni lub częściowo, określoną dziedzinę gospodarki, a nie tam gdzie koncesję może otrzymać każdy, kto spełnia określone warunki ustawowe[4].

Charakter prawny koncesji na wytwarzanie energii wydawanej przez Prezesa URE nie jest jednak na gruncie polskiego prawa jednoznaczny. W tym kontekście, należy odwołać się do przepisów ustawy o swobodzie działalności gospodarczej („ustawy Sdg) i Prawa energetycznego regulujących procedurę udzielania koncesji. Przepisy („ustawy Sdg") wyznaczają podstawowe zasady przyznawania koncesji, w tym koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii (art. 46 pkt 3 ustawy Sdg). Regulacje ustawy Sdg w zakresie udzielania koncesji na wytwarzanie energii uzupełniają przepisy Prawa energetycznego, które wskazują w art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. b) i c) przypadki, w których wytwarzanie energii nie wymaga uzyskania koncesji. Ustawa Sdg w art. 56 ust. 1 zawiera katalog okoliczności uzasadniających po stronie organu koncesyjnego możliwość odmowy udzielenia koncesji lub ograniczenia jej zakresu w stosunku do wniosku o udzielenie koncesji. Warunki jakie musi spełniać wnioskodawca ubiegający się o udzielenie koncesji określone zostały w art. 33 ust. 1 Prawa energetycznego. Prawo energetyczne określa ponadto w jakich okolicznościach organ administracyjny może odmówić udzielenia koncesji. Stosownie do treści art. 33 ust. 3 Prawa energetycznego koncesja nie może być wydana wnioskodawcy.

W świetle przedstawionych powyżej przepisów ustawy Sdg i Prawa energetycznego należy stwierdzić, iż okoliczność, w której prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii uzależnione jest od uzyskania decyzji administracyjnej od organu administracyjnego, a zatem wyłączona jest w odniesieniu do tego rodzaju działalności swoboda gospodarcza, przesądza o konieczności kwalifikacji koncesji jako prawa szczególnego. Ustalenie tej okoliczności nie jest jednak jeszcze wystarczające do przesądzenia obowiązku stosowania przepisów ustawy Pzp przy zamówieniach udzielanych w celu wykonywania działalności polegającej na wytwarzaniu energii, jak bowiem wynika z treści art. 3 ust. 2 ustawy Pzp konieczne jest ustalenie zaistnienia dodatkowej przesłanki, czy zgodnie z przepisami Prawa energetycznego spełnienie określonych tymi przepisami warunków uzyskania koncesji nie powoduje obowiązku jej udzielenia. W tym względzie dopuszczalne są dwie interpretacje: interpretacja konserwatywna i liberalna.

Interpretacja konserwatywna

Interpretacja konserwatywna oparta jest na twierdzeniu, że przesłanki pozytywne i negatywne udzielania koncesji na wytwarzanie energii stwarzają nadmierną uznaniowość po stronie Prezesa URE i mają charakter ocenny. Dotyczy to w szczególności przesłanki dysponowania lub możliwości pozyskania odpowiednich środków finansowych na działalność koncesjonowaną (art. 33 ust. 1 pkt 2) oraz przesłanki posiadania odpowiednich możliwości technicznych (art. 33 ust. 1 pkt 3)[5]. Przesłanki te nie zostały w Prawie energetycznym dostatecznie dookreślone, co w praktyce oznacza znaczną swobodę po stronie organu koncesyjnego co do zastosowania tych wymogów w konkretnym przypadku. Prezes URE stwierdzając ich spełnienie działa na zasadzie uznania administracyjnego, brak jest bowiem upoważnienia do wydania przepisów wykonawczych do Prawa energetycznego, które określałyby w sposób obiektywny spełnienie warunków przewidzianych przez powyższe przepisy, m.in. przez wskazanie konkretnej kwoty kapitału zakładowego lub konkretnej wielkości minimalnej produkcji energii. Prawo energetyczne nie precyzuje do tego sposobu weryfikacji przez Prezesa URE wiarygodności oświadczeń złożonych przez wnioskodawcę, koniecznych celem uzyskania koncesji. Taka sytuacja stwarza Prezesowi URE instrument umożliwiający mu arbitralny wpływ na określenie katalogu przedsiębiorców mogących wykonywać działalność polegającą na wytwarzaniu energii[6].

Zastrzeżenia budzi również pozostawanie pod wpływem władzy publicznej (Prezesa URE) przez koncesjonariuszy, którzy mogą zostać zobowiązani na podstawie Prawa energetycznego do świadczenia usług systemowych na rzecz operatora systemu przesyłowego. Działalność energetyczna poddana jest również dalszym rygorom, tj. obowiązkowi ewidencjonowania kosztów, obowiązkom informacyjnym i sprawozdawczym wobec Prezesa URE, obowiązkom związanym z planowaniem działalności, obowiązkowi kontynuowania działalności po wygaśnięciu koncesji. Rygory te w sposób ewidentny ograniczają swobodę działalności w tym obszarze.

Pewne wątpliwości, które mogą powstać odnośnie braku obiektywności przesłanek udzielenia koncesji, wiążą się z użytym w art. 50 ustawy Sdg pojęciem rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją. Otóż zgodnie z pkt 2 tego artykułu przed podjęciem decyzji w sprawie udzielenia koncesji lub jej zmiany organ koncesyjny może dokonać sprawdzenia faktów podanych we wniosku o udzielenie koncesji w celu stwierdzenia, czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją oraz czy daje rękojmię prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją. Jak podkreśla się w doktrynie, rękojmia prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją nie może stanowić przesłanki negatywnej udzielenia koncesji ze względu na zamknięty katalog przesłanek odmowy udzielenia koncesji wskazany w art. 56 ust. 1 ustawy Sdg oraz w Prawie energetycznym[7].

Interpretacja liberalna

Zgodnie ze stanowiskiem liberalnym prowadzenie działalności na podstawie koncesji na wytwarzanie energii nie mieści się w pojęciu praw szczególnych lub wyłącznych w rozumieniu Dyrektywy 2004/17/WE oraz ustawy Pzp. Wynika to z faktu, że ani ustawa Sdg, ani Prawo energetyczne nie ograniczają liczby podmiotów, którym koncesja na wytwarzanie energii może być udzielona. Ustawodawca nie określa bowiem *a priori* maksymalnej ilości podmiotów mogących uzyskać koncesję na wytwarzanie energii. Tak więc o udzielenie koncesji może ubiegać się nieograniczona liczba wnioskodawców, a prawo do uzyskania koncesji posiada każdy wnioskodawca, który spełni określone prawem przesłanki, zaś odmowa przyznania koncesji jest dopuszczalna wyłącznie w enumeratywnie wyliczonych przypadkach. Jak podkreśla się w literaturze, jeżeli w danym przypadku nie zachodzi żadna z ustawowych przesłanek odmowy udzielenia koncesji, brak jest podstaw do wydania decyzji o odmowie wydania koncesji[8]. Nie można zatem mówić o arbitralności Prezesa URE. Aby ustrzec się przed zarzutem, że Prezes URE w sposób dyskrecjonalny dokonuje oceny wniosków koncesyjnych, Prezes URE publikuje na swojej stronie internetowej informatory dot. przesłanek udzielania koncesji. Precyzuje w ten sposób, wprawdzie nie w formie powszechnie obowiązującego prawa, ale w formie niewiążących instrukcji odpowiadających praktyce Prezesa URE w tym zakresie, katalogi dokumentów wymaganych przy występowaniu o udzielenie koncesji. Tym samym Prezes URE określa jasne reguły określające sposób prowadzenia postępowania. W świetle powyższego mamy do czynienia ze swobodnym, ale związanym przepisami prawa, zakresie władztwa administracyjnego[9]. Udzielanie koncesji w związku z przesłankami jej udzielenia nosi cechy uznaniowości administracyjnej, ale związanej. Oznacza to, że spełnienie ustawowych przesłanek jest zarazem warunkiem koniecznym, jak i wystarczającym do udzielenia koncesji[10].

Wśród przesłanek pozytywnych i negatywnych udzielenia koncesji zawartych w Prawie energetycznym i ustawie Sdg trudno znaleźć takie, których posiadanie nie byłoby konieczne organowi administracyjnemu dla oceny zasadności przyznania koncesji z punktu widzenia szczególne-

go charakteru działalności jaką jest wytwarzanie energii. Zatem trudno przesłanki te określić mianem: nieobiektywnych, nieproporcjonalnych oraz dyskryminacyjnych. Takie stanowisko odpowiada również treści art. 6 ust. 1 Dyrektywy 2003/54, zgodnie z którym w odniesieniu do budowy nowych jednostek wytwórczych państwa Unii Europejskiej wprowadzają procedurę udzielania zezwoleń, która będzie prowadzona zgodnie z obiektywnymi, przejrzystymi i niedyskryminacyjnymi kryteriami.

Uzyskanie koncesji nie powoduje również powstania stosunku zależności pomiędzy organem państwa, a koncesjonariuszem i nie wpływa na jego pozycję na rynku, skoro również inne zainteresowane podmioty, spełniające te same kryteria, mogą się ubiegać o przyznanie im takich samych uprawnień i podlegając takiemu samemu wpływowi ze strony Prezesa URE[11].

W świetle powyższych wyjaśnień interpretacja liberalna jest bardziej uzasadniona[12]. Natomiast wydaje się, iż z udzieleniem praw szczególnych lub wyłącznych będziemy mieli do czynienia w przypadku, o którym mowa w art. 9i ust. 10 Prawa energetycznego, tj. wyznaczeniem z urzędu przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej tzw. sprzedawcy z urzędu w rozumieniu art. 3 pkt 29 Prawa energetycznego. W takim przypadku dochodzi bowiem do wydania władczego rozstrzygnięcia organu administracji publicznej o charakterze uznaniowym i wyłączona zostaje możliwość prowadzenia tej działalności przez inne podmioty, co przesądza o istnieniu praw szczególnych lub wyłącznych.

Praktyka rynkowa i zagadnienia problematyczne

Bez względu na zasadność przyjęcia interpretacji liberalnej przepisów ustawy Pzp wyrażonej w niniejszym artykule, na uwagę zasługuje praktyka na terytorium Polski przedsiębiorstw energetycznych kontrolowanych przez inne państwa Unii Europejskiej. Praktyka rynkowa pokazuje, że takie przedsiębiorstwa pomimo posiadania w Polsce waloru przedsiębiorstw prywatnych stosują często ustawę Pzp. Przykładami takich podmiotów są m.in. Vattenfall Heat Poland S.A. (należący do grupy Vattenfall kontrolowanej w 100% przez Szwecję), Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. (należący do grupy Fortum kontrolowanej w 50,76% przez Finlandię), Elektrociepłownię Kraków S.A. (należącą do grupy EdF kontrolowanej w 84% przez Francję) oraz Elektrociepłownię Chorzów „Elcho" S.A. i Elektrownię Skawina S.A. (należące do grupy CEZ kontrolowanej w 69,78% przez Czechy). Taka praktyka może być oparta w szczególności na biznesowej decyzji, aby uniknąć potencjalnych lub teoretycznych ryzyk lub konsekwencji związanych z możliwością przyjęcia interpretacji konserwatywnej i unieważnieniem zawartej umowy, ale również na obowiązkach wynikających z ustawodawstwa zagranicznego lub na wymogach korporacyjnych lub jest podyktowana innymi względami (np. finansowanie zamówienia następuje w stopniu powyżej 50% ze środków publicznych pochodzących z budżetu unijnego). Taka praktyka wynikać może również z faktu, że część przedsiębiorstw energetycznych niekontrolowanych przez państwo polskie (ale przez państwo inne) została uwzględniona w niewyczerpujących wykazach podmiotów zamawiających w rozumieniu Dyrektywy 2004/17 stanowiących załącznik I–X do Dyrektywy 2004/17. Nie jest jednak jasnym dlaczego pewne podmioty zostały wpisane w tych wykazach i jakie jest tego uzasadnienie prawne[13]. Wobec braku implementowania Dyrektywy 2004/17 do polskiego porządku prawnego w taki sposób, aby ustawa Pzp zawierała wykaz podmiotów sektorowych objętych reżimem zamówień publicznych, wydaje się, że takie wykazy mają charakter wyłącznie pomocniczy i uzupełniający. Takie wykazy zostały przygotowane przez Komisję Europejską na podstawie informacji przedstawionych przez odpowiednie państwa Unii Europejskiej. Oznacza to, że dokonana kwalifikacja prawna przedstawia jedynie ocenę państw Unii Europejskiej (potwierdzonych przez Komisję Europejską). Nie podważa to natomiast podstawowej zasady, że dokonywanie kwalifikacji z punktu widzenia zamawiającego należy do-

ENERGOAPARATURA
www.enap.com.pl

Budowa, modernizacja i remonty linii elektroenergetycznych

Budowa, modernizacja i remonty stacji i rozdzielni elektroenergetycznych

Kompleksowe usługi w zakresie pomiarów, automatyki i elektryki NN

Produkcja urządzeń stosowanych na stacjach elektroenergetycznych

- Regulator Napięcia Transformatora RNTr-1
- Centralna Sygnalizacja Awaryjna CSA1, CSA-2, CSA12
- Automatyka Samoczynnego Załączenia Rezerwy Zasilania SZR-1, SZR-2, SZR-MI
- Automatyka Rezerwowania Wyłączników LRW-7, LRW-H5, LRW-37r
- Różnicowe Zabezpieczenie Szyn Zbiorczych ZSZ-7, ZSZ-H5
- Rezystory Bezindukcyjne RD3X50W
- Wskaźnik Położenia Przełącznika Zaczepów Transformatora DEC-1
- Konwertery Komunikacyjne KON-1, K1
- Sumator Sygnałów STC-4
- Przekaźniki

Energoaparatura SA
ul. Gen. K. Pułaskiego 7
40-273 Katowice

tel. 32 728 54 10
fax. 32 728 54 11
poczta@enap.com.pl

konywać w trybie przepisów krajowych ustawy Pzp interpretowanych w zgodzie z art. 2–7 Dyrektywy 2004/17 na podstawie zindywidualizowanych okoliczności sprawy i skonkretyzowanego podmiotu.

Mając na uwadze przyjętą praktykę rekomendowanym jest, aby państwo polskie w trybie art. 8 Dyrektywy 2004/17 dokonało aktualizacji wykazu podmiotów uwzględnionych w załączniku I-X do Dyrektywy 2004/17 usuwając tym samym wszelkie wątpliwości w kontekście zakresu podmiotowego reżimu zamówień sektorowych. Wskazanym jest również, aby krajowa izba odwoławcza i sądy krajowe badały z należytą starannością okoliczność jurysdykcji krajowej i kompetencji do rozstrzygania sporów w szczególności w stosunku do podmiotów, które nie są zobowiązane do stosowania ustawy Pzp. Implikuje to bowiem, że takie podmioty nie uzyskują statusu zamawiającego w rozumieniu ustawy Pzp i nie powinny korzystać ze szczególnego reżimu środków ochrony prawnej przewidzianego w ustawie Pzp.

Podsumowanie

Przedstawiona analiza prawna dotycząca przesłanki podmiotowej stosowania ustawy Pzp prowadzi do wniosku, że interpretacja liberalna jest bardziej uzasadniona. Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej lub ciepła na podstawie koncesji wydanej zgodnie z przepisami Prawa energetycznego, w przypadku gdy nie są polskimi podmiotami prawa publicznego ani nie pozostają pod dominującym wpływem ze strony polskich podmiotów prawa publicznego, nie podlegają obowiązkowi stosowania przepisów Pzp. Wynika to z faktu, że koncesja na wytwarzanie energii nie stanowi źródła prawa szczególnego lub wyłącznego. O koncesję na wytwarzanie energii ma prawo ubiegać się każdy podmiot w drodze otwartej procedury, a organ ma obowiązek jej udzielenia po spełnieniu określonych przesłanek mających walor obiektywnych, proporcjonalnych i niedyskryminacyjnych warunków.

[1] T. Skoczny, *Prawo Unii Europejskiej. Prawo materialne i polityki*, Warszawa 2003.
[2] Tak Europejski Trybunał Sprawiedliwości w wyroku z dnia 12 grudnia 1996 r. w sprawie C-302/94, *the Queen and the Secretary of State for Trade and Industry v. British Telecommunications plc*.
[3] Tak. P. Granecki, A. Panasiuk, *Zamówienia sektorowe*, wyd. C.H. Beck, Warszawa 2007, s. 7–8.
[4] J. Baehr, T. Czajkowski, W. Dzierżanowski, T. Kwieciński, W. Łysakowski, *Prawo zamówień publicznych. Komentarz*, Urząd Zamówień Publicznych, Warszawa 2007, s. 47.
[5] Tak J. Baehr, E. Stawicki, J. Antczak, *Prawo energetyczne. Komentarz*, wyd. Zakamycze, Kraków 2003, s. 220–221; A. Walaszek-Pyzioł, *Energia i prawo*, wyd. LexisNexis, Warszawa 2002, s. 41–42; H. Palarz, Prawo energetyczne z komentarzem, wyd. ODDK, Gdańsk 2004, s. 175; W. Dzierżanowski, J. Jerzykowski, M. Stachowiak, *Prawo zamówień publicznych. Komentarz*, LEX, 2010. Zdaniem tych autorów proces koncesyjny nosi znamiona uznaniowości, a koncesja jest decyzją administracyjną uznaniową – organ koncesyjny udzielający koncesji ma prawo do odmowy jej przyznania, pomimo spełnienia przez wnioskodawcę warunków ustawowych. Za uznaniem koncesji jako prawa szczególnego i wyłącznego opowiada się również: J. Pieróg, *Prawo zamówień publicznych. Komentarz*, wyd. C.H. Beck, 2010.
[6] Tak S. Dudzik, *Sposoby przekształcania prawa polskiego pod wpływem prawa europejskiego (na przykładzie prawa gospodarczego)*, Państwo i Prawo 2008, Nr 5.
[7] S. Koroluk, M. Pawełczyk, A. Powałowski, E. Przeszło, K. Trzciński, E. Wieczorek, *Ustawa o swobodzie działalności gospodarczej. Komentarz*, ABC, 2007; M. Brożyna, M. Chudzik, K. Kohutek, J. Molis, S. Szuster, *Komentarz do ustawy o swobodzie działalności gospodarczej*, LEX, 2005.
[8] Tak M. Szydło, *Reglamentacja podejmowania działalności gospodarczej w nowej ustawie o swobodzie działalności gospodarczej*, Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego 2004, nr 12, s. 6.
[9] Por. wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 3 października 1995 r., sygn. akt II SA 882/94, Wokanda 1995, nr 12, poz. 39. Zgodnie z wyrażonym przez NSA poglądem, ocena, czy podmiot ubiegający się o koncesję daje rękojmię należytego prowadzenia działalności gospodarczej należy do organu koncesyjnego. Ocena ta nie może być jednak dowolna.
[10] Tak F. Elżanowski, A. Falecki, R. Gawin, M. Gutowski, J. Kędzia, K. Kloc-Evison, D. Kośka, M. Mordwa, Z. Muras, M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, M. Sachajko, A. Skoczylas, K. Smagieł, M. Stefaniuk, M. Swora, M. Szostakowska, R. Trypens, M. Woszczyk, M. Zawiska, *Prawo energetyczne. Komentarz*, LEX, 2010.
[11] Tak A. Sołtysińska, *Europejskie Prawo Zamówień Publicznych, Komentarz*, wyd. Kantor Wydawniczy Zakamycze, Kraków 2006.
[12] Tak W. Hartung, *Prawa szczególne i wyłączne w rozumieniu ustawy – Prawo zamówień publicznych w sektorze energetycznym*, Prawo Zamówień Publicznych 2009, nr 2.
[13] Na uwagę zasługuje w szczególności kuriozalny przypadek spółek z grupy CEZ. Elektrociepłownia Chorzów „Elcho" S.A. została uwzględniona, a Elektrownia Skawina S.A. nie została uwzględniona w wykazie stanowiącym załącznik 2 do Dyrektywy 2004/17.

Od energetyki konwencjonalnej do jądrowej

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA to jeden z sześciu koncernów wchodzących w skład największej firmy energetycznej w kraju – **Polskiej Grupy Energetycznej**. Przedmiotem działalności spółki jest wydobywanie węgla brunatnego oraz wytwarzanie i dystrybucja energii elektrycznej i ciepła, obrót energią elektryczną i ciepłem oraz obrót paliwami ciekłymi. Ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w 2010 r. w Grupie Kapitałowej PGE wyniosła 52,7 TWh (w tym PGE GiEK – 43,2 TWh). Moc zainstalowana elektrowni i elektrociepłowni to w GK PGE 12,2 GW (w tym PGE GiEK 9,1 GW). Wydobycie węgla brunatnego w kopaniach sięgnęło 43,2 mln ton.

Ten podmiot gospodarczy składa się z centrali i 11 oddziałów, które znajdują się w różnych miastach Polski, na terenie ośmiu województw – są to kopalnie węgla brunatnego, elektrownie konwencjonalne i elektrociepłownie. PGE GiEK SA jest największym producentem węgla brunatnego, którego wydobycie stanowi 76% w skali kraju, a także liderem w produkcji energii elektrycznej – może wyprodukować ok. 40% krajowej energii elektrycznej. Jej udział w rynku dystrybucji energii elektrycznej wynosi 25%. Spółka jest ponadto lokalnym dostawcą ciepła w regionach, w których funkcjonują jej oddziały. Zatrudnia ponad 21,5 tys. pracowników, jej kapitał zakładowy przekracza 6.5 mld zł.

Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów jest liderem polskiego górnictwa węgla brunatnego (największa w kraju kopalnia odkrywkowa i jedna z największych w Europie). Istnieje ponad 30 lat. Głównym przedmiotem jej działalności jest wydobycie i sprzedaż węgla brunatnego. Bełchatowski węgiel jest najtańszym paliwem energetycznym w Polsce, z którego produkowana jest najtańsza energia w kraju. Wydobycie wynosi ok. 33 mln ton węgla, co stanowi 50% krajowego rocznego pozyskania tego surowca energetycznego (zasoby złoża szacowane są na ponad 1 mld ton).

Kopalnia Węgla Brunatnego Turów wydobywa i przetwarza węgiel brunatny i surowce towarzyszące oraz je sprzedaje. Istnieje 100 lat, łączy tradycję z nowoczesnością. Rocznie wydobywa ok. 12 mln ton węgla, zdejmowane jest w tym czasie 32 mln m^3 nadkładu. Powierzchnia odkrywki wynosi 2487 ha.

Elektrownia Bełchatów wytwarza energię elektryczną i ciepło. Produkcja energii elektrycznej osiągnęła wielkość 28,8 TWh, co stanowiło 18,5% energii wyprodukowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Jest to najwyższy udział w produkcji krajowej energii elektrycznej spośród wszystkich jej wytwórców. Ta elektrownia ma ponad 55% udział w krajowej produkcji energii elektrycznej wytwarzanej z węgla brunatnego. Moc zainstalowana El. Bełchatów w końcu 2010 r. wynosiła 5342 MWe (dwanaście bloków zmodernizowanych w latach 1997–2005). W ubr. zakończona została budowa bloku energetycznego 858 MW (moc maksymalna 910 MW), który spełnia wszystkie wymagania wynikające z dyrektyw Unii Europejskiej w dziedzinie emisji zanieczyszczeń do atmosfery.

Elektrownia Opole jest najnowocześniejszą w kraju elektrownia opalaną węglem kamiennym. Produkcja energii elektrycznej w 2010 r. osiągnęła 7,6 TWh, co stanowi 5% energii wyprodukowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Moc zainstalowana wynosi 1492 MW. W połowie lutego br. konsorcjum Rafako, Polimeksu-Mostostalu i Mostostalu Warszawa podpisało kontrakt na budowę dwóch bloków w tej elektrowni (800–900 MW każdy, wartość 9,4 mld zł).

Elektrownia Turów jest elektrownią cieplną, kondensacyjną, blokową z międzystopniowym przegrzewem pary i zamkniętym układem wody chłodzącej. Ma zainstalowanych 8 bloków energetycznych. Paliwem podstawowym jest węgiel brunatny, dostarczany przenośnikami taśmowymi z KWB Turów. Bloki nr 5 i 6 współspalają również biomasę leśną i rolną. Udział produkcji energii elektrycznej El. Turów w produkcji krajowej wynosił w 2010 r. ok. 7%, a jej moc sięgała 1900 MWe (produkcja energii elektrycznej wyniosła 10145,4 GWh). Zużycie węgla brunatnego wynosiło w tym czasie 9 871 705,6 Mg, a biomasy – 114 627,44 Mg. El. Turów jest jednym z najnowocześniejszych, spełniającym wszystkie wymogi w dziedzinie parametrów ekologicznych Unii Europejskiej zakładem produkującym energię elektryczną.

Zespół Elektrowni Dolna Odra. W jego skład wchodzą Elektrownia Dolna Odra w Nowym Czarnowie k/Gryfina oraz mieszczące się w Szczecinie Elektrownie Pomorzany i Szczecin. Podstawową ich działalnością jest wytwarzanie i obrót energią elektryczną oraz wytwarzanie ciepła. Produkcja energii elektrycznej w 2007 r. osiągnęła ok. 5 % produkcji krajowej. Moc elektryczna zainstalowana w elektrowniach (dane z 2010 r.) wynosi 1975 MW, moc cieplna 662 MW, a liczba kotłów energetycznych – 17. Głównym paliwem jest węgiel kamienny, wykorzystywana jest również biomasa w procesie współspalania. W 2011 r. został oddany do użytku najnowocześniejszy i największy w Polsce kocioł o wysokiej sprawności spalania, wykorzystujący 100% biomasy.

Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz. W jego skład wchodzą trzy jednostki produkcyjne: EC Bydgoszcz I zaopatrująca w ciepło i energię elektryczną zachodnią i centralną część Bydgoszczy, EC. Bydgoszcz II – największa i najnowocześniejsza, stanowiąca podstawowe źródło zasilania miasta w ciepło i energię elektryczną. EC Bydgoszcz III – szczytowa, zlokalizowana na terenie Zakładów Chemicznych Zachem, organizacyjnie wchodząca w skład EC Bydgoszcz II. Podstawową działalnością spółki jest wytwarzanie i obrót energię elektryczną oraz wytwarzanie, przesył i dystrybucja ciepła. Produkcja energii elektrycznej w 2008 r. wyniosła 680 756 GWh, stosowane paliwo to węgiel kamienny i olej opałowy. Moc osiągalna elektryczna wynosi 191 MW, cieplna – 866 MWt, produkcja ciepła 7 102 171 GJ, liczba bloków energetycznych – 12.

Elektrociepłownia Kielce jest największym producentem energii cieplnej dla Kielc. Spółka produkuje energię elektryczną i ciepło, zajmuje się także przesyłem i dystrybucją ciepła. Jej moc osiągalna wynosi 316 MWt, produkcja ciepła w 2007 r. wyniosła 1 657 606,6 GJ. W grudniu 2008 r. ukończono budowę bloku energetycznego o mocy 10,5 MW, który produkuje energię elektryczną i cieplną w skojarzeniu z wykorzystaniem biomasy. EC Kielce wyposażona jest w kocioł WP 140 o mocy cieplnej 140 MWt, 5 kotłów wodnych o łącznej mocy cieplnej 146 MWt, 1 blok kogeneracyjny składający się z kotła parowego OR 50 opalanego węglem kamiennym, kotła parowego OS 20 opalanego biomasą, turbiny przeciwprężnej o mocy 10MWe i stacji ciepłowniczej o mocy 30 MWt.

Elektrociepłownia Rzeszów jest samodzielną jednostką organizacyjną pracującą w oparciu o blok gazowo-parowy i węglowe kotły wodne.

Głównym profilem jej działalności jest produkcja ciepła na potrzeby miasta, a także energii elektrycznej. Jej produkcja w 2007 r. wyniosła 496 801 MWh, a ciepła 1 853 111 GJ. Stosowane paliwo to gaz ziemny wysokometanowy i węgiel kamienny. Moc osiągalna elektryczna wynosi 101 MW, a cieplna – 332,3 MW. Istnieje 1 blok energetyczny i 5 kotłów ciepłowniczych.

Elektrociepłownia Lublin-Wrotków. Jej podstawową jednostką wytwórczą jest blok gazowo-parowy produkujący energie elektryczną i ciepło w skojarzeniu z wykorzystaniem gazu ziemnego wysokometanowego jako paliwa podstawowego. EC jest największym źródłem energii elektrycznej i cieplnej na Lubelszczyźnie. Posiada największy blok gazowo-parowy w Polsce (moc osiągalna elektryczna to 231 MW, a cieplna – 627 MW). Produkcja energii elektrycznej w 2010 r. wyniosła 1 155 500 MWh, produkcja ciepła – 3 481 579 GJ. Prócz gazu stosowanym paliwem jest węgiel kamienny.

Elektrociepłownia Gorzów. W jej skład wchodzą dwie jednostki produkcyjne. EC 1, to zakład zbudowany w latach 50; urządzenia EC 1 to współpracujące z blokiem gazowo-parowym turbozespół przeciwprężny typu DDM-55 o mocy elektrycznej 5 MW i turbozespół upustowo-przeciwprężny 3P6-6 o mocy elektrycznej 6 MW. Zakład EC 2 został zbudowany w latach 70. W jego skład wchodzą 2 kotły parowe OP-140 o jednostkowej nominalnej mocy cieplnej 98,4 MW, turbozespół ciepłowniczy upustowo-kondensacyjny TC 32 o mocy elektrycznej 32 MW i kocioł wodny WP-70 o mocy cieplnej nominalnej 81,4 MW. Podstawową działalnością przedsiębiorstwa jest produkcja ciepła i energii elektrycznej, Produkcja energii elektrycznej w 2009 r wyniosła 640 793 MWh, a ciepła – 1 748 086 GJ. Moc elektryczna osiągalna wynosi 97,5 MW, a cieplna – 270 MW. EC ma 2 bloki energetyczne. Stosowane paliwo to gaz ziemny zaazotowany i węgiel kamienny.

Elektrociepłownia Zgierz rozpoczęła działalność 1 maja 1998 r. jako Energetyka Boruta Sp. z o.o., tj. jako nowy podmiot gospodarczy wyłoniony ze struktur nieistniejących już Zakładów Przemysłu Barwników „Boruta" SA, w oparciu o elektrociepłownię przemysłową. EC. wytwarza energię elektryczną w kogeneracji, a od 2008 r. wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej oparte jest na współspalaniu węgla, głównie brunatnego i biomasy. Firma zajmuje się dystrybucją i sprzedażą swych produktów. Prowadzi również pobór i uzdatnianie wody oraz sprzedaje węgiel mieszkańcom miasta i okolic. EC Zgierz jest podstawowym wytwórcą ciepła dla Zgierza, a także energii elektrycznej dla Parku Przemysłowego Boruta-Zgierz. Posiada 3 kotły parowe: OR 32 zbudowany w latach 60, moc cieplna 25 MW, kocioł OF-100, zabudowany w 1987 r. jako OP-140, w 2003 r. przebudowany na kocioł z hybrydowym układem spalania z komorą spalania pyłowego pod komorą spalania fluidalnego, o mocy cieplnej 69 MW (obecnie kocioł podstawowy) i kocioł OP-130 – zabudowany w 1967 r., o mocy cieplnej 91 MW (kocioł rezerwowy). EC posiada również 2 turbozespoły: nr 1, 16,7 MW (zabudowany w 1967 r.), turbina upustowa, obecnie jako rezerwowa i nr 2, 19,6 MW (zabudowany w 1969 r.), turbina upustowo-przeciwprężna, obecnie podstawowa w sezonie grzewczym. W 2009 r. produkcja energii elektrycznej wyniosła 27,2 GWh, a cieplnej 619 325 GJ. Moc osiągalna cieplna wyniosła 160 MWt, a elektryczna – 32,4 MWe.

Instalacja CCS

W oddanym do użytku w El. Bełchatów bloku energetycznym 858 MW wykorzystane są najnowocześniejsze i najlepsze dostępne technologie oraz światowe doświadczenia w dziedzinie realizacji i wyposażenia dużych bloków energetycznych. Inwestycja ta ma, zdaniem PGE GiEK SA, ogromne znaczenie dla polskiej elektroenergetyki, a także ma istotne znaczenie dla utrzymania rozwoju całego regionu bełchatowskiego i znacznej części woj. łódzkiego. Obiekt przygotowany jest również do współpracy z instalacją CSS, czyli ma status tzw. CSS Ready. Budzi ona kontrowersje i ostre dyskusje w świecie energetyków, m.in. ze względu na niedopracowane kwestie technologiczne, ogromny koszt i osłabienie mocy elektrowni, jeśli zostanie zainstalowana.

– Od 2009 r. w Elektrowni Bełchatów realizowane jest nowatorskie zadanie inwestycyjne z obszaru czystych technologii węglowych – budowa instalacji demonstracyjnej wychwytywania, transportu i geologicznego

składowania dwutlenku węgla (CCS), zintegrowanej z nowo wybudowanym blokiem 858 MW – mówi **Beata Nawrot-Miler**, rzecznik prasowy PGE GiEK. *– Zgodnie z harmonogramem zakończenie realizacji projektu CCS planowane jest w 2016 roku. Obecnie technologia CCS nie ma komercyjnego zastosowania w energetyce, dlatego projekt realizowany w Elektrowni Bełchatów jest projektem demonstracyjnym, którego zadaniem jest ocena i wykazanie możliwości zastosowania technologii CSS na skalę przemysłową w sektorze energetycznym*.

Dodajmy że Komisja Europejska przyznała El. Bełchatów 180 mln euro na dofinansowanie demonstracyjne tego projektu. W roku 2011 przedstawiciele kierownictwa PGE GiEK uczestniczyli w licznych międzynarodowych konferencjach poświęconych temu projektowi, m.in. w Londynie, Brindisi we Włoszech, hiszpańskiej Ponferradzie i Łodzi. Odbyły się także spotkania z mieszkańcami Ziemi Łódzkiej w celu uzyskania społecznej akceptacji dla podziemnego składowania CO_2.

Zamierzenia

PGE GiEK rozpoczęła także prace nad nowymi inwestycjami ogłaszając przetargi na nowe moce wytwórcze w El. Turów, elektrociepłowniach Bydgoszcz i Gorzów (gazowo-parowy blok kogeneracyjny mocy od 100 do ok. 140 MWe) i El. Pomorzany ((też blok tego typu) wchodzącej w skład Zespołu Elektrowni Dolna Odra.

W ramach realizacji projektu budowy pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej, w roku 2011 r. m.in. pracowano nad wstępnym studium wykonalności, rozpoczęto wybór potencjalnych lokalizacji. Ustalono, że badania lokalizacyjne i środowiskowe dla tych rekomendowanych lokalizacji rozpoczną się na wiosnę 2012 r. Wybór docelowej lokalizacji nastąpi w 2013 r. We wrześniu w Warszawie odbyła się konferencja w kwestii potencjalnego wyboru technologii, w której uczestniczyło siedem firm lub konsorcjum firm z Kanady, Francji, Ameryki, Korei Płd. i Japonii. Uruchomiono postępowanie w celu wyboru doradcy technicznego – inżyniera kontraktu tj. firmy posiadającej doświadczenie w przygotowaniu i zarządzaniu dużymi projektami inwestycyjnymi w dziedzinie energetyki jądrowej. W kwestii finansowania projektu ogłoszono przetarg na doradcę, który wygrała firma KPMG – będzie odpowiedzialna m.in. za analizę źródeł i opcji finansowania, wypracowanie modelu finansowania, czy analizę potencjalnych partnerów biznesowych. W październiku 2011 r. została zainicjowana kampania informacyjno-edukacyjna nt. energetyki jądrowej pt. **„Świadomie o atomie"**. W tym roku planowane jest rozpoczęcie postępowania przetargowego na dostawcę technologii, zakończenie postępowania przetargowego na inżyniera kontraktu i wykonawcę badań lokalizacyjno-środowiskowych, kontynuacja prac nad projektem, w szczególności w kwestii budowy i realizacji modelu finansowania inwestycji, rozbudowy zespołu projektowego i rozwoju własnych kompetencji, dalszej współpracy z podmiotami zaangażowanymi w projekt i działań komunikacyjnych, zwłaszcza w regionach potencjalnych lokalizacji elektrowni jądrowej. Pierwsza elektrownia jądrowa o mocy ok. 3000 MW zostanie oddana przez PGE w roku 2025 – wynika z nowej strategii Grupy. Do tej pory przedstawiciele PGE twardo obstawali przy roku 2020.

Andrzej Uznański

25

ENERGETAB 2012

MIĘDZYNARODOWE ENERGETYCZNE TARGI BIELSKIE

BIELSKO-BIAŁA INTERNATIONAL POWER INDUSTRY FAIR

11-14 września/September

Targi 4 -dniowe / 4 days Fair

www.energetab.pl

Ramirent na Słowenii

Największą inwestycją energetyczną na Słowenii jest obecnie budowa nowego bloku opalanego węglem brunatnym o mocy 600 MW w elektrowni Šoštanj. Jej właściciel, **Termoelektrarna Šoštanj d.o.o.**, część prac podzlecił firmie słoweńskiej, która wykonuje główne prace żelbetowe oraz nową chłodnię kominową, natomiast przetarg na realizację części kotłowej, wraz z realizacją budynku głównego nowego bloku, wygrał francuski Alstom. Stworzył konsorcjum z udziałem własnych spółek (Alstom Power i Alstom Boiler Deutschland), zdecydował też, by dostawę rusztowań i ich montaż zrealizowała jedna firma. Ogłoszony przez Alstom Power Systems GmbH przetarg wygrał **Ramirent Polska SA**.

– *Elektrownia Šoštanj jest potwierdzeniem uznania Ramirent jako eksperta w dostarczaniu swoich rozwiązań dla sektora przemysłowego. Projekt wspiera naszą strategię w oferowaniu wyspecjalizowanych usług podczas budowy i utrzymania obiektów przemysłowych* – komentował wygranie przetargu **Tomasz Walewander**, Senior Vice President Ramirent Oyj odpowiedzialny za segment Europa Centralna.

Grupa Ramirent powstała w Finlandii w 1955 r. Od 10 lat notowana na Helsińskiej Giełdzie Papierów Wartościowych jest liderem wśród europejskich firm specjalizujących się w wynajmie sprzętu budowlanego i rusztowań na rynku w Północnej i Środkowej Europie. Współpracuje z najlepszymi na świecie dostawcami sprzętu, co gwarantuje najwyższą jakość oferowanych maszyn i rusztowań. W 13 państwach europejskich ma 406 punkty obsługi, w których zatrudnia ponad 3200 pracowników. W 2011 r. Grupa Ramirent osiągnęła wartość sprzedaży na poziomie 650 mln euro.

Ramirent SA powstał w 2000 r. i jest największym w Polsce dostawcą innowacyjnych rozwiązań w zakresie wynajmu sprzętu budowlanego i rusztowań. Oferuje wynajem sprzętu budowlanego, podnośników, kontenerów, rusztowań, podestów, platform i dźwigów. Do dyspozycji klientów są 42 oddziały na terenie całego kraju (największa sieć oddziałów w Polsce) i specjalne oddziały projektowe dedykowane konkretnym inwestycjom budowlanym.

Ramirent SA, którego centrala mieści się w Szczecinie, zatrudnia ponad 500 profesjonalnie przygotowanych specjalistów – ekspertów z zakresu poszczególnych grup sprzętowych i wynajmu. W 2011 r. firma pomyślnie przeszła proces certyfikacji wdrożonych systemów zarządzania higieną i bezpieczeństwem pracy PN-N 18001:2004 oraz zarządzania środowiskowego zgodnie z normą ISO 14000:2004.

W Polsce najbardziej spektakularnymi inwestycjami, w których realizacji uczestniczył Ramirent są: wybudowany w ciągu autostrady A8 wantowy Most Rędziński we Wrocławiu – największa w Polsce konstrukcja na jednym pylonie (telehandlery, podnośniki, agregaty, zaplecze kontenerowe i inne) i rusztowania na Stadionie Narodowym w Warszawie. **Za tę realizację firma zajęła II miejsce i zdobyła nagrodę „Srebrny Kuplung" w finale III edycji ogólnopolskiego konkursu „Rusztowanie Roku", którego celem jest promocja dobrych i bezpiecznych praktyk przy projektowaniu i stawianiu konstrukcji z rusztowań oraz wykorzystywania nowatorskich rozwiązań w dziedzinie produkcji technologii montażu.** Natomiast jej pracownik, **Piotr Kosik**, zdobył nagrodę **„Brązowy Kuplung"** (III miejsce) w kategorii **Monter Roku**. Poprzednio nagrodzono m.in. konstrukcję rusztowania do prac antykorozyjnych części pływającej platformy wiertniczej Bedford Dolphine w Gdańskiej Stoczni Remontowej oraz konstrukcję mostu w Puławach.

Obecnie trwają prace przy budowie kompleksu mieszkalno-biurowo-handlowo-usługowo-rekreacyjnego Sky Tower we Wrocławiu (Ramirent dostarcza pracujące na wysokości ponad 200 m podnośniki i inny niezbędny sprzęt budowlany – po ukończeniu szklanej elewacji budynku jego całkowita wysokość wyniesie 212 m, zakończenie budowy planowane jest w listopadzie 2012 r.) i terminalu gazu skroplonego LNG w Świnoujściu (firma zapewnia zasilanie elektryczne, dźwigi i wszystkie zaplecza biurowe oraz sprzęt potrzebny do wykonywania prac na budowie).

– *Na budowie w Šoštanj Ramirent będzie generalnym dostawcą usług rusztowaniowych i rozwiązań w zakresie dostępu do prac na wysokości* – precyzuje zakres kontraktu **Marek Janiak**, dyrektor kontraktu.

– *Na plac budowy weszliśmy 15 lutego. Obecnie przy projekcie w Šoštanj zaangażowanych jest tylko 13 osób, jednak na przełomie 2012/2013 zatrudnienie wzrośnie do 60–70 pracowników, a w szczycie, czyli w przyszłym roku, przewidujemy ich nawet ponad 100. Jeśli nie będzie opóźnień, to budowę opuścimy w kwietniu 2014 r., natomiast zakończenie inwestycji i przekazanie w pełni działającej jednostki mocy planowane jest w listopadzie 2014 r.*

Rusztowania, mimo iż nie są integralną częścią inwestycji, stanowią jednak bardzo ważny i niezbędny element budowy. Bez nich niemożliwe byłoby wykonanie montaży konstrukcji, automatyki czy mechaniki bloku energetycznego. Ramirent SA wybrany został do tej realizacji nieprzypadkowo, w ostatnich latach firma była dostawcą usług rusztowaniowych przy budowie bloku energetycznego w Bełchatowie. Doświadczenia nabyte podczas tych prac pozwala brać oraz wygrywać firmie Ramirent przetargi na generalną dostawę usług rusztowaniowych dla największych inwestycji przemysłowych.

Dla potrzeb inwestycji w Słowenii Ramirent SA zdecydował otworzyć w Słowenii swój zakład i od 1 marca br. funkcjonuje na lokalnym rynku jako Ramirent SA, Podružnica v Sloveniji. Nowa spółka będzie miejscem pracy oraz zleceniodawcą zarówno dla firm i osób z Polski jak i Słowenii, a być może i innych krajów Europy.

Warto dodać, że za wykonanie montażu części ciśnieniowej i rurociągów kotła dla nowego bloku odpowiada opolski Remak, który podpisał kontrakt z Alstom Boiler Deutschland.

– *Ponieważ Ramirent SA jest częścią Grupy Ramirent, więc jeśli będzie taka konieczność możemy liczyć na współpracę z innymi jej spółkami. Oznacza to, że zaangażowanie w Słowenii nie przeszkodzi nam w realizacji innych zleceń w Polsce* – mówi Marek Janiak.

Jerzy Bojanowicz

Ostrołęka stawia na zieloną energię

ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA jest obecnie największym producentem energii elektrycznej i ciepła w północno-wschodniej Polsce. Spółkę tworzą dwa zakłady: **Elektrociepłownia Ostrołęka A** i **Elektrownia Ostrołęka B**. Warto podkreślić, że firma jest również jednym z pionierów produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Udział biomasy w bilansie produkowanej energii wynosi 10 proc., a wkrótce, dzięki uruchomieniu nowych instalacji, ma wzrosnąć nawet do 30 proc. Poprzez szerokie wykorzystanie tego paliwa, a także realizowaną od lat strategię redukcji zanieczyszczeń, działalność elektrowni wpisuje się w najnowsze światowe trendy w dziedzinie ochrony środowiska.

Historia powstania Elektrowni Ostrołęka przypomina nieco odwieczny spór o to, co było pierwsze – kura, czy jajko. Zdania są podzielone. Jedni twierdzą, że elektrownię wybudowano na potrzeby pobliskiej fabryki papieru i celulozy. Inni, że było dokładnie odwrotnie. Niezależnie od wyniku tego sporu, faktem jest, że decyzja o jej budowie zapadła na początku lat 50. ubiegłego wieku. Jako pierwszą uruchomiono elektrociepłownię (obecnie Elektrociepłownia Ostrołęka A), która w 1956 r. rozpoczęła produkcję energii elektrycznej i ciepła na potrzeby mieszkańców miasta oraz powstającego wówczas przemysłu. Rozwój Ostrołęki i regionu dał impuls do rozbudowy elektrociepłowni, a w konsekwencji do podjęcia decyzji o budowie nowej elektrowni zawodowej. W 1972 r. została oddana do użytku i włączona do krajowego systemu energetycznego Elektrownia Ostrołęka B o mocy 600 MW. W wyniku połączenia obu zakładów powstał Zespół Elektrowni Ostrołęka, który do 1998 r. funkcjonował jako przedsiębiorstwo państwowe. W lipcu 1998 r. dochodzi do komercjalizacji zakładu i przekształcenia go w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. W styczniu 2007 r., na skutek konsolidacji Koncernu Energetycznego ENERGA SA z Zespołem Elektrowni Ostrołęka SA, powstaje grupa kapitałowa ENERGA.

Produkcja

Elektrociepłownia Ostrołęka A dostarcza energię cieplną odbiorcom przemysłowym i komunalnym na obszarze całego miasta. Zakład może wyprodukować maksymalnie 320 MWt mocy cieplnej oraz 75 MW mocy elektrycznej. Roczna produkcja energii elektrycznej wynosi 157 GWh, zaś ciepła – 1.449 TJ. Elektrociepłownia dysponuje czterema turbozespołami współpracującymi z pięcioma kotłami energetycznymi, w tym jednym fluidalnym o mocy 35 MW, w całości przystosowanym do spalania biomasy. Do części kolektorowej kotłowni jest podłączony kocioł sodowy będący własnością firmy Stora Enso Poland SA. Energia elektryczna jest wytwarzana w skojarzeniu z energią cieplną i wyprowadzana na napięciu 110 kV i 6 kV. Szefowie spółki nie ukrywają, że czas eksploatacji elektrociepłowni powoli dobiega końca. Urządzenia w większości są przestarzałe, a ich niska sprawność powoduje, że po 2015 r. przestaną spełniać normy emisji. Dlatego planowane jest zakończenie eksploatacji tej części zakładu do końca przyszłego roku. Klienci mogą jednak spać spokojnie. Trwają prace nad „uciepłownieniem" Elektrowni B, co zapewni kontynuację dostaw ciepła dla dotychczasowych odbiorców. Pozwoli również poprawić efektywność i ograniczyć emisję zanieczyszczeń, w tym głównie CO_2.

RYSZARD NIEDZIÓŁKA, Prezes Zarządu i Dyrektor Generalny ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA. Jest absolwentem Instytutu Mechaniki Politechniki Białostockiej oraz Podyplomowych Studiów Menadżerskich Szkoły Głównej Handlowej. Menedżer z 20-letnim doświadczeniem. Do 2007 roku kierował fabryką Philips Lighting Poland S.A. w Kętrzynie, którą przeprowadził przez proces restrukturyzacji i prywatyzacji. Odpowiadał za liczne inwestycje, w tym m.in. za budowę centrum kompetencji produkcji opraw oświetleniowych. W latach 2007-2008 realizował projekty inwestycyjne koncernu Philips w Polsce i na Ukrainie. W latach 2008–2009 w ramach Philips Consumer Lifestyle nadzorował w Rosji rozwój produkcji na tamtejszy rynek. Z ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA jest związany od 2009 roku.

Dużo lepiej wygląda sytuacja Elektrowni Ostrołęka B, która jest jedyną w północno-wschodniej Polsce elektrownią systemową, zapewniającą bezpieczne dostawy energii do krajowego systemu elektroenergetycznego. Składa się z trzech bloków energetycznych o mocy 221 MW, 200 MW i 226 MW. Łączna moc elektrowni wynosi 647 MW, co stanowi niemal 2% mocy systemu elektroenergetycznego kraju. Roczna produkcja oscyluje w granicach 3,3 TWh. Wytwarzana energia elektryczna jest wyprowadzana na napięciu 220 kV (bloki nr 1 i 2) i 110 kV (blok nr 3). Mimo że pozostaje w eksploatacji od blisko 40 lat, Elektrownia B jest w pełni sprawna. Dzięki gruntownej modernizacji podstawowych urządzeń udało się zwiększyć jej moc osiągalną o 47 MW. Wprowadzono nowoczesne systemy sterowania i nadzoru, zmodernizowano układy nawęglania, zamontowano, jedną z największych w kraju, instalację do pozamłynowego podawania biomasy. Dzięki tym inwestycjom elektrownia spełnia wszystkie aktualne normy ochrony środowiska. Planowane są również kolejne ulepszenia, w tym modernizacja kotłów, która umożliwi spalanie większej ilości biomasy, modernizacja urządzeń (napędów) w celu zmniejszenia zużycia energii elektrycznej na własne potrzeby (białe certyfikaty) i inne.

Laur zwycięzcy

Węgiel kamienny nadal pozostaje podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Tym niemniej ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA są niekwestionowanym liderem pod względem produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Początki wykorzystania biomasy sięgają końca lat. 90. W latach 1997–1998 w Elek-

trociepłowni A przeprowadzono modernizację kotła nr 4 pod kątem zagospodarowania odpadów drzewnych. W 2005 r., przy wsparciu środków UE, w Elektrowni B wybudowano instalację do współspalania biomasy z węglem. Na początku tego roku została uruchomiona instalacja do pozamłynowego podawania biomasy do kotłów w Elektrowni B, co pozwoli dwukrotnie zwiększyć udział tego paliwa w bilansie energetycznym zakładu. Ale na tym nie koniec. Już teraz podejmowane są kroki mające na celu zwiększenie produkcji zielonej energii. Za całkowicie pionierski należy uznać projekt zakładający konwersję jednego z bloków Elektrowni B na produkcję energii w 100 proc. z biomasy. W ten sposób spółka samodzielnie wypełni wymagania polityki energetycznej UE do 2020 r. dotyczące produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Ogromne zapotrzebowanie na biomasę rodzi potrzebę odpowiedniego zapewnienia dostaw. Elektrownia posiada zakład produkcyjny w Szepietowie, a dodatkowo stale współpracuje z ponad 40 dostawcami z regionu. Jak podkreślają szefowie spółki produkcja zielonej energii znacznie poprawia jej rentowność.

Wszystkie inwestycje spółki ENERGA Elektrownie Ostrołęka są ściśle podporządkowane redukcji zanieczyszczeń metodami pierwotnymi, a więc takimi, które zapobiegają ich powstawaniu w źródle. Chodzi o przede wszystkim stosowanie tzw. zielonych paliw. Oprócz już wspomnianych, jedną z najważniejszych inwestycji proekologicznych była budowa w 2008 r. instalacji odsiarczania spalin w Elektrowni Ostrołęka B. Równie ważne było wprowadzenie systemu monitoringu zanieczyszczeń oraz modernizacja elektrofiltrów. Wśród planowanych inwestycji związanych z dostosowaniem zakładu do norm ochrony środowiska wypada wymienić budowę instalacji odazotowania spalin, która powinna zakończyć się do końca 2014 r. oraz dalszą modernizację składowiska popiołów Łęg.

Poprawa efektywności

Ostatni rok przyniósł istotne zmiany w funkcjonowaniu elektrowni. Po przeprowadzeniu programu dobrowolnych odejść i wydzieleniu usług remontowych do odrębnej spółki (w ramach programu konsolidacji tych usług w grupie kapitałowej ENERGA), zatrudnienie zmniejszyło się o jedną trzecią (z ok. 990 do 660 osób). Redukcja załogi była konieczna, ponieważ elektrownia miała jeden z najniższych wskaźników efektywności mierzony w ilości zatrudnionych na 1 MW mocy zainstalowanej.

– *Chciałbym w tym miejscu podkreślić, że projekty te zostały zrealizowane z pełnym respektowaniem praw pracowniczych i związkowych, w tym szczególnie wynikających z układu zbiorowego pracy i umowy społecznej* – zaznacza **Ryszard Niedziółka**, Prezes Zarządu ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA. – *Planujemy dalsze analizy efektywnościowe i rozważenie,, outsourcingu" innych usług serwisowych. Pragnę przy tym dodać, że kompetencje pracowników pod względem znajomości procesów technologicznych oceniam bardzo wysoko.*

Zdaniem władz spółki obecne zmiany organizacyjne pozwolą na dostosowanie firmy do najnowszych standardów zarządzania, jakie obowiązują w kraju i za granicą, a także na polepszenie wskaźników efektywności i wykorzystania posiadanych zasobów. Słowem, usprawnią jej funkcjonowanie.

ROMAN PIONKOWSKI, Prezes Zarządu Elektrownia Ostrołęka SA, doktor nauk ekonomicznych. Jest Absolwentem Wydziału Elektroniki Politechniki Gdańskiej. Menedżer z 25-letnim doświadczeniem. Od 1991 roku związany z sektorem elektroenergetycznym. Pełnił czołowe funkcje menedżerskie w krajowych spółkach energetyki zawodowej w Gdańsku, Łodzi i Płocku, kierując dużymi procesami restrukturyzacyjnymi, m.in. organizacją obrotu energią elektryczną i wydzieleniem OSD. Aktywny uczestnik stowarzyszeń branżowych.

Nowa elektrownia

Budowa nowych mocy wytwórczych jest jednym z najbardziej palących problemów, przed jakimi stoi polska energetyka, a w konsekwencji cała gospodarka. Rosnące zapotrzebowanie na energię powoduje, że modernizacja starych jednostek już nie wystarcza. Trzeba, i to pilnie, budować nowe, dodatkowe moce. Wydaje się, że obecna strategia grupy ENERGA wychodzi na przeciw tym oczekiwaniom. W ostatnim czasie zostało zainicjowanych kilkanaście zupełnie nowych inwestycji w budowę źródeł wytwarzania, zarówno konwencjonalnych o niskoemisyjnych parametrach, jak i odnawialnych, o łącznej mocy ok. 2200 MW. Wartość tych projektów jest szacowana na ok. 15 mld zł. Do najbardziej zaawansowanych należy budowa nowego bloku w elektrowni Ostrołęka o mocy 1000 MW. Przewiduje się, że nowa jednostka będzie produkować około 7,2 tys. GWh energii elektrycznej rocznie, czyli tyle ile zużywają obecnie takie miasta jak Kraków, czy Poznań. Do produkcji energii (a także ciepła) będzie wykorzystywany węgiel kamienny z dodatkiem biopaliw. W tej chwili projekt znajduje się na etapie wyboru wykonawcy, którego powinniśmy poznać w drugiej połowie roku. Wśród potencjalnych zwycięzców są cztery konsorcja: 1) Alstom, 2) PBG i Rafako, 3) Polimex-Mostostal i Hitachi oraz 4) Shanghai Electric. W ostatnich dniach wybrano inżyniera kontraktu budowy, którym została firma ILF CONSULTING ENGINEERS Polska. Inwestycja, której wartość szacowana jest na około 7 mld złotych, będzie finansowana z kredytu inwestycyjnego (konsorcjum banków) i środków własnych. Planowane oddanie elektrowni do użytku przewidziane jest na przełomie 2016 i 2017 r. Za realizację całego projektu odpowiada powołana w tym celu spółka Elektrownia Ostrołęka SA.

– *Jest to bardzo ważna inwestycja z punktu widzenia stabilności krajowego systemu energetycznego* – ocenia **Roman Pionkowski**, Prezes Zarządu Elektrownia Ostrołęka SA. – *Proszę pamiętać, że Elektrownia w Ostrołęce jest jedyną elektrownią systemową w tej części kraju. Nowy blok poprawi zatem bezpieczeństwo całego systemu, zapewniając dodatkową produkcję energii elektrycznej dla rosnących potrzeb gospodarki. Poza tym, będzie miał ogromne znaczenie dla miasta i regionu, gdzie dynamicznie rozwijają się usługi, przemysł drzewno-papierniczy, produkcja materiałów budowlanych oraz przetwórstwo rolno-spożywcze*.

Pytani o kierunki rozwoju energetyki, przedstawiciele obu spółek podkreślają potrzebę dywersyfikacji produkcji energii w oparciu o własne zasoby. Węgiel, który był dotychczas naszym podstawowym surowcem energetycznym, powoli ustępuje miejsca innym nośnikom, takim jak gaz. Dobrym tego przykładem są planowane bloki gazowo-parowe w EC Stalowa Wola i EC Bydgoszcz, a także plany w tym zakresie Energa SA. Udział energii elektrycznej produkowanej z innych źródeł będzie zatem systematycznie rósł, co wcale nie oznacza, że zmniejszy się zużycie węgla. Trzeba bowiem pamiętać, że jednocześnie będzie rosło zapotrzebowanie gospodarki na energię elektryczną.

Tomasz Uznański

Doświadczenie i przyszłość

Energoprojekt –Warszawa powstał jako Ekspozytura Warszawa – Biura Projektów Energetycznych Energoprojekt, z siedzibą w Warszawie, Przedsiębiorstwo Państwowe w 1949 r. W następnych latach kilkakrotnie zmieniał nazwę, by w pierwszych latach transformacji ustrojowej państwa, w marcu 1994, w ramach prywatyzacji, przekształcić się w spółkę pracowniczą, licząca obecnie ok. 230. akcjonariuszy i ostatecznie przyjąć nazwę **Energoprojekt-Warszawa SA**.

Lider w dziele projektowania

W okresie ponad 60. letniej działalności firma zaprojektowała obiekty energetyczne o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej ponad 23 tys. MW i cieplnej osiągalnej ponad 12 tys. MW obejmujących ponad 200 bloków energetycznych, kotłów i turbozespołów w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach zlokalizowanych w kraju i zagranicą (w tym: Indie, Turcja, Rumunia, b. Jugosławia, Grecja, b. Czechosłowacja, ostatnio Białoruś, Litwa i Republika Mynamar).

Od 2000 r. głównym zakresem działalności projektowej jest pełnienie funkcji Doradcy Technicznego Inwestora i projektanta Generalnego Realizatora EPC wybranych instalacji technologicznych i obiektów budowlanych. Efektem tych działań są bloki gazowo-parowe w: EC Lublin-Wrotków (moc elektryczna 235 MW i cieplna 150 MW), EC Rzeszów (moc elektryczna 101 MW i cieplna 76 MW), EC Gorzów (moc elektryczna 50 MW) i MPEC Tarnów (moc elektryczna 3,73 MW i cieplna 10 MW) oraz pierwsze w Polsce bloki węglowe na parametry nadkrytyczne: Pątnów II (464 MW) i Bełchatów 14. blok (858 MW).

Jego dziełem są elektrownie wodne. Od początku swego istnienia przedsiębiorstwo rozwinęło projektowanie tych elektrowni, jako odnawialnych źródeł energii. Blisko 85% mocy zainstalowanej w polskiej hydroenergetyce powstało wg jego projektów.

Dodajmy, iż na podstawie studiów, analiz, koncepcji i projektów firmy zrealizowano systemy i sieci ciepłownicze dla takich dużych miast jak: Warszawa, Kraków, Łódź, Gdańsk, Białystok, Bydgoszcz, Toruń, Poznań, Radom, Szczecin, Wrocław i średnich takich jak m.in. Grudziądz, Mielec, Ostrołęka, Olsztyn, Elbląg, Bogatynia, Kalisz, Turek.

Profesjonalny konsulting

Stołeczny Energoprojekt, jako firma konsultingowo-inżynieryjna, uczestniczy w pracach związanych z odtworzeniem i zwiększeniem mocy zainstalowanej w polskim sektorze elektroenergetycznym. W ostatnich latach świadczył liczne usługi konsultingowe dotyczące planowanych nowych bloków energetycznych o mocy elektrycznej od 400 MW do ok. 1100 MW i strategii rozwoju istniejących obiektów energetycznych w perspektywie następnych 20–25 lat.

I tak konsulting techniczny obejmuje studia, analizy, koncepcje techniczno-ekonomiczne dla elektrowni cieplnych, elektrociepłowni i kotłowni, koncepcje programowo-przestrzenne, feasibility i opportunity study, master plany i plany strategiczne oraz studia, analizy i koncepcje techniczno-ekonomiczne systemów i sieci ciepłowniczych, programy energetyczne i koncepcje zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i gaz miast i gmin oraz energetykę wodną.

Konsulting ekonomiczno-finansowy to biznes plany, analizy ekonomiczno-finansowe, projekcje finansowe, wnioski kredytowe oraz monitorowanie i rozliczanie inwestycji. Z kolei konsulting z zakresu ochrony środowiska to raporty o oddziaływaniu środowiska wykonywane dla potrzeb uzyskania decyzji o warunkach zabudowy, decyzje o ustalenie lokalizacji inwestycji celu publicznego i pozwolenia na budowę: obiektów energetycznego spalania paliw (np. budowa, rozbudowa, modernizacja), składowisk odpadów paleniskowych, linii przesyłowych energii elektrycznej i sieci cieplnych, elektrowni wodnych, obiektów hydrotechnicznych (ujęcia, zbiorniki, sztuczne systemy zasilania), oczyszczalni ścieków, stacji i baz paliw, linii produkcyjnych do produkcji biopaliw, spalarni odpadów itp. Ten konsulting obejmuje ponadto wnioski o wydanie pozwolenia zintegrowanego, analizy i operaty: w dziedzinie ochrony powietrza, wodno-prawne w dziedzinie gospodarki wodno-ściekowej, w dziedzinie gospodarki odpadami (w czasie budowy, eksploatacji i likwidacji) oraz analizy i oceny hałasu, a także zagrożeń środowiskowych dla potrzeb prywatyzacyjnych, analizy optymalizacyjne układów chłodzenia, projekty monitoringu środowiska, analizy po-realizacyjne, oceny i analizy środowiskowe dla założeń i programów energetycznych, ze wskazaniem korzyści ekologicznych przy racjonalizacji gospodarki energią.

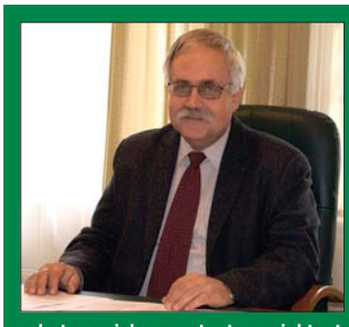
Dodajmy do tych wyliczeń, iż Energoprojekt-Warszawa jako biuro projektowe wykonuje wielobranżową dokumentację techniczną we wszystkich jej fazach, zgodnie z polskimi i europejskimi normami i standardami projektowania. Co więcej w ramach generalnej realizacji inwestycji (funkcja EPC Contractor) oferuje pełną usługę w zakresie projektowania, dostaw, wykonawstwa robót budowlano-montażowych, aż do wszelkich czynności związanych z odbiorem, uruchomieniem i przekazaniem do eksploatacji gotowego obiektu.

– Kapitały własne Spółki wynoszą ponad 14 mln zł, przychody roczne w minionych latach oscylowały od 44 mln zł do 120 mln zł, różnica wynika z przychodów z tytułu realizacji inwestycji – mówi **Andrzej Patrycy**, prezes zarządu i dyrektor Energoprojektu-Warszawa SA. *– Zatrudniamy 208 osób, w tym 150 inżynierów wśród nich są specjaliści od realizacji inwestycji, są także technolodzy, mechanicy, elektrycy, automatycy, architekci, konstruktorzy instalatorzy, hydrotechnicy, drogowcy oraz specjaliści w dziedzinie ochrony środowiska i ekonomii. W zakresach nieobjętych specjalnością firmy korzystamy z pomocy podwykonawców. Załamanie rynku zleceń miało miejsce w latach 90. i w latach 2002–2004, od roku 2005 nastąpiła stabilizacja rynku, natomiast obecnie oczekujemy dużego wzrostu zapotrzebowania na świadczone przez nas usługi.*

Słowo o elektroenergetyce

Potrzeby inwestycyjne polskiej energetyki są ogromne, to banalna prawda, o której wiedzą nie tylko specjaliści.

– Nie wiemy kiedy w rzeczywistości program energetyczny ruszy – zauważa prezes Patrycy. *– Jakie są perspektywy polskiej energetyki?*



Mgr inż. ANDRZEJ PATRYCY pracuje w „Energoprojekcie" od 1974 roku. Projektował największe w kraju elektrownie: Bełchatów, Połaniec, Kozienice, Pątnów, Adamów, Konin oraz elektrociepłownie: w Warszawie, Łodzi, Trójmieście, Białymstoku, Lublinie i wiele innych obiektów w tym również Elektrownię Jądrową w Żarnowcu. Przeszedł wszystkie szczeble zawodowe od stanowiska asystenta projektanta do prezesa spółki. Zajmował się zawodowo: planami generalnymi, komputeryzacją, studiami lokalizacyjnymi, systemami ciepłowniczymi, zestawieniami nakładów inwestycyjnych i analizami ekonomiczno-finansowymi. Wykładał na SGH, jest autorem wielu artykułów, referatów i publikacji. Od czerwca 2000 r. do dnia dzisiejszego pełni funkcję prezesa zarządu Energoprojekt-Warszawa SA ukierunkowując jej działalność w trzech podstawowych zakresach: projektowanie, doradztwo i generalna realizacji inwestycji.

Otóż przyjmuje się modelowo zwykle 240–300 tys. godzin pracy bloku energetycznego, słowem po 40–50 latach należy je wyburzyć i zbudować nowe (w międzyczasie zwykle po 20 latach bloki powinny być modernizowane – w cenie ok. 30 proc. wartości odtworzeniowej). Najwyższy czas zamykać bloki powstałe w latach 60. i 70. i budować nowe. Jeżeli nie będzie nas w pełni na to stać, to trzeba się ratować modernizując stare, co może być per saldo nieopłacalne ze względu na wymogi środowiskowe. Sprawność starych bloków wynosi 34–37 proc., a nowych, na parametry nadkrytyczne – 42–46 proc. W Europie zachodniej stoi 11 tys. MWe nie oddanych do użytku z powodu wadliwej stali z jakiej zbudowano kotły – one ciekną, nie można ich uruchomić. Podnoszenie sprawności też ma swoje granice i wymaga profesjonalizmu.

Pytam szefa warszawskiego Energoprojektu o kwestię bezpieczeństwa energetycznego kraju. W odpowiedzi stwierdza, że trzeba budować nowe bloki węglowe i rozwijać energetykę wodną, która, jak mówi, z nieznanych mu przyczyn jest u nas nielubiana. I dodaje: Mamy wykorzystane technicznie16% zasobu energetycznego rzek, a Francuzi 100%. Żal tej energii, która bezpowrotnie ucieka do morza. W przypadku farm wiatrowych roczny czas ich wykorzystania sięga 1200 godzin, a w roku mamy 8 700 godzin. Musimy oszczędzać energię i to robimy, ale z wielu urządzeń elektrycznych nie sposób zrezygnować. Powinniśmy rocznie oddawać ok. 1000 MW mocy, ale tego nie robimy. To prosty rachunek: jeżeli mamy zainstalowane 30 tys. MW to trzeba by rocznie budować 1000 MW, żeby odtworzyć te 30 tys. na następne 30 lat. Mamy obecnie 35 tys. MW, czyli co najmniej 700–800 MW powinniśmy rocznie oddawać, żeby utrzymać stan posiadania, nie mówiąc o rozwoju. Jeśli tego nie zrobimy, to będziemy płacili Unii Europejskiej kary za emisję gazów cieplarnianych. Czarne chmury już wiszą nad polską energetyką. Co mamy obecnie nowego? Nowe bloki w elektrowniach: Opole, Turów, Pątnów, Łagisza, Opole i Bełchatów.

Jeżeli nie będzie nowych inwestycji to grozi nam „czarny" scenariusz, ale nikt nie chce tego słuchać, a mianowicie: podnoszenie ceny energii elektrycznej i automatyczny spadek na nią zapotrzebowania. Jednak oszczędność energii też ma swoje granice, odkąd złoty stał się pieniądzem wymienialnym to wszyscy oszczędzają. Znam osoby, które już dzisiaj siedzą przy jednej żarówce. Jeśli chodzi o zużycie energii to nie widzę rozrzutności. Oczywiście zbyt wysoka jej cena może doprowadzić do upadku części zakładów przemysłowych i wzrostu bezrobocia. To jest bardzo groźna perspektywa, stąd trzeba zrobić wszystko aby tego „czarnego" scenariusza uniknąć.

Co do energetyki jądrowej to trzeba ją budować, to swoisty obowiązek, jeśli poważnie mówimy o ograniczeniu emisji CO_2 i innych gazów. Wybudowanie bloku 1000 MW powoduje, że może pracować 4000 MW w starej technologii i redukujemy emisję CO_2 o 20%, a jeśli powstaną dwa bloki po 1500 MW to możemy pozostawić, wedle powyższej zasady, 12 tys. MW. A co do protestów ekologów to proponuję wyłączyć im światło, by żyli w zgodzie z naturą. Trzeba rzecz jasna chronić środowisko, niemniej tak jak to jest widziane w Europie, każda inwestycja związana jest z jakimś uszczerbkiem w środowisku. Zrównoważenie potrzeb cywilizacji oraz wymagań środowiska powinno następować w drodze kompromisu ekologów i inżynierów i być rozwiązywane za pomocą inwestycji kompensacyjnych w naturalne środowisko, np. wybudować sztuczną wyspę, czy zalesić obszary wokół nowej inwestycji, to nie są wielkie koszty, które obciążyłyby inwestycję.

Byliśmy generalnym projektantem Elektrowni Jądrowej w Żarnowcu. Obecnie dysponujemy kadrą ok. 30. projektantów, którzy ukończyli studia z dziedziny energetyki jądrowej. Jako jedyne w Polsce biuro projektów byliśmy typowani do dalszych prac przy projektowaniu energetyki jądrowej i nie spełniliśmy warunków inwestora wymaganych w przetargu do pełnienia roli jego doradcy technicznego i lokalizacyjnego. Zatem możemy liczyć jedynie na ewentualne podwykonawstwo. Nie sądzę by pierwsza elektrownia jądrowa ruszyła wedle planów w roku 2020. Bardziej realistyczny jest rok 2022.

Technologię sekwestracji, transportu i zatłaczania pod ziemię CO_2 tzw. CCS – Andrzej Patrycy, jako obywatel i inżynier, uważa za „zbrodnię". Obniżenie sprawności elektrowni na zasilenie w energię instalacji CCS powoduje bezproduktywne zwiększenie zużycia ciężko pozyskanego i kosztownego paliwa. Jako inżynierowie dbamy o każdy ułamek procentu sprawności elektrowni, a tu tracimy ją bezproduktywnie, składując do tego trujący gaz w zbiornikach podziemnych, bez gwarancji ich bezterminowej szczelności. UE wprowadziła obowiązek wdrożenia instalacji CCS dla nowych inwestycji i z tym niestety będziemy się musieli zmierzyć. W tym kontekście pojawia się problem kupowania przez polską energetykę limitów emisji CO_2 i produkcja energii przez istniejące bloki lub konieczność budowy nowych bloków, jednak z nierozpoznaną do końca technologią CCS. Pierwszym obiektem w kraju realizującym przy udziale środków unijnych program budowy instalacji CCS jest Elektrownia Bełchatów. Czekamy na doświadczenia.

Postulat prezesa

Energoprojekt-Warszawa SA to firma o wielkim dorobku, nie mniejszym doświadczeniu i jest firmą polską... Posłuchajmy jej prezesa:

– Marzy mi się, żeby nasi klienci większą uwagę poświęcali rodzimym firmom i projektantom, a prawnicy by dążyli do zmiany ustawy o zamówieniach publicznych. Dzisiaj nie jesteśmy w stanie wykonać żadnego innowacyjnego projektu, bo wszędzie trzeba się wykazać referencjami. Nie mając referencji na projektowanie nowego produktu lub starego bo czas minął, jesteśmy zmuszeni do tworzenia konsorcjów, uczestniczenia w układzie podwykonawcy, tak nie powinno się dziać. Jeżeli firma działa na rynku ponad 60 lat i to co wykonała sprawnie działa, to czy musi przedstawiać referencje? Jeżeli nie potrafimy tego sami zaprojektować, to dla własnego bezpieczeństwa dobierzemy sobie partnera z doświadczeniem.

Dodać do tego trzeba „formalistykę" sporządzania ofert: trzy razy podpisujemy jeden dokument do oferty, pierwszy raz: podpis właściwy, drugi raz: za zgodność z oryginałem, a potem trzeba jeszcze „podcyfrować". Gdzieś powinna być granica rozsądku w kwestii stosowania ustawy o zamówieniach publicznych. Jest zbyt restrykcyjna. Toteż dziwią się nawet zachodnie firmy, że są wymagania, które eliminują dobre firmy z przetargu, bo zapomniały dołączyć jakiegoś mało ważnego dokumentu. Natomiast stawianie jako głównego kryterium wyboru oferenta ceny projektu wpływa na jakość projektu, a ta na ostateczną wysokość nakładów inwestycyjnych.

Kończąc powiedzmy i to, że stołecznej firmie nieobca jest społeczna odpowiedzialność biznesu. Od wielu lat Energoprojekt-Warszawa SA prowadzi działalność charytatywną wspomagając rzeczowo i finansowo organizacje, fundacje, stowarzyszenia, szpitale, domy dziecka i osoby fizyczne (przede wszystkim potrzebujące dzieci).

Andrzej Uznański

Perfekcja w każdym calu

Elektromontaż Gdańsk SA to firma obecna na polskim rynku od 1948 roku. Powstawała w burzliwym okresie powojennej odbudowy kraju i od samego początku skoncentrowała się na produkcji i montażu urządzeń elektrycznych dla budownictwa i przemysłu. W krótkim czasie objęła swym zasięgiem całą północną Polskę. Uruchomiono zakłady montażowe w Szczecinie i Bydgoszczy wykonujące kompleksowe instalacje i urządzenia elektryczne dla budownictwa przemysłowego. Firma prężnie się rozwijała i w przeciągu kilu następnych lat została niekwestionowanym liderem w swojej branży. W roku 1990 Elektromontaż Gdańsk został przekształcony w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa, a w roku 1996 doszło do jego prywatyzacji.

Kompletna oferta

Dziś Elektromontaż Gdańsk zajmuje się przede wszystkim świadczeniem usług elektroenergetycznych w kraju i za granicą oraz produkcją urządzeń dla projektów lądowych oraz przemysłu stoczniowego. Szczegółowa oferta obejmuje produkcję rozdzielnic niskiego i średniego napięcia do 24 kV, wykonywanie instalacji elektrycznych w zakresie niskich i średnich napięć w obiektach nowo wznoszonych i remontowanych. Spółka posiada własny zakład produkcyjny zlokalizowany w Gdańsku. Warto podkreślić, że firma oferuje swoim klientom kompleksowe rozwiązania obejmujące projektowanie, przygotowanie dokumentacji, dostawy, montaż, a następnie uruchomienie urządzeń i instalacji, świadcząc również usługi gwarancyjne i serwisowe.

Elektromontaż Gdańsk dysponuje terenem o powierzchni prawie 5 ha. Znajduje się tu zakład produkcyjny, magazyny i budynek administracyjny. Firma dysponuje wykwalifikowaną i doświadczoną we współpracy z światowymi firmami załogą. Jej trzon stanowią wysokiej klasy specjaliści – inżynierowie, pracownicy techniczni i elektromonterzy, w sumie ponad 200 osób. To dzięki nim – jak podkreśla jej kierownictwo – spółka odniosła rynkowy sukces.

Legitymowanie się odpowiednimi gwarancjami jakości i rzetelności w świece rosnącej konkurencji jest wyzwaniem, przed którym staje coraz więcej firm. W trosce o klienta Elektromontaż Gdańsk SA jako jedno z pierwszych przedsiębiorstw w kraju wdrożył system zarządzenia jakością zgodny z wymaganiami normy jakościowej ISO 9001, a po nim system bhp zgodny z OHSAS 18001 oraz system środowiskowy zgodny z normą ISO 14001. Firma jest także przygotowana do realizacji dostaw dla wojska, uwzględniając rozszerzone wymagania jakościowe zgodne z wymaganiami AQAP.

Z myślą o energetyce

Elektromontaż Gdańsk posiada bogatą ofertę dla sektora energetycznego, która obejmuje m.in. projektowanie, dostawy, montaż, następnie rozruch układów energetycznych i automatyki w energetyce rozproszonej; dostawy, montaż i rozruch części elektrycznej dla obiektów przemysłowych i energetyki zawodowej; kompleksową realizację części elektrycznych w farmach wiatrowych. Jeśli chodzi o te ostatnie, to firma wykonała kilka tego typu obiektów w Polsce (Kisielice, Koniecwałd k/Malborka, Łęgowo k/Kisielic). Jednak podstawowym celem działań w tym sektorze jest budownictwo energetyczne, a więc przede wszystkim elektrownie zawodowe i elektrociepłownie. Realizacji tych planów sprzyja doświadczenie i znakomite referencje zdobyte w kraju i za granicą. Na przestrzeni ostatnich 10 lat firma brała udział w modernizacji trzech bloków w Elektrowni Ostrołęka, w remoncie bloku w Elektrowni Bełchatów, wykonała również prace remontowe w Elektrociepłowni Wybrzeże.

– *Mamy pełną świadomość, że modernizacja polskiej energetyki jest nieuchronna. Zależy nam bardzo na dobrej współpracy z tą branżą* – podkreśla **Edward Lipski**, Prezes Zarządu i Dyrektor Generalny Elektromontaż Gdańsk SA. – *Ufam, że duże inwestycje w energetyce zawodowej nabiorą w końcu właściwego tempa. Aktualnie jesteśmy na etapie składania ofert na realizację wielu obiektów energetycznych w Polsce. Prowadzimy rozmowy w sprawie budowy nowego bloku w Elektrociepłowni Elbląg. Przygotowujemy się również do realizacji nowych bloków w Elektrowni Opole. Ponadto, chcemy wziąć udział w budowie elektrociepłowni na terenie gdańskiej rafinerii, z którą od lat ściśle współpracujemy. Wiemy, że w planach jest budowa elektrowni gazowej w Grudziądzu o mocy 800 MW. Tu również chcemy być partnerem biznesowym. Czas pokaże, ile z tych projektów uda się nam faktycznie zrealizować.*

Zadowoleni klienci

Przez ostatnie 20 lat Elektromontaż Gdańsk zrealizował wiele obiektów z obszaru budownictwa ogólnego (budynki użyteczności publicznej, centra handlowe, hotele) oraz budownictwa przemysłowego. Od wielu lat firma współpracuje z gdańskim Lotosem, dla której wykonała szereg prac, ostatnio w ramach „Programu 10+”. Wśród kluczowych klientów wypada wymienić takich potentatów rynku budowlanego jak Polimex-Mostostal, Budimex, Pol-Aqua, Warbud, Budus oraz światowych potentatów jak Bechtel, Siemens, Lurgi i wielu innych. Zresztą szefowie spółki nie ukrywają, że sektor budownictwa przemysłowego traktują priorytetowo i perspektywicznie. W większości realizowanych projektów Elektromontaż Gdańsk występuje w roli podwykonawcy. Dotyczy to również sektora energetycznego. Ale zdarzają się obiekty energetyczne, które wykonuje jako generalny wykonawca. Tak było w przypadku budowy części elektrycznej w Elektrociepłowni Władysławowo i Elektrowni Struga.

Warto podkreślić, że Elektromontaż Gdańsk SA posiada wieloletnie doświadczenie w projektowaniu, produkcji i montażu urządzeń elektrycznych na statkach. Są to instalacje trudne w realizacji, wymagające ogromnej wiedzy i zdolności. Jak zapewniają jej szefowie, firma może podjąć się wykonania każdego obiektu.

– *Obecnie budujemy jeden z największych na świecie dźwigów pływających do stawiania elektrowni wiatrowych na morzu* – mówi **Leonard Obszyński**, Dyrektor Biura Kontaktów Zagranicz-

EDWARD LIPSKI (ur. 1948 r.), Prezes Zarządu i Dyrektor Generalny Elektromontażu Gdańsk SA. Jest absolwentem Wydziału Budowy Maszyn Politechniki Gdańskiej. Z firmą związany od 1968 r., czyli od początku swojej kariery zawodowej. Poznając wszystkie obszary produkcji, wprowadzał do nich innowacyjne rozwiązania. Dzięki dużemu zaangażowaniu w rozwój firmy piął się w jej strukturze organizacyjnej. Od 1991 r. pełni funkcję Prezesa Zarządu. Działając w środowisku gospodarczym Wybrzeża, będąc aktywnym członkiem różnych organizacji, w tym działających na rzecz ochrony środowiska, niejednokrotnie otrzymywał wyróżniania i był laureatem wielu nagród.

nych Elektromontaż Gdańsk SA. – *Obiekt powstaje w Stoczni Crist zlokalizowanej na terenie byłej Stoczni Gdynia. Jest to ogromna jednostka, bardzo skomplikowana technologicznie, o dużym nasyceniu instalacji elektroenergetycznych. Jej udźwig będzie wynosić 1.200 ton. Dla porównania udźwig największego dźwigu znajdującego się na terenie Portu Gdynia wynosi „jedynie" 300 ton. W tym projekcie jesteśmy odpowiedzialni za dostawę rozdzielnic wchodzących w skład systemu dystrybucji mocy oraz wykonawstwo instalacji elektrycznych*.

Eksport

Od przeszło 50 lat Elektromontaż Gdańsk jest obecny na rynkach zagranicznych. Przez ten okres firma wypracowała sobie silną pozycję i zdobyła cenne doświadczenie. Ślady tej działalności możemy znaleźć niemal w każdym zakątku globu – w Europie, Afryce (ostatnio w Sudanie), na Dalekim i Bliskim Wschodzie, a nawet na Kubie. W 1993 roku Spółka otworzyła Biuro Techniczne w Monachium, skąd świadczy usługi na terenie południowych Niemiec. W ramach działalności tego Biura wykonano wiele obiektów kubaturowych dla sektora publicznego oraz przemysłu, m.in. dla koncernu BMW. W ostatnim czasie firma jest szczególnie aktywna w krajach skandynawskich. Kilka lat temu wspólnie z amerykańskim koncernem Bechtel realizowała Fabrykę Elektrod Węglowych w Norwegii. W tej chwili bierze udział w budowie elektrowni jądrowej Olkiluoto 3 w Finlandii jako dostawca instalacji elektrycznych we współpracy z niemiecką firmą Siemens. Zdobyte w ten sposób doświadczenie z powodzeniem wykorzystuje w kraju.

– *Eksport ma dla nas niezwykle istotne znaczenie, ale dążymy do tego, aby portfel zamówień krajowych i zagranicznych był jak najbardziej zdywersyfikowany. Staramy się zachować równowagę we wszystkich segmentach naszej działalności tak, aby żaden z nich nie był dominujący. W ten sposób chronimy się przed ewentualnym załamaniem rynku. Na przestrzeni ostatnich lat udział eksportu w przychodach firmy kształtował się na poziomie 20 proc. Jedynie w latach 2006–2007 przekroczył 50 proc*. – wyjaśnia Prezes Lipski.

Stawiając czoła kryzysowi

Skutki kryzysu finansowego, który przywędrował do nas zza oceanu, nie oszczędziły nikogo. Rynek budowlany w Europie wyraźnie się skurczył. Wiele zagranicznych firm w poszukiwaniu zbytu na swoje towary i usługi zawitało do naszego kraju. W efekcie konkurencja zaostrzyła się, a na jej skutki nie trzeba było długo czekać. W ostatnim czasie Elektromontaż Gdańsk SA, podobnie jak inne firmy z branży, odnotował znaczny spadek zmówień. Ceny oferowane przez inwestorów, głównie z sektora publicznego, są w wielu przypadkach nie do przyjęcia. Rośnie liczba przedsiębiorstw, które mają problemy z terminową realizacją płatności oraz zachowaniem płynności finansowej. Można zaobserwować jeszcze jedno negatywne zjawisko. Firmy, które wygrywają przetargi (zawsze decyduje najniższa cena) coraz częściej stosują nieuczciwe praktyki w stosunku do swoich podwykonawców – narzucają im niekorzystne warunki finansowe, zalegają z płatnościami. Urzędnicy odpowiedzialni za organizację przetargów zdają się w ogóle nie dostrzegać tego problemu. Dlatego zdaniem przedstawicieli spółki, oprócz ceny trzeba pilnie wprowadzić dodatkowe kryteria wyboru wykonawcy takie jak: doświadczenie, jakość, wiarygodność, niezawodność. Trzeba się również zastanowić, czy w procedurach przetargowych nie powinni uczestniczyć obok urzędników, niezależni eksperci.

– *Uważam, że nie stoi nic na przeszkodzie, aby przy wyborze wykonawcy wykorzystać wzorce, które od lat sprawdzają się w Europie i na świecie. W wielu krajach, jeszcze przed rozpoczęciem procedury przetargowej, żąda się od potencjalnego wykonawcy wypełnienia kwestionariusza, w którym znajdują się szczegółowe pytania dotyczące jego kondycji finansowej, poziomu zatrudnienia, kwalifikacji pracowników, referencji, a nawet procesów sądowych, w których bierze udział. Jeżeli kandydat przejdzie weryfikację pozytywnie, wysyłane jest do niego zapytanie ofertowe* – tłumaczy Edward Lipski. I dodaje – *Jeżeli chodzi o kryzys i rosnącą konkurencję, to jak każda firma z branży, radzimy sobie z tym problemem głównie poprzez cięcie kosztów. Mam tu na myśli przede wszystkim zaniechanie lub odsunięcie w czasie inwestycji, ograniczenie kosztów eksploatacyjnych, w ostateczności decydujemy się na redukcję zatrudnienia. Słowem, umiemy dostosować się do sytuacji, jaka obecnie panuje na rynku. Pragnę zwrócić uwagę na jeszcze jedno zjawisko. Firmy zagraniczne, które działają na naszym rynku, wzajemnie się wspierają – niemieckie współpracują z niemieckimi, francuskie z francuskimi itd. Niestety, podobnej zależności nie ma w przypadku przedsiębiorstw reprezentujących rodzimy kapitał. Stąd polskie firmy przy największych inwestycjach są najmowane głównie do wykonywania robót, a nie dostarczania technologii, czy know-how. To zjawisko dotyczy również sektora energetycznego.*

Wybiegając w przyszłość

Perspektywy rozwoju polskiej energetyki są obiecujące, choć ciągle czekamy na konkretne decyzje polityczne w tej dziedzinie – czy pójdziemy w stronę energetyki węglowej, gazowej, jądrowej, jaki będzie udział OZE w bilansie energetycznym kraju. Trwają dyskusje nad lokalizacją pierwszej elektrowni atomowej w Polsce. A czas ucieka. Od półtora roku trwają przygotowania do budowy elektrowni jądrowej w obwodzie kaliningradzkim. Pierwszy reaktor ma rozpocząć pracę w 2016 roku. Rosjanie nie ukrywają, że chcą eksportować energię do Polski i na Litwę. Czy po uruchomieniu tej jednostki będzie jeszcze sens budować elektrownię atomową w Polsce? Czy będzie to początek uzależnienia się od dostaw energii elektrycznej od naszych sąsiadów?

Dlatego w ocenie przedstawicieli gdańskiej spółki decyzje w energetyce powinny zapadać szybciej niż do tej pory. Planując rozwój tego sektora powinniśmy przede wszystkim kierować się własnym interesem ekonomicznym, bo jak pokazują dotychczasowe doświadczenia wspólna polityka europejska w tej dziedzinie jeszcze nie istnieje. Potrzebna jest dywersyfikacja źródeł energii przy uwzględnieniu potencjału, jakim dysponujemy. A są to przede wszystkim złoża węgla, woda i wiatr. Warto przypomnieć, że w latach 60-tych ubiegłego wieku powstał projekt budowy 8 zapór wodnych na Wiśle od Warszawy do Gdańska, nazwany roboczo Kaskadą Dolnej Wisły. Mimo ambitnych planów, udało się postawić jedynie tamę we Włocławku. Z przyczyn ekonomicznych całe przedsięwzięcie zostało przerwane. Zdaniem prezesa Edwarda Lipskiego warto wrócić do tego pomysłu.

Tomasz Uznański

II Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Sprawozdawcze Izby
(13 grudnia 2011 r., Warszawa)

W Zgromadzeniu wzięło udział 56 upełnomocnionych przedstawicieli firm członkowskich należących do Izby oraz zaproszeni goście. Prezes **Dariusz Lubera** serdecznie powitał członków Izby, życząc owocnych obrad.

Prezes Dariusz Lubera zaproponował na przewodniczącego obrad Walnego Zgromadzenia **Andrzeja Patrycego** – prezesa Energoprojektu Warszawa S.A. Kandydatura została przyjęta jednogłośnie przez Walne Zgromadzenie.

Przewodniczący Komisji Mandatowo-Wyborczej Edward Gajerski stwierdził, że na sali jest obecnych 56 osób na 111 firm członkowskich IGEiOŚ, co stanowi 50,45%. W związku z tym jest kworum.

II Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska zostało zwołane zgodnie ze Statutem Izby i było pełnoprawne do podejmowania uchwał i przeprowadzenia Walnego Zgromadzenia.

Przewodniczący obrad Andrzej Patrycy odczytał projekt uchwały nr 3/2011 z 16 listopada 2011 r. dotyczący zmiany w § 44 Statutu IGEiOŚ. Odbyło się głosowanie nad uchwałą w trybie tajnym. Uchwała została przegłosowana: 54 osoby głosowało za, a 2 osoby było przeciw. Nie było osób wstrzymujących się od głosu. Nikt z zebranych nie zgłosił żadnych wolnych wniosków.

Przewodniczący obrad ogłosił zakończenie obecnego Walnego Zgromadzenia i zaprosił wszystkich na spotkanie wigilijno-noworoczne.

UCHWAŁA
II Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia
Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska

II Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska zatwierdza zmianę w § 44 statutu Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska, polegającą na wykreśleniu fragmentu: „przy obecności co najmniej 50% uprawnionych do głosowania".

Uchwała wchodzi w życie z dniem podjęcia.

Spotkanie wigilijno-noworoczne

Wigilijno-noworoczne spotkanie członków i sympatyków **Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska** odbyło się 13 grudnia 2011 r. w Sali „Ludwikowskiej" Hotelu Polonia Palace w Warszawie. Po dwuletniej przerwie, przeznaczonej na renowację, Hotel Polonia Palace został ponownie otworzony. Uczestnicy spotkania mogli więc gościc w zupełnie odnowionych, nowoczesnych i eleganckich wnętrzach.

Uroczystość zgromadziła nader liczne grono gości reprezentujących zarówno elektrownie, elektrociepłownie, zakłady energetyczne jak i zaplecze produkcyjno-usługowe sektora energetycznego.

Uroczyste spotkanie było doskonałą okazją do podsumowania mijającego roku oraz rozmów w nieformalnej atmosferze na temat oczekujących polską energetykę szans i wyzwań w roku 2012.

Nowe prawo energetyczne i nowa ustawa o odnawialnych źródłach energii

Konferencja **„Nowe prawo energetyczne i nowa ustawa o odnawialnych źródłach energii"** odbyła się w Hotelu Sheraton w Warszawie, w Sali Amsterdam Athens, 28 lutego 2012 r. Organizatorami byli **Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska** oraz **Kancelaria Wierciński, Kwieciński, Baehr Sp.k.**

Projekty ustaw, o których mowa w tytule mają niezwykle istotne znaczenie dla sektora energetycznego. Stanowią one fundamenty regulacji decydującej zarówno o kształcie rynku energii elektrycznej jak i opłacalności konkretnych projektów. Fakt opublikowania tych projektów przez Ministerstwo Gospodarki dał szansę na debatę podczas konferencji, której konkluzje będą przedstawione w toku prac legislacyjnych przez organizacje branżowe sektora energetycznego. Udział przedstawicieli rządu, przedstawicieli firm energetycznych i ekspertów w Konferencji zapewnił prezentację różnych punktów widzenia.

Warto dodać, że Izba przedstawiła swe bardzo obszerne stanowisko w sprawie projektu nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii, w którym ustosunkowała się do licznych, proponowanych zapisów.

Nowi członkowie Izby

Podczas posiedzenia Zarządu Izby, które odbyło się 14 marca br., w poczet członków Izby przyjęto nastepujące firmy:

- REMAK – ROZRUCH S.A., z siedzibą w Opolu, Prezes Zarządu, Dyrektor – Władysław Madaj,
- WEMO – GROUP, z siedzibą w miejscowości Gidle, Mariusz Maligłówka – właściciel,
- STRABAG Sp. z o.o., z Pruszkowa, Prezes Zarządu – Alfred Watzl,
- SPÓŁKA ENERGETYCZNA „JASTRZĘBIE" S.A., z Jastrzębia-Zdroju, Prezes Zarządu, Dyrektor Naczelny – Jarosław Parma,
- ENERGOAPARATURA S.A., z Katowic, Prezes Zarządu – Tomasz Michalik,
- AMITECH POLAND Sp. z o.o., z Gdańska, Prezes Zarządu – Andrzej Pielaszkiewicz,
- EASYFAIRS POLAND Sp. z o.o., z Krakowa, Prezes Zarządu – Ewa Woch-Kośmider.

Targi ENEX 2012

Po raz dwunasty **Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska** wraz z **Targami Kielce** zorganizowała konferencję pn. **„Odnawialne Źródła Energii”**, która odbyła się 6 i 7 marca br., towarzysząc Targom ENEX 2012 w Kielcach.

Jak wiadomo, odnawialne źródła energii odgrywają w polskiej energetyce coraz większą rolę i ich udział będzie znacznie wzrastał. Ich rozwój zapewnia przy tym doskonały biznes dla inwestorów i firm eksploatujących te źródła energii.

Konferencja była w tym roku wyjątkowo bogata w wystąpienia kompetentnych władz oraz przedstawicieli wyspecjalizowanych organizacji i elektrowni. Szczególne miejsce poświęcone zostało tematowi obiektów dedykowanych do produkcji energii elektrycznej z biomasy, których stan obecny i przyszłość omówili praktycy – przedstawiciele elektrowni i elektrociepłowni. Podzielili się też oni doświadczeniami ze współspalania biomasy. Taka wymiana informacji posłużyła z pewnością lepszemu wykorzystaniu współspalania.

Została również omówiona kwestia rozwoju innych źródeł energii, w tym morskiej energetyki wiatrowej. W czasie przerw można się było zapoznać z bogatą ekspozycją, np. różnego rodzaju urządzeń dla energetyki wiatrowej, czy solarnej.

Konferencja odbyła się pod patronatem **Parlamentarnego Zespołu ds. Energetyki**.

* * *

Na Targach ENEX 2012 Izba wystąpiła ze stoiskiem kolektywnym, w którym wystawiły się firmy: **Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o., Bireta Professional Translations s.c., Fabryka Kotłów SEFAKO S.A.** Stoisko tętniło życiem, było miejscem wielu biznesowych spotkań.

Zamówienia publiczne w energetyce

Konferencja pt **„Zamówienia publiczne w Energetyce”** odbyła się w dniu 22 lutego 2012 r. w Warszawie, w Hotelu Sheraton.

Coraz więcej niezbędnych inwestycji w sektorze energetycznym wymaga prawidłowego stosowania przepisów Prawa zamówień publicznych przy zamówieniach na dostawy i usługi. Prawo zamówień publicznych jest podstawowym narzędziem merytorycznym dla decydentów i komisji przetargowych w każdej firmie. **Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska** poczuła się w obowiązku zorganizowania konferencji dla decydentów i służb zajmujących się postępowaniem w zakresie zamówień publicznych.

Miała ona na celu **pogłębienie znajomości prawa zamówień publicznych i wyjaśnienie występujących wątpliwości i problemów w trakcie stosowania tego prawa w praktyce**. Jest to niezbędne zwłaszcza, że odbierane są sygnały o popełnianych błędach i nieprawidłowościach przy stosowaniu ustawy o zamówieniach publicznych w przetargach na inwestycje w energetyce.

Jak zwykle szkolenie poprowadzili wysokiej klasy specjaliści, mający długoletnie doświadczenie w kreowaniu Prawa zamówień publicznych, w szczególności w odniesieniu do energetyki. Głównym prelegentem był **Włodzimierz Dzierżanowski** – Prezes Grupy Doradczej Sienna i były Wiceprezes Urzędu Zamówień Publicznych. Konferencji towarzyszyła dyskusja. Uczestnicy otrzymali zaświadczenie o ukończeniu szkolenia.

pronovum®
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe
25 lat

przy współpracy z

TAURON WYTWARZANIE

Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
Grupa Chemiczna

organizuje
XIV konferencję naukowo-techniczną
pn.

UDZIAŁ CHEMII ENERGETYCZNEJ WE WZROŚCIE EFEKTYWNOŚCI URZĄDZEŃ

Wpływ warunków pracy na trwałość urządzeń cieplno-mechanicznych

Wisła, Hotel STOK 14-16.05.2012 r.

TEMATYKA KONFERENCJI

- Stara/nowa energetyka – aktualne problemy wodno-chemiczne w elektrowniach i elektrociepłowniach
- Chemia energetyczna, a kwestia wydłużania czasu pracy urządzeń ponad 300.000 godz.
- Analiza fizyko - chemicznych warunków pracy urządzeń jako element zintegrowanego systemu diagnostycznego
- Informatyczne wsparcie systemów diagnostycznych i zarządzania wiedzą
- Problemy korozji i zabezpieczeń antykorozyjnych urządzeń energetycznych
- Nowe technologie i usługi z zakresu chemii energetycznej oraz ochrony środowiska
- Reżimy chemiczne w układach wodno-parowych elektrowni i elektrociepłowni

Patronat medialny:

Energetyka
PRZEGLĄD ENERGETYCZNY
CIRE.PL Centrum Informacji o Rynku Energii
nowa Energia
dozór techniczny

Dodatkowe informacje: www.pronovum.pl

Kalendarz Imprez (plan) Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska w pierwszym półroczu 2012 r.

L.p.	Termin	Nazwa imprezy	Miejsce	Organizator
1	marzec/czerwiec	Szkolenie zawodowe „Energetyka podstawy wiedzy” – I stopień	Warszawa	IGEiOS i ITC PW
2	22 luty	Konferencja „Zamówienia publiczne w energetyce”	Warszawa	IGEiOŚ, Grupa Doradcza Sienna
3	28 luty	Konferencja „Nowe Prawo energetyczne i nowa ustawa o OZE”	Warszawa	IGEiOŚ i WKB
4	6–8 marzec	Targi ENEX	Kielce	IGEiOŚ i Targi Kielce
5	6–7 marzec	XI Konferencja „Odnawialne Źródła Energi – ENEX 2012”	Targi Kielce	IGEiOŚ i Targi Kielce
6	kwiecień	Konferencja „Perspektywy polskiej energetyki na węglu”	Krynica Górska	IGEOŚ i górnictwo
7	21–23 maj	Budowa i pierwsze doświadczenia z eksploatacji bloku 950 MW w Bełchatowie	Wodnik/Bełchatów	IGEiOŚ
8	8–10 maj	VI Międzynarodowe Targi Expopower	Poznań	IGEiOŚ, MTP
9	31 maj	Walne Zgromadzenie Członków IGEiOŚ i spotkanie integracyjne	Warszawa	IGEiOŚ
10	12–14 czerwiec	Power Gen	Kolonia, Niemcy	Stoisko kolektywne
11		Polsko-Amerykański Okrągły Stół Energetyczny	Waszyngton, US	IGEiOŚ i MG
12	4 październik	Jubileusz 20-lecia IGEiOŚ	Warszawa	IGEiOŚ

Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska zastrzega sobie możliwość zmian i uzupełnień w kalendarzu imprez.

Nowa siedziba na 10-lecie BIRETY

Miło nam poinformować, że biuro tłumaczeń specjalistycznych **Bireta Professional Translations Kempińska & Woźniakowska s.c.** zmieniło siedzibę. Intensywny rozwój firmy, zatrudnienie nowych pracowników i potrzeba większej przestrzeni biurowej wpłynęły na decyzję o przeprowadzce. Po dziesięciu latach lokalizacji w Instytucie Energetyki na Siekierkach biuro zostało przeniesione na Kabaty.

Z tej okazji 9 lutego Bireta zorganizowała dla swoich Klientów, sympatyków oraz pracowników uroczyste spotkanie. Gośćmi na przyjęciu, które odbyło się w nowym biurze przy ul. Bronikowskiego 3/1, byli między innymi przedstawicie **IGEiOŚ** – dyrektor **Sławomir Krystek**, dyrektor **Ryszard Popowicz**, **Monika Jarosz** oraz członkowie Izby (przedstawiciele firm: Alstom Power, EPID, Foster Wheeler Energia, Hitachi Europe, Mostostal Warszawa, PGNiG, Polimex-Mostostal, SNC Lavalin). Spotkanie było wspaniałą okazją do nieformalnych rozmów biznesowych w wyśmienitym towarzystwie, z dodatkiem pysznego jedzenia oraz przy akompaniamencie znakomitej hiszpańskiej Cavy, której sponsorem był **Mas Xarot** – klub wina reprezentujący bezpośredniego importera win z Hiszpanii.

Dodatkową okazją do świętowania był również okrągły jubileusz. Firma Bireta obchodzi bowiem w tym roku swoje 10- lecie rozpoczęcia działalności. W czasie 10 lat istnienia Bireta stała się jednym z nielicznych biur tłumaczeń, któremu udało się osiągnąć wysoką jakość i zdobyć doświadczenie w obsłudze wysoce specjalistycznych projektów z branży energetycznej, gazowniczej i ochrony środowiska. Od początku działalności zorientowana jest na profesjonalną i terminową obsługę tłumaczeń.

Z okazji jubileuszu chcielibyśmy serdecznie podziękować wszystkim naszym Klientom za udzielone nam zaufanie oraz pracownikom za trud włożony w budowanie naszej firmy.

Mamy nadzieję, że nowa siedziba przyczyni się do dalszego rozwoju firmy, co bezpośrednio przełoży się na wysoką jakość świadczonych przez nasze biuro usług.

50-lecie Instytutu Techniki Cieplnej PW

***– 50 lat w życiu człowieka zdarza się tylko raz, natomiast w życiu tego Instytutu – pierwszy raz* – powiedział prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski, absolwent MEiL PW, dyrektor Instytutu Techniki Cieplnej Politechniki Warszawskiej im. Bohdana Stefanowskiego, witając obecnych na specjalnej sesji poświęconej jubileuszowi 50-lecia ITC.**

Towarzyszyła ona konferencji **„Problemy Badawcze Energetyki Cieplnej – Research & Development in Power Engineering"** (13–16.12.2011 r.), zorganizowanej przy współudziale **Komitetów Problemów Energetyki oraz Termodynamiki i Spalania Polskiej Akademii Nauk**, w porozumieniu z **Izbą Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska**. Organizowana co 2 lata jest uznanym forum wymiany poglądów między pracownikami energetyki i nauki oraz prezentacji ofert nauki dla przemysłu energetycznego. Nad sesją honorowy patronat objęli rektor Politechniki Warszawskiej oraz ministrowie gospodarki i środowiska, i prezes Urzędu Dozoru Technicznego.

Sesję prowadził dziekan Wydziału Mechanicznego Energetyki i Lotnictwa PW, prof. dr hab. inż. Jerzy Banaszek. Prof. nzw. dr hab. inż. Roman Gawroński, prorektor PW ds. ogólnych, w wystąpieniu okolicznościowym stwierdził, iż w Instytucie są realizowane prace naukowo-badawcze i wdrożeniowe, a następnie odczytał list z życzeniami od rektora PW, prof. dr hab. inż. Włodzimierza Kurnika.

– ITC jest jednym z dwóch instytutów MEL-u realizującym cele dydaktyczne i naukowe. W Instytucie od wielu lat są prowadzone badania podstawowe, badania złożonych procesów wymiany ciepła i masy, układów cieplnych, siłowni klasycznych jądrowych, energetyki odnawialnej, magazynowania energii, optymalizacji procesów spalania i wielu innych. Na szczególne podkreślenia zasługują realizowane w tym Instytucie rozległe badania stosowane, ukierunkowane głównie na budowę i eksploatację maszyn oraz urządzeń układów energetycznych, efektywność energetyczną procesów eksploatacyjnych w energetyce, przemyśle i gospodarce komunalnej, na dostosowanie polskich elektrociepłowni do zaostrzonych norm emisji spalin czy na wykorzystanie energii promieniowania słonecznego w budownictwie, na nowe systemy zapłonu i spalania w silnikach, na tłumienie wybuchów w zbiornikach i instalacjach przemysłowych i wiele innych. Dzięki kilkudziesięciu umowom typu B+R jakie Instytut zawarł w ostatnich latach z zewnętrznymi podmiotami gospodarczymi, głównie w krajowej energetyce, Wydział dostał pierwszą kategorię w grupie jednostek narodowych. Bardzo ważnym osiągnięciem władz Instytutu jest formalne wypromowanie energetyki na samodzielny kierunek kształcenia i dyscyplinę naukową. W murach tego instytutu wypromowaliśmy pierwszego w Polsce doktora w dyscyplinie naukowej energetyka – powiedział prof. Jerzy Banaszek.

Z kolei Minister Gospodarki w swoim liście gratulacyjnym podziękował za wnoszony wkład w rozwój polskiego szkolnictwa wyższego i energetyki: *– Szczególnie wysoko cenię zaangażowanie przedstawicieli Instytutu w kształtowaniu postaw i współtworzeniu właściwych ram dla funkcjonowania energetyki w naszym kraju w długim procesie budowania jednolitego, wspólnego unijnego rynku energii, z uwzględnieniem zasad ochrony środowiska. Wyrażam szczególne uznanie za konsekwentną i profesjonalną pracę dydaktyczną, owocująca przede wszystkim kształceniem wysokokwalifikowanej kadry dla polskiego przemysłu energetycznego, bez której branża ta nie mogłaby się dalej prężnie rozwijać.*

Wśród gratulujących 50 lat działalności ITC byli **Zbigniew Bicki**, wiceprezes, i **Sławomir Krystek**, dyrektor generalny Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska. Zbigniew Bicki powiedział, iż życie zaczyna się po pięćdziesiątce i serdecznie pogratulował jubilatowi w imieniu zrzeszonych w Izbie przedsiębiorstw i jej Zarządu. Dodał też, że historia Instytutu w jakimś stopniu pokrywa się z jego życiorysem, bo 45 lat temu zaczynał swoją edukację w tym budynku.

– Wybierając się na MEL myślałem o kierunku energetyka jądrowa. 45 lat minęło i nie udało nam się, niestety, doczekać elektrowni jądrowej. Mam nadzieję, że teraz to się uda. Dorobek Instytutu to przede wszystkim rzesza absolwentów, którzy pracują w przemyśle energetycznym na bardzo odpowiedzialnych stanowiskach, wpływają na politykę energetyczną kraju i ją realizują. Dorobek Instytutu tworzy oczywiście też kadra, która tych absolwentów wykształciła. Kadra, która oprócz działalności dydaktycznej, prowadzi również działalność naukową. Prof. Janusz Lewandowski jest szefem zespołu ekspertów przy IGEiOŚ i bardzo intensywnie wspierał nas przy przygotowywaniu projektów aktów prawnych, głównie dotyczących implementacji dyrektyw unijnych w zakresie ochrony środowiska.

Po wystąpieniach okolicznościowych dyr. Janusz Lewandowski zaprezentował **„50 lat Instytutu – subiektywne spojrzenie na historię"**.

Instytut Techniki Cieplnej zamierzał już w 1939 r. zbudować prof. Bohdan Stefanowski (1883–1976), polski termodynamik, absolwent Wydział Budowy Maszyn Szkoły Politechnicznej we Lwowie (1904), wówczas kierownik Katedry Termodynamiki Technicznej i Laboratorium Maszyn PW, na której w 1938 r. utworzył Katedrę Teorii Maszyn Cieplnych. W 1945 r. został powołany na organizatora i rektora Politechniki Łódzkiej, na której utworzył Katedrę Techniki Cieplnej oraz Laboratorium Cieplne. W 1948 r. wraca do Warszawy i obejmuje Katedrę Teorii Maszyn Cieplnych. Rok później rozpoczyna formalne działania w celu wybudowania budynku ITC. W 1951 r. rozpoczął budowę przyszłego gmachu Instytutu Techniki Cieplnej. W 1954 r. oddano do użytku budynek A, a w 1960 r. – hale (laboratoria).

Instytut Techniki Cieplnej PW powołano w 1961 r., już po odejściu prof. Stefanowskiego na emeryturę, a 15.06.1963 ustalono pierwszą formalną strukturę – prof. B. Stefanowski został przewodniczącym Rady Naukowej.

Obecnie w strukturze ITC jest 5 zakładów: Aparatury Procesowej i Chłodnictwa, Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Pomp, Napędów i Siłowni, Silników Lotniczych oraz Termodynamiki. Instytut uczestniczy w projektach finansowanych przez Unię Europejską. To Programy Ramowe: DESC, HYSAFE, SAFEKINEX, ECO-ENGINES, BEAUTY i ESPOSA oraz wspomagające współpracę europejską (COST), a także projekty finansowane z Funduszy Strukturalnych UE (Programy Operacyjne): TERMET – POIG (Nowe materiały konstrukcyjne o podwyższonej przewodności cieplnej), TEWI – POIG („Platforma Informatyczna TEWI" ponadregionalna sieć komputerowa z programowaniem umożliwiająca projektowanie, budowanie, zarządzanie życiem produktu), PRPW – POKL („Program Rozwojowy Politechniki Warszawskiej" – nauczania w języku angielskim na kierunku Energetyka – specjalność Power Engineering) i Projekt Szkoleniowy – POKL („ Popularyzacja osiągnięć nauki polskiej i światowej w zakresie przyszłościowych badań w procesach spalania w silnikach tłokowych").

JB

Energetyka na świecie

DUŃSKI RZĄD WYZNACZA PRIORYTETY SWEJ PREZYDENCJI

1 stycznia tego roku Dania przejęła przewodniczenie Komisji Europejskiej, zapowiadając program działań skupiony na czterech obszarach: ekonomii, wzroście, środowisku i społeczeństwie. Mimo że wiele działań podejmowanych będzie bezpośrednio w związku z kryzysem gospodarczym i finansowym, Dania stoi na stanowisku, że plany dotyczące energetyki i klimatu powinny być powiązane z planowaniem wzrostu.

Rząd Danii zamierza kontynuować prace nad Dyrektywą w sprawie efektywności energetycznej. Do końca bieżącego półrocza Duńczycy chcą uzyskać kompromis w sprawie działań, które miałyby doprowadzić do uzyskania wskaźnika efektywności na poziomie 20% w perspektywie roku 2020. Zapowiedziano dalsze negocjacje nad projektem pakietu dotyczącego infrastruktury energetycznej, również w zakresie dotyczącym finansowania projektów. Planowane jest przyjęcie wniosków rady ds. planu działań dla energetyki do roku 2050, które posłużą do wyznaczenia precyzyjniejszych celów i kamieni milowych w tym zakresie na okres po roku 2020, a także powrót do rozmów na temat planu działań w zakresie ograniczania emisji CO_2.

Dania będzie prowadzić unijne i międzynarodowe negocjacje w sprawie wymiany informacji dotyczących środowiska, na potrzeby mających odbyć się w roku 2012 międzynarodowych konferencji w sprawie zrównoważonego rozwoju (Rio+20) i klimatu (Katar). Planowane jest przyjęcie założeń dla 7. Programu Działań Środowiskowych UE oraz debaty w sprawie finansowania programu LIFE 2014–2020, czyli platformy wymiany najlepszych praktyk między państwami członkowskimi, zwiększania emisji w konsekwencji ekspansji upraw na biopaliwa (ang. indirect land-use change), substancji niebezpiecznych i związków siarki w paliwach morskich.

Źródło – Eurelectric Daily News, 11.01.2012 roku

NOWE WYDANIE ROCZNIKA ENERGETYCZNEGO EURELECTRIC

12 stycznia, Eurelectric zaprezentowało w Parlamencie Europejskim nowe wydanie rocznika statystycznego energetyki. Mimo że publikacja ukazała się już z początkiem grudnia ubiegłego roku, w sesji udział wzięło 60 parlamentarzystów, co potwierdza zainteresowanie polityków danymi dotyczącymi energetyki europejskiej.

Zebrane dane wskazują, że w roku 2010 nastąpił wzrost popytu na energię, który sięgnął poziomu odnotowanego w roku 2008, a więc sprzed kryzysu. Do poziomu 870 GW wzrósł także poziom mocy zainstalowanej urządzeń wytwórczych. Odnawialne źródła energii rozwijały się najszybciej spośród wszystkich źródeł energii, stanowiąc przy tym 75% nowo zainstalowanych mocy. Wzrosła produkcja energii elektrycznej, w odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie. Do efektywnej i ekonomicznej produkcji energii wykorzystywane były wszystkie technologie. Zróżnicowanie to jest bardzo ważne z uwagi na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego oraz równowagi pomiędzy wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii i bardziej elastycznych jednostek wytwórczych.

Podczas debaty przedstawiono również wnioski płynące z uzyskanych danych dla planu działań dotyczącego odnawialnych źródeł energii, czyli strategii rozwoju tych źródeł na potrzeby realizacji celów do roku 2020.

Źródło – Eurelectric Daily News, 16.01.2012 roku

RAPORT W SPRAWIE EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH

W połowie grudnia ubiegłego roku Europejska Agencja ds. Środowiska (European Environment Agency) opublikowała raport techniczny pt. „Użytkownicy końcowi emisji gazów cieplarnianych z energii". Celem Agencji było lepsze zrozumienie przeszłych trendów związanych z emisją gazów cieplarnianych w sektorze energetyki, poprzez opracowanie metodologii redystrybucji emisji od wytwórców do jej odbiorców.

Metodologia wyodrębnia bezpośrednich i pośrednich użytkowników końcowych emisji gazów cieplarnianych, w tym sektory transformujące energię oraz końcowych użytkowników energii. Gazy cieplarniane emitowane prze sektory transformujące energię, które można przypisać użytkownikom końcowym, są definiowane jako „emisje pośrednie". Dla przykładu, ta część emisji, która pochodzi z produkcji ciepła dla odbiorców domowych, określana jest jako emisje pośrednie wytwórców energii.

Według Raportu, na sektor energetyczny i niezamierzone emisje przypadało 41% bezpośrednich emisji związanych z wytwarzaniem energii, jakie wygenerowano w krajach UE-27 w roku 2009. Pozostałe 59% to emisje, które można przypisać określonym użytkownikom końcowym. Dane dotyczące poziomów emisji, w tym bezpośrednich (B) i pośrednich (P), są następujące: przemysł 26% (B – 15%, P – 11%), transport 29% (B – 25%, P – 4%), handel 15% (B – 10%, P – 5%), gospodarstwa domowe 25% (B – 12%, P – 13%), i pozostałe sektory 5% (B – 2%, P – 3%).

Źródło – Eurelectric Daily News, 12.01.2012 roku

MAPA DROGOWA DLA ENERGETYKI DO ROKU 2050

15 grudnia zeszłego roku Komisja Europejska oficjalnie przyjęła plan działań dla energetyki do roku 2050. Dokument ten stanowi kompromis pomiędzy dyrektoriatem generalnym ds. energii a pozostałymi dyrektoriatami. Istotne było porozumienie z dyrektoriatem ds. klimatu, którego plan działania w sprawie konkurencyjnej niskoemisyjnej gospodarki określa ścieżkę dojścia do obniżenia do roku 2050 poziomu emisji gazów cieplarnianych o 80–95% w stosunku do poziomu z roku 1990.

Plan zbudowany został w oparciu o dwa bieżące trendy i pięć scenariuszy ograniczania emisji CO_2. Powstać ma nowy system energetyczny, który w dużo większym niż obecnie stopniu będzie bazował na energii elektrycznej, jako narzędziu zmniejszania emisji w gospodarce i przez społeczeństwo. Przewiduje się odejście od technologii, którym towarzyszą wysokie koszty paliwa, do rozwiązań o wysokich kosztach kapitałowych, ale niskich kosztach paliwa. Dużą rolę odegrać mają także efektywność energetyczna oraz odnawialne źródła energii. Zakładany udział energii ze źródeł odnawialnych w każdym z rozpatrywanych scenariuszy na poziomie co najmniej 55% końcowego zużycia energii, przesądza większą decentralizację produkcji energii i ciepła. Przewiduje się również wykorzystanie technologii gromadzenia i przechowywania CO_2 oraz źródeł jądrowych.

W ocenie Komisji Europejskiej potrzebna jest natychmiastowa implementacja strategii UE dla energetyki do roku 2020 oraz przyjęcie aktualnie dyskutowanych propozycji, m.in. Dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej i pakietu infrastrukturalnego. Wymagane jest także przyspieszenie działań na rzecz utworzenia rynku wewnętrznego do roku 2014. Ceny energii powinny le-

piej odzwierciedlać jej koszty. Komisja zapowiedziała także przystąpienie do prac nad ramową polityką w zakresie odnawialnych źródeł energii do roku 2020, tak aby określone zostały kamienie milowe dla działań w tym obszarze do roku 2050.

Źródło – Eurelectric Daily News, 16.12.2011 roku

ROLA SPÓŁEK DYSTRYBUCYJNYCH W TWORZENIU INTELIGENTNYCH SIECI

W związku z trwającymi dyskusjami dotyczącymi Dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej, Eurelectric opublikowało w styczniu bieżącego roku dokument poświęcony roli spółek dystrybucyjnych w obszarze inteligentnych sieci i efektywności energetycznej.

Inteligentne sieci stanowią kluczowe narzędzie do osiągania energetycznych celów UE, w szczególności umożliwiają integrację odnawialnych źródeł energii – które w większości przyłączone są do sieci rozdzielczej – i realizację celów dotyczących efektywności energetycznej. Bardziej inteligentne sieci oznaczają mniejszą emisję CO_2.

Podczas gdy spółki dystrybucyjne powinny mieć możliwie najlepsze warunki do inwestowania w inteligentne technologie, inwestycje związane z podnoszeniem efektywności energetycznej muszą mieć uzasadnienie biznesowe, a regulacje prawne winny to odzwierciedlać. Przepisy dotyczące działania spółek dystrybucyjnych często nie uwzględniają we właściwy sposób innowacji, kładąc nacisk na redukcję kosztów. W dokumencie wskazano, że inteligentne sieci wspierając reakcję popytowej strony rynku, dostarczając narzędzi takich jak inteligentne liczniki, które umożliwiają korzystanie z innowacyjnych produktów cenowych (ceny dynamiczne, ceny ze stawką krytyczną, itp.). Nowa infrastruktura ma zachęcić innych uczestników rynku do innowacyjności i podejmowania działalności, również w obszarze efektywności energetycznej. Spółki dystrybucyjne mają promować i wdrażać rozwiązania na rzecz innych podmiotów, związane głównie z udostępnianiem informacji. Według Eurelectric, krajowe plany działań w zakresie inteligentnych sieci powinny wskazywać zachęty i narzędzia prawne, które będą stosowane w celu eliminowania barier regulacyjnych i motywowania spółek do inwestowania w infrastrukturę sieciową.

Źródło – Eurelectric Daily News, 13.01.2012 roku

PIONIERSKIE POROZUMIENIE NORWEGIA – SZWECJA W SPRAWIE OZE

Norwegia i Szwecja zawarły 1 stycznia tego roku porozumienie dotyczące współpracy na potrzeby realizacji krajowych celów wynikających z Dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii. Wykorzystany w tym zakresie został tzw. mechanizm kooperacji, określony postanowieniami wspomnianej Dyrektywy. Porozumienie zawarte przez te dwa skandynawskie kraje może posłużyć za wzór dla innych państw członkowskich.

Dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii zachęca państwa UE do różnorodnych form współpracy na rzecz uzyskania założonych udziałów odnawialnych źródeł energii w produkcji energii. Są to dla przykładu wymiana najlepszych praktyk i informacji oraz nowe rozwiązania takie jak „transfery statystyczne", wspólne projekty podejmowane z państwami UE lub spoza UE. W praktyce współpraca pomiędzy krajami w tym zakresie nie występuje. Za wyjątkiem inicjatywy Norwegii i Danii, tylko Włochy i Luksemburg planują obecnie podobne działania.

Wykorzystanie mechanizmów kooperacji mogłoby sprawić, że strategie w zakresie odnawialnych źródeł energii byłyby dożo bardziej efektywne. Szczególnie duży potencjał dla współpracy posiadają państwa skandynawskie. Komisja Europejska powinna ustanowić ramy dla takiej współpracy oraz powołać fora dla przedstawicieli krajów członkowskich i przemysłu. Istotne jest, aby planowana na 2014 rok aktualizacja Dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii uwzględniała wdrożenie systemu wspierania odnawialnych źródeł energii na obszarze całej UE, spójnego z rozwiązaniami przyjętymi dla rynku energii.

Źródło – Eurelectric Daily News, 09.01.2012 roku

NOWE UREGULOWANIA DOTYCZĄCE HURTOWEGO OBROTU ENERGIĄ

Z końcem 2011 roku weszło w życie Rozporządzenie w sprawie integralności i transparentności hurtowego rynku energii (REMIT). Nowe prawo wprowadza definicje nieuprawnionego handlu przez osoby mające dostęp do informacji niejawnych (ang. insider trading) i manipulacji rynkowej. W celu skoordynowania działań krajowych regulatorów w zakresie wdrażania Rozporządzenia, Agencja ds. Współpracy Regulatorów Energii (ACER) wydała niewiążące wytyczne, które będą okresowo aktualizowane.

REMIT zakazuje nadużyć na hurtowych rynkach energii elektrycznej oraz gazu polegających na: wykorzystywaniu informacji wewnętrznych na potrzeby realizacji transakcji kupna i sprzedaży (informacje mogące wpływać na ceny transakcji powinny być wcześniej ujawnione); zawierania transakcji, które mogą generować fałszywe sygnały dotyczące podaży, popytu lub cen; rozpowszechniania fałszywych informacji i plotek, które mogłyby wprowadzać w błąd na temat hurtowego rynku energii.

Monitorowanie rynku energii pod kątem ewentualnych nadużyć prowadzić mają wspólnie krajowi regulatorzy oraz ACER. Agencja będzie miała czasowy dostęp do kompletnych informacji na temat transakcji na rynku hurtowym. Do danych tych dostęp będą mieli również poszczególni regulatorzy, którzy odpowiedzialni będą za pogłębione analizy przypadków i nakładanie sankcji.

Źródło – Eurelectric Daily News, 19.01.2012 roku

STANDARDY BEZPIECZEŃSTWA DLA ENERGETYKI JĄDROWEJ

Po tragicznych zdarzeniach, jakie miały miejsce w elektrowni Fukushima w roku ubiegłym, organizacje związane z rynkiem energii UE podjęły rozmowy na temat płynących z katastrofy wniosków, dotyczących bezpieczeństwa elektrowni nuklearnych.

Reprezentujące pracodawców stowarzyszenie Eurelectric oraz przedstawiciele związków zawodowych – EPSU/EMCEF, uzgodnili tekst porozumienia obejmującego zagadnienia związane z bezpieczeństwem, warunkami bhp, transparentnością i odpowiedzialnością, likwidacją elektrowni oraz kwalifikacjami pracowników. Wspólne stanowisko powstało m.in. z myślą o trwających pracach legislacyjnych w zakresie testów bezpieczeństwa elektrowni jądrowych (ang. stress tests).

Strony porozumienia stoją na stanowisku, że wytwarzanie energii nuklearnej w UE powinno spełniać najwyższe wymagania w zakresie bezpieczeństwa, i że potrzebne jest ujednolicone podejście w tym obszarze. Popierają one zapowiadane testy bezpieczeństwa elektrowni, podnosząc jednocześnie kwestię narzędzi, które zapewnią wdrożenie rekomendacji wynikających z testów.

Odnosząc się do wstępnych rekomendacji społecznych partnerów, Komisja Europejska podkreśla, że nowe regulacje prawne powinny określać ogólne zasady lokalizowania, projektowania, budowy i prowadzenia ruchu elektrowni nuklearnych; poszczególne państwa powinny zarządzać ryzykiem z uwzględnieniem krajów sąsiednich; należy przyjąć jednolite w EU zasady odpowiedzialności, a programy badawcze powinny w większym stopniu dotyczyć spraw bezpieczeństwa.

Źródło – Eurelectric Daily News, 21.12.2011 roku

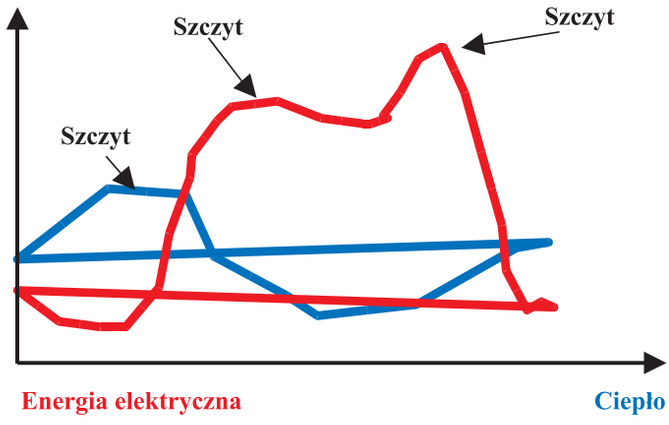
Krzysztof Badyda – Instytut Techniki Cieplnej Politechniki Warszawskiej
Marcin Błasiak – Vattenfall Heat Poland S.A.
Wojciech Bujalski – Instytut Techniki Cieplnej Politechniki Warszawskiej
Michał Warchoł – Transition Technologies S.A.

System optymalizacji pracy elektrociepłowni z zasobnikiem ciepła

W systemach ciepłowniczych coraz szerzej stosuje się obecnie zasobniki ciepła. Mają one szerokie zastosowanie. Dzięki zastosowaniu zasobnika możliwe jest między innymi:

- **zminimalizowanie czasu pracy urządzeń szczytowych,**
- **zminimalizowanie ilości uruchomień kotłów czy turbin,**
- **zapobieganie odstawieniom bloków w okresach niskiego zapotrzebowania na ciepło,**
- **wyrównanie obciążeń działających urządzeń,**
- **maksymalizacja produkcji i sprzedaży energii elektrycznej w szczytach elektroenergetycznych,**
- **dotrzymywanie prognozy dnia poprzedniego, tzn. zminimalizowanie sprzedaży oraz zakupu energii elektrycznej na rynku bilansującym,**
- **pokrywanie szczytowego zapotrzebowania na ciepło,**
- **zwiększenie bezpieczeństwa zasilania sieci ciepłowniczej w sytuacjach awaryjnych,**
- **zasobniki bezciśnieniowe mogą służyć jako stabilizacja ciśnienia oraz jako naczynia zbiorcze.**

W związku z zachodzącymi zmianami na rynku energii elektrycznej (zmiany organizacji rynku i zmiana struktury cen) coraz szczerzej stosowane są zasobniki ciepła ze względu na optymalizację sprzedaży energii elektrycznej. Na rysunku 1 przedstawiono przebieg zmian zapotrzebowania na ciepło oraz zapotrzebowania na energię elektryczną. Należy przyjąć, że z dużą dokładnością rozkład cen energii elektrycznej podczas doby pokrywa się z przebiegiem zmian cen energii elektrycznej. Na tej podstawie widać, że szczyt produkcji energii elektrycznej w układach z turbinami przeciwprężnymi przypada na okres kiedy są najniższe ceny energii elektrycznej. Jeżeli założymy, że produkcja energii elektrycznej i ciepła jest możliwa tylko w urządzeniach skojarzonych z turbinami przeciwprężnymi, to zastosowanie zasobnika powoduje, że wielkość produkcji ciepła i energii elektrycznej w takich układach w zasadzie nie zmienia się. Mimo braku zmiany wielkości produkcji energii elektrycznej przychody za produkcję energii elektrycznej rosną, ponieważ zwiększa się produkcję energii elektrycznej w okresie wysokich cen i zmniejsza się w okresie niskich cen.



Rys. 1. Ideowy przebieg zmian zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną podczas doby

Większość układów produkuje jednak tylko część energii elektrycznej w urządzeniach skojarzonych, a część w urządzeniach nieskojarzonych. Dzięki zastosowaniu zasobnika możliwe jest zwiększenie wykorzystania urządzeń skojarzonych, a przez to zwiększenie produkcji energii elektrycznej.

Wymienione wcześniej fakty spowodowały, że coraz więcej elektrociepłowni w Polsce jest zainteresowanych budową zasobnika ciepła. W celu efektywnego wykorzystania dostępnej pojemności zasobnika niezbędne jest optymalne sterowanie jego pracą. Zadanie jest na tyle skomplikowane, że niezbędne jest wsparcie, które może zapewnić oprogramowanie. W dalszej części publikacji zostało opisane wdrożenie systemu sterowania w jednej z większych elektrociepłowni w Polsce, które zostało wykonane przez Politechnikę Warszawską Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Środowiska oraz Transition Technologies S.A. System został wdrożony wiosną 2011 roku. Jego zadaniem jest wspomaganie pracy operatora poprzez wyznaczenie prognozy optymalnego ładowania i rozładowania zasobnika, wyznaczanie planów produkcji lub optymalizacji procesu ładowania zasobnika, w celu spełnienia założonego planu produkcji energii elektrycznej.

Zasobniki ciepła na świecie i w Polsce

Krajem, w którym od wielu lat stosowane są zasobniki ciepła jest Dania. W Danii od lat nie buduje się układów skojarzonych bez zasobnika ciepła. Jednym z ciekawszych przykładów jest Elektrociepłownia Avedøre (Dania). Wyposażona została w dwa zasobniki o pojemności 22 000 m^3 każdy (łącznie 8000 GJ). Obiekt położony jest na południu Kopenhagi. Wyposażenie stanowią dwa bloki z turbinami upustowo-kondensacyjnymi, pierwszy o mocy elektrycznej 250 MW oraz ciepłowniczej 330 MW, drugi odpowiednio 560 MW i 520 MW. Elektrociepłownia jest jedną z zasilających system ciepłowniczy Kopenhagi. Blok energetyczny Avedøre 1 jest jednostką opalaną węglem. Większy blok Avedøre 2 został uruchomiony pod koniec 2001 r., działa on w oparciu o układ wielopaliwowy siłowni parowej o parametrach nadkrytycznych z dwoma niezależnymi kotłami: na węgiel i biomasę, z możliwością korzystania również z węgla i gazu. Blok ten odznacza się bardzo wysoką sprawnością konwersji energii chemicznej paliwa w energię elektryczną (48,3% netto). Zasobnik ciepła w Avedøre stanowi zespół dwóch zbiorników ciśnieniowych. Z powodu różnicy ciśnień (15 bar w sieci, około 5 bar w zbiornikach) system wyposażono w układ ładowania i rozładowania zasobnika. Aby zwiększyć efektywność, około 50% wydatku przy rozprężaniu czynnika pokrywane jest z zabudowanej turbiny wodnej. Jest ona mechanicznie połączona z jedną z pomp. Dzięki temu redukowane jest zużycie energii. Strumień ciepła pozyskiwany z akumulatora wynosi 330 MJ/s. W kopenhaskim systemie ciepłowniczym pracuje jeszcze jeden ciśnieniowy zasobnik ciepła – zbudowany w roku 2003 w Elektrociepłowni Amager. Jego konstrukcja jest zbliżona do zasobników z Avedøre, pojemność to 4000 GJ.

Kolejnym przykładem duńskiego obiektu posiadającego zasobnik ciepła jest Elektrociepłownia Fyn (Fyns) zlokalizowana w miejscowości Odense na wyspie Funen. Pracują w niej dwa bloki kondensacyjne z upustem ciepłowniczym. Blok numer 3 o mocy elektrycznej 235 MW z kotłem gazowo-węglowym oraz blok węglowy numer 7 o mocy 405 MW. Moc ciepłownicza tych jednostek to odpowiednio 325 MW oraz 450 MW. Uruchomiony w 1991 roku blok numer 7 jest jednostką na parametry nadkrytyczne o parametrach pary świeżej 250 bar / 540°C i sprawności wytwarzania

energii elektrycznej 43,5% netto. Elektrociepłownia Fyns wytwarza rocznie 1,87 TWh energii elektrycznej oraz 2,4 TWh ciepła przy zużyciu około 20 mln m^3 gazu oraz 800 tys. ton węgla. W roku 2008 uruchomiono nową, opalaną biomasą, jednostkę wytwórczą o mocy 32 MW. Elektrociepłownia Fyns dysponuje największym w Danii akumulatorem ciepła o objętości 75 tys. m^3 (13 500 GJ oddawana moc do 600 MW). Jego wymiary to 37,3 m (przy obudowie – 41 m w centrum) wysokości oraz 49,5 m średnicy. Pojemność wodna brutto 72 000 m^3, netto 65 000 m^3. Jest to konstrukcja stosunkowo niska (stosunek wysokości do średnicy w granicach H/D = 0,8 wobec standardowo stosowanej wartości tego parametru około 1,5). Zasilanie akumulatora jest możliwe również z dwóch mniejszych jednostek o mocy elektrycznej 10 MW i 14 MW. Ich moc ciepłownicza to odpowiednio 29 MW oraz 35 MW. Paliwem są odpady.

Kolejny interesujący przykład stanowi zasobnik ciepła w Odense, który pracuje jako atmosferyczny, zasila sieć niskoparametryczną (temperatura wody w sezonie grzewczym nie przekracza 92ºC). W zimie możliwe staje się odstawienie jednostek kogeneracyjnych na okres nocy, jeśli cena energii elektrycznej jest niska. Możliwe jest również wstrzymanie produkcji ciepła w okresie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną. W lecie elektrociepłownia może być wyłączana na okres pełnego weekendu, w zimie na około 6÷8 godzin.

Następnym duńskim tego typu obiektem jest Elektrociepłownia Linz Süd. Wyposażona została w chwili budowy (1993) w dwa układy gazowo-parowe z turbiną gazową Frame 6F współpracującą z dwuprężnym kotłem odzysknicowym. Z kotłów zasilana jest upustowo-kondensacyjna turbina parowa. Dodatkowo zabudowano tam kolejną turbinę gazową Frame 6, początkowo przeznaczoną do pracy szczytowej. W kolejnym etapie modernizacji do turbiny tej dobudowano układ odzysku ciepła oraz kolejną turbinę parową. Obciążenie szczytowe ciepłownicze możliwe jest do pozyskania z dwóch kotłów wodnych o mocy po 28 MW każdy. Łączna moc elektrociepłowni była równa przed ostatnią modernizacją 167 MW po stronie elektrycznej oraz 370 MW po stronie ciepłowniczej. W elektrociepłowni zainstalowano, oprócz układów z turbinami gazowymi, mały blok parowy (przeciwprężna turbina o mocy 8 MW, moc ciepłownicza 22 MW) opalany biomasą.

Pierwszym uruchomionym w Polsce zasobnikiem w dużej elektrociepłowni jest działający obecnie zasobnik w EC Siekierki w Warszawie. W planach są realizacje zasobników w EC Kraków, EC Bielsko Biała, EC Białystok.

Obiekt rozważań

Prezentowane wdrożenie zrealizowano w EC Siekierki w Warszawie. W jej układzie technologicznym można wyróżnić dwie zasadnicze części: kolektorową i blokową. Podstawę części kolektorowej stanowi układ 5 turbin i 4 kotłów pracujących na wspólny kolektor. W tej części EC tylko jedna turbina posiada możliwość pracy kondensacyjnej. Pozostałe maszyny są przeciwprężne lub upustowo-przeciwprężne. Podstawę części blokowej stanowią 4 bloki ciepłownicze, w tym 3 wyposażone w turbiny przeciwprężne. Część podstawową układu podgrzania wody sieciowej stanowią podgrzewacze podstawowe zasilane z poszczególnych turbin. Do pracy szczytowej służą szczytowe podgrzewacze zasilane z upustów turbin i kotły wodne. Zasobnik ciepła jest przystosowany do współpracy z poszczególnymi blokami lub/oraz częścią kolektorową. Takie rozwiązanie pozwala na elastyczne zarządzanie jego pracą. Rozważany zasobnik ciepła to zbiornik bezciśnieniowy z poduszką parową o parametrach przedstawionych w tabeli 1.

Tabela 1. Zestawienie podstawowych parametrów zasobnika ciepła

Parametr	Jednostka	Wartość
Wysokość efektywna zbiornika	[m]	40,95
Promień wewnętrzny zbiornika	[m]	15,00
Maksymalna pojemność robocza zbiornika	[tys. m^3]	28,95
Maksymalna ilość ciepła w zasobniku	[GJ]	4125
Prędkość przepływu wody	[m/s]	2,30
Czas ładowania / rozładowywania	[h]	4,40
Maksymalny przepływ	[m^3/h]	6 578,60
Maksymalny efekt ładowania/ rozładowania (dla ΔT = 50°C)	[MW]	371,06

Opis systemu optymalizacyjnego

Zaprojektowany system stanowi narzędzie doradcze w procesie planowania produkcji w EC Siekierki. Głównym jego celem jest obliczanie optymalnych przebiegów pracy poszczególnych urządzeń tak, aby zoptymalizować pracę zasobnika.

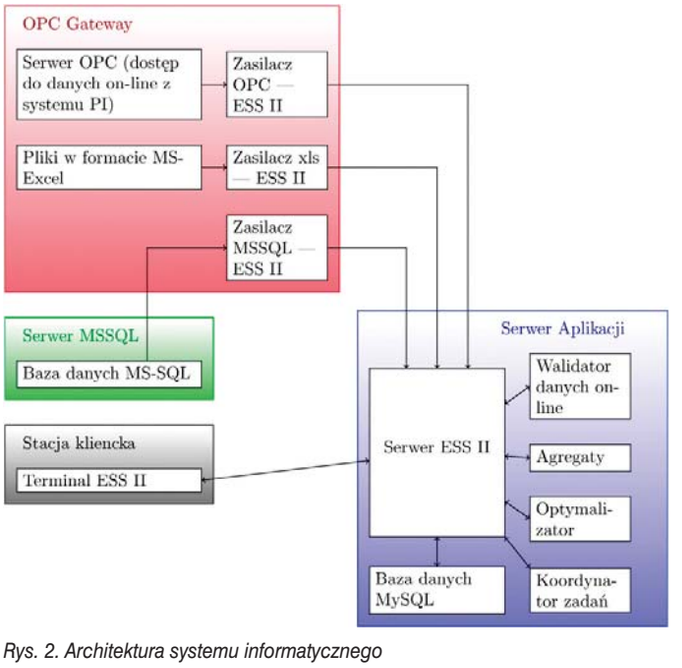
W tym miejscu warto zaznaczyć, że w celu optymalizacji pracy zasobnika należy zoptymalizować pracę urządzeń współpracujących z zasobnikiem. Urządzenia te wpływają w sposób bezpośredni na pracę zasobnika. Na pracę urządzeń bezpośrednio współpracujących z zasobnikiem wpływają pozostałe urządzenia. W związku z tym nie da się zbudować efektywnego systemu optymalizacji pracy zasobnika bez optymalizacji całej EC. **W związku z tym opisywany system optymalizacji pracy zasobnika de facto optymalizuje pracę całej EC.**

Architekturę informatyczną stanowiącą osnowę systemu doradczego do wspomagania planowania pracy zasobnika przedstawiono na rysunku 2. Centralnym elementem jest serwer ESS. Jego zadaniem jest przechowywanie i przekazywanie informacji między pozostałymi komponentami (wartości zmierzonych lub wyliczonych wielkości, ale także grafiki operatorskie). Swoje wartości przechowuje on w bazie MySQL.

Kolejnym elementem systemu jest zestaw tzw. zasilaczy (zaznaczony na czerwono). Zadaniem każdego z zasilaczy jest pobieranie wartości z odpowiedniego źródła i przekazywanie ich serwerowi. System ten odpowiedzialny jest za pobieranie tzw. danych żywych, tj. dotyczących parametrów poszczególnych urządzeń. Dane te pobierane są z elektronicznego systemu sterowania pracą EC, który w tym przypadku stanowi system PI. Wszystkie dane dotyczące predykcji (zapotrzebowania na ciepło, ceny energii na giełdzie czy dopuszczalne stany urządzeń) są pobierane przez oddzielny zasilacz z innego źródła. Źródłem predykcji mogą być albo pliki w formacie MS-Excel, albo dane w bazie (w tym przypadku MS-SQL).

Dane żywe przed dalszym użyciem są sprawdzane pod względem poprawności. Realizuje to moduł walidatora danych.

Moduł agregatów ma za zadanie wykonywanie obliczeń pomocniczych, np. wartości parametrów układu, które nie są dostępne w systemie a mogą zostać wyliczone. Optymalizator wylicza optymalne stany urządzeń na zadanym horyzoncie czasu. Wyniki optymalizacji (w postaci predykcji mocy urządzeń) przekazuje serwerowi ESS. Prezentacji wyników



Rys. 2. Architektura systemu informatycznego

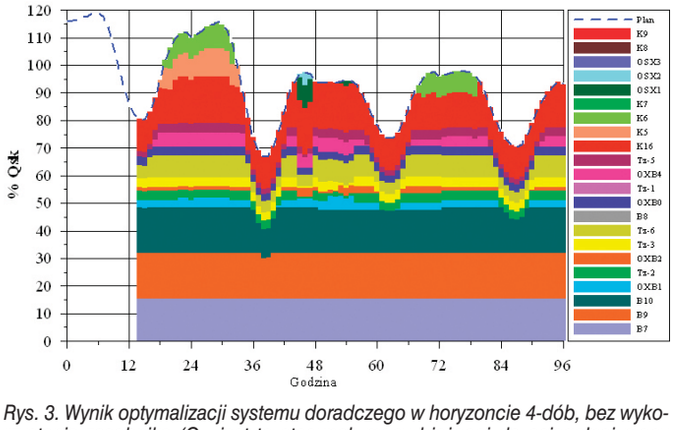
obliczeń dokonuje terminal ESS działający na stacji klienckiej. Wyświetla on szereg programowalnych na etapie wdrażania grafik z wartościami sygnałów (w postaci tabeli lub graficznie w postaci trendu) oraz może stworzyć raporty w postaci plików MS-Excel. Terminal ESS jest poza tym bardzo wygodnym narzędziem do analizy wartości pomiarów z systemów elektronicznego sterowania.

Moduł koordynatora zadań ma za zadanie sterować procą poszczególnych modułów. Przedstawiony system optymalizacji jest dedykowany do uruchamiania na żądanie (wyzwolenie obliczeń wykonuje operator). Optymalizator uruchamiany jest także automatycznie co godzinę. Dzięki odpowiedniej konstrukcji systemu archiwizacji wyników poszczególne wywołania optymalizacji nie zamazują sobie nawzajem wyników. Kontrolę nad tym, gdzie są wyniki, której optymalizacji i kiedy je usuwać sprawuje właśnie moduł koordynatora. Możliwości wykorzystania systemu komputerowego do optymalnego zarządzania pracą zasobnika zostały omówione szerzej w [5].

Wyniki działania systemu optymalizacji pracy zasobnika

Analizę wyników optymalizacji wykonanych za pomocą oprogramowania doradczego przeprowadzono w oparciu o dane pochodzące z dotychczas wykorzystywanych programów wspomagających planowanie produkcji. Jak wspomniano wcześniej, zasadnicze korzyści z wykorzystania oprogramowania doradczego wynikają z maksymalizacji zysków ze sprzedaży energii elektrycznej poprzez minimalizację kosztów jej wytwarzania oraz optymalnego wykorzystania dobowego profilu cen energii elektrycznej.

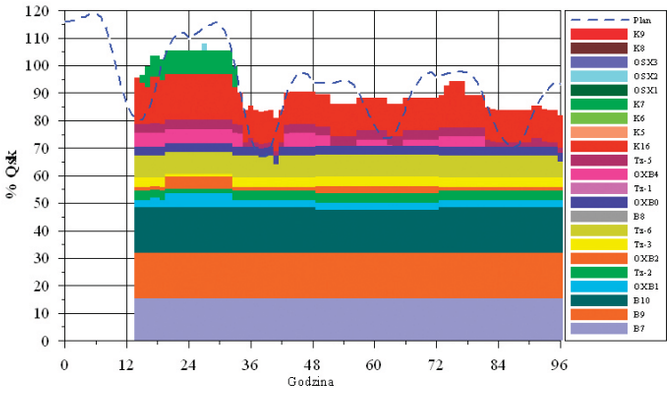
Obciążenie cieplne EC Siekierki w okresie przejściowym oscyluje w granicach maksymalnej mocy osiągalnej dla pracy w pełnym skojarzeniu, okresowo ją przekraczając. Z punktu widzenia pracy zasobnika jest okres, w którym możliwe są potencjalne zyski. W układzie pracy bez zasobnika konieczne byłoby okresowe wykorzystanie pracy szczytowych źródeł ciepła w postaci kotłów wodnych. Na rysunku 3 przedstawiono wynik optymalizacji dla danego okresu bez wykorzystania zasobnika ciepła. Na wykresie przedstawiono bezwymiarową wartość mocy cieplnej, tj. wartość mocy odniesiona do osiągalnej wartości mocy cieplnej w skojarzeniu. Widać na nim, że linia przerywana, reprezentująca zapotrzebowania na ciepło, pokrywa się z przebiegiem zmian produkcji ciepła w urządzeniach wytwórczych.



Rys. 3. Wynik optymalizacji systemu doradczego w horyzoncie 4-dób, bez wykorzystania zasobnika (Q_{sk} jest to stosunek mocy bieżącej do osiągalnej mocy w skojarzeniu)

Optymalizator obciąża urządzenia wykorzystując w pierwszej kolejności część blokową o najwyższym współczynniku skojarzenia, następnie turbiny części kolektorowej oraz okresowo uruchamia kotły wodne dla pokrycia okresów szczytowego zapotrzebowania na ciepło. System do ułożenia grafiku pracy wykorzystuje logikę odciążania urządzeń optymalizując dzięki temu koszty rozruchów i regulacji urządzeń.

Jako kolejne ilustracje działania systemu doradczego przedstawiono grafiki pracy urządzeń w scenariuszu z możliwością wykorzystania zasobnika ciepła. Widoczne jest wykorzystanie zasobnika skutkujące wyrównaniem obciążenia jednostek wytwórczych. Optymalizator, tak jak w poprzednim przypadku, stara się regulować urządzeniami w sposób minimalizujący ogólny koszt wytwarzania energii maksymalizując jednocześnie przychody ze sprzedaży energii poprzez wykorzystanie zasobnika ciepła. Porównując grafik pracy urządzeń bez zasobnika i ten z zasobnikiem widać wyraźnie różnicę polegającą na utrzymaniu w wariancie z zasobnikiem obciążenia urządzeń skojarzonych w „dolinach" zapotrzebowania na ciepło na niezmienionym poziomie. Ciepło będące nadwyżką użyte zostaje na naładowanie zasobnika, a energia elektryczna wyprodukowana na tym cieple sprzedawana jest na rynku bilansującym lub giełdzie energii w zależności od profilu cen. Zysk powstaje także z ograniczenia pracy kotłów wodnych. W wariancie z akumulatorem optymalizator na samym początku podejmuje decyzję o rozładowywaniu zasobnika wiedząc, że wysokie zapotrzebowanie na ciepło pojawia się tylko przez pierwsze kilkanaście godzin optymalizacji. Rozładowanie zasobnika pozwala na uniknięcie uruchomienia dwóch kotłów wodnych, a późniejsze ładowanie w dolinach zapotrzebowania pozwala na ograniczenie kolejnych uruchomień źródeł szczytowych.



Rys. 4. Wynik optymalizacji systemu doradczego w horyzoncie 4-dób, z wykorzystaniem zasobnika (Q_{sk} jest to stosunek mocy bieżącej do osiągalnej mocy w skojarzeniu)

Prezentowany przebieg zmian obciążenia w wariancie z wykorzystaniem zasobnika jest oczywisty. Takie wyniki są spodziewane. Wykonanie takiego planu produkcji nie jest jednak oczywiste. Zasobnik ma ograniczoną pojemność. Wyznaczenie chwil czasowych, w których powinno/musi nastąpić uruchomienie ładowania/rozładowania zasobnika jest bardzo trudne, ponieważ należy uwzględnić jednocześnie:

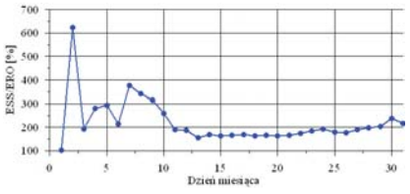
- **przebieg zmian zapotrzebowania na ciepło,**
- **przebieg zmian cen energii elektrycznej,**
- **ograniczenia pojemności zasobnika,**
- **ograniczenia prędkości ładowania/rozładowania zasobnika,**
- **wybór zestawu urządzeń wytwórczych, które pracują z podziałem na urządzenia skojarzone i nieskojarzone.**

W przypadku zasobnika najtrudniejsze jednak jest to, że każda rozważana chwila wpływa na wyniki, które można otrzymać i ograniczenia w innych chwilach czasowych. W związku z tym zagadnienie takie musi być rozwiązywane przez bardzo wydajny systemu.

Podsumowanie

W EC Siekierki w Warszawie zainstalowany został największy w Polsce zasobnik ciepła. W rezultacie wspólnych prac prowadzonych przez VHP, ITC PW i TT opracowano oraz wdrożono na przełomie lat 2010/2011 system doradczy służący wspomaganiu pracy operatora poprzez wyznaczenie prognozy optymalnego ładowania i rozładowania zasobnika.

Zaproponowane rozwiązanie optymalizacyjne dotyczy elektrociepłowni o jednym z najbardziej złożonych układów technologicznych. Jego przygotowanie poprzedziły długotrwałe prace realizowane w ramach zadań grantowych [1] oraz w bezpośredniej współpracy z VHP.



Rys. 5. Porównanie wyników optymalizacji uzyskanych z wykorzystaniem systemu doradczego oraz według dotychczas stosowanego narzędzia (ERO)

System okazał się narzędziem służącym istotnej poprawie efektywności wykorzystania zasobnika w porównaniu do narzędzi stosowanych dotychczas w EC. Jest on wykorzystywany do sporządzania optymalnej prognozy produkcji energii elektrycznej w oparciu o przewidywane w horyzoncie kilkudniowym obciążenie ciepłownicze Elektrociepłowni.

Porównanie wyników optymalizacji wykonanych za pomocą oprogramowania doradczego z wynikami optymalizacji za pomocą dotychczas wykorzystywanego narzędzia (ERO) przedstawiono na rys. 5 dla przykładowo wybranego miesiąca (kwiecień 2011). Przyrost efektów jest tu wynikiem szeregu czynników, między innymi: **bardziej agresywnego wykorzystania możliwości zasobnika ciepła, będącego efektem świadomego wykorzystania lokalnie pojawiających się ekstremów, optymalizacji w dłuższym horyzoncie czasu, dodatkowo optymalizacji uruchomień oraz odstawień urządzeń, doskonalszych modeli urządzeń i algorytmów optymalizacji opartych na większej ilości danych wejściowych, przede wszystkim prognostycznych**.

Prezentowane na rysunkach wyniki stanowią tylko przykładowy rezultat obliczeń programu oparty na dostosowaniu rozdziału obciążeń do prognozy. Wynik rzeczywisty dotyczy sytuacji nie zawsze z prognozą się pokrywającej, odnośnie zapotrzebowania na ciepło. Dodatkowo ewentualne awarie urządzeń zmieniające możliwości produkcyjne oraz wspomniane odchyłki rzeczywistego zapotrzebowania systemu od prognozy powodują konieczność podejmowania decyzji o odmiennym od proponowanego pierwotnie przez oprogramowanie podziale obciążenia. W praktyce eksploatacyjnej mamy więc do czynienia z koniecznością regularnego powtarzania takich obliczeń.

Literatura

[1] Badyda K., Bujalski W., Świrski K., Milewski J., Lewandowski J.: „Badania numeryczne i optymalizacja zastosowania zasobnika ciepła w sieci ciepłowniczej". Projekt badawczy nr N N513 3589 37. Raport, ITC PW, Warszawa, październik 2010.

[2] Badyda K., Bujalski W.: „Modelowanie pracy zasobnika w celu prognozowania obciążenia elektrociepłowni". Rynek Energii 6/2009.

[3] Badyda K., Milewski J., Bujalski W., Warchoł M.: „Heat Accumulator in Large District Heating Systems – Simulation and Optimisation". Proceedings of ASME Turbo Expo 2010: Power for Land, Sea and Air GT2010 June 14-18, 2010, Glasgow, Scotland, UK. ASME Paper GT2010-22032

[4] Bujalski, W., Badyda, K., Milewski, J., Warchoł M.: „Utilization the heat accumulator in large heating system". Nanotechnology 2010: Bio Sensors, Instruments, Medical, Environment and Energy – Technical Proceedings of the 2010 NSTI Nanotechnology Conference and Expo. Paper 200, NSTI? Nanotech 2010.

[5] Deszczyński B., Świrski K., Badyda K.: „Nowoczesne systemy informatyczne dla optymalizacji pracy zasobnika ciepła". Rynek Energii Nr 5/2010

[6] Dotzauer R.: „Simple model for prediction of loads in district-heating systems", Applied Energy 73, 2002.

[7] Gustafsson S., Karlsson B. G.: „Linear programming optimization in CHP networks", Heat Recovery Systems and CHP, Volume 11, 1991.

[8] Lewandowski J.: „Zagadnienia identyfikacji turbin parowych". Politechnika Warszawska, Prace Naukowe s. Mechanika z. 125 (1990).

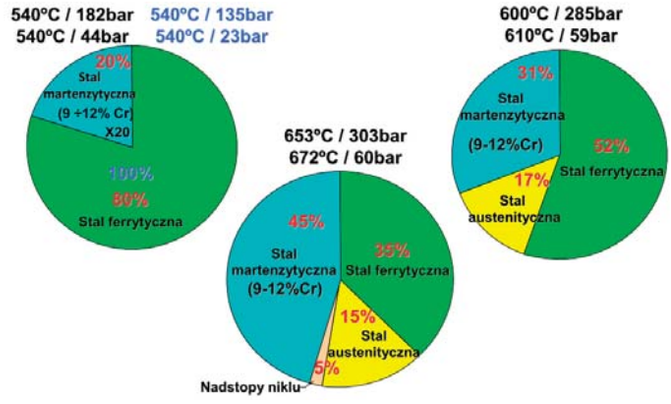
[9] Opłocki D., „Problem współpracy źródła ciepła (elektrociepłownia) z akumulatorem ciepła. Opracowanie i analiza modelu układu źródło – akumulator – odbiorca". Praca dyplomowa. ITC PW, Warszawa 2009.

Materiały dla kotłów na parametry Ultra Nadkrytyczne (USC)

W ramach strategicznego programu badawczego – **Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin** – **RAFAKO S.A.** podjęło się zaprojektowania kotła dla takiego bloku energetycznego. Prace projektowe rozpoczęły się od analizy dostępnych materiałów, pozwalających na zaprojektowanie kotła o maksymalnych, możliwych do osiągnięcia parametrach. Z przeprowadzonych obliczeń wytrzymałościowych przy wykorzystaniu programów TRD-EN oraz ANSYS otrzymano następujące parametry: temperatura pary pierwotnej **653°C**, ciśnienie pary pierwotnej **303 bar**, temperatura pary wtórnie przegrzanej **672°C**, ciśnienie pary wtórnej **60 bar**. Parametry te przyjęte zostały do zaprojektowania kotła o wydajności około **2250 ton** pary na godzinę, co powinno umożliwić wygenerowanie mocy elektrycznej brutto rzędu **900 MWe** oraz uzyskanie sprawności bloku netto powyżej **48%**.

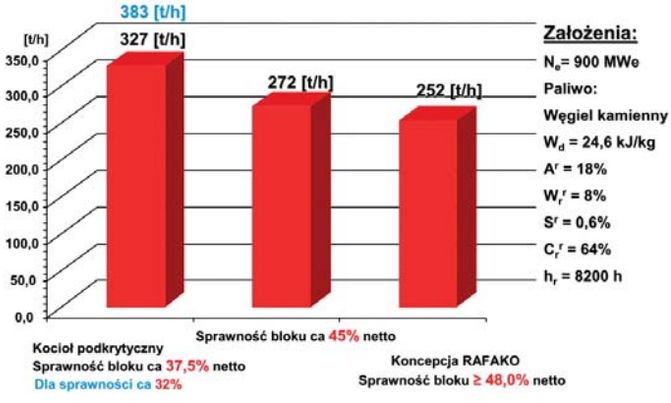
Ostatnie stopnie przegrzewacza pary pierwotnej i wtórnej oraz rurociągi łączące kocioł i turbinę stanowią kluczowe elementy ciśnieniowe pod względem warunków pracy. Elementy te są najbardziej narażone na działanie wysokich temperatur i ciśnień. Elementem krytycznym są również ściany szczelne (membranowe) komory paleniskowej. Ze względu na specyfikę konstrukcyjną ścian membranowych, dobór materiału do ich wytworzenia podlega szczególnej uwadze w odniesieniu do właściwości, jakie powinien taki materiał posiadać. Ściany membranowe powinny być wykonane z materiału o dobrych własnościach plastycznych, spawalniczych (nie wymagającego obróbki cieplnej po spawaniu) oraz dużej odporności na utlenianie się od strony czynnika (pary), a także odporności na korozję wysokotemperaturową od strony spalin. Na rysunku 1 przedstawiono „ewolucję materiałową" jaka zachodziła w budowie kotłów.

Kotły na parametry Ultra Nadkrytyczne wymagają od projektantów zastosowania materiałów jeszcze niesprawdzonych i nie mających żadnego „doświadczenia" w rzeczywistych warunkach pracy. RAFAKO S.A., opracowując założenia oraz projektując kocioł na tak wysokie parametry, spełnia wymagania wszystkich obowiązujących norm i przepisów oraz wykorzystuje wytyczne, według

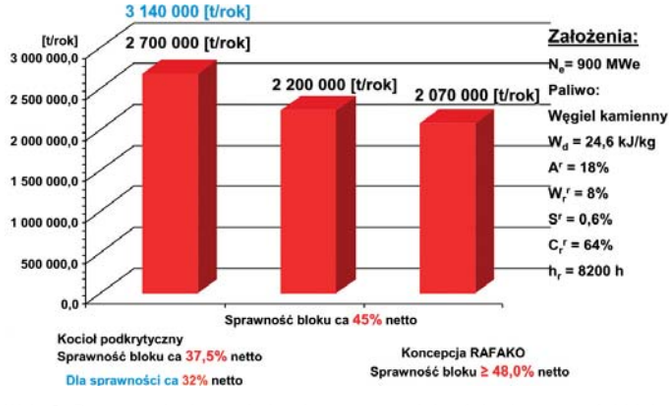


Rys. 1. „Ewolucja materiałowa" w budowie kotłów

których obecnie buduje się bloki energetyczne. W budowie takiego kotła znalazły się między innymi takie materiały jak **HR6W**, **Sanicro®25** (stale austenityczne) oraz **Alloy 617** i **DMV 617 mod**. (nadstopy niklu). Zastosowanie tych materiałów pozwala na zaprojektowanie kotła na wyżej wspomniane parametry. Obecnie RAFAKO S.A. jest na etapie optymalizacji kotła pod względem cieplno-mechanicznym. Zastosowanie nowych materiałów ma swoje aspekty ekonomiczne. Materiały pozwalające na otrzymanie tak wysokich parametrów pozwalają na oszczędność paliwa oraz znacznie zmniejszają emisję CO_2. Wykresy 1, 2 przedstawiają jak zużycie paliwa oraz emisja CO_2 zależą od sprawności bloku energetycznego, bezpośrednio zależnej od parametrów wytworzonej pary.



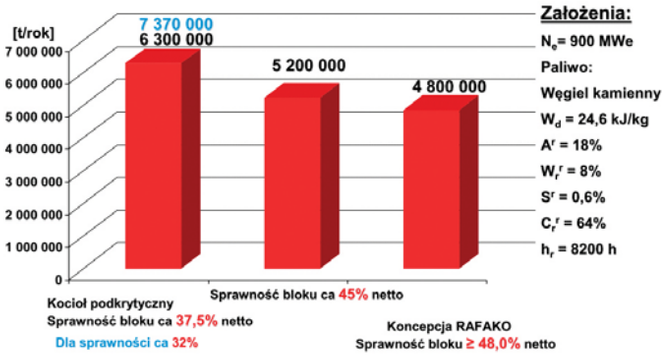
Wyk. 1. Godzinne zużycie węgla kamiennego w zależności od sprawności bloku energetycznego



Wyk. 2. Roczne zużycie węgla kamiennego w zależności od sprawności bloku energetycznego

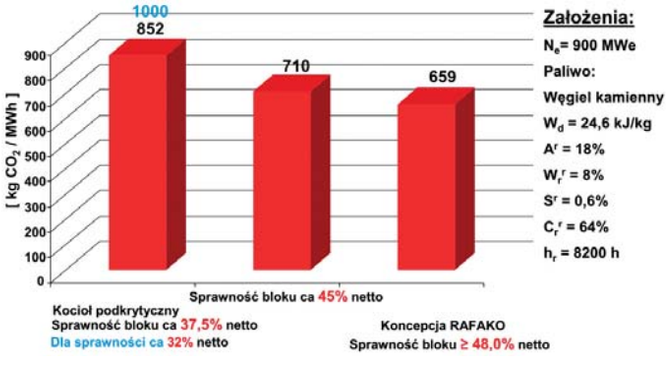
Wykres 1 przedstawia godzinne zużycie węgla kamiennego dla poszczególnych bloków pracujących z różną sprawnością. Jak można zauważyć z wykresu 1, w odniesieniu do bloków pracujących ze sprawnością 32%, różnica w zapotrzebowania na paliwo wynosi ~130 t/h, co jak widać na wykresie 2, daje oszczędność około 700 000 ton węgla na rok.

Zużycie węgla ma bezpośrednie przełożenie na ilość wytworzonego CO_2. Wykresy 3 i 4 przedstawiają ilości CO_2, jakie wytwarza blok energetyczny o określonej sprawności w ciągu roku eksploatacji. Różnica między blokami o sprawności 32% a blokiem z kotłem wg koncepcji RAFAKO, to ponad **2 500 000** ton mniej CO_2 rocznie.



Wyk. 3. Roczna emisja CO_2 w zależności od sprawności bloku energetycznego

Dokonując przeliczenia ilości wyprodukowanego CO_2 na wytworzoną 1 MWh otrzymujemy **340** kg CO_2 mniej w atmosferze. Dane te zostały przedstawione na wykresie 4.



Wyk. 4. Ilość wyemitowanego CO_2 na wyprodukowanie 1 MWh w zależności od sprawności bloku energetycznego

Dane przedstawione w formie wykresów odnoszą się do jednego rodzaju węgla i do tych samych warunków pracy bloków energetycznych.

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin.

Krzysztof Cieszyński, Adam Sutowicz

Wszystkie dane pochodzą ze źródeł RAFAKO S.A.
Prawa autorskie zastrzeżone.

KAEFER

Lider izolacji przemysłowych

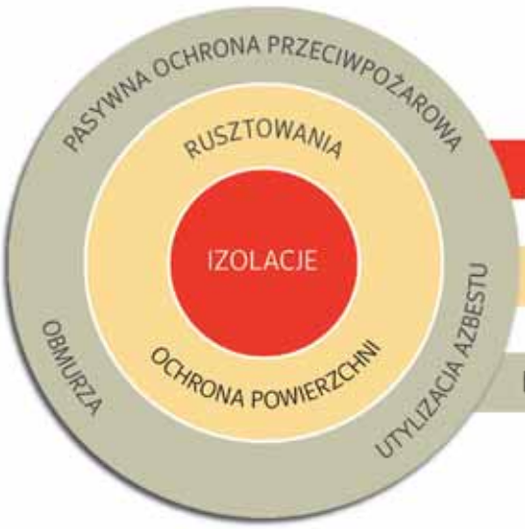
KAEFER SA znajduje się w strukturach międzynarodowego koncernu KAEFER Group działającego w obszarach biznesowych:

> przemysł

> offshore

> przemysł stoczniowy

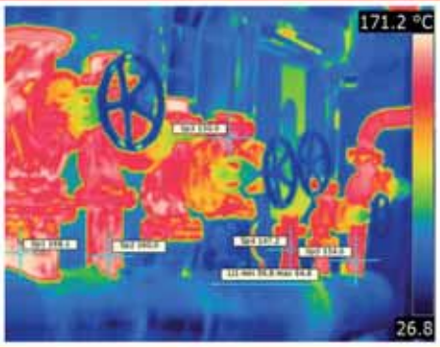
> budownictwo



Działalność kluczowa

Działalność uzupełniająca

Działalność powiązana



KAEFER - Innowacja w przemyśle

> Redukcja strat ciepła i emisji CO2 poprzez dobór optymalnych metod izolacji

> Skrócenie czasu realizacji dzięki organizacji i nowoczesnym technologiom oraz wykorzystaniu elementów prefabrykowanych

> Oszacowanie stopnia opłacalności wymiany izolacji przy udziale profesjonalnego sprzętu do badań termowizyjnych

www.kaefer.pl

Lokalizacje na świecie: Algieria | Arabia Saudyjska | Australia | Austria | Azerbejdżan | Bahrajn | Belgia | Brazylia | Chile | Chiny | Dania | Egipt | Estonia | Finlandia | Francja | Hiszpania | Holandia | Indie | Indonezja | Iran | Irlandia | Kanada | Katar | Kazachstan | Korea Południowa | Kuwejt | Litwa | Luksemburg | Łotwa | Malezja | Meksyk | Mozambik | Maroko | Norwegia | Nowa Kaledonia | Nowa Zelandia | Oman | Papua-Nowa Gwinea | Polska | Portugalia | Republika Czeska | Peru | Rosja | RPA | Rumunia | Singapur | Szwajcaria | Szwecja | Tajlandia | Tajwan | Tunezja | Turkmenistan | Ukraina | USA | Węgry | Wielka Brytania | Wietnam | Zjednoczone Emiraty Arabskie

KAEFER SA
ul. Postępu 21 B
02-676 Warszawa
tel. +48 22 543 78 00
fax +48 22 543 78 10
info@kaefer.pl

www.strabag.com

DYNAMICZNY WZROST NA SOLIDNYCH FUNDAMENTACH

STRABAG Societas Europaea jest wiodącym europejskim koncernem budowlanym. W 2011 roku osiągnęliśmy obroty w wysokości 14,3 mld Euro. Działamy w ponad 60 krajach i zatrudniamy 77 tys. pracowników na całym świecie. Nasza działalność obejmuje wszystkie segmenty budownictwa. W ramach budownictwa energetycznego realizujemy min. roboty ziemne, głębokie fundamentowania, konstrukcje budowlane bloków energetycznych, chłodnie kominowe, kominy, wymurówki ogniotrwałe oraz roboty infrastrukturalne. Projektujemy i dostarczamy instalacje z zakresu ochrony środowiska, min. oczyszczanie gazów spalinowych (tlenków azotu metodą SCR), termiczną utylizację odpadów komunalnych i przemysłowych oraz mechaniczno - biologiczne przetwarzanie odpadów. Więcej informacji na naszej stronie: www.strabag.com.

STRABAG Sp. z o.o.
Oddział Budownictwo Inżynieryjne i Energetyka
ul. Parzniewska 10, 05-800 Pruszków
Tel. +48 22 45 13 716
marius.emrich@strabag.com

STRABAG